

São Paulo, 17 de agosto de 2017.

Excelentíssimo Senhor
Ministro de Estado de Minas e Energia
Fernando Bezerra de Sousa Coelho Filho

Assunto: Contribuição para a Consulta Pública MME nº 33/2017

Excelentíssimo Senhor Ministro,

A COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia, entidade que representa 98 associados, atuando desde 2003 no desenvolvimento da GD e da cogeração de energia, vem respeitosamente, apresentar suas contribuições e observações para a Consulta Pública MME nº 33/2017, conforme Apêndice.

Cordialmente,

Newton Duarte
Presidente Executivo

APÊNDICE – Contribuição da COGEN para a Consulta Pública MME nº 33/2017

GRUPO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO

1.1. AUTOPRODUÇÃO

1.1.a. Critério dos 3 MW

A COGEN propõe a retirada do conceito de se caracterizar o autoprodutor como aquele abaixo de 3 (três) MW de carga, para fins de pagamento de encargos com base no consumo líquido.

Para o agente autorizado como autoprodutor pela ANEEL, com sazonalidade reconhecida pela distribuidora local, o Montante de Uso da Rede de Distribuição (MUSD) contratado único não se aplicaria, a exemplo das usinas de açúcar e etanol, devido ao fato que na entressafra poderiam apresentar um consumo líquido inferior aos 3 MW.

Diante de situações como a expressa acima, objetivando-se garantir o Princípio da Simplicidade na regulamentação e se estimular a autoprodução no país, propomos a seguinte alteração na redação sugerida pelo MME ao tratar do tema supracitado na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995:

Seção III

Das Opções de Compra e da Autoprodução de Energia Elétrica por parte dos Consumidores

Art. 14-A Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor que receba outorga para produzir energia por sua conta e risco.

(...)

§4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, ~~para as suas unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW (três mil quilowatts)~~, deverá ser apurado com base no consumo líquido.

1.1.b. Marco regulatório para a GD

A COGEN entende ser adequado a iniciativa de se ter uma previsão legal para a figura da autoprodução a fim de se pleitear tratamento semelhante para a Geração Distribuída (GD), entendendo-a não somente como a micro e mini GD, mas também o conceito abrangente de GD, envolvendo também o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) e a definição de GD disposta na Lei 10.848, de 15 de março de 2004, e no Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004.

Também aproveitamos para solicitar a inserção das fontes de biomassa e do biogás no ProGD, com a criação de um Valor Anual de Referência Específico (VRES) para as fontes supracitadas, a exemplo do instituído para a cogeração com gás natural e geração solar.

Além da definição dos valores específicos (VRES), seria de vital importância a operacionalização da contratação da GD através do mecanismo do VRES, possibilitando assim a expansão da GD no país. Cabe salientar que a aventada contratação centralizada para as necessidades de energia para as Distribuidoras contemplasse as especificidades regionais, atendendo assim as necessidades de geração locais, de cada Distribuidora, evitando-se investimentos em sub-transmissão e distribuição das mesmas.

1.2. REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE

2a Abertura do mercado

A COGEN entende que o processo de abertura do mercado aponta para uma modernização do setor elétrico, e gostaria de enfatizar a importância de tal diretriz estar acompanhada das seguintes ações:

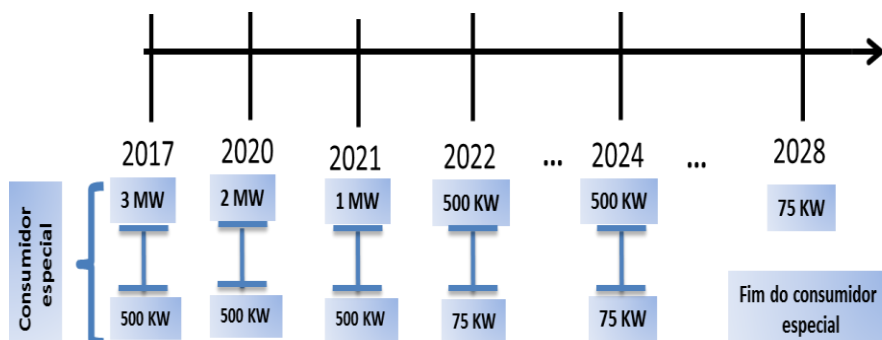
- (i) os ajustes necessários para maior confiabilidade na formação dos preços;
- (ii) o máximo acoplamento possível entre o preço e as decisões de operação;
- (iii) a adequada valoração dos atributos propiciados pelas fontes ao sistema elétrico;
- (iv) a definição conceitual do que serão os produtos lastro e energia.

Para as fontes renováveis, o segmento do consumidor especial sempre foi importante na viabilização de novos empreendimentos, pois o consumidor especial essencialmente é aquele que tem o direito de participar do mercado livre ao adquirir energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e das fontes eólica, biomassa, solar, e cogeração a gás natural qualificada.

O consumidor especial e o mercado de energia incentivada foram decisivos para expandir a Bioeletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN), com uma importante contribuição no período seco, quando a cogeração da biomassa de cana de açúcar pode preservar 15 pontos percentuais dos reservatórios nas regiões SE/CO.

Do total de geração da Bioeletricidade ofertado para o SIN em 2016, estimado pela CCEE em 23.881 GWh, 64% foram destinados ao ACL e 36% destinados ao ACR.

Assim sendo, a COGEN propõe manter a abertura do mercado até 2028 para consumidores de alta e média tensão (Grupo A), alcançando o seu limite inferior de 75 kW de demanda já em 2022, porém mantendo-se a figura do consumidor especial entre os anos de 2022 e 2028, contratando energia de fontes incentivadas. A figura abaixo procura esquematizar a proposta.



Para tanto, propomos a seguinte alteração no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996:

§ 5º Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do *caput* deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts) **até 31 de dezembro de 2021 e 75 kW (setenta e cinco quilowatts) de 1º de janeiro de 2022 até 31 de dezembro de 2027**, observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas

disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.

Entendemos que nossa proposta aceleraria a possibilidade de opção ao consumidor, acima de 75 kW (antecipação de 2028 para 2022), preservando-se por um período de transição maior a figura do consumidor especial, fato este que tem sido essencial para fomentar a expansão das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira.

A criação de uma regra de transição menos abrupta para a figura do consumidor especial, daquela proposta na CP 33/2017, seria o mais adequado neste importante momento em que buscamos garantir a contínua expansão dessas fontes renováveis, levando-se em conta os compromissos internacionais assumidos pelo país, como no Acordo de Paris.

1.2.b Comunhão de fato e de direito às migrações

A COGEN entende que se deva continuar com a permissão de se somar as cargas para totalizar 500 kW para o acesso ao mercado livre especial, sob pena de se ferir os princípios fundamentais como o da isonomia, da valorização da autonomia dos agentes e do próprio princípio da coerência com a defesa do acesso ao mercado livre de energia, proposto no âmbito da CP 33/2017.

1.2.c Definição da fronteira atacado/varejo

Caso permaneça o entendimento da obrigatoriedade do consumidor até 1 MW, ser representado por um comercializador varejista, a partir de janeiro de 2018, por se tratar de medida necessária na formação de um ambiente de atacado com garantias financeiras robustas e liquidação menos arriscada, a COGEN sugere para a restrição da fronteira atacado/varejo, que se:

- (i) Diminua o limite de 1 MW para 0,5 MW, até por conta da necessidade primária de fortalecimento da figura do comercializador varejista; e
- (ii) Considere não por unidade consumidora, mas por grupo econômico, diminuindo os custos de transação e governança nas operações.

GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

2.1 POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO

A COGEN apoia a iniciativa proposta de criação de uma liquidação centralizada da transmissão.

Contudo, após uma avaliação de que esta liquidação centralizada resulte em redução de custos sistêmicos, entendemos que os titulares das instalações de transmissão já contratadas deveriam solicitar a ANEEL (e não opcionalmente) o aditamento dos contratos vigentes para o enquadramento na liquidação centralizada. Para tanto, propomos a seguinte alteração na redação sugerida pelo MME ao tratar do tema supracitado na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995:

Art. 17

.....

§9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos.

(...)

§12. Após instituição da centralizadora de contratos:

- I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas ~~deverão~~ **poderão**—solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento **ao** enquadramento no §9º;
- II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.

Sugerimos também a possibilidade de haver previsão em Lei estabelecendo que a existência da centralizadora de contratos não significará carga tributária maior para transmissoras e acessantes, vis-à-vis a situação original (sem a centralização dos contratos).

2.2 REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO

O avanço institucional pretendido pelo MME é o estabelecimento de preços críveis, com regras transparentes, e que se desviem o mínimo possível da realidade operativa. Na mesma linha, seria importante se rever o processo de definição dos limites mínimo e máximo do preço de referência do mercado de curto prazo, hoje estabelecidos pela ANEEL.

O MME poderia aproveitar para avaliar ou estimular a discussão em torno do processo de definição metodológica do valor mínimo e, principalmente, do teto do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

2.3 POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO

A COGEN entende que a possibilidade de redução de custos de transação na geração situa-se em adotar a centralização de novos CCEARs, incluindo os existentes, similar ao proposto para a transmissão no âmbito da CP 33/2017.

A princípio, uma proposta operacionalmente de centralização de contratos para quem já tem CCEARs com as diversas distribuidoras é bem-vinda. Seria preciso evoluir com tal proposta de liquidação centralizada para os CCEARs existentes, observando aspectos técnicos, jurídicos e no gerenciamento das inadimplências.

De forma análoga ao processo de liquidação centralizado na transmissão, também indicariamos a necessidade de previsão em Lei estabelecendo que a existência da centralizadora de contratos não significasse uma carga tributária maior para vendedores e compradores de energia, vis-à-vis a situação original (sem a centralização dos contratos).

2.4 POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

2.4.a Financiamento e regra de transição

Outro importante ponto de atenção é acompanhar como será regulamentada a questão da separação do lastro e energia. Coloca-se a possibilidade de contratação da confiabilidade (ou adequabilidade) sistêmica (lastro), separada da gestão do risco comercial de cada agente (energia), que vem sendo discutida no setor como a contratação separada de lastro e energia.

De acordo com a Nota Técnica do MME, o valor do lastro poderia ser inferior à necessidade total de remuneração que um projeto necessitaria para se viabilizar. A contratação de longo prazo de forma centralizada (em leilões), a princípio, continuará existindo, mas apenas na parcela chamada lastro, que será um “bem comum” custeado por todos os beneficiários, propiciando uma receita previsível de longo prazo ao gerador.

Já a parcela energia será negociada no mercado em geral, com características de *commodity*, mas não se sabe a configuração de como se dará essa negociação, gerando dúvidas iniciais por parte dos investidores em geração. É fundamental garantir o financiamento da expansão.

Nesta linha, entendemos ser importante avançar com o tema da separação lastro/energia, mas sugeriríamos um maior detalhamento com relação ao assunto, com um desenho do mercado proposto e dos seus produtos que deverão existir em tal mercado. Seria necessário estruturar uma regra de transição, com prazos adequados, entre o mercado atual (que contempla a comercialização combinada de lastro/energia) para o mercado a ser desenhado de separação lastro/energia.

2.4.b Atributos técnicos e físicos dos empreendimentos

A regra de transição, a ser estabelecida para a separação lastro/energia, deveria estar concatenada com a regulamentação e a definição dos atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame de contratação dos produtos lastro e/ou energia.

Caso contrário, ao não se considerar os atributos mínimos de cada fonte, a contratação continuaria conforme tem ocorrido desde 2005, que poderiam conduzir à contratação de fontes de geração contestadas do ponto de vista operativo, econômico e ambiental.

Do elenco mencionado de atributos dos empreendimentos, sugerimos que se considere também o nível de emissões globais de gases de efeito estufa, de modo a induzir a contratação de um dado empreendimento de menor impacto ambiental do ponto de vista das emissões de gases de efeito estufa, em linha com os compromissos ambientais anteriormente assumidos.

GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO

3.1 DIRETRIZES E COMPROMISSOS PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS

De acordo com a Nota Técnica do MME, a ANEEL deverá definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas em diretrizes como (i) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e (ii) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.

A COGEN entende que são formas de racionalizar a remuneração de externalidades para as fontes de geração e, por isto, dada a importância do tema, pleiteia que seja indicado, já no âmbito dos resultados da CP 33/2017, um cronograma para a fixação destas diretrizes nas respectivas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Na tarifa binômia, a COGEN entende que seria justo a criação de uma “tarifa fio GD” que remunerasse as distribuidoras e ao mesmo tempo permitisse a viabilização dos projetos de micro e mini GD, a fim de não interromper o crescimento deste mercado.

Também seria importante termos uma regra de transição, se possível até 2028, ao invés de estabelecer o prazo até 2021 para a implantação da tarifa binômia.

A implantação de cobrança segregada da tarifa, com a tarifa binômia, não nos parece incluir uma convergência com a introdução e uso de novas tecnologias de medição e automação (*Smart Grids*), sua remuneração e objetivos de melhoria no serviço por parte das concessionárias de distribuição.

Para tanto, sugeriríamos alguns pontos, com o objetivo de criar um arcabouço regulatório/legal que acelerasse a introdução de novas tecnologias e permitissem o incremento da qualidade dos serviços, redução de perdas e consequentemente, redução do valor da tarifa no tempo:

- Parcela do ganho de eficiência operacional proveniente da implementação de novas tecnologias (*Smart Grid*), a ser definida para um dado período;
- Adequação da metodologia para reconhecimento do investimento “prudente”;

- Incremento do WACC sobre os investimentos realizados em novas tecnologias/modernização da rede (*Smart Grid*);
- Compartilhamento e integração de infraestruturas com outras utilidades da municipalidade (exemplo: comunicação, TI).

3.2 SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS

Gostaríamos de enaltecer que o consumidor especial e o mercado de energia incentivada foram decisivos para estruturar centenas de projetos, bem como a oferta estratégica de Bioeletricidade ao SIN, predominantemente nas regiões SE/CO, no período seco.

O mecanismo do “desconto na TUSD” tem sobremaneira contribuído para a expansão das fontes renováveis, com o benefício global para o SIN superando em muito o custo da política setorial.

Assim, a COGEN entende que o “desconto na TUSD” não se relaciona a subsídios, mas sim a custos evitados pelas fontes de cogeração situadas próximas às cargas. Dessa forma, a COGEN pleiteia que o prêmio de incentivo ao gerador de energia renovável não seja limitado a data de 31 de dezembro de 2030, podendo ser postergado para que o país possa atender os compromissos assumidos nos acordos ambientais.

Também solicitamos que, para se respeitar a coerência regulatória com o correlato de novas outorgas, em havendo a adesão dos geradores com outorgas vigentes ao novo modelo, o prêmio seja pago até fim do prazo da outorga atual, mesmo que esta ocorra posteriormente a 31 de dezembro de 2030. Para tanto, há a necessidade de alteração na redação sugerida pelo MME ao tratar do tema supracitado no art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996:

“Art. 26.
.....

§1º-F O valor do prêmio de que trata o §1º-E:

I - será calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários; e

II – será pago até 31 de dezembro de 2030 para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029; e

III – será pago pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

§1º-G Os titulares das outorgas dos empreendimentos de que tratam os §§1º, 1º-A, 1º-B e inciso II do §1º-C poderão receber o prêmio de que trata o §1º-D desde que abdicuem da aplicação dos percentuais de redução previstos nos arts. §§1º, 1º-A, 1º-B.

§1º-H O prêmio de que trata o §1º-G será pago até fim do prazo da outorga, mesmo que esta ocorra posteriormente a 31 de dezembro de 2030.”

Ainda com relação ao prêmio de incentivo, a COGEN solicita que haja um detalhamento quanto ao seu valor monetário (e seu cálculo), e a forma como ocorrerá seu faturamento, operacionalização e recolhimento do ponto de vista tributário, sendo importante a publicação de uma nota técnica complementar, na qual essas informações viessem a ser fornecidas antes do encaminhamento da Medida Provisória ou Projeto de Lei para o Congresso resultante da CP 33/2017.

Nesta nota técnica complementar sugerimos também que seja apresentada uma Análise de Impacto Regulatório (AIR), à sociedade civil, contendo uma estimativa da redução de despesa da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE com a adoção do prêmio vis-à-vis o abandono do desconto no fio, até por conta de se avaliar o real custo-benefício de se alterar a política setorial de incentivo às fontes renováveis, via desconto no fio.

Cabe enaltecer a diretriz de que o pagamento de um prêmio de incentivo associado à energia fisicamente produzida por cada empreendimento incentivado, não seja mais limitado à potência injetada no SIN.

Por fim, a COGEN entende que o estabelecimento da linha de corte, a partir da qual as novas outorgas incentivadas deixarão de ter desconto nas tarifas de uso da rede, deva ser, no mínimo, a partir de janeiro de 2019, e não 31/12/2017, tendo como justificativa haver projetos com análise em andamento e sendo elaborados para fins do cadastramento dos Leilões de Energia Nova 2017, cujo término das inscrições ocorrerá em 6/9/2017, e todos deverão levar em consideração a atual regulamentação, que prevê a concessão do desconto na TUSD e não uma proposta de regulamentação, ainda em fase de Consulta Pública.

3.3 DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

A COGEN gostaria de reforçar a necessidade de uma solução definitiva para a judicialização do risco hidrológico.

É de se supor que a solução ora proposta pelo MME venha a ser previamente negociada e aceita pelos geradores devedores, que atualmente discutem a sua situação no Judiciário.

Neste aspecto, a COGEN considera importante que os parâmetros basilares já devam estar previstos numa eventual Medida Provisória, resultante da CP 33/2017, sob pena da ANEEL vir a estabelecer parâmetros que eventualmente não venham a ser aceitos pelos geradores hidrelétricos devedores.