

Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia

Agosto de 2019



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



APRESENTAÇÃO.....	4
1 MÉTODO E ESTRUTURA DO TRABALHO	6
2 CONCEITOS	7
2.1 GLOSSÁRIO	12
3 DIAGNÓSTICO.....	15
3.1 CONSULTA PÚBLICA MME N° 33/2017	15
3.2 MOTIVAÇÕES INTERNACIONAIS	18
3.2.1 <i>Motivações clássicas.....</i>	<i>18</i>
3.2.2 <i>Motivações recentes.....</i>	<i>21</i>
3.3 CENÁRIO NACIONAL	23
3.3.1 <i>Mudanças físicas do sistema elétrico brasileiro.....</i>	<i>23</i>
3.3.2 <i>Alocação dos custos da expansão da geração concentrada no ACR</i>	<i>24</i>
3.3.3 <i>Limitações do modelo atual de Garantia Física de Energia</i>	<i>26</i>
3.4 CONCLUSÕES DO DIAGNÓSTICO	27
3.4.1 <i>A importante necessidade da separação da contratação do lastro</i>	<i>28</i>
3.5 ALGUNS DESAFIOS PARA A ALTERAÇÃO DO MECANISMO BRASILEIRO DE ADEQUAÇÃO DE SUPRIMENTO	29
3.5.1 <i>Financiabilidade da expansão.....</i>	<i>29</i>
3.5.2 <i>Contratos legados.....</i>	<i>31</i>
4 POSSÍVEIS DESENHOS DE MECANISMOS DE ADEQUAÇÃO DE SUPRIMENTO.....	33
4.1 MECANISMOS UTILIZADOS EM OUTROS MERCADOS	33
4.1.1 <i>Reserva Estratégica.....</i>	<i>33</i>
4.1.2 <i>Leilões de Capacidade.....</i>	<i>34</i>
4.1.3 <i>Obrigação de Capacidade Ex-Ante.....</i>	<i>34</i>
4.1.4 <i>Obrigação de Capacidade Ex-Post</i>	<i>34</i>
4.1.5 <i>Opções de Confiabilidade.....</i>	<i>35</i>
4.1.6 <i>Pagamento por capacidade.....</i>	<i>36</i>
4.2 PROPOSTAS NACIONAIS	37
4.2.1 <i>Proposta da nota técnica de processamento de contribuições da CP33 elaborado pela EPE.....</i>	<i>37</i>
4.2.2 <i>Proposta da tese de doutorado de Alexandre Viana</i>	<i>41</i>
4.2.3 <i>Proposta apresentada pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE)</i>	<i>42</i>
4.2.4 <i>Proposta base do relatório da consultoria RegE.....</i>	<i>42</i>
5 AVALIAÇÃO PRELIMINAR DAS POSSIBILIDADES	45
5.1 PARÂMETROS PROPOSTOS PARA A AVALIAÇÃO PRELIMINAR.....	45
5.1.1 <i>Parâmetros estruturais</i>	<i>46</i>
5.1.2 <i>Parâmetros importantes.....</i>	<i>47</i>
5.2 RESULTADOS DA AVALIAÇÃO PRELIMINAR DOS MECANISMOS.....	48
5.2.1 <i>Reserva Estratégica.....</i>	<i>49</i>
5.2.2 <i>Leilão de Capacidade</i>	<i>52</i>
5.2.3 <i>Obrigação de Capacidade.....</i>	<i>54</i>
5.2.4 <i>Opção de confiabilidade</i>	<i>58</i>
5.2.5 <i>Pagamento por capacidade</i>	<i>61</i>
5.3 CONCLUSÕES DA AVALIAÇÃO PRELIMINAR DOS MECANISMOS	65
5.4 RESULTADOS DA AVALIAÇÃO PRELIMINAR DAS PROPOSTAS NACIONAIS	69
5.4.1 <i>Proposta da nota técnica de processamento de contribuições da CP33 elaborada pela EPE.....</i>	<i>69</i>
5.4.2 <i>Proposta da tese de doutorado de Alexandre Viana</i>	<i>71</i>
5.4.3 <i>Proposta apresentada pela APINE</i>	<i>72</i>

5.4.4	Proposta base do relatório da consultoria RegE	73
5.5	CONCLUSÃO DA AVALIAÇÃO PRELIMINAR DAS PROPOSTAS NACIONAIS	74
6	CONCLUSÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES	77
6.1	PRINCIPAIS CONCLUSÕES DO RELATÓRIO	77
6.1.1	Mudança das necessidades da matriz	77
6.1.2	Importância da separação lastro energia	78
6.1.3	Mecanismos e propostas mais adequados	79
6.2	RECOMENDAÇÕES	83
6.2.1	Cronologia dos aprimoramentos relacionados ao mecanismo de adequação	83
6.2.2	Modelo de proposta de contratação	86
6.2.3	Recomendações para o desenho do mecanismo	90
ADENDO I.	CONCEITOS	92
A I.1:	METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DOS CONCEITOS	92
A I.2:	DESAFIOS DA CONCEITUAÇÃO	93
A I.3:	DESENVOLVIMENTO DA TERMINOLOGIA	96
A I.4:	RECOMENDAÇÕES	105
ADENDO II.	LEGADOS	112
A II.1:	TRATAMENTO DE CONTRATOS LEGADOS	112
A II.2:	ANÁLISE DE ALTERNATIVAS	118
A II.3:	ALTERAÇÕES LEGAIS E INFRALEGAIS	120
ADENDO III.	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS	121
A III.1:	RESERVA ESTRATÉGICA: O CASO DA SUÉCIA	122
A III.2:	OBRIGAÇÃO DE CAPACIDADE EX POST: O CASO DA FRANÇA	124
A III.3:	LEILÃO DE CAPACIDADE: OS CASOS DO REINO UNIDO E DO PJM	129
A III.4:	OPÇÕES DE CONFIABILIDADE: OS CASOS DA COLÔMBIA E IRLANDA (A PARTIR DE 2017)	140
A III.5:	PAGAMENTO POR CAPACIDADE: OS CASOS DA ESPANHA E IRLANDA (2007-2016)	148
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	152

Apresentação

O consumidor de energia elétrica tem tido cada vez maior poder de decisão, graças às tecnologias emergentes, como geração distribuída e armazenamento. Modelos de negócios vêm surgindo na esteira dessas tecnologias e da digitalização, tais como as usinas virtuais e agregadoras de cargas. Ademais, parte importante dos grandes e pequenos consumidores vem manifestando desejo por consumir energia de fontes renováveis não despacháveis.

Não é novidade para os leitores que a característica mais marcante dos mercados de serviços de eletricidade é a contínua e permanente necessidade de se manter um perfeito balanço entre a oferta e a carga por energia elétrica. No entanto, tanto a geração quanto o consumo observam sazonalidades e modulações não coincidentes. As demandas são flutuantes e não elásticas, e a geração é fortemente impactada por variáveis estocásticas não perfeitamente correlacionadas, como temperatura, insolação, regimes de ventos e chuva.

E, enquanto no passado era mais simples definir centralizadamente uma estratégia de contratação de longo prazo, quando o mercado brasileiro era restrito somente em energia, e as hidrelétricas além de serem a fonte mais barata ainda proporcionavam flexibilidade e capacidade suficiente e necessária a todo sistema, ou seja, elas são capazes de compensar eventuais variações bruscas na demanda ou flutuações na produção de usinas chamadas intermitentes. Só que isso mudou, as novas hidrelétricas não têm reservatórios, a própria predominância da geração hidrelétrica no sistema está se diluindo, e a participação de fontes de geração estocástica, de baixo custo variável, reduzido tempo de investimento, e fortemente competitivas economicamente no modelo de comercialização atual, tem aumentado consideravelmente.

Em paralelo, o mercado livre já representa aproximadamente 1/3 do mercado total de eletricidade, e o ritmo de migração deve se acelerar no futuro próximo. Se por um lado, isso mostra o dinamismo possível em um mercado mais aberto, por outro lado a realidade é que o ACL se apoia na confiabilidade e segurança do suprimento providas pelas usinas hidrelétricas e termelétricas contratadas no âmbito do ACR.

Neste sentido, a abertura do mercado sem distorções nem subsídios é um passo importante na modernização do setor, assim é fundamental rever o arranjo comercial atual para criar mercado para os novos requisitos do sistema, e assim promover incentivos adequados para os investimentos na expansão, sem o efeito carona em serviços sistêmicos pagos atualmente somente pelo ACR.

Posto isso, o objetivo deste relatório é, diante destes desafios, consolidar o diagnóstico do modelo atual de expansão do setor elétrico, já iniciado em 2017 à época da Consulta Pública MME nº 33/2017 - **CP33**, e endereçar possíveis soluções para os problemas. Este material foi elaborado para servir de apoio ao Workshop Lastro e Energia, a ser realizado em Brasília, em 21 de agosto de 2019.

1 Método e estrutura do trabalho

O método adotado neste trabalho consiste nas etapas abaixo descritas.

Inicialmente, assegurar que o problema que se quer solucionar é bem delimitado e entendido pelos agentes interessados. Caso contrário, havendo divergências sobre a natureza do problema, nenhuma solução será reconhecida como satisfatória e possivelmente não prosperará. E por melhor que tenham sido os resultados da CP33, e reforçamos o reconhecimento pelo grande avanço que obteve, nosso entendimento é que esse risco existe. Assim, este trabalho teve o cuidado adicional de rever conceitos e termos que envolvem o tema, buscando inclusive correlacionar nomenclaturas tradicionais brasileiras com as usualmente utilizadas na literatura internacional, de modo a buscar o nivelamento de alguns conceitos bem como um eventual consenso quanto ao uso e aplicabilidade. Uma abordagem mais detalhada é apresentada no Adendo I, enquanto que o capítulo 2 apresenta revisão dos conceitos principais.

Assim, nesta primeira etapa, consolidou-se o diagnóstico do modelo atual do setor elétrico, considerando uma série de documentos e elementos já apresentados seja na CP33 como no GT Leilões da CPAMP, bem como publicações nacionais e internacionais sobre o tema. Este diagnóstico é apresentado no capítulo 3.

Complementar ao diagnóstico e ainda nesse contexto, foi feito o levantamento dos contratos legados, para maior clareza das condições e do tamanho do desafio a ser enfrentado. Este levantamento é resumido no Adendo II.

A segunda etapa do trabalho foi o mapeamento de modelos de mercado internacionais, descrevendo os mecanismos aplicados, as motivações dos países selecionados, suas vantagens e desvantagens. Este mapeamento está resumido no Adendo III. Adicionalmente, e na mesma linha de atuação, foram revistas e avaliadas propostas domésticas, cujo resumo é apresentado no item 4.2. A partir desta leitura de experiências internacionais e propostas domésticas, este trabalho resumiu os possíveis desenhos de mercado no capítulo 4.

A etapa seguinte foi a de definição dos principais parâmetros, estruturais e importantes, a serem utilizados para a definição das recomendações a serem encaminhadas, e a avaliação preliminar dos mecanismos e propostas nacionais de

acordo com os parâmetros definidos. O capítulo 5 apresenta os parâmetros a serem aplicados e os resultados da avaliação dos mecanismos internacionais e em seguida das propostas nacionais de acordo com os parâmetros.

Realizada a avaliação referente aos principais mecanismos de adequação e às propostas nacionais, no capítulo 6 busca-se consolidar as principais conclusões indicadas pelo trabalho. Além disso, são apresentadas importantes recomendações em relação à cronologia específica do tema e aos critérios para desenho da solução detalhada.

Para facilitar o entendimento do leitor, o método descrito é ilustrado na Figura 1.

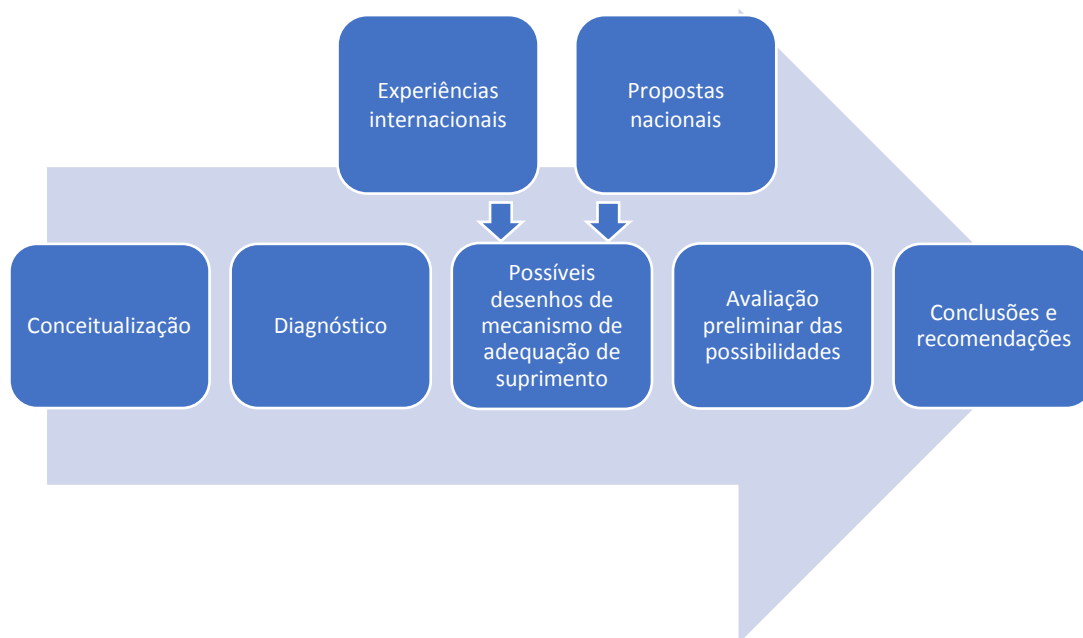


Figura 1: Ilustração do Método aplicado no trabalho

2 Conceitos

Este capítulo possui o objetivo principal de estabelecer uma clara distinção entre diversos conceitos relacionados aos mecanismos de adequação do suprimento, de forma a contribuir para uma discussão madura a respeito das diferentes propostas de reforma a serem consideradas. Adicionalmente, a fim de facilitar essa distinção, este capítulo também apresenta uma proposta de terminologia. O conjunto de termos e as suas respectivas definições foi concebido com o objetivo de superar dificuldades de conceituação que são particulares ao contexto brasileiro e de minimizar alguns dos

problemas de redundância e ambiguidade que são observados na comunicação cotidiana entre as instituições do setor elétrico.

Os parágrafos seguintes apresentam a terminologia final desenvolvida e algumas breves discussões a respeito dos principais conceitos. No Adendo I, são discutidos em detalhes os fundamentos utilizados para o processo de desenvolvimento da terminologia. Mais especificamente, busca-se apresentar a metodologia e a linha de raciocínio adotada, bem como explorar os desafios relacionados à conceituação, sobretudo aqueles impostos pelas particularidades da realidade brasileira.

O diagrama da Figura 2 a seguir oferece uma visão geral sobre a estrutura da terminologia proposta, incluindo a relação lógica entre os termos. Os dois principais conceitos que esse diagrama busca destacar são aqueles apresentados pelas linhas tracejadas, “mercados elementares” e “mecanismos de adequação do suprimento”, cujas definições são apresentadas a seguir.

Mercado elementar (de eletricidade) é definido como “categoria de desenho de mercado na qual geradores recebem receitas apenas a partir do mercado de curto prazo, de contratos de eletricidade derivados da referência de preço estabelecida pelo mercado de curto prazo ou da prestação de serviços ancilares, não havendo créditos adicionais ou penalidades relacionadas à disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade”.

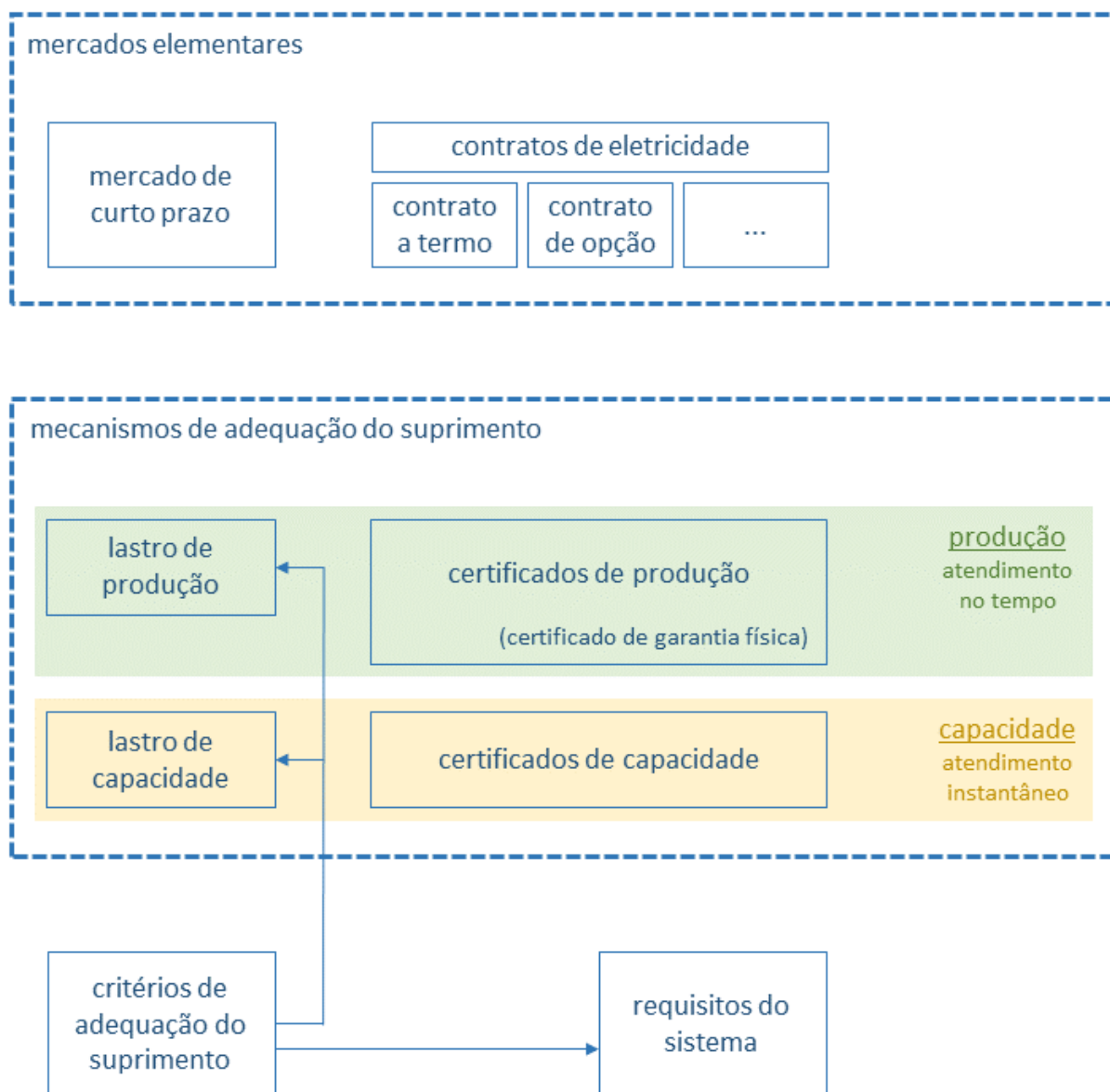


Figura 2: Proposta de terminologia básica

Pela forma como a terminologia é estruturada, os contratos de eletricidade (contratos a termo, contratos de opção etc.) representados dentro do conceito de “mercados elementares” devem ser vistos como instrumentos de escopo restrito. Mais especificamente, esses contratos devem ser vistos, na essência, como instrumentos financeiros que oferecem cobertura (proteção) financeira contra flutuações do preço no mercado de curto prazo. Obviamente, contratos firmados no mundo real possuem muitas cláusulas e dificilmente poderiam ser resumidos por meio de tamanha

simplificação. Mesmo assim, independentemente de qualquer complexidade e da definição rigorosa que se atribua ao objeto do contrato, a principal motivação de um consumidor para assinar contratos desse tipo não está na garantia de fornecimento do produto físico “eletricidade”, uma vez que o fornecimento geralmente está garantido quando mantidas as condições de adimplência e de acesso à rede elétrica. Na verdade, a principal preocupação do consumidor costuma ser a previsibilidade do preço.

Mecanismo de adequação do suprimento é definido como “mecanismo que valora a disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade, incluindo resposta da demanda, geralmente resultando, embora não sempre, em um fluxo adicional de receita para os proprietários desse lastro em complementação às receitas do mercado elementar de eletricidade”.

Um aspecto que o esquema da busca ressaltar é a distinção entre o lastro e o eventual produto, associado ao lastro, a ser comercializado, tal como o certificado de lastro.

Lastro é definido como “contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente para a adequação do suprimento, dado um critério de adequação do suprimento”, sendo classificado em “lastro de produção” ou “lastro de capacidade”, a depender do atributo em questão.

O esquema da Figura 2 também busca ressaltar que o lastro e o eventual produto associado ao lastro podem ser baseados em atributos distintos: capacidade e produção. Pela perspectiva desta terminologia, “capacidade” e “produção” são conceitos abstratos, os quais se tornam mais concretos quando associados a outros conceitos, tais como “lastro” ou “certificado”.

Capacidade é definido como “atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos”.

Produção é definido como “atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do

atendimento a cada instante, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos”.

No caso de certos desenhos de mercados, para que se efetive a implantação do lastro na quantidade desejada, pode ser interessante a criação de um produto adicional associado ao lastro. Um exemplo de um produto típico é o certificado de lastro, que se caracteriza, do ponto de vista do consumidor, como um produto demandado simplesmente em resposta à ameaça de sofrimento de uma penalidade. Do ponto de vista do gerador, por outro lado, o certificado de lastro também representa um fluxo adicional de receita. Seguem as definições formais.

Certificado é definido como “produto demandado descentralizadamente por um consumidor em resposta à ameaça de sofrimento de uma penalidade, em desenhos de mercado nos quais se impõe uma obrigação de qualquer natureza (suficiência de lastro, quotas de renováveis e metas de CO₂) ”.

Certificado de lastro é definido como “certificado específico para a obrigação de suficiência de lastro (produção, capacidade e eventualmente flexibilidade) ”.

Apesar de atualmente serem comercializados de forma casada (*bundled*), os atuais certificados de garantia física podem ser classificados, de acordo com a terminologia aqui proposta, como um certificado de lastro e, em particular, como um certificado de produção.

Destaca-se que intencionalmente se apresenta o diagrama da Figura 2 de forma simplificada, uma vez que o objetivo não é exaurir todos os detalhes relacionados aos mecanismos de adequação do suprimento. Embora não representado no diagrama, um determinado mecanismo de adequação do suprimento pode promover a implantação do lastro, mesmo de maneira indireta, através de instrumentos conceitualmente distintos dos certificados de lastro (através, por exemplo, de “*reliability options*”). Além disso, nem mesmo o certificado ou qualquer outro instrumento indireto pode ser considerado, de forma geral, como um componente obrigatório do mecanismo de adequação de suprimento. Embora não esteja explícito no diagrama, o conceito de “mercados elementares” não exclui a possibilidade de receitas do gerador oriundas da prestação de serviços ancilares, de acordo com definição apresentada anteriormente. Como simplificação, optou-se também por não

incluir o conceito de flexibilidade nesse diagrama, uma vez que ainda não existe um consenso no Brasil sobre a real necessidade de um mecanismo de adequação do suprimento específico para a flexibilidade.

Definições formais foram apresentadas no corpo do texto apenas para os conceitos considerados de maior importância. As demais definições desta terminologia podem ser encontradas no glossário a seguir.

2.1 Glossário

O principal objetivo deste glossário é propiciar uma consulta rápida para as definições formais dos conceitos, de forma a promover o uso inequívoco de cada termo. No entanto, sobretudo no caso de dúvidas, destaca-se que o texto completo apresentado no Adendo I pode oferecer alguns esclarecimentos adicionais.

Adequação do suprimento: Situação na qual a configuração da oferta de geração de eletricidade é suficiente para atender à demanda em todos os seus requisitos, de acordo com um critério.

Atributo: Característica de um ativo físico do sistema que contribui para o atendimento da demanda.

Capacidade: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

Certificado: Produto demandado descentralizadamente por um consumidor em resposta à ameaça de sofrimento de uma penalidade, em desenhos de mercado nos quais se impõe uma obrigação de qualquer natureza (suficiência de lastro, quotas de renováveis e metas de CO₂).

Certificado (de lastro) de capacidade: Certificado específico para a obrigação de suficiência de lastro de capacidade.

Certificado (de lastro) de produção: Certificado específico para a obrigação de suficiência de lastro de produção.

Certificado de garantia física: Nome utilizado na atual conjuntura brasileira para o conceito de certificado de produção.

Certificado de lastro: Certificado específico para a obrigação de suficiência de lastro (produção, capacidade e eventualmente flexibilidade).

Cobertura financeira: Instrumento que oferece proteção contra variações futuras de preço de uma mercadoria ou ativo financeiro.

Contrato a termo: Modalidade de contrato de eletricidade na qual se estabelece um comprometimento com uma quantidade por um preço fixado na ocasião da negociação, para liquidação em momento futuro.

Contrato de eletricidade: Contrato específico para a *commodity* eletricidade, cujo objetivo é essencialmente a cobertura financeira.

Contrato de opção: Modalidade de contrato de eletricidade na qual se negocia, mediante o pagamento de um prêmio, o direito a uma determinada quantidade por um preço fixo em um momento futuro.

Critério de adequação do suprimento: Critério que afere se a configuração em análise é suficiente para o atendimento da demanda de eletricidade em todos os seus requisitos.

Eletricidade: *Commodity* transmitida/distribuída fisicamente por meio de uma rede elétrica para consumo final em dispositivos elétricos e eletrônicos.

Energia: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada a uma quantidade de trabalho realizado ou de calor transferido.

Garantia física: Valor calculado administrativamente na atual conjuntura brasileira para determinar o montante associado a um certificado de produção e como referência de máxima quantidade para um contrato de eletricidade.

Lastro: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente para a adequação do suprimento, dado um critério de adequação do suprimento.

Lastro de capacidade: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “capacidade” para a adequação do suprimento.

Lastro de produção: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “produção” para a adequação do suprimento.

Mecanismo de adequação de suprimento: Mecanismo que valora a disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade, incluindo resposta da demanda, geralmente resultando, embora não sempre, em um fluxo adicional de receita para os proprietários desse lastro em complementação às receitas do mercado elementar de eletricidade.

Mercado de curto prazo: Mercado no qual o preço da eletricidade comercializada é determinado em tempo real ou no intervalo de tempo mais próximo possível.

Mercado de lastro: Mercado existente em alguns mecanismos de adequação de suprimento no qual produtos específicos associados ao lastro (e.g. certificados de lastro) podem ser transferidos e comercializados livremente.

Mercado elementar (de eletricidade): Categoria de desenho de mercado na qual geradores recebem receitas apenas a partir do mercado de curto prazo, de contratos de eletricidade derivados da referência de preço estabelecida pelo mercado de curto prazo ou da prestação de serviços ancilares, não havendo créditos adicionais ou penalidades relacionadas à disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade.

Potência: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada à taxa de realização de trabalho ou de transferência de calor por unidade de tempo.

Produção: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

Requisito (do sistema): Necessidade do sistema para garantir o atendimento à demanda.

3 Diagnóstico

Antes de avaliar a separação da contratação do lastro propriamente dita, ou, de forma mais ampla, a revisão do desenho de mercado para garantia dos investimentos necessários em recursos que garantam a manutenção da adequabilidade do sistema, entende-se necessário reavaliar o diagnóstico e as principais motivações para discussão deste tema. Assim, essa seção irá aprofundar o diagnóstico já existente.

A primeira referência são os documentos produzidos pela CP33, precursora do movimento atual de modernização do modelo de mercado do setor elétrico brasileiro. O foco dessa análise reside na argumentação para a quinta proposta do grupo 2 (medidas de destravamento), nomeada como possibilidade de separação da contratação do lastro.

Em seguida, visando ampliar as possibilidades de diagnóstico do tema para o mercado brasileiro, avaliam-se as principais motivações para adoção de mecanismos de indução da expansão da geração e atendimento da adequabilidade de suprimento em mercados internacionais. Nessa seção serão apresentadas as motivações clássicas presentes na literatura, como correção de falhas de mercado, e as novas motivações do contexto atual de evolução dos mercados de energia mundo afora.

Adicionalmente, considerando o abordado na CP33 e as motivações gerais para adoção de mecanismos de adequação do suprimento, avalia-se novamente o cenário nacional, para diagnóstico completo das dificuldades e limitações do desenho de mercado atual. Em conclusão, apresentam-se as principais constatações que justificam o prosseguimento da análise de alternativas para serem implementadas como alteração do mecanismo de adequação de suprimento do sistema brasileiro.

Finalmente, considerando o diagnóstico para o cenário nacional, ressaltam-se também os dois principais desafios para a alteração do mecanismo de adequação do suprimento, que são descritos ao final da seção, no item 3.5.

3.1 Consulta Pública MME nº 33/2017

A relevância da possível revisão do desenho de mercado para contratação da expansão da geração e manutenção da adequabilidade do sistema, ou o denominado mecanismo de adequação do suprimento, ganhou dimensão com a CP33. Ela foi

aberta com o objetivo de propor aprimoramentos ao marco legal do setor elétrico brasileiro, de forma consonante com os princípios para reorganização do setor elétrico, publicados conforme portaria GM/MME nº 86/2018¹.

O documento de abertura da consulta, a nota técnica AEREG/SE/MME nº 5/2017, apresenta as justificativas e propostas de aprimoramento divididas em 4 grandes grupos:

- Grupo 1 – Compromissos de reforma e elementos de coesão;
- Grupo 2 – Medidas de destravamento;
- Grupo 3 – Alocação de custos e racionalização;
- Grupo 4 – Medidas de sustentabilidade e desjudicialização.

Dentre as propostas componentes do Grupo 2, destaca-se a “possibilidade de separação lastro e energia”. Essa proposição foi um dos temas mais discutidos pelos agentes, com apresentação de diversas dúvidas e questionamentos, mas, conforme texto da nota, a separação lastro e energia consiste na **“contratação da confiabilidade (ou adequabilidade) sistêmica separada da gestão do risco comercial de cada agente”**.

Ainda conforme a nota de abertura da CP33, a proposta de separação lastro e energia visa aprimorar o marco legal do setor para o atendimento de um dos principais desafios do desenho de qualquer mercado de energia: a expansão e o suprimento do sistema.

Porém, a nota é bastante direta ao justificar o aprimoramento proposto e não busca aprofundar o diagnóstico do tema ou do modelo atual. Basicamente, a nota descreve a atual distorção na alocação de custos da expansão entre os agentes do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL) como a

¹ Os dez princípios, calcados na eficiência, na equidade e na sustentabilidade das ações governamentais, são: 1. respeito aos direitos de propriedade, respeito a contratos e intervenção mínima; 2. meritocracia, economicidade, inovação e eficiência (produtiva e alocativa, do curto ao longo prazo) e responsabilidade socioambiental; 3. transparência e participação da sociedade nos atos praticados; 4. isonomia; 5. priorização de soluções de mercado frente a modelos decisórios centralizados; 6. adaptabilidade e flexibilidade; 7. coerência; 8. simplicidade; 9. previsibilidade e conformidade dos atos praticados; e 10. definição clara de competências e respeito ao papel das instituições.

grande justificativa para revisão do marco legal para expansão do sistema². Além disso, argumenta que a expansão é suportada majoritariamente pelos consumidores regulados, com o mercado livre dependendo das sobras contratuais resultantes do ACR.

A maioria das contribuições à CP33 concorda com a justificativa indicada pela nota de abertura da consulta e não aprofunda o diagnóstico, apenas busca focar comentários e argumentos em relação aos possíveis ganhos ou dificuldades da separação da contratação do lastro.

No entanto, após avaliação do diagnóstico do modelo de expansão do sistema apresentado na CP33 pelo Estado e pelas instituições ficaram as seguintes dúvidas:

- Quais são as motivações que levaram outros países a desenhar mecanismos ou modelos de incentivo à expansão do sistema?
- A distorção na alocação de custos da expansão entre agentes do ACR e do ACL é o único problema do modelo de adequação do suprimento atual do Brasil?
- Se o ACL passar a ser capaz de contribuir ativamente para a expansão do sistema, conforme tendência observada recentemente, a necessidade de reforma do mecanismo atual de adequação de suprimento deixa de existir?
- Caso o mecanismo atual não seja alterado, todos os requisitos físicos de suprimento considerados adequados pela sociedade e pelo Estado serão atendidos, com custos e riscos alocados de forma “justa” e equilibrada entre todos os usuários?

Diante dessas dúvidas e visando prover mais informações para a complementação do diagnóstico do modelo atual de expansão, foram avaliadas as motivações apresentadas na literatura para adoção de mecanismos que auxiliem os mercados de eletricidade para indução de investimentos nos sistemas antes de aprofundar o diagnóstico do cenário brasileiro.

² Por outro lado, a Proposta compilada de aprimoramento contemplando todas as alterações (MME, 2018), apresenta um diagnóstico mais completo, considerando todas as justificativas dos aprimoramentos propostos, que aponta para o esgotamento do modelo regulatório e comercial vigente no Brasil, incluindo: a exaustão dos mecanismos centralizados de gestão de risco no mercado atacadista; a inadequação dos mecanismos de comando e controle para provimento de flexibilidade e para evocar a inovação; e o litígio judicial como estratégia comum de preservação de posições.

3.2 Motivações internacionais

Existem diversas motivações, na teoria e na prática, para adoção de mecanismos que incentivem investimentos como auxílio à simples sinalização e indução de mercados elementares de energia, que não possuam nenhuma obrigação de contrato ou regra específica para garantia de oferta de geração. Para facilitar a organização das possíveis motivações, primeiro serão apresentadas as motivações clássicas, ligadas à teoria de mercado e, em seguida, serão apresentadas as motivações mais recentes, que estão em destaque desde a última década, conforme Cigré (2016).

3.2.1 Motivações clássicas

Nessa seção serão apresentadas algumas das motivações clássicas que podem distorcer a teoria de investimento ótimo de mercados de eletricidade (Caramanis, 1982) e justificar a implementação dos diversos tipos de mecanismos que auxiliem a expansão da geração em mercados de energia:

- Restrições ao preço do mercado

Restrições aos preços dos mercados de eletricidade, como preços tetos, costumam ser implementadas devido à falta de competitividade na oferta (prevenção ao exercício de poder de mercado), inexistência de resposta da demanda (demanda inelástica no curto prazo) ou preocupação política em relação ao impacto de preços altos de eletricidade. Porém, para que esse preço-teto não limite a recuperação de receita dos empreendimentos de baixa expectativa de despacho é necessário que o mesmo reflita o custo de déficit (*value of lost load – VOLL*) (Stoft, 2002).

Caso o preço teto seja menor que o custo de déficit, a expectativa de receita dos geradores diminui, podendo inclusive inviabilizar o investimento na expansão do sistema, efeito denominado de *missing money* (ilustrado na Figura 3).

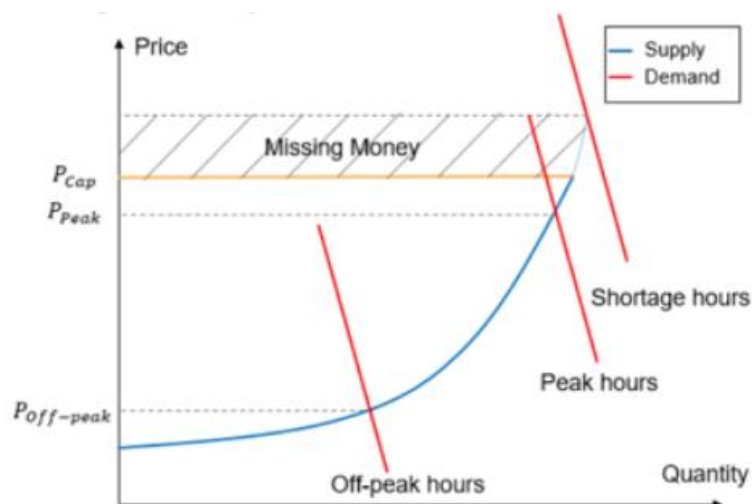


Figura 3: Missing money causado pela adoção de preços teto (Stanford, 2019)

Esse efeito costuma ser solucionado com arranjos contratuais que possuam receita fixa independente do despacho ou mecanismos de adequação de suprimento.

- Informação imperfeita

Informações de expectativa de crescimento, perfil de demanda, preços de combustíveis e outros custos são vitais para a tomada de decisão de investimento. Caso as incertezas relacionadas a essas informações sejam muito altas, o risco do investimento pode aumentar a ponto de reduzir a propensão a investir. Uma das alternativas para reduzir esse efeito é a adoção de mecanismos de adequação de suprimento, que assegurem parte da renda necessária para o interesse dos agentes ou realoquem os riscos do investimento entre as partes.

- Incertezas regulatórias

Alterações de políticas públicas ou regulação, principalmente sem a adequada previsibilidade, são externalidades negativas ao mercado de eletricidade que também podem aumentar consideravelmente o risco de investimento. Mercados que demonstram frequentes intervenções governamentais ou repentinas mudanças de rumo de políticas públicas, costumam ser evitados por investidores, devido ao risco de perda de investimento. Quando essas incertezas são recorrentes ou existe um movimento instável de transição de mercado, alguns países costumam adotar mecanismos de adequação de suprimento que viabilizem os investimentos necessários em expansão.

- Barreiras regulatórias

O processo de licenciamento perante às instituições governamentais e agências (o que inclui a obtenção de outorga, o licenciamento ambiental, dentre outros) pode ser também obstáculo ao investimento na geração ou à velocidade de implementação do ativo. Caso as incertezas relacionadas a esses processos sejam muito altas, o risco de investimento aumenta e pode afastar o interesse dos agentes no mercado. Caso o licenciamento seja uma barreira de difícil previsibilidade ou de alta complexidade, pode ser necessário utilizar mecanismos que atraiam o interesse dos agentes apesar dos riscos associados.

- Apetite ao risco dos investidores

A diferença de apetite ao risco dos investidores pode causar oscilações na expansão da geração. Por exemplo, caso um agente gerador opte por não investir em expansão, o mesmo pode ter lucro devido ao aumento de preço da eletricidade, diante da restrição de oferta em relação ao crescimento da demanda, ou perder mercado para um concorrente que optou pelo investimento. Já caso o agente gerador opte por investir, poderá aumentar ou manter sua participação no mercado ou então correr o risco de sobre ofertar o mercado e ver o preço da eletricidade cair, a ponto de não remunerar seu investimento. Esse risco natural na tomada de decisão de investimento dos agentes em mercados de energia pode impactar na expansão da geração e causar escassez. Novamente, para reduzir esse risco, alguns países optam pela implementação de um mecanismo de adequação de suprimento que seja capaz de prover parte da renda necessária aos agentes, garantindo o ativo para atendimento da expectativa de crescimento da demanda conforme critérios pré-definidos.

- Ciclos de Investimento

Diversos riscos não quantificáveis ou externos ao mercado de energia, como problemas macroeconômicos ou recessões, costumam provocar ciclos de investimento na expansão da geração. Esses ciclos podem causar períodos longos de preços altos ou baixos. Para evitar esse tipo de fenômeno, contratos bilaterais entre geração e consumo podem ser utilizados. Porém, em sistemas que possuem competição no varejo, pode ser que as varejistas não possuam credibilidade de receita suficiente para estabelecimento desses tipos de contrato de médio ou longo

prazo. Nesse caso, alguns países podem também optar pela utilização de mecanismos de adequação de suprimento.

- Poder de Mercado

Todas as falhas citadas anteriormente podem ocorrer em um mercado com boa competitividade. Caso o mercado não possua elasticidade suficiente na demanda ou estrutura regulatória capaz de evitar práticas anti-competitivas, os agentes podem exercer poder de mercado e distorcer as sinalizações do mercado para a necessidade de expansão do sistema, inclusive criando barreiras para a entrada de novos competidores. Isso impacta todo o balanço do mercado, podendo causar inclusive seu travamento. Nesses casos, os mecanismos de adequação de suprimento podem facilitar a entrada de outros agentes, visando estimular a competição do mercado.

3.2.2 Motivações recentes

Além das falhas típicas de mercado descritas na seção anterior, novas motivações têm justificado a implementação de mecanismos de adequação de suprimento. A seguir, algumas dessas motivações são descritas:

- Penetração de renováveis

A penetração de fontes renováveis com custo variável baixo aumenta as incertezas associadas a precificação de energia e reduz o fator de despacho das usinas com custo variável mais alto, como termelétricas. Nesse caso, essas usinas passam a depender do preço de escassez para recuperar seu investimento. Se esses preços altos não ocorrem na frequência necessária para os agentes termelétricos recuperarem seus investimentos, o mercado deixa de ser atraente para a expansão dessas usinas, importantes por seus atributos. Como ilustrado pela Figura 4, esse é mais um exemplo de ocorrência do efeito do *missing money*.



Figura 4: Missing money causado pela penetração de renováveis (Stanford, 2019)

Essa tem sido a principal justificativa para adoção de mecanismos de adequação de suprimento por diversos países, notadamente alguns europeus.

- Aumento e volatilidade da demanda

Considerando o curto prazo, variações e aumentos bruscos difíceis de prever na demanda podem levar um sistema a identificar a necessidade de um mecanismo de capacidade para manter ativos que sejam capazes de evitar situações de alto risco de déficit.

Já considerando o longo prazo, a expectativa de crescimento contínuo da carga de alguns sistemas (principalmente países subdesenvolvidos) e o atendimento a políticas de descarbonização da matriz elétrica podem levar os sistemas a adotarem um mecanismo de adequação de suprimento para garantir uma expansão sustentável da geração. Nesse caso, o intuito é garantir o crescimento da oferta de geração em velocidade compatível com o crescimento da demanda, evitando ciclos de investimento ou falhas de suprimento.

- Garantia de suprimento energético

Em alguns países restritos em energia, como os de geração predominante hidrelétrica ou com incertezas relacionadas ao fornecimento de combustíveis, a adoção de mecanismos de adequação de suprimento pode ser utilizada para garantia de energia firme e energia – como Colômbia e Brasil, respectivamente. Apesar de diferente

enfoque relacionado ao requisito do sistema, o objetivo desses mecanismos é similar ao de países restritos em capacidade.

- Novas tecnologias e modernização de mercados de eletricidade

O desenvolvimento disruptivo de novas tecnologias e a evolução dos sistemas de energia com rápidas mudanças de matriz, eletrificação de transportes, flexibilidade de carga e resposta da demanda passaram a ser considerados para a adoção de mecanismos de adequação de suprimento. Todas essas mudanças geram incertezas aos mercados, podendo impactar a decisão de expansão dos recursos e afetar a adequabilidade da geração.

3.3 Cenário nacional

No Brasil, o modelo atual implementado para incentivo da expansão da geração, com competição de entrada (leilões de energia) e uma obrigação *ex-post* de atendimento de consumo com certificados de energia (penalidade por insuficiência de lastro) funcionou bem durante os últimos 15 anos. Tal desenho diminuiu o impacto de diversas das motivações clássicas citadas na seção anterior e ofereceu aos geradores contratos de longo prazo vantajosos e com baixo risco. Porém, como em diversos países, na última década, o setor elétrico brasileiro tem passado por enorme evolução. Essa transição e a recente crise hídrica do setor, aliadas ao efeito adverso de algumas alterações regulatórias, expuseram fragilidades e sinais de desgaste importantes do modelo atual.

3.3.1 Mudanças físicas do sistema elétrico brasileiro

Historicamente, adotava-se como premissa que bastava garantir a expansão de energia que os outros atributos, como capacidade e flexibilidade, necessários ao adequado suprimento do sistema seriam fornecidos pelas hidrelétricas, principalmente as com grandes reservatórios. Essa premissa era consistente, dado a característica de dimensionamento das grandes hidrelétricas e sua dominância na matriz.

Dessa forma, o mecanismo atual de adequação de suprimento foi criado baseado apenas em obrigações de contratação de certificados de produção de energia,

embutidos nos contratos de garantia física de energia, para cobrir a geração ou consumo médio dos agentes em uma base de 12 meses³.

Todavia, nas últimas décadas, a expansão hidrelétrica se fez majoritariamente com usinas a fio d'água, que apresentam menor gestão da produção se comparadas com grandes reservatórios de regularização. Adicionalmente, desde o início desta década, empreendimentos de geração a partir de recursos renováveis não controláveis, como eólicos e solares, tornaram-se competitivos e passaram a ser responsáveis por grande parte da expansão do parque gerador brasileiro. Pela ausência de controle dos recursos, esses empreendimentos se caracterizam por sua contribuição energética ao sistema e não por sua contribuição de capacidade para atendimentos de curta duração. Como apontam os estudos de planejamento, como por exemplo os Planos Decenais de Expansão, esses recursos tendem a ser os de maior crescimento na matriz elétrica brasileira.

Portanto, enquanto na expansão do sistema tendo como principal recurso as hidrelétricas com reservatórios de regularização bastava haver preocupação em relação ao atributo produção e os atributos capacidade e flexibilidade, por consequência, eram garantidos, a expansão tendo como principal recurso a renovável não controlável traz a necessidade de mecanismos para contratação que considerem também os demais atributos. Esses mecanismos devem ser coerentes com novos critérios de garantia de suprimento, viabilizando a expansão de tecnologias que atendam todas as necessidades do sistema que sejam apontadas. A revisão dos critérios vem sendo tratada em um subgrupo específico do GT Modernização.

No desenho atual, como a única obrigação do mercado se refere ao atributo produção, os agentes enxergam apenas essa necessidade. Uma das únicas formas de buscar garantir o equilíbrio de atributos do sistema é por meio da divisão da demanda entre as tecnologias nos leilões de energia do ACR, o que já é bem complicado, devido à alocação desses custos mais elevados apenas no mercado cativo.

3.3.2 Alocação dos custos da expansão da geração concentrada no ACR

³ Devido à quantidade de detalhes envolvidos, evita-se, nesse momento, detalhar a metodologia de aferição de lastro dos agentes. Porém, vale lembrar que para agentes hidrelétricos, a aferição depende do funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Conforme destacado na CP33, no modelo atual, os principais custos da expansão da geração estão alocados no ACR. Mesmo com o recente movimento dos credores reduzindo critérios de garantia para financiamento de projetos contratados pelo ACL, aumentando a capacidade de expansão da geração via mercado livre, os custos dos principais PPA (*Power Purchase Agreement*) que suportam a confiabilidade do sistema estão alocados no ACR.

Essa alocação de custos desequilibra o mercado e causa uma espécie de “ciclo vicioso” com uma sucessão de efeitos danosos. Primeiro, a alocação dos custos da confiabilidade da expansão no ACR torna as tarifas dos consumidores regulados caras. Diante da competição de preços de energia, as tarifas caras incentivam a migração de consumidores para o ACL. Essa migração de consumidores para o ACL diminui o mercado de rateio das tarifas no ambiente regulado, sobrecontrata as distribuidoras e aumenta ainda mais o custo da eletricidade. Esse movimento seria limitado e alcançaria um equilíbrio quando a oferta de sobras de certificados de produção (certificados de garantia física de energia) ficasse insuficiente e o preço no mercado livre subisse. Porém, com o baixo custo de expansão de energia com fontes renováveis, o ACL tornou-se capaz de expandir a oferta, de tal modo que seja suficiente para ter um preço competitivo com o ACR, o que mantém a vantagem de migração e piora ainda mais a situação do ambiente regulado. Hoje em dia, boa parte dessa migração e desse efeito são controlados pelos limites de demanda dos consumidores.

De qualquer forma, empreendimentos que forneçam capacidade e flexibilidade ao sistema possuem custos de implementação e operação maiores que as renováveis e, por consequência, são menos atrativos ao ACL. Logo, a expansão do ACL pode até contribuir para a garantia de suprimento do atributo produção, atual necessidade sinalizada pelo modelo do setor, mas a contribuição tende a ser restrita para a garantia de capacidade ou flexibilidade.

Obviamente, o aumento da granularidade do preço (implementação da operação e precificação horária com o modelo DESSEM) e a alocação de risco de entrega dos montantes contratados no gerador podem ajudar a contornar esse descasamento de atributos, mas o aumento de riscos percebidos pelos investidores pode inviabilizar a expansão, levando a necessidade de alteração no modelo atual.

3.3.3 Limitações do modelo atual de Garantia Física de Energia

Um dos pontos menos levantados em relação ao diagnóstico do setor elétrico brasileiro refere-se ao funcionamento do mecanismo atual de adequação de suprimento. O mecanismo atual de avaliação *ex-post* da obrigação de lastro de produção apresenta algumas falhas relevantes. Dentre elas, o fato de a quantidade contratada de cobertura financeira e o certificado de produção (certificado de garantia física de energia) serem comercializados conjuntamente cria uma contaminação cruzada entre o preço do contrato de eletricidade (para cobertura financeira) e o preço do certificado de lastro. Isso dificulta a simples introdução de obrigações de certificados de capacidade porque os mesmos não seriam de fácil precificação ou distinção no mercado atual. Além disso, a simples exigência ou implementação de obrigação de certificados de capacidade (garantias físicas de potência) pode desequilibrar as contratações atuais, levando inclusive a um cenário de sobrecontratação e sobrecusto. Dessa forma, os sinais passados levam os investidores a selecionar e desenhar projetos diferentes das reais necessidades do sistema.

Porém, essas necessidades do sistema não deixam de existir, o que leva as instituições de regulação, formulação de políticas públicas e planejamento a desenharem regimentos auxiliares ao mercado que podem acabar não fornecendo os sinais econômicos adequados aos agentes, com potenciais efeitos colaterais no equilíbrio da oferta e demanda do mercado de curto prazo.

Além disso, hoje a garantia física de energia não serve apenas para representar a contribuição dos empreendimentos ao suprimento do sistema, serve também como balanço de contratos de energia, como componente do índice custo-benefício (ICB) nos leilões e como critério de rateio para o MRE. Qualquer alteração nessa grandeza impacta todas as suas funcionalidades. Aliado a isso, o fato de a receita dos agentes geradores estar majoritariamente vinculada à garantia física cria dificuldades para atualização dessa grandeza, que, na metodologia atual, possui natureza mutável conforme evolução natural do sistema, seja por mudanças na matriz de geração, critérios de suprimento ou aprimoramentos metodológicos. Essa dificuldade pode ser exemplificada pelos regimentos que limitam as revisões e as recentes judicializações da Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia de Usinas

Hidrelétricas despachadas centralizadamente (comumente chamada de ROGFE). Toda essa gama de funções e limitações criam um obstáculo ao objetivo principal da garantia física como métrica de contribuição individual dos empreendimentos ao suprimento do atributo produção de energia e fragilizam a mensuração e a eficiência alocativa da adequabilidade do sistema.

Outro ponto importante é que, considerando o formato de contratação para o ACR, a definição das garantias físicas e a avaliação centralizada da contratação da adequabilidade acabaram implicando na gestão centralizada do portfólio. Isso leva a impossibilidade de revelação de preferências individuais de consumidores regulados quanto à mitigação de riscos de mercado.

Outra falha importante refere-se ao fato de a metodologia atual para definição individual de garantia física de energia adotar medidas neutras a risco⁴, o que pode ser incompatível com as preferências dos agentes de geração. Como esse valor é o limite de contratação dos agentes (inclusive para a contratação da cobertura financeira), em situações de escassez hídrica, tal característica pode expor contratualmente os agentes a riscos muito elevados, capazes de inviabilizar a solvência e a liquidez do mercado. Tal fenômeno pôde ser observado na recente crise do GSF (*Generation Scaling Factor*).

3.4 Conclusões do diagnóstico

O diagnóstico mostra que as motivações para revisão do mecanismo atual de adequação de suprimento são diversas e não se limitam ao problema da alocação de custos da expansão entre ACR e ACL.

Enquanto na expansão do sistema tendo como principal recurso as hidrelétricas com reservatórios de regularização, bastava haver preocupação em relação ao atributo energia e os atributos capacidade e flexibilidade, eram garantidos por consequência, a expansão tendo como principal recurso empreendimentos eólicos e fotovoltaicos,

⁴ De forma simplista, o cálculo das garantias físicas das usinas não despachadas centralizadamente considera a expectativa de geração ao longo de um período. No mesmo sentido, a repartição da carga crítica do sistema, para usinas despachadas centralizadamente, é feita a partir da receita esperada total dos tipos de empreendimentos (blocos hidráulico e térmico). Portanto, ambas as definições de garantia física, ao final adotam medidas neutras a risco (média e valores esperados relacionados a operação do sistema).

traz a necessidade de mecanismos para contratação que considerem também os demais atributos, como capacidade e flexibilidade.

3.4.1 A importante necessidade da separação da contratação do lastro

A simples implementação de medidas auxiliares ao modelo atual, como a definição de obrigação de contratação de capacidade para os agentes de consumo ou até mesmo execução de um leilão de energia de reserva, sem demanda contratual associada, pode não ser eficiente para garantia da adequabilidade do sistema e ainda trazer novas distorções ao equilíbrio do mercado de curto prazo. A depender dos contratos já firmados, pode inclusive trazer sobrecontratação e sobrecusto aos agentes de consumo.

Além disso, o formato atual de contratação conjunta de lastro e cobertura financeira, com base na figura da garantia física de energia, apresenta falhas importantes de funcionamento conforme detalhado na seção 3.3.3. As funcionalidades conflitantes da garantia física de energia prejudicam sua finalidade primária de métrica da contribuição individual dos agentes à adequabilidade do sistema. Além disso, a decisão e gestão centralizada de quais empreendimentos contratar nos leilões de energia impossibilita a manifestação de preferências dos consumidores regulados quanto a mitigação dos riscos do mercado.

Finalmente, a precificação conjunta do lastro com a cobertura financeira prejudica a precificação de novos produtos necessários para o sistema. É importante que esses produtos sejam separados, mesmo que inicialmente sejam contratados concomitantemente para garantir a financiabilidade e evitar o sobrecusto.

Portanto, conclui-se que a separação da contratação do lastro é premissa importante para revisão do mecanismo de adequação do suprimento do sistema brasileiro. Tal medida poderá corrigir importantes distorções do mercado brasileiro e abrir caminho para a escolha de um mecanismo de adequação mais adequado para atendimento as necessidades atuais do sistema e futuras diante da modernização do setor elétrico brasileiro.

Com essa premissa em mente, é condizente que, diante de um movimento favorável de transformação e modernização do setor elétrico brasileiro (conforme resultados das consultas públicas MME nº 32 e 33 e portaria MME nº 187/2019), seja estudada

a reformulação do modelo atual de incentivo à expansão bem como a criação de novos produtos (produto lastro de capacidade, por exemplo), mesmo ciente de que, conforme mostrado pelas motivações clássicas na seção anterior, não se trata de um problema de simples solução.

Adicionalmente, cabe destacar que a seguir serão exploradas as principais possibilidades existentes de desenho de mecanismos de adequação de suprimento, inclusive com experiências em outros países, visando a observar soluções possíveis para os problemas existentes no contexto nacional.

3.5 Alguns desafios para a alteração do mecanismo brasileiro de adequação de suprimento

Nesta seção busca-se apresentar alguns desafios quanto a quaisquer eventuais mudanças propostas no que se refere à revisão de um mecanismo de adequação do suprimento.

3.5.1 Financiabilidade da expansão

O efeito da estabilidade do mercado nos preços cobrados aos consumidores pode ser explicado com cinco argumentos sequenciais: a estrutura dos mercados determina a volatilidade do fluxo de caixa do projeto; a volatilidade do fluxo de caixa do projeto determina a estrutura do financiamento para a nova central de geração; a estrutura financeira determina o custo de capital; o custo do capital determina o preço da expansão, e o preço da expansão afeta os custos aos consumidores (STAUFFER, 2006).

Quanto ao primeiro argumento, em mercados estáveis, os fluxos de caixa são estáveis porque os preços são estáveis. Na instabilidade dos mercados, os fluxos de caixa são voláteis porque os preços são voláteis, indo a valores muito elevados quando a oferta estiver aquém da demanda e muito baixos quando os mercados tiverem capacidade excedente. Este é o típico ciclo de crescimento e recessão das indústrias de capital intensivo (STAUFFER, 2006).

No segundo argumento, o conceito chave é de que o montante da dívida é limitado pelos índices de cobertura – fluxo de caixa dividido pelo serviço da dívida (pagamento de juros e principal) – no ponto de geração de caixa mínimo. As agências de crédito

e financiadores irão prover maior percentagem da dívida para projeto com geração de fluxo de caixa mínima mais elevada, e menor percentagem quando a geração de fluxo de caixa mínima for baixa. Não serão realizados empréstimos com base no fluxo de caixa máximo ou médio, uma vez que os fluxos de caixa não irão cobrir adequadamente o serviço da dívida quando a geração de caixa for baixa (STAUFFER, 2006).

No argumento seguinte, quando for necessária uma nova planta de geração, o preço será o exigido para induzir o investimento em novas centrais. O último argumento diz que são os consumidores quem pagam pelo preço da expansão, assim, um aumento desse preço significa custos mais elevados aos consumidores e vice-versa (STAUFFER, 2006).

Mercado de curto prazo (este mês, este ano) só pode alocar capacidade existente, nenhuma capacidade nova pode ser adicionada a tempo de servir o mercado de curto prazo. Portanto, contrato de curto prazo conduz a uma elevada taxa de custo de capital, pois o investimento deve ser atribuído durante um curto período ou porque o mercado é considerado menos estável. Inversamente, contrato de longo prazo resolve ambos os problemas, pois proporciona estabilidade ao contrato de longo do prazo (STAUFFER, 2006).

A volatilidade ainda depende dos outros atributos de modelo de mercado, incluindo o ano de leilão (antecedência com relação ao fornecimento), a duração do contrato, o sistema de gestão da capacidade, bem como do formato da curva de demanda (STAUFFER, 2006).

Por isso este tema é de suma relevância, especialmente em um mercado em expansão, como é o caso do brasileiro. Sendo que, uma das grandes virtudes do modelo do setor elétrico introduzido em 2004 foi a garantia de recebíveis de longo prazo, quando da comercialização agregada do lastro de produção com a cobertura financeira em um único produto, baseado na garantia física, que acarretou em clara financiabilidade da expansão da geração nos últimos 15 anos.

Percebe-se assim, a preocupação de que a separação da contratação do lastro não prejudique a financiabilidade da expansão.

No que se refere aos aspectos já tratados pela CP33, este tema é tratado no Adendo IV.

Box 1. Precificação de externalidades ambientais

Diante das discussões relativas às mudanças climáticas causadas pela emissão de gases causadores do efeito estufa e dos compromissos firmados relacionados ao Acordo de Paris, cresce o debate relativo à adoção de mecanismos capazes de precificar e internalizar externalidades ambientais para a economia. Tais mecanismos surgem com o objetivo de extrair, a partir da competição entre agentes, informação sobre o valor dos empreendimentos diante de metas de mitigação de efeitos ambientais.

Existem diversos desenhos para a implementação de tais mecanismos, como a criação de necessidade de certificados de energia não poluente por consumidores ou criação de instrumento de *cap and trade*.

Independentemente da forma como tal mecanismo for desenhado, é importante que ele seja implementado para refletir economicamente quaisquer critérios ambientais atualmente considerados na determinação de políticas energéticas do Estado. Além disso, é importante que sua aplicação seja avaliada em um cenário intersetorial, para atendimento das metas do país, visto que seus benefícios impactam todos os segmentos da economia e alguns setores podem possuir uma demanda maior de compensação do que outros.

3.5.2 Contratos legados

Em qualquer proposta de aprimoramento regulatório, é importante que sejam respeitados os direitos e deveres das relações estabelecidas entre os agentes. Dessa forma, o tratamento de contratos legados deve ser desenhado em conjunto com o novo mecanismo de adequação do suprimento.

Contudo, outros aprimoramentos também devem ser considerados no solucionamento dos contratos legados, como por exemplo o modelo de formação de preços. Portanto, apesar da análise da proposta da nota técnica (EPE, 2017)

apresentar alternativas de desenho para o tratamento de contratos legados, entende-se que esse tema não deve ser tratado apenas no âmbito desse subgrupo, mas de todo o GT Modernização.

No Adendo II são apresentados maiores detalhes sobre a situação atual dos contratos do ACR e são descritas alternativas de tratamento para esse desafio.

4 Possíveis desenhos de mecanismos de adequação de suprimento

Nessa seção busca-se descrever as principais possibilidades de mecanismos de adequação que podem ser avaliadas para o setor elétrico brasileiro. Primeiramente, apresenta-se uma breve descrição teórica dos principais tipos de mecanismos utilizados em outros mercados, outros países. Em seguida, descrevem-se as principais propostas já veiculadas no ambiente nacional.

Na próxima seção, com os mecanismos já descritos, avalia-se preliminarmente a aplicação, as vantagens e as desvantagens de cada modelo para o cenário nacional.

4.1 Mecanismos utilizados em outros mercados

Este item resume os principais tipos, ou categorias, nos quais se baseiam os mecanismos de adequação do suprimento utilizados internacionalmente. Ele se baseia em Cigré (2016). É importante ressaltar que, conforme mencionado no Adendo I Conceitos, a literatura internacional se baseia em grande parte na experiência de sistemas restritos em capacidade. Optamos por manter a nomenclatura e descrição fazendo menção à capacidade, mas a maioria desses mecanismos podem ser usados em sistemas restritos também em energia.

4.1.1 Reserva Estratégica

A Reserva Estratégica é um mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia. Nele uma autoridade central, em geral o operador do sistema de transmissão, contrata através de um leilão uma pequena parcela do requisito de capacidade do sistema, que é separada do mercado atacadista e mantida como reserva. Ela só será despachada quando um critério pré-estabelecido for atendido, depois que toda a capacidade disponível restante estiver em operação. A maior parte dos investimentos será impulsionado pelos sinais do mercado de energia, já que a maior parte dos provedores no mercado não recebe receita explícita por capacidade.

A remuneração é feita através de um pagamento fixo a essas unidades, provendo uma renda que compensa o custo de oportunidade da Reserva Estratégica por não poderem participar no mercado atacadista. É pago por todos os consumidores via encargo.

O critério de despacho pode ser de dois tipos: (1) pelo atingimento de um preço de exercício (*strike price*) fixo, a partir do qual a reserva será ativada; ou (2) pelo atingimento de um preço mais alto ofertado (*bid*) no mercado naquele dia, ou seja, o preço da última unidade comercial que poderia ser despachada, adicionada, possivelmente, de uma margem.

4.1.2 Leilões de Capacidade

No modelo de Leilão de Capacidade, uma autoridade central determina o volume de capacidade requerida pelo sistema e contrata essa capacidade de forma centralizada através de um leilão. Diferente da Reserva Estratégica, nesse caso a capacidade contratada continua participando do mercado de energia, ou seja, da liquidação e da formação de preço. A demanda por capacidade pode ser fixa, mas em geral se usa uma curva de demanda elástica, onde o preço depende do volume.

A quantidade de capacidade a ser contratada é baseada em requisitos de adequação do sistema, como uma previsão de carga máxima. A partir desses requisitos, se determina a contribuição dos recursos existentes para o requisito e a necessidade de contratação adicional para se atingir a meta do requisito de adequação. Os leilões podem ocorrer com anos de antecedência, e os vencedores se comprometem em prover capacidade e recebem o preço de fechamento do leilão, que valoriza a capacidade e incentiva o investimento em recursos novos.

4.1.3 Obrigação de Capacidade Ex-Ante

Nesse modelo, uma autoridade central determina o volume físico de capacidade necessário para o sistema. A obrigação de aquisição da capacidade é passada às distribuidoras e comercializadoras de energia. O montante total a ser contratado é rateado entre elas e é determinado previamente (ex-ante) baseado no histórico de atendimento de carga. Distribuidoras e comercializadoras podem cumprir sua obrigação de diversas maneiras, como auto-suprimento, contratos bilaterais, resposta da demanda ou leilões centralizados opcionais, se eles forem estabelecidos.

4.1.4 Obrigação de Capacidade Ex-Post

Nesse mecanismo, assim como na Obrigação de Capacidade Ex-Ante, a responsabilidade de adquirir a capacidade é das distribuidoras e comercializadoras.

No entanto, o montante da obrigação é conhecido a posteriori (ex-post), e então é verificado por uma autoridade central. Isso porque a obrigação se baseia no consumo verificado. A metodologia para determinar o montante da obrigação é conhecida previamente. Assim como no anterior, a obrigação pode ser adquirida de diversas formas, incluindo contratos bilaterais ou leilões.

O modelo atual de mecanismo de adequação de suprimento do setor elétrico brasileiro é classificado em Cigré (2016) como uma Obrigação de Energia Ex-Post, ou seja, ele segue o mecanismo descrito acima, substituindo uma obrigação em termos de capacidade, por uma em termos de certificados de garantia física. Nesses termos, o modelo brasileiro é resumido da seguinte forma: existe uma obrigação de contratação de 100% do consumo, e esses contratos precisam estar baseados, ou lastreados, no mesmo montante de certificados de garantia física, definidos como a contribuição do projeto para o montante total de energia que o sistema é capaz de atender, mediante critérios gerais de garantia de suprimento, propostos pelo CNPE. Para o mercado regulado, essas obrigações são adquiridas majoritariamente em leilões centralizados. A verificação é feita a posteriori, comparando o montante contratado e consumido, com uma penalidade para agentes deficitários.

4.1.5 Opções de Confiabilidade

O mecanismo de Opções de Confiabilidade compreende a entrega de um volume físico de capacidade quando a segurança de suprimento do sistema está em risco. Os modelos em operação hoje em dia envolvem uma autoridade central que estabelece o volume a ser suprido e depois realiza um processo de aquisição centralizado das opções. O preço de exercício (*strike price*) da opção é definido como uma medida de segurança do suprimento e estabelece um teto de preço no mercado. Quando a segurança do fornecimento está em risco, ou seja, o preço de mercado excede esse teto de preço, o gerador deve entregar fisicamente o volume, caso contrário, estará sujeito a exposição financeira ao preço *spot* do mercado e, em alguns casos, pode ser aplicada uma penalidade adicional por falta de desempenho.

O funcionamento do contrato da Opção de Confiabilidade se assemelha ao de um contrato financeiro de opção de compra. O operador do sistema adquire o direito de comprar eletricidade dos geradores a um determinado preço de exercício. Assim

como nas opções de compra financeiras típicas, o detentor da opção exercerá este direito se, e somente se, for considerado vantajoso, ou seja, se o índice (no caso, o preço da eletricidade no mercado *spot*) for superior ao preço de exercício, que serve como uma indicação de quando a segurança do sistema estiver em risco (condições de escassez).

Sempre que o preço *spot* for inferior ao preço de exercício, o mercado funciona como se o contrato de Opção de Confiabilidade não estivesse lá, com toda a eletricidade consumida sendo liquidada ao preço *spot*. Durante as horas de escassez, no entanto, os consumidores exercem suas opções de compra, sendo assim, a diferença entre o preço *spot* s e o preço de exercício k (como ilustrado na Figura 5) deve ser tributada a quem vendeu as opções de compra aos consumidores, no caso os geradores. Em troca desse direito, os consumidores pagam um prêmio fixo p ao vendedor das opções de compra (geradores), independentemente do nível de preço *spot*.

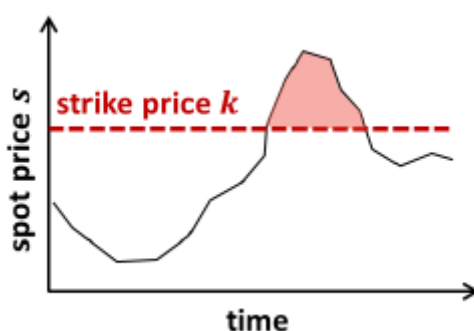


Figura 5: Ilustração representativa de Opção de Confiabilidade - Fonte: Cigré, 2016

4.1.6 Pagamento por capacidade

Nesse mecanismo, pagamentos para a provisão de capacidade são definidos e controlados por um órgão independente. Os pagamentos podem ser fixos ou variáveis e são realizados à totalidade ou parte da capacidade declarada elegível ou efetivamente disponível. O montante a ser contratado é determinado pelo mercado.

Métodos diferentes podem ser aplicados para calcular o valor dos pagamentos e para especificar uma segmentação específica. Por exemplo, pagamentos podem ser estendidos a todos os geradores, somente aos existentes ou somente aos novos. Também pode haver diferenciação de acordo com o tipo de usina (geração na base,

atendimento à ponta, renovável, flexível, baixa emissão etc.). Além disso, o pagamento por capacidade pode ser calculado ex ante ou ex post.

4.2 Propostas nacionais

4.2.1 Proposta da nota técnica de processamento de contribuições da CP33 elaborado pela EPE

Ao final da CP33, visando colaborar com o processo de consolidação das diversas contribuições dos agentes aos temas sugeridos para modernização do setor elétrico, a EPE elaborou a nota técnica EPE-PR-003/2017. Na data de sua publicação, o documento buscava auxiliar o processamento de contribuições à CP33 relacionadas à expansão e ao planejamento do setor e recomendar algumas alterações na elaboração do instrumento legal resultante, hoje em tramitação no congresso nacional como substitutivos aos projetos de lei PL 1917/2015 e PLS 232/2016. A principal mensagem do documento refere-se à necessidade do correto encadeamento entre os principais aprimoramentos do setor para evitar o colapso da adequabilidade do sistema, mas também busca descrever e apresentar a opinião da empresa em relação aos seguintes temas:

- Aprimoramentos à formação de preços e funcionamento do mercado;
- Internalização de externalidades ambientais associadas a emissões;
- Separação de lastro e energia e temas associados;
- Ampliação do mercado livre;
- Outros itens, relacionados ao padrão preferencial de alocação de riscos de decisões e possibilidade de rescisão de contratos.

Dentre os temas detalhados, ao tratar da separação de lastro e energia e temas associados, documento indica que a contratação separada e obrigatória do produto lastro é um instrumento importante para garantia da financiabilidade da expansão da geração em um contexto de ampliação do mercado livre e das escolhas dos agentes de consumo. Além disso, o documento busca apresentar algumas alternativas que devem ser estudadas e avaliadas qualitativamente e quantitativamente para desenho do mecanismo e atendimento à alocação de custos e tratamento de direitos e obrigações legadas. Porém, dentre as alternativas indicadas, a EPE apresentou seus

posicionamentos preliminares em relação a cada subtema. Apresenta-se a seguir o conjunto de alternativas indicadas pelo documento em relação a esse tema.

- Valoração de atributos alinhados a necessidades sistêmicas e composição tecnológica da expansão contratada

Em relação a esse subtema, o documento apresenta duas principais alternativas. Primeiro, a criação de mercado competitivo e neutro a tecnologias para produtos ou serviços que capturem a necessidade sistêmica identificada a partir de estudos de planejamento. Nesse caso, a própria competição no mercado que determina o preço do produto, lastro ou serviço, e os vendedores percebem receitas oriundas da sua comercialização e obrigações de entrega do que é comercializado. Em seguida, apresenta-se a alternativa de valoração de atributos para seleção de vencedores em processos de contratação de outro produto. A partir de uma necessidade sistêmica identificada a partir de estudos de planejamento, por exemplo, utilizam-se leilões para contratação de energia, onde administrativamente se valora o quanto diferentes competidores são capazes de atender necessidades como as de capacidade e flexibilidade do sistema. Essa valoração em conjunto com o preço ofertado para o produto energia seria utilizada para classificação dos projetos e seleção de vencedores. Um modelo mais parecido com o atual.

No documento, a EPE entende que a melhor alternativa seja a criação de um mercado competitivo e neutro a tecnologias para produtos ou serviços que capturem a necessidade sistêmica, mas reconhece que tal transição em relação ao modelo atual pode requerer importante esforço normativo e tempo até que desenho de mercado se torne funcional. Portanto, sugere que em um primeiro momento seja adotada a segunda alternativa como um mecanismo transitório, com auxílio de uma valoração direta para classificação de projetos (índice de correção de oferta, por exemplo) ou indireta (*scoring bids*, por exemplo).

Visando a garantir agilidade ao setor, é importante que a necessidade sistêmica seja regulamentada a partir de dispositivo infralegal, diante do natural dinamismo do sistema, onde as necessidades podem mudar com o tempo, com alterações na oferta e no consumo (conforme situação atual, por exemplo).

- Financiabilidade da expansão do sistema de geração

A preocupação em relação a financiabilidade da expansão diante da possibilidade de redução da obrigação de cobertura contratual de energia foi objeto recorrente de contribuição na CP33. Realmente esse é um ponto importante diante da imaturidade do mercado de curto prazo brasileiro e o fato que a negociação de contratos de energia é realizada majoritariamente fora de ambiente facilitadores de liquidez e solvabilidade (bolsas e *clearing houses*). Porém, entende-se que a separação da contratação do lastro em conjunto com os outros aprimoramentos encaminhados como resultado da CP33 são capazes de preservar a financiabilidade da expansão.

Caso a entidade responsável pela redução da obrigação de contratação a limites inferiores a totalidade da carga **não** promova tal redução imediatamente após a separação da contratação do lastro é possível que as primeiras contratações de lastro sejam realizadas **concomitantemente** com a energia. Neste caso (EPE, 2017):

- (i) *“A contratação concomitante, sob preservação de obrigação de cobertura contratual do consumo de energia, significa que seria contratado através de processo centralizado: (a) não apenas volume de energia para atendimento ao segmento regulado; (b) mas também o volume de lastro requerido para atendimento à totalidade dos consumidores. Quando se compara esta situação com aquela vigente atualmente, em que lastro e energia são contratados conjuntamente (sob um mesmo contrato) através de processo centralizado, mas apenas para o segmento regulado, percebe-se facilmente que os volumes monetários totais associados a esta contratação através de processo centralizado podem aumentar. Isto permite não apenas reter, mas ampliar, o suporte ao financiamento da expansão da geração. ”*
- (ii) *“A contratação separada, mas concomitante, de lastro e de energia ainda pode ser feita mediante contratos de longo prazo e com antecedência suficiente entre a assinatura do contrato e a data de entrega, para ambos os produtos. Tais condições facilitam a obtenção de financiamento e podem, portanto, ser retidas. ”*

Tal contratação concomitante poderia ser viabilizada da seguinte forma (EPE, 2017):

- (i) *“Determinam-se, antes do certame, as demandas de contratos de energia e de lastro. A demanda de contratos de energia pode permanecer sendo oriunda*

de declaração de distribuidoras⁵. A demanda de lastro é determinada por instituições setoriais com base na projeção de necessidades sistêmicas. ”

- (ii) “Cada projeto pode apresentar ofertas de pacotes de lastro e energia. Por exemplo, um agente pode apresentar uma oferta $O_1 = \{(q_{L,1}, \pi_{L,1}), (q_{E,1}, \pi_{E,1})\}$ e uma oferta $O_2 = \{(q_{L,2}, \pi_{L,2}), (q_{E,2}, \pi_{E,2})\}$, em que q e π indicam quantidades e preços, L e E denotam lastro e energia. Cada agente teria a garantia de que uma oferta seria integralmente aceita ou integralmente rejeitada, o que lhe daria segurança para formar suas ofertas de preço e quantidade de forma a garantir que, em conjunto, as receitas associadas garantam a financiabilidade do projeto, caso se sagre vencedor. ”
- (iii) “De posse das demandas por lastro e energia e das ofertas de pacotes de todos os agentes, a entidade a cargo do leilão seleciona as ofertas aceitas de forma a atender ao menor custo global concomitantemente a oferta de lastro e energia, e os agentes vencedores. ”

O formato de contratação proposto acima pode incluir também ofertas e quantidades de certificados de energia não-polunte. Porém, tal formato de mecanismo de internalização de externalidades ambientais deve ser discutido a parte, visto sua característica inter-setorial. Ainda assim, é importante ressaltar que os agentes poderão contar com outras possibilidades de fontes de receita, como o mercado de curto prazo aprimorado, com uma formação de preços mais crível em relação aos reais custos e necessidades da operação, e um futuro mercado de serviços ancilares.

Além disso, apesar de contratados concomitantemente, os benefícios da separação da contratação do lastro, como a precificação individual do lastro e da energia e a alocação dos custos de adequabilidade entre todos os agentes, são preservados em tal modelo de certame.

Com a adequada precificação individual do lastro e da energia alcançada, pode-se futuramente reduzir os limites de obrigação de cobertura contratual dos agentes, o que pode aumentar a elasticidade do consumo, a capacidade dos agentes

⁵ Pode-se estudar a possibilidade de que comercializadores e consumidores livres optem por participar também do certame na condição de compradores, contribuindo para ampliar a demanda do leilão. A viabilidade e atratividade alternativa depende de estudos sobre os efeitos que a participação destes agentes podem ter sobre a percepção dos vendedores sobre risco de solvência do mix de compradores, podendo-se analisar alternativas de habilitação de comercializadores e consumidores livres condicionada ao atendimento de requisitos financeiros.

expressarem livremente suas preferências e a liquidez do mercado de curto prazo e contratos.

- Alocação de custos e tratamento de direitos e obrigações legadas

Para promover a correta alocação de custos da adequabilidade e confiabilidade entre os agentes é necessário avaliar também o tratamento de direitos e obrigações legadas oriundas da transição da separação da contratação do lastro. Nesse caso, o documento sugere que sejam indicadas entidades de intermediação (contas centralizadoras de lastro) que seriam responsáveis por garantir que agentes com direitos e obrigações legadas percebam fluxos monetários compatíveis com as regras do marco anterior a separação da contratação do lastro. Além disso, caberia a essas entidades, a comercialização dos produtos e serviços associados aos ativos de geração legados no mercado que opera sob as novas regras instituídas. Entende-se que tal alternativa pode apresentar complexidade, porém garante maior liquidez ao novo mercado em relação à alternativa de implementação do novo marco apenas para o mercado incremental. A nota técnica ressalta que é importante que o tratamento de contratos legados seja estudado e colocado em consulta pública, para contribuição dos agentes antes de sua implementação. Além disso, é importante que seja definida uma data clara de corte entre os contratos legados e o novo marco, visando garantir previsibilidade aos agentes, principalmente de geração.

4.2.2 Proposta da tese de doutorado de Alexandre Viana

Essa proposta faz parte da tese de doutorado na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, datada de 2018, com o título “Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado para o Brasil”. O trabalho traz uma proposta de desenho de mercado para o setor elétrico brasileiro que inclui diversos elementos além do mecanismo de adequação do suprimento em si, com foco no detalhamento do desenho de leilões.

A proposta para o mecanismo de adequação do suprimento inclui a implementação de uma contratação separada e centralizada do lastro através de leilões e nesses pontos converge com a proposta do item anterior, baseada na CP33. O leilão de contratação do lastro seria do tipo multicritérios e prevê a possibilidade de competição

entre tecnologias no longo prazo, após uma avaliação, com contratação segregada por tecnologias em um primeiro momento.

Outros componentes do desenho de mercado proposto incluem: despacho por oferta de preço, contratação competitiva de reservas, certificados de energia limpa, separação entre fio e comercialização nas distribuidoras, redução do prazo de contabilização e liquidação e liberalização da contratação de energia.

4.2.3 Proposta apresentada pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE)

Em maio de 2019, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) apresentou sua proposta para a expansão da oferta com a liberalização do mercado através da separação da contratação do lastro para a equipe da EPE. A apresentação mostra basicamente a interpretação da proposta de separação da contratação do lastro indicados pela CP33, com detalhamento do funcionamento do futuro modelo de contratação, indicando possibilidades de preços de referência (preços-teto), modalidades de contratação e o funcionamento da conta lastro.

A apresentação traz a mesma solução de financiabilidade proposta no item anterior, com contratação concomitante dos produtos separados de lastro e da energia, mas busca dar detalhes à implementação. Alguns pontos conceituais a respeito desses detalhes serão avaliados na seção 5.4.3.

4.2.4 Proposta base do relatório da consultoria RegE

A proposta da consultoria RegE parte da premissa que “não há necessidade de adoção de novos instrumentos de capacidade⁶ para garantir a segurança e a qualidade do suprimento, para continuar com [...] a ampliação do mercado livre e a elevação da penetração de fontes renováveis. ” Ela reconhece, entretanto, que há

⁶ O parecer utiliza o termo capacidade como sinônimo de lastro, definida como sendo “a habilidade física de um agente contribuir para o ajuste o balanço entre potência e carga do sistema, a partir do despacho do operador, em situação de escassez e observados requisitos mínimos de performance. ”

problemas de desenho regulatório e implementação dos mecanismos atuais, que seriam mitigados com a adequação desses mecanismos. Portanto, sua proposta se concentra em alternativas para adequação dos mecanismos existentes no Brasil, especialmente os Leilões de Reserva, sem necessidade de alterações legais.

O relatório apresenta e analisa a aplicabilidade ao mercado brasileiro de seis alternativas para adequação do suprimento. Dentre as seis alternativas, uma consiste na manutenção do regulamento atual, com recomendação de ações que independem de alteração regulatória, e três outras seriam implementadas através de adaptações dos Leilões de Reserva, sem necessidade de alteração legal, apenas infralegal.

A alternativa recomendada pela consultoria RegE, denominada “Leilão de Capacidade para Múltiplos Atributos”, consiste na “manutenção do mecanismo atual de obrigação de capacidade (100% de cobertura contratual da carga e lastro de garantia física de energia para geradores) e na adequação do mecanismo de Leilão de Reserva para incluir produtos específicos [...]”. Os produtos propostos são:

I – reserva de energia de base;

II – reserva de potência;

III – reserva de flexibilidade; e

IV – reserva para replecionamento de reservatórios hidrelétricos integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

A necessidade de contratação seria definida centralizadamente e a contratação se daria nos moldes dos leilões atuais, resultando na assinatura de contratos de Reserva com a CCEE.

A proposta inclui a possibilidade que a energia elétrica contratada na modalidade reserva de energia de base seja utilizada para compor lastro contratual. Adicionalmente, propõe destinar a energia produzida nas modalidades reserva de potência e reserva de flexibilidade para serem liquidadas no âmbito do MRE, pelo valor do custo de oportunidade do deslocamento da geração hidrelétrica, além de incluir um produto exclusivo para este fim, com o objetivo de minimizar os efeitos da contratação de reserva sobre o MRE.

A consultoria inclui outras recomendações relativas a: revisão da estratégia de contratação de fontes nos leilões do ACR e de Reserva; adequação dos CCEARs de termelétricas incluindo diferentes arranjos de inflexibilidade e CVU; criação de produtos de resposta da demanda e revisão de garantias físicas das usinas existentes.

5 Avaliação preliminar das possibilidades

Entende-se que um processo decisório envolve as etapas de identificação do problema, diagnóstico, listagem de alternativas, avaliação e tomada de decisões, onde existe a possibilidade de escolha por um ou outro direcionamento.

Na estrutura do presente documento pode-se identificar que no item 3 define-se o problema, com a elaboração do diagnóstico da situação, e ainda foi incluída a parte de desenvolvimento de conceitos, no Adendo I. Em seguida, no item 4 e no Adendo III, foram listadas alternativas de mecanismos de adequação, propostas nacionais e as experiências internacionais que exemplificam as aplicações.

O passo seguinte e fundamental para o processo decisório é o de avaliação das alternativas existentes para solucionar o problema. Para isso, torna-se necessário o estabelecimento de parâmetros, ou critérios, com intuito de prover as melhores informações possíveis para os tomadores de decisão, dentre as várias possibilidades disponíveis. Tais parâmetros encontram-se definidos no item 5.1.

Após a definição dos parâmetros, nos itens 5.2 e 5.3, avaliam-se primeiramente os mecanismos de adequação do suprimento, no contexto da proposta de contratação separada de lastro e produção de energia e como alternativas para contratação do lastro. Em seguida, nos itens 5.4 e 5.5, são avaliadas as propostas nacionais de forma mais ampla, visto que algumas são complementares e o nível de detalhamento difere.

5.1 Parâmetros propostos para a avaliação preliminar

Há diversos pontos que podem ser considerados para a escolha de alternativas para mecanismos de adequação de suprimento. Inicialmente, buscou-se considerar os principais itens levantados pelo mercado, desde o processo da CP33.

Neste tema, entende-se que é essencial estabelecer dois níveis de parâmetros. O primeiro nível, com caráter estrutural, que trata de condições resolutivas ou *dealbreaker*. Estas condições estão correlacionadas a alicerces fundamentais para o estabelecimento de um novo mercado. Para este nível, adotou-se o nome de parâmetros estruturais. O segundo nível, com caráter “precificável” ou até mitigável, que trata de condições importantes. Estes, em sua grande parte poderiam estar

correlacionados, inclusive, com medidas infralegais. Chamaremos estes de parâmetros importantes.

Nos próximos itens apresentam-se os parâmetros selecionadas para avaliação das alternativas. Ressalta-se que esses foram os critérios identificados para uma avaliação preliminar, porém não são os únicos que devem ser analisados para a escolha de um ou outro determinado mecanismo de adequação de suprimento.

5.1.1 Parâmetros estruturais

Para realizar a avaliação preliminar das possibilidades de mecanismo de adequação de suprimento ao cenário nacional adotam-se os seguintes parâmetros:

- Efetividade para garantia da adequabilidade do sistema

Esse parâmetro é um requisito básico que avalia a capacidade de o mecanismo atender ao seu objetivo principal, que é garantir a adequabilidade do sistema para todos os usuários. Para avaliar esse parâmetro será observada a efetividade do mecanismo diante das características do sistema elétrico brasileiro, considerando seus principais requisitos e necessidades.

- Financiabilidade

O parâmetro de financiabilidade da adequabilidade refere-se às condições de investimento providas pelos mecanismos e os mercados associados (curto prazo e serviços ancilares, por exemplo). É importante que as fontes de receitas associadas aos mecanismos sejam capazes de incentivar os investimentos necessários para a adequabilidade do sistema.

- Eficiência econômica

Para avaliar a eficiência econômica e a adequada sinalização das necessidades do sistema, os mecanismos propostos serão avaliados em relação a três principais características: eficiência na oferta do sistema; incentivo a elasticidade da demanda; e mitigação de práticas anticompetitivas. O primeiro ponto se refere à sinalização provida pelo mecanismo à correta alocação de recursos da geração. O segundo ponto avalia se o mecanismo incentiva a elasticidade da demanda, a correta resposta do consumo diante das necessidades do sistema. O último ponto trata da capacidade do

mecanismo em inibir e não oferecer novas oportunidades para o exercício de práticas anticompetitivas entre os agentes do mercado.

- Justa alocação de custos da adequabilidade entre os agentes

A adequabilidade do sistema pode ser considerada um bem comum para todos os usuários do sistema (sejam eles dos atuais ACR ou ACL). Dessa forma, nesse ponto busca-se avaliar se o mecanismo provê equidade entre os agentes. Isso inclui tanto a capacidade de ratear proporcionalmente entre agentes de mesma classe, como evitar a transferência excessiva de recursos dos agentes de consumo para os agentes de geração.

- Neutralidade tecnológica

Nesse ponto, busca-se avaliar se o mecanismo permite a competição entre todas as tecnologias capazes de atender ao requisito técnico definido, sem escolher previamente tecnologias ganhadoras e perdedoras. Inclusive, sem apresentar barreiras para novas tecnologias que venham a surgir.

- Transparência

A transparência é um parâmetro importante para aceitação dos agentes, diminuição do risco regulatório do mecanismo e fundamental para redução da assimetria de informação entre os agentes.

5.1.2 Parâmetros importantes

- Necessidade de alterações legais e regulatórias

Para a adoção de um novo mecanismo de adequação é interessante avaliar o esforço de alteração dos dispositivos legais e infralegais que regem o setor. Dessa forma, esse parâmetro busca observar a dificuldade para implementação legal e infralegal do mecanismo em análise. Apesar de importante, entende-se que esse parâmetro não deve limitar a avaliação sobre a adoção de mecanismos que sejam mais eficazes e robustos em relação às possibilidades que necessitem de poucas alterações no modelo atual.

- Complexidade da transição

Um novo mecanismo de capacidade pode gerar complexidade diante do tratamento da transição regulatória. Portanto, esse critério busca estimar os esforços e custos associados a implementação do novo mecanismo, dentre eles o tratamento dos contratos legados e a necessidade de aquisição de *software* e desenvolvimento de novos sistemas para a operacionalização do novo desenho.

- Risco de judicialização

Mensuração do risco de judicialização que a operacionalização de cada mecanismo pode ter, caso seja implementado. Nesse ponto, a descentralização de responsabilidades e decisões tende a reduzir o risco de ações judiciais no setor.

- Compatibilidade com a modernização do setor

A compatibilidade avalia em que medida o mecanismo se relaciona com outros elementos da modernização do setor. Nesse sentido, deve-se avaliar a compatibilidade do mecanismo com a modernização proposta para o setor.

- Robustez diante da necessidade de novos produtos

A robustez verifica a possibilidade do mecanismo de cada alternativa se adaptar a inclusão ou exclusão de produtos, diante de novos requisitos que possam surgir no futuro.

5.2 Resultados da avaliação preliminar dos mecanismos

Nesta seção, avalia-se cada mecanismo internacional, indicando como seria a aplicação ao marco regulatório brasileiro e julgando em relação aos parâmetros identificados no item anterior. Em seguida, avaliam-se as propostas nacionais em relação aos mesmos parâmetros.

Retomando a conclusão do item 3, julga-se que a contratação separada do lastro é parte importante da proposta, já que endereça limitações do modelo atual, conforme detalhado nas conclusões do item citado.

Entende-se que implementar um novo mecanismo por cima do modelo atual, sem outras alterações, criaria um custo adicional ao sistema de difícil precificação, sem

alcançar muitas das vantagens dos mecanismos descritos e, principalmente, sem atacar os outros problemas do diagnóstico brasileiro, podendo até potencializá-los.

Portanto, os mecanismos de adequação do suprimento serão avaliados no contexto da separação da contratação do lastro e não como uma adição ao modelo atual. A contratação da produção de energia, a princípio, seguiria o encaminhamento proposto na CP 33, com a progressiva abertura do mercado na medida em que os aprimoramentos precedentes necessários sejam implementados.

5.2.1 Reserva Estratégica

A Reserva Estratégica é um mecanismo direcionado (*targeted*), no sentido que se aplica a uma parcela pequena da geração, e não ao setor como um todo. Mecanismos desse tipo costumam ser usados para suprir restrições físicas de segurança de suprimento no curto prazo, ao contratar geradores antigos, que seriam descomissionados sem o benefício (ver o caso da Suécia no Adendo III). A esses ativos não é permitido participar no mercado, recebendo apenas a remuneração do mecanismo, enquanto o restante dos ativos de geração não recebe qualquer tipo de benefício além da venda de energia.

No Brasil, substituir todos os mecanismos existentes por uma reserva estratégica dificilmente seria adequado ou eficaz, como se discute em cada parâmetro abaixo. Além do caráter de curto prazo, o mecanismo provavelmente não seria eficaz para sistemas restritos em energia.

Avaliação dos parâmetros estruturais

- *Efetividade para garantia da adequabilidade do sistema:* a reserva estratégica possivelmente não seria eficaz para o sistema brasileiro. Uma reserva que é retirada da operação diária e acionada apenas em momentos de “escassez” ou emergência se presta a uma demanda com característica muito específica, tipicamente de curta duração. Os países que a implementaram (ver caso da Suécia no Adendo III) possuem demanda relativamente estável e picos de carga causados por frio extremo, com baixa frequência e relativa baixa duração. Ainda assim, ela foi adotada na maioria desses países como mecanismo de curto prazo, de caráter temporário. A demanda no Brasil tem característica

muito distinta. Como país em desenvolvimento, tem a demanda em expansão no longo prazo, além de ser um sistema historicamente restrito em energia, com longos períodos cíclicos de seca. Portanto, a reserva poderia se prestar apenas para necessidades pontuais de capacidade. Para a contratação de lastro, tanto de produção quanto de capacidade, não se mostra um mecanismo eficaz.

- *Financiabilidade*: Apesar de incluir o pagamento de uma receita fixa, o mecanismo de reserva estratégica não tem como objetivo melhorar a financiabilidade do setor em geral, justamente por ser restrita a uma parcela pequena da geração. Ela é aplicada a sistemas nos quais o mercado funciona bem, ou seja, o preço do mercado de curto prazo e os contratos bilaterais já atendem à financiabilidade de forma satisfatória para a maior parte da geração, e busca endereçar uma restrição física de geração em alguns momentos. Por não ter esse objetivo, os contratos não costumam ser de longo prazo, e sim anuais. O Brasil, por outro lado, tem necessidade de atrair investimentos e financiar a expansão do sistema, além de ter um preço do mercado de curto prazo bastante volátil e pouco previsível. Esses fatores indicam a necessidade de um mecanismo mais abrangente, que apoie a financiabilidade do setor de forma geral.
- *Eficiência econômica*: Em relação à oferta, a reserva estratégica em princípio reduz a eficiência do despacho, porque retira da operação parte dos ativos de geração. A contratação de geração nova para a reserva agrava essa perda de eficiência no despacho porque o custo de geração costuma ser mais baixo do que de plantas antigas, devido ao ganho de eficiência e à evolução tecnológica. Em relação à elasticidade da demanda, como a reserva estratégica não participa da formação de preço, ela não incentiva uma reação por parte da demanda quando é despachada. Por outro lado, o mecanismo pode contratar resposta da demanda para integrar a reserva.
- *Justa alocação de custos da adequabilidade entre os agentes*: Como mecanismo contratado de forma centralizada, os custos podem ser alocados entre os consumidores de forma justa. Por outro lado, como a

quantidade é definida de forma administrativa, pode haver uma transferência excessiva de consumidores para a geração caso haja uma contratação acima do ótimo em termos de quantidade, preço ou prazo do contrato. Esse mecanismo também é suscetível à pressão de geradores ameaçarem descomissionamento para serem incluídos na reserva.

- *Neutralidade tecnológica:* a reserva estratégica é extremamente suscetível ao uso como apoio a tecnologias específicas, tendo sido usada em diversos países para evitar o descomissionamento de plantas antigas. Isso pode servir como barreira à entrada de novas tecnologias, o que seria agravado com o uso de contratos de longo prazo.
- *Transparência:* O mecanismo deve ser transparente no momento da formulação das regras de definição do montante a ser contratado e nos próprios termos da contratação, especialmente se for por contratação direta, além de dever divulgar os dados de acionamento, aferição e penalidades. Por ser um mecanismo direcionado, deve haver um esforço para divulgar as informações relativas ao funcionamento do mecanismo, mesmo que não envolva a maioria dos agentes do setor.
- Avaliação dos parâmetros importantes
 - Necessidade de alterações legais e regulatórias: a substituição dos mecanismos atuais necessitaria alterações legais e regulatórias profundas. Além disso, a reserva estratégica não é compatível com a proposta de contratação de lastro contida na CP 33.
 - Complexidade da transição: a mudança para um sistema em que a maior parte dos ativos não recebe qualquer incentivo provavelmente teria alto grau de complexidade.
 - Risco de judicialização: não se observam pontos para judicialização, a princípio, mas seria uma alteração profunda e possivelmente não eficaz.
 - Compatibilidade com a modernização do setor: não se mostra compatível com a modernização do setor, ou com as condições do sistema brasileiro.

- Robustez diante da necessidade de novos produtos: a reserva não se mostra compatível com a necessidade de novos produtos já que se adequa melhor à necessidade de capacidade física de geração em alguns momentos e não poderia se estender a uma parcela grande da geração.

5.2.2 Leilão de Capacidade

O mecanismo de leilão de capacidade pode se adequar ao caso brasileiro, que, como outros sistemas que o implementaram, também busca adequar seu sistema aos desafios do futuro, incentivar investimentos e garantir a segurança de suprimento no contexto de crescente geração renovável. A aplicação desse mecanismo no Brasil teria início pela separação e centralização da contratação do lastro.

Atualmente, o Brasil já possui alguns tipos de leilão de longo prazo que incluem a remuneração por uma receita fixa, mas esse mecanismo possui pontos importantes que o diferem dos leilões de disponibilidade, por exemplo: a contratação separada do lastro, a metodologia de determinação do montante a ser contratado, a definição do produto, a aferição e penalidades na entrega do lastro e a competição entre diversos tipos de tecnologias.

A implementação dessa solução demandaria alterações legais, já apontadas na CP 33 e PLS 232, mas seria uma solução estruturante, apontando caminhos para diversas limitações do modelo atual, além da contratação adicional de requisitos.

- Avaliação dos parâmetros estruturais
 - *Efetividade para garantia da adequabilidade do sistema*: este mecanismo provê uma metodologia transparente para a contratação de lastro de diferentes tipos, de forma centralizada, com definição prévia da quantidade e se presta à contratação da expansão, características necessárias à eficácia de um mecanismo no sistema brasileiro. Como em outros mecanismos, há necessidade de um bom desenho e determinação de parâmetros, mas não há elementos na estrutura do mecanismo que comprometam sua eficácia.
 - *Financiabilidade*: A contratação centralizada favorece a oferta de boas condições de financiamento, como a credibilidade da contraparte e

baixa inadimplência, além de possibilitar a contratação com alguns anos de antecedência e, em alguns casos, contratos por um prazo maior para projetos novos.

- *Eficiência econômica*: Em relação à oferta, o mecanismo de leilão tem a vantagem de contar com um processo competitivo para precificação do lastro. Em relação à eficiência do despacho, ela não é prejudicada, já que os ativos continuam participando do mesmo. Em relação à demanda, o mecanismo possibilita a participação de resposta da demanda. Em relação à concorrência, pode haver poder de mercado na contratação, mas há formas de mitigá-lo usadas em outros sistemas, por exemplo impondo limites ao preço de oferta de alguns agentes, ligados ao seu custo.
- *Justa alocação de custos da adequabilidade entre os agentes*: Como mecanismo contratado de forma centralizada, os custos podem ser alocados entre os consumidores de forma justa. A quantidade é definida de forma administrativa, mas a metodologia transparente de definição desse montante atenua a possibilidade de contratação acima do ótimo, que poderia levar a uma transferência excessiva de recursos de consumidores para a geração. Além disso, a alocação de recursos entre os geradores também segue uma metodologia de quantificação de atributos, o que contribui para a justiça distributiva.
- *Neutralidade tecnológica*: Esse mecanismo se presta à contratação neutra em relação à tecnologia por ser um mecanismo baseado na valoração de atributos para atendimento de requisitos sistêmicos. Esse tem sido o caso em sistemas que o adotaram, que costumam incluir nos leilões geração nova e existente, armazenamento, resposta da demanda e interconexões.
- *Transparência*: A transparência na metodologia para definir o montante contratado nos leilões é uma característica do mecanismo
- Avaliação dos parâmetros estruturais
 - *Necessidade de alterações legais e regulatórias*: Para implementação do mecanismo será necessário realizar as alterações legais de

flexibilização de decisões regulatórias propostas pelos PL resultantes da CP33. Dessa forma, basta aproveitar o movimento de alteração legal necessário para a separação da contratação do lastro e proposto para a formação de preços, para haver a possibilidade de implementação do mecanismo de leilão como alternativa para adequação do suprimento.

- *Complexidade da transição*: A transição entre os desenhos de mercado exigirá solução específica para os contratos legados, conforme já proposto na CP33 com a alternativa de conta centralizadora. A implementação de um mecanismo ou outro apenas irá alterar o dimensionamento da expectativa de receitas de cada possibilidade de fluxo monetário para definição do montante residual a ser pago como encargo.
- *Risco de judicialização*: O risco de judicialização do mecanismo deve ser evitado no momento da definição das regras, observando o que já fora relatado na avaliação do parâmetro transparência. Caso as regras sejam claras e isonômicas, o risco de judicialização reside no questionamento da aferição e aplicação de penalidades. Porém, considerando a separação da contratação do lastro, entende-se que esse risco não irá impactar a liquidez do mercado de energia, como observado em ocorrências recentes.
- *Compatibilidade com a modernização do setor*: Entende-se que ao atender os parâmetros estruturais determinados, consonantes com os objetivos da modernização do setor, o mecanismo é compatível com a evolução do sistema.
- *Robustez diante da necessidade de novos produtos*: Esse mecanismo se presta à contratação de novos produtos, bastando apenas adequar a metodologia para valoração de novos atributos e o desenho da contratação.

5.2.3 Obrigação de Capacidade

O mecanismo de Obrigações de Capacidade, seja ex ante ou ex post, é um mecanismo abrangente, que atinge o mercado como um todo, e baseado em volume,

com competição para precificação do lastro, assim como os Leilões de Capacidade e as Opções de Confiabilidade. Nesse sentido, ele pode fazer parte de uma solução de longo prazo, que incentive a expansão, como no caso brasileiro.

Sua principal diferença em relação aos outros tipos citados é a descentralização da contratação do lastro, que é alocada às distribuidoras e comercializadoras. Originalmente, isso daria maior protagonismo a esses agentes no processo de contratação. No entanto, muitos sistemas acabam adotando procedimentos centralizados para contratação de ao menos parte dessas obrigações, como na França e no próprio modelo atual brasileiro, que centraliza a contratação do mercado regulado. Essa adaptação muitas vezes visa a melhorar condições de financiamento para a expansão e aproxima o mecanismo das soluções centralizadas.

Conforme exposto no item 5, “Diagnóstico”, ainda que seja possível uma adaptação do modelo atual com a adição de obrigações de capacidade, entende-se que isso não endereçaria as limitações relacionadas à contratação conjunta de lastro e produção de energia. Portanto, a proposta para aplicação desse mecanismo incluiria a separação da contratação do lastro e a utilização de obrigações para a sua contratação.

- Avaliação dos parâmetros estruturais
 - *Efetividade para garantia da adequabilidade do sistema:* esse mecanismo pode ser usado para a contratação de lastro de diferentes tipos, de forma descentralizada. Como em outros mecanismos, há necessidade de um bom desenho e determinação de parâmetros e penalidades apropriados, mas não há elementos na estrutura do mecanismo que comprometam sua eficácia.
 - *Financiabilidade:* As obrigações incentivam o investimento ao tornar mandatória a compra de certificados pelas distribuidoras e comercializadoras. O fato da contratação de obrigações ser descentralizada pode oferecer condições menos favoráveis de financiamento, comparada à contratação centralizada, porque os agentes possuem graus de inadimplência e credibilidade possivelmente piores do que um ente central. Com o objetivo de oferecer uma transição suave rumo a esse modelo, seria possível adotar leilões centralizados

para a compra de ao menos parte das obrigações, aproximando-o daquele dos leilões de capacidade do item anterior. Essa medida reduziria sobremaneira os riscos da ocorrência de um desequilíbrio no financiamento da expansão, que é exatamente um dos problemas que se pretende solucionar no Brasil atual.

- *Eficiência econômica*: Entende-se que o mecanismo de obrigações não interfere na correta alocação de recursos do sistema, visto que não interfere na expectativa de funcionamento do mercado de curto prazo. Essa alternativa apenas garante uma nova fonte de receita aos geradores, com a venda do lastro. Em relação aos impactos à elasticidade da demanda, as opções podem corrigir a perda de sinalização de escassez do mercado de curto prazo causada por qualquer regulação de preço teto em mercados de energia. Para tal, basta que o desenho do produto permita a contratação de resposta da demanda. Dessa forma, entende-se que o mecanismo possui eficiência econômica.
- *Justa alocação de custos da adequabilidade entre os agentes*: A alocação justa de custos entre os agentes depende do desenho do mecanismo e da alocação justa das obrigações. É possível que alguns agentes possam contratar as obrigações de forma mais eficiente que outros, quando eles possuem responsabilidade sobre a gestão de seu portfólio. Mas a regulação deve evitar que os consumidores arquem com os custos da contratação ineficiente de uma distribuidora.
- *Neutralidade tecnológica*: Esse mecanismo se presta à contratação neutra em relação à tecnologia por ser um mecanismo baseado na valoração de atributos para atendimento de requisitos sistêmicos, desde que o produto seja desenhado de forma a garantir a neutralidade tecnológica. Por ser um mecanismo descentralizado, o regulador tem menor possibilidade de direcionar a contratação e deve utilizar outros métodos para aplicar escolhas de política energética, como obrigações paralelas de energia renovável ou precificação de emissões.
- *Transparência*: A transparência deve ser observada principalmente na formulação do produto e do nível de contratação, nas regras de aferição

e de penalidades. Tais parâmetros, como em qualquer solução, devem ser elaborados com ampla discussão com os agentes de mercado e sociedade, sem privilégio aos interesses de agentes específicos.

- Avaliação dos parâmetros importantes
 - *Necessidade de alterações legais e regulatórias*: Para implementação do mecanismo será necessário realizar as alterações legais de flexibilização de decisões regulatórias propostas pelos PL resultantes da CP33. Dessa forma, basta aproveitar o movimento de alteração legal necessário para a separação da contratação do lastro e proposto para a formação de preços, para haver a possibilidade de implementação das obrigações de contratação de lastro como alternativa para adequação do suprimento.
 - *Complexidade da transição*: A maior mudança se deve à separação da contratação do lastro, além do desenho dos novos produtos de obrigações de lastro, mas o setor já está familiarizado com o conceito de obrigações de contratação. Assim como nos outros casos, a transição entre os desenhos de mercado exigirá solução específica para os contratos legados, conforme já proposto na CP33 com a alternativa de conta centralizadora.
 - *Risco de judicialização*: O risco de judicialização do mecanismo deve ser evitado no momento da definição das regras, observando o que já fora relatado na avaliação do parâmetro transparência. Caso as regras sejam claras e isonômicas, o risco de judicialização reside no questionamento da aferição e aplicação de penalidades. Porém, considerando a separação da contratação do lastro, entende-se que esse risco não irá impactar a liquidez do mercado de energia, como observado em ocorrências recentes.
 - *Compatibilidade com a modernização do setor*: Entende-se que ao atender os parâmetros estruturais determinados, consonantes com os objetivos da modernização do setor, o mecanismo é compatível com a evolução do sistema.

- *Robustez diante da necessidade de novos produtos*: Esse mecanismo se presta à contratação de novos produtos, bastando apenas adequar a metodologia para valoração de novos atributos e o desenho da contratação.

5.2.4 Opção de confiabilidade

Conforme descrito na seção 5, os provedores de opções de confiabilidade tornam-se responsáveis pela exposição ao preço *spot* a partir de um preço alvo ou teto. Dessa forma, o gerador pode gerar quando essa situação ocorrer e neutralizar a exposição ou então pagar a exposição (possivelmente associada a uma penalidade) resultante acima do preço alvo em relação ao montante da opção comercializada. Como no Brasil, atualmente, o despacho é definido por custos, de forma centralizada, a aplicação desse tipo de mecanismo é limitada, se não invalidada, visto que o gerador não tem muita margem de ação diante da ocorrência. Porém, caso o Brasil opte por alterar seu modelo de despacho e formação de preços para um de oferta ou *loose pool*, essa alternativa torna-se atraente. Visto que, além de ter função de controle de danos resultantes do mercado de curto prazo, busca alinhar com os agentes a aversão ao risco, esperada pelo ente central, de exposição da opção na gestão da produção de energia dos empreendimentos, por meio de gestão de combustível ou reservatórios. Porém, a definição do preço alvo e das penalidades associadas costumam ser pontos críticos para o correto funcionamento do mecanismo.

- Avaliação dos parâmetros estruturais
 - *Efetividade para garantia da adequabilidade do sistema*: A utilização de um mecanismo de opções de lastro se apresenta como efetiva para garantia da adequabilidade do sistema. Inclusive, possui exemplo de aplicação em um país com forte predominância hidrelétrica dependente do regime de chuvas, a Colômbia, e exemplo de aplicação em um sistema com forte penetração de renováveis variáveis, a Irlanda. Dessa forma, em um cenário possível de *loose pool* e com a correta definição de preço-alvo e penalidades pelo regulador, entende-se em um primeiro

momento que o mecanismo de opções seria efetivo para garantia da adequabilidade do sistema brasileiro.

- *Financiabilidade:* As opções podem ser contratadas por leilões centralizados conforme necessidade sistêmica identificada pelo planejamento e aversão ao risco esperada pela sociedade. Os vencedores desses certames recebem uma parcela fixa oriunda de encargo proporcional ao consumo cobrado de todos os agentes do mercado. No momento de exercício da opção, caso o agente despache, ele está neutro em relação a cobertura da exposição excedente e livre das penalidades. Caso ele não despache, deve atender sua exposição conforme montante de opção contratado e pagar as devidas penalidades de aferição de lastro físico. Além dessa receita, ele possui toda a possível renda oriunda do despacho no mercado de curto prazo e contratos de cobertura financeira com outros agentes, além da prestação de serviços ancilares e prováveis mercados de internalização de externalidades ambientais. Caso essas possibilidades de receitas possuam mercados críveis e líquidos, o que deve ser buscado em qualquer mercado de energia, a financiabilidade não é uma condicionante observada.
- *Eficiência econômica:* Entende-se que o mecanismo de opções não interfere na correta alocação de recursos do sistema, visto que não interfere na expectativa de funcionamento do mercado de curto prazo. Essa alternativa apenas garante uma nova fonte de receita aos geradores que seriam capazes de ofertar em momento de escassez para evitar que as falhas de mercado afastem esse tipo de recurso. Em relação aos impactos à elasticidade da demanda, as opções podem corrigir a perda de sinalização de escassez do mercado de curto prazo causada por qualquer regulação de preço teto. Para tal, basta permitir que agentes com perfil consumo participem do certame de oferta de opções. Nesse caso seria um modelo de resposta da demanda com pagamento de receita fixa (lastro) aos agentes capazes de reduzir carga em momentos de pico de energia. Finalmente, a simples implementação das opções junto com um preço alvo e o incentivo a elasticidade do

mercado, reduzem consideravelmente as oportunidades de exercício de poder de mercado pelos agentes. Dessa forma, entende-se que o mecanismo de opções possui eficiência econômica.

- *Justa alocação de custos da adequabilidade entre os agentes:* A alocação dos custos da remuneração fixa das opções proporcional ao consumo entre todos os agentes do sistema na forma de encargo é justa do ponto de vista alocativo. Dessa forma, julga-se que o mecanismo de opções oferece a justa alocação de custos.
- *Neutralidade tecnológica:* A neutralidade tecnológica do mecanismo de opções deve ser observada na metodologia para definição dos montantes de contribuição individual de cada agente ofertante, caso essa definição seja centralizada. Caso essa definição seja descentralizada, sob responsabilidade dos próprios agentes, é importante que o mecanismo esteja bem estabelecido, com definição de penalidades fortes em caso de indisponibilidade no momento de aferição. Porém, em qualquer uma das alternativas de definição do montante de oferta de lastro individual, é importante que todas as soluções tecnológicas sejam aptas a participar, sejam elas de perfil geração ou perfil consumo. O mecanismo de opções pode ser implementado com critérios isonômicos de avaliação de soluções tecnológicas.
- *Transparência:* A transparência do mecanismo de opções deve ser observada principalmente na formulação das regras do certame de contratação do lastro, nas regras de exercício das opções e nas regras de penalidades. Tais parâmetros, como em qualquer solução, devem ser elaborados com ampla discussão com os agentes de mercado e sociedade, sem privilégio aos interesses de agentes específicos.
- Avaliação dos parâmetros importantes
 - *Necessidade de alterações legais e regulatórias:* Para implementação do mecanismo de opções será necessário realizar as alterações legais de flexibilização de decisões regulatórias propostas pelos PL resultantes da CP33. Dessa forma, basta aproveitar o movimento de

alteração legal necessário para a separação da contratação do lastro e proposto para a formação de preços, para haver a possibilidade de implementação do mecanismo de opções como alternativa para adequação do suprimento.

- *Complexidade da transição*: A transição entre os desenhos de mercado exigirá solução específica para os contratos legados, conforme já proposto na CP33 com a alternativa de conta centralizadora. A implementação de um mecanismo ou outro apenas irá alterar o dimensionamento da expectativa de receitas de cada possibilidade de fluxo monetário para definição do montante residual a ser pago como encargo.
- *Risco de judicialização*: O risco de judicialização do mecanismo de opções deve ser evitado no momento da definição das regras, observando o que já fora relatado na avaliação do parâmetro transparência. Caso as regras sejam claras e isonômicas, o risco de judicialização reside no questionamento da aferição e aplicação de penalidades. Porém, considerando a separação da contratação do lastro, entende-se que esse risco não irá impactar a liquidez do mercado de curto prazo, como observado em ocorrências recentes.
- *Compatibilidade com a modernização do setor*: Entende-se que ao atender os parâmetros estruturais determinados, consonantes com os objetivos da modernização do setor, o mecanismo de opções é compatível com a evolução do sistema.
- *Robustez diante da necessidade de novos produtos*: Entende-se que a necessidade de novos produtos estará exposta na base da definição da necessidade sistêmica de lastro e na definição do preço alvo através dos critérios de suprimento. Os montantes ofertados de opções serão dimensionados com forte influência do critério dominante para as necessidades sistêmicas. Além disso, as opções possuem pouco interferência nos mercados que irão compor o setor, como serviços ancilares e *cap and trade*, caso exista.

5.2.5 Pagamento por capacidade

O mecanismo de pagamento por capacidade entrega uma remuneração fixa oriunda de uma receita total determinada centralizadamente para agentes que comprovam montante de capacidade assegurada ao sistema. Seria um pagamento fixo de disponibilidade. Todos os agentes do mercado que possuem capacidade recebem o pagamento. Esse modelo apresenta importante dificuldade em relação a forma de aferição, visto que não está associado a um gatilho específico sinalizado pelo mercado. No caso do Brasil, esse modelo poderia ser implementado em um cenário de separação da contratação do lastro, onde a precificação de lastro não sofreria contaminação do preço da energia, porém iria ser de complexa aferição, visto que os períodos críticos de restrição costumam ser mais longos em relação aos países onde tal mecanismo foi implementado. Esse fato pode levar ao sobrecusto da adequabilidade do setor, possibilitando desequilíbrios no mercado de curto prazo.

- Avaliação dos parâmetros estruturais
 - *Efetividade para garantia da adequabilidade do sistema*: Caso seja bem implementado, o mecanismo de pagamento por capacidade pode ser efetivo para garantia da adequabilidade do sistema. Por ser um simples pagamento auxiliar aos agentes provedores de lastro, pode atrair tecnologias capazes de atender as necessidades do sistema.
 - *Financiabilidade*: O pagamento por capacidade pode trazer uma nova receita para os agentes dependentes exclusivamente do mercado de curto prazo. Porém, caso seja mal dimensionado, por não ter gatilhos claros com o mercado de curto prazo como no caso das opções, pode oferecer sobrerenda aos geradores que seja suficiente para incentivar o exercício de poder de mercado nas outras fontes de receita. Esse desequilíbrio pode prejudicar as sinalizações do mercado e afastar outros agentes necessários para o sistema. Dessa forma, caso não seja cuidadosamente detalhada a forma de aferição e aplicação de penalidades aos agentes, esse sistema pode prejudicar a financiabilidade do sistema.
 - *Eficiência econômica*: Esse mecanismo pode interferir na correta alocação de recursos do sistema caso o mesmo cause sobrerenda dos agentes que recebem o pagamento. Possui maior potencial para

aumentar as falhas de mercado, visto que não possui correlação clara com a sinalização de preços do mercado de curto prazo. Além disso, caso ocorra a sobrerenda, pode ocorrer o exercício de mercado por agentes, o que prejudicaria a sinalização para a elasticidade da demanda conforme a real sinalização das necessidades de recursos da operação. Porém, tal mecanismo pode remunerar montantes de agentes com perfil consumo, o que é interessante para o incentivo da resposta da demanda. Portanto, entende-se que esse mecanismo apresenta maiores riscos de apresentar-se como ineficiente economicamente.

- *Justa alocação de custos da adequabilidade entre os agentes:* A alocação dos custos da remuneração fixa do pagamento por capacidade seria proporcional ao consumo entre todos os agentes do sistema na forma de encargo, o que torna justo o mecanismo do ponto de vista alocativo. Dessa forma, julga-se que o mecanismo de pagamento por capacidade oferece a justa alocação de custos.
- *Neutralidade tecnológica:* Assim como para os outros mecanismos, a neutralidade tecnológica do mecanismo de pagamento por capacidade deve ser observada na metodologia para definição dos montantes de contribuição individual de cada agente apto a receber o pagamento, caso essa definição seja centralizada. É importante que todas as soluções tecnológicas sejam aptas a participar, sejam elas de perfil geração ou perfil consumo. O mecanismo de pagamento por capacidade pode ser implementado com critérios isonômicos de avaliação de soluções tecnológicas.
- *Transparência:* O mecanismo de pagamento por capacidade deve ser transparente no momento da formulação das regras de definição da receita total a ser repartida entre os agentes aptos, nas regras de aferição e nas regras de penalidades. Tais parâmetros, como em qualquer solução, devem ser elaborados com ampla discussão com os agentes de mercado e sociedade, sem privilégio aos interesses de agentes específicos. Porém, ressalta-se a dificuldade para prover

transparência na metodologia de aferição e aplicação de penalidades desse mecanismo.

- Avaliação dos parâmetros importantes

- *Necessidade de alterações legais e regulatórias:* Para implementação do mecanismo de pagamento por capacidade será necessário realizar as alterações legais de flexibilização de decisões regulatórias propostas pelos PL resultantes da CP33. Caso tal formato seja implementado sem a separação, o preço do lastro de capacidade seria de difícil precificação. Dessa forma, basta aproveitar o movimento de alteração legal necessário para a separação da contratação do lastro e proposto para a formação de preços, para haver a possibilidade de implementação do mecanismo de pagamento por capacidade como alternativa para adequação do suprimento.
- *Complexidade da transição:* A transição entre os desenhos de mercado exigirá solução específica para os contratos legados, conforme já proposto na CP33 com a alternativa de conta centralizadora. A implementação de um mecanismo ou outro apenas irá alterar o dimensionamento da expectativa de receitas de cada possibilidade de fluxo monetário para definição do montante residual a ser pago como encargo.
- *Risco de judicialização:* O risco de judicialização do mecanismo de pagamento por capacidade deve ser evitado no momento da definição das regras, observando o que já fora relatado na avaliação do parâmetro transparência. Conforme toda a dificuldade relatada nos parâmetros anterior, existe maior complexidade para que as regras sejam claras e isonômicas e o risco de judicialização que reside no questionamento da aferição e aplicação de penalidades é maior do que em relação às outras alternativas.
- *Compatibilidade com a modernização do setor:* Entende-se que o mecanismo de pagamento por capacidade encontra maior dificuldade para ser compatível com a evolução esperado do sistema, visto a dificuldade para atender alguns dos parâmetros estruturais avaliados.

- *Robustez diante da necessidade de novos produtos:* A necessidade de novos produtos estará exposta na base da definição da necessidade sistêmica de lastro através dos critérios de suprimento. Os montantes ofertados para recebimento de pagamento por capacidade serão dimensionados com forte influência do critério dominante para as necessidades sistêmicas.

5.3 Conclusões da avaliação preliminar dos mecanismos

Após avaliar cada mecanismo em relação aos parâmetros, este item compara os diferentes mecanismos de adequação em relação aos parâmetros estruturais e importantes, resumidos na Tabela 1 abaixo. Conforme citado anteriormente, os mecanismos são avaliados tendo como premissa a separação da contratação do lastro, indicada no item 3.4.1, como instrumentos para a sua contratação.

Em resumo, observa-se que mecanismos direcionados, a exemplo da reserva estratégica, além de não possuírem neutralidade tecnológica, não se adequam ao diagnóstico atual do setor elétrico brasileiro por serem soluções de curto prazo para restrições físicas e tampouco se mostram eficazes para solucionar restrições de energia, apenas restrições de capacidade, de curta duração. Como não faz parte do seu objetivo, eles não oferecem incentivo ou condições de financiamento para investimentos no setor como um todo ou para garantir a expansão do sistema. Os pagamentos de capacidade, em sua versão original adotada na Espanha, também são direcionados e baseados na determinação administrativa de preço, enquanto a quantidade seria determinada pelo mercado. Nesse país, o resultado foi de sobrecontratação, especialmente de geração térmica, e sobrecusto para os consumidores. Tampouco se mostram adequados ao caso brasileiro. Já na versão adotada na Irlanda, o mecanismo foi desenhado de forma abrangente e mais sofisticada, o que o aproxima dos mecanismos abrangentes, discutidos a seguir.

Os demais mecanismos analisados – Leilões de Capacidade, Obrigações de Capacidade e Opções de Confiabilidade - são mecanismos abrangentes, baseados em volume, e se mostram mais adequados ao diagnóstico brasileiro. Segundo IEA (2016), um mecanismo de capacidade bem desenhado possui três elementos: um montante pré-determinado de demanda, baseado na avaliação do

operador/planejador em relação ao requisito de adequação do suprimento; um mecanismo para descoberta do preço, preferivelmente em forma de leilão; e um produto de lastro bem definido, que leva em conta a contribuição dos recursos para suprir requisitos de adequação, mas é, ao máximo possível, tecnologicamente neutro.

Esses três tipos de mecanismos são compatíveis com os três elementos citados. As obrigações de capacidade se diferenciam pelo segundo elemento, porque têm a contratação descentralizada, mas muitas vezes adotam leilões para contratar ao menos parte dessa obrigação. Se a contratação for estritamente descentralizada, isso pode prejudicar a liquidez e a solvência dos contratos de produção de energia ou cobertura de consumo, prejudicando o financiamento, especialmente em um primeiro momento, o que nos levaria a uma preferência por mecanismos de contratação centralizada.

Em relação aos outros dois, Leilões de Capacidade e Opções de Confiabilidade, o que os diferencia é apenas o detalhamento no desenho do produto, que pode ser físico no caso do leilão ou financeiro no caso da opção, mas na prática ambos funcionam como uma espécie de opção, pagando uma receita fixa aos ativos de forma a ter a opção de despachá-lo quando se atingir determinado critério pré-estabelecido. Uma característica que diferencia as opções é que seu critério para o despacho está atrelado ao preço do mercado de curto prazo, o que amplia a necessidade de maior gestão da operação dos ativos e de preços críveis, e possivelmente não é compatível com o despacho por custo.

Em relação aos parâmetros relacionados à transição, como necessidade de alterações legais e regulatórias, complexidade da transição, risco de judicialização, compatibilidade com a modernização do setor e robustez diante da necessidade de novos produtos, eles possuem características muito similares, tratados nos itens correspondentes acima. Para implementação de ambos será necessário realizar as alterações legais de flexibilização de decisões regulatórias propostas pelos PL resultantes da CP33, incluindo a alteração legal necessária para a separação da contratação do lastro e a possibilidade de implementação desses mecanismos de contratação como alternativa para adequação do suprimento.

Em conclusão, após a avaliação preliminar de diferentes tipos de mecanismos de adequação do suprimento, entende-se que mecanismos abrangentes, baseados em volume, e possivelmente de contratação centralizada, se mostram mais adequados ao presente diagnóstico, a exemplo dos leilões de capacidade e das opções de confiabilidade. No entanto, o atendimento aos parâmetros elencados, como efetividade e eficiência, depende diretamente do desenho do mecanismo em si, incluindo: a metodologia para definição do montante total de demanda e da contribuição de cada ofertante, o produto a ser contratado, o desenho do leilão de contratação, os critérios de desempenho e as penalidades. O detalhamento desses pontos será objeto do plano de trabalho, conforme recomenda o item 6.2.2.

Tabela 1 – Resumo da avaliação dos mecanismos perante os parâmetros estruturais

Mecanismo	Parâmetros estruturais					
	Adequabilidade	Financiabilidade	Eficiência econômica	Justa alocação de custos	Neutralidade tecnológica	Transparência
Reserva estratégica	- Adequado apenas a restrições de curtíssima duração (capacidade).	- Mecanismo direcionado; .	- Reduz a eficiência do despacho; - Pode incluir resposta da demanda	- Pode ser alocado via encargo proporcional ao consumo.	- Normalemnte direcionado para tecnologias específicas.	- Dificuldade para justificativa das escolhas das tecnologias aptas.
Leilão de capacidade	- Pode ser aplicado para diferentes restrições e requisitos.	- Contratação centralizada pode favorecer financiabilidade	- Perigo de sobrerenda distorcer MCP (cuidado nos parâmetros de preço do leilão); - Pode incluir resposta da demanda	- Pode ser alocado via encargo proporcional ao consumo.	- Compatível com contratação neutra se focar na necessidade do atributo	- Metodologia transparente para denição de montantes faz parte do mecanismo.
Obrigação de capacidade	- Pode ser aplicado para diferentes restrições e requisitos.	- A descentralização das obrigações pode prejudicar a liquidez e solvência.	- A princípio não possui restrições em termos de eficiência econômica	- A depender da eficiência do mercado, alguns podem pagar mais pelo mesmo atributo	- Compatível com contratação neutra se focar na necessidade do atributo	- Por ser descentralizado, aferição e as penalidades devem ser transparentes
Opções de confiabilidade	- Aplicado a sistemas com diferentes tipos de restrição.	- Contratação centralizada pode favorecer financiabilidade	- Não afeta a eficiência do despacho; - Pode incluir resposta da demanda - Preço alvo e resp. demanda reduzem poder de mercado.	- Pode ser alocado via encargo proporcional ao consumo.	- Compatível com contratação neutra se focar na necessidade do atributo	- Metodologia transparente para denição de montantes faz parte do mecanismo. - Acionamento transparente pelo mercado.
Pagamento por capacidade	- Pode ser aplicado para diferentes restrições e requisitos.	- - Mecanismo direcionado; .	- O preço definido administrativamente pode causar sobrerenda.	- Pode ser alocado via encargo proporcional ao consumo	- Compatível com contratação neutra se focar na necessidade do atributo	- Dificuldade para justificativa das escolhas das tecnologias aptas.

5.4 Resultados da avaliação preliminar das propostas nacionais

Optou-se por avaliar as propostas nacionais separadamente pelo fato delas possuírem diferentes níveis de detalhamento em relação aos mecanismos de adequação. Por exemplo, enquanto a proposta da nota técnica de processamento da CP33 elaborada pela EPE preocupa-se mais com o encadeamento dos aprimoramentos necessários e apenas indica algumas alternativas preferenciais que devem ser melhor estudadas e quantificadas antes da implementação, as outras propostas buscam opinar sobre detalhes como a forma de precificação dos preços de referência da contratação, modalidades, alterações legais e infralegais.

5.4.1 Proposta da nota técnica de processamento de contribuições da CP33 elaborada pela EPE

A proposta base da nota técnica de processamento de contribuições da CP33 elaborada pela EPE em relação ao mecanismo para adequação do suprimento é mais geral do que os mecanismos até aqui estudados. Além disso, dentro da proposta são detalhadas alternativas para diversos problemas atuais, que podem ser aplicadas em diferentes momentos da implementação. Essa característica é de extrema importância e evita que ocorra uma transição brusca no modelo desenhado para garantia do suprimento.

A proposta apresenta alternativas para a valoração de todas as possíveis necessidades do sistema na contratação dos agentes. Mesmo que em um primeiro momento, para a transição, tal valoração possa ser realizada de forma indireta, com a aplicação de *scoring bids* ou preço corrigido (uma espécie de ICB que valora outros atributos além da produção, como capacidade e flexibilidade) e não por mercados dedicados, a preocupação com todos os requisitos necessários para a adequabilidade está presente na proposta, o que confere efetividade para a garantia da adequabilidade do sistema.

Além disso, a nota técnica apresenta grande preocupação com a manutenção da financiabilidade da expansão. Nesse sentido, apresenta uma possibilidade de leilão concomitante de lastro e produção de energia, com a manutenção, em um primeiro momento, da obrigação de cobertura contratual total relacionado ao consumo dos

agentes. Dessa forma, com todos os agentes participando da contratação de lastro, entende-se que a financiabilidade estaria preservada na transição resultante da separação da contratação do lastro. No longo prazo, a proposta indica a importância da redução da obrigação de cobertura contratual de energia, o que incentivaria a manifestação de preferências dos agentes em relação à sinalização de preços do mercado de curto prazo. Tal evolução é importante para aumento da elasticidade da demanda no mercado. Além disso, a proposta é compatível com as outras fontes de receita dos geradores, como o mercado de curto prazo, um possível mercado de serviços ancilares e até mesmo um mecanismo de precificação de externalidades ambientais. Portanto, entende-se que a financiabilidade é um parâmetro preservado na proposta.

Com a separação da contratação do lastro e a correta valoração dos atributos, desvios do modelo atual que prejudicam a correta alocação de recursos do sistema serão evitados. A manutenção da obrigação de cobertura contratual total de energia em um primeiro momento, visando a garantir a financiabilidade e evitar sobrerenda dos agentes devido aos riscos independentes de contratação dos mercados de lastro e energia, prejudica a elasticidade da demanda. A penalidade de cobertura contratual faz com que boa parte dos agentes contratem seus montantes de consumo com antecedência e tal proteção impede que se observe resposta da demanda em relação aos preços do atacado. Porém com a diminuição futura da necessidade cobertura contratual, a exposição ao mercado de curto passa a ser mais eficiente. Por fim, a contratação concomitante previne o exercício de poder de mercado dos agentes ofertantes. Obviamente que maiores detalhes em relação ao desenho do certame são necessários para tal prevenção. Dessa forma, entende-se que a proposta apresenta eficiência econômica.

A alocação dos custos da adequabilidade do sistema está presente na proposta, visto que uma das principais características seria o rateio dos custos de lastro via encargo, cobrado proporcionalmente ao consumo dos agentes. Nesse caso, para todas as propostas tratadas nesse relatório, é importante ressaltar que devem ser estudados os casos de agentes que se beneficiem de geração distribuída e autoprodução. Apesar de serem capazes de neutralizar boa parte da energia consumida, os mesmos

também se beneficiam da manutenção dos atributos do sistema e devem também serem cobrados de alguma forma em tal metodologia de rateio.

Caso a metodologia a ser detalhada futuramente foque nos atributos necessários ao Sistema e não nas tecnologias que podem participar da competição, a valoração pode possuir neutralidade tecnológica. Porém, a proposta não trata da possibilidade de agentes com perfil consumo, que possam prestar resposta da demanda, compitam pelo lastro. Dessa forma, é importante que esse tema seja explorado futuramente.

De qualquer forma, a proposta deve ser destacada pelo desenho de transição mais suave no momento da separação da contratação do lastro. O leilão concomitante de lastro e energia com a manutenção da obrigação de cobertura contratual de toda a energia consumida possui duas grandes vantagens: reduz a incerteza regulatória e de receitas do mercado e garante a financiabilidade da transição. Portanto, em um segundo momento, seria possível diminuir a obrigação de cobertura contratual de todos os agentes e contratar apenas o lastro centralizadamente.

Entende-se que a proposta da CP33 realmente possui bases sólidas para prosseguimento no congresso, com possibilidade de pequenos ajustes de texto para garantia de neutralidade e abrangência. Além disso, é importante que os estudos quantitativos e aprofundados a respeito dos detalhes sobre o mecanismo de adequação a ser especificado para a contratação separada do lastro sejam iniciados com brevidade, para que a aplicação e os aprimoramentos posteriores do mercado como um todo não sejam postergados.

5.4.2 Proposta da tese de doutorado de Alexandre Viana

A proposta da tese de Alexandre Viana apresenta fundamentos similares com a CP33. Ela inclui a separação da contratação do lastro em um mecanismo centralizado de leilão. Nesse sentido, ela endereça os principais objetivos do presente diagnóstico.

A proposta contém também outros componentes do desenho de mercado como: despacho por oferta de preço, contratação competitiva de reservas, certificados de energia limpa, separação entre fio e comercialização nas distribuidoras, redução do prazo de contabilização e liquidação e liberalização da contratação de energia.

O tratamento do desenho de mercado como um todo é uma contribuição positiva dessa proposta.

A proposta inclui a sugestão do leilão de contratação do lastro do tipo multicritérios e prevê a possibilidade de competição entre tecnologias no longo prazo, após uma avaliação, com contratação segregada por tecnologias em um primeiro momento. Em relação a essas propostas mais específicas de detalhamento do produto, do desenho do leilão, entre outros, entende-se que elas deverão ser aprofundadas após a definição do mecanismo de adequação do suprimento e, portanto, serão objeto do plano de trabalho, quando a proposta poderá ser revisitada.

5.4.3 Proposta apresentada pela APINE

A proposta da APINE, assim como a anterior, apresenta fundamentos similares com a CP33. Parte de um cenário com a separação da contratação do lastro e busca trazer detalhes sobre características da contratação, organização da conta lastro e modalidades de contratação de energia.

Entende-se que tal detalhamento deve ser melhor estudado quando da definição infralegal do mecanismo de adequação do suprimento, mas já nesse ponto é importante ressaltar algumas fragilidades do desenho proposto.

Primeiramente, o desenho continua a tratar a contratação por fonte, por tecnologia, sendo que o ideal seria adotar a neutralidade tecnológica para definição dos critérios de atendimento e penalidades de cada produto.

Além disso, o desenho encaminha as modalidades contratuais preferencias por tipo de empreendimento. Nesse caso, é importante frisar que a alocação de riscos de geração no mercado de curto prazo deve ser alocada ao agente que for mais capaz de gerenciar. Tecnicamente, esse agente é o da geração, porém por meio de construção de portfólio, pode existir margem para negociação da melhor alocação entre as partes.

Portanto, entende-se que tal proposta deve ter seus elementos estudados durante o detalhamento do mecanismo de adequação a ser definido para o sistema, sem deixar de considerar o parâmetro de neutralidade do mecanismo e a possibilidade de

agentes de consumo também serem capazes de ofertar alguns produtos ao sistema através de iniciativas de resposta da demanda.

5.4.4 Proposta base do relatório da consultoria RegE

A proposta base da consultoria RegE se diferencia das demais propostas nacionais principalmente porque não inclui a separação da contratação do lastro e tem sua implementação baseada num mecanismo já existente, os Leilões de Reserva. Comparada aos mecanismos internacionais, ela é uma proposta de mecanismo direcionado, já que se atém aos projetos contratados através do leilão de reserva e não dá incentivos aos demais projetos. Ela tem como vantagem a baixa necessidade de alteração regulatória e por consequência a simplicidade da transição.

Em relação à efetividade para garantia da adequabilidade do sistema, a princípio, a proposta possivelmente seria eficaz em contratar capacidade adicional ao sistema através de leilões de reserva.

No quesito financiabilidade, a proposta oferece boas condições de financiamento aos projetos novos contratados através dos leilões de reserva, ao garantir contratos de longo prazo com a CCEE, custeado pelos consumidores, para a totalidade dos custos dos projetos. Em relação ao restante dos projetos, contratados pelo ACR ou ACL, não há proposta de alteração em relação à situação atual. No entanto, ao não extrair os atributos de ativos existentes e contratar projetos adicionais para cada novo requisito do sistema, garantindo todo o custo do projeto – contratando lastro e energia conjuntamente quando apenas um tipo de lastro seria necessário, o mecanismo possivelmente levaria ao sobreinvestimento. Além disso, é possível que ao não endereçar as limitações do modelo atual de forma estrutural, a solução gere importantes efeitos colaterais na produção de outros agentes geradores. Caso ocorra deslocamento de produção, agentes podem ficar com exposição contratual e buscar a judicialização para reparação de danos. Deve-se estudar também, o impacto da sobreoferta de garantia física de energia para comercialização dos agentes, o que pode reduzir o valor da cobertura contratual de curto prazo e prejudicar a financiabilidade de agentes geradores que comercializem contratos curtos ou ex-post no ACL.

Em relação à alocação justa de custos da adequabilidade entre os agentes, como o mecanismo é contratado de forma centralizada, os custos podem ser alocados entre todos os consumidores. O fato da quantidade ser determinada de forma administrativa para contratação dos projetos faz com que seja necessária uma metodologia transparente e participativa para que não haja sobrecontratação ou outro fator que leve à transferência excessiva de recursos dos consumidores para geradores.

Em relação à neutralidade tecnológica, o mecanismo de leilão de reserva foi usado historicamente para apoiar tecnologias específicas e teria que haver um esforço para alterar essa concepção para contratar de forma neutra. Além disso, os produtos indicados deveriam ser desenhados de forma a serem tecnologicamente neutros. A proposta trata da resposta da demanda, a princípio, como um produto separado dos demais, e não como um dos ofertantes em um produto que admite diferentes tecnologias. Como mecanismo direcionado, ele está mais suscetível a pressões de grupos de interesse.

Conforme mencionado, a necessidade de alterações legais e regulatórias é baixa, assim como a complexidade da transição. O risco de judicialização é uma característica do modelo atual que não é amenizada no mecanismo proposto, visto a sugestão de possibilidade de inflexibilidade, exceto pela proposta de direcionar parte da energia dos projetos à liquidação no MRE, o que deve ser melhor detalhado, para observar se há diminuição de CVA para os agentes regulados.

Em relação à compatibilidade com a modernização do setor, entende-se que ela contribui para a contratação de novos requisitos do sistema e busca sugerir alguns aprimoramentos nos mecanismos atuais. Ela também busca incorporar novos recursos, como a resposta da demanda e busca mitigar o impacto do mecanismo no MRE. No entanto, ela não contribui para a crescente descentralização das decisões e da alocação de riscos aos agentes capazes de geri-los e por isso pode não ser compatível com a modernização do setor.

5.5 Conclusão da avaliação preliminar das propostas nacionais

As propostas nacionais avaliadas incluem a proposta da nota técnica de processamento de contribuições da CP33 elaborada pela EPE, a da tese de

doutorado de Alexandre Viana, a da APINE e da Consultoria RegE. A primeira traz um detalhamento da proposta contida na CP33, enquanto as duas seguintes convergem com a CP33 em seus principais aspectos relativos ao mecanismo de adequação do suprimento: a contratação separada e centralizada do lastro. A proposta da Apine adianta um detalhamento dessa contratação de lastro de modo a garantir a financiabilidade, enquanto a de Alexandre Viana também traz detalhamentos e inclui os demais componentes de um desenho de mercado completo. Entende-se que tanto o detalhamento quanto os demais componentes do desenho de mercado deverão ser aprofundados em um segundo momento, conforme o plano de trabalho proposto no item 8, após análise quantitativa das alternativas e participação dos agentes do setor.

A proposta da consultoria RegE também busca adequar o marco regulatório aos novos requisitos do sistema, mas se diferencia na implementação do mecanismo proposto. Dando ênfase à minimização da necessidade de alteração legal e regulatória e facilidade de transição, a proposta não inclui a separação da contratação do lastro e implementa um mecanismo de contratação de lastro através de leilões de reserva com diferentes produtos, além de outras recomendações de adequação do modelo atual. Entende-se que essa proposta traz contribuições interessantes para o setor e está adequada ao seus próprios objetivos e diagnóstico. No entanto, justamente por perseguir objetivos distintos, ela não oferece uma solução às questões identificadas do diagnóstico deste relatório.

A primeira proposta, referente à nota técnica (EPE, 2017), apresenta alternativas para a valoração de todas as possíveis necessidades do sistema na contratação dos agentes, o que confere efetividade para a garantia da adequabilidade do sistema. Além disso, a nota técnica apresenta grande preocupação com a manutenção da financiabilidade da expansão. Nesse sentido, apresenta uma possibilidade de leilão concomitante de lastro e energia, com a manutenção, em um primeiro momento, da obrigação de cobertura contratual total do consumo de energia. No longo prazo, a proposta indica a importância da redução da obrigação de cobertura contratual de energia, o que incentivaria a manifestação de preferências dos agentes em relação à sinalização de preços do mercado de curto prazo. Além disso, a proposta é compatível com as outras fontes de receita dos geradores, como o mercado de curto

prazo, um possível mercado de serviços ancilares e até mesmo um mecanismo de precificação de externalidades ambientais. Com a separação da contratação do lastro e a correta valoração dos atributos, limitações do modelo atual que prejudicam a correta alocação de recursos do sistema serão evitadas, o que confere eficiência econômica à proposta. Caso a metodologia a ser detalhada futuramente foque nos atributos necessários ao sistema e não nas tecnologias que podem participar da competição, a valoração pode possuir neutralidade tecnológica. Além disso, dentro da proposta são detalhadas alternativas para diversos problemas atuais, que devem ser aplicadas em diferentes momentos da implementação. Essa característica é de extrema importância e evita que ocorra uma transição brusca no modelo desenhado para garantia do suprimento. Entende-se que a proposta da CP33 realmente possui bases sólidas, com possibilidade de pequenos ajustes de texto para garantia de neutralidade e abrangência.

6 Conclusões finais e recomendações

Buscou-se nesse documento avaliar a separação da contratação do lastro e estudar preliminarmente alternativas para alteração do mecanismo atual de adequação do suprimento brasileiro. Apesar de algumas propostas e mecanismos já indicarem boa compatibilidade com a modernização regulatória desejada para o setor elétrico brasileiro, necessitando de estudo detalhado quantitativo e qualitativo de impactos para os agentes, entende-se que esse trabalho possui importante objetivo de nivelamento das bases para tal discussão, a conceituação do tema, diagnóstico geral e avaliação preliminar de ampla gama de alternativas utilizadas mundo afora. Com esse objetivo em mente, essa seção visa a consolidar as principais conclusões e recomendações identificadas pela equipe.

6.1 Principais conclusões do relatório

6.1.1 Mudança das necessidades da matriz

Historicamente, adotava-se como premissa que bastava garantir a expansão de energia que os outros atributos, como capacidade e flexibilidade, necessários ao adequado suprimento do sistema seriam fornecidos pelas hidrelétricas, principalmente as com grandes reservatórios. Essa premissa era consistente, dado a característica de dimensionamento das grandes hidrelétricas e sua dominância na matriz.

Dessa forma, o mecanismo atual de adequação de suprimento foi criado baseado apenas em obrigações de contratação de certificados de energia, os contratos de garantia física de energia, para cobrir a geração ou consumo médio dos agentes em uma base de 12 meses⁷.

Todavia, nas últimas décadas, a expansão hidrelétrica se fez majoritariamente com usinas a fio d'água e, desde o início desta década, empreendimentos de geração a partir de recursos renováveis estocásticos, como eólicos e fotovoltaicos, tornaram-se competitivos e passaram a ser responsáveis por grande parte da expansão do parque

⁷ Devido à quantidade de detalhes envolvidos, evita-se, nesse momento, detalhar a metodologia de aferição de lastro dos agentes. Porém, vale lembrar que para agentes hidrelétricos, a aferição depende do funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

gerador brasileiro. Contudo, esses empreendimentos se caracterizam por sua contribuição energética ao sistema e não por sua contribuição de capacidade.

Portanto, enquanto na expansão do sistema tendo como principal recurso as hidrelétricas com reservatórios de regularização, bastava haver preocupação em relação ao atributo produção e os atributos capacidade e flexibilidade, eram garantidos por consequência, a expansão tendo como principal recurso a renovável variável traz a necessidade de mecanismos para contratação que considerem também os demais atributos.

No desenho atual, como a única obrigação do mercado se refere ao atributo produção, os agentes enxergam apenas essa necessidade. Uma das únicas formas de garantir o equilíbrio de atributos do sistema é por meio da divisão da demanda entre as fontes nos leilões de energia do ACR, o que já é bem complicado, devido à alocação desses custos mais elevados apenas no mercado cativo.

6.1.2 Importância da separação lastro energia

A simples implementação de medidas auxiliares ao modelo atual, como a definição de obrigação de contratação de capacidade para os agentes de consumo ou até mesmo execução de um leilão de energia de reserva, sem demanda contratual associada, pode não ser eficiente para garantia da adequabilidade do sistema, além de provavelmente trazer novas distorções ao equilíbrio do mercado de curto prazo. A depender dos contratos já firmados, pode inclusive trazer sobrecontratação e sobrecusto aos agentes de consumo.

Além disso, o formato atual de contratação conjunta de lastro e cobertura financeira, com base na figura da garantia física de energia, apresenta falhas importantes de funcionamento conforme detalhado na seção 3.3.3. As funcionalidades conflitantes da garantia física de energia prejudicam sua finalidade primária de métrica da contribuição individual dos agentes à adequabilidade do sistema. Além disso, a decisão e gestão centralizada de quais empreendimentos contratar nos leilões de energia impossibilita a manifestação de preferências dos consumidores regulados quanto à mitigação dos riscos do mercado.

Finalmente, a precificação conjunta do lastro com a energia prejudica a precificação de novos produtos necessários para o sistema. É importante que a contratação

desses produtos seja feita de maneira separada, mesmo que inicialmente sejam contratados concomitantemente para garantir a financiabilidade e evitar o sobrecusto. Portanto, conclui-se que a separação da contratação do lastro é premissa importante para correção do mecanismo de adequação do suprimento do sistema brasileiro. Tal medida poderá corrigir importantes distorções do mercado brasileiro e abrir caminho para a escolha de um mecanismo de adequação mais adequado para atendimento as necessidades atuais do sistema e futuras diante da modernização do setor elétrico brasileiro.

Com essa premissa em mente, é condizente que, diante de um movimento favorável de transformação e modernização do setor elétrico brasileiro (conforme resultados das consultas públicas MME nº 32 e 33 e portaria MME nº 187/2019), seja estudada a reformulação do modelo atual de incentivo à expansão bem como a criação de novos produtos (produto lastro de capacidade, por exemplo), mesmo ciente de que, conforme mostrado pelas motivações clássicas no item 3.2.1, não se trata de um problema de simples solução.

Adicionalmente, cabe destacar que a seguir serão exploradas as principais possibilidades existentes de desenho de mecanismos de adequação de suprimento, inclusive com experiências em outros países, visando a observar soluções possíveis para os problemas existentes no contexto nacional.

6.1.3 Mecanismos e propostas mais adequados

Este item traz as principais conclusões do capítulo 5, apresentando em primeiro lugar os mecanismos presentes na experiência e literatura internacionais e em seguida as propostas nacionais. De acordo com a análise do capítulo 7, resgatada nos parágrafos seguintes, foi identificado um tipo de mecanismo e uma proposta nacional, que seriam combinados para formar a proposta preliminar deste relatório. Entende-se que a proposta nacional mais adequada que atende ao diagnóstico e aos parâmetros é a nota técnica EPE-PR-003/2017, que traz as contribuições da contratação separada e centralizada do lastro, além de provisões para a transição. Entre os mecanismos analisados, propõe-se a adoção de um mecanismo do tipo abrangente, baseado em volume, e possivelmente de contratação centralizada, como

são os leilões de capacidade e as opções de confiabilidade, cuja diferenciação se dá no detalhamento do produto a ser contratado.

Conforme citado anteriormente, os mecanismos foram avaliados tendo como premissa a separação da contratação do lastro, indicada no item 3.4.1, como instrumentos para a sua contratação. Em resumo, observa-se que mecanismos direcionados, a exemplo da reserva estratégica, além de não possuírem neutralidade tecnológica, não se adequam ao diagnóstico atual do setor elétrico brasileiro por serem soluções de curto prazo para restrições físicas e tampouco se mostram eficazes para solucionar restrições de energia, apenas restrições de capacidade, de curta duração. Como não faz parte do seu objetivo, eles não oferecem incentivo ou condições de financiamento para investimentos no setor como um todo ou para garantir a expansão do sistema.

Outros mecanismos analisados – Leilões de Capacidade, Obrigações de Capacidade e Opções de Confiabilidade - são mecanismos abrangentes, baseados em volume, e se mostram mais adequados ao diagnóstico brasileiro. Segundo IEA (2016), um mecanismo de capacidade bem desenhado possui três elementos: um montante pré-determinado de demanda, baseado na avaliação do operador/planejador em relação ao requisito de adequação do suprimento; um mecanismo para descoberta do preço, preferivelmente em forma de leilão; e um produto de lastro bem definido, que leva em conta a contribuição dos recursos para suprir requisitos de adequação, mas é, ao máximo possível, tecnologicamente neutro.

Esses três tipos de mecanismos são compatíveis com os três elementos citados. As obrigações de capacidade se diferenciam pelo segundo elemento, porque têm a contratação descentralizada, mas muitas vezes adotam leilões para contratar ao menos parte dessa obrigação. Se a contratação for estritamente descentralizada, isso pode prejudicar a liquidez e a solvência dos contratos, prejudicando o financiamento, especialmente em um primeiro momento, o que nos levaria a uma preferência por mecanismos de contratação centralizada.

Em relação aos outros dois, Leilões de Capacidade e Opções de Confiabilidade, o que os diferencia é apenas o detalhamento no desenho do produto, que pode ser físico no caso do leilão ou financeiro no caso da opção. Uma característica que

diferencia as opções é que seu critério para o despacho está atrelado ao preço do mercado de curto prazo, o que amplia a necessidade de maior gestão da operação dos ativos e de preços críveis, e possivelmente não é compatível com o despacho por custo. Em relação aos parâmetros relacionados à transição, eles possuem características muito similares. Para implementação de ambos será necessário realizar as alterações legais de flexibilização de decisões regulatórias propostas pelos PL resultantes da CP33, incluindo a alteração legal necessária para a separação da contratação do lastro e a possibilidade de implementação desses novos mecanismos de contratação como alternativa para adequação do suprimento.

Em conclusão, após a avaliação preliminar de diferentes tipos de mecanismos de adequação do suprimento, entende-se que mecanismos abrangentes, baseados em volume, e possivelmente de contratação centralizada, se mostram mais adequados ao presente diagnóstico, a exemplo dos leilões de capacidade e das opções de confiabilidade. No entanto, o atendimento aos parâmetros elencados, como efetividade e eficiência, depende diretamente do desenho do mecanismo em si, incluindo: a metodologia para definição do montante total de demanda e da contribuição de cada ofertante, o produto a ser contratado, o desenho do leilão de contratação, os critérios de desempenho e as penalidades. O detalhamento desses pontos será objeto do plano de trabalho, conforme recomenda o item 6.2.3.

Em relação às propostas nacionais, a avaliação incluiu a proposta da nota técnica de processamento de contribuições da CP33 elaborada pela EPE, a da tese de doutorado de Alexandre Viana, a da APINE e da Consultoria RegE.

A proposta da consultoria RegE também busca adequar o marco regulatório aos novos requisitos do sistema, mas se diferencia na implementação do mecanismo proposto. Dando ênfase à minimização da necessidade de alteração legal, regulatória e facilidade de transição, a proposta não inclui a separação da contratação do lastro e implementa um mecanismo de contratação de lastro através de leilões de reserva com diferentes produtos, além de outras recomendações de adequação do modelo atual. Entende-se que essa proposta traz contribuições interessantes para o setor e está adequada ao seus próprios objetivos e diagnóstico. No entanto, justamente por perseguir objetivos distintos, ela não oferece uma solução às questões identificadas

do diagnóstico deste relatório, podendo inclusive gerar novos efeitos colaterais que desequilibrem ainda mais o modelo atual, conforme detalhados no item 5.4.4.

Já as propostas da Apine e da tese de Alexandre Viana convergem com a nota técnica de processamento de contribuições da CP33 elaborada pela EPE em seus principais aspectos relativos ao mecanismo de adequação do suprimento: a contratação separada e centralizada do lastro.

A primeira proposta, da EPE, apresenta alternativas para a valoração de todas as possíveis necessidades do sistema na contratação dos agentes, o que confere efetividade para a garantia da adequabilidade do sistema. Além disso, a nota técnica apresenta grande preocupação com a manutenção da financiabilidade da expansão. Nesse sentido, apresenta uma possibilidade de leilão concomitante de lastro e energia, com a manutenção, em um primeiro momento, da obrigação de cobertura contratual total do consumo de energia. No longo prazo, a proposta indica a importância da redução da obrigação de cobertura contratual de energia, o que incentivaria a manifestação de preferências dos agentes em relação à sinalização de preços do mercado de curto prazo. Além disso, a proposta é compatível com as outras fontes de receita dos geradores, como o mercado de curto prazo, um possível mercado de serviços ancilares e até mesmo um mecanismo de precificação de externalidades ambientais. Com a separação da contratação do lastro e a correta valoração dos atributos, limitações do modelo atual que prejudicam a correta alocação de recursos do sistema serão evitadas, o que confere eficiência econômica à proposta. Caso a metodologia a ser detalhada futuramente foque nos atributos necessários ao sistema e não nas tecnologias que podem participar da competição, a valoração pode possuir neutralidade tecnológica. Além disso, dentro da proposta são detalhadas alternativas para diversos problemas atuais, que devem ser aplicadas em diferentes momentos da implementação. Essa característica é de extrema importância e evita que ocorra uma transição brusca no modelo desenhado para garantia do suprimento. Entende-se que a proposta da CP33 possui bases sólidas, com possibilidade de pequenos ajustes de texto para garantia de neutralidade e abrangência.

6.2 Recomendações

Diante das conclusões obtidas durante a pesquisa e elaboração do documento, julga-se importante indicar algumas recomendações relativas ao tema e à modernização do setor como um todo.

6.2.1 Cronologia dos aprimoramentos relacionados ao mecanismo de adequação

Conforme ressaltado pela nota técnica (EPE, 2017), é importante que os aprimoramentos relacionados à modernização do setor elétrico sejam implementados na correta cronologia para sustentabilidade do mercado como um todo. Para atingir-se o objetivo de redução dos limites para contratação no mercado livre, é necessário que, antes, se modifique o mecanismo de adequação de suprimento do setor, visando a corrigir as deficiências do desenho atual e alocar corretamente os custos de confiabilidade entre todos os agentes. Porém, para a correta implementação da separação da contratação do lastro e do novo mecanismo de adequação do suprimento é importante que ocorram diversos aprimoramentos na formação de preços e no funcionamento do mercado de curto prazo brasileiro. É de extrema importância que, antes de mais nada, o mercado de curto prazo reflita os reais custos da operação do sistema elétrico brasileiro, tema melhor detalhado por outros subgrupos do GT Modernização.

Com essa cronologia ampla entre os aprimoramentos principais da modernização em mente, busca-se agora detalhar a cronologia específica relacionada a separação da contratação do lastro e alteração do mecanismo de adequação brasileiro. Para garantia de uma transição regulatória sustentável, com manutenção da financiabilidade e previsibilidade das alterações, é importante que algumas características sejam observadas, conforme apresentado pela Figura 6.

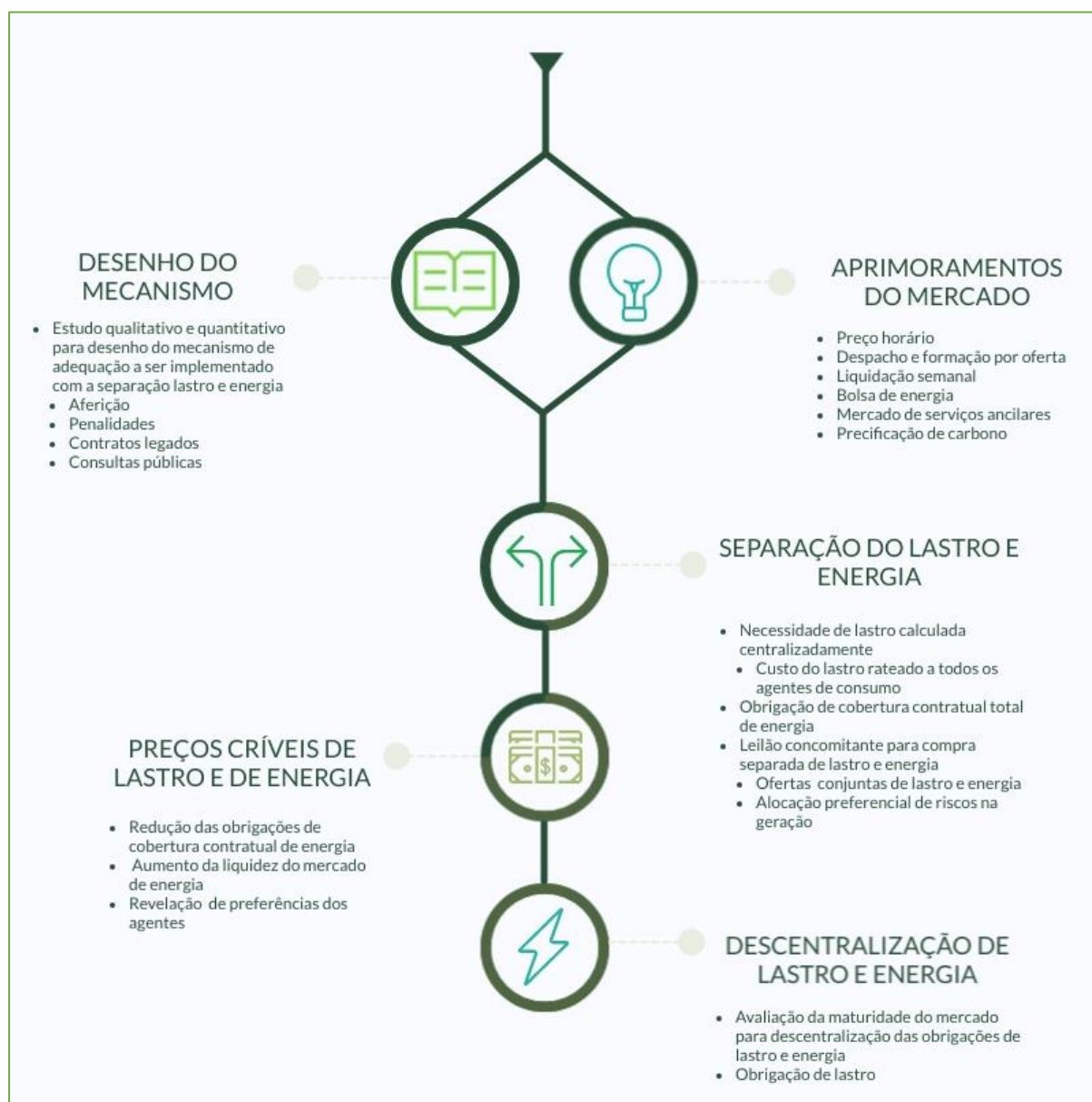


Figura 6: Cronologia dos aprimoramentos relacionados à alteração do mecanismo de adequação do suprimento

Diversos aprimoramentos do mercado precedentes à separação da contratação do lastro são essenciais para a correta sinalização dos custos da operação e redução do prêmio de risco relacionado às exposições ao mercado de curto prazo. Melhorias como a implementação do preço horário, a avaliação do despacho e formação de preços por oferta, a implementação da liquidação semanal de exposições do mercado de curto prazo, a melhoria da solvabilidade e liquidez do mercado para criação de ambiente bursátil associado e a implementação de mercado de serviços ancilares são importantes ferramentas para trazer credibilidade e previsibilidade ao preço da energia no mercado de curto prazo. Além disso, nos últimos anos o Ministério da

Economia avalia a possibilidade de implementação de mecanismos de precificação de carbono para a economia brasileira visando ao atendimento às metas acordadas no acordo de Paris. Caso tal iniciativa seja consolidada, com implementação intersetorial da economia brasileira, os geradores renováveis podem observar nova fonte de receita para seus empreendimentos, além dos atuais certificados de energia renovável (REC) já comercializados com consumidores.

Enquanto esses aprimoramentos do mercado são corretamente estudados e implementados no setor, considerando todos os princípios para reorganização do setor elétrico, publicados conforme portaria GM/MME nº 86/2018, é importante que seja realizado estudo que detalhe quantitativamente e qualitativamente o desenho do mecanismo de adequação a ser regulamentado para o setor. Essa análise de impacto regulatório deve considerar o atendimento a todos os parâmetros descritos no item 5.1 para avaliação dos detalhes da aplicação de, no mínimo, as principais alternativas indicadas no item 6.1.3 no cenário brasileiro. Além disso, é importante que sejam avaliadas todas as metodologias acessórias ao mecanismo, como cálculo de necessidades sistêmicas de lastro, cálculo da contribuição individual de lastro dos agentes ofertantes, além das regras de aferição e penalidades impostas aos desvios de entrega. O tratamento de contratos legados considerando a transição de mecanismo também deve ser avaliado nesse momento, indicando a melhor forma para redução de custos e incentivo aos agentes para migração ao modelo atual. Nessa fase é essencial que todos os resultados do estudo sejam disponibilizados para consulta pública dos agentes, visando a obter-se a solução ótima global.

Já no momento de separação da contratação do lastro sugere-se a manutenção transitória de obrigação de cobertura contratual total de energia consumida e contratação concomitante dos produtos agora separados, lastro e energia por meio de ofertas combinadas. Conforme explicado em (EPE, 2017), tal configuração de certame é essencial para garantia da financiabilidade dos empreendimentos e transição suave de mecanismo. O custo resultante do certame para contratação da necessidade sistêmica de lastro deve ser rateado entre todos os agentes consumidores, proporcionalmente ao requisito gerado por cada indivíduo. Além disso, para a contratação de energia, é importante que se adote a alocação de risco

preferencial nos agentes de geração, mais capazes de prever e gerenciar o risco resultante das exposições ao mercado de curto prazo.

Considerando a maturação e evolução da competitividade sob os novos regramentos, observados a partir de monitoramento das principais variáveis sinalizadas pelo mercado, é importante que futuramente sejam reduzidas as obrigações de cobertura contratual de energia pelos agentes de consumo. Tal medida é importante para aumento da liquidez do mercado e sinalização das preferências individuais de exposição dos agentes, fortalecendo a elasticidade da demanda diante dos sinais de preços da operação do sistema.

Finalmente, em um futuro já com toda a regulamentação e mercado maduro, pode-se avaliar a possibilidade de descentralização e redução gradual da obrigação de contratar energia para todos os consumidores, mantendo-se apenas a obrigação de contratação de lastro, ainda que possivelmente descentralizada. Porém, para tal, é importante que sejam estabelecidas claras regras de aferição e penalidade de insuficiência de lastro. Dessa forma, os agentes poderão possuir total capacidade de decisão sobre seu consumo de eletricidade e sobre a contratação de lastro.

6.2.2 Modelo de proposta de contratação

A partir das discussões apresentadas neste documento, inicialmente, o Brasil poderia negociar três produtos distintos: produção de eletricidade; lastro de produção, similar à atual garantia física de energia, e lastro de capacidade⁸, conforme ilustrado na Figura 7. Diz-se inicialmente, pois em uma segunda fase, lastro de flexibilidade, pode ser um novo produto a ser incorporado ao mercado.

A negociação seria feita mediante leilões combinatórios, nos quais o vendedor gerador tem o direito de ofertar o(s) produto(s) que desejar, podendo as ofertas serem independentes ou condicionadas a depender do apetite ao risco do vendedor. Em outras palavras, o gerador pode escolher dar lance nos 3 produtos, combinação de 2 produtos quaisquer ou ainda em um único produto (conforme será visto adiante, embora a contratação dos lastros seja centralizada, o gerador pode vender em leilões

⁸ A depender da metodologia de definição de carga crítica a ser adotada para definição dos lastros e a forma de aferição adotada, o lastro de produção e o lastro de capacidade podem ser contratados em apenas um produto de lastro.

diferentes). E, para os de menor apetite a risco, o vendedor pode condicionar que caso não venda 3 ou 2 produtos, a oferta global é inválida, de forma a preservar a financiabilidade e viabilidade.

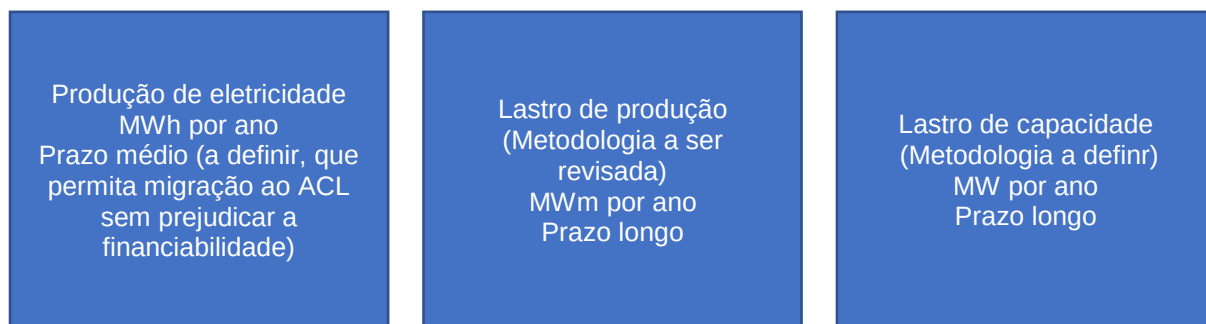


Figura 7: Ilustração dos produtos futuros

Neste caso, a receita do vendedor seria, de forma simplificada, resultante da seguinte equação ilustrada na Figura 8:

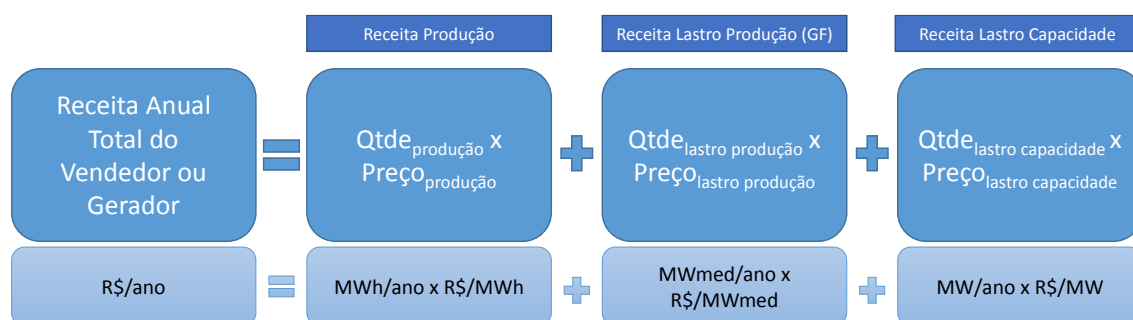


Figura 8: Ilustração da formação de receita

A atual garantia física de energia poderia representar o valor do lastro de produção. Entretanto, de modo a equalizar eventuais distorções e a depender do aprofundamento da metodologia do lastro de produção, é importante que os valores vigentes de garantia física de energia possam ser revisados, com o objetivo de definição desses novos lastros de produção dos agentes.

Há então a necessidade de definir metodologia para cálculo do lastro de capacidade de cada fonte e projeto. Uma vez definida a metodologia e calculada centralizadamente para todos projetos e, respectivamente, para a ponta consumidora, será conhecida a quantidade desse recurso no sistema e de seu requisito, permitindo a criação de seu mercado.

A expectativa é de que, para um agente provedor de capacidade, por exemplo, um agente termelétrico, a parcela preço x quantidade de lastro de capacidade seja mais relevante que a parcela p.q de lastro de produção. Por outro lado, para uma fonte renovável, a parcela p.q de lastro de produção proporcione mais receita do que a parcela p.q de lastro de capacidade. Já a parcela p.q de produção tende a ser a mais relevante das 3, e dependerá das exposições e equilíbrio referente ao mercado de curto prazo.

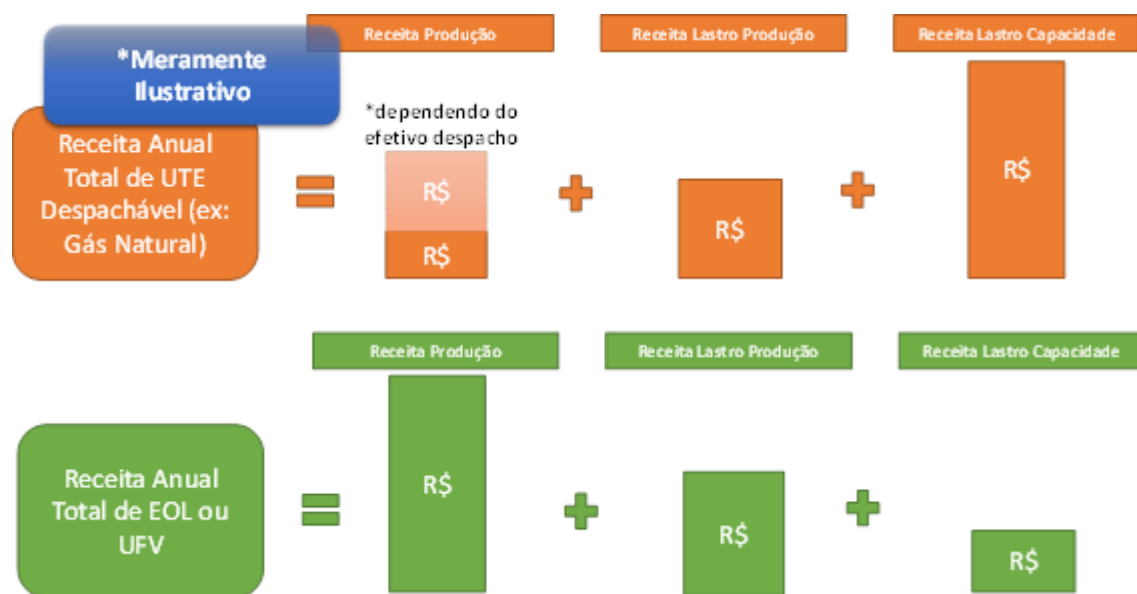


Figura 9: Ilustração da representatividade dos produtos para a receita total dos agentes

Atualmente, a obrigação de garantia física de energia é descentralizada, mas com duas opções de comercialização, uma centralizada (ACR) e outra descentralizada (ACL), porém sempre misturada ao produto produção de eletricidade. A presente proposta, em um primeiro momento, centraliza a comercialização dos lastros para rateio desse bem comum entre todos os agentes. Em um segundo momento a obrigação poderia ser descentralizada, conforme apresentado na Figura 6.

Assim, no mercado primário, em leilões centralizados, além dos geradores como vendedores, os possíveis compradores dos produtos ofertados são apresentados na Figura 10:

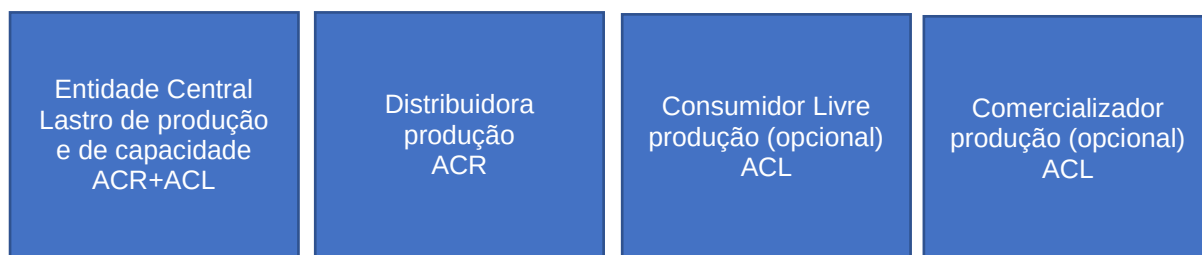


Figura 10: Possíveis compradores dos produtos

A Entidade Central, Distribuidoras, Consumidores Livres e Comercializadoras (os dois últimos sujeitos a critério de corte de participação em função de porte e *rating* mínimos a serem estipulados) participam do mecanismo central de leilões adquirindo suas necessidades de cobertura contratual de produção. Vale ressaltar que, em um primeiro momento, os consumidores devem ter obrigação de cobertura contratual total relacionado ao seu consumo. O comercializador e consumidor livre não elegíveis a participar do mecanismo centralizado devem, bilateralmente, adquirir sua cobertura contratual total junto às comercializadoras ou geradores que possuem capacidade para ofertar tal produto.

Nesses leilões, tanto geradores vendedores quanto os compradores submetem lances, e o leilão definirá os lances atendidos por meio de um problema de otimização, cuja função objetivo pode ser de maximizar o excedente do consumidor ou minimizar o excedente do produtor. Para as demandas dos lastros, podem ser utilizadas curvas de referência elásticas.

Já no ACL, ter-se-ia então a livre negociação do produto produção de eletricidade para contratação das coberturas contratuais necessárias. Entretanto, enquanto que, no leilão centralizado o produto produção seria padronizado, com contratos padronizados definidos pelo leiloeiro, com o objetivo de equilibrar a gestão de riscos, no ACL as condições seriam livremente pactuadas, tal como hoje, cabendo as partes a gestão financeira das posições a serem assumidas.

Deverão ser previstos leilões para entrega futura, tal como os atuais A-4 e A-6, de forma a permitir a financiabilidade de novos entrantes, assim como leilões de curto prazo, tal como os atuais A-1 e A-2 de forma que se permita permanente equilíbrio entre todos recursos e requisitos do sistema.

A transição entre modelos, e o tratamento dos contratos legados baseados em garantia física, podem ser tratados pelo estabelecimento de uma conta centralizadora, que deverá garantir as obrigações e deveres dos contratos legados e ser capaz de comercializar os produtos compatíveis no novo mercado. Essa solução deve ser detalhada, para definição das possibilidades de comercialização e a necessidade de encargo.

6.2.3 Recomendações para o desenho do mecanismo

Ambos projetos de lei que possuem o texto encaminhado pela CP33, o PL1917/2015 e o PLS 232/16, propõem que seja realizado estudo para desenho da separação da contratação do lastro e alteração do mecanismo de adequação do sistema. Diante dessa proposição, sugere-se que a criação de equipe⁹ e destinação de recursos para tal estudo já seja implementada da melhor forma possível ainda antes da promulgação das alterações legais necessárias. Entende-se que tal ação possa ser estruturada através de instrumento infralegal.

Além disso, é de extrema importância que o estudo busque se basear em critérios técnicos e na estrutura de parâmetros do item 5.1, detalhando e quantificando todos os riscos e impactos da separação da contratação do lastro e da alteração do mecanismo de adequação, principalmente considerando as alternativas indicadas no item 6.1.3. Para tal, sugere-se a utilização de técnicas quantitativas de análise de impacto regulatório, como simulações de operação do sistema e equilíbrio de mercado. Detalhes importantes como a avaliação do tratamento de contratos legados, a manutenção da financiabilidade, definição de metodologias de determinação da necessidade sistêmica, determinação da contribuição individual dos agentes, regras de aferição e regras de penalidades devem ser elementos importante do plano de trabalho ou termo de referência para tal estudo.

Finalmente, para redução dos riscos de implementação do mecanismo, deve-se observar que o cronograma do estudo preveja transparência na execução dos trabalhos, com marcos de entrega parciais e consultas públicas aos agentes. Isso

⁹ É fundamental que tal equipe seja organizada com a participação ativa de membros do MME, ANEEL, EPE, CCEE e ONS, com possibilidade de contratação de consultorias e cooperação internacional para aprimoramento e detalhamento do desenho das soluções e análise de impacto regulatório, como já feito em diversos países.

garante participação ampla da sociedade, reduz o risco de efeitos colaterais da implementação e consequente judicialização pelos agentes.

Adendo I. Conceitos

Antes de analisar em detalhes os diferentes mecanismos de adequação do suprimento existentes, julga-se oportuno nivelar a compreensão dos conceitos fundamentais relacionados a esse tema. Existem dois motivos pelos quais se entende que esse nivelamento seja importante. Em primeiro lugar, parece haver frequentemente uma divergência de compreensão para muitos dos conceitos que estão em debate. Adicionalmente, há uma percepção de que essa divergência tenha dificultado a comunicação e, como consequência, o avanço das discussões no sentido de um maior consenso.

Como exemplo, é possível citar alguns conceitos específicos em torno dos quais se nota uma divergência mais frequente. O uso recorrente da distinção entre “lastro físico” e “lastro comercial” em alguns discursos sugere que possa haver uma subjetividade associada ao termo “lastro”. Outro indício de que restam margens para interpretação está na aparente falta de consenso sobre o significado do conceito “*energy-only market*”, usado amplamente na literatura técnica estrangeira. A real dificuldade de conceituação também é evidenciada pela recente controvérsia sobre a conveniência de adotar os termos “confiabilidade” e “adequabilidade” como referência aos produtos a serem contratados pelos mecanismos de adequação do suprimento.

Vale destacar que as definições propostas neste documento estão compatíveis com a conceituação realizada anteriormente pela Empresa de Pesquisa Energética, em particular para o conceito de “capacidade”, conforme publicado na nota técnica nº EPE-DEE-NT-067/2018-r0 – *Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a Incorporação de Atributos ao Planejamento*. No entanto, a conceituação a seguir possui um objetivo mais específico, com foco exclusivo nos conceitos que se mostram direta e indiretamente relacionados aos mecanismos de adequação do suprimento.

A I.1: Metodologia para definição dos conceitos

Nesta metodologia, os termos e definições considerados como possíveis alternativas são obtidos através de revisão bibliográfica. Atenção especial é dedicada a algumas referências nacionais e internacionais específicas do setor elétrico, bem como a referências ligadas ao setor financeiro, tais como Cigré (2016), Bublitz *et al.* (2019), BM&FBovespa (2015) e a proposta compilada de aprimoramento da Consulta Pública

MME nº 33/2017 (denominada nesse documento de CP 33). A fim de evitar redundâncias, a metodologia adota a terminologia em inglês como ponto de partida e busca agregar, quando possível, termos que estão difundidos não apenas no setor elétrico, mas em instrumentos financeiros utilizados em diversos setores da economia. O uso da terminologia em inglês como referência inicial também é justificado pela abordagem mais abrangente com a qual os mecanismos de adequação do suprimento têm sido tratados na literatura técnica estrangeira.

Obviamente, para a apresentação de uma terminologia definitiva, são necessárias adaptações à realidade do Brasil, não apenas devido a particularidades do setor elétrico brasileiro, mas também devido a termos consagrados pela legislação local e demais aspectos históricos. Por fim, após as devidas adaptações, cada termo é avaliado sob diversos critérios, com o intuito de identificar eventuais problemas de redundância, ambiguidade ou inviabilidade. Termos cacofônicos, longos ou pouco intuitivos são classificados como inviáveis. A redundância é avaliada tanto para um contexto mais restrito (existência de dois termos para conceitos equivalentes dentro do setor elétrico brasileiro) como para um contexto mais amplo (eventual criação de um termo novo para conceito existente em outro setor ou país).

A I.2: Desafios da Conceituação

Antes de proceder à aplicação da metodologia, é interessante buscar um entendimento a respeito da origem e da natureza do problema que estamos tentando tratar. Muitas das dificuldades de conceituação que temos enfrentado no Brasil surgem do processo de incorporação de uma terminologia internacional que foi concebida em um contexto bastante distinto do contexto brasileiro. Termos como “*capacity mechanisms*” têm sido incorporados ao jargão do setor elétrico de forma direta, ou seja, sem adaptações. Usualmente o termo é traduzido como “mecanismos de capacidade”.

Em geral, na literatura técnica estrangeira, os conceitos relacionados a mecanismos de adequação do suprimento foram criados tendo em mente sistemas elétricos restritos em capacidade, nos quais a preocupação principal não está na disponibilidade do insumo energético, mas na disponibilidade de capacidade instalada suficiente para o atendimento da demanda em todos os instantes. No Brasil,

por outro lado, a garantia do suprimento esteve muito focada na disponibilidade do recurso energético, em forma de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas de acumulação. Historicamente, houve menos preocupação com o atendimento instantâneo da demanda, uma vez que a capacidade instalada era garantida como decorrência natural de um processo de otimização econômica dos projetos hidrelétricos.

O motivo das divergências em torno de alguns conceitos torna-se mais claro quando se entendem essas diferenças de contexto do Brasil em relação a sistemas elétricos restritos em capacidade. Por exemplo, pode ser bastante intuitivo pensar em “mecanismos de capacidade” quando se trata de sistemas elétricos restritos, de fato, em capacidade. Para o Brasil, entretanto, como o atual mecanismo de adequação do suprimento não está baseado em um critério de capacidade, o uso do termo “mecanismo de capacidade” pode causar alguns desentendimentos.

Além disso, ao conceber qualquer terminologia, é importante estar ciente das limitações intrínsecas do idioma. Na língua inglesa, por exemplo, existe a palavra “*capacity*”, que se refere ao poder de realizar algo (ser capaz), mas que também está associada à noção de um limite máximo de produção. Existe ainda a palavra “*capability*”, que se refere exclusivamente ao poder de realizar algo. Na língua portuguesa, por outro lado, ficamos restritos unicamente à palavra “capacidade”, uma vez que não parece viável o uso de palavras como “competência” e “aptidão” nesse contexto.

Outro fator condicionante durante a concepção de qualquer terminologia é a conveniência de adoção de certos termos devido a aspectos históricos. No Brasil, por exemplo, a adoção do termo “lastro” pode ser considerada conveniente mesmo que não exista um termo diretamente equivalente na literatura técnica estrangeira. Seria possível argumentar que o uso do termo “lastro” estaria consolidado principalmente em decorrência do seu uso recorrente em publicações técnicas e na legislação setorial (e.g. Decreto 5.163/2004). Porém, também parece evidente que existe uma propensão natural de uso do termo em muitas das discussões entre profissionais do setor elétrico. Portanto, não se pode assumir que a sua consolidação aconteceu simplesmente ao acaso, ignorando a hipótese de que esses profissionais possam ter

associado ao termo algum significado relevante e de grande utilidade para a comunicação.

Outra particularidade do Brasil, provavelmente de natureza cultural, é o raro uso do termo “eletricidade” nas discussões sobre desenhos de mercado e mecanismos de adequação do suprimento. Na literatura técnica estrangeira, os termos “*electricity markets*” e “*electricity contracts*”, por exemplo, são muito recorrentes. Embora inicialmente possa parecer um aspecto irrelevante, o uso do termo “eletricidade” em algumas situações pode representar uma alternativa mais favorável em relação ao termo “energia”, por evitar problemas na comunicação.

De fato, como consequência das particularidades da realidade brasileira destacadas acima, entende-se que o termo “energia” tem sido utilizado de maneira irrestrita, em associação a conceitos bastante distintos, gerando desnecessariamente graves problemas de ambiguidade. A fim de ilustrar esse argumento, imagine uma situação hipotética na qual um profissional do setor elétrico faça a seguinte afirmação:

“Independentemente do que aconteça com o lastro, as distribuidoras continuarão precisando de energia”.

Em uma primeira leitura, é possível que não se evidencie nenhum problema de ambiguidade. Provavelmente, a interpretação mais imediata levaria à percepção de que o profissional estaria fazendo referência ao aumento da demanda pela *commodity* “energia elétrica”, possivelmente como efeito do crescimento macroeconômico. No entanto, dado que a afirmação faz um contraponto com o conceito de “lastro”, uma interpretação muito razoável poderia levar à percepção de que o profissional estaria fazendo referência à necessidade de as distribuidoras estarem protegidas contra a volatilidade do preço no mercado de curto prazo. Em outras palavras, o profissional estaria associando o termo “energia” ao instrumento financeiro que atualmente se comercializa de forma casada (*bundled*) nos contratos de eletricidade.

Adicionalmente, existe ainda um terceiro sentido no qual o termo “energia” costuma ser aplicado. Diferentemente do que acontece com o conceito de “*commodity*” descrito acima, a preocupação principal em algumas situações não é diferenciar a energia elétrica das outras formas de energia (química, gravitacional etc.), mas

explicitar que se trata da grandeza física “energia” (MWh) em oposição à grandeza física “potência” (MW). Mesmo que a diferença pareça sutil, a clara separação entre os conceitos pode ter implicações práticas significativas. A **Tabela 2** abaixo sintetiza os três conceitos que costumam ser associados ao termo “energia”, bem como alguns dos usos mais frequentes.

Tabela 2 – Conceitos associados ao termo “energia”

Conceito	Usos
<i>Commodity</i> (eletricidade)	Fazer referência à <i>commodity</i> de forma genérica ou distinção em relação a outras <i>commodities</i> (carvão, gás natural)
Instrumento financeiro (<i>hedge</i>)	Fazer referência específica a aspectos financeiros dos contratos de eletricidade (e.g. separação lastro e energia)
Grandeza física, atributo (MWh)	Fazer distinção em relação à grandeza física potência (MW) ou em relação ao atributo capacidade (MW)

A I.3: Desenvolvimento da Terminologia

Com base em referências internacionais específicas do setor elétrico, é possível fazer uma síntese de alguns dos principais termos utilizados na literatura técnica estrangeira para a descrição dos conceitos fundamentais associados aos mecanismos de adequação do suprimento. A Figura 11 a seguir apresenta a terminologia que se utiliza como referência inicial para este estudo, bem como a relação lógica entre os termos.

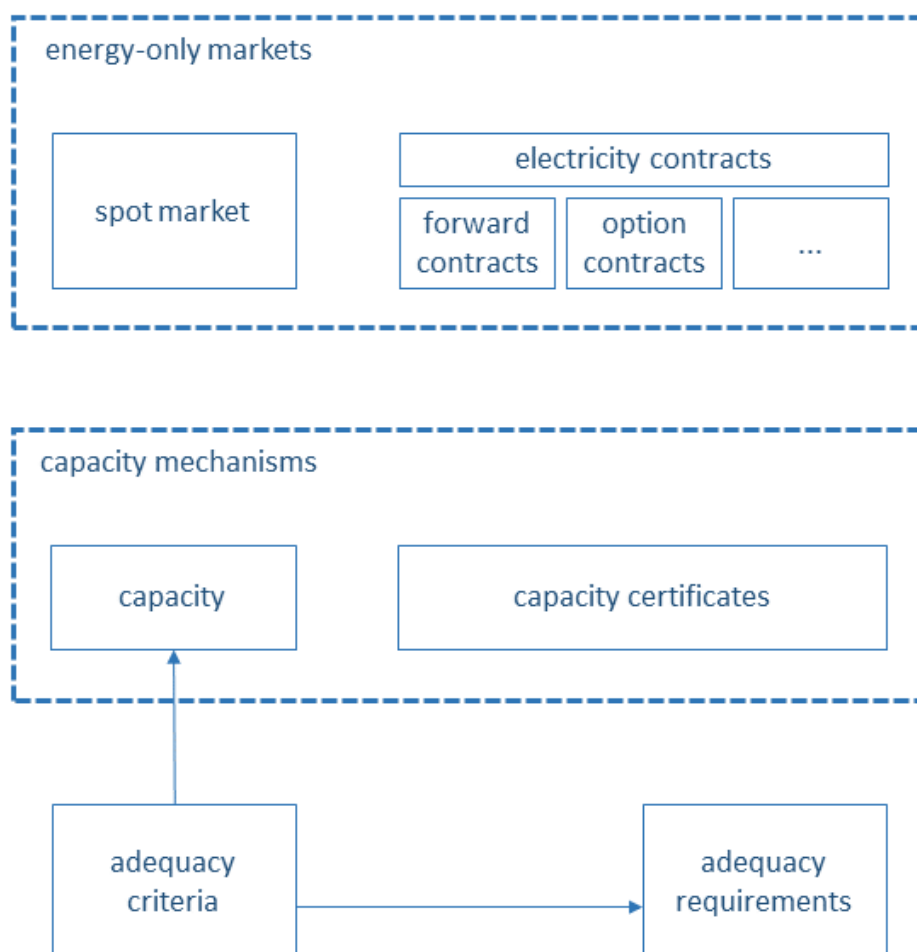


Figura 11: Terminologia utilizada na literatura em inglês

Destaca-se que intencionalmente se apresenta esse diagrama de forma simplificada, uma vez que o objetivo deste capítulo não é exaurir os diversos detalhes relacionados aos mecanismos de adequação do suprimento, mas demonstrar as dificuldades que surgem ao aplicar essa terminologia à realidade brasileira. Os dois principais conceitos que esse diagrama busca destacar são aqueles apresentados pelas linhas tracejadas, “*energy-only markets*” e “*capacity mechanisms*”, cujas definições são apresentadas a seguir.

Com base no Cigré (2016), em um “*energy-only market*”, os geradores são pagos apenas pelo fornecimento da energia (por MWh fornecido ao mercado), ao preço de atacado aplicável no respectivo período.

Não existem mecanismos adicionais (seja de pagamento ou para garantir a adequação do suprimento) em decorrência da disponibilidade de capacidade de

geração. Portanto, os custos de investimento e operação da usina devem ser recuperados exclusivamente pelo fornecimento da eletricidade ou pela prestação de serviços ancilares associados, através de preços de mercado.

Entender a essência do conceito de “*energy-only market*” é importante porque geralmente se adota esse conceito como ponto de partida para o entendimento dos diversos mecanismos de adequação do suprimento existentes internacionalmente. De fato, essa linha de raciocínio pode ser vista como uma abordagem natural do tema, uma vez que muitos desses mecanismos, em diferentes jurisdições, foram criados em decorrência de alegadas limitações que os mercados classificados na categoria “*energy-only*” demonstraram ao longo dos anos.

Por outro lado, ainda de acordo com Cigré (2016), “*capacity mechanism*” é definido como um mecanismo que valoriza a capacidade de geração ou de resposta da demanda, geralmente resultando, embora não sempre, em um fluxo de receita para os proprietários dessa capacidade em complementação às receitas do mercado de eletricidade.

Quando são consideradas as particularidades da realidade brasileira, percebe-se que existem dois aspectos que dificilmente poderiam ser ignorados, pois entram em conflito direto com essa terminologia utilizada internacionalmente.

Em primeiro lugar, como o mecanismo de adequação do suprimento existente atualmente no Brasil não está baseado em um critério de capacidade, seria possível questionar a conveniência de uso do termo “*capacity mechanism*”. No entanto, agravando ainda mais o problema, os estudos de planejamento têm indicado que o sistema elétrico brasileiro deve enfrentar restrições de capacidade em um futuro próximo. **Como consequência, torna-se oportuno que a terminologia relacionada aos mecanismos de adequação do suprimento leve em conta tanto a dimensão energética (mecanismo atual vigente no Brasil) como a dimensão da capacidade (eventual mecanismo futuro).**

O segundo aspecto está relacionado à consolidação do uso do termo “lastro” no Brasil. De fato, muitas vezes o termo “lastro” é indistintamente usado para fazer referência tanto ao conceito de “*capacity*” como ao conceito de “*capacity certificate*”,

ambos mostrados no diagrama da Figura 11, embora eventualmente se faça uma distinção entre “lastro físico” (*capacity*) e “lastro comercial” (*capacity certificate*).

Após aplicar à terminologia as adaptações necessárias, sobretudo devido a essas particularidades da realidade brasileira, mas também em decorrência das avaliações de redundância, ambiguidade e inviabilidade mencionadas anteriormente, chega-se ao conjunto de termos apresentados no diagrama da Figura 12.

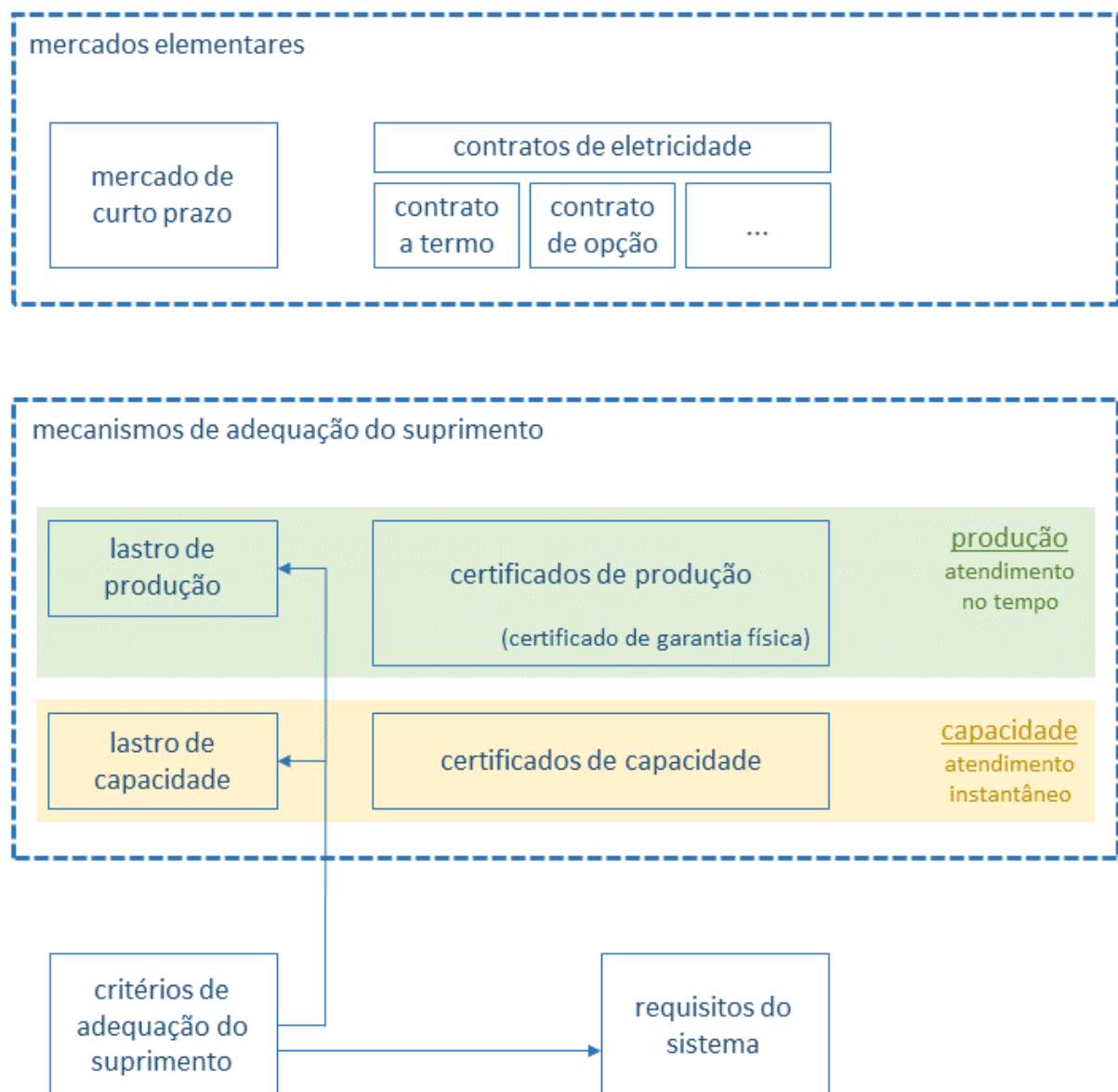


Figura 12: Proposta de terminologia básica

Diversos aspectos do diagrama merecem atenção especial. Evita-se o uso do termo “energia” devido aos problemas de ambiguidade descritos na seção anterior (ver Tabela 3.1). Por exemplo, para fazer a distinção do atendimento no tempo (MWh) em relação ao atendimento instantâneo (MW), **opta-se pelo termo “produção” em vez de “energia”**. Dessa forma, os termos “capacidade” e “produção” também podem ser vistos pela perspectiva de uma analogia com o setor industrial.

A substituição do termo “*energy-only market*” por um termo menos intuitivo é proposital. Conforme discutido anteriormente, parece haver uma falta de consenso no Brasil sobre o significado do conceito “*energy-only market*”, além de que a busca por tal consenso também foge ao escopo deste documento. Enquanto alguns defendem que o conceito de “*energy-only market*” seja caracterizado pela completa ausência de mecanismos de adequação do suprimento, outros entendem que o conceito também poderia abranger mecanismos de adequação do suprimento baseados exclusivamente em critério de produção (atendimento no tempo), ou seja, de dimensão “energética”. Pelo segundo ponto de vista, o modelo brasileiro atual poderia ser enquadrado como um “*energy-only market*” devido ao fato de o mecanismo de adequação do suprimento vigente não contemplar um critério de capacidade (atendimento instantâneo).

Novamente a origem da divergência parece residir nas diferenças de contexto do Brasil em relação a sistemas elétricos restritos em capacidade. No caso dos sistemas elétricos usualmente tratados na literatura técnica estrangeira, dado que o critério de adequação do suprimento não apresenta a dimensão “energética” (critério de produção), é inequívoco o entendimento de que “*energy-only market*” exclua qualquer mecanismo de adequação do suprimento existente nessas jurisdições.

Como solução, opta-se por não buscar um consenso para o significado de “*energy-only market*”, mas redefinir o conceito apenas para o termo equivalente em português. Para isso, julga-se vantajoso o uso de um termo menos intuitivo, uma vez que a intuição despertada pelo termo “*energy-only market*” tem resultado em aparentes divergências. Escolhe-se a palavra “elementar” porque o mercado de curto prazo e os contratos convencionais de eletricidade (contratos a termo, de opção *etc.*) costumam formar a base dos mercados liberalizados. Além disso, o “elemento” ao

qual o termo faz referência também poderia ser visto pela perspectiva da existência de uma única referência de preço, estabelecida pelo mercado de curto prazo.

Uma vez estabelecido o modelo geral de conceituação a ser empregado no contexto brasileiro, é possível redefinir os conceitos de “*energy-only market*” e “*capacity mechanism*” introduzidos inicialmente por Cigré (2016). As definições finais de cada termo são apresentadas a seguir.

Mercado elementar (de eletricidade) é definido como “categoria de desenho de mercado na qual geradores recebem receitas apenas a partir do mercado de curto prazo, de contratos de eletricidade derivados da referência de preço estabelecida pelo mercado de curto prazo ou da prestação de serviços ancilares, não havendo créditos adicionais ou penalidades relacionadas à disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade”.

Mecanismo de adequação do suprimento é definido como “mecanismo que valora a disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade, incluindo resposta da demanda, geralmente resultando, embora não sempre, em um fluxo adicional de receita para os proprietários desse lastro em complementação às receitas do mercado elementar de eletricidade”.

Embora cotidianamente o termo “mercado de capacidade” tenda a ser utilizado de maneira indistinta, é importante estar ciente de que os mecanismos de adequação do suprimento não necessariamente constituem mercados. Em outras palavras, empregando a terminologia aqui proposta, o conceito mais geral de “mecanismos de adequação do suprimento” englobaria tanto os “mercados de lastro”, nos quais produtos específicos (e.g. certificados de lastro) podem ser comercializados, como, por exemplo, uma contratação direta do lastro de forma centralizada, sem a possibilidade de comercialização posterior.

Uma condição necessária para que se observem avanços em discussões sobre mecanismos de adequação do suprimento é um claro entendimento sobre a natureza do produto que está sendo discutido quando se menciona qualquer “contrato de eletricidade”. Pela forma como a terminologia é estruturada, os contratos de eletricidade (contratos a termo, contratos de opção etc.) representados dentro do conceito de “mercados elementares” no diagrama da Figura 12 devem ser vistos

como instrumentos de escopo restrito. Mais especificamente, esses contratos devem ser vistos, na essência, como instrumentos financeiros que oferecem cobertura (proteção) financeira contra flutuações do preço no mercado de curto prazo. Obviamente, contratos firmados no mundo real possuem muitas cláusulas e dificilmente poderiam ser resumidos por meio de tamanha simplificação. Mesmo assim, independentemente de qualquer complexidade e da definição rigorosa que se atribua ao objeto do contrato, o ponto em torno do qual deve haver consenso em qualquer discussão é que a principal motivação de um consumidor para assinar contratos desse tipo não está na garantia de fornecimento do produto físico “eletricidade”, uma vez que o fornecimento geralmente está garantido quando mantidas as condições de adimplência e de acesso à rede elétrica. Na verdade, a principal preocupação do consumidor costuma ser a estabilidade do preço.

Outro aspecto que o esquema da Figura 12 busca ressaltar é a distinção entre o lastro e o eventual produto, associado ao lastro, a ser comercializado, tal como o certificado (de lastro). O “lastro” deve ser entendido como a contribuição individual de um ativo físico de geração para a adequação do suprimento, dado um critério de adequação do suprimento, sendo classificado em “lastro de produção” ou “lastro de capacidade”, a depender do atributo em questão.

No diagrama da Figura 12, as setas que conectam o lastro aos critérios de adequação do suprimento possuem exatamente o intuito de indicar essa dependência entre ambos conceitos. Mais especificamente, o lastro inexistente quando não estão definidos os critérios de adequação do suprimento e as respectivas metodologias de cálculo. Diferenças metodológicas relacionadas a efeitos sistêmicos ou aspectos temporais também podem exercer impacto significativo na quantificação do lastro.

No caso de certos desenhos de mercados, para que se efetive a implantação do lastro na quantidade desejada, pode ser interessante a criação de um produto adicional associado ao lastro. Um exemplo de um produto típico é o certificado de lastro, que se caracteriza, do ponto de vista do consumidor, como um produto demandado simplesmente em resposta à ameaça de sofrimento de uma penalidade. Do ponto de vista do gerador, por outro lado, o certificado de lastro também representa um fluxo adicional de receita. Apesar de atualmente serem comercializados de forma casada (*bundled*), os atuais certificados de garantia física podem ser classificados, de acordo

com a terminologia aqui proposta, como um certificado de lastro e, em particular, como um certificado de produção. No entanto, assumindo que no âmbito de discussões de desenho de mercado a terminologia deva ser suficientemente genérica, é favorecido o uso do termo “certificado de produção”.

Vale destacar que, embora no atual modelo brasileiro o certificado de produção seja comercializado de forma casada, existem indícios de que parte da receita do gerador, mesmo atualmente, possa ser atribuída a um valor percebido pelo consumidor no certificado. O seguinte fenômeno descrito por Cigré (2016), acerca dos preços dos contratos, serve para sustentar essa hipótese.

“One aspect of the Brazilian reliability product is that it is inseparable from ‘standard’ electricity contracts. In Brazil, the CCEE uses the same contract information to carry out two separate settlements of differences: the energy settlement and the reliability settlement. The reliability settlement essentially imposes a harsh, asymmetric penalty on any individual agent that fails to comply with the two Basic Rules. This asymmetric price signal is the key mechanism that ensures that there will be a sufficient demand for the reliability product, under the Brazilian decentralized procurement system. Because the Brazilian reliability mechanism imposes that the energy product and the reliability product are always sold in a ‘bundle’, this has a curious consequence for the equilibrium price of short-term electricity contracts. In commodity markets, the prices of forward contracts must typically converge to that commodity’s spot price as the delivery date approaches – otherwise, there would be opportunities for arbitrage. However, because the price of contracts in the Brazilian electricity system implicitly includes the reliability product, it is often the case that the equilibrium price is higher than the spot price.”

A distinção entre os conceitos de lastro e certificado também pode ser compreendida quando se analisa o modelo brasileiro vigente, através de uma comparação entre os contratos de energia nova e de reserva, conforme representado na Figura 13. É possível afirmar, por exemplo, que um contrato de energia de reserva não possui

nenhum certificado de produção associado, promovendo diretamente a implantação do lastro.

Explicando em mais detalhes, não possuir certificado significa que o contrato não é levado em conta em processos de apuração de penalidade. Um contrato de energia nova, por outro lado, promove a implantação do lastro de produção indiretamente por meio do certificado. Nesse caso, o contrato, além de proteger a distribuidora contra variações do preço no mercado de curto prazo, também contribui para que a distribuidora não sofra penalidades.

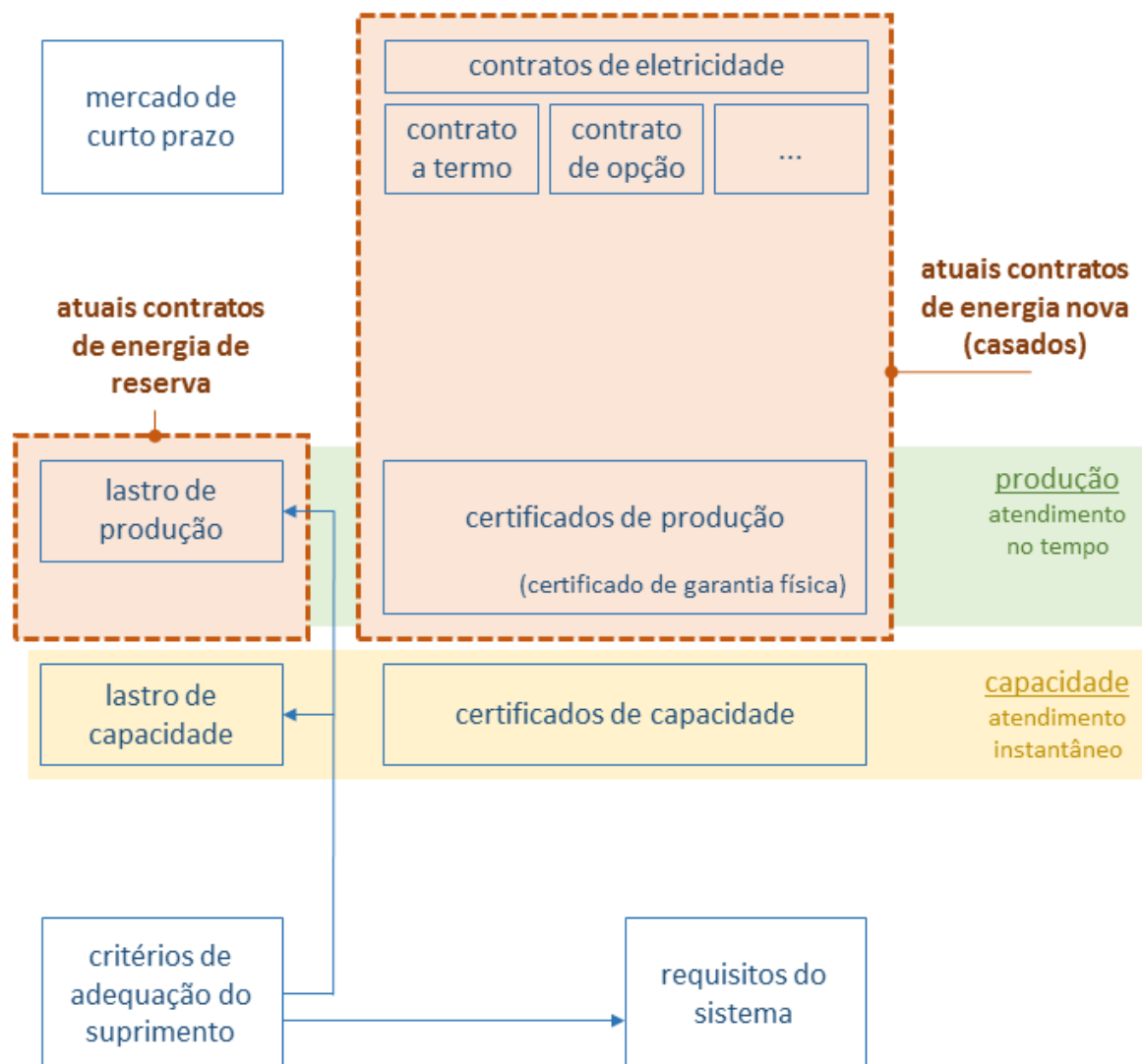


Figura 13: Terminologia aplicada ao modelo brasileiro vigente

Embora não representado no diagrama da Figura 12, um determinado mecanismo de adequação do suprimento pode promover a implantação do lastro, mesmo de maneira indireta, através de instrumentos conceitualmente distintos dos certificados de lastro (através, por exemplo, de “*reliability options*”). Além disso, nem mesmo o certificado ou qualquer outro instrumento indireto pode ser considerado, de forma geral, como um componente obrigatório do mecanismo de adequação de suprimento.

Existem ainda outras simplificações no diagrama da Figura 12 que merecem menção especial. Por exemplo, embora não esteja explícito no diagrama, o conceito de “mercados elementares” não exclui a possibilidade de receitas do gerador oriundas da prestação de serviços ancilares, de acordo com definição apresentada anteriormente.

Como simplificação, optou-se também por não incluir o conceito de flexibilidade nesse diagrama. Não sendo o foco principal da discussão, entende-se que a flexibilidade dificultaria a leitura. Além disso, ainda não existe um consenso no Brasil sobre a real necessidade, neste momento, de um mecanismo de adequação do suprimento específico para a flexibilidade. De qualquer forma, vale destacar que não se identifica nenhuma restrição conceitual para a eventual consideração da flexibilidade em um modelo teórico futuro.

Por fim, antes de proceder a algumas recomendações específicas sobre o uso da terminologia, é importante elucidar que as definições rigorosas dos termos são apresentadas no glossário presente no início do documento. A apresentação de definições formais no corpo do texto foi poupada para fins de fluência na exposição do raciocínio.

A I.4: Recomendações

Por motivos de eficiência na comunicação, entende-se que seria ideal o uso de uma terminologia comum, tanto entre profissionais como entre instituições do setor elétrico. Caso, por qualquer razão, não seja possível utilizar uma terminologia comum, recomenda-se pelo menos que um esforço especial seja dedicado para garantir uma clara distinção entre os conceitos, ainda que ao custo de uma maior contextualização ou de explicações adicionais. As seções a seguir possuem o objetivo de detalhar essas recomendações para alguns conceitos específicos.

A I.4.1: Uso do termo ‘energia’

Conforme discutido anteriormente, o termo “energia” tem introduzido diversos problemas de ambiguidade. A fim de minimizar esses problemas, recomenda-se que o uso do termo seja evitado sempre que possível. Termos alternativos para cada um dos conceitos usualmente associados ao termo “energia” são apresentados na Tabela 3.2 a seguir.

Tabela 3.2 – Alternativas ao termo “energia”

Conceito	Termo alternativo
<i>Commodity</i>	Eletricidade
Instrumento financeiro (<i>hedge</i>)	Cobertura financeira
Grandeza física, atributo (MWh)	Produção

Entende-se que, idealmente, essa distinção deveria ser realizada de maneira direta, ou seja, empregando termos distintos para conceitos distintos. Como exemplo, a frase ambígua discutida anteriormente pode ser reescrita de duas maneiras, conforme exposto a seguir.

“Independentemente do que aconteça com o lastro, as distribuidoras continuarão precisando de eletricidade”.

Essa frase enfatiza claramente uma preocupação com o fornecimento da *commodity*, sem especificar se o fornecimento poderia estar comprometido por uma restrição de produção ou por uma restrição de capacidade.

“Independentemente do que aconteça com o lastro, as distribuidoras continuarão precisando da cobertura financeira”.

Por outro lado, essa frase evidencia que a preocupação principal não reside no fornecimento físico do produto, mas na proteção das distribuidoras contra as variações do preço no mercado de curto prazo.

No entanto, havendo o entendimento de que o termo “energia” deva ser utilizado, é recomendável verificar se o contexto da frase fornece informações suficientes para uma clara distinção entre os diferentes conceitos. Na frase seguinte, o problema da ambiguidade é minimizado em decorrência dessa maior contextualização. A menção ao crescimento da economia leva a uma associação natural com a ideia de aumento da demanda pela *commodity* eletricidade.

“Independentemente do que aconteça com o lastro, as distribuidoras continuarão precisando de energia, pois existe uma expectativa de crescimento da economia”.

Mesmo assim, embora essa solução por meio da contextualização seja uma opção razoável, entende-se que seja preferível, diante do menor esforço cognitivo, o emprego de termos distintos para conceitos distintos.

Por fim, quando se trata do conceito de energia como “instrumento financeiro”, essas recomendações são ainda mais pertinentes, devendo receber atenção redobrada. Apesar do problema da ambiguidade, o termo “energia” ainda se mostra intuitivo quando se refere aos conceitos de *commodity* (eletricidade) e de grandeza física (produção). Por outro lado, no caso do conceito de natureza financeira (cobertura financeira), parece evidente que o termo “energia” não represente a alternativa mais intuitiva. Quando se comenta, por exemplo, que “futuramente a energia poderá ser contratada separadamente do lastro”, pouca atenção parece ser direcionada para a motivação essencialmente financeira do consumidor nessa contratação. Em suma, ainda que aplicado de maneira correta, o uso do termo “energia” nesse sentido pode oferecer ao interlocutor uma grande margem para subjetividades.

A I.4.2: Uso do termo ‘lastro’

O termo “lastro” também tem causado alguns problemas de ambiguidade, embora de maneira mais sutil, dado que os diferentes significados associados ao termo

costumam ser conceitualmente mais próximos. No entanto, as implicações práticas decorrentes da clara distinção entre os conceitos tornam-se evidentes quando existem fatores que afetam de maneira diferente o lastro e o certificado. Por exemplo, podem existir situações nas quais o valor de MWh associado a um certificado de produção seja mantido inalterado mesmo que o lastro de produção atribuído à usina sofra atenuações ao longo dos anos em decorrência da deterioração natural do ativo físico.

Em um nível mais teórico, a distinção clara entre os conceitos também faz sentido porque realmente se trata de produtos distintos. Por exemplo, enquanto o lastro apresenta características de não-exclusividade e não-rivalidade, o certificado, tendo como função evitar o sofrimento de uma penalidade por parte um agente individual, pode ser enquadrado na categoria de um produto excluível e rival.

Dessa forma, recomenda-se que o termo “lastro” seja evitado sempre que a discussão tenha como foco principal o certificado (de lastro) ou qualquer outro instrumento do mecanismo de adequação do suprimento associado ao lastro.

Em relação ao verbo “lastrear”, recomenda-se que o seu uso seja evitado em qualquer situação. Frases envolvendo o verbo “lastrear”, como a afirmação de que “o consumo deva ser lastreado em contratos”, muito frequentemente induzem a um indevido senso de equivalência entre lastro e certificado. O uso de outros verbos, como “respaldar”, elimina esse problema.

A I.4.3: A ideia da ‘separação lastro e energia’

No âmbito das discussões sobre mecanismos de adequação do suprimento, a ideia que provavelmente está mais envolvida em problemas de subjetividade é a ideia da “separação lastro e energia”. Parte desse problema está ligada com a parcial descontextualização de dois termos que intrinsecamente carregam alguns problemas de ambiguidade, conforme discutido anteriormente. No entanto, a combinação entre ambos os termos provavelmente não causaria problemas graves se não houvesse também uma grande subjetividade associada ao termo “separação”.

Um passo importante para entender as causas e consequências desse problema de subjetividade consiste em explorar os conceitos que podem ser associados ao termo

“separação” quando se discute o tema entre os profissionais do setor elétrico. Frequentemente, uma dessas narrativas descreve os atuais contratos de eletricidade como uma composição inseparável de dois produtos, lastro e energia, e menciona os benefícios de uma eventual separação. A partir dessa narrativa, o conceito que tende a ser associado mais imediatamente ao termo “separação” possui um sentido mais restrito, sugerindo uma separação apenas desse padrão de contrato e a manutenção de ambos os produtos exatamente no formato atual. Assim, faz sentido pensar na existência de apenas dois produtos bem específicos a serem comercializados de maneira separada: a cobertura financeira (energia) e os certificados de produção. Em outras palavras, quando se adota esse sentido mais restrito, não faz tanto sentido pensar, por exemplo, em certificados de capacidade, diante da impossibilidade de separar algo que nem sequer existe.

No entanto, em outros contextos, o termo “separação” parece ser empregado em um sentido diferente e muito mais amplo. O texto da proposta compilada de aprimoramento da CP 33, ao comentar as contribuições recebidas, afirma que várias dessas contribuições emergem “com a ideia da separação de lastro – contratado por encargo – e energia – contratada livremente”. Nessa afirmação, a menção ao encargo leva ao entendimento de que não está sendo discutida a contratação do certificado de produção, mas a contratação direta de lastro. Considerando que o produto em discussão não é o certificado de produção que atualmente se comercializa de forma casada, haveria duas maneiras de fazer uma releitura abstrata da afirmação acima: (i) como uma extinção do produto certificado, aliada a uma redefinição do processo de contratação do lastro; ou (ii) como a separação entre a contratação do lastro e a contratação da cobertura financeira (ou seja, a separação do processo de contratação e não a separação do contrato). Em suma, o termo “separação” pode ser compreendido em ao menos dois sentidos:

- Um sentido restrito, fazendo referência à separação do padrão de contrato (separação entre os produtos de “cobertura financeira” e “certificado de produção” que atualmente são comercializados de forma casada nos contratos de eletricidade); e
- Um sentido amplo, fazendo referência à separação dos processos de contratação (separação entre a contratação da “cobertura financeira” e a

contratação do produto “lastro”, independentemente do tipo de lastro e da maneira – direta ou indireta – pela qual se realize a contratação).

No entanto, mesmo o uso do termo “separação” no sentido amplo pode causar desentendimentos. No caso hipotético, por exemplo, da criação de um mecanismo completamente novo que fosse dedicado à contratação de lastro de capacidade, pode ser confuso pensar na separação de um tipo de processo de contratação que nem ainda foi implantado de maneira efetiva. Além disso, quando se considera que os atuais leilões de energia de reserva podem constituir uma classe de contratação separada do lastro de produção, pode parecer que a alegada separação não seria uma separação propriamente dita, mas uma transição de um modelo de contratação parcialmente separada para um modelo de contratação totalmente separada.

Independentemente de qualquer visão que se tenha em relação ao futuro, sempre haverá a discussão a respeito dos contratos legados, para os quais é mais pertinente a discussão da “separação” no sentido mais restrito do termo, dado que a contratação já foi realizada nesses casos. Em outras palavras, existem razões reais para que o termo “separação” seja alternadamente utilizado em sentidos diferentes, inclusive dentro de uma mesma discussão.

Além disso, diante da subjetividade em torno do termo “separação”, não seria descabido levantar a hipótese de que a ideia da “separação lastro e energia” tenha sido progressivamente mais utilizada em um sentido ainda mais abrangente, em referência a um conjunto genérico de diferentes de propostas de mecanismos de adequação do suprimento, misturando concepções distintas a respeito do que realmente seria separado em cada caso. Por essa hipótese, a ideia da “separação lastro e energia” estaria assumindo um papel central na discussão sobre mecanismos de adequação do suprimento, tornando-se quase um sinônimo para a reforma do atual mecanismo.

O problema de pautar a discussão sobre mecanismos de adequação a partir da ideia de “separação lastro e energia” está nos riscos associados a essa abordagem. Mais especificamente, dois possíveis obstáculos são vislumbrados. Em primeiro lugar, dado que cada profissional provavelmente possui um entendimento distinto a respeito desse conceito, trazer repetidamente para a pauta a ideia da “separação lastro e

energia” pode dificultar a convergência de opiniões e o avanço das discussões no sentido de uma melhor alternativa. O segundo obstáculo vislumbrado é mais sutil. Pautar a discussão a partir da “separação lastro e energia” pode despertar ideias preconcebidas e a noção simplificada de uma dicotomia “separar ou não separar”, ofuscando a diversidade de alternativas e experiências reais existentes em nível internacional e assim limitando previamente o escopo potencial de uma reforma do atual mecanismo de adequação do suprimento.

Portanto, em discussões conceituais sobre mecanismos de adequação do suprimento, sobretudo quando se trata de reformas do mecanismo brasileiro, recomenda-se evitar o uso da ideia da “separação lastro e energia” de maneira genérica, inclusive porque muito provavelmente essa abordagem não é estritamente indispensável. Havendo o entendimento de que é oportuno fazer uma referência específica à separação, é recomendável verificar se o contexto fornece informações suficientes para uma clara distinção entre os diferentes conceitos. Por exemplo, descrever uma eventual proposta de reforma como “a implementação de contratação separada do lastro” pode ser suficiente para eliminar grande parte dos problemas de ambiguidade que costuma estar associada à ideia da “separação lastro e energia”, porque deixa claro que se trata da separação dos processos (sentido amplo do termo “separação”) e não da separação dos contratos (sentido restrito do termo “separação”).

Adendo II. Legados

Este adendo apresenta alguns elementos para uma reflexão inicial no que se refere aos legados do setor elétrico brasileiro, considerando os diferentes contratos vigentes e possíveis alternativas visando solucionar os problemas.

A II.1: Tratamento de Contratos Legados

No que se refere ao tratamento de contratos legados adotou-se como premissa o resguardo aos direitos e obrigações destes instrumentos contratuais. E, nesse sentido, há que se observar os montantes de energia e horizontes contratuais relacionados, além das respectivas formas de contratação em vigor.

Assim, inicialmente é feito levantamento dos contratos firmados no ambiente de contratação regulada, ou seja, do ponto de vista das distribuidoras. E apesar da natureza distinta da contratação, foram ainda avaliados os contratos em vigor na modalidade de energia de reserva.

E, apesar do presente documento não tratar explicitamente dos contratos do ambiente de contratação livre, por carência de informações públicas, a manutenção dos direitos e deveres associados a contratos firmados antes da separação da contratação do lastro também deve ser observada.

Na sequência é apresentada breve compilação das alternativas listadas por ocasião da consulta pública nº 33, que se propunham a endereçar o tratamento efetivo dos contratos legados, com breves ponderações a respeito de vantagens e pontos de atenção de cada uma. Provocações são apresentadas para que se possa avançar, em um segundo momento, na análise de outras alternativas.

O maior aprofundamento neste ponto agrega transparência e garante que seja indicada a alternativa mais aderente às necessidades do mercado brasileiro para, na sequência, avanço nas necessidades de alteração de instrumentos legais e infralegais.

A II.1.1: Identificação dos contratos legados

Com base nas regras de comercialização vigentes associadas aos Contratos, ref.: versão 2019.2.0, do ponto de vista das distribuidoras foram mapeados e considerados os seguintes contratos:

- CCEAR-D: Contrato de comercialização de energia no ACR por Disponibilidade
- CCEAR-Q: Contrato de comercialização de energia no ACR por Quantidade
- CBR: “Contratos Bilaterais Regulados”, decorrentes de: Geração Distribuída de Chamada Pública, Geração Distribuída de Desverticalização, Licitação Pública de distribuidoras com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, Contratação entre distribuidoras supridas e supridoras, contratos celebrados anteriores à Lei nº 10.848/2004 (16/03/2004) e contratos oriundos do sistema isolado de distribuidora interligada
- CCEN: Contratos de Cotas de Energia Nuclear (Angra 1 e 2)
- CCGF: Contratos de Cota de Garantia Física (toda energia oriunda de empreendimentos que tiveram concessão ou permissão renovada conforme Decreto nº 7.805 de 14/09/2012)
- PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
- Itaipu

Considerando um levantamento tendo como referência o agregado das distribuidoras, não foram considerados resultados provenientes de contratos do tipo CCEAL, que são contratos de comercialização de energia no ambiente livre, negociados no ACL com condições de atendimento, preço e demais cláusulas de contratação livremente negociadas entre as partes. O mesmo se aplica para os mecanismos de cessão de entre as distribuidoras.

Para o levantamento dos contratos de energia de reserva, foram considerados os contratos tanto por disponibilidade quanto por quantidade efetivados por meio de leilões específicos para contratação deste tipo de energia, além da usina nuclear Angra III.

A II.1.2: Contratos do Ambiente Regulado

No levantamento associado às contratações do ambiente de contratação regulada foram considerados contratos em vigor, conforme referências e premissas a seguir indicadas¹⁰:

- Informações dos CCEAR: conforme planilha publicada no site da CCEE com dados consolidados dos Leilões, ref. junho/2019¹¹, não tendo sido consideradas eventuais alterações aprovadas pela Aneel como prazos contratuais;
- Descontratações: conforme InfoReduções Contratuais - 009 - Abril/2019 e Boletim informativo referente aos contratos regulados que tiveram redução dos montantes de energia, conforme os mecanismos de redução vigentes;
- Cotas: renovação das concessões por mais 30 anos a partir de 2013 (até 2042)
- PROINFA: final dos contratos entre 2023 e 2025 (1/3 por ano)
- Angra I e II: valor constante ao longo de todo o horizonte de análise
- Itaipu: valor constante ao longo de todo o horizonte de análise
- CBR: Conforme dados de 2018;
- CCEN, CCGF, PROINFA e Itaipu: valores constantes tendo, tomando como referência dados estimados (2020 – 2023) recebidas da CCEE (ref. Abril/2019)

A Figura 14 indica os montantes contratados pelas distribuidoras nos leilões do ambiente regulado, considerando um horizonte que extrapola o ano de 2050 para os contratos do tipo CCEAR. Os maiores níveis de contratação são observados nos anos de 2023 e 2024, e equivalem a 27.000 MW médios, aproximadamente. E após o ano de 2043 há indicação de nível de contratação inferior a 10.000 MW médios.

¹⁰ As simplificações aqui adotadas não tendem a afetar os objetivos do documento.

¹¹ desconsiderando casos de “agente desligado pela CCEE”, “contrato não adjudicado”, “contrato rescindido”, “desistência da venda” e “revogada”.

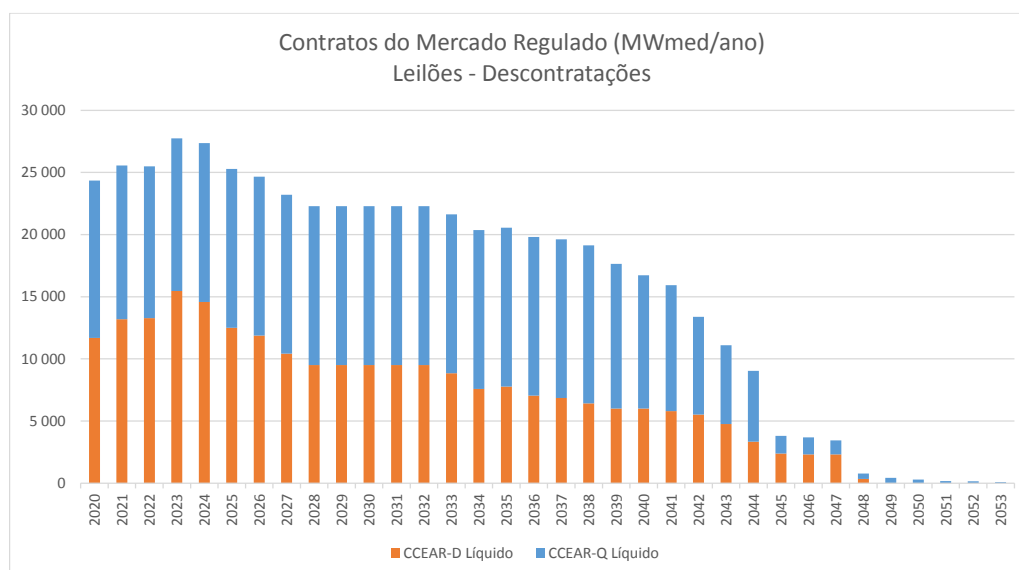


Figura 14: CCEAR-D e CCEAR-Q: montantes (MWmed/ano)

Ainda tratando especificamente dos contratos do tipo CCEAR, na Figura 15 a seguir é apresentada a participação relativa da energia contratada por meio de contratos do tipo quantidade e disponibilidade no portfólio das distribuidoras, cabendo observar a participação percentual mais expressiva para os CCEAR-Q, especialmente nos últimos anos da análise.

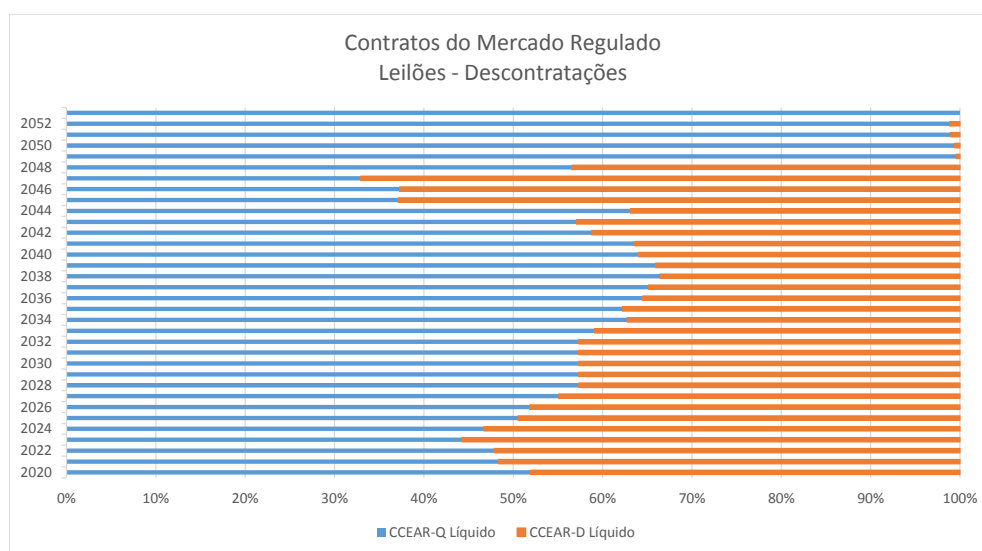


Figura 15: CCEAR-D e CCEAR-Q

Cabe salientar ainda que, em se tratando de contratações efetivadas em leilões de contratação de energia existente, há aproximadamente 400 MW médios e 350 MW médios de contratos sendo finalizados, respectivamente, nos anos de 2020 e 2021, conforme Figura 16 .

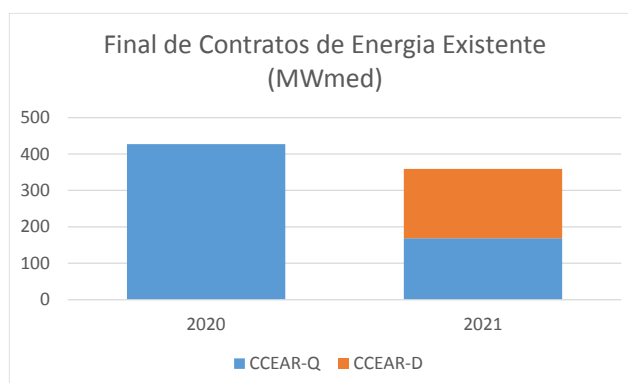


Figura 16: CCEAR finalizando em 2020 e 2021

Na Figura 17 é apresentado levantamento considerando todos os contratos aqui mapeados das distribuidoras. Considerando as premissas aqui descritas, o maior nível de contratação observado é de, aproximadamente, 50.000 MW médios, no ano de 2023. Este montante seria inferior a 40.000 MW médios, ao menos ligeiramente, a partir de 2034, com previsão de redução mais expressiva a partir de 2043, atingindo níveis inferiores a 20.000 MW médios.

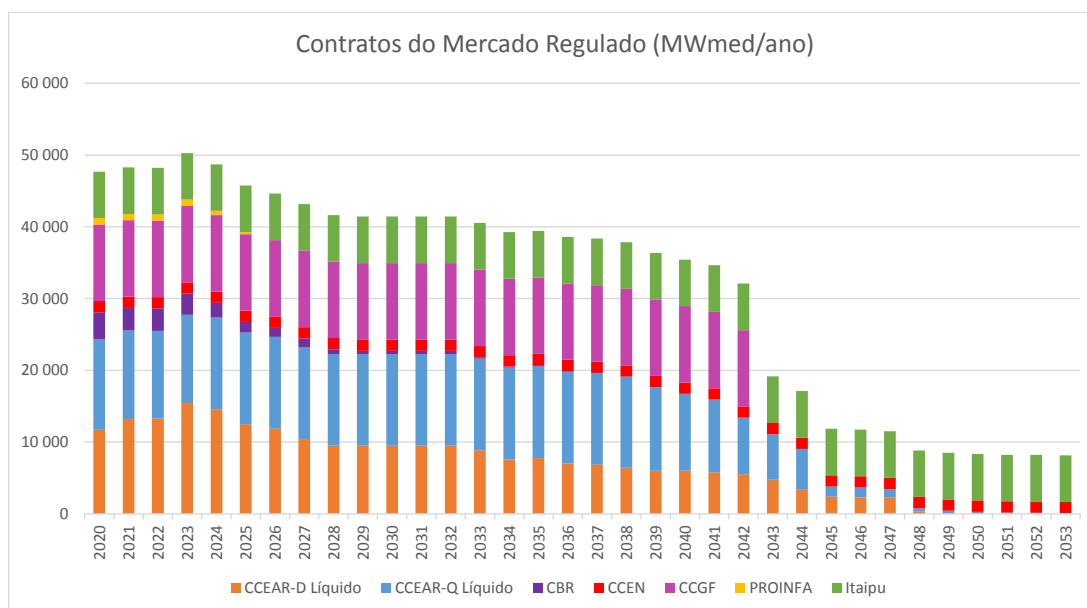


Figura 17: Contratos do Mercado Regulado

A II.1.3: Contratos de Energia de Reserva

Para o levantamento associado às contratações como energia de reserva foram considerados contratos em vigor, conforme referências e premissas a seguir indicadas¹²:

- Informações dos leilões de energia de reserva conforme planilha publicada no site da CCEE com dados consolidados dos Leilões, ref. junho/2019¹³, não tendo sido consideradas eventuais alterações aprovadas pela Aneel como prazos contratuais;
- Energia de reserva de Angra III constante ao longo do horizonte de análise e a partir de 2026.

Como pode ser observado na Figura 18, o horizonte dos contratos extrapola o ano de 2050.

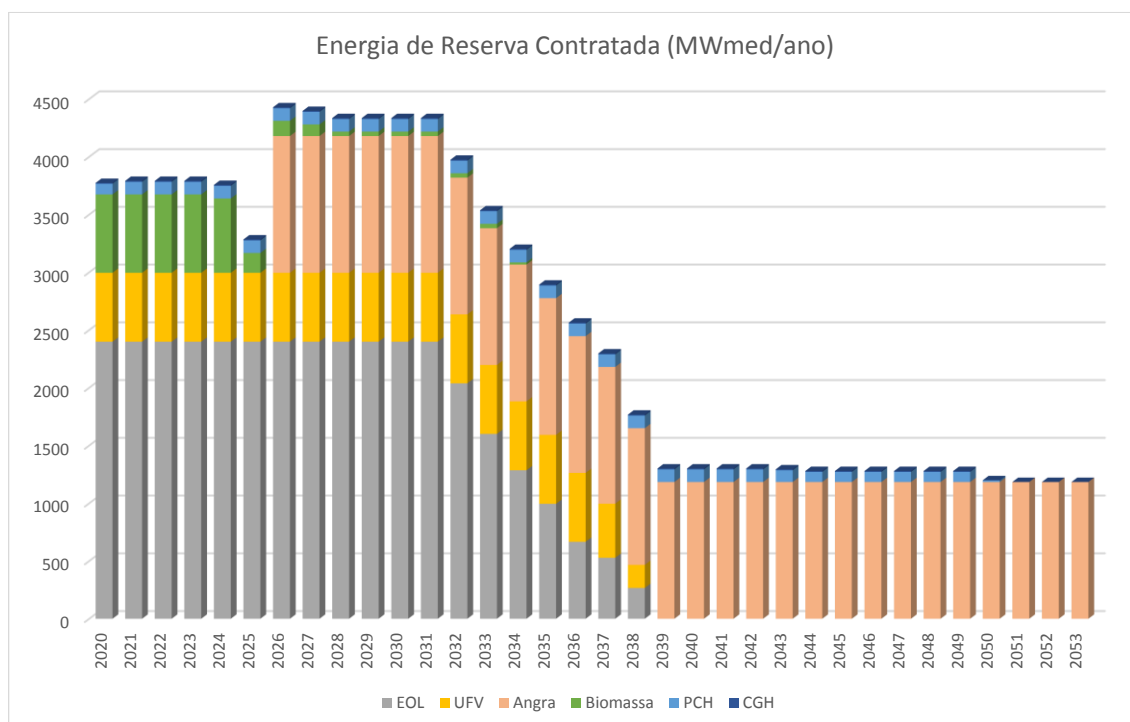


Figura 18: Energia de Reserva Contratada

Nos anos iniciais da análise, observa-se que pouco tempo após o encerramento de parte dos contratos de usinas a biomassa há indicação de entrada em operação

¹² As simplificações aqui adotadas não tendem a afetar os objetivos do documento.

¹³ Desconsiderando casos de “agente desligado pela CCEE”, “contrato não adjudicado”, “descontratado” e “revogada”.

comercial de Angra III, sendo esperado que a energia proveniente desta usina passe a ter uma participação percentual maior que 50% do total da energia de reserva contratada a partir de, aproximadamente, 2037.

Tendo como referência os valores anuais apontados, o máximo de energia de reserva contratada se concentra entre os anos de 2026 e 2031, com valor médio de 4.300 MW médios, aproximadamente.

A II.2: Análise de alternativas

Inicialmente cabe resgar o constante na Nota Técnica nº EPE-PR-003/2017, de 04 de dezembro de 2017, de processamento de contribuições à consulta pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal, que sinalizou como adequada a dedução dos direitos associados a contratos legados da base de cálculo para a definição do encargo para a alocação do custo de contratação de lastro¹⁴, em linha com contribuições recebidas na referida consulta pública.

Em adição, foi evidenciada ainda a necessidade de se ter como princípio o respeito a contratos e, de uma forma geral, a direitos e obrigações legados.

Nesse contexto, a citada referência apresenta duas alternativas conceituais básicas para o tratamento de direitos e obrigações legados, a saber:

“(a) Aplicar as regras associadas à separação de lastro e energia apenas ao mercado incremental (oferta e demanda) que passe a existir após a separação. Preservam-se fluxos monetários obtidos da aplicação das regras do ambiente anterior à separação a consumidores e geradores com direitos e obrigações legados, sendo que estes fluxos ocorrem diretamente entre consumidores e geradores.

(b) Introduzir entidades de intermediação (ou, equivalentemente, contas centralizadoras de lastro) que: (i) por um lado, são responsáveis por garantir que agentes com direitos e obrigações legadas (consumidores ou geradores)

¹⁴ Conforme originalmente apresentado na proposta constante da NT nº 5/2017/AEREG/SE, o custo do lastro seria alocado através de encargo a todos os consumidores e autoprodutores proporcionalmente à parcela de energia decorrente da interligação ao SIN.

percebam fluxos monetários compatíveis com as regras do marco normativo anterior à separação; (ii) por outro lado, podem comercializar os produtos e serviços (lastro, energia e eventualmente outros produtos e serviços subjacentes) associados aos ativos de geração legados, e também adquirir produtos e serviços necessários à cobertura da demanda do consumo legados, no mercado que opera sob as novas regras. Também neste caso são preservadas as regras para os fluxos monetários obtidos da aplicação das regras do ambiente anterior à separação a consumidores e geradores com direitos e obrigações legados, mas os fluxos ocorrem agora indiretamente entre consumidores geradores, através de entidades de intermediação.”

Cabe destacar que ambas as alternativas sinalizam para a preservação dos fluxos monetários obtidos com as regras do ambiente normativo existente anteriormente à separação da contratação do lastro.

A adoção das regras de separação somente para a parcela incremental do mercado tem como vantagem principal evitar a introdução das chamadas entidades de intermediação. Entretanto, seu alcance restrito limitaria também os possíveis ganhos na liquidez do mercado e ainda teria que ser aprofundado formato a ser adotado para a oferta parcialmente vinculada a obrigações legadas.

Neste caso, durante a vigência dos direitos e obrigações legadas, o lastro dos ativos com contratos legados seria calculado, mas, na prática, utilizado apenas para processos como a determinação da necessidade de lastro adicional a ser contratado para o sistema.

Por outro lado, a segunda alternativa listada viabilizaria a aplicação das novas regras a um maior volume de transações, conferindo maior liquidez ao mercado e podendo, ainda, facilitar a descoberta de preços. O ponto de atenção, neste caso, seria a introdução de entidades de intermediação, o que agrega complexidade especialmente no que se refere a definição clara de atribuições e competências.

Assumindo que as alternativas listadas não exaurem todas as possibilidades, devem ainda ser explorados outros formatos, inclusive tendo como referência experiências internacionais. Adicionalmente, na definição do processo de transição deve ser resguardado certo alinhamento com o formato a ser adotado para novas

contratações, especialmente do lastro, que, em tese, pode ser de forma centralizada ou descentralizada.

Nesse contexto cabe ainda evidenciar que os encaminhamentos aqui definidos devem servir de *input* para direcionar questões tratadas em outros grupos temáticos, como o de Processos de Contratação, que está tratando da pertinência de se ter um agente centralizador.

Outros pontos que merecem aprofundamento dizem respeito a forma de remuneração do lastro, como garantir a manutenção dos fluxos financeiros dos contratos legados, como seria o tratamento para usinas parcialmente contratadas, de quem seria a obrigação de definição da necessidade de contratação de energia, e como garantir consistência com as necessidades do Sistema.

A II.3: Alterações legais e infralegais

Caso a opção seja pela introdução de entidades de intermediação, há que se avaliar a necessidade de amparo legal específico e regulamentação das atribuições e competências específicas, com atenção para não se criar sobreamento com outros agentes do setor. O tema está sendo abordado também pelo GT de Processo de Contratação.

A lei que instituir o novo modelo deverá trazer indicação explícita da data limite para que a contratação seja enquadrada como legado. É importante que haja previsibilidade deste marco, suportando eventuais decisões de contratação sob o modelo atualmente vigente ou de opção pelo modelo com a contratação de lastro como produto separado.

O tratamento dispensado às obrigações e contratos legados deverá respeitar o ato jurídico perfeito e os direitos adquiridos. Normas que revoguem ou contrariem dispositivo legal existente deverão ser veiculados por lei; já as matérias que não contrariem texto legal podem ser tratadas tanto no corpo do diploma legal que introduzir o novo modelo, quanto por meio infralegal.

Adendo III. Experiências Internacionais

Neste item, aborda-se, com base no trabalho realizado por (Cigré, 2016), as experiências internacionais no que tange a adoção de mecanismos de adequação de suprimento. Na tabela abaixo, apresenta-se, de forma resumida, algumas destas opções. Posteriormente, aborda-se cada um desses mecanismos, a experiência internacional vinculada, bem como a sua aplicação no Brasil.

Tabela 3 - Classificação dos mecanismos de capacidade conforme (Cigré, 2016)

	Qual é o produto?	Como o montante a ser contratado é determinado?	Quem é o responsável pela contratação?
Reserva Estratégica	Capacidade física (somente uma parcela da geração)	Autoridade Central estabelece o montante	Autoridade Central (por apenas uma parcela da geração)
Obrigação de capacidade com liquidação ex ante	Capacidade física	Autoridade Central estabelece o montante	LSEs (Load Serving Entities) ou outras entidades individuais
Obrigação de capacidade com liquidação ex post	Capacidade física	LSEs determinam o montante com liquidação ex post pela Autoridade Central, baseado em procedimentos e parâmetros pré-determinados	LSE (Load Serving Entity) ou outras entidades individuais
Leilão de Capacidade	Capacidade física	Autoridade Central estabelece o montante	Autoridade Central
Opções de Confiabilidade	Instrumento financeiro	Autoridade Central estabelece o montante	Autoridade Central
Pagamento por Capacidade	Capacidade física	Autoridade Central estabelece o preço, o montante é determinado pelo mercado	Autoridade Central

A III.1: Reserva Estratégica: O caso da Suécia

A Suécia é um exemplo de país que adotou a Reserva Estratégica. Seu mercado é caracterizado por baixo crescimento da demanda e forte integração regional - há interconexões com cinco países vizinhos e o sistema participa de um mercado regional, o Nord Pool. A participação das fontes na geração, em 2016, era: 40% nuclear, 40% hidro, 10% outros (biomassa, carvão, óleo, gás), 10% eólica (era zero em 2000). Outros países que já utilizaram Reserva Estratégica são Polônia, Bélgica, Austrália, Alemanha e Finlândia.

A motivação para implantação da reserva começa pelo contexto do país, onde os picos de carga são causados pela demanda por calefação em condições de frio extremo. Como a frequência desses picos é muito baixa, o incentivo comercial para investimento é fraco ou inexistente. A partir da liberalização do mercado, em 1996, levantaram-se discussões sobre a habilidade do mercado de incentivar investimentos para suprir a ponta. A situação foi agravada pelo descomissionamento de 1.200 MW de geração nuclear, entre 1998 e 2001, por razões políticas.

Segundo (Damsgaard e Green, 2005), houve pouco investimento em geração nos primeiros anos de liberalização, o que fez com que a razão entre consumo e capacidade instalada aumentasse. No entanto, um dos objetivos da liberalização era fazer melhor uso da capacidade existente. E o compartilhamento de reservas e o comércio de energia com sistemas vizinhos permitiu à Suécia aumentar o consumo com menor necessidade de capacidade. Mas quando a reserva se reduziu demais, foi necessário adotar um mecanismo.

Portanto, em 2003, estabeleceu-se uma reserva estratégica de no máximo 2.000 MW. O mecanismo tinha caráter temporário, com o objetivo explícito de deixar o mercado gradualmente assumir a responsabilidade pela ponta, abolindo a reserva em 2008, mas tem sido estendido desde então. O mecanismo tem uma meta de contratação de resposta da demanda, que varia entre 25% e 50% da capacidade total. Pelo lado da geração, a maior parte da reserva é de térmicas a óleo condensado (720MW) que seriam descomissionadas sem o mecanismo.

A contratação dos recursos é feita anualmente em julho, através de leilões separados para geração e resposta da demanda, nos quais os ofertantes declaram sua receita

fixa e preço de oferta para despacho. Os recursos de geração vencedores se comprometem a estar disponíveis no inverno seguinte, entre novembro e março. O tempo de entrada é de no máximo 16 horas para recursos de geração e de 30 minutos para resposta da demanda. Os recursos de geração são despachados em ordem de mérito, após todos os recursos comerciais e de demanda terem sido ativados. Com contratação anual, trata-se de um mecanismo para recursos existentes e não para financiar nova capacidade. (Ceje, 2015)

Uma meta do mecanismo era evitar qualquer impacto no mercado de energia, de modo que o despacho da reserva não influenciasse o preço do mercado. A reserva é despachada apenas quando todos os demais recursos já estão em operação e as curvas de oferta e demanda ainda não se cruzam – o preço de despacho é o bid máximo do dia mais 0,1 euro/MWh. Um recurso despachado que não entrega, paga uma multa de 220 Euros/MWh, além de ficar exposto ao preço spot.

Entre 2003 e 2015, a reserva foi despachada em apenas 17 horas individuais, em 12 anos. A causa mais comum de ativação foi a combinação de inverno mais frio que o normal com indisponibilidade de geração nuclear. Segundo o operador, a maioria dos despachos da reserva poderiam ter sido evitados com melhor previsão de demanda e melhor representação da elasticidade da demanda no day ahead market. Para o inverno 2018/2019, foram contratados 562 MW de geração e 205 MW de demanda, 767 MW no total. (Söder, 2018).

A experiência também mostrou que a combinação de recursos de demanda e geração é interessante para atender às necessidades da operação, já que a resposta da demanda é um recurso de resposta rápida, enquanto a geração térmica tem entrada mais lenta, com a partida a frio, mas tem maior tempo de duração.

Em conclusão, o diagnóstico à época da implementação do mecanismo era de que o mercado de energia funcionava relativamente bem, ou seja, que a maior parte dos ativos era remunerada de forma satisfatória pelo preço da energia. Portanto, decidiu-se implementar um mecanismo que funcionasse à parte do mercado e interferisse muito pouco no seu preço. O mecanismo atinge uma parcela pequena dos geradores, os que têm um fator de despacho muito baixo, para suprir uma possível falta física de geração no inverno. Além disso, a demanda era relativamente estável e suprida

também pela integração com sistemas vizinhos, de forma que o mecanismo poderia servir apenas para evitar o descomissionamento de alguns recursos existentes e não precisava financiar novos ativos de geração. Para essa situação, a reserva estratégica teve um bom resultado.

Mesmo assim, o mecanismo foi sendo revisto com o tempo e reduzido a cada ano conforme a necessidade. Serviu também para contratar recursos de resposta da demanda. Não houve tratamento de contratos legados porque partiu-se de um mercado apenas de energia e não de outro mecanismo. O mecanismo atual tampouco produz contratos legados, já que a contratação é para o mesmo ano.

A III.2: Obrigação de capacidade ex post: O caso da França

Em 7 de dezembro de 2010, foi publicada na França a Lei 1.488 de 2010, que teve como propósito reformar o mercado de energia elétrica. Conhecida como NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité), tal norma promoveu uma série de alterações em diversas normas do setor.

Em especial, o art. L. 335-1 do Código de Energia (Code de l'énergie) passou a dispor que “cada fornecedor de energia contribui, em função das características da demanda de seus consumidores, em termos de potência e energia, à segurança do suprimento na França continental¹⁵”.

Este capítulo tem como objetivo descrever em linhas gerais o funcionamento do mecanismo de capacidade¹⁶ (mécanisme de capacité) adotado na República Francesa, as motivações eleitas para tanto, o eventual tratamento dos legados e o monitoramento do alcance dos objetivos propostos pelas autoridades reguladoras em conjunto com as partes interessadas.

A introdução de um mecanismo de adequação do suprimento no mercado francês, que até então era classificado na literatura como energy-only market (EOM), foi aventada pelos especialistas do setor, em breves linhas, pelas falhas de mercado que

¹⁵ “Chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en **puissance** et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'**approvisionnement en électricité**”. (Grifos nossos).

¹⁶ Adotaremos neste trabalho a expressão mecanismo de capacidade tão somente com o intuito de manter o paralelismo com a tradução dos documentos consultados em francês e inglês. Os documentos em língua inglesa fizeram uso do termo *capacity mechanism*.

vinham se descortinando ao longo do tempo e pela intermitência proporcionada pela crescente penetração de fontes renováveis na matriz elétrica da França.

No que se refere aos objetivos para a sua implantação, destacam-se a necessidade de atrair investimentos em expansão de capacidade, premiando aqueles que são úteis ao sistema em proporção aos benefícios gerados à coletividade e os que estiverem em sintonia com os efeitos inexoráveis do fenômeno da transição energética.

Passando-se à análise das falhas de mercado apontadas na literatura, constatou-se que, embora o consumo de energia na França estivesse reduzindo em termos médios, a tendência da demanda nos períodos de ponta se mantinha crescente. O mercado, por sua vez, aparentemente não estava se mostrando capaz de corrigir essa falha. Portanto, restou assente a necessidade de traçar uma estratégia regulatória com a finalidade de evitar uma crise de segurança de suprimento no sistema.

A inabilidade de se corrigir tal distorção foi atribuída ao fato de o mercado de eletricidade francês se caracterizar como um EOM em que a competição se mostra imperfeita. E dessa imperfeição decorreu que a ausência de aporte de investimentos em expansão de capacidade vinha dificultando o atendimento à ponta nos períodos do inverno, quando a termossensibilidade da demanda por eletricidade se mostra mais evidente¹⁷.

Posteriormente à opção pelo desenho de um mecanismo de capacidade no contexto do mercado de energia elétrica francês, o operador do sistema do País (OS), em conjunto com a Pasta de Energia, compilaram recomendações no sentido de escolher um mecanismo descentralizado de obrigação de capacidade com liquidação posterior ao evento de entrega do produto “capacidade”.

A necessidade do atendimento às diretrizes emanadas pela União Europeia no sentido de eliminar os subsídios aos mercados de energia naturalmente levou o regulador e se afastar das opções derivadas da aplicação de critérios típicos de

¹⁷ Uma queda de 1º C durante o inverno poderia ocasionar 2.400 MW de demanda adicional (RTE, 2014).

comando e controle, passando a procurar soluções de mercado para enfrentar os desafios que se apresentavam.

Dentro dessa visão, o mecanismo abrange toda a capacidade nova (planejada) e existente no âmbito da geração e operação da resposta da demanda. A razão para essa escolha se pautou no fato de que:

“(...) quando o fornecimento de eletricidade se encontra em risco de escassez, todas as capacidades contribuem ao atendimento de toda a demanda, não havendo motivo para que somente algumas sejam recompensadas. Pelo contrário, porque é impossível identificar as unidades de geração que contribuem especificamente para a segurança do suprimento, não há justificativa técnica para um mecanismo que não recompense todas as capacidades” (RTE, 2014).

Além disso, foi ressaltado nas referidas recomendações que a criação de um mecanismo que incentivasse investimentos apenas em capacidade nova tenderia a causar distorções no preço da energia, criando imperfeições no mercado, além de impedir a participação de estruturas plenamente aptas ao atendimento dos objetivos da política considerada.

As partes obrigadas ao cumprimento das obrigações de capacidade são as unidades geradoras e os operadores de resposta da demanda.

O ciclo do mecanismo se inicia 4 (quatro) anos antes do ano de entrega do produto “capacidade”, entendido tal como um produto físico. Já liquidação das diferenças verificadas é encerrada 2 (dois) anos depois. Esse ciclo se inicia com uma decisão governamental centralizada que determina o critério de segurança do suprimento, estabelecendo-se uma meta global.

A aludida meta será desdobrada em metas individuais entre os geradores e os operadores de resposta da demanda por meio da emissão de certificados ou garantias de capacidade. Com vistas ao cumprimento dessa obrigação, tais agentes celebram contratos com o OS, que é a entidade responsável pelo procedimento de certificação de capacidade.

Em obediência às normas de certificação, o OS emite os certificados de capacidade correspondentes.

Já os fornecedores de energia elétrica necessitam demonstrar que atenderão à capacidade demandada pelos consumidores que os contrataram. Essa comprovação deverá ser feita pela aquisição dos certificados de capacidade junto aos agentes de geração e de resposta da demanda.

Os certificados são comercializados por meio de leilões em ambiente de bolsa ou em mercado de balcão. A transparência nas transações realizadas é abordada nos documentos consultados como uma questão central para que o mercado tenha liquidez e competitividade.

Importante destacar que, alternativamente à aquisição de certificados, o cumprimento da obrigação de capacidade pode se dar por meio da realização de investimentos em ativos de geração ou de resposta da demanda.

O preço das garantias é definido conforme a oferta e a demanda, com a fixação de um preço teto pela autoridade reguladora que leva em conta o VOLL como critério de cálculo.

Os certificados têm o mesmo valor independente da fonte geradora. Esse mesmo valor é aplicado ao certificado emitido ao operador da resposta da demanda.

Ressalte-se que os agentes não realizam a troca comercial dos certificados diretamente. Existe um intermediário – o agregador de carga (agregateur¹⁸) – que é responsável pela sua busca junto ao mercado, assegurando a comprovação de atendimento aos consumidores de forma eficiente, sob risco de aplicação de penalidade. Esse procedimento tem como objetivo reduzir os custos de transação da liquidação futura.

No caso de compra de energia de fonte nuclear, não é necessário adquirir certificados para a cobertura proporcionada pela fonte, uma vez que a tarifa é regulada e já incorpora o seu custo.

Durante o ano de entrega o OS notifica as partes obrigadas dos dias e períodos em que deverão estar preparadas para o atendimento à ponta.

Passado o ano de entrega, é feito o encontro de contas entre as obrigações e as capacidades certificadas.

¹⁸ Em Inglês: *Load Serving Entity*

Importante destacar que, na França, há uma entidade criada especificamente para a manutenção do alinhamento entre as capacidades registradas e as respectivas obrigações (Responsable de Périmètre de Certification ou RPC¹⁹).

Em dezembro de 2018, novas regras foram incorporadas ao mecanismo, em particular a previsão de realização de licitações de capacidade de longo prazo para capacidades advindas de empreendimentos novos (art. L 335-1, § 6º do Código de Energia). Em 12 de junho de 2019²⁰, o Ministério de Energia da França lançou o calendário plurianual desses leilões. Essa providência tem como objetivo atender às recomendações da Comissão Europeia no sentido de assegurar a ampla concorrência no mecanismo, a participação de agentes de outros Estados-Membros e promover sinais de longo prazo aos investidores²¹.

Sendo assim, o mecanismo de capacidade baseado na obrigação com liquidação ex post foi o modelo eleito pelas autoridades competentes na República Francesa com o objetivo de assegurar aos geradores, uma receita que, conforme a proposta encaminhada, seria capaz de solucionar o problema do missing money, atraindo investimentos em capacidade apesar das oscilações promovidas pelos ciclos macroeconômicos.

Sobre os contratos legados, a solução encontrada pela França provocou que as partes obrigadas (geradores e os operadores de resposta da demanda) ao cumprimento da obrigação de capacidade tivessem duas opções a escolher: (i) investir em ativos de geração ou de resposta da demanda, e/ou; (ii) adquirir certificados.

Além disso, elas tiveram de arcar com o custo de celebrar mais um contrato com o OS e de se submeter ao procedimento de certificação. Para isso, é necessário produzir e submeter dados ao OS que sejam capazes de revelar o atendimento ao critério de segurança do suprimento estabelecido pela autoridade reguladora.

¹⁹ Em Inglês: *portfolio capacity manager*

²⁰ On 12 June, 2019, on the decision of the Ministry of Energy, RTE is launching 4 calls for tenders for new capacities. Disponível em: <https://www.services-rte.com/en/news/bringing-the-capacity-mechanism.html>> Acesso em: 19 jul. 2019.

²¹ *Mécanisme de capacité: de nouvelles règles qui achèvent la mise en conformité du mécanisme avec le marché intérieur européen*. Disponível em: <<https://www.services-rte.com/fr/actualites/mecanisme-de-capacite-de-nouvelles-regles.html>>. Acesso em: 19 jul. 2019.

Além do contrato de certificação, foi necessário que os geradores e os operadores de resposta da demanda celebrassem mais três contratos, a saber: um com a RPC, um contrato com o OS e um contrato concedendo acesso ao registro dos certificados de capacidade.

Nesse sentido, de acordo com a bibliografia consultada, nota-se que a legislação que introduziu o mecanismo de capacidade manteve a higidez dos contratos vigentes, não havendo menção da necessidade de tratamento de contratos legados. Isso se deve ao fato de ter sido acrescentado o produto capacidade a um mercado que até então somente transacionava energia.

No que se refere ao monitoramento da política pública em análise, verificou-se que a regulação tem sofrido atualizações com o objetivo de melhorar a operação do mecanismo nas seguintes áreas: obrigações de capacidade, procedimento de certificação, novas fontes de flexibilidade e funcionamento do mercado²².

Além disso, cumpre citar a inovação regulatória já mencionada, no sentido de prever a realização de leilões para o atendimento de capacidade por empreendimentos novos no longo prazo. Nesse particular, importa salientar que, quando da implantação do mecanismo, entendeu-se que tal seletividade poderia causar distorções no preço e no arranjo do mercado. Porém, à vista da evolução do mecanismo desde a sua implantação, no final de 2016, entendeu-se como razoável a implantação da medida.

A III.3: Leilão de Capacidade: Os casos do Reino Unido e do PJM

A III.3.1: O caso do Reino Unido

O sistema do Reino Unido é predominantemente térmico, com 42% de gás natural, 21% nuclear e 9% carvão, em 2017. Também se caracteriza pela capacidade limitada de interconexão com outros sistemas e pelo alto crescimento da geração renovável, principalmente eólica, que atingiu 11% da geração em 2017. O restante é dividido entre biomassa, solar, hidráulica, resíduos e óleo.

Um dos primeiros mercados a se liberalizar, no final da década de 1980, atualmente possui mercado de capacidade e de serviços ancilares, além do de eletricidade. O

²² *Evolution of the capacity mechanism*. Disponível em: <https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/capacity-mechanism/?lang=en#1>>. Acesso em 18 jul. 2019.

Mercado de Capacidade faz parte da Reforma do Mercado de Eletricidade que teve início em 2011, que também inclui outras medidas. O diagnóstico feito em 2012 foi de que o mercado teve um bom desempenho desde a privatização, mas provavelmente não seria capaz de endereçar os desafios do futuro, como alcançar as metas de descarbonização e garantir a segurança de suprimento futura de forma eficiente para os consumidores.

Em relação à garantia de suprimento, a alta volatilidade no preço do mercado de energia havia desacelerado investimentos e reduzido a viabilidade de geradores convencionais. O aumento de geração, incluindo renovável, indicava que haveria descomissionamento e fechamento prematuro de centrais geradoras. Além disso, a análise de margem de capacidade indicava preocupação com a garantia de suprimento nos anos seguintes.

Para incentivar a geração renovável, foi instituído um mecanismo específico, chamado Feed-in Tariff com contratos por diferenças. Para garantir a segurança de suprimento, foi desenhado o mecanismo de capacidade, cujo funcionamento é descrito a seguir.

A capacidade é contratada em leilões centralizados, realizados com 1 e 4 anos de antecedência (chamados T-1 e T-4). O leilão T-4 contrata a maior parte da capacidade, enquanto o leilão T-1 serve para ajuste da quantidade através de resposta da demanda e mercado secundário de obrigações de capacidade vendidas no T-4. A intenção é garantir que a maior parte da capacidade necessária seja adquirida com antecedência suficiente para realizar as novas construções, mas que reserve alguma flexibilidade para ajustar a quantidade num período mais próximo, quando as previsões de demanda são mais precisas. A realização de leilões é decidida até junho de cada ano pelo ministro, que pode ajustar a alocação entre leilões para a solução mais econômica.

Entre o leilão e o ano de entrega, os participantes podem ajustar sua posição em um mercado secundário de capacidade, através de negociação financeira ou física. Ele também é usado para suprir um déficit temporário caso haja atraso na construção de um projeto novo.

O operador do sistema de transmissão (National Grid) produz um relatório anual de adequação da capacidade ao governo, usado para informar a decisão sobre montante a ser contratado. O critério de segurança de suprimento usado é de 3 horas de LOLE (energia não suprida). O relatório detalha modelagem e análises para uma combinação de cenários (crescimento da demanda, contextos de geração e resposta da demanda), e sensibilidades (disponibilidade da geração, impactos climáticos, recurso eólico e premissas de interconexão). Os cenários são consultados com a indústria e seu uso e as sensibilidades são acordadas entre governo, regulador (Ofgem) e um painel independente de especialistas técnicos. Em 2014, por exemplo, o montante indicado foi de 51.1GW, para entrega em 2018/19. O montante foi dividido em 48.6G W para o T-4 de 2014 e 2.5G W foram reservados para o T-1, em 2017 (Cigree, 2016).

Em relação à oferta, uma gama ampla de tecnologias é elegível: geração nova e existente, resposta da demanda, armazenamento e interconexões. A exceção é para agentes que recebem subsídios de outros mecanismos (CfD de renováveis, contratos de longo prazo para reserva). A resposta da demanda pode participar do T-4 e T-1, mas tem um volume reservado no T-1 para incentivar sua participação. As comercializadoras (LSEs) participam como intermediários para resposta da demanda (agregadores) nas mesmas condições que geradores. As interconexões foram introduzidas a partir de 2015, por exigência da UE, e podem participar tanto novas quanto existentes nas mesmas condições que demais recursos, também precisam se pre-qualificar e são elegíveis para contratos de 1 ano. Tecnologias de armazenamento que podem responder instantaneamente à ordem do operador podem ser usadas para aumentar a capacidade. Geradores e interconexões existentes são obrigados a se pré-qualificarem para o Leilão, e os que decidem não participar devem enviar notificação justificando a decisão. A intenção de obrigar a geração existente a participar é manter a oferta alta e evitar que o preço seja maior que o necessário.

Os vencedores do leilão assinam contratos chamados Acordos de Capacidade (Capacity Agreements). O preço é o preço de fechamento do leilão (clearing price). O prazo de duração do contrato varia de acordo com o tipo de projeto: os de geração

existente, resposta da demanda e interconexões duram 1 ano; geração reformada, 3 anos; e para geração nova, até 15 anos.

Em relação à aferição, participantes que recebem contratos são obrigados a entregar energia na ocorrência de eventos de estresse no sistema, com base em critérios pré-definidos de segurança. O operador monitora níveis de segurança e quando prevê um evento de estresse, emite um Aviso de Mercado de Capacidade com 4 horas de antecedência. O evento continua a ser monitorado e se houver restauração de margem suficiente, o Aviso é cancelado. Se o evento continua válido, provedores de capacidade são obrigados a gerar conforme suas obrigações. Novos geradores também precisam atender a marcos de construção antes do ano de entrega

A não geração em um evento de estresse gera pagamento de penalidades financeiras, cujo valor máximo é de 1/24 da receita anual para cada evento. Entregas acima do contratado são remuneradas, mas apenas se houver falha de outras unidades e pagamento de penalidade.

O pagamento da receita é feito durante o ano de entrega, em parcelas mensais ao preço final do leilão. Pagamentos do T-4 são indexados ao índice de preços ao consumidor

A sistemática do leilão segue o formato "pay-as-clear", onde todos recebem o "preço de compensação" (clearing price) definido pelo licitante marginal. Os leilões seguem um formato "descendente" (descending clock), onde o preço oferecido é gradualmente reduzido até que o preço mínimo seja atingido, no qual a oferta de capacidade oferecida é igual ao volume de capacidade "alvo" exigido.

Em relação à curva de demanda, em primeiro lugar é estabelecido o Net-CONE, definido como o custo de um novo entrante após a contabilização das receitas esperadas do mercado de energia e de serviços ancilares. Este é o preço de referência, o principal ponto de ancoragem para a curva de demanda. Atualmente o Net-CONE baseia-se no menor preço de uma nova Turbina a Gás de Ciclo Combinado (CCGT). Na prática, há uma incerteza significativa em torno da estimativa do Net-CONE, portanto, é desejável definir o preço-teto como um múltiplo do Net-CONE, com o tamanho do múltiplo reconhecendo o grau de incerteza em torno da estimativa. Em linha com as práticas em outros mercados de capacidade (mais

maduros e em operação há muitos anos) esse múltiplo está atualmente em 1,5, o que resulta no preço-teto de £75/kW.

Há limites para Tomadores de Preço (Price-takers): As usinas existentes são "tomadores de preços" no MC e não podem sair do leilão até que o preço esteja abaixo do limite estipulado para eles. Uma usina existente pode optar pelo status de formador de preço (*price-maker*), condicionado à apresentação de um plano de negócios, o que poderia permitir que essa usina recupere custos mais altos. (O regulador Ofgem pode solicitar informações a terceiros como parte de investigação para evitar abuso de poder de mercado). Atualmente, o limite de preço é de £25/kW (50% do net-CONE). A faixa acima e abaixo do montante a ser contratada é planejada como uma medida "anti-jogo", reduzindo a capacidade de uma única unidade influenciar o resultado do leilão por sonegação. Se o resultado do leilão ficar abaixo do Net-CONE, espera-se que mais capacidade seja comprada. Se ultrapassar o Net-CONE, o oposto pode ser aplicado. As tolerâncias-alvo visam a encontrar um equilíbrio entre garantir capacidade adequada e valor a ser pago, reduzindo o risco de jogo.

O nível atual dessas tolerâncias é estabelecido em 1,5 GW acima e abaixo da capacidade a ser contratada. Isso equivale a duas Turbina a Gás de Ciclo Combinado (CCGTs) de tamanho médio (consistentes com a seleção como a tecnologia de referência escolhida para o Net-CONE).

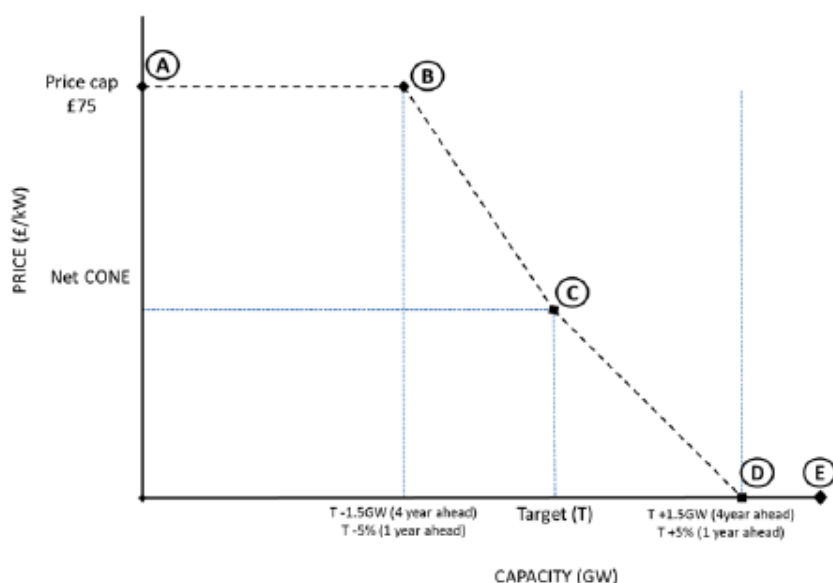


Figura 19 – Ilustração da curva de demanda

- Preço-Teto na Capacidade de 0 GW
- Para o leilão T-4, Preço teto em uma capacidade de 1,5 GW a menos que o nível desejado e para 5% a menos que o alvo, no leilão T-1
- Net-CONE com a capacidade "alvo"
- Para o leilão T-4, capacidade de 1,5 GW a mais que o nível alvo a £0/kW. Para o leilão T-1, £0/kW a uma capacidade de 5% a mais
- Quando o preço é zero, quanta capacidade estiver disponível será contratada

Em termos de resultados, em 2018 contratou-se 50.5 GW a £8.40/kW, sendo 43 GW de geração existente e 765 MW de nova geração, além de 2 GW de novas interconexões; 2.4 GW de interconexões existentes e 2.7 GW de armazenamento. Apenas 650 MW assinaram contratos de longo prazo, de 15 anos, o restante de 1 ano. Da geração contratada, 45% foi a gás, 15.7% nuclear e 9.2% cogeração (combined heat and power). Um terço dos participantes não obteve contratos. Houve uma queda de preço de 63% sobre o de 2017 (£22.50/kW). A avaliação foi de que, neste último ano, o preço tão baixo pode indicar que existe alguma necessidade do sistema que não está sendo endereçada, como flexibilidade.

Em resumo, o Reino Unido tinha como objetivo adequar seu sistema para endereçar os desafios do futuro, incluindo o incentivo a investimentos para garantir a segurança de suprimento. Nesse sentido, os leilões de capacidade desempenharam seu papel, propondo uma metodologia transparente para estimar a necessidade e contratar

capacidade para o futuro. Investimentos foram incentivados ao se fazer leilões com antecedência de alguns anos e prevendo contratos de longo prazo para novos projetos. Além disso, os leilões puderam valorar a capacidade em diversos tipos de tecnologias, permitindo a competição de interconexões e a inserção de novas tecnologias, como de armazenamento, além de servir para fomentar a resposta da demanda. A competição no mercado levou a preços extremamente baixos. Em relação aos contratos legados, como o sistema era um *energy-only market*, não havia contratos legados. A crítica em relação a necessidades do sistema que hoje não são endereçadas e valoradas no preço podem indicar uma adequação dos parâmetros do mecanismo, mas provavelmente não indicam uma inadequação do mecanismo como um todo para o caso britânico.

A III.3.2: O caso do PJM

O PJM (Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection) é um dos principais mercados de energia elétrica do mundo e o maior mercado dos EUA, não sendo relevante apenas em relação ao seu tamanho, mas também pelo seu desenho e arquitetura de mercado, tendo além de leilões no mercado *day-ahead* e *intra-day*, mercados de serviços ancilares e de capacidade.

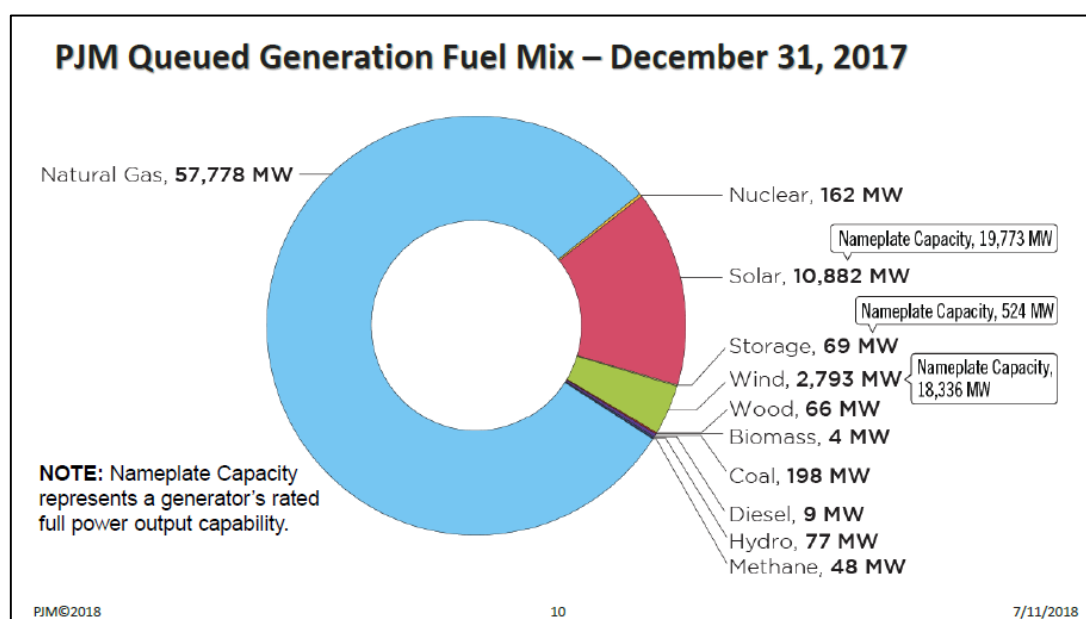


Figura 20: Matriz de geração PJM (PJM, 2018)

O PJM é típico de sistema de base termelétrica, que costumam ser restritos em potência.

Com a liberalização do consumo e da competição nos mercados de energia elétrica em diversos estados e regiões dos EUA surgiram preocupações quanto à segurança de suprimento do sistema e se os sinais de preços, dados pelos ambientes competitivos e com muito menor regulação, seriam suficientes para atrair novos geradores, dado que eles estariam com maior exposição ao risco de mercado. No limite, isso levaria esses mercados a não serem confiáveis no suprimento de energia em momentos de pico de demanda. Assim os ISOs (Independent System Operators) e RTOs (Regional Transmission Organizations) americanos, como o PJM, passaram a perseguir níveis mínimos de segurança do sistema e instituíram os chamados Mercados de Capacidade, exigindo-se que as LSEs (Load Serving Entity) assegurassem, de forma bilateral ou centralizada em leilões, o atendimento da capacidade crítica do sistema.

A princípio na região do PJM foi instituído um mecanismo de Obrigação de Capacidade Ex-Ante, onde as LSEs são obrigadas a contratarem uma quantidade suficiente de capacidade para cobrir sua demanda, com uma determinada especificação de confiabilidade, por meio de geração própria, programas de gerenciamento pelo lado da demanda ou por meio de compra de créditos de capacidade de geradores. Porém, em 2005, geradores e potenciais investidores observaram que as receitas desse mercado não eram suficientes para manter muitos dos ativos de geração no sistema. Como resultado disso, as taxas de interrupção forçada aumentaram, as margens de reserva diminuíram e o investimento em novos recursos de geração parou, apesar do crescimento de carga que o PJM estava observando. Isso provou que o mercado de capacidade em vigor não estava funcionando e, a fim de manter a confiabilidade, foram necessárias reformas, o que resultou em um novo modelo de mercado de capacidade, o Modelo de Precificação de Confiabilidade (Reliability Pricing Model - RPM).

O RPM consiste em um Leilão Residual de Base (Base Residual Auction - BRA), realizado durante o mês de maio, com antecedência de três anos do ano de entrega, que permite a obtenção de compromissos de obrigação de capacidade, que garanta a disponibilidade dos recursos necessários para a confiabilidade do sistema. Além do

BRA, são realizados pelo menos três leilões incrementais, que permitem a aquisição de recursos de substituição, aumentos e diminuições nos compromissos contratuais devido a ajustes de requisitos de confiabilidade e possíveis mudanças nas dinâmicas de mercado. Esse sistema fornece informações que permitem que os sinais do mercado de capacidade incentivem o investimento em infraestrutura.

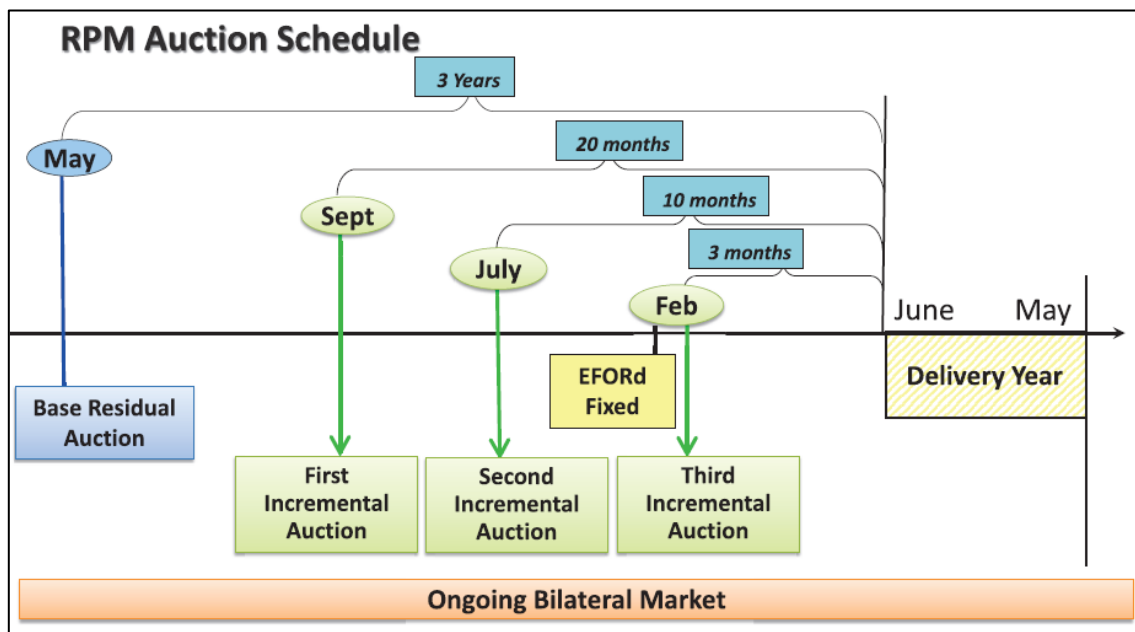


Figura 21: Cronograma de leilão (PJM, 2018)

Os custos dos compromissos resultantes dos leilões são alocados entre as LSEs por meio de uma Taxa de Confiabilidade Locacional (Locational Reliability Charge).

Podem participar dos leilões um conjunto diversificado de recursos existentes e novos, incluindo geradores, resposta da demanda, eficiência energética, armazenamento, projetos de transmissão qualificados e importações. E para participação nos leilões devem ser calculados requisitos de confiabilidade ou de reserva, que representam o nível desejado de reservas necessárias para atender aos padrões e princípios de confiabilidade. O valor de confiabilidade de um recurso depende de duas variáveis: a capacidade instalada do recurso e uma medida da probabilidade de um recurso não estar disponível devido a interrupções forçadas ou desvios forçados.

O valor da Capacidade Instalada (Installed Capacity - ICAP) de uma unidade é baseado no rating (classificação) confiável no verão de uma unidade, determinado de acordo com as regras e procedimentos do PJM.

O valor da Capacidade não-forçada (Unforced Capacity - UCAP) de uma unidade é a capacidade instalada calculada em condições de verão, que não está, em média, sofrendo, uma interrupção ou redução forçada.

A Taxa de Interrupção Forçada da Demanda Equivalente (Equivalent Demand Forced Outage Rate - EFORD) é uma medida da probabilidade de uma unidade geradora não estar disponível devido a interrupções forçadas ou reduções forçadas quando houver demanda na unidade para operar.

$$UCAP = ICAP \times (1 - EFORD)$$

O conceito da UCAP é estendido para valorar recursos de demanda, recursos de eficiência de energia, qualificação de transmissão em RPM.

A demanda nos leilões é descrita pela Curva de Necessidade de Recursos Variáveis (Variable Resource Requirement Curve – VRR), uma curva convexa segmentada e inclinada para baixo, projetada para adquirir capacidade suficiente para atender aos objetivos de adequação de recursos, evitando a extrema volatilidade de preços que uma curva vertical poderia produzir.

O Requisito de Adequação de Recursos determina a quantidade de recursos de capacidade necessários para atender ao pico de carga previsto e satisfazer o critério de confiabilidade. O critério de confiabilidade é baseado na Perda de Expectativa de Carga (Loss of Load Expectation - LOLE) não excedendo um evento em dez anos. A Margem de Reserva Instalada (Installed Reserve Margin - IRM) para o ano de entrega é a medida calculada para estabelecer o nível de recursos de capacidade instalada que fornecerá um nível aceitável de confiabilidade consistente com os princípios e padrões de confiabilidade do PJM.

O requisito de recurso para atender ao critério de confiabilidade é expresso como a margem de reserva instalada (IRM) como uma porcentagem da carga de pico da previsão:

$$\text{Requisito de Adequação de Recursos } ICAP = \text{Previsão de Pico de Carga} \times (1 + IRM)$$

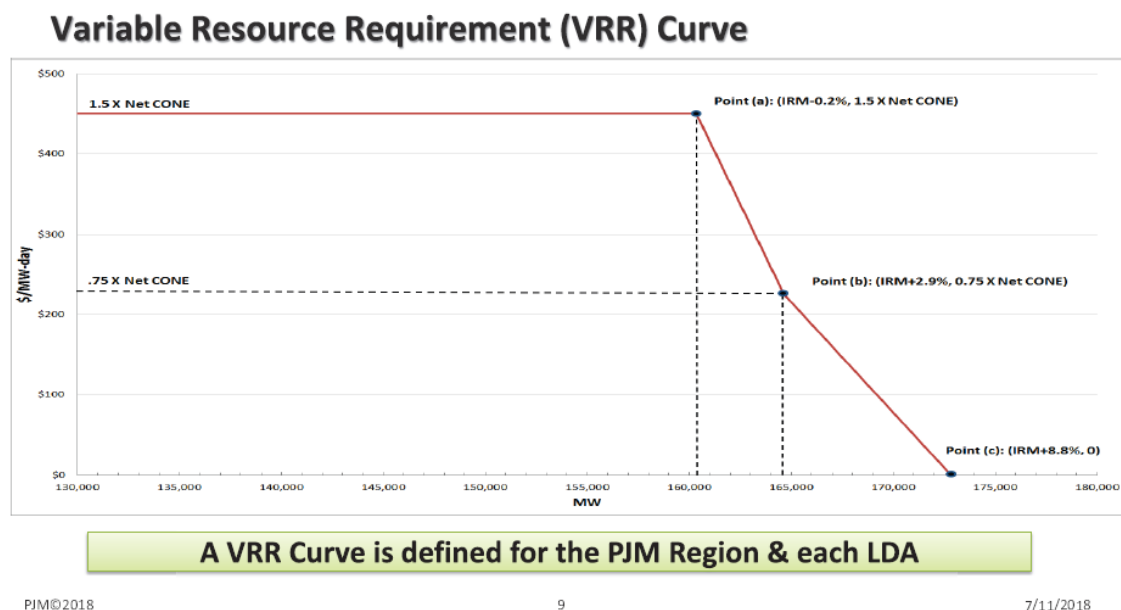


Figura 22: Curva de demanda para requerimento de recursos variáveis (PJM, 2018)

Para o Leilão Residual de Base (BRA) para o ano de entrega 2021/2022, a margem de reserva instalada (Installed Reserve Margin - IRM) de 15,8% atendeu ao critério de confiabilidade. (O período de planejamento é definido como um período anual de 1º de junho a 31 de maio. Por exemplo, o ano de entrega de 2021/2022 corresponde ao período de planejamento de 1º de junho de 2021 a 31 de maio de 2022.)

A implementação desse modelo de mercado de capacidade começou com o ano de entrega de 2007/2008. O período de transição do RPM ocorreu durante os anos de entrega de 2007/2008 a 2010/2011. Nesse mercado, existe uma pressão por parte dos geradores por maiores pagamentos (em alguns momentos, sob ameaça de desativarem usinas que são estratégicas para o sistema) pois há uma tendência de diminuição dos preços do mercado atacadista, que diminui a renda inframarginal do mercado de energia.

Em 2015, o desenho do mercado de capacidade foi aprimorado e foi introduzido o requisito de Desempenho de Capacidade, para assegurar que os recursos de capacidade comprometidos com as necessidades de confiabilidade e adequação de recursos da região entregarão energia e reserva prometidas quando solicitadas em emergências. Isso ocorreu após muitos geradores térmicos ficarem indisponíveis numa onda de frio em 2014. Sendo assim, agora o mecanismo conta com dois tipos de produtos para os recursos de capacidade, Capacity Performance e Base Capacity.

Na modalidade de Capacity Performance, os recursos devem ter capacidade de operação previsível que permita que estejam disponíveis durante todo o ano de entrega para fornecer energia e/ou reserva sempre que a PJM determinar que existe uma condição de emergência. Já na modalidade de Base Capacity, por sua vez, não é esperado que o recurso esteja disponível durante todo o ano de entrega, no entanto, ele deve fornecer garantias de que irá fornecer energia e/ou reserva durante os meses de verão.

Essa verificação do desempenho da capacidade reforçou consideravelmente as penalidades cobradas pelos recursos que não tiveram desempenho e introduziu bônus por recursos que funcionam melhor que o esperado.

A III.4: Opções de Confiabilidade: Os casos da Colômbia e Irlanda (a partir de 2017)

A III.4.1: O caso da Colômbia

A Colômbia tem um sistema onde 68,4% de sua capacidade instalada corresponde a geração hidráulica, quase 30% geração térmica (sendo 13,3% Gás Natural, 9,5% carvão e 7,8% combustíveis líquidos) e aproximadamente 1% de fontes não convencionais de energia renovável (FNCER - Fuentes No Convencionales de Energía Renovable) (eólica, solar e biomassa). Assim, o sistema é caracterizado como restrito em energia.

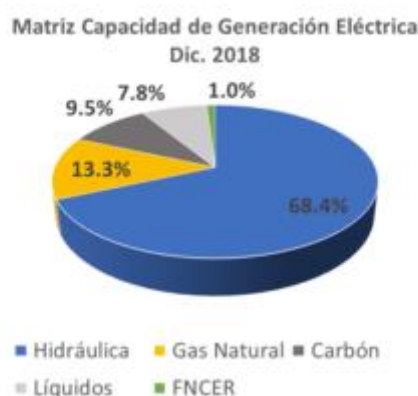


Figura 23: Matriz de geração da Colômbia (BID,2019)

Com esse cenário, o sistema elétrico colombiano possui uma alta dependência dos recursos hídricos, que o torna vulnerável a cenários hidrológicos críticos, como o

fenômeno El Niño. Durante os períodos de normalidade hidrológica, a geração hidráulica consegue suprir cerca de 85% da demanda. Em contrapartida, em períodos secos (como por exemplo nos anos 2009-2010 e 2015-2016) as fontes de geração térmica chegaram a atender quase 50% da demanda.

Esse cenário de risco pode ser reduzido com a diversificação da matriz de geração, especialmente com o aumento da participação das FNCER. Neste contexto, o governo colombiano está empenhado em incorporar 1,5 GW de fontes não convencionais renováveis até 2022 e espera-se que essas fontes representem entre 13% e 18% da geração do sistema elétrico para 2031.

Observa-se que o mercado colombiano é bastante estável, do ponto de vista regulatório, buscando acompanhar os principais elementos de desenho de mercado utilizado pelos operadores dos EUA. Em termos de competição, o mercado latino-americano mais avançado é a Colômbia, no qual a formação de preços é por oferta, há uma Bolsa de Energia e todos os consumidores de alta tensão possuem permissão de escolha de seu supridor.

O mecanismo de adequação da oferta é chamado de Encargo de Confiabilidade, foi criado em 2006 e é baseado em uma medida de energia, as Obrigações de Energia Firme (OEF), que é a quantidade de energia que os recursos dos geradores podem fornecer ao sistema durante um determinado período de tempo sob condições críticas de fornecimento, como por exemplo, baixa hidrologia. OEF representa uma opção financeira na geração de energia a ser apoiada por ativos físicos e confiáveis e é um produto projetado para garantir/aumentar a confiabilidade do fornecimento firme de energia a longo prazo a preços eficientes.

O gerador ao qual o OEF é atribuído recebe uma remuneração regular (Receita Fixa) e este se compromete a fornecer um montante específico de energia elétrica quando “o preço da Bolsa de Energia” superar um teto estabelecido pelo regulador (pelo menos uma hora por dia), o qual é denominado Preço de Escassez (Precio de Escassez), caracterizando uma situação crítica do sistema.

Durante as condições de escassez, a energia injetada para cobrir a obrigação é remunerada não através do preço de mercado (spot price), mas apenas pelo preço

de escassez. O preço de escassez é ajustado a cada mês, e é calculado a partir do volume de vazão, precipitação e temperatura.

As OEF são contratadas por meio de leilões (no formato de clock descendente), chamados de Subastas de Confiabilidade, e seus custos de contratação são arcados por meio do Cargo por Confiabilidade, que é pago por todos os consumidores (regulados ou livres), e é válido por 20 anos. E elas são negociadas com 4 anos e meio e com sete anos de antecedência.

Periodicamente são lançados leilões de OEF para cobrir necessidades do sistema, de acordo com as estimativas de margem de reserva. A demanda a ser adquirida no leilão é toda a demanda do sistema, com base nas previsões de carga do regulador, e é expressa em termos de GWh por ano (exige-se que os geradores cumpram seu compromisso de produção de energia durante todo o dia, mesmo que o preço da escassez tenha sido excedido apenas durante uma única hora).

Uma curva de demanda é construída pelo regulador, com o objetivo de representar sua elasticidade de preço.

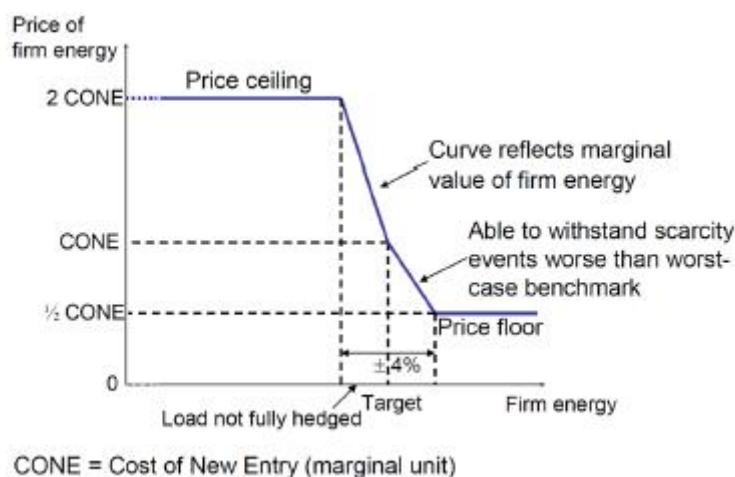


Figura 24: Curva de demanda (Cigré,2016)

Os licitantes oferecem curvas de oferta dentro da faixa de preço da rodada de licitação. À medida que os preços diminuem, os licitantes só podem manter ou reduzir a quantidade oferecida. O processo continua até que oferta e demanda estejam equilibradas (sem excesso de oferta).

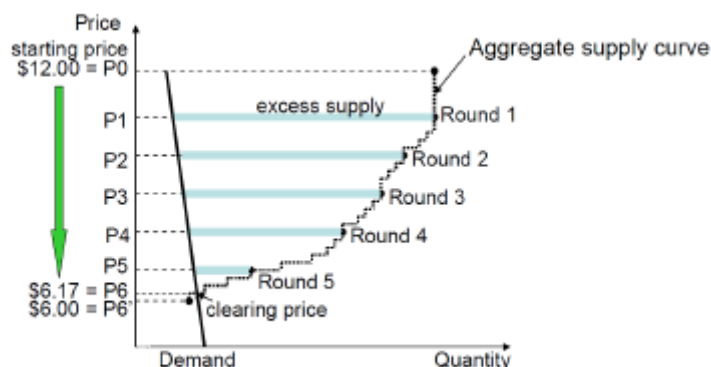


Figura 25: Sistemática do Leilão (Cigré,2016)

Podem participar do leilão geradores existentes e projetos novos de geração. Apesar de terem direito a diferentes durações de contratos, geradores existentes e novos competem no mesmo leilão e a quantidade de energia que cada gerador pode comercializar no leilão é limitada pelo regulador, de acordo com a contribuição esperada daquele gerador durante as condições de escassez. Cada proposta deve ser respaldada pelos certificados ENFICC (espanhol, Energia Firme para a Carga por Confiabilidade), a serem atribuídos de acordo com metodologias que variam dependendo da tecnologia.

As durações dos contratos de OEF variam de acordo com o tipo de planta, sendo:

Até 20 anos, para plantas novas (não em construção no momento do leilão);

Até 10 anos, para plantas novas “especiais” (em construção no momento do leilão, mas não em operação comercial);

Até 5 anos, para plantas existentes “repotenciadas” (em operação comercial no momento do leilão, mas em reforma);

Até 1 ano, para plantas existentes (em operação comercial no momento do leilão).

No caso de haver novos projetos de geração com prazos de construção maiores que o horizonte do leilão da OEF, é lançado um leilão secundário, com períodos de defasagem personalizados, chamado de leilão GPPS (Geradores com Período de Planejamento Superior) logo após o leilão de OEF. O preço do leilão GPPS é representado pelo preço do leilão (clearing price) de OEF.

As Obrigações de Energia Firme foram introduzidas na Colômbia em 2006. No entanto, o mecanismo considerou um período de transição, de 2006 a 2012, no qual

a Taxa de Confiabilidade, ou seja, o prêmio do contrato da OEF, não era definido através de um leilão, mas administrativamente calculado pelo regulador.

Em 2008, foi realizado o primeiro leilão da OEF, com início previsto para dezembro de 2012, em que foram contratados 65.869 GWh/ano pelo preço de US\$13,998/MWh (apenas 3 novos projetos de geração). Ainda em 2008, foi lançado o primeiro leilão de GPPS e seis novos projetos hidrelétricos, para entrega a partir de 2014 a 2018.

Em 2011, um novo leilão da OEF foi considerado necessário pelo regulador. Dessa vez, 64.200 GWh/ano foram adquiridos a um preço equivalente a US\$ 15,7/MWh. E em 2012, também foi lançado um novo leilão GPPS.

Em fevereiro de 2019, foi realizado o leilão de Cargo por Confiabilidade (Encargo de Confiabilidade) para contratar Obrigações de Energia Firme (OEF).

O leilão alocou/contratou energia firme para 164,33 GWh/dia. A capacidade efetiva líquida adicional para o sistema em 2022-2023 será de 4010 MW: 1372 MW hidráulicos (34%), 1240 MW térmicos (31%), 1160 MW eólicos (29%) e 238 MW solares (6%). Esta é a primeira vez que projetos de FNCER (eólicos e solares) são vencedores neste tipo de leilões, competindo diretamente com fontes tradicionais de energia (hidrelétrica, gás, carvão e combustíveis líquidos).

Como resultado dos leilões, as energias eólica e solar passarão de menos de 1% da capacidade total de geração líquida para aproximadamente 6% em 2022. No entanto, deve-se notar que a energia firme ofertada pelos projetos FNCER é menos de 20% de sua capacidade instalada.

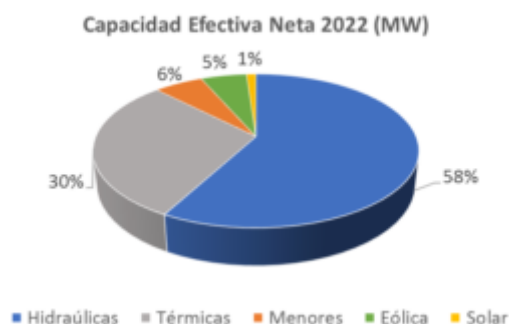


Figura 26: Matriz de geração futura (BID,2019)

O leilão ocorreu apenas dois dias depois que Ministério de Minas e Energia da Colômbia não conseguiu uma única oferta no primeiro leilão do país para PPAs de longo prazo a partir de fontes renováveis não convencionais.

Autoridades disseram que o resultado foi devido às regras antitruste, já que os contratos teriam sido concedidos a apenas um pequeno número de participantes do leilão. Com base nesses resultados, o governo anunciou que irá agendar um segundo leilão para o segundo semestre deste ano, depois de fazer modificações no esquema atual.

Analisando a eficácia do mecanismo, aconteceram condições de escassez em 2010 (31 horas, distribuídas em 17 dias) e em 2014 (146 horas, distribuídas em 19 dias) e, em ambas as ocorrências, a segurança do fornecimento foi garantida e não houve racionamento.

Em 2010, um relatório do Comitê de Monitoramento do Mercado (CSMEM, 2010) salientou que hidrelétricas preferem assumir um futuro descumprimento do contrato de sua OEF do que enfrentar uma certa perda econômica no presente. Este comportamento está claramente relacionado à falta de uma penalidade explícita a ser aplicada aos geradores comprometidos com a OEF em caso de desempenho insuficiente durante as condições de escassez.

Os contratos de OEF não fornece um sinal adequado para usinas hidrelétricas para reduzir sua produção no início dos períodos hidrológicos críticos, e que isso impede uma contribuição inicial maior de unidades térmicas, o que aumentaria a confiabilidade total do sistema.

A III.4.2: O caso da Irlanda (a partir de 2017)

O *Integrated Single Electricity Market (I-SEM)* na ilha da Irlanda é composto desde 2007 pelos sistemas elétricos da Irlanda e da Irlanda do Norte. Trata-se de um mercado de energia com precificação ex-post que já utilizou dois diferentes tipos de mecanismo de capacidade, um mecanismo de pagamento por capacidade (Capacity Payment Mechanism – CPM), entre 2007 e 2016, o mesmo tipo utilizado na Espanha, e um mecanismo de opções de confiabilidade (Capacity Remuneration Mechanism - CRM) desde 2017, o tipo utilizado na Colômbia.

Além de possuir características peculiares de interligação, visto que se situa em uma ilha, na última década, o I-SEM passou por considerável processo de descarbonização e penetração de renováveis variáveis. A participação de termelétricas na matriz reduziu de aproximadamente 80% para 50% e a participação de renováveis aumentou de aproximadamente 10% para 40%.

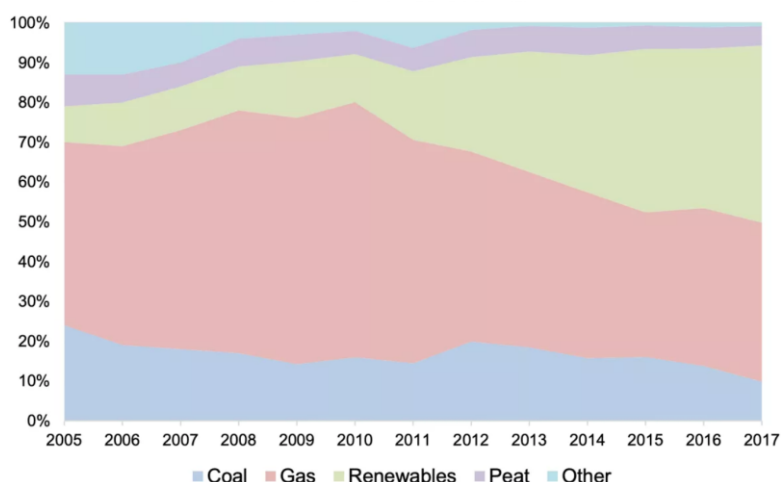


Figura 27: Evolução da matriz elétrica do I-SEM

Mediante esforços de integração dos mercados de energia da União Europeia, foi observado que o mecanismo de capacidade vigente (CPM) na ilha deveria ser alterado, em atenção às diretrizes regulatórias da União Europeia.

Por meio de um processo cuidadoso de desenho de mercado, com diversas consultas públicas, o modelo do CRM foi escolhido como um mecanismo de opções de confiabilidade.

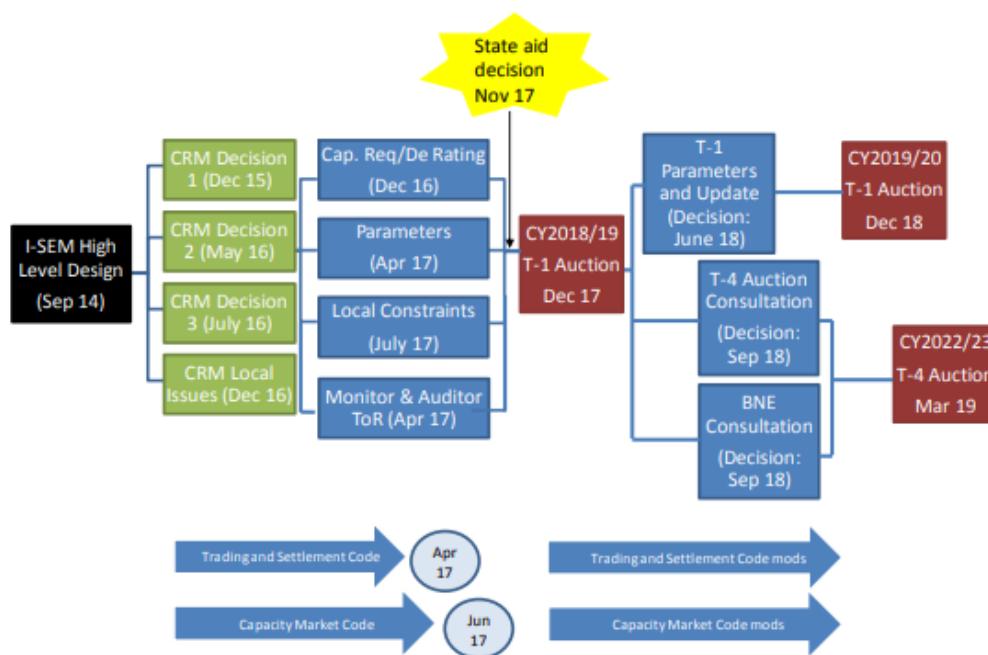


Figura 28: Processo de construção do desenho do mecanismo CRM

O CRM começa com um leilão entre os ofertantes de opções de confiabilidade. Para obter a remuneração, os participantes devem se qualificar e participar de um leilão de prazos A-4 e A-1 (a possibilidade de ocorrência de A-2 e A-3 está aberta). A quantidade de créditos de capacidade que cada ofertante pode oferecer é calculada pelos operadores antes dos certames. A participação nos leilões é mandatória para geradores despacháveis com mais de 10 MW e usuários das interconexões com o Reino Unido. Agentes de consumo com capacidade de resposta da demanda, geradores despacháveis com menos de 10 MW, geradores não despacháveis e novos geradores podem participar conforme interesse. O leilão considera restrições locais (modelo de dois estágios) e possui uma curva de demanda (baseada no requerimento de capacidade e nos preços teto dos empreendimentos existentes, novos e prestadores de resposta da demanda) que guia a definição das ofertas vencedoras. Cada participante pode fazer 5 pares de oferta de quantidade e preço.

Após definidos os vencedores, o mecanismo funciona com uma opção para os consumidores. Quando o preço de referência do mercado²³ passa o preço alvo²⁴,

²³ Esse preço de referência considera não apenas o *Intra-day*, mas também o *Day-ahead* e o *Balancing*.

²⁴ *Strike price*, definido mensalmente considerando valores como custo de combustível, eficiência das unidades e custos operacionais de resposta da demanda.

os consumidores recebem de volta a diferença do mercado. Essa diferença é paga pelos participantes do CRM, inclusive quando não estão operando. Essa exposição é mais recorrente em horários típicos de pico, logo os geradores se preparam para estar disponíveis nesses momentos de maior probabilidade. O desenho do mecanismo também prevê um limite de perdas aos participantes, definido no edital como 150% do preço alvo. O mecanismo permite também que os participantes comercializem entre si as opções de confiabilidade. Dessa forma, podem ser viabilizadas janelas de manutenção entre os agentes.

A III.5: Pagamento por capacidade: Os casos da Espanha e Irlanda (2007-2016)

A III.5.1: O caso da Espanha

O mercado espanhol foi desregulado em 1998 e integrado ao mercado português em 2007.

No segmento de geração espanhol, observa-se uma certa concentração em uma estrutura oligopolista, com as empresas Endesa (23,8%) e Iberdrola (20,1%) desempenhando um papel chave.

Segundo dados de 2016, a capacidade instalada da Espanha corresponde a 37% de térmicas a gás natural e carvão, 28% de fontes renováveis, 21% de nuclear e 14% de hidrelétrica. O sistema é restrito em potência. As fontes renováveis cresceram rapidamente na Espanha nos últimos 10 anos, principalmente a fonte eólica, o que, aliado ao sistema de transmissão restrito e a demanda de ponta no verão, tem despertado preocupação em relação ao atributo de flexibilidade do sistema.

O segmento de transmissão é monopolizado pela Red Eléctrica de Espana (REE) e a distribuição é bastante segmentada em mais de 50 empresas.

A comercialização de energia elétrica ocorre de forma transnacional com Portugal no Mercado Ibérico de la Eletricidad (MIBEL), com competição com os players portugueses.

Um dos desafios da Espanha é manter as tarifas e preços da energia elétrica em patamares aceitáveis, dado os expressivos aumentos incorridos nos últimos anos

para cobrir déficits de caixa das distribuidoras e os programas FiTs para o incentivo às renováveis (DELOITE, 2015b).

O mecanismo de pagamento por capacidade na Espanha compreende dois fluxos de receitas: a primeira (chamada “investment incentive”) remunera a adequabilidade e a segunda (chamada “availability service”) remunera a firmeza. O montante referente à adequabilidade financia o investimento em nova geração térmica licenciada a partir de 1998. O montante referente à firmeza é pago aos geradores disponíveis durante as horas de pico, que podem ser, conforme definido na regulação: térmicas a gás e a carvão, assim como usinas hidrelétricas reversíveis.

A III.5.2: O caso da Irlanda (2007-2016)

O Integrated Single Electricity Market (I-SEM) na ilha da Irlanda é composto desde 2007 pelos sistemas elétricos da Irlanda e da Irlanda do Norte. Trata-se de um mercado de energia com precificação ex-post que já utilizou dois diferentes tipos de mecanismo de capacidade, um mecanismo de pagamento de capacidade (Capacity Payment Mechanism – CPM), entre 2007 e 2016, o mesmo tipo utilizado na Espanha, e um mecanismo de opções de confiabilidade (Capacity Remuneration Mechanism - CRM) desde 2017, o tipo utilizado na Colômbia.

Além de possuir características peculiares de interligação, visto que se situa em uma ilha, na última década, o I-SEM passou por considerável processo de descarbonização e penetração de renováveis variáveis. A participação de termelétricas na matriz reduziu de aproximadamente 80% para 50% e a participação de renováveis aumentou de aproximadamente 10% para 40% (Figura 29).

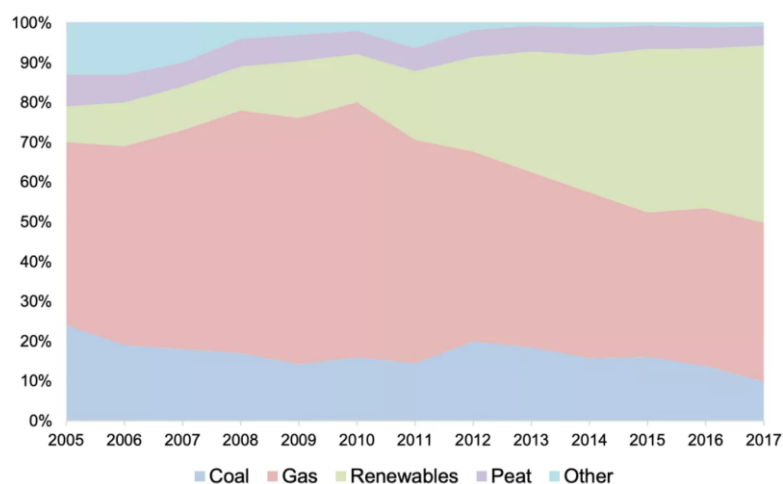


Figura 29: Evolução da matriz elétrica do I-SEM

O I-SEM tem buscado atender as metas de integração e diretrizes regulatórias da União Europeia, motivo pelo qual trocou o mecanismo de capacidade implementado no mercado.

Entre 2007 e 2016, o CPM era o mecanismo de pagamento ex-post de capacidade do SEM (nome antigo do mercado). Com o objetivo principal de prover parte da segurança financeira para investidores, o CPM visava também: prover adequabilidade e confiabilidade ao sistema, remover parte da possível volatilidade do mercado de energia, ser um mecanismo simples e justo, prevenir as ocorrências de poder de mercado e trazer sinais eficientes para o investimento.

O mecanismo não possuía um funcionamento complexo. Basicamente, no ano anterior ao ano de pagamento, estudos de planejamento realizados pelas operadoras do sistema (EirGrid e SONI) definiam a demanda de capacidade para adequabilidade do sistema. Essa demanda multiplicada pelo preço base por MW, determinado a partir dos custos fixos anualizados de um projeto de best new entrant (BNE) peaking plant, formava o fundo total a ser pagos por encargos no ano seguinte pelos consumidores (Figura 30).

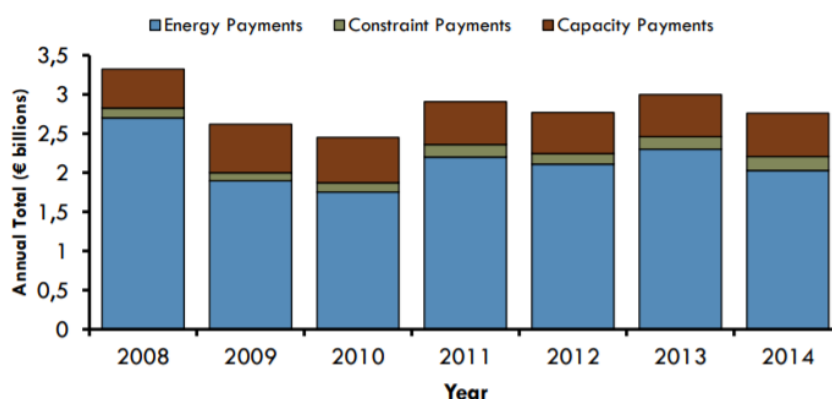


Figura 30: Montantes totais pagos pelos pagamentos de capacidade, energia e restrições (Cigré, 2016)

Todos os participantes do mercado que fossem elegíveis ao pagamento, geradores, agentes provedores de resposta da demanda e linhas de transmissão capazes de prover capacidade ao sistema, receberiam uma parte desse fundo mensalmente, pagos da seguinte forma: 30% do pagamento mensal seria formado de forma proporcional à contribuição do agente para a demanda prevista no ano anterior para aquele mês; 40% seria rateado conforme previsão da margem definida pela LOLP (Loss of Load Probability) realizada no mês anterior ao mês em questão; e 30% seria rateado conforme a margem verificada da LOLP para o mês em questão (Figura 31). Essa configuração, com parte do pagamento variável e ex-post, garantia que os agentes fossem pagos conforme performance.

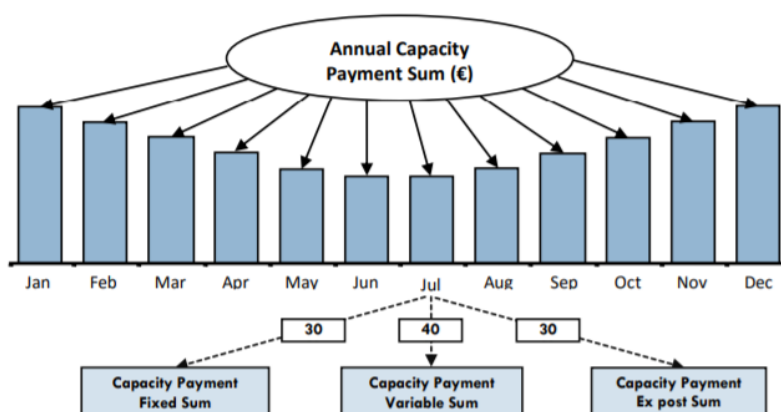


Figura 31: Formação do pagamento de capacidade

Entre 2011 e 2012, o SEM realizou uma revisão sobre o funcionamento do mecanismo e pôde observar que o funcionamento atendeu as expectativas. Porém, durante o período de funcionamento, estudos de planejamento demonstravam baixa necessidade de aumento da oferta, com demanda praticamente estável durante todo período.

Referências Bibliográficas

Söder, 2018. Wind Generation in Adequacy Calculations and Capacity Markets in Different Power System Control Zones. 17th Int'l Wind Integration Workshop.

<http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1292019/FULLTEXT01.pdf>

Cejie, Joakim. 2015. The Strategic reserve - why and how? Ministry of the Environment and Energy Sweden Government Offices of Sweden. Disponível em:

http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/strategic_reserve_en.pdf

Damsgaard e Green, 2005. Regulatory Reform in the Swedish Electricity Industry – Good or Bad? Disponível em: https://www.sns.se/wp-content/uploads/2005/09/sos_elmarknad_2005_eng.pdf

https://www.sns.se/wp-content/uploads/2005/09/sos_elmarknad_2005_eng.pdf

Cigree. Capacity Mechanisms: needs, solutions and state of affairs. Working Group C5.17. Fevereiro 2016.

Engie. Understanding the Capacity Market. 2016. Disponível em:

<http://www.engie.co.uk/wp-content/uploads/2016/07/capacitymarketguide.pdf>

The Electricity Capacity Regulations 2017. Disponível em:

<http://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2014/9780111116852/regulation/10>

Consolidated Capacity Market Rules 2017.

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/07/consolidated_capacity_market_rules.pdf

Deign, Jason. Lessons Learned From the UK's Latest Capacity Auction. GreenTech Media. 27 de fevereiro de 2018. Disponível em:

<https://www.greentechmedia.com/articles/read/lessons-learned-uk-capacity-auction#gs.Ot8bpz05>

Department of Energy & Climate Change. Implementing Electricity Market Reform (EMR). Junho 2014. Disponível em:

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324176/Implementing_Electricity_Market_Reform.pdf

Abertura da CP 33 - Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, de 04/07/2017. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/quest/consultas-publicas;jsessionid=5810B79AD512942A589EAF77F19538E7.srv154?p_auth=NioHkSYR&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivol_d=203&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo

http://www.mme.gov.br/web/quest/consultas-publicas;jsessionid=5810B79AD512942A589EAF77F19538E7.srv154?p_auth=NioHkSYR&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivol_d=203&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo

Fechamento da CP 33 - 1. Nota Técnica EPE-PR-003/2017 de 04/12/2017.

Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/quest/consultas-publicas;jsessionid=5810B79AD512942A589EAF77F19538E7.srv154?p_auth=NioHkSYR&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivol_d=203&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo

http://www.mme.gov.br/web/quest/consultas-publicas;jsessionid=5810B79AD512942A589EAF77F19538E7.srv154?p_auth=NioHkSYR&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivol_d=203&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo

[kSYR&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivol](#)
[d=297&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo](#)

Fechamento da CP 33 - 8. Proposta compilada de aprimoramento contemplando todas as alterações, de 09/02/2018. Disponível em:

[http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-](http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas.jsessionid=5810B79AD512942A589EAF77F19538E7.srv154?p_auth=NioHkSYR&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivol)
[publicas.jsessionid=5810B79AD512942A589EAF77F19538E7.srv154?p_auth=NioHkSYR&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivol](#)
[d=306&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo](#)

RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ FRANCE. French Capacity Market. Report Accompanying the Draft Rules. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.rte-france.com/sites/default/files/2014_04_09_french_capacity_market.pdf>. Acesso em: 7 ago. 2019.

RÉSEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITÉ FRANCE. Impact Assessment of the French Capacity Market. A Contribution to the European Debate for a Secure Supply of Electricity. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://clients.rte-france.com/htm/an/mediatheque/telecharge/20180901 RTE Capacity Market Impact Assessment Executive summary.pdf>>. Acesso em: 7 set. 2018.

STOFT, S. Power system economics : designing markets for electricity. Piscataway, Nj.: IEEE Press, 2002.