

PERGUNTAS FREQUENTES REALIZADAS SOBRE A CONSULTA PÚBLICA #33 – Versão de 19.07

Desde a publicação da Consulta Pública Nº 33, as equipes técnicas do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) têm participado de vários encontros e discussões internas, com outras instituições, agentes de mercado, e investidores. Nestes encontros, foram feitas diversas perguntas sobre muitos dos aspectos da consulta. Algumas perguntas foram repetidas por mais de um grupo.

Visando a comunicação, o diálogo, e a uniformização do entendimento e da informação entre todos, este Ministério disponibiliza abaixo uma lista das perguntas mais frequentes até o momento sobre a Consulta Pública Nº 33, com as respectivas respostas. Esperamos atualizar esta lista semanalmente com a incorporação de mais perguntas, bem como o aprofundamento e aperfeiçoamento das respostas.

Naturalmente os esclarecimentos aqui apresentados não são definitivos ou conclusivos. O objetivo desse documento é contribuir com a compreensão da proposta colocada em consulta e facilitar o diálogo. Não se trata de antecipação de decisões sobre o material final ou análise de contribuições.

O prazo para contribuições será adiado?

Até o momento não vemos necessidade de adiamento de prazo. A consulta atual já resulta da discussão anterior em torno do aperfeiçoamento do mercado iniciada em setembro de 2016. Considerando que a proposta, para ter plena eficácia, ainda depende de análise de contribuições e apreciação do Congresso, além de detalhamento em decretos, alterações de cronograma podem afetar sua implementação. A ideia é que as etapas estejam todas concluídas no início de 2018, também com ampla participação da sociedade na elaboração dos regulamentos necessários.

O Brasil copiou algum modelo regulatório internacional ao fazer essa nota técnica?

A intenção da proposta é aumentar a eficiência do mercado brasileiro. Existem elementos que são muito comuns a vários desenhos de mercados de eletricidade latino-americanos, norte-americanos e mesmo europeus, mas não há um mercado em específico – ou um País - que tenha sido parâmetro único para as propostas feitas na Nota Técnica. A análise das melhores experiências internacionais em seus diversos aspectos mostrou-se ferramenta muito útil de apoio, mas as principais bases das medidas apresentadas decorrem das contribuições recebidas na Consulta Pública 21 e colhidas nas diversas reuniões realizadas com os representantes da sociedade nestes 14 meses da nova gestão do Ministério e da EPE.

Em que consiste a separação de lastro e energia?

Como em diversos outros pontos da consulta, o que se está sendo proposto é o destravamento legal da alternativa contratação de lastro, que será detalhada em decreto após nova etapa de discussão.

A separação lastro e energia consiste na comercialização separada de dois produtos que atualmente são comercializados em conjunto pelos geradores: (i) sua contribuição para a

confiabilidade de suprimento (conhecida informalmente como “lastro”, termo a ser incorporado à legislação conforme nota técnica em questão) e (ii) sua produção física de energia. O objetivo é valorizar explicitamente estes dois produtos.

Esta separação possui vários benefícios colaterais, tais como: (i) tornar o equilíbrio oferta-demanda do sistema menos dependente do equilíbrio mercado regulado-mercado livre (ACR-ACL); (ii) separar o mercado de energia, que negocia MWh – sendo este um produto homogêneo – do mercado de confiabilidade, entendida como um bem comum, facilitando a revelação de preço dos produtos em contexto de mercado.

O que é o produto lastro?

O produto lastro refletirá a contribuição para a confiabilidade de atendimento ao sistema de cada gerador. A comercialização deste produto por um gerador envolverá responsabilidades, verificações e penalidades.

Como poderia ser definida a necessidade de lastro?

A confiabilidade de suprimento é um bem comum e, portanto, a necessidade de compra de lastro para garantir a confiabilidade do sistema será definida centralizadamente baseada em estudos de planejamento conforme regulamento específico, podendo incorporar elementos de política energética.

Como o lastro seria negociado?

A compra do lastro ocorrerá por meio de leilões. A contratação de lastro será um elemento importante para assegurar a participação de todos os consumidores nos custos da expansão do sistema.

Quem pagaria o lastro?

O custo total do lastro será recolhido de todos os consumidores mediante encargo de lastro (ou de confiabilidade) específico na proporção do consumo.

Uma regra de alocação dos custos de aquisição de lastro a consumidores será definida, determinando-se o requisito de confiabilidade de cada consumidor e utilizando-o como determinante de pagamento. A situação daqueles que aqueles que já contam com ativo físico ou contratual que já cubra alguma parcela de seu requisito de confiabilidade, será devidamente tratada.

Como o lastro poderia ser valorado por um agente gerador?

A soma das receitas auferidas com todos os fluxos de caixa percebidos pelo gerador – venda de lastro, energia e outros serviços – deve remunerar o gerador de forma a compor seu retorno a um nível de risco. Assim sendo, a valoração do lastro por cada gerador é uma atividade individual e de gestão de risco e que deve refletir a quantidade monetária que, em conjunto com as demais parcelas, constitui seu fluxo de caixa desejável a um nível de risco.

O item (3.56) da nota técnica que instrui a consulta pública propõe a alteração do dispositivo que prevê o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) vai acabar?

O dispositivo sugerido na consulta não tem como objetivo acabar com a existência de um mecanismo de gestão compartilhada de risco hidrológico através de “reservatórios virtuais”, como o MRE. Trata-se apenas de desobrigar a existência de um mecanismo dessa natureza na hipótese de haver, em algum momento futuro, convergência entre os participantes do mercado quanto à desnecessidade da continuidade desse arranjo como ferramenta de mitigação de risco. Ressalta-se que, como demonstrado em inúmeros trabalhos e introduzido pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico em 2002, o desenho de um eventual mecanismo de despacho por ofertas de preços, que também é uma possibilidade trazida na consulta, pode conviver com a utilização de um desacoplamento entre despachos “físicos” e “virtuais”, onde um mecanismo de “reservatórios virtuais”, tal como o MRE, continuaria sendo fundamental.

No que diz respeito ao arranjo atual do MRE e de possíveis aprimoramentos, existe hoje no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE um grupo de trabalho para estudar o tema, com conclusão de seus trabalhos prevista para este ano.

O aprimoramento proposto pela consulta pública determina a privatização de empresas do Grupo Eletrobrás?

O texto proposto não determina a privatização de qualquer empresa ou ativo específico controlado pela Eletrobras. Esta decisão cabe à empresa. A proposta apenas deixa claro como se dará a repartição do resultado econômico associado à assinatura de um novo Contrato de Concessão com a União, concomitante à venda de um ativo. Desde 1995 a legislação permite essa alternativa de venda combinada, mas não define como os benefícios do novo contrato seriam repartidos, o que dificulta a tomada de decisão empresarial e traz insegurança sobre essa alternativa adicional a ser considerada pela Eletrobras em sua recuperação e de suas subsidiárias.

A proposta deixa claro que a venda de usinas hidrelétricas seria acompanhada de novo contrato de concessão, estabelecendo o prazo e o regime comercial desse novo contrato e a repartição dos resultados por ele agregados ao processo de venda do ativo: um terço iria para os consumidores, abatendo encargos e dois terços para a União. Excepcionalmente, para ativos de geração de empresas federais privatizados até 31 de dezembro de 2019, metade da parcela da União seria destinada à Eletrobras em adição ao valor que o ativo vendido já possui pelas regras atuais. Com isso a empresa tem o resultado da venda potencializado, o que auxilia na adequação de suas despesas e na sua recuperação financeira e de suas subsidiárias.

Ressalta-se que, sem este esclarecimento, a interpretação conservadora levaria à captura integral do valor agregado pelo novo contrato de concessão à União. Ou seja, no modelo atual, o benefício de maior prazo e de alteração de regime – de tarifa regulada para preços de mercado - não beneficiaria nem os consumidores e nem a Eletrobras. O novo arranjo faz uma repartição mais equilibrada desse resultado ao mesmo tempo que estimula a empresa a ser célere na busca de soluções empresariais para lidar com os seus desafios.

Importa esclarecer que repartir o benefício de alteração de regime com a Eletrobras é possível em função de a União acumular os papéis de acionista e de concedente do novo contrato. Esta condição diferencia as estatais sobre controle da União das demais. Nesse sentido, a União pode dispor de parte da renda gerada pelo novo contrato em prol de uma empresa controlada. Ressalta-se que a forma pela qual a Eletrobras receberá esses recursos depende de avaliações que serão feitas pelos Ministérios da Fazenda e do Planejamento.

A alteração do regime comercial das usinas, além disso, está alinhada com o objetivo geral das mudanças propostas na direção de maior eficiência setorial ao alocar corretamente riscos e promover competição no mercado. A tarifa regulada para usinas hidrelétricas não se mostrou efetiva para a modicidade tarifária. Nessas usinas, o consumidor fica com o risco hidrológico, ou seja, se chove menos e a usina não gera o montante esperado de energia, o consumidor paga pela geração complementar, em usinas térmicas caras, o que resulta em cifras bilionárias. O consumidor também é responsável por remunerar os novos investimentos realizados pelo proprietário das usinas, a despeito de já ter sido obrigado a pagar indenização pelos ativos não depreciados. As usinas hidrelétricas com tarifa regulada criam uma ilusão de custo baixo na energia, mas aumentam, por exemplo, o custo das bandeiras tarifárias e dos encargos setoriais. Nessa linha, a proposta atua também para o futuro, impedindo que usinas cujas concessões vençam depois de 2018 sejam recontratadas em regime de cotas.

A reforma proposta pela Consulta Pública propõe aumento de tarifa?

A reforma não propõe aumento de tarifa. São esperados benefícios aos consumidores, com redução do custo global da energia em função do aumento da eficiência setorial. Para esclarecer este tema, lembremos do panorama de comercialização atual. As usinas da Chesf, por exemplo, antes da Medida Provisória nº 579, de 2012, comercializavam sua energia a R\$120/MWh para consumidores de todo o País, corrigidos para valores de hoje, antes da aplicação de tarifas reguladas. Essa venda não impactava encargos setoriais e não repassava risco hidrológico – ou seja, de produção - ao consumidor. Hoje, em virtude da Medida Provisória nº 579, de 2012, as usinas que comercializam sua energia em regime de cotas – como as do grupo Eletrobras - praticam tarifas de aproximadamente R\$ 40/MWh e sua energia é vendida a todas as distribuidoras do Brasil com o repasse do risco hidrológico associado, transformando o consumidor em gerador. Esta gestão de risco “terceirizada” causa passivos mensais de risco hidrológico, que rondam R\$ 1 bilhão, e que são pagos pelas bandeiras tarifárias que oneram os consumidores, além de os proprietários das usinas receberem indenizações desde 2013 e estarem pleiteando valores ainda maiores de tarifa, com base em investimentos passados não indenizados e necessidades de investimentos futuros. A soma desses componentes ultrapassa o preço anteriormente praticado e a tendência é que essa diferença apenas aumente ao longo do tempo, à medida que novos investimentos sejam realizados. A energia em cotas apenas dá uma falsa impressão de economia, enquanto, de fato, esconde seus custos e riscos dos consumidores e inviabiliza a recuperação destas empresas. Representa uma variação do modelo malsucedido de tarifas pelo custo.

A nota técnica que instrui a consulta pública traz uma análise de sensibilidade, comparando a tarifa de R\$ 40/MWh com um novo preço, hipotético, de R\$ 200/MWh, que é elevado para uma usina hidrelétrica de grande porte em plena operação, desconsiderando que essa tarifa de R\$

40/MWh imputa custos nos encargos e nas bandeiras tarifárias, por fora do seu preço. Além disso, a análise assume que todas as cotas seriam vendidas de uma vez só. A análise, portanto, não pretende estabelecer um impacto real da medida aos consumidores, mas apresentar que, mesmo num cenário levado ao absurdo – e, portanto, impossível – no qual nenhum dos benefícios da descotização fosse considerado, o impacto não seria alto (R\$ 0,07 de aumento a cada R\$ 1,00 na conta final).

O fato é que as estatais não venderão todas as suas usinas, não o farão de imediato e aquelas que forem vendidas gerarão benefícios pela redução de encargos e do custo das bandeiras aos consumidores, além de deverem ser recontratadas a preços mais baratos do que os R\$ 200/MWh utilizados na análise, como os que eram praticados antes do modelo de tarifas reguladas. E se esse ganho é uma possibilidade crível no curto prazo, ao longo do tempo a vantagem será ainda mais evidente. Isso porque o modelo de cotas incentiva o sobreinvestimento pelos geradores. Todavia, diferentemente das distribuidoras ou transmissoras, que ao sobreinvestirem têm impacto direto em inadimplência, os geradores em cotas não têm relacionamento direto com os consumidores finais, de modo que eventual aumento de inadimplência é sentido pelas distribuidoras, que intermedeiam esse relacionamento e acabam ficando com a obrigação de pagar de um lado e a pressão tarifária do outro.

Em resumo, a energia destas empresas pós Medida Provisória nº 579 não é efetivamente barata quando se observa o custo total atual e o esperado, além dos componentes de encargos setoriais e bandeiras tarifárias, que estão fora do preço, mas impactam a conta final.

A venda de ativos associados a concessões já vencidas a terceiros substitui a necessidade de licitar essas concessões?

Não. Não está sendo proposta nenhuma alteração para as concessões já vencidas, a não ser uma forma mais eficiente de transferir os ativos que prestam o serviço ao novo concessionário vencedor da licitação mediante pagamento ao antigo concessionário.

O art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013, determina que as concessões não prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, seja licitada. Contudo, o antigo concessionário, que tem seu contrato de concessão encerrado ou a encerrar, pode ter ativos ainda não amortizados ou não depreciados, os quais devem ser indenizados, conforme determina a própria Lei nº 12.783, de 2013. A proposta de inclusão dos §§ 2º-A ao 2º-E visa apenas a lidar com um problema prático, relacionado ao fluxo para pagamento dessa indenização. Não há qualquer previsão de que essa licitação, organizada pelo Poder Concedente, deixe de ocorrer ou seja delegada ao antigo concessionário. A Constituição Federal impede essa interpretação.

Os §§ 2º-A ao 2º-E estabelecem que o concessionário que teve o contrato de concessão encerrado e que possui uma concessão que será licitada possa optar por, em vez de receber a indenização da União por meio do Orçamento Geral da União, transferir diretamente os bens reversíveis, mediante venda, para o novo concessionário. Isso está claro na NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/Aereg/SE: “define-se a possibilidade de os proprietários dos ativos de concessões vencidas trocarem o direito à indenização pela venda direta desses ativos (ou seja, do direito de terem esses ativos remunerados via tarifa ou indenizados) ao vencedor da licitação da nova

concessão, com possibilidade de abatimento de créditos entre as partes e regulação da ANEEL a respeito de como essa venda seria incorporada às tarifas”.

Dessa forma, a proposta não visa a resolver um problema específico de alguma empresa do setor elétrico. Pelo contrário, visa a estabelecer uma regra que será usada em qualquer licitação de concessão encerrada. A proposta não estabelece que qualquer concessionário pode trocar a indenização por vender ativos diretamente a terceiros, de forma que a licitação da concessão prevista pelo art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013, não seja mais necessária. Essa licitação é inevitável e essencial, e continuará ocorrendo para toda e qualquer concessão que não foi prorrogada. Tanto é assim que o § 2º-A tem início com a expressão “caso a licitação ocorra sem a reversão prévia de bens”.

Assim, pela proposta em debate: (i) a licitação da concessão não prorrogada pela União é mantida; (ii) o antigo concessionário pode optar em não receber a indenização da União e receber do novo concessionário, vencedor da licitação organizada pela União, o valor correspondente ao montante não amortizado e não depreciado dos bens reversíveis.

Como viabilizar pagamento da RBSE com a RGR dado que não há recursos na conta?

Este dispositivo visa a permitir uma nova destinação para a RGR desonerando o consumidor. A RGR tem um fluxo de pagamento decorrente de concessões antigas que mantiveram essa obrigação e de devolução à conta de recursos emprestados ao setor, o que implica um fluxo positivo que poderá ser utilizado. Em nenhuma hipótese o encargo será aumentado.

No que diz respeito às propostas para a regulamentação da figura da autoprodução de energia (itens 3.18-3.30), não há preocupações das mesmas resultarem em um aumento de encargos setoriais generalizado para consumidores sem a energia autoproduzida?

Seja no atacado ou varejo, a autoprodução, como alternativa para o financiamento da expansão de geração no sistema e estabilidade de custos ao autoprodutor, é importante.

A proposta define a fronteira de estímulo à autoprodução por meio de estabelecimento de regra específica para apuração de encargos setoriais, o que limita os efeitos redistributivos dos encargos setoriais daí resultantes. Além disso, o movimento se associa à antecipação da trajetória de convergência regional e redistribuição da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE entre os níveis de tensão e às limitações aos subsídios concedidos pela conta.

Na separação lastro x energia, um consumidor já contratado hoje pagará o encargo de lastro caso seu contrato de suprimento atual esteja vigente no momento que a separação entrar em vigor?

Este tema será detalhado em regulamentação específica. A princípio, a proposta prevê rateio igual ao do encargo de energia de reserva, ou seja, a sistemática aplicável para os dois casos seria igual.

Porém, dentro do espírito das melhores práticas internacionais na implementação de mecanismos similares, o consumidor que já paga seu lastro não pagará duplamente pela compra de um “novo” lastro se ele já contribui para a confiabilidade de suprimento com seu lastro. Uma

regra de alocação dos custos de aquisição de lastro a consumidores será definida, determinando-se o requisito de confiabilidade de cada consumidor e utilizando-o como determinante de pagamento. A situação daqueles que aqueles que já contam com ativo físico ou contratual que já cubra alguma parcela de seu requisito de confiabilidade, será devidamente tratada.

Porque a demanda de lastro é definida centralizadamente?

A demanda pelo produto lastro pode ser definida de forma centralizada ou distribuída, e a experiência internacional é cheia de exemplos de ambas as abordagens. Cada alternativa possui suas vantagens e desvantagens. A compra centralizada do lastro – utilizada na Colômbia e Estados Unidos, por exemplo - é mais compatível com a sua característica de produto de confiabilidade, que possui característica sistêmica e cuja responsabilidade de suprimento é do Poder Concedente.

A definição da demanda pelo lastro de forma centralizada não levaria a riscos de sobre- ou subestimativas de lastro, podendo onerar o consumidor?

A projeção de demanda de confiabilidade é sem dúvida um grande desafio, mas existem mecanismos que mitigam o risco de erros de estimativa. O principal é a utilização da inteligência coletiva no processo de definição de lastro. Ou seja, da informação submetida por consumidores e distribuidores, realização de um processo de consulta pública para o volume de lastro a ser comprado, e estipulação de uma regra explícita de cálculo, a ser discutida e construída junto com a sociedade.

Quem definiria a demanda de lastro: ONS, EPE, MME ou CCEE?

Como será detalhado em regulamento específico, a definição da demanda de lastro é de responsabilidade do poder concedente, mas seu processo de definição contará com a participação da sociedade e demais instituições setoriais.

A proposta sugere a criação de uma centralizadora de contratos para gerir a contratação de energia das distribuidoras. Estaríamos criando um *single buyer*, mecanismo tanto criticado no passado?

Este dispositivo prevê a possibilidade de centralização dos contratos regulados de energia (CCEARs, Cotas de Garantia Física, Cotas de Energia Nuclear e de Itaipu), visando redução nos custos transacionais, maior eficiência administrativa dos contratos legados, compensações mais instantâneas de posições contratuais pelas distribuidoras e melhor distribuição de efeitos de eventuais reduções das energias compulsórias ou da aplicação de mecanismos de alívio de sobrecontratação. Esta proposta também tende a iniciar a separação da função de comercialização das distribuidoras.

Observe que a proposta, no entanto, mantém com a distribuidora a responsabilidade da declaração de quantidades para atendimento do seu mercado, ou seja, ela não cria um comprador único para a energia. A proposta colocada em Consulta Pública não elimina os mecanismos de contratação por leilões de energia atualmente em vigor. Cada distribuidora seguirá declarando, em leilões, sua demanda de forma a atingir um nível de contratação

estabelecido, dentro de normas que serão definidas em regulamentação específica. A proposta da centralizadora é reduzir custos de transação.

Tarifas iguais ou muito próximas em todas as regiões não poderiam distorcer os sinais econômicos aos consumidores?

Poderiam caso as distribuidoras tivessem gestão ativa sobre o preço de sua energia contratada. Essa gestão ativa acontecia antes do modelo de leilões centralizados, quando a negociação da energia era bilateral e era compatível com um modelo de maior atribuição de responsabilidades comerciais às distribuidoras. Essa abordagem, todavia, é incompatível com a abertura progressiva do mercado livre e com a crescente separação do negócio de prestação de serviço de fio do negócio de comercialização. Nessa linha, o modelo de contratação atual já neutraliza boa parte do papel ativo sobre preço por meio dos leilões centralizados, nos quais as distribuidoras são tomadoras de preço, atuando apenas na gestão das quantidades a serem contratadas.

As propostas colocadas em consulta pública partem da identificação dessa realidade e atuam na mitigação dos custos de transação e transição dos contratos legados e na uniformização de incentivos para migração entre consumidores de áreas distintas, além de tratarem as distribuidoras de maneira mais isonômica em relação à potência dos sinais para combate a perdas, furtos de energia e inadimplência.

Como fica a contratação de energia e lastro da distribuidora?

Em primeiro lugar, ressaltamos que a proposta colocada em Consulta Pública não elimina os mecanismos de contratação por leilões de energia atualmente em vigor. O produto a ser leiloado pode ser diferente, tal como já permitido atualmente. Com isso, se a contratação do lastro for feita centralizadamente e separada da energia, o produto a ser contratado em um leilão pode ser somente de energia, por exemplo.

Como a proposta apresentada estimulará a eficiência da contratação de energia das distribuidoras na centralizadora de contratos?

A proposta colocada em Consulta Pública não elimina os mecanismos de contratação por leilões de energia atualmente em vigor. Ou seja, o sinal de eficiência atualmente presente na gestão de quantidades contratadas continuará existindo.

A proposta "destrava" a obrigação das distribuidoras contratarem 100% da carga, mas uma vez destravado não existiria a possibilidade de "voltar atrás" e retomar o limite de 100%?

Com a separação da contratação do lastro e da energia, a contratação da energia assume função de gestão de riscos e, por consequência, de estabilidade tarifária aos consumidores regulados. Adicionalmente, a obrigação de contratar também auxilia na criação de um mercado de contratos, útil para a financiabilidade da geração.

O percentual de obrigação de contratar energia será definido pelo Poder Concedente em função destes objetivos, que por sua vez dependem da maturidade e evolução do mercado. Ele pode

ser fixado em até 100%, o que significa que é possível um ambiente com a comercialização de lastro separada da energia, mas com ainda elevada obrigação das distribuidoras de estarem contratadas em energia, por exemplo.

Não é ineficiente manter a CCEE como centralizadora para gerir de contratos de energia e de transmissão?

A proposta não coloca a CCEE como gestora. Esta função pode ser exercida por um banco, uma corretora, ou outro agente, que não necessariamente a CCEE. Ou seja, não há a determinação que a CCEE seja este agente, apenas uma possibilidade, que só seria exercida se resultasse em redução de custos sistêmicos

Embora tenha sido mencionado que “mercado especial” atual irá acabar, a proposta não o faz explicitamente. Seria possível esclarecer?

A proposta colocada em consulta pública não extingue o mercado especial explicitamente, mas sua exclusividade é encerrada com a liberação gradual do livre acesso à energia convencional, por meio da redução do porte dos consumidores que podem comprar livremente esta energia.

Consumidores que tiverem geração distribuída instalada antes de 2021 serão também afetados com a nova modalidade de estrutura tarifária que insere a tarifa binômia para a baixa tensão?

A proposta em consulta pública aplica a nova modalidade tarifária a todos os consumidores, existentes e novos.

A proposta permite que qualquer gerador renovável possa optar pela migração para o novo mecanismo de incentivo. Nesse caso, não haveria um privilégio, produzindo um *windfall profit*, para os geradores renováveis já com contrato assinado em leilões de energia? Porque não oferecer esta opção somente aos geradores fora dos leilões e, da mesma forma, calcular o prêmio de incentivo somente com esta amostra de geradores?

A proposta em consulta pública buscou tratar todos os geradores de forma isonômica, premiando os empreendimentos de fontes incentivadas por um mecanismo de subsídio – ou incentivo - direto fora do mercado, concentrado na característica técnica da fonte, e, portanto, alheio às alternativas comerciais adotadas por cada empreendimento.

A proposta para oferecer o descomissionamento de geradores com CVU superior ao PLD teto não deveria considerar, como métrica de seleção, o custo total ao consumidor da retirada da térmica?

A proposta prevê a consideração de todos os efeitos tarifários decorrentes dos contratos com CVU superior ao PLD teto, sejam por meio do efeito no portfólio de compra das distribuidoras, que tende a ficar mais barato com essa desconstrução, seja pela redução de encargos setoriais associados à diferença entre CVU e PLD teto.

No item 3.131 e 3.133, o qual é a definição de métrica de benefício econômico?

A métrica de benefício econômico é a diferença entre o resultado econômico esperado pela outorga de novo contrato de concessão, acompanhando a venda de um ativo de propriedade de empresa estatal, e o resultado esperado do contrato atual, antes dessa venda.

Essa diferença pode se dar por aumento no prazo do contrato de concessão novo em relação ao prazo residual do contrato atual e/ ou diferença de regime econômico financeiro entre os contratos. No caso de geração de energia, a descotização implica a outorga de contrato de concessão com mais prazo e regime econômico mais atrativo e eficiente ao produtor, além de menos arriscado ao consumidor.

Em 3.171, o que significa o "preço de referência"?

O preço de referência para cálculo da extensão de prazo de concessão será calculado utilizando métrica já instituída pela Aneel no processo de extensão das concessões por efeito das repactuações do risco hidrológico realizadas em 2015.

A proposta de privatização colocada em consulta pública não deveria permitir a venda de ativos ao invés de empresas?

A proposta prevê que a forma de vender ativos pode se dar por meio de constituição de empresas, que carreguem consigo passivos e custos, de modo a equilibrar a perda de receita futura associada ao desinvestimento com o alívio de despesas correntes e obrigações pré-constituídas.

A partir de 2018 as medidas propõem que o consumidor com carga inferior a 1 MW deverá ser representado por uma comercializadora agregadora de carga (que no futuro pode ser também uma corretora, caso o mercado se desenvolva para um ambiente bursátil). O que acontece se os consumidores livres se tornarem inadimplentes nessa situação? Como reduzir o risco dessa inadimplência e de suas consequências para os comercializadores?

Este é um risco comercial entre vendedor e comprador. Se os consumidores livres se tornarem inadimplentes, as comercializadoras deverão rescindir sua relação com esse cliente para desobrigar a comercializadora de prestar essa garantia por tempo indeterminado. Isso aumenta os desafios de capital e "porte" das empresas que atuarão no mercado de agregação de carga, visto que as obrigações financeiras no mercado atacadista permanecem, o que traça um paralelo com o mercado financeiro e bursátil.

A melhor forma de mitigar esses riscos é pela análise criteriosa dos perfis dos consumidores com os quais a comercializadora ou corretora deseja fazer negócio – ninguém é obrigado a aceitar novos consumidores em sua carteira contra a vontade, mas uma vez aceitos, esses consumidores se tornam responsabilidades da comercializadora ou corretora até o fim ou a rescisão do contrato. É importante ainda que as comercializadoras e corretoras estabeleçam contratos privados e robustos, que criem garantias também da parte dos consumidores representados.

O item 3.36 limita a 2018 a migração de consumidores com comunhão de fato e de direito. Essa medida não estaria em discordância com a abertura de mercado, uma vez que restringe a participação dos consumidores no mercado livre?

A migração para o mercado especial tem efeitos perversos sobre o encargo de CDE. A proposta propõe que os consumidores abaixo de 500 kW sejam alcançados diretamente pela redução dos requisitos para compra de energia convencional, evitando as disfuncionalidades do modelo atual de migração, que é baseado em reserva de mercado e subsídios.

O que essa reforma representa para o setor de energias renováveis?

Como expressado na visão de futuro, as renováveis - tanto no atacado como no varejo - terão amplo destaque na expansão, como inclusive indicado pelo plano decenal de energia, atualmente em consulta pública. No entanto, queremos que a sinalização econômica para a inserção das fontes seja a melhor possível, contratando as fontes através de uma sinalização mais clara de seus custos e benefícios ao sistema.

A eliminação dos subsídios às renováveis não afetaria sua competitividade e, com isso, sua inserção?

A proposta em consulta pública altera subsídios intrassetoriais, que são transferências de algumas classes de agentes do setor a outras. A racionalização destes subsídios não pode, por definição, levar a uma perda para o setor. Esta racionalização que se propõe levará a ganhos, para o setor como um todo, através de um aumento de eficiência. Um setor que vive de subsídios não é sustentável. O benefício imediato implica falta de sustentabilidade de longo prazo.

Para lidar com a competitividade das renováveis estamos propondo a substituição do desconto na tarifa de transmissão e distribuição por um incentivo de valor fixo por unidade de energia gerada - um prêmio pago pela energia produzida, já que é a energia produzida que desloca outras fontes poluentes e gera o benefício sistêmico. Ganha quem for realmente o melhor.

A esta proposta se soma uma maior granularidade temporal de preços, valorizando economicamente a energia daqueles que produzem energia na hora que ela vale mais. Novamente, ganha o melhor. Na geração distribuída, temos uma proposta de modelo de tarifa binômia - para corretamente alocar os custos do backup da rede ao consumidor - associado a tarifas com maior granularidade temporal e locacional na distribuição, fora a proposta de valorização explícita de atributos desta geração.

Em todos os casos, trata-se de uma alteração de paradigma em prol da eficiência setorial. Em vez de nivelarmos todos os agentes, fontes e empreendimentos sem olhar sua contribuição ao sistema, estamos avançando na valorização da contribuição e dos atributos aportados por cada um, o que beneficia os competidores mais eficientes e as soluções mais benéficas ao sistema.

As propostas preveem “maior granularização temporal e espacial dos preços, com máximo acoplamento entre formação do preço e operação e a incorporação de sinais locacionais”. O que isso significa?

Apesar de a síntese parecer complexa, os conceitos por trás da proposta são muito simples. O consumo e a geração de energia variam de acordo com as horas do dia e estações do ano. Essa variação decorre dos hábitos de consumo – por exemplo, o uso de ar-condicionado é maior durante um dia de verão do que durante uma noite de inverno, todavia, uma noite de inverno

pode exigir maior consumo com aquecimento elétrico – e das características da geração - a geração solar só ocorre durante o dia, a eólica apenas quando venta, a biomassa depende do período de safra e as hidrelétricas dependem da chuva na cabeceira dos rios.

A questão é que os momentos de maior consumo não necessariamente coincidem com os momentos de maior geração, o que acaba por exigir que a operação do sistema acione usinas mais caras – termoeletricas, por exemplo - ou utilize estoques energéticos - o que esvazia reservatórios e aumenta o risco de desabastecimento para o futuro. Esse esforço da operação deve ser refletido o máximo possível no preço de curto prazo da energia, pois é a partir de um preço mais alto que um consumidor é capaz de responder, reduzindo seu consumo e ofertando sobras contratuais, ou que o gerador com flexibilidade é capaz de ampliar sua oferta.

No limite a formação do preço deveria se dar no mesmo intervalo das decisões de operação. É claro que, se do ponto de vista conceitual isso é desejável, do ponto de vista prático é praticamente impossível, uma vez que a operação se dá com decisões em tempo real, segundo a segundo, frequentemente desafiada por alguma contingência inesperada.

Nesse sentido, as propostas buscam-se a máxima aproximação tecnicamente possível. Hoje a formação do preço se dá uma vez por semana, de maneira antecipada, ou seja, muito desacoplada do intervalo da operação em tempo real. Nesse sentido, uma das propostas é que o preço de curto prazo seja no máximo horário até 2020. Lembrando que para se proteger de variações no preço, os consumidores podem se contratar, evitando exposição ao mercado de curto prazo. A isso se dá o nome de granularidade temporal.

Além do aspecto temporal, há outro fator que influencia o custo da energia. Trata-se da proximidade ou do afastamento entre o ponto em que a energia está sendo produzida e o ponto em que ela está sendo consumida, além da capacidade física das linhas de transmissão e de distribuição de carregarem essa energia de um ponto para o outro.

Ou seja, mesmo que o sistema tenha coincidência entre os picos de produção e de consumo, pode haver uma sobrecarga da rede construída, o que acaba por inviabilizar que a energia produzida num ponto seja entregue em outro. Essa inviabilidade física pode ser fruto de restrições ambientais ou de falta de espaço urbanístico – é muito difícil colocar mais linhas no centro da cidade de São Paulo, por exemplo.

Fato é que nos pontos em que a rede fica muito congestionada, o custo de entrega da energia se torna mais alto, até porque a congestão, no limite, pode implicar desligamento de uma usina mais barata que esteja mais distante e substituição por uma usina mais cara, simplesmente por que ela é mais próxima e congestiona menos o sistema, evitando riscos de falhas em equipamentos e desligamentos indesejados.

Essa identificação de preços de acordo com o local de consumo e de produção constitui a granularidade espacial, intimamente ligada ao sinal locacional. O sinal locacional é a forma de mostrar aos consumidores e geradores quais são os pontos de estrangulamento da rede e estimular, por meio de tarifas diferenciadas, que novas unidades geradoras se instalem próximo de onde há excesso de consumo ou que novos consumidores se instalem perto de onde há grandes volumes de geração. Esse sinal locacional complementa o sinal dos preços e das tarifas

horárias para dar uma maior eficiência ao sistema elétrico, o que acaba por reduzir o custo de todos.

Na ausência da granularidade espacial e temporal do preço e de sinais locacionais, todo o sobre custo da operação é repartido por encargo. Os causadores do sobre custo não possuem sinais de preço para responder e mudar seus comportamentos e acabam sendo subsidiados pelos demais, o que induz o sistema a ineficiência.

Idealmente o sinal locacional deveria estar presente nos preços no atacado e nas tarifas no varejo. No Brasil preços no atacado possuem um sinal locacional limitado, visto que os preços são formados não para cada “barra” da rede de transmissão e sim agregados para 4 zonas – ou submercados - principais (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte). A proposta não altera o número de submercados. A proposta vai na direção de buscar sinais mais locacionais no varejo retribuindo quem faz bem ao sistema, na hora e no local em que esse bem é feito, e onerando quem o desequilibra, ao mesmo tempo em que dá poder para que esse alguém altere seu comportamento e deixe de ser onerado.

As medidas propostas foram desenhadas para proteger ou incentivar alguma fonte ou classe de agentes?

As medidas não têm como objetivo privilegiar ou proteger classe de agentes e não são contra ninguém. Elas constituem em um pacote integrado de medidas que, em conjunto, vai restaurar a lógica econômica, premiar aquele que é o melhor - e não valorizar aquele que ganhou o melhor subsídio - e fez a sua melhor gestão de riscos.

O que significam estas medidas para o consumidor?

O núcleo da reforma é deixar a lógica econômica mais clara para o consumidor. O consumidor não deve assumir os riscos típicos da atividade de geração, sem a explicitação clara de custos nas tarifas finais, como atualmente, a menos que tome a decisão consciente de gerar sua própria energia, arcando com os custos dessa decisão. As medidas propostas modernizam o marco legal para um maior empoderamento do consumidor, com mais liberdade para escolher seu fornecedor e a informação correta dos riscos e custos de cada escolha.

Porque a abertura de mercado não atingiu o consumidor residencial?

Este ministério optou por uma abertura parcial e mais conservadora a fim de garantir sua sustentabilidade e, com isso, não prevê a abertura para a baixa tensão neste horizonte, mas não a restringe caso haja momento oportuno. Essa posição decorre de posicionamento praticamente unânime revelado pelas contribuições recebidas na Consulta Pública nº 21/2016, segundo o qual os consumidores possuem pouca ou nenhuma informação sobre o funcionamento do mercado livre, o que exigiria um aprendizado maior para permitir escolhas responsáveis e sustentáveis.

O que as medidas propostas significam para o investidor estrangeiro?

Independente dos aprimoramentos propostos, o Brasil é um país de oportunidades ao investimento estrangeiro pela escala das necessidades de seus investimentos e pela variedade

de tecnologias e opções. As medidas propostas oferecem um ambiente de investimentos com mais previsibilidade e com mais lógica econômica, menos sujeito ao intervencionismo, o que é bom para o investidor e traz maior sustentabilidade para o setor a longo prazo.

O que a reforma vai significar para as empresas de energia brasileiras?

Um melhor ambiente de negócios, mais moderno e preparado para as transformações que estão ocorrendo na indústria elétrica mundial, com mais sinal de preço, melhor alocação de riscos e lógica econômica para buscar a eficiência sistêmica.

As medidas propostas dificultariam a financiabilidade de novos projetos de geração?

Não. O modelo atual de financiamento via BNDES está esgotado. As medidas propõem a criação de um mercado mais sólido, bastante em linha com as melhores práticas internacionais, e que cria alternativas para que novos mecanismos de financiamento (nacionais e internacionais) surjam e com isso o Brasil se beneficie das melhores práticas neste tema.

A separação lastro e energia é uma medida importante, mas lembramos que na energia a comercialização não ocorrerá somente no "spot" e sim também por contratos, tal como ocorre hoje e tal como a separação lastro x energia ocorre em outros países. Como dito antes, a gestão de riscos individuais será fundamental.

A proposta coloca muitas medidas importantes sem prazo para acontecer e transfere a decisão sobre muitos temas para a regulação infra legal. Isso não causaria uma forte incerteza e risco regulatório?

Em primeiro lugar, este ministério está aberto a aperfeiçoamentos que possam surgir desta consulta pública, inclusive a inserção de medidas mais específicas – tal como calendários e datas para a implementação de alguns dos dispositivos propostos. Logo após a conclusão da audiência pública e a submissão de uma proposta ao Congresso, o que deve ocorrer durante o mês de setembro, o Ministério definirá uma série de grupos de trabalho para discutir com a sociedade o detalhamento sobre a implementação de todos os temas propostos e que venham a ser aprovados em uma Lei.