

Consolidação das contribuições da Consulta Pública MME nº83/2019

Dezembro de 2019



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Grupo Temático: Lastro e Energia

Instituição Coordenadora: Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenador geral: Erik Eduardo Rego (EPE)

Responsáveis: Leandro Pereira de Andrade (EPE)
Maria Cecilia Pereira de Araújo (EPE)

Demais participantes: Bernardo Folly de Aguiar (EPE)
Fernanda Corrêa Ferreira (EPE)
Fernanda Gabriela B. dos Santos (EPE)
Hermes Trigo da Silva (EPE)
Marcelo Wendel (EPE)
Mariana de Queiroz Andrade (EPE)
Patricia Costa Gonzalez Nunes (EPE)
Pedro Americo David (EPE)
Renata Francisco (EPE)
Renato Haddad (EPE)
Thiago Ivanoski Teixeira (EPE)

Dezembro de 2019

Sumário

1. AVALIAÇÃO GERAL DA CONSULTA PÚBLICA MME Nº 83/2019	4
1.1. CONTRIBUIÇÕES GERAIS DOS AGENTES	7
<i>Promoção de consultas públicas e participação dos agentes de mercado</i>	<i>7</i>
<i>Cronologia da reforma e medidas prévias</i>	<i>8</i>
<i>Necessidade de detalhamento e quantificação dos impactos da proposta desenhada</i>	<i>9</i>
<i>Participação de todos os tipos de recursos e neutralidade tecnológica</i>	<i>9</i>
2. AVALIAÇÃO POR SUBTEMA E QUESTÃO ELENCADA	10
2.1. SUBTEMA 1 – PLANEJAMENTO	10
2.2. SUBTEMA 2 – FINANCIABILIDADE	25
2.3. SUBTEMA 3 – NOVO MERCADO	29
2.4. SUBTEMA 4 – TRANSIÇÃO E CONTRATOS LEGADOS	34

1. Avaliação geral da consulta pública MME nº 83/2019

A consulta pública MME nº 83/2019 recebeu contribuições de 34 agentes, apresentados, na Tabela 1 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo, por segmentos do setor elétrico:

Tabela 1 – Agentes que contribuíram na consulta pública MME nº83/2019

Agentes integrados	Geração		Comercialização	Consultoria	Consumo	Distribuição	Órgãos
Copel	Abeeólica	CPFL Geração	Abraceel	Ceri/FGV	Abrace	Abradee	Secap/ME
EDP	Abiape	Eneva		PSR	CNI		
Enel	Abragel	Engie			Norsk Hydro		
Energisa	Apine	Furnas					
Light	Abraget	Gera Maranhão					
Neoenergia	Abren	MIZHA Energia (Mitsui)					
	Absolar	Petrobras					
	AES Tietê	Raizen					
	CHPBrasil Cogen	Spic Brasil Unica					

Apesar das contribuições apresentarem diferentes formatos e enfoques, normalmente conforme área de atuação do agente, é possível avaliar a posição da contribuição em relação a algumas linhas gerais da temática. Portanto, para dar uma visão geral do mercado sobre o tema realiza-se uma avaliação de alinhamento dos agentes em relação a três eixos importantes da discussão:

- Diagnóstico do modelo atual, detalhado no Relatório de Apoio ao Workshop realizado em 21/08/2019;
- A necessidade da separação entre lastro e energia;
- A proposta conceitual de leilão combinatório com três produtos (produção de eletricidade, lastro de produção e lastro de capacidade) exposta na conclusão do Relatório supracitado.

Em relação ao diagnóstico do modelo atual, muitos agentes concordam com as motivações citadas no documento, principalmente em relação à mudança na matriz elétrica brasileira e à necessidade de alocar corretamente os custos de adequabilidade de suprimento entre todos agentes. Dessa forma, segundo a avaliação dos autores desse documento, as



Figura 1 – Wordcloud das contribuições dos agentes

contribuições apresentadas apresentam distribuição de alinhamento em relação ao diagnóstico do modelo atual conforme Figura 2 a seguir.

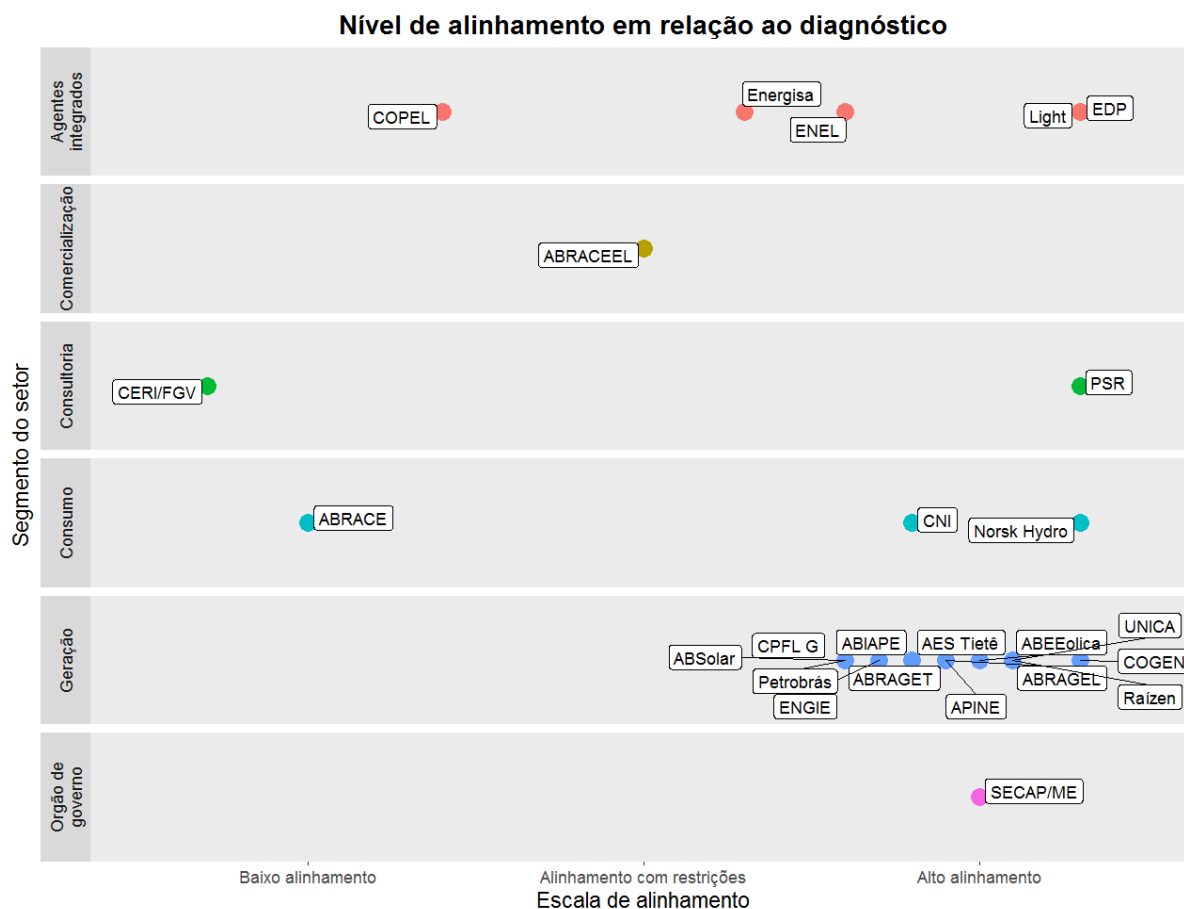


Figura 2 - Nível de alinhamento em relação ao diagnóstico

Considerando o eixo temático relacionado à necessidade da separação lastro e energia, percebe-se que, diante do detalhamento do relatório e das discussões resultantes do workshop do dia 21/08/2019, os agentes já apresentam um maior alinhamento em relação ao demonstrado na época da consulta pública MME nº33/2017 (EDP, Bain, 2017). Conforme avaliação dos autores deste documento, as contribuições apresentadas para a consulta pública 83/2019 apresentam distribuição de alinhamento em relação à necessidade da separação lastro e energia conforme Figura 3 a seguir.

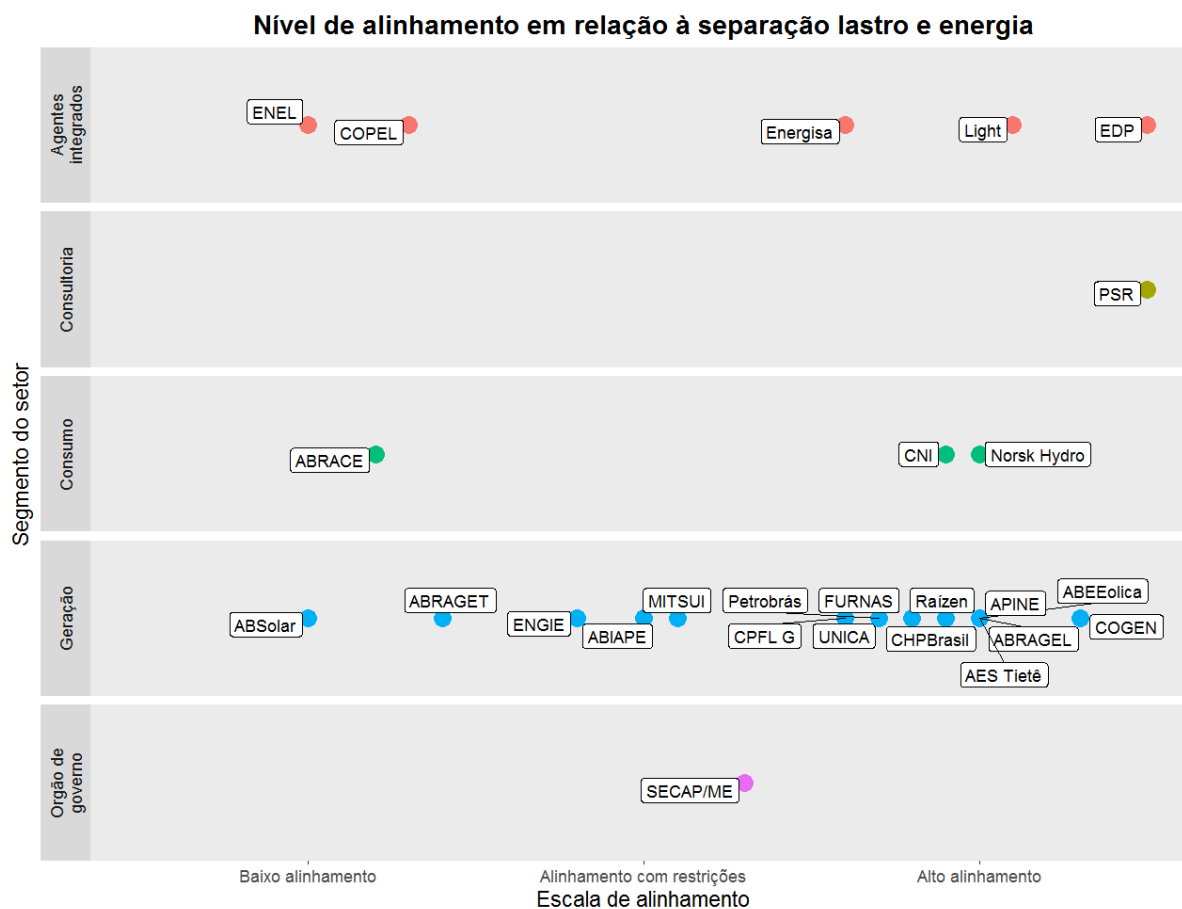


Figura 3 - Nível de alinhamento em relação à separação lastro e energia

Em relação ao eixo temático da proposta do leilão combinatório com três produtos, dado o fato da proposta ter sido apresentada inicialmente de forma conceitual, sem maiores detalhes, percebe-se um menor alinhamento dos agentes, o que é natural visto que foi o resultado de maior novidade do relatório e do workshop. Importante ressaltar, nesse ponto, que essa proposta e outras apresentadas pelos agentes serão minuciosamente avaliadas durante as ações do Comitê de Implementação da Modernização (CIM). Dessa forma, será possível ampliar as discussões acerca: da sistemática do leilão, das metodologias de definição dos requisitos de lastros e a interação com os contratos legados. À medida que forem apresentados maiores detalhes e argumentos em relação à proposta apresentada, é natural que o alinhamento dos agentes em futuras consultas públicas aumente. Portanto, conforme avaliação dos autores desse documento, as contribuições apresentadas para a consulta pública 83/2019 apresentam distribuição de alinhamento em relação à proposta de leilão combinatório com três produtos, conforme Figura 4 a seguir.

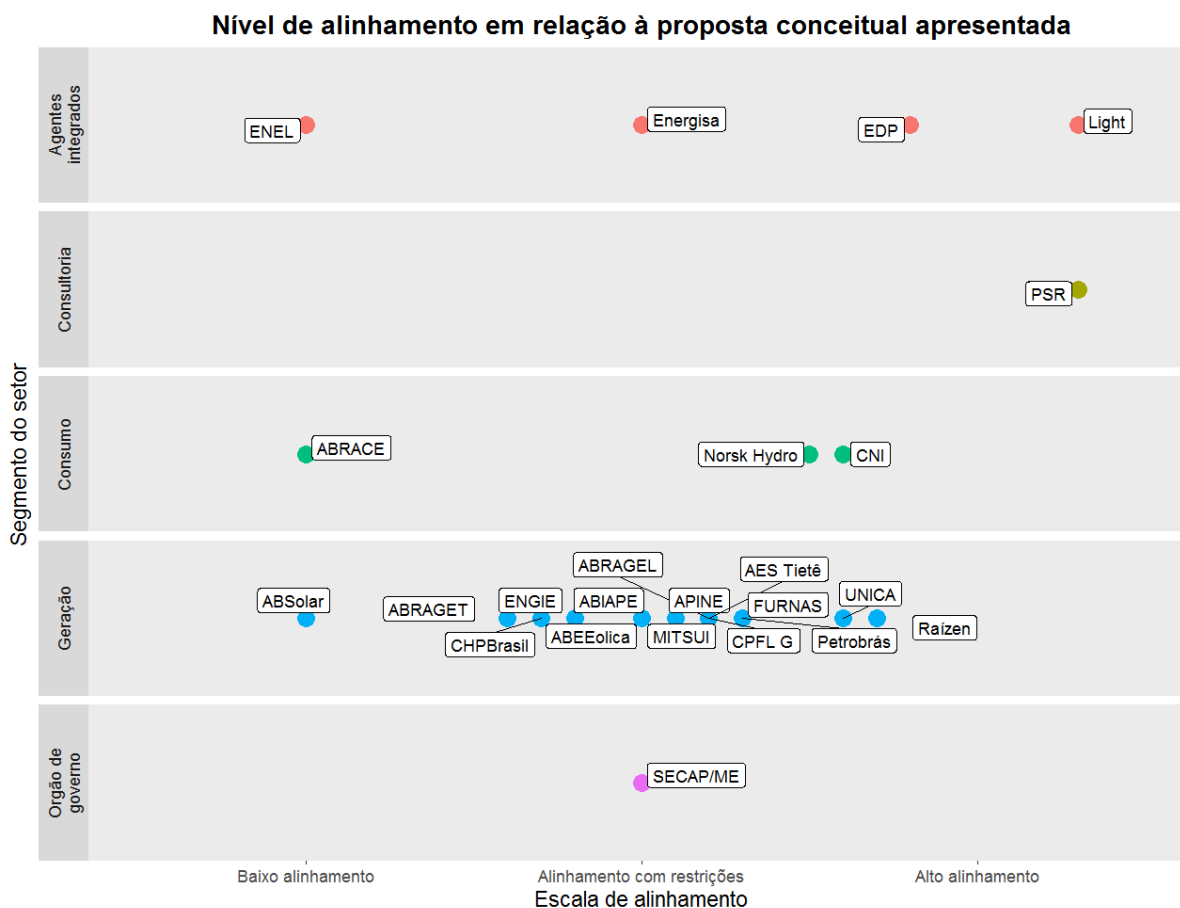


Figura 4 - Nível de alinhamento em relação à proposta conceitual apresentada

1.1. Contribuições gerais dos agentes

Promoção de consultas públicas e participação dos agentes de mercado

Diversos agentes cumprimentam o esforço do MME pela abertura da consulta pública e pela atenção prestada à opinião dos agentes. Muitos dos contribuintes da consulta elogiam a transparência das instituições no contexto dos trabalhos do GT Modernização e na discussão da proposta de separação lastro e energia.

Além disso, muitos agentes também solicitam que novas consultas públicas sejam realizadas à medida que o detalhamento e a quantificação da proposta avancem.

A Copel e a Abren destacam que, com a promulgação da Lei nº 13.784/2019, consultas públicas e análises de impacto regulatório passaram a ter caráter fundamental para a tomada de decisão dos órgãos públicos. O que reafirma a necessidade de apresentação de novos estudos detalhados e a abertura de novas consultas públicas sobre o tema, observando sempre o possível impacto para todos os agentes envolvidos, independente do perfil, geração ou consumo.

Dessa forma, assim que os temas avançarem, certamente novas consultas públicas serão abertas para apresentação das propostas. Visando manter o compromisso com a transparência e possibilitando a ampla participação da sociedade.

Cronologia da reforma e medidas prévias

A cronologia da reforma foi um tema trazido por diversos agentes. As principais sugestões de medidas prévias à contratação em separado de lastro que, eventualmente, reduziriam a necessidade de contratação de lastro de capacidade, foram:

- O aprimoramento do processo de formação de preço e do mercado *spot* de eletricidade, citado pelos agentes: CNI, Ceri-FGV, Ministério da Economia, Copel, CPFL Energia, Raízen, Engie e Enel.
- A implementação de um mercado de serviços ancilares ou aprimoramento da sua remuneração e prestação, citados por Abrace, Absolar, Ministério da Economia, AES Tietê, CNI e Enel.
- A regulamentação de novas tecnologias que podem entregar energia em períodos de preço mais elevados, como parques híbridos, sistemas de armazenamento, usinas reversíveis, citada por: Abeeólica, Absolar e Enel.
- Mecanismos para maior participação da resposta da demanda, citada por Abrace, Abeeólica, Enel e Ceri-FGV.
- A implementação do preço horário, citada por Absolar, Abiape, Abragel, Engie e Enel.
- A regulamentação dos custos de rampa de acionamento e desligamento de usinas termelétricas e a remuneração de usinas hidrelétricas por sua função de reserva de sazonalização e modulação do sistema (Enel).

A Ceri-FGV tem como principal crítica a necessidade de melhorias no mercado atacadista prévias à reforma do mecanismo de adequação do suprimento. Segundo o agente, “a literatura econômica é clara ao afirmar que mercados de capacidade não podem ser desenhados para resolver problemas no desenho do mercado atacadista. Primeiro cabe promover o aperfeiçoamento do mercado *wholesale* com preços de escassez e depois implementar mercado de capacidade. E quanto mais evoluídos forem os mercados de curto prazo, menor seria a necessidade do mercado de capacidade”. E conclui que “um mecanismo de capacidade deveria ser criado (pelo menos) em paralelo à mudança na forma de remuneração atual dos geradores, inclusive térmicas”. Cita também a necessidade de utilizar o preço de escassez e aumentar a participação da resposta da demanda no caso brasileiro.

Em relação à cronologia da contratação do lastro, a Enel e Absolar propõem que haja, em primeiro lugar, a revisão dos mecanismos de contratação e gestão de contratos das distribuidoras. Em segundo lugar, propõem um leilão centralizado, com perfis de sazonalização e de modulação pré-definidos. Em terceiro, propõem um leilão adicional, para contratação dos requisitos deficitários necessários para garantir a segurança do suprimento e a confiabilidade do Sistema. Em quarto e último, viria a expansão do Mercado Livre e a regulamentação da figura do Supridor de Última Instância.

Apine, Abragel e AES Tietê sugerem uma contratação centralizada e progressiva, em etapas, dos três produtos. A primeira etapa seria a separação de lastro e energia em dois produtos, com contratação de lastro (que englobaria GF e outros atributos), e de produção de eletricidade. Em seguida, o lastro seria separado em dois: produção e capacidade. A terceira etapa seria a adoção de um critério de

contratação consolidado que permitiria a competição de todas as fontes entre si, com base em seus atributos.

A Engie considera que a contratação separada de lastro e energia é prematura e que o único lastro necessário no presente momento é o lastro de produção. Ela também propõe que previamente à implementação da separação entre lastro e energia, inicialmente seja dada atenção à identificação e quantificação dos mecanismos escassos, bem como ao mecanismo de contratação em si.

A Light propõe que haja uma solução já no curto prazo para a alocação indevida dos custos da expansão, propondo que a partir desse ano de 2019 até a implantação do novo modelo, o lastro dos empreendimentos contratados seja alocado proporcionalmente entre ACR e ACL, para evitar que o modelo atual gere o carregamento de custos ainda mais elevados aos consumidores regulados.

A PSR afirma, em relação à cronologia da reforma, que “a separação lastro e energia é um dos pré-requisitos essenciais para liberar o mercado sem comprometer a segurança do suprimento. Outro pré-requisito essencial para a liberação do mercado é o estabelecimento de provedor de última instância e do provedor para o ambiente regulado remanescente”. Em relação à implementação da separação, a PSR propõe os seguintes passos, detalhados na sua contribuição: definir como funcionará o sistema de leilão de lastro; estabelecer as regras do “*steady state*”; definir o cálculo inicial de lastro e regras de aferição e revisão; definir se lastro é componente de receita ou garantia de receita; estabelecer as regras de transição a partir das regras iniciais para o “*steady state*” e realizar o primeiro leilão de lastro. Especificamente para a definição do cálculo inicial de lastro, a PSR sugere inicialmente definir apenas lastro de produção usando os valores atuais de garantia física, possivelmente após uma revisão extraordinária geral com as regras atuais. O lastro de potência seria definido idealmente um ano após a implantação do sistema, assim que possível.

Necessidade de detalhamento e quantificação dos impactos da proposta desenhada

Outro ponto de destaque nas contribuições dos agentes refere-se à necessidade de detalhamento e quantificação dos impactos da proposta desenhada.

Agentes como a CPFL Energia, a EDP e a ENEL reforçaram que a proposta ainda carece de detalhamento e requer algumas etapas complexas para que a definição do novo mecanismo de adequabilidade, das metodologias de requisitos e lastros e da transição ocorram da melhor forma possível. Além disso, reforçam a necessidade de que sejam realizados testes quantitativos das soluções com o devido compartilhamento dos parâmetros utilizados, visando a possibilidade de reprodução e avaliação pelos agentes do mercado.

Participação de todos os tipos de recursos e neutralidade tecnológica

Diversos agentes frisaram a importância da participação de uma ampla gama de recursos nos leilões de contratação de lastro, assim como a competição entre os diferentes tipos de projetos. A Norsk Hydro cita a ampla inclusão de tecnologias como um princípio do setor, incluindo a resposta da demanda. O Ministério da

Economia ressalta a importância da participação de todos os tipos de recursos. A Light defende que não haja diferenciação de fonte na contratação de segurança energética e ainda propõe que, caso haja, o custo dessa diferença seja rateado entre todos os agentes na forma de encargo. A Absolar propõe isonomia e neutralidade tecnológica, com leilões sem definição de fonte específica, promovendo as inovações tecnológicas necessárias ao atingimento do menor preço global. A Copel sugere a participação de projetos de ampliação e hibridização de usinas existentes nos leilões do novo modelo. A Abraget defende a participação de empreendimentos novos e existentes, no entanto, sugere que a contratação seja guiada por fonte e por submercado. A Petrobras defende não só a participação, mas também a competição entre empreendimentos novos e existentes em leilões de lastros.

2. Avaliação por subtema e questão elencada

2.1. Subtema 1 – Planejamento

Apesar das questões elencadas, alguns agentes contribuíram de forma mais geral em relação aos subtemas elencados na consulta pública.

Em relação às metodologias de requisito e lastro de capacidade, diversos agentes contribuíram para destacar pontos que devem ser considerados, como:

- Proximidade dos centros de carga e benefícios locais (ABREN, CHPBrasil, dentre outros que opinam de forma semelhante nas respostas às questões);
- Atributos ambientais (Abren e outros que opinam de forma semelhante nas respostas às questões);
- Confiabilidade e características de despacho (Abren, CHPBrasil, CPFL Energia e outros que opinam de forma semelhante nas respostas às questões).

Em relação aos ofertantes elegíveis para consideração nas metodologias de requisitos e lastros, alguns agentes reforçaram a ideia de neutralidade tecnológica. A Abeeólica, inclusive, lembra que fontes não despacháveis também contribuem para a segurança do sistema, principalmente considerando avanços nas técnicas de previsão de recurso e geração no curto prazo.

A Apine, a Abragel e a CPFL Energia lembram que as metodologias de requisito devem considerar as usinas existentes no dimensionamento do montante necessário de lastro que deve ser contratado.

A Abiape aborda o conceito de lastro de flexibilidade e entende que o mesmo só deve ser considerado após a implementação do preço horário, mecanismos de resposta da demanda e mercado de serviços auxiliares.

A Abrace solicita que sejam criados indicadores para monitoramento da necessidade de expansão do sistema com metodologias bem desenhadas e públicas.

A MIZHA (MITSUI) sugere que o montante de lastro a ser determinado permita identificar se o produto foi realmente entregue pelo ofertante.

Questão 1.1 - Tendo como base os Novos Critérios de Suprimento propostos, como deveria ser definida a metodologia de cálculo de requisito e recurso de lastro de capacidade? (ex: período de maior criticidade/restrrição, menor reserva operativa, quantas horas por ano, Potência Disponível p/ UTE, Declaração do agente ou calculado por um órgão central).

A tabela abaixo apresenta os agentes que contribuíram para essa questão.

Agentes integrados	Geração	Comercialização	Consultoria	Consumo	
Copel	Abeeólica	Eneva	Abraceel	PSR	CNI
EDP	Abiape	Engie			
Enel	Abragel	Furnas			
Energisa	Apine	Petrobras			
Neoenergia	Absolar	Raízen			
	Cogen	Spic Brasil			
	CPFL Geração	Unica			

A Copel entende que as metodologias de requisito e lastro de capacidade devem considerar as restrições do Modelo de Decisão de Investimento (MDI).

A EDP entende que a avaliação das necessidades de lastro deve ser realizada por órgão ou comitê central planejador.

A Energisa entende que a metodologia de cálculo do lastro de capacidade, de natureza probabilística, deve considerar a intermitência da geração de usinas eólicas e fotovoltaicas, além da redução da capacidade de atendimento a ponta das UHE, resultante da depleção de reservatórios.

A Neoenergia baseou suas contribuições na interpretação da nota técnica da EPE de “Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência” e entende que o requisito deve ser avaliado considerando o mês de maior necessidade, com uma melhor avaliação sobre a consideração ou não da demanda coincidente para todo o SIN, visto que já se considera a reserva operativa para o sistema. Em relação ao lastro de capacidade, a Neoenergia sugere considerações diferentes para cada tecnologia. Para termelétricas sugere que seja considerada a disponibilidade máxima. Para eólicas e fotovoltaicas sugere que seja considerado o percentil 5%, de uma estimativa do somatório da geração de todos os parques localizados no mesmo subsistema em estudo, durante todas as horas do mês de maior demanda máxima. Assim, todos parques eólicos ou fotovoltaicos participantes da competição deveriam ter direito a um valor de lastro de capacidade igual por tecnologia, em valores percentuais da sua potência instalada. Finalmente, para hidrelétricas a Neoenergia entende que são necessários aprimoramentos nas ferramentas ou modelos matemáticos utilizados. Em relação à metodologia da NT supracitada, a Neoenergia entende que deve ser considerada metodologia única para todas as

UHE, considerando a sazonalidade, produtividade individual de cada usina e a capacidade diária de regularização, inclusive das usinas a fio d'água.

A Abeeólica entende que a metodologia de cálculo de requisito deve considerar a evolução futura da regulação do SEB, como a regulamentação de resposta da demanda e armazenamento. Além disso, sugere que a metodologia de requisito considere as maiores demandas horárias nos últimos 5 anos (ou período a ser definido pelo ONS) por subsistema e para o SIN, com inclusão de cenários de reserva de potência operativa, inovações tecnológicas e resposta da demanda. Por fim, solicita que seja realizada nova consulta pública para esse tema especificamente.

A Abiape entende que a metodologia deveria considerar todos os agentes que contribuem para a modulação do consumo ao longo do dia, como autoprodutores, consumidores que respondam ao mercado de curto prazo e geradores com capacidade de atendimento à ponta diária. Além disso, entende que caberá ao MME/EPE/Aneel calcular e homologar os lastros de produção (garantia física), capacidade (disponibilidade e despachabilidade) e flexibilidade (alteração do nível de geração).

A Absolar e a Enel entendem que a necessidade de requisitos adicionais para atender os critérios de suprimento do sistema deve ser embasada em estudos robustos da EPE e do ONS, com divulgação de dados e simulações para amplo debate com a sociedade. Entendem que essa necessidade deve ser calculada por uma entidade específica (preferencialmente EPE). A Enel também propõe que as métricas para aferição dos requisitos do sistema considerem a evolução do perfil de consumo, o crescimento populacional, a eficiência energética, a resposta da demanda e a evolução da micro e da mini geração distribuída.

A Apine e a Abragel entendem que o requisito de capacidade deve ser a demanda de potência de cada região elétrica, considerando as fontes de cada região e a capacidade de escoamento das interligações. Entendem também que para a definição de lastro de capacidade são necessários estudos específicos para cada tipo de fonte.

A CPFL Geração entende que uma avaliação mais realista da metodologia de cálculo da contribuição de cada fonte para o atributo capacidade deveria considerar uma abordagem probabilística, considerando aspectos como a sazonalidade mensal e o perfil horário de disponibilidade para a carga e todas as fontes de geração. A CPFL Geração entende também que, em um primeiro momento, a determinação do lastro seja responsabilidade de um órgão central, a partir de critérios previamente discutidos com os agentes.

A Spic Brasil também entende que a metodologia de requisito de capacidade deve considerar o período de maior criticidade do sistema.

A Cogen, Raízen e ÚNICA entendem que a metodologia de definição de requisito e lastro de capacidade deve ser robusta e deve considerar atributos como: proximidade aos centros de carga, geração durante momentos críticos, preservação

de reservatório de hidrelétricas, benefícios ambientais, despachabilidade e diminuição de perdas técnicas.

A Eneva defende que o parâmetro a ser utilizado como referência para o lastro de capacidade de empreendimento termelétricos seria a disponibilidade de potência (DISPPOT definido pela Aneel). Em relação a metodologia de cálculo de requisito de capacidade, a Eneva propõe que a métrica a ser estudada seria a demanda máxima esperada em anos rolantes considerando margem de reserva (referência ao leilão 01/2019 do sistema isolado de Roraima).

A Engie afirma que os novos critérios de suprimento ajudam no cálculo dos requisitos do sistema, mas cita que diversos aprimoramentos de ferramenta devem ser endereçados para que sejam obtidos melhores resultados, como usinas hidrelétricas representadas individualmente e representação completa da rede de transmissão. Considerando as características horo-sazonais de potência da matriz elétrica brasileira, recomenda-se que a metodologia de cálculo de requisito e lastro considere o período de maior escassez com tratamento probabilístico da contribuição das fontes intermitentes. A Engie alerta também para o fato do atendimento à potência trazer também contribuição ao atendimento de energia e vice-versa, o que deve ser considerado nas metodologias de cálculo de requisito e lastro visando que a sobreoferta seja evitada. A implementação do preço horário fará com que recursos dos sistemas sejam mobilizados para o atendimento nos horários de ponta, o que pode fazer com que a contratação de capacidade prévia a 2021 gere uma sobreoferta no sistema. Dessa forma, a Engie afirma que a contratação de capacidade é prematura e poderia ocorrer apenas após o endereçamento de todos esses pontos e solicita que o acompanhamento das necessidades do sistema seja transparente e com o necessário detalhamento, visando trazer consenso aos agentes e sociedade sobre a real necessidade de contratação de capacidade ao SIN. A Engie afirma também que a auto declaração de lastro é completamente inadequada e julga que a demanda de lastro e os lastros devem ser definidos centralizadamente pela EPE

Furnas considera que as metodologias de cálculo de requisito e lastro de capacidade devem ser baseadas em premissas e simulações robustas, que respeitem as características de cada fonte.

A Petrobras afirma ser importante considerar a flexibilidade como um benefício no cálculo do lastro de capacidade. Entende também que o agente gerador deve ser responsável por declarar os parâmetros e restrições para cálculo do lastro de capacidade.

A Abraceel acredita que o requisito e o lastro de capacidade devem ser calculados centralizadamente, com base em metodologia e critérios técnicos pré-definidos e com possibilidade de contestação dos resultados obtidos por meio de consulta pública aos agentes. Dessa forma, o processo facilitaria a identificação da real necessidade de lastro de capacidade para o sistema. A Abraceel sugere também que o detalhamento da metodologia pode ser realizado em momento posterior, durante a regulação do modelo, visando a aceleração da implementação da reforma setorial.

A PSR julga que, sendo a confiabilidade um bem comum, a atividade de cálculo de requisito de capacidade do sistema deve ser responsabilidade do poder concedente, desempenhada pelo MME a partir de estudo da EPE. Tal metodologia deve possuir critérios claros e ser objetiva, visando reduzir riscos de sobre ou subestimativa dos volumes que devem ser contratados. Anualmente, o MME apresentaria o balanço de lastro do sistema anual para um horizonte de 6 anos à frente e contrataria qualquer “gap” de lastro, em suas distintas dimensões, nos anos 4 e 6. Em relação ao lastro de capacidade, a PSR sugere utilizar a experiência de outros países que já contratam capacidade através de estudos de confiabilidade probabilísticos. Porém, considerando a forte variação sazonal da oferta de potência do parque gerador brasileiro, a PSR considera que talvez seja necessário mais de um lastro de capacidade, conforme necessidades específicas sazonais e locais. Dessa forma, a PSR sugere que inicialmente seja definido apenas o lastro de produção, buscando uma definição em seguida, o mais breve possível, também para o lastro de capacidade.

Para a definição de lastro de capacidade, a CNI sugere que sejam feitos estudos específicos, que considerem a tendência sazonal do parque gerador brasileiro e sua regionalização.

Questão 1.2 - E quanto à metodologia do lastro de produção? (ex.: manter regras similares à garantia física atual, declaração do agente, etc.).

Agentes integrados	Geração	Comercialização	Consultoria	Consumo
Copel	Abeeólica	Eneva	PSR	CNI
EDP	Abiape	Engie		
Enel	Abragel	Furnas		
Energisa	Apine	Raízen		
Neoenergia	Absolar	Spic Brasil		
	Cogen	Unica		
	CPFL Geração			

A Copel defende que o lastro de produção deve estar coordenado com os novos critérios de suprimento. Atualmente a métrica de risco de Energia Não Suprida (ENS), exceto quando derivada de restrição de Potência (LOLP), está encadeada no MDI empregado no PDE. Desta maneira, regras semelhantes à metodologia de determinação de Garantia Física são as que melhor se coadunariam neste horizonte. Semelhante ao que ocorre quanto à metodologia de lastro de capacidade, será necessário tornar tangíveis as metas de geração e o período de apuração. Faz-se imprescindível, portanto, a abertura dos estudos de cálculo das Usinas Individualizadas (SUISHI), considerando o perfil de operação escolhido dentro do MDI, devido a possibilidade de deslocamentos da Curva de Oferta de Lastro não gerenciáveis pelos geradores. As metodologias de requisito e lastro de capacidade devem considerar as restrições do MDI.

Considerando que a garantia física atual mescla funcionalidades de energia e lastro de produção, a EDP afirma que pode ser necessária a uniformização das métricas e a avaliação de todas as fontes em relação ao lastro de produção. Além da valoração isolada do atributo, a EDP entende que será fundamental a avaliação conjunta de todos os lastros adicionada da expectativa de produção da fonte.

A Energisa considera adequada a proposta de considerar a garantia física como o valor do lastro de produção, porém com a devida revisão dos atuais montantes, notadamente sobrestimados.

A Neoenergia defende que o lastro de produção deve ser calculado por um órgão central, sob responsabilidade do governo. Além disso, afirma que é adequado manter regras de cálculo similares à atual garantia física, ressaltando que para as fontes eólica e solar o lastro de produção deve continuar sendo calculado com base nos cálculos das empresas certificadoras.

A Abeeólica sugere que, em um primeiro momento, deve-se aplicar as metodologias atuais associadas a garantia física de energia. No entanto, entende que futuramente deve-se avançar para uma metodologia de lastro de produção que considere todas as fontes, levando em conta o histórico de desempenho dos empreendimentos. Além disso, a Abeeólica defende que a metodologia de lastro de produção deve ser capaz de considerar as inovações tecnológicas inerentes à evolução do setor.

A Abiape considera que a metodologia de requisito de lastro de produção deve considerar todos os agentes de consumo, exceto autoprodução. Em relação à metodologia de lastro de produção, entende que o lastro de produção corresponde à garantia física de energia atual.

A Absolar e a Enel consideram que a garantia física das novas usinas deve ser calculada considerando os novos critérios de suprimento e as condições e parâmetros mais atuais do sistema, enquanto a garantia física dos projetos existentes segue respeitando as revisões ordinárias previstas e os limites de variação pré-estabelecidos até o fim das suas concessões (Decreto 2.655/1998).

A Apine e a Abragel propõem que a regulação deve manter a atual metodologia de cálculo da garantia física de energia, com dados e parâmetros bem representados nos modelos.

A CPFL Geração sugere que a metodologia de cálculo de lastro de produção seja similar à metodologia de garantia física de energia. Sugere também que a metodologia considere os mesmos critérios para todas as fontes. Além disso, a CPFL Geração afirma que a sobreposição de mecanismos de aversão a risco, como o custo de déficit (que atualmente não é adaptado à operação), CVaR e volume mínimo operativo (este a partir de 2020) dispensa a aplicação de mecanismo adicional na metodologia de cálculo dos critérios de garantia de suprimento.

A Spic Brasil propõe a manutenção da metodologia de cálculo da garantia física para o cálculo do lastro de produção, visando à estabilidade de algumas regras consolidadas no setor elétrico o que garantirá maior segurança jurídica para potenciais investidores no novo mercado de capacidade.

A Cogen, Raízen e ÚNICA sugerem a manutenção das regras atuais, similares à Garantia Física, com declaração por parte do agente gerador.

A Eneva julga que a metodologia de Garantia Física atualmente adotada, já dependente da definição de Critérios de Suprimento do Poder Concedente, seria

suficiente para atender ao denominado lastro de produção, em MWmed, mesma unidade já adotada para cálculo de Garantia Física dos empreendimentos de geração em portarias e nos Informes Técnicos da EPE (utilizando os modelos NEWAVE/SUISHI).

A Engie sugere a manutenção da metodologia da garantia física, com dados e parâmetros atualizados e bem representados nos modelos. Reforça que a autodeclaração de lastro é inadequada, principalmente em virtude de sua incompatibilidade com o MRE.

Furnas entende que, dadas as semelhanças entre garantia física e lastro de produção, seria melhor que a metodologia de cálculo do lastro de produção fosse similar ou pelo menos fosse baseada na atual metodologia de cálculo da garantia física.

A Abraceel acredita que, caso esse parâmetro realmente venha a ser considerado necessário, deve ser aproveitado o conceito atual de garantia física, pelo menos em um primeiro momento, de forma a minimizar os impactos da alteração do modelo, devendo ser respeitados os atuais limites legais de revisão da garantia física.

A PSR sugere preservar a atual metodologia de garantia física de energia para consideração do lastro de produção, visto que facilitaria a transição entre os modelos regulatórios. Porém, ressalta que a separação entre a contratação do lastro e a contratação de energia torna desnecessário que a soma das garantias físicas dos empreendimentos seja igual ou maior do que a demanda por energia do sistema, já que o que garante a qualidade do suprimento são os parâmetros utilizados por ocasião do leilão, que não precisam estar perfeitamente alinhados com os lastros de produção estabelecidos pelo poder concedente. O que importa, no caso, é que a relação entre os lastros de produção dos vários empreendimentos esteja alinhada com sua importância na garantia de suprimento de energia. Por fim, a PSR propõe que, inicialmente, seja definido o lastro de produção usando os valores atuais de garantia física, possivelmente após uma revisão extraordinária geral com as regras atuais.

Para a definição de lastro de produção, a CNI sugere manter a atual garantia física como sendo o lastro de produção. Isso torna a transição dos contratos legados mais simples.

Questão 1.3 - Como deve ser feita a aferição dos lastros? E com qual periodicidade?

Agentes integrados	Geração		Comercialização	Consultoria
Copel	Abeeólica	Eneva	Abraceel	PSR
EDP	Abiape	Engie		
Enel	Abragel	Furnas		
	Apine	Raízen		
	Absolar	Spic Brasil		
	Cogen	Unica		
	CPFL Geração			

A Copel alega que a aferição dos lastros somente poderá ocorrer *ex-post*, sendo possível verificar a necessidade do sistema referente aos requisitos contratados em sua operação real, ou seja, evitando possíveis deslocamentos entre o lastro inicialmente calculado e o posteriormente realizado. Além disso, a Copel julga importante salientar que, não necessariamente, este ajuste deve ter efeitos comerciais pois, uma vez criado o mercado elementar de eletricidade, dever-se-á rediscutir critérios de rateio da produção de eletricidade dentro do MRE.

A EDP considera que a aferição dos lastros pode ser mensal e divulgada em conjunto com os relatórios de mercado já divulgados pela CCEE.

A Abeeólica propõe metodologia análoga à da energia de reserva atual. Uma aferição anual do lastro sistêmico (para um horizonte mínimo de 7 anos, prazo do leilão do ACR), para ajustar a demanda a ser atendida nos leilões.

A Abiape defende que a aferição de requisitos de lastro de produção seja realizada em periodicidade e discretização mensal ou superior. Quanto à apuração dos recursos, propõe a continuidade do atual mecanismo de revisões de GF, mantidas as periodicidades. Em relação ao lastro de capacidade, a aferição dos recursos deve considerar a disponibilidade das usinas nos momentos estabelecidos em contrato, com periodicidade mensal e discretização horária ou inferior. Sugere, ainda, adoção de metodologia atualmente realizada para o cálculo do Fator de Indisponibilidade (FID) das hidrelétricas.

A Absolar e a Enel sugerem que a forma e periodicidade de apuração dos lastros só devem ser estabelecidas após a definição do novo modelo de contratação. De todo modo, como diretriz geral, é ideal que a aferição dos requisitos contratados (lastros, na nomenclatura da EPE) seja realizada considerando o equilíbrio entre um intervalo de tempo suficientemente longo para diluir eventuais volatilidades, fruto de efeitos conjunturais e de curto prazo do cálculo (de forma a reduzir excessivas variações nas receitas dos geradores) e um período suficientemente breve, que permita redimensionar adequadamente o sistema e suas carências a tempo da tomada de ações corretivas. Um período de carência, para contemplar o tempo de maturação dos projetos de geração, também é interessante. Por fim, a Absolar e a Enel destacam que para cada tipo de requisito contratado pode haver formas e periodicidades de apuração diferentes.

A Apine e a Abragel entendem que os lastros devem ser aferidos por meio da média móvel dos parâmetros utilizados no seu cálculo, podendo premiar ou penalizar, de forma transitória, os geradores que, respectivamente, entregarem acima ou abaixo dos parâmetros utilizados quando do cálculo do lastro.

A CPFL Geração lembra que atualmente a aplicação de FID para usinas despachadas centralizadas é uma forma de aferição da disponibilidade aplicada na geração/alocação das usinas. No caso da separação de lastro e energia, a CPFL Geração propõe que esta métrica de aferição poderia ser adaptada para a aplicação no lastro e a periodicidade poderia ser a mesma: anual com base na média móvel de 60 meses. Adicionalmente, a CPFL Geração considera importante que usinas que apresentem performance acima da referência sejam beneficiadas, pois, em tese, suportaram parte da baixa performance de outros agentes.

A Spic Brasil afirma que quanto à aferição do lastro de produção, deve ser considerado o critério utilizado atualmente de média móvel dos últimos 12 meses. Para o lastro de capacidade, sugere-se a aferição por período de comercialização com discretização horária.

A Cogen sugere a manutenção da regra atual, baseada na geração média, com periodicidade anual.

Raízen e Única consideram que a aferição dos lastros deve considerar o aumento de lastro resultante de aumento de combustível ou eficiência de geração dos empreendimentos à biomassa.

A Eneva acredita que a aferição dos lastros de produção e de capacidade poderia adotar a periodicidade semelhante à da apuração do Fator de Disponibilidade de Geração (FID), considerando ciclos de 12 meses no caso do lastro de capacidade e de 60 meses para o lastro de produção, conforme já ocorre na apuração da TEIF/IP de usinas despachadas centralizadamente.

A Engie sugere que a aferição do lastro de produção poderia ser apurada por meio de média móvel dos parâmetros utilizados no seu cálculo.

Furnas acredita que é prudente que a aferição guarde relação com as características de cada fonte. Além disso, Furnas julga que a forma e a periodicidade de aferição devem preservar as usinas de efeitos conjunturais e permitir que o empreendedor diligente tenha tempo hábil de agir para não ser penalizado sem ter dado causa. Não se pode ainda adotar uma regra de aferição que restrinja a flexibilidade do agente para venda no mercado que tende a ser cada vez mais livre sem que o mesmo venha a ser penalizado.

A Abraceel afirma que a aferição deve ser em base mensal, considerando, para fins de planejamento, os produtos a serem entregues pelos geradores, de forma a permitir a contratação de novo lastro, caso necessário, com a devida antecedência. Além disso, a Abraceel alerta que é fundamental que os critérios estejam bem definidos em contrato, de forma a assegurar a correta precificação pelos agentes, sendo esse outro ponto passível de detalhamento no momento de regulamentação da medida.

A PSR lembra que as aferições só podem levar em conta parâmetros que dependam do gerenciamento do gerador, como índices de disponibilidade e produtividade da usina. Dessa forma, a PSR sugere que a aferição do lastro de produção seja anual para todas as usinas, desde o início da operação, considerando apenas parâmetros de desempenho e sem nenhum tipo de limitação.

Questão 1.4 - Se constatado desvio em relação aos lastros, quais penalidades deveriam ser estabelecidas? Qual profundidade da penalidade?

Agentes integrados	Geração		Comercialização
Copel	Abeeólica	Eneva	Abraceel
EDP	Abiape	Engie	
Enel	Abragel	Furnas	
Neoenergia	Apine	Raízen	
	Absolar	Spic Brasil	
	CPFL Geração		

A Copel destaca que risco de sofrer penalidade deve estar concatenado com a possibilidade de efetuar sua gestão e a dimensão desta penalidade respeitar esta contrapartida. Considerando um cenário de remuneração separada pelo lastro, pode-se configurar a captura da receita ou o pagamento de ressarcimento como penalidades adequadas, após avaliar as questões que estavam sob a gestão do gerador. Quanto à profundidade da penalidade, o ideal seria definir uma dosimetria, baseada nos efeitos de seu não cumprimento nos preços do mercado de eletricidade.

A EDP considera que se constatado desvio em relação ao lastro deve haver a penalidade. Deve haver a recomposição de lastro, na qual o gerador pode comprar lastro ou devolver os valores recebidos referentes à indisponibilidade verificada.

A Neoenergia propõe que desvios negativos dos lastros contratados por responsabilidade do ofertante devem ser penalizados com a redução do montante contratado sem correção do preço, resultando, então, em redução de receita de lastro para o empreendimento.

A Abeeólica propõe um período de transição, no qual nenhuma penalidade seria aplicada. Após esse período, o lastro de produção estaria sujeito às mesmas penalidades aplicáveis às garantias físicas. Ao lastro de capacidade caberia penalização em situações de déficit de performance.

A Abiape propõe, em relação ao lastro de capacidade, que o vendedor de lastro perceba redução de receita proporcional ao desvio. Recomenda, ainda, a avaliação da possibilidade de instituir faixas de quantidade ou frequências dos desvios, de maneira que a perda seja acrescida de penalidade. Questiona se a aplicação de penalidades e a redução de receita seriam aplicáveis ao lastro de produção.

A Absolar e a Enel defendem que a penalidade deve ser proporcional ao percentual não atendido, de forma a remunerar o custo incorrido para acionar o recurso que o substituiu. Adicionalmente, pode haver a previsão de intensificação de penalidade em caso de reincidência, num período pré-estabelecido. Dessa forma, evita-se penalização excessiva em caso de descumprimento pontual, mas incentiva-se a prudência na venda do lastro e a diligência na manutenção dos empreendimentos. A Apine e a Abragel defendem que a penalidade deveria se dar por meio da redução transitória do valor do lastro, cabendo ao gerador adquirir essa redução em uma parcela do ajuste de lastro, estabelecida junto à conta centralizadora de lastros (Conta Lastro sugerida pela Apine).

A CPFL Geração defende que seja considerada a aplicação de uma lógica semelhante ao atual “Ajuste do MRE”, mas em vez de implicar em exposição ao PLD, poderia resultar numa redução da receita de lastro. A CPFL Geração também defende que os agentes que tenham performance acima da referência sejam beneficiados, de forma a incentivar de forma econômica a busca por excelência operativa.

A Spic Brasil sugere que a base de cálculo da penalidade por descumprimento de despacho (requisito de potência não atendido quando do despacho pelo ONS) seria o PLD do momento da confirmação da indisponibilidade do empreendimento.

A Raízen sugere que deve haver um período de transição para aplicação de penalidade. Após esse período, eventuais agentes que não cumpram suas obrigações de aquisição ou disponibilidade de lastro, deverão ser penalizados de forma a garantir isonomia, segurança do sistema e equilíbrio dentro do setor elétrico.

A Eneva propõe que a penalidade por falta de lastro deve guardar relação com a receita do lastro, considerando critérios de proporcionalidade e razoabilidade. A Eneva julga que eventual teto de penalidade por insuficiência de lastro contratual (capacidade ou produção), no âmbito do SIN deveria, por exemplo, adotar multiplicador inferior a 1,15 sobre a receita auferida pelo agente

A Engie alega que a penalidade poderia se dar por meio do ressarcimento com multa sobre o volume de lastro desviado junto à conta centralizadora de lastros (Conta Lastro).

Furnas reforça que a penalidade deve guardar relação com as características e as especificidades de cada fonte de energia e que não deve ser excessiva. Entende que a penalidade deva ser proporcional ao percentual não atendido e que a reincidência em um intervalo de tempo ou uma profundidade maior de valores não atendidos resulte em penalizações gradativamente maiores. Qualquer medida de penalização deve ter o condão de incentivar os bons agentes a serem diligentes. Penalidades muito pesadas só beneficiam os maus empreendedores que se ancoram em decisões judiciais, pois se aproveitam dos valores abusivos cobrados para não arcar com as consequências do não cumprimento dos seus compromissos. Furnas sugere também que qualquer revisão de lastro deve vir acompanhada da redução dos compromissos dos agentes vendedores.

A Abraceel entende que o valor da penalidade deve estar associado à receita de lastro aferida pelo ofertante, ou seja, pelo custo de recomposição do lastro necessário, acrescido de outro valor para penalizar o agente por colocar em risco a segurança do suprimento. A profundidade da penalidade deve ser definida posteriormente, através de consulta pública, quando da aprovação do edital do leilão, e, de preferência, fixada com base na experiência internacional.

Questão 1.5 - Qual frequência deve ser feita revisão dos lastros? A cada alteração da configuração? Periodicamente e, nesse caso, com que periodicidade?

Agentes integrados	Geração		Comercialização	Consultoria
Copel	Abeeólica	CPFL Geração	Abraceel	PSR
EDP	Abiape	Eneva		
Enel	Abragel	Engie		
Neoenergia	Apine	Furnas		
	Absolar	Raízen		
	Cogen	Spic Brasil		

A Copel destaca que os prazos de outorgas são períodos longos e é natural que a configuração do sistema se altere. Desta maneira, o certificado de Garantia Física e os critérios de suprimento PNS, ENS e LOLP podem alterar de configuração no tempo, podendo inviabilizar o cumprimento do contrato sem revisão.

A EDP entende que a revisão dos lastros pode ser feita anualmente, por ocasião dos leilões de compra centralizados. Alterações sistêmicas podem ser englobadas na revisão anual. Alterações extraordinárias por alteração dos dados individuais podem ser feitos ao longo do ano.

A Neoenergia propõe que sejam feitas revisões anuais para aplicação no ano seguinte.

A Abeeólica propõe que não haja revisão estrutural dos lastros dos agentes durante o prazo de outorga. Caso a sugestão não seja acatada, sugere a revisão anual do lastro de capacidade (a frequência poderá variar em função dos requisitos e como será contratado e aferido) e, para o lastro de produção, as mesmas regras atuais aplicadas às garantias físicas.

A Abiape manifesta-se apenas a respeito do lastro de produção: entende como adequadas as revisões ordinárias quinquenais e extraordinárias quando da alteração de parâmetros relevantes. Acrescenta que as extraordinárias poderiam se dar a pedido do agente.

A Absolar e a Enel entendem que a revisão dos lastros deve ser feita com a mesma periodicidade da aferição, em tempo suficiente longo para evitar uma volatilidade excessiva do lastro, que pode estar contaminada por eventos pontuais de curto prazo, e por outro, com a frequência necessária que permita redimensionar adequadamente o sistema e suas carências a tempo da tomada de ações corretivas. A Absolar e a Enel entendem que deve ser observado um período de carência, para contemplar o tempo de maturação dos projetos de geração. A aplicação da redução ou do aumento deve se dar no ano seguinte, de forma a permitir a recomposição do lastro no leilão seguinte, conforme mencionado acima. Sugerem também a criação de mecanismo de ajuste dos requisitos contratados, onde, caso seja identificada a ocorrência de sobrecontratação, o planejador possa recomprar o requisito dos geradores que não tiverem mais interesse na prestação daquele produto.

A Apine e a Abragel defendem que lastros não necessitam de revisão durante a outorga, mas que tão somente sejam premiadas ou penalizadas transitoriamente em caso de excesso ou déficit de performance, com base na média móvel verificada, comparada com os parâmetros utilizados quando do cálculo do lastro.

A CPFL Geração entende que o ideal é que o lastro seja o mais estável possível. A atual periodicidade, de 5 anos, na maioria dos casos é estabelecida em contratos de concessão. Logo, valores inferiores a este devem ser analisados do ponto de vista legal e jurídico.

A Spic Brasil sugere que a revisão seja realizada a cada 5 anos, como atualmente ocorre para as revisões de garantia física. No caso do lastro de capacidade, sugere-se seguir a mesma periodicidade de revisão, a cada 5 anos.

A Raízen e a Cogen entendem que a revisão deve considerar o aumento de lastro resultante de aumento de combustível ou da eficiência de geração dos empreendimentos à biomassa.

A Eneva julga que a melhor alternativa seria a revisão periódica de lastro, cujo prazo não seria pré-determinando com obrigatoriedade, mas estabelecido por eventos reconhecidamente extraordinários e fatos relevantes. A granularidade efetiva das revisões dependeria, portanto, dos eventos futuros a serem observados. No caso de empreendimentos participantes no MRE, o prazo de 5 anos poderia ser mantido.

A Engie entende que não deve ser realizada revisão de lastro durante a outorga.

Furnas reforça que lastro guarda relação com parâmetros estruturais e, portanto, deve estar intimamente ligado a longos ciclos que envolvem mudanças relevantes na matriz eletro-energética do sistema. Além disso, alerta para os limites legais atuais para revisão de garantia física de energia.

A Abraceel entende que os lastros devem ser revistos periodicamente e ressalta que, para o planejamento é fundamental que haja revisão anual de forma a proporcionar maior assertividade da projeção da matriz e permitir a contratação de novo lastro com a devida antecedência. Porém, alerta que, para fins de recebimento da receita de lastro pelos ofertantes, de capacidade ou de produção, não haveria necessidade de revisão anual, visando proporcionar maior estabilidade de receita aos investidores. Dessa forma, sugere estabelecer período de revisão a cada 5 anos, com critérios claros e estáveis, assegurando previsibilidade, mas sem prejuízo de penalizações em caso de culpa pela redução do lastro atribuída ao agente.

A PSR entende que, para o lastro de produção, devem ser adotadas revisões quinquenais (efetuadas todo ano para os projetos que completem o quinquênio no ano), limitadas em 5% e 10% conforme as regras atuais do MRE, e com aplicação de recálculo sem limites ao final da outorga.

Questão 1.6 - Caso em algum processo de revisão, se constate uma variação do lastro contratado com algum gerador, isso implicaria em variação do valor do contrato? Nesse caso, haveria um período mínimo de estabilidade do valor do contrato, para garantia da viabilidade financeira?

Agentes integrados	Geração	Comercialização	Consultoria	
Copel	Abeeólica	Eneva	Abraceel	PSR
EDP	Abiape	Engie		
Enel	Abragel	Furnas		
Neoenergia	Apine	Petrobras		
	Absolar	Raízen		
	CPFL Geração	Spic Brasil		

A Copel entende que a variação de valores definidos em leilão por fatores alheios a sua gestão, tais como alteração da configuração, seria lhe imputar um risco não gerenciável. Desta maneira, faz-se necessário definir no momento do leilão um período de estabilidade de receita proveniente do lastro.

A EDP entende que se o sistema de contratação de lastro for totalmente centralizado e não houver um mercado livre, deve haver a modificação do contrato, por impossibilidade de compra do lastro do agente para recomposição. Se houver mercado livre para contratação de lastro, não é necessário o redimensionamento dos contratos. A EDP entende também que para manutenção da estabilidade dos financiamentos é recomendável um período de estabilidade, que poderia ser de cinco anos.

A Neoenergia propõe que desvios negativos dos lastros contratados por responsabilidade do ofertante devem gerar redução do montante contratado sem correção do preço, resultando então em redução de receita de lastro para o empreendimento

A Abeeólica entende que desvios no atendimento do compromisso de lastro individual homologado aos agentes de geração podem ser penalizados. No entanto, não deve ser prevista a redução definitiva do lastro originalmente homologado ao agente de geração, uma vez que pode ser implementado um mecanismo centralizado de recomposição física ou financeira.

A Abiape entende que as penalizações são suficientes e não é necessária a revisão de preços e quantidades determinadas em contratos.

A Absolar e a Enel entendem que, caso não exista mercado bilateral de lastro, o não atendimento deve implicar redução contratual, respeitado um período de carência. Além disso, sugerem que se estude a possibilidade de haver um mecanismo para o gerador recompor o montante não entregue do requisito vendido, com a implantação de um projeto auxiliar.

A Apine e a Abragel remetem a resposta da questão 1.3, sobre a aplicação de penalidades e utilização da conta lastro.

A CPFL Geração entende que é justo que haja uma revisão adequada caso se constate variação (negativa) do lastro contratado, sendo a revisão aplicada ao montante e não ao preço. Do ponto de vista de financiabilidade e sustentabilidade econômico-financeira de novos empreendimentos, a CPFL alerta que a estabilidade de receita reduz o risco do investidor, logo, as regras de ajuste do montante de lastro devem estar bem definidas e abranger todo período de concessão.

A Spic Brasil entende que, em caso de variação do lastro contratado, após processo de revisão, o risco da variação do volume do contrato deveria ser assumido pelo agente.

A Raízen acredita ser necessária a superação de período de transição para que os agentes consigam perceber maturidade e estabilidade no setor e na efetiva separação do lastro e energia. A Raízen acredita também que será necessário um período maior que um ano, possivelmente 3 (três) anos, para possibilitar eventual compensação de sobras e déficits anuais.

A Eneva sugere que o prazo mínimo de estabilidade do valor de contrato de novo empreendimento de geração poderia seguir os prazos contratuais atualmente vigentes (15 a 35 anos). No entanto, seria incluída a possibilidade de o prazo mínimo de estabilidade ser reduzido mediante declaração do próprio agente de geração na licitação, com o recebimento de um “prêmio” – em outros termos, a redução do prazo de estabilidade seria “capturada” na oferta, tornando-a mais atrativa (formaria preço de lance). Para empreendimentos existentes, os prazos mínimos de estabilidade contratual também poderiam seguir os definidos na legislação para os Leilões de Energia Existente (1 a 15 anos).

A Engie entende que, num primeiro momento, a falta de lastro possa ser remediada de duas maneiras distintas: no horizonte em que é possível contratar novo lastro de produção entende-se que pode ser facultado ao próprio agente gerador reduzir voluntariamente um percentual de seu lastro contratado, o que permitiria nova contratação de forma centralizada pelo poder concedente; e, no período em que não é possível contratar novo lastro de produção, o agente deve ser submetido a alguma penalização sobre o montante de lastro frustrado, de maneira a estimular que o agente mantenha um nível de contratação prudente e sustentável no longo prazo.

Quanto ao início de vigência dos novos montantes, a Engie recomenda que após o processo de revisão de lastro seja considerada uma carência de um período não inferior a um ano, de maneira que o agente gerador possa se reposicionar comercialmente.

Furnas reforça que as regras de revisão de lastro sejam semelhantes às adotadas para garantia física atualmente. Além disso, entende que revisão de lastro que implique em sua redução deve ter como contrapartida a redução proporcional da obrigação de entrega.

A Petrobras entende que o ideal é que eventuais variações de lastro não sejam aplicáveis durante a vigência dos contratos.

A Abraceel entende que a variação do lastro decorrente de responsabilidade do gerador deve ser custeada por esse, em valor associado à receita do atributo não entregue, acrescido de penalidade por colocar em risco a segurança do suprimento. Além disso, sugere que o lastro seja revisto com maior frequência para fins de planejamento, mas com menor para fins de recebimento da receita de lastro, com possível preservação dos recebíveis associados à leilões de curto prazo, mas sempre com possibilidade de revisão para casos em que o agente não entregue o lastro que foi contratado.

2.2. Subtema 2 – Financiabilidade

A transição para um sistema em que a receita do lastro passe a ter um papel fundamental na financiabilidade dos projetos e, por conseguinte, na expansão da oferta foi recebida por alguns contribuintes como uma mudança de paradigma que deve ser alvo de atenção (ex.: Raízen).

A CNI, por exemplo, coloca a seguinte questão: como garantir que os novos investimentos para expansão do setor virão, se for mantida a atual relação entre risco e retorno?

A Norsk Hydro sustenta que o financiamento dos projetos deve considerar uma receita de eletricidade valorada, por exemplo, a PLD, e também os atributos que compõem o lastro. A Norsk Hydro entende também que a separação lastro e energia permitirá o surgimento de produtos financeiros que podem ser usados por comercializadores e consumidores como mecanismo de hedge ou como um negócio em si.

Questão 2.1 - Quais as condições para eleger um Consumidor ou Comercializador para ser “qualificado” (rating mínimo – quantas agências, PL mínimo)?

Agentes integrados	Geração	Comercialização
Copel	Abeeólica	Furnas
EDP	Abiape	Petrobras
Enel	Abragel	Raízen
Neoenergia	Absolar	Unica
	Apine	
	CPFL Geração	
	Engie	

Inicialmente, os contribuintes expressaram seu posicionamento acerca da possibilidade de consumidores livres e de comercializadores participarem dos leilões centralizados de produção de eletricidade. Não houve unanimidade de entendimento nesse sentido

Admitem a participação do consumidor livre e de comercializadores nos leilões produção de eletricidade: Abiape, Absolar¹, Copel, Raízen, Neoenergia, CPFL e Petrobras.

Não **admitem** a participação do consumidor livre e de comercializadores nos de produção de eletricidade, de modo a restringir os leilões centralizados apenas ao ACR: Apine, Abragel², Enel, Engie, Abeeólica e Furnas.

Medidas de elegibilidade propostas para a participação de um consumidor ou comercializador nos leilões centralizados:

- Classificação de risco por agências de rating: Absolar, EDP, Neoenergia e CPFL;
- Aporte de garantias: Absolar e Abraceel;
- Histórico de inadimplência e auditamento de balanços: Abraceel;
- Estabelecimento de índices de liquidez;
- Exigência de patrimônio líquido mínimo: CPFL e Neoenergia;
- Pré-qualificação técnica e financeira: Raízen;
- Monitoramento das capacidades dos agentes: Copel;
- Promoção da liquidação centralizada na CCEE: Absolar;
- Comprovação de ausência de pendências na CCEE: Neoenergia;
- Comprovação de regularidade junto ao fisco e ao FGTS, exigência de certidão negativa de Falências e de Recuperação Judicial, comprovação de limites operacionais ao volume de contratação anual do comercializador, elaboração de regras de manutenção das condições de qualificação (por meio da criação de cadastros públicos de habilitação, por exemplo): Neoenergia;
- Chamada por garantias em caso de redução de rating abaixo do limite mínimo: Neoenergia.

Questão 2.2 - Quais os prazos para os contratos de lastros e de produção de eletricidade resultante dos leilões centralizados?

Agentes integrados	Geração		Comercialização	Consultoria
Copel	Abeeólica	Engie	Abraceel	PSR
EDP	Abiape	Furnas		
Enel	Abragel	Petrobras		
Neoenergia	Absolar	Raízen		
	Apine	Spic Brasil		
	CPFL Geração			
	Eneva			

Um consenso geral entre as entidades contribuintes revelou que os prazos dos contratos devem ser tais que sejam compatíveis com os critérios fixados pelas instituições financiadoras.

¹ A ABSOLAR se manifestou favoravelmente em relação aos leilões de produção de eletricidade.

² O posicionamento da Apine e da Abragel dizem respeito somente aos leilões de produção de eletricidade. Não consta manifestação de tais agentes quanto aos leilões de lastro.

Houve um entendimento prevalente entre as contribuições de que os contratos de lastro são compatíveis com prazos de vigência mais longos (Abeeólica, Abraceel, Abragel, Absolar, Apine, Cogen, Copel, EDP, Enel, Eneva, Engie, Furnas, Neoenergia, Petrobras e Raízen), com exceção dos contratos celebrados de venda de lastro de empreendimentos existentes (Abragel, Apine, EDP, Eneva, Neoenergia e PSR).

Apine e Abragel concordam que a contratação a longo prazo, tanto para o ACR quanto para o ACL proporcionará um percentual significativo de receita no longo prazo, tornando viável o financiamento de novos empreendimentos na modalidade *project finance*.

Aqueles que se manifestaram sobre os prazos dos contratos de produção de eletricidade se reuniram em torno de uma noção segundo a qual tais ajustes: (i) comportam prazos mais curtos (Abraceel, CPFL³, Copel, Eneva); e (ii) têm um papel direcionado ao gerenciamento de riscos (Abraceel e Eneva).

Houve, ainda, entendimentos apontando para a necessidade de que os contratos de produção no ACR tivessem um prazo mais prolongado de 10 (dez) a 20 (vinte) anos (Absolar, CPFL Enel, Engie). Ressalte-se que, para os contratos celebrados no âmbito do ACL, a CPFL sugere que se assinale prazo de 1 (um) a 5 (cinco) anos para produção de eletricidade.

Já a Spic Brasil sustentou que os prazos que serão estabelecidos para os contratos de lastro resultantes dos leilões de capacidade deverão ser compatíveis com a inclinação dos bancos a aceitarem financiamentos de projetos que possuam contratos de venda de lastro de mais curto prazo, ao contrário dos longos prazos praticados nos atuais contratos de garantia física de energia decorrentes dos leilões.

Questão 2.3 - A financiabilidade deverá considerar a renda dos contratos de energia, ou a financiabilidade dos custos fixos deverá ser suportada somente pela contratação de lastro e os contratos de energia devem ser considerados como meros instrumentos de gerenciamento de risco?

Agentes integrados	Geração		Comercialização
Copel	Abeeólica	Eneva	Abraceel
EDP	Abiape	Engie	
Enel	Abragel	Furnas	
Neoenergia	Absolar	Petrobras	
	Apine	Raízen	
	Cogen	Spic Brasil	
	CPFL Geração		

Analisadas as contribuições recebidas, constatou-se que a maioria dos respondentes considera que tanto a contratação de lastro, quanto os contratos de produção de eletricidade serão responsáveis pela avaliação de financiabilidade dos

³ No entanto, para o ACR, ressaltou vigência de 10 a 15 anos para contratos de produção de eletricidade.

projetos (Abeeólica, Absolar, Abraceel, Abragel, Apine, CPFL, Copel, Enel, Furnas, Neoenergia, Raízen e Spic Brasil).

Concordam que somente o lastro deve responder pela financiabilidade dos projetos Eneva, Petrobras e EDP (esta última no caso das térmicas; para a fonte hidrelétrica, entende que ambos os contratos serão imprescindíveis à financiabilidade dos projetos).

Nesse particular, a EDP alega que, ainda que o lastro deva ser contratado por todos os consumidores, de modo a garantir um fluxo financeiro estável, talvez esse fluxo não seja suficiente para viabilizar a construção de novas usinas. Por isso, entende necessário complementar a receita do empreendimento com o desenvolvimento do mercado de eletricidade. Com o objetivo de que esse cenário se viabilize, seriam necessários (i) mecanismos de formação de preços críveis; (ii) sistemas robustos de garantias; e (iii) contratação conjunta de energia nos primeiros leilões de lastro.

Destacam que os contratos de produção de eletricidade no âmbito do ACR continuarão sendo cruciais à financiabilidade: Apine, Abragel e Engie.

Por fim, a Abiape entende que os custos fixos deverão ser recuperados pela receita inframarginal, ao passo que a receita de lastro deverá cobrir somente a parcela de custos não recuperáveis por meio do mercado.

Questão 2.4 - Deve ser permitida a contratação bilateral de lastro?

Agentes integrados	Geração		Comercialização
Copel	Abeeólica	Eneva	Abraceel
EDP	Abiape	Engie	
Enel	Abragel	Furnas	
Neoenergia	Absolar	Petrobras	
	Apine	Raízen	
	Cogen	Spic Brasil	
	CPFL Geração	Unica	

A resposta a essa pergunta demonstra uma preocupação dos respondentes em evitar os seguintes fenômenos que, em suas percepções, poderiam ocorrer caso fosse admitida a contratação bilateral de lastro: (i) sobrecontratação de lastro; (ii) venda direta de lastros mais baratos; e (iii) incompatibilidade com a lógica centralizada da proposta.

Nessa linha, se opõem à contratação bilateral de lastro: Abeeólica, Abragel, Apine, Copel, CPFL, Furnas, Neoenergia e Spic Brasil.

Outros agentes admitem a contratação bilateral, porém não no momento atual. Preferem que seja dado início ao período de transição em que a contratação seja centralizada para que, posteriormente, o lastro possa ser contratado de forma bilateral (Abraceel, Absolar, EDP, Eneva e Engie).

Por fim, admitem a contratação bilateral de lastro sem restrições: Abiape, Cogen, Petrobras, Raízen e Unica.

2.3. Subtema 3 – Novo mercado

As expectativas para o novo mercado foram objeto de uma diversidade de contribuições dos agentes.

A Abren, por exemplo, chega a propor um mecanismo de transição com chamadas públicas para a contratação de GD para atendimento a distribuidora local.

Para o longo prazo, a Abrace contempla a importância de considerar o estudo de um mecanismo de contrato por diferença como opção para garantir a expansão do sistema, convivendo com um mercado de potência.

A Light destaca que a proposta endereça a correta alocação dos custos da expansão a todos os agentes, sejam eles do ACR ou do ACL. Além disso, ressalta que entende ser adequada a contratação centralizada dos lastros, com a caracterização de um momento oportuno para redução dos prazos do que seriam os contratos de produção de eletricidade para os agentes do ACR.

A MIZHA (MITSUI) sugere compatibilizar a alocação do custo total da expansão com os custos já suportados pelos agentes que compraram contratos legados e que já possuem o lastro de produção contratado em conjunto com o que seriam os contratos de produção de eletricidade.

Sobre o novo mercado, a Norsk Hydro demonstra em sua contribuição preocupações gerais em relação a pontos a serem detalhados como: a governança para as decisões relativas à adequabilidade do sistema, a administração dos contratos legados (subtema seguinte), a percepção de receita dos geradores, os impactos tributários da proposta nas contratações de eletricidade. Por fim, a Norsk Hydro entende que a segurança do suprimento deve atingir a redução de custos ao consumidor final.

A Absolar, por seu turno, ressalta a importância de uma avaliação criteriosa e da elaboração de testes para a efetivo incentivo à formação do novo mercado. Alerta, contudo, que, durante este período, pode-se comprometer a contratação dos recursos adequados para atendimento aos requisitos do sistema, perpetuando-se os efeitos dos contratos legados, onerando-se os consumidores do ACR e incentivando-se a migração para o ACL de forma insustentável para os consumidores remanescentes.

A Ceri-FGV levanta críticas em relação ao tipo de leilão proposto para a contratação, o leilão combinatório, principalmente em relação à complexidade, à necessidade de definições discricionárias para a função de *score* e à possível ineficiência, que significaria deixar de atender ao objetivo de contratação ao mínimo custo para o sistema. E sugere que se busquem alternativas mais simples para contratar os requisitos necessários, com custos informacionais e de transação menores e com mais capacidade de promover eficiência.

A CHPBrasil propõe uma separação diferente do lastro: o chamado lastro de expansão, para atender a expansão da demanda de longo prazo, e o chamado lastro de operação, que inclui usinas em operação para despacho imediato.

A Copel questiona qual será o mecanismo de formação de preço dos lastros, citando que a atual formação de preço de curto prazo desconsidera as restrições de rede entre submercados e, portanto, não reflete totalmente escassez de energia, potência e flexibilidade. Afirma que não está claro que a precificação será adequada para otimizar os recursos energéticos na operação.

A CNI coloca diversas questões que devem ser tratadas, no tema novo mercado, em relação: à definição do valor do lastro pelo mercado, por oferta de preço ou definido por fonte por um modelo computacional; ao cálculo da aversão ao risco no preço; à necessidade da geração fora da ordem do mérito; à convivência do novo modelo com o preço horário e uma futura oferta de preços pelos agentes; à definição de PLD teto e piso; à alocação do risco de volume; ao risco da volatilidade de receita de produção de eletricidade; à contratação do ACR residual e à implantação da separação lastro energia apenas para a expansão, inicialmente.

A Energisa demonstra preocupação em relação ao papel dos agentes compradores e do poder concedente na definição de demanda por lastro, assim como do funcionamento do mecanismo caso a definição esteja sob responsabilidade de um ou outro; também em relação ao critério de rateio de custo dos lastros; como seriam definidos os vencedores dos leilões e em relação à participação obrigatória das distribuidoras nos leilões manter a falta de isonomia entre os ambientes.

A Secap/ME faz uma contribuição geral ao desenho, entendendo que o mesmo deve observar alguns pontos importantes, como:

- Definição de solução para restrições locais;
- Adequação de recursos bem definida;
- Modelo de leilões, obrigações, verificações e monitoramento bem definidos;
- Definição cuidadosa das obrigações futuras;
- Estabilidade do desenho de mercado visando a redução do risco regulatório e;
- Fazer bom uso das experiências de outros países que vivenciaram desafios similares.

Por fim, A Secap/ME considera que, com maior maturidade do mercado, pode-se no longo prazo evoluir para a contratação descentralizada de lastro.

Questão 3.1 - Em caso de empreendimento parcialmente contratado, como seria o tratamento de aferição de lastro?

Agentes Integrados	Geração		Comercialização
Copel	Abeeólica	Eneva	Abraceel
EDP	Abiape	Engie	
Enel	Abragel	Furnas	
Neoenergia	Absolar	Petrobras	
	Apine	Spic Brasil	
	CPFL Geração	Única	

No contexto de contratos legados, faz sentido contabilizar o lastro total do sistema para fins de planejamento, mas o recebimento de receita de lastro deve ser realizado de forma proporcional para empreendimentos parcialmente contratados

no modelo atual, aplicando as regras antigas à parte com contrato legado (Abraceel, Absolar, Enel, Furnas, Petrobras).

A Eneva sugere contabilização sistêmica total, com efeitos individuais do recebimento do lastro na proporção contratada, como no parágrafo acima, mas em geral, sem mencionar contratos legados.

Muitos afirmam que não deve haver contratação parcial de lastro, exceto para contratos legados, em alguns casos. (Abeeólica, Abragel, Apine, Copel, CPFL Geração, Engie, Furnas, Neoenergia e Spic Brasil).

Segundo a Abraceel, consumidores que tenham contratos no modelo antigo devem ser excluídos do pagamento de lastro. Comercializadores devem ter o direito de vender seus contratos do modelo antigo após a separação lastro e energia, para não forçar todo o mercado a zerar suas posições no momento da mudança.

A apuração do lastro deve ser discutida após a definição da metodologia de cálculo do mesmo (Enel, Absolar).

Segundo a Abiape, a aferição de lastro não deve sofrer influência da quantidade contratada.

Questão 3.2 - Quais indicadores devem ser criados para monitoramento do poder de mercado?

Agentes Integrados	Geração		Comercialização
Copel	Abeeólica	CPFL Geração	Abraceel
EDP	Abiape	Eneva	
Enel	Abragel	Engie	
Neoenergia	Absolar	Furnas	
	Apine	Raízen	

Foram sugeridas as seguintes medidas:

- Participação do CADE na definição e monitoramento (Abiape, Copel, Eneva);
- Estímulo à competição entre todas as fontes, com contratação por atributo e não por fonte (Abraceel);
- Cuidado na definição de critério locacional e tipo de serviço para não limitar ofertantes e criar poder de mercado (Absolar e Enel);
- Criação de comissão de monitoramento (Absolar e Enel);
- Maior número possível de ofertantes (Neoenergia), número mínimo de ofertantes por leilão para cada produto (Absolar e Enel);
- Atenção ao tema na definição de preço teto e sistemática do leilão (Absolar, Enel, Neoenergia);
- Avaliação concentração-conduta-desempenho (Copel);
- Indicadores de concentração de mercado e controle de vazamento de informação privilegiada (Raízen).

Muitas contribuições relacionam esse tema à formação de preço por oferta, considerando-o menos relevante na contratação centralizada de lastro (Abraceel, Eneva, Furnas), ou simplesmente não o consideram relevante neste momento

(Abeeólica, Apine, Abragel, Copel, Engie, CPFL Geração). Segundo a EDP, a discussão desse tema deve ser feita em conjunto com a discussão sobre segurança de mercado.

Questão 3.3 - Quais instrumentos de proteção de risco seriam mais robustos para o novo mercado de energia? (ex., exigir rating de investidores para novos empreendimentos?)

Agentes Integrados	Geração		Comercialização
Copel	Abeeólica	Engie	Abraceel
EDP	Abiape	Furnas	
Enel	Abragel	Petrobras	
Neoenergia	Apine	Raízen	
	CPFL Geração		

Foram sugeridos as seguintes instrumentos e medidas:

- Análise de balanços contábeis (Abeeólica, Apine, Abragel, Engie); exigência de balanços auditados (Raízen);
- Classificação por agências *de rating* (Abeeólica, Apine, Abragel, Engie, Raízen, CPFL Geração);
- Manutenção/aprimoramento das garantias bancárias (Abeeólica, Abraceel, Neoenergia);
- Obrigação de garantias para agentes descobertos no mercado futuro (Copel);
- Seguros (Abeeólica);
- Limite de volume ofertado de acordo com experiência em geração (Engie);
- Disponibilidade de contratos derivativos, produtos do mercado financeiro (Abeeólica, Abiape), com negociação em bolsa e suporte de uma *clearing house* (Abiape);
- Inclusão dos grupos econômicos que constituem as Sociedade de Propósito Específico - SPE em eventuais avaliações de critérios econômico-financeiros na habilitação técnica (Enel);
- Exigência de *performance bond* para projetos do Mercado Livre para todas as fontes renováveis, não só eólica, para garantir isonomia entre as fontes (Enel);
- Controle de exposições financeiras (Raízen);
- Manutenção de controle da Aneel de exigência de experiência anterior e acompanhamento periódico do cronograma de obra (Neoenergia);
- Exigência de patamar mínimo de Patrimônio Líquido aos participantes (CPFL Geração), elevar capital social mínimo para comercializadores (Petrobras);
- Rateio de inadimplências no MCP deve passar a ser proporcional aos votos dos agentes na CCEE (Petrobras);
- Regras que inibam práticas como contratação de operações de porte muito superior ao do agente contratante ou assunção de riscos desproporcionais à sua capacidade de solvência (Furnas).

Diversos agentes destacaram a importância de se preservar um ambiente aberto de ofertantes para promover a competitividade nos leilões (Abeeólica, Apine, Abragel,

Engie) CPFL Geração afirma que os requisitos propostos devem garantir aderência ao porte dos participantes. Abraceel destaca a pertinência da questão independente da separação lastro e energia.

Questão 3.4 - Quais medidas estimulariam o surgimento de serviços financeiros que suportem uma dinâmica de mercado para a comercialização de energia como commodity?

Agentes Integrados	Geração		Comercialização
Copel	Abeeólica	CPFL Geração	Abraceel
EDP	Abiape	Engie	
Enel	Abragel	Furnas	
Neoenergia	Absolar	Única	
	Apine		

As contribuições apontaram as seguintes medidas:

- A própria separação entre lastro e energia, com o fim da apuração de lastro de energia *ex post* para os contratos (Abeeólica, Abiape, Abraceel, Engie, Raízen, CPFL Geração);
- Melhorias relativas à formação do preço no Mercado de Curto Prazo, o PLD, para conferir maior credibilidade, incluindo melhorias nos modelos (no caso de preço formado por modelos), na transparência, na governança e na granularidade temporal (horária) (Abraceel, Absolar, EDP, Enel, Engie, Neoenergia);
- Homogeneização/padronização dos produtos (Copel, Enel);
- Criação de ambiente de bolsa e *clearing house*, que também trariam outros benefícios como transparência, acesso a histórico de preços e eliminação do risco de contraparte (Copel, EDP, Enel, Neoenergia);
- Aprimoramentos para melhorar a segurança do mercado: acompanhamento da marcação das operações dos agentes, com a previsão de chamada a margem e aporte de garantias, limites de risco para agentes de forma a evitar posições muito alavancadas e propagação de risco sistêmico, a análise e acompanhamento das Demonstrações financeiras auditadas, Patrimônio Líquido, Capital integralizado, Rating, certidões negativas, composição acionária e o acompanhamento dos montantes negociados (Enel, Neoenergia);
- Abertura do mercado (Raízen);
- Segurança jurídica e previsibilidade regulatória (Furnas).

Abraceel ressalta que a negociação dos produtos financeiros deve ocorrer naturalmente por decisão dos agentes, sem imposições regulatórias, e que as bolsas de negociação e serviços de clearing são atividades empresariais que envolvem riscos e elevado custo de capital, portanto devem ser desenvolvidas pelo próprio mercado, sob regulação do setor financeiro.

CPFL Geração sugere uma segregação na abertura para produtos financeiros, entre aqueles que estariam associados às contratações estruturantes de lastro, devendo estes passar por um critério de rating mais criterioso, e daqueles que

envolvem ajustes pontuais de mercado, podendo ser inclusive abertos para *Fintechs*.

Questão 3.5 - Agentes externos ao mercado de energia, como, por exemplo, agentes financeiros, poderão comprar e vender contratos de energia?

Agentes Integrados	Geração	Comercialização	Consumo	
Copel	Abeeólica	Engie	Abraceel	Norsk Hydro
EDP	Abiape	Furnas		
Enel	Abragel	Petrobras		
Light	Absolar	Raízen		
Neoenergia	Apine	Spic Brasil		
	CPFL Geração	Única		
	Eneva			

Grande número de agentes faz uma distinção entre contratos de produção de eletricidade e produtos financeiros. Afirmam que, por um lado, a comercialização de eletricidade no mercado de curto prazo deve continuar apenas por agentes do setor cadastrados na CCEE e regulados pela Aneel (Abeeólica, Abraceel, Apine, Abragel, EDP, Eneva, Furnas). Por outro lado, afirmam que devem ser criados produtos financeiros/derivativos, regulados por órgãos do setor financeiro, como a CVM, disponíveis a agentes externos, em outro ambiente (Abeeólica; Abiape, Abraceel, EDP, Eneva, Furnas).

Segundo Engie e Petrobras, a própria separação entre lastro e energia já transforma os contratos de produção de eletricidade em contratos financeiros, sendo natural a participação de agentes financeiros na sua comercialização. Engie, Petrobras e Neoenergia destacam a importância de mecanismos para evitar inadimplência, como garantias financeiras, num contexto de participação de agentes externos.

Alguns agentes responderam que sim (Abiape e CPFL Geração), destacando o aumento de liquidez no mercado (Abiape, Copel, Petrobras). Spic Brasil respondeu que não, pois pode gerar mais riscos. Já a Copel afirma que pode pôr em risco o mercado de curto prazo, mas poder-se-ia definir um cronograma de transição, depende do ambiente de liquidação. EDP afirma que seria mais importante, neste momento, aprimorar a contabilização e a liquidação na CCEE do que abrir o mercado de eletricidade aos agentes externos. Neoenergia afirma que a adoção de medidas de segurança do mercado é mais importante do que distinção entre tipos de agente (interno ou externo).

2.4. Subtema 4 – Transição e contratos legados

De um modo geral, todas as entidades respondentes demonstram preocupação com o respeito aos contratos legados e ao direito à percepção da receita proporcionada por eles, bem como da manutenção de seu equilíbrio e da estabilidade regulatória (ex.: AES Tietê, CNI, Copel, CPFL Geração, Geramaranhão, Norsk Hydro e Petrobras).

A CNI preocupa-se com a sobrevivência dos atuais contratos no novo mercado de lastro e energia.

A Abraget sugere que, antes de se buscar a separação de lastro e energia, deve-se buscar o aprimoramento da metodologia de contratação atual.

A CPFL Geração, por exemplo, fez questão de identificar, de forma didática, que os contratos legados não se limitam aos contratos CCEAR, envolvem contratos bilaterais entre geradores, distribuidoras, comercializadores e consumidores livres.

Abragel e Apine defendem que empreendimentos existentes devem ter seus direitos e obrigações observados até o término de suas outorgas, podendo comercializar lastro e energia de forma unificada.

O Ministério da Economia/SECAP destacou a necessidade de se evitar a ocorrência de superposição de custos aos consumidores. Para tal, na visão daquele órgão, seria preciso dispensar o devido tratamento para o “lastro” existente em contratos legados, de modo que todos participem do mercado.

A Light ressalta a imprescindibilidade de se precificar o lastro intrínseco dos atuais contratos, separando-se os custos em eletricidade, lastro de produção e lastro de capacidade (de acordo com os conceitos apresentados pela EPE em seu estudo sobre o tema). Além disso, o agente acredita que é fundamental estabelecer mecanismos adequados de precificação e valoração para os atributos (lastro de produção e lastro de capacidade) para aquelas usinas que, simultaneamente, não estejam vinculadas à condição de contratos legados e ainda estejam no curso do seu período de outorga, em face do benefício que oferecem ao sistema.

A EDP entende razoável a definição de regras de transição a serem aplicadas a usinas e contratos existentes.

Em sua contribuição, apesar de não responder as questões diretamente, a Norsk Hydro enaltece a importância de uma etapa de transição considerando aspectos como um limite de custo para o encargo de adequabilidade, a implementação da alocação de riscos nos agentes geradores, um fator de competitividade para consumidores eletrointensivos e a estabilidade de contratos anteriores.

Por fim, a Mizha sugere compatibilizar a alocação do custo total com a contratação do produto lastro de produção nos leilões, com os direitos adquiridos pelos agentes que compraram contratos legados, e que possuem o produto lastro de produção contratado em conjunto com o produto energia.

Questão 4.1 - Quais seriam os mecanismos para acelerar o processo de transição? Compra dos lastros das usinas existentes? Nesse caso, como valorar separadamente o lastro e a energia e os lastros de produção e de capacidade?

Agentes Integrados	Geração	Comercialização	Consumo	Consultoria	
Copel	Abeeólica	Engie	Abraceel	Norsk Hydro	PSR
EDP	Abiape	Furnas			
Enel	Abragel	Petrobras			
Light	Absolar	Raízen			
Neoenergia	Apine	Spic Brasil			
	CPFL Geração	Unica			
	Eneva	Cogen			

Consoante as contribuições encaminhadas, uma parcela dos respondentes concorda que, para acelerar a transição, é possível que se viabilize aquisição de lastro de empreendimentos descontratados (Abragel, Apine, Cogen, Copel, CPFL, Furnas, Light, Neoenergia, Petrobras e Spic Brasil).

A Engie, por sua vez, considera razoável que todos os contratos existentes no ACR e no ACL (inclusive os de autoprodução) sejam elegíveis para compor lastro de produção e de capacidade, ainda que a composição deste último se dê em um segundo momento.

Desaconselham a compra de lastros de empreendimentos existentes em decorrência da preservação da força obrigatória dos contratos legados: Abeeólica, Eneva e Abraceel, sendo que esta última ressalva o direito de os agentes comercializadores exercerem a autonomia da vontade contratual e, portanto, integrarem a transição. Além disso, a Eneva destaca que os agentes de geração teriam uma dificuldade genuína em separar as remunerações vigentes, que conjugam lastro e energia, para fins de compra de lastro por alguma Entidade Centralizadora antes do término dos contratos firmados.

A PSR assinala que, durante o período de transição, conviverão contratos antigos na forma *bundled*, pagamentos por lastro, bem como transações de energia sem lastro. E ainda assinala a necessidade de que, a partir da implementação do novo paradigma, todos os novos contratos passem a ser de energia, excetuados os casos de transferência de direitos contratuais. Propõe que, caso ainda sejam permitidos contratos nos moldes anteriores, que o seja por uma duração limitada. Ademais, sugere que os contratos do ACR sejam imediatamente separados em lastro e energia, sendo que o componente de lastro seria pago pelos consumidores cativos. Os geradores, por sua vez, manteriam os valores totais de seus contratos preservados.

Passando-se à questão da **valoração dos lastros**, as seguintes sugestões foram encaminhadas:

- Para os lastros consolidados nos contratos legados, a valoração pode ser feita a partir dos preços ofertados nos leilões centralizados para aquisição de lastros novos (Abeeólica, Abragel e Apine);

- O preço dos lastros deve ser entendido como o resultado das negociações em mercado. Do ponto de vista do consumidor, deve ser calculado conforme sua disposição a pagar com base nos custos de oportunidade calculados pela EPE (Abiape);
- A Copel defende a definição de tarifa regulada para os lastros de produção de empreendimentos existentes tanto no ACR quanto no ACL. Porém, ressalva que o agente do ACL poderia se isentar do pagamento de lastro de produção, nos limites de sua cobertura contratual. No que tange à valoração dos lastros de capacidade, destaca que é prudente aguardar a vigência dos novos Critérios de Suprimento para os concatenar com a implantação da separação entre Lastro e Energia.
- A Engie propõe que os contratos existentes no ACR tenham o lastro de produção precificado com valor nulo, ao passo que a energia seria precificada com o próprio valor do contrato. Já no âmbito do ACL, a separação poderia ocorrer durante a transição levando-se em conta a vontade das partes, que fariam o seu registro na CCEE separando os contratos de energia (para contabilização no MCP e do lastro de produção, possibilitando a apuração de penalidade. Encerrada essa fase de transição, a contratação passaria a ocorrer de forma centralizada.

Algumas **preocupações específicas** dos agentes podem ser sintetizadas da seguinte forma:

- A Raízen acredita que o processo de transição não deve ser acelerado, de modo a proporcionar segurança e conforto aos agentes para que realizem as operações sob a égide das novas regras. Entende, portanto, que as usinas existentes participem dos leilões de lastro somente após superado o período de transição;
- A Spic Brasil afirma que a venda de lastro pelo agente deve ser opcional, cabendo a este decidir a forma de contratação, entendendo que haveria a possibilidade de venda em leilões e contratações bilaterais;
- A Cogen destaca que a compra dos Lastros de usinas existentes deve ser permitida, por meio de Leilões exclusivos de contratação de lastro, de forma a mitigar eventuais disparidades entre lastros “novos” e “antigos”;
- A Neoenergia defende que o lastro de capacidade dos empreendimentos existentes deve ser calculado apenas para avaliar se há necessidade de contratação adicional para o mercado atual, além do mercado incremental. Ademais, também ressalta que a transição deverá levar em conta que a migração entre os ambientes regulado e livre pode ocasionar que o agente leve para o novo ambiente o valor equivalente ao pagamento do lastro.

Questão 4.2 - Como caracterizar e mitigar um excesso de renda durante o período de transição?

Agentes Integrados	Geração		Comercialização
Copel	Abeeólica	Eneva	Abraceel
EDP	Abiape	Engie	
Enel	Abragel	Furnas	
Light	Absolar	Petrobras	
Neoenergia	Apine	Raízen	
	CPFL Geração		

Dos agentes que responderam a esta questão, a maioria expressou entendimento no sentido de que não há evidências de que haverá excesso de renda durante o período de transição (Abeeólica, Abraceel, Abragel, Absolar, Apine, Copel, Engie, Enel e Furnas). A Neoenergia restringe a aplicação desse posicionamento ao mercado incremental.

As soluções propostas pelos agentes ao problema da caracterização e da mitigação do excesso de renda durante o período de transição podem ser conferidas abaixo:

- Deixar o estabelecimento de estratégias de prevenção ao problema para a regulação (Abeeólica, Abiape, Apine, Abragel e Engie);
- Preservar os contratos já assinados e definir um processo competitivo para eventual pagamento do lastro para geradores existentes descontratados (Abraceel);
- Realizar simulações do custo total (investimento mais operação), de acordo com as necessidades identificadas do sistema e as premissas do novo desenho de contratação, bem como definir preços-teto por produto e global para o caso de venda combinada de múltiplos produtos em um mesmo leilão centralizado (Absolar e Enel);
- Construir opções para o novo modelo que sejam paramétricas, sendo necessária a simulação do sistema com a implementação dos modelos e das regras de transição para se avaliar o funcionamento do setor elétrico com a separação entre lastros e energia.
- Definir os conceitos deste novo mercado antes de discutir as medidas de transição, acompanhadas de Análise de Impacto Regulatório (Copel);
- Convocar um Leilão de Energia de Reserva, com o objetivo de mitigar eventual excesso de renda intramercado (Eneva);
- Definir que para novos empreendimentos, os valores de referência para os lastros de capacidade e produção devam contemplar parte da financiabilidade. Já no caso de empreendimentos existentes, tais valores contemplariam apenas a disponibilidade e a geração efetiva;
- Não interferir no funcionamento do mercado, visto que, caso um agente aufera renda excepcional, essa situação perduraria por intervalo de tempo delimitado (Petrobras).