

Ampliação do Mercado Livre de Energia Elétrica

Preparado para
ABRACEEL

Maio de 2017

RELATÓRIO FINAL



PSR

Sumário

1	Introdução.....	1
1.1	Antecedentes	1
1.2	Organização do relatório.....	2
2	Princípios da migração para um mercado totalmente livre	3
2.1	Aspectos desejáveis da liberalização do mercado.....	3
2.2	Alguns desafios para a liberalização do mercado	3
2.3	Pré requisitos para a migração	5
3	Construção de um cronograma de migração de referência	6
3.1	Metodologia e princípios básicos.....	6
3.1.1	Equilíbrio no balanço contratual do mercado regulado	6
3.1.2	Construção de um cronograma de abertura ótimo.....	8
3.1.3	Robustez da proposta de cronograma de abertura do mercado.....	11
3.2	Cenário de demanda.....	12
3.2.1	Crescimento da demanda de eletricidade do Brasil	12
3.2.2	Penetração de Geração Distribuída.....	13
3.2.3	Projeção de demanda do ACR.....	13
3.3	Projeção do portfólio de contratos	14
3.3.1	Tipos de contrato no portfólio da distribuidora	14
3.3.2	Premissas de evolução do portfólio de contratos	15
3.4	Projeção de taxa de migração e mercado residual	16
3.4.1	Liberalização de grandes consumidores.....	16
3.4.2	Migração de consumidores residenciais nos Estados Unidos.....	17
3.4.3	Premissas de mercado residual	20
3.5	Cronograma ótimo de migração e sensibilidades	21
3.5.1	Definição do cronograma ótimo de migração.....	21
3.5.2	Sensibilidades do cronograma ótimo	22
3.5.3	Impacto individual nas distribuidoras	24
3.6	Consequências da migração para o mercado incentivado.....	25
3.6.1	Subsídios à tarifa fio	26
3.6.2	Necessidade de nova expansão	26

3.6.3 Cronograma de liberalização	27
4 Tratamento dos contratos legados das distribuidoras e impactos financeiros da migração .	28
4.1 Mecanismos de ajuste da posição contratual no mercado regulado.....	28
4.1.1 Descrição dos mecanismos previstos para lidar com a sobrecontratação.....	28
4.1.2 Conflitos de interesses entre consumidores e distribuidoras.....	30
4.1.3 Mecanismo de repasse ou cancelamento de contratos existentes.....	31
4.1.4 Mecanismo de leilão de excedentes	32
4.2 Mecanismo para leilão de excedentes centralizado.....	34
4.2.1 Princípios básicos para o leilão de excedentes	35
4.2.2 Determinação de um preço de reserva para o leilão	36
4.2.3 Ilustração do benefício do leilão de excedentes	36
4.2.4 Potenciais ressalvas.....	38
4.3 Mecanismo para alocação de responsabilidades à distribuidora	39
4.4 Efeito tarifário da migração para o mercado regulado	40
4.4.1 Preço do portfólio de contratos.....	41
4.4.2 Tarifa de energia	43
4.4.3 Atratividade da migração para o mercado livre.....	44
4.4.4 Socialização dos custos e benefícios dos contratos legados	45
5 Separação lastro e energia	47
5.1 Adequabilidade de suprimento	47
5.1.1 Conceitos básicos	47
5.1.2 Mercados <i>energy-only</i>	48
5.1.3 Falhas na adequabilidade em mercados competitivos	49
5.1.4 Adequabilidade de suprimento no Brasil.....	50
5.1.5 Ineficiências da junção lastro e energia	52
5.1.6 Resumo	53
5.2 Proposta para garantir a adequabilidade de suprimento.....	54
5.2.1 Visão Geral.....	54
5.2.2 O que é o produto lastro?.....	55
5.2.3 Quais as obrigações embutidas no produto lastro de energia?	57
5.2.4 Como se precifica o produto lastro?.....	58

5.2.5 Quem paga por este produto?.....	59
5.2.6 Resumo	62
5.3 Remuneração de usinas existentes: operação <i>versus</i> descomissionamento	63
5.4 Leilão de lastro	64
5.4.1 Antecedente da contratação.....	64
5.4.2 Duração dos contratos	64
6 Conclusões	65

1 INTRODUÇÃO

1.1 Antecedentes

No dia 5 de outubro de 2016, o MME disponibilizou em Consulta Pública (MME 21/2016) um questionário sobre a ampliação do mercado livre de energia no Brasil. A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apresentou uma contribuição que defende que a ampliação do mercado livre requer uma análise mais profunda sobre os ‘contratos legados’ das distribuidoras e sobre a expansão da capacidade de geração.

Com relação aos contratos legados, a associação tem trabalhado ao longo dos últimos anos nos seguintes temas:

- a. Definição de um cronograma de abertura do mercado alinhado com o volume futuro de (des)contratação de energia das distribuidoras, de modo a minimizar eventual risco de sobrecontratação;
- b. Havendo sobrecontratação, após realização dos mecanismos de ajuste existentes, as distribuidoras poderão realizar leilões periódicos de venda de sobras contratuais seja por migração de clientes livres e especiais ou, com limite a ser estabelecido via regulamento, por variações de mercado (marcação a mercado do valor da energia);
- c. Distribuidoras continuam como intervenientes dos CCEARs (não afeta financiamento);
- d. Aumentos nos custos ou receitas, causados por migração de consumidores, serão repassados às tarifas via encargo;
- e. Possibilidade de *write off* de contratos após o período de financiamento, com prorrogação da concessão como contrapartida (opcional para o gerador);
- f. Utilização do benefício das futuras concessões vincendas de geração para abater o valor do encargo.

Já para a Expansão da Capacidade de Geração, a Abraceel tem trabalhado nas seguintes frentes:

- Separação entre Lastro e Energia
 - a. Fim da obrigação de 100% de contratação de energia para ACR e ACL
 - b. Contratação de energia somente como mecanismo de proteção à variação de preços, conforme estratégia comercial dos agentes
 - c. Possibilidade de exigir contratação no ACR para evitar flutuações nas tarifas reguladas, porém com prazos inferiores de contratação
- Mecanismo de contratação de capacidade (lastro)
 - a. Mecanismo centralizado de contratação de capacidade, via leilão competitivo
 - b. Encargo de capacidade pago por consumidores ACR e ACL deve ser suficiente para cobrir o financiamento em conjunto com a venda de energia, permitindo o desenvolvimento de estruturas de financiamento baseadas no *project finance*
 - c. Governo pode perseguir o planejamento na contratação de capacidade
 - d. Preço teto do leilão (encargo de capacidade máximo) será valorado por fonte/tecnologia, mas deve haver competição entre as fontes no leilão

e. Consideração das externalidades das fontes na definição do preço teto

A Abraceel contratou a PSR para analisar o tratamento dos contratos legados das distribuidoras e mecanismos para garantir a expansão da geração para o suprimento do mercado livre. O estudo foi dividido em duas fases: na primeira fase foi apresentado um resumo executivo com as linhas gerais propostas para estes dois temas, documento que subsidiou a contribuição da associação na CP MME 21/2016; e na segunda o detalhamento das propostas.

1.2 Organização do relatório

O objetivo deste relatório é apresentar os resultados das propostas dos consultores que representam os primeiros passos para viabilizar uma abertura mais ampla do mercado.

- O Capítulo 2 lista os principais princípios, aspectos desejáveis e desafios para a migração para um mercado totalmente livre;
- O Capítulo 3 propõe a construção de um cronograma para a liberalização do mercado que mantenha o equilíbrio na posição contratual das distribuidoras no longo prazo (evitando sobre e subcontratações);
- O Capítulo 4 discute mecanismos para o tratamento dos contratos legados da distribuidora de forma dinâmica após a migração e quantifica os impactos da mesma. Em particular, é discutida a introdução de um mecanismo para leilão de excedentes da distribuidora, crucial para dar robustez à liberalização do mercado sem aumentar significativamente o risco de sobre e subcontratação;
- O Capítulo 5 detalha uma proposta de separação de energia e lastro com o objetivo de garantir a adequabilidade do suprimento tanto para o mercado livre quanto para o mercado regulado;
- O Capítulo 6 apresenta as principais conclusões do estudo.

Este relatório é acompanhado por três anexos que apresentam (i) análises quantitativas do impacto financeiros dos contratos legados sobre os consumidores; (ii) análises quantitativas do valor do lastro de energia; e (iii) discussão da experiência internacional com mecanismos para adequabilidade de suprimento.

2 PRINCÍPIOS DA MIGRAÇÃO PARA UM MERCADO TOTALMENTE LIVRE

2.1 Aspectos desejáveis da liberalização do mercado

Embora a reforma do setor elétrico brasileiro já tenha introduzido a competição na atividade de geração, uma componente adicional muito importante para a eficiência do mercado é que exista também participação dos consumidores de energia neste mercado. No Brasil, cerca de 70% do consumo ainda é suprido sob o ambiente de contratação regulado, no qual o consumidor é necessariamente suprido pela concessionária de distribuição pagando a tarifa regulada de energia. Esta prática, entretanto, indica que pode haver espaço para duas categorias importantes de ganhos de eficiência no mercado.

A primeira categoria representa a resposta da demanda aos preços da energia. Embora a elasticidade do consumo de energia elétrica seja limitada, especialmente para o consumo em baixa tensão, em geral ao menos algumas unidades consumidoras podem realizar algum tipo de resposta: por exemplo trocando equipamentos por outros mais eficientes, usando aparelhos automáticos recém-introduzidos no mercado, ou simplesmente usando de parcimônia. Em eventos de alta de preço, esta resposta poderia ter um papel importante para manter o nível dos reservatórios mais altos e aumentar a segurança de suprimento: entretanto, visto que os consumidores regulados não recebem este sinal do mercado, não há incentivos para ajustar o seu padrão de consumo. Em eventos de alta de preço, tal como o ocorrido em 2014, sistematicamente há uma resposta perceptível do consumo no ambiente de contratação livre, mas virtualmente nenhuma no ambiente de contratação regulado.

A segunda oportunidade de ganhos de eficiência está associada à atividade de comercialização e gestão de portfólio. As distribuidoras supridoras do mercado regulado estão sujeitas a uma série de regras para a contratação de energia, o que significa que nem sempre formam o portfólio de menor custo para o consumidor. Esta é uma necessidade do modelo atual, visto que a contratação de energia pelas distribuidoras não tem como única função promover modicidade tarifária para o consumidor regulado, mas também guiar a expansão do sistema. Por outro lado, a competição entre diferentes comercializadoras buscando mecanismos para compra de energia a um mínimo custo em prol do consumidor tem o potencial de promover uma redução nos custos da energia.

Uma observação importante é que, mesmo que o consumidor não troque de fornecedor de energia elétrica, a mera possibilidade de fazê-lo tende a trazer maior eficiência na contratação e gestão da energia, visto que a pressão competitiva aumenta a eficiência por meio da contestação do mercado. Consequentemente, introduzir a liberdade de escolha traria benefícios não apenas para os consumidores que migrarem para o mercado livre, mas também para aqueles que permanecerão na comercializadora da distribuidora, caso a atividade de comercialização da distribuidora seja regulamentada de modo a incentivá-la a contratar energia de forma mais eficiente.

2.2 Alguns desafios para a liberalização do mercado

Apesar dos aspectos extremamente desejáveis da liberalização do mercado, na prática esta transição envolve uma série de desafios, particularmente no âmbito regulatório, que precisam ser

solucionados para que o processo de liberalização possa ser bem-sucedido. Em particular, observa-se a necessidade de introduzir uma série de novas regulamentações essencialmente independentes, mas que são cruciais para construir um arcabouço regulatório sólido que viabilize a nova realidade na qual a maior parte dos consumidores é livre ou potencialmente livre. Essas mudanças regulatórias devem ser pensadas de forma integrada, visto que a interdependência entre elas é uma componente importante para construir um novo paradigma coerente para o setor.

Em particular, os seguintes desafios foram trabalhados neste trabalho:

- **Introdução de mecanismos para facilitar o intercâmbio de contratos entre o mercado livre e o mercado regulado.** Este tipo de mecanismo é importante para evitar “crises de papel”, no qual o sistema está equilibrado mas aparenta estar em desequilíbrio com sobreoferta em um dos dois mercados e falta de oferta no outro. Estes mecanismos também são importantes para permitir o reequilíbrio contratual da distribuidora-comercializadora
- **Ajustar incentivos à gestão de portfólio da distribuidora-comercializadora.** A distribuidora atualmente tem incentivos associados unicamente à quantidade contratada, que deve ser suficiente para atender à sua demanda, mas não tão alta a ponto de levar a uma sobrecontratação superior a 5%. É interessante ajustar esse incentivo para que o custo do portfólio afete os incentivos à distribuidora (alinhamento com a modicidade tarifária)
- **Reequilíbrio dos custos e benefícios dos contratos legados entre o ACL e o ACR.** Atualmente apenas os consumidores regulados arcam com os custos de contratos legados caros, (como alguns contratos de energia nova) e usufruem de benefícios de alguns contratos legados baratos (como os contratos de cotas). Seria interessante redistribuir esses passivos e ativos também entre os agentes do mercado livre para evitar um desequilíbrio entre os mercados.
- **Revisão do mecanismo de incentivo às fontes renováveis.** Atualmente, a reserva de mercado dos consumidores especiais (de consumo inferior a 3 MW mas superior a 0,5 MW), que podem participar do ambiente de contratação livre apenas se estiverem contratados unicamente com geração renovável, é uma componente de política pública para incentivar essas fontes.
- **Incentivo à expansão adequada do sistema.** Atualmente o modelo de expansão adotado no Brasil utiliza os leilões de energia nova para atendimento ao mercado regulado como principal mecanismo para viabilizar nova geração em modalidade *project finance*. Em um mercado liberalizado, é importante construir mecanismos alternativos que viabilizem outros caminhos.
- **Incentivo aos geradores existentes pela sua contribuição ao sistema.** Em um mecanismo que possibilite a expansão adequada do sistema para atendimento do crescimento esperado da demanda nos mercados regulado e livre, é importante considerar também as contribuições dos geradores existentes para a segurança de suprimento, oferecendo remunerações condizentes com o custo de oportunidade de contratar nova geração.

2.3 Pré requisitos para a migração

Embora este trabalho tenha atacado diversos desafios centrais para a liberalização do mercado, ainda há um longo caminho a ser percorrido, e em particular alguns temas adicionais importantes que também devem ser solucionados como um **pré-requisitos** para viabilizar a transição idealizada neste trabalho. Alguns desses pontos cruciais são:

- **Eficiência do mercado de curto prazo e formação de preços.** Em particular, é importante que resgatar a credibilidade do mercado quanto ao mecanismo de formação de preços no Brasil. Embora a migração para um modelo de oferta de preços (no lugar do modelo de oferta por custo atual) não seja absolutamente necessária, esforços para aumentar a transparência e robustez do processo são desejáveis.
- **Financiabilidade dos projetos com menor participação do BNDES.** O BNDES tem sido o principal fornecedor de financiamentos bancários para projetos de geração no Brasil, e bancos internacionais tipicamente não conseguem competir com as taxas de juros cobradas. Modelos alternativos que reduzam a dependência do setor com relação ao BNDES seriam altamente desejáveis: mecanismos que viabilizem a participação de financiadores internacionais, modelos de *corporate finance*, e mesmo novos mecanismos financeiros poderiam ser caminhos para tal.
- **Mecanismos facilitadores para a negociação do produto energia.** Embora uma das propostas centrais do estudo seja a separação dos produtos energia e lastro com leilões centralizados para comercialização do produto lastro, mecanismos que viabilizem a venda de produto energia (estabilizando as receitas de novos projetos de geração) são desejáveis para reduzir o risco ao investidor, permitindo que eles adquiram confiança no mercado ao longo do tempo.
- **A distribuidora-comercializadora como provedor de última instância.** Embora a separação entre o serviço energia e o serviço fio tenha sido uma recomendação do presente estudo, há uma série de detalhes sobre a atividade de comercialização da distribuidora que ainda exigiriam um tratamento regulatório mais profundo. Em particular, é necessário regulamentar algumas atividades essencialmente reguladas da distribuidora-comercializadora, tais como o papel de provedor de última instância.
- **Regulamentação robusta do comercializador varejista.** Para viabilizar a migração de pequenos consumidores para o mercado livre, o papel do comercializador varejista que serve de intermediário entre estes consumidores e a CCEE é fundamental. Consequentemente, especial atenção deve ser dada à regulamentação deste agente e principais dificuldades encontradas na prática ao longo da sua operação.
- **Credibilidade, transparência e robustez das regras.** O risco regulatório tem sido uma preocupação importante dos agentes do setor ao longo dos últimos anos, e dificuldades com o *enforcement* das penalidades e compromissos assumidos e com a judicialização do setor têm sido recorrentes. Evidentemente, para que o sistema funcione efetivamente, é importante corrigir estas dificuldades e dar credibilidade ao setor.

3 CONSTRUÇÃO DE UM CRONOGRAMA DE MIGRAÇÃO DE REFERÊNCIA

Pensando-se em um novo mercado onde todos os consumidores têm a possibilidade de escolher serem livres, uma das partes mais profundamente afetadas seriam as distribuidoras de energia. Isto porque elas têm a obrigação de gerenciar o seu portfólio de contratos para atendimento aos consumidores regulados, e a liberalização do mercado torna o trabalho de estimar a demanda do mercado regulado significativamente mais desafiador.

Atualmente as distribuidoras de energia têm o direito de repasse às tarifas dos custos de compra de energia para atender suas cargas. Esse repasse é garantido quando o total de contratos da distribuidora está entre 100% e 105% da demanda. Se a sobra contratual exceder 105% da demanda, por exemplo, os custos da contratação excedente caberão aos acionistas das empresas. A conjuntura recente de baixo crescimento da demanda, consequência da recessão econômica no país, e migração de consumidores para o mercado livre, provocado pelas altas tarifas cativas, deixou claro o risco a que as distribuidoras ficam expostas em situações de desequilíbrio contratual.

Por um lado, a atual conjuntura de sobrecontratação das distribuidoras oferece um empecilho a uma liberalização mais ampla do mercado, visto que a migração de uma parcela significativa dos consumidores regulados para o mercado livre tenderia a aumentar o excesso contratual das distribuidoras. Por outro lado, este momento pode também ser visto como uma excelente oportunidade: visto que o balanço oferta-demanda do sistema encontra-se em um nível confortável, seria possível construir uma transição para a separação energia-lastro sem o risco de comprometer a segurança de suprimento do sistema. Adicionalmente, as alternativas que vêm sendo estudadas pelo governo para solucionar o problema de sobrecontratação das distribuidoras no curto prazo, se bem desenhadas, podem ser aplicáveis também para solucionar um problema de longo prazo que será analisado em detalhe no capítulo 4: a necessidade de se ajustar o portfólio de contratos alocados ao mercado regulado ou ao mercado livre de forma flexível.

3.1 Metodologia e princípios básicos

3.1.1 Equilíbrio no balanço contratual do mercado regulado

Uma consideração importante que pode impor limitações à migração acelerada ao mercado livre é a necessidade de se manter o *equilíbrio* no portfólio de contratos da distribuidora para atendimento do mercado regulado. Para a construção de um primeiro cenário base para a migração, admitimos que esta necessidade é a principal restrição para uma liberalização completa do mercado, e construiremos com base nesta premissa as condições que resultam em um equilíbrio no portfólio da distribuidora a cada instante do tempo.

A metodologia utilizada para definir este equilíbrio envolve os seguintes passos:

1. Constrói-se um cenário base para a projeção da demanda das distribuidoras e da evolução dos seus portfólios de contratos. Nesta etapa as projeções serão consolidadas para a “Distribuidora Brasil”, que possui demanda e contratos iguais ao somatório de todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta demanda a ser atendida

deve ser subtraída de uma premissa de penetração de geração distribuída. A Figura 3-1 apresenta um esquemático deste procedimento.

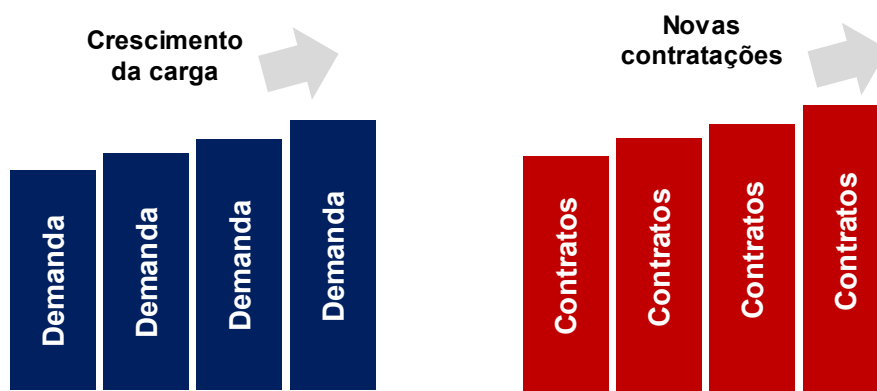


Figura 3-1 – Metodologia para definição do cronograma ótimo: projeção de demanda e contratos

2. O próximo passo consiste em calcular o portfólio de contratos inflexíveis das distribuidoras, levando em conta a data de término dos contratos já firmados e considerando também cláusulas de redução dos contratos de energia existente ao seu limite mínimo. O resultado desta análise mostra o quão rápido as distribuidoras podem se desfazer dos seus contratos legados caso elas exerçam todas as suas flexibilidades contratuais, abrindo caminho para a migração dos consumidores regulados para o mercado livre. A Figura 3-2 ilustra este procedimento;

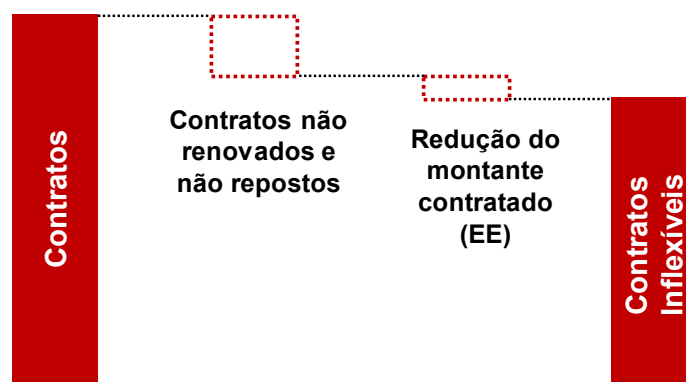


Figura 3-2 - Metodologia para definição do cronograma ótimo: flexibilidade contratual

3. Na sequência serão desenvolvidos cenários de migração para o mercado livre, com base em premissas de migração total de determinados níveis de tensão (e.g. abertura de todo o mercado A2 a partir de 2022 e de todo o A4 a partir de 2024). Estes cenários de migração serão traduzidos em novas projeções de demanda para as distribuidoras.

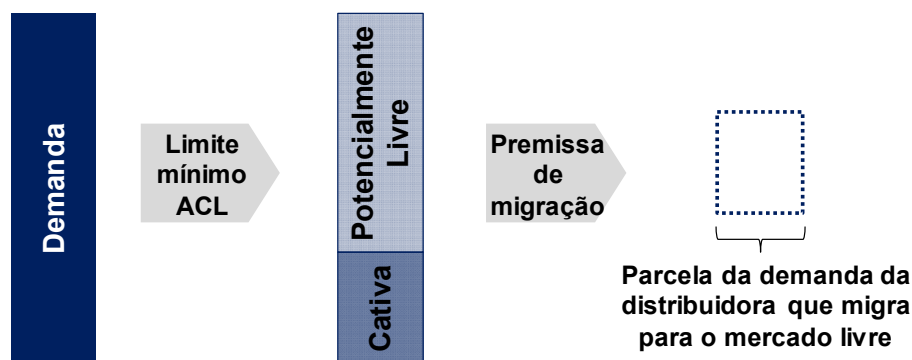


Figura 3-3 - Metodologia para definição do cronograma ótimo: fração da distribuidora passível de migração

4. Por fim, o cronograma de abertura ótimo buscará o equilíbrio entre a flexibilidade contratual das distribuidoras e a demanda passível de migração. Atualmente, o limite para que o consumidor possa participar do mercado livre corresponde a um consumo médio de 3 MW, um valor relativamente elevado. À medida que esse limite se reduz, mais consumidores têm a flexibilidade de migrar ao ACL, e portanto a demanda do ACL diminui até chegar a um mínimo quando todos os consumidores são livres. A Figura 3-4 ilustra, para um determinado ano, o impacto do aumento da migração de consumidores para o mercado livre na sobre contratação das distribuidoras. A reta representa os contratos das distribuidoras após o exercício de todas as flexibilidades, enquanto a curva representa como a demanda do mercado regulado é afetada pelo limite mínimo de migração. Neste exemplo, o limite mínimo de migração D^* permite que o balanço das distribuidoras permaneça equilibrado.

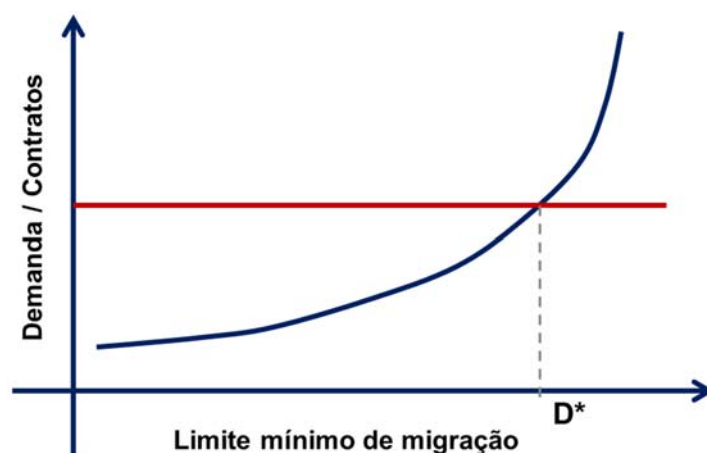


Figura 3-4 – Exemplo de impacto da migração na sobre contratação das distribuidoras em um determinado ano

3.1.2 Construção de um cronograma de abertura ótimo

Em princípio, a construção do cronograma ótimo de abertura poderia ser feita unicamente a partir dos equilíbrios a cada instante no tempo determinados no item anterior: identificando a demanda alvo a cada ano e simplesmente considerando este conjunto de pontos como sendo

correspondente ao cronograma de liberalização recomendado. Entretanto, a adoção de uma abordagem que considere os *efeitos temporais* da migração é evidentemente mais adequada.

O principal efeito a ser considerado é que, a partir do momento que o mercado é liberalizado, a migração dos consumidores não ocorre de imediato. O sociólogo Everett Rogers propôs em seu livro de 1962 um mecanismo segundo o qual diferentes indivíduos têm taxas diferentes para a adoção de novas tecnologias, ainda que elas sejam claramente superiores a qualquer alternativa. A difusão da nova alternativa pela sociedade depende (i) da inovação, (ii) dos canais de comunicação, (iii) do passar do tempo, e (iv) do sistema social, resultando no modelo simplificado de adoção representado na Figura 3-5. Embora existam outros modelos de difusão, a curva de Rogers permanece uma excelente representação para tecnologias que alcançam uma participação significativa na população.

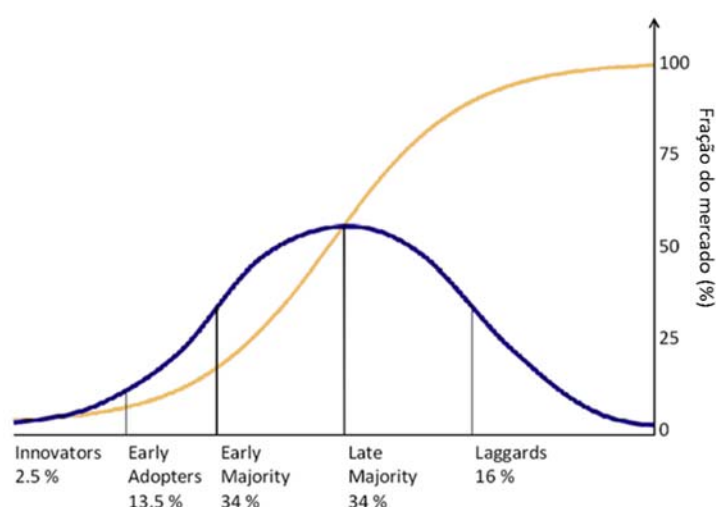


Figura 3-5 – Curva de Rogers: a curva em azul representa a taxa de adoção e a curva em amarelo representa a fração acumulada do mercado

Este modelo pode ser aplicado à migração dos consumidores ao mercado livre: entretanto, há uma incerteza significativa quanto à taxa de difusão que deve ser adotada. Em um primeiro exercício, entretanto, não trabalharemos com esta incerteza: a análise será feita considerando que os formuladores de política energética e as distribuidoras possuem previsão perfeita tanto do crescimento da demanda quanto da taxa de migração, de modo que o cronograma de abertura de fato alcança o seu objetivo de manter o balanço oferta-demanda das distribuidoras perfeitamente equilibrado. Esta representação idealizada já permite identificar alguns desafios associados à construção do cronograma ótimo, o que permite trabalhar separadamente em um capítulo posterior com os mecanismos desenhados com o objetivo de lidar com a *incerteza* na evolução desse cronograma ótimo ao longo do tempo.

Outra limitação para a construção do cronograma ótimo é que, devido à falta de informações granulares de demanda da distribuidora por faixa de consumo, trabalhou-se unicamente com a demanda por nível de tensão como um proxy para a liberalização do mercado. Também impusemos que os níveis de tensão mais elevados são os primeiros que têm a possibilidade de migrar para o mercado livre.

O primeiro passo para definir o cronograma ótimo de abertura basta comparar a projeção de demanda do ACR por nível de tensão com a evolução dos Contratos Legados. O ponto de encontro da curva de demanda de cada nível de tensão com a evolução dos Contratos Legados representa o ano ótimo para forçar a migração total deste segmento de consumo para o mercado livre. A Figura 3-6 ilustra o procedimento sugerido, comparando a demanda projetada para diferentes níveis de tensão com o portfólio de Contratos Legados ao longo do tempo. Neste exemplo a curva de demanda D_1 considera todos os consumidores atualmente cativos, a curva D_2 exclui os consumidores do nível A2, a curva D_3 exclui os consumidores do A3 e a curva D_4 parte do segmento A4.

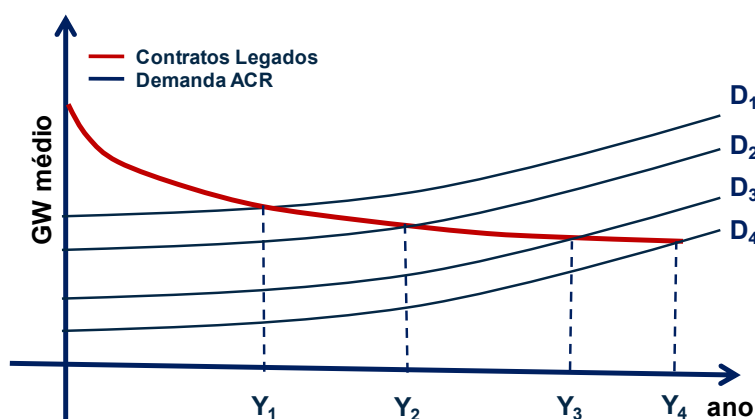


Figura 3-6 – Exemplo de curva de Contratos Legados e demanda para diferentes níveis de tensão

Observa-se que a demanda D_2 se equilibraria com o nível de Contratos Legados no ano Y_2 , indicando que neste ano todo o segmento A2 poderia ser livre. Já a demanda D_3 se equilibraria com o nível de Contratos Legados no ano Y_3 , indicando que neste ano todo o segmento A2 e A3 poderia ser livre. Como resultado, o cronograma ótimo de abertura deve ser construído de forma que os níveis de tensão A2, A3 e A4 tenham migrado completamente para o mercado livre nos anos Y_2 , Y_3 , e Y_4 . A partir deste objetivo, e conhecendo a taxa de migração para o mercado livre, identifica-se a data para a liberalização do mercado por nível de tensão e a evolução da demanda remanescente no ACR resultante. A Figura 3-7 ilustra este resultado do cronograma ótimo de abertura do mercado livre.

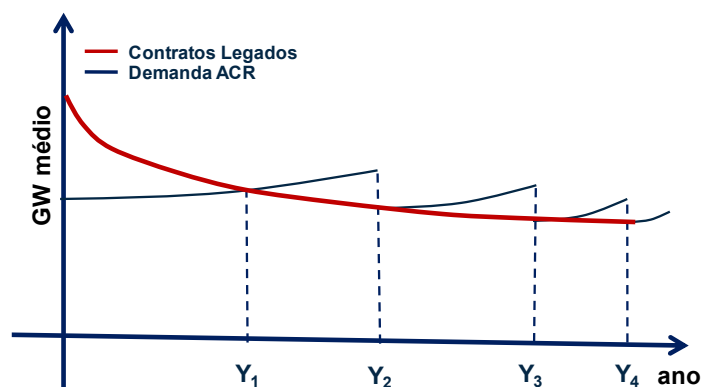


Figura 3-7 – Exemplo de curva de Contratos Legados e demanda para o cronograma ótimo de abertura do mercado

3.1.3 Robustez da proposta de cronograma de abertura do mercado

Embora exista uma grande gama de incertezas que afetam a definição do cronograma abertura do mercado livre e que podem levar a um desequilíbrio contratual das distribuidoras, é possível classificar os diferentes tipos de erro que podem ocorrer de acordo com as suas consequências para o mercado.

Os erros de **tipo I** resultam em *subcontratação* das distribuidoras, e portanto significam que o cronograma de migração poderia ter sido mais agressivo do que efetivamente foi – ou que as hipóteses consideradas para a construção do cronograma foram excessivamente conservadoras. Admitindo que não é possível ajustar a migração de consumidores para o mercado livre no curto prazo, ainda é possível corrigir este desequilíbrio de forma *ex post* com a realização de leilões de energia existente para compra de energia adicional. Este tipo de erro pode se materializar, por exemplo, (i) caso o crescimento da demanda seja elevado, (ii) caso a disseminação de geração distribuída seja mais lenta, (iii) caso a migração seja mais lenta do que o esperado, (iv) caso menos consumidores optem pelo mercado livre, ou (v) caso o montante de contratos legados seja reduzido – por exemplo com a remoção dos contratos de cotas do portfólio (des-cotização), a realização de leilões de excedentes para solucionar a sobrecontratação atual das distribuidoras, ou descontrações via MCSD.

Os erros de **tipo II** resultam em *sobrecontratação* das distribuidoras, e portanto significam que o cronograma de migração deveria ter sido adiado: uma avaliação *ex post* indica que foi utilizado um conjunto de premissas excessivamente agressivo. Este tipo de desequilíbrio pode ainda ser corrigido no curto prazo por meio de leilões de excedente (conforme detalhado no Capítulo 4). Este tipo de erro pode se materializar, por exemplo, (i) caso o crescimento da demanda seja reduzido, (ii) caso a disseminação de geração distribuída seja mais rápida, (iii) caso a migração seja mais rápida do que o esperado, (iv) caso mais consumidores optem pelo mercado livre, ou (v) caso o montante de contratos legados seja ampliado – por exemplo caso sejam realizados novos leilões de energia nova ou energia existente nos próximos anos.

As diferentes fontes de incerteza serão discutidas em mais detalhe nas subseções seguintes com a construção do cenário base. Entretanto, observa-se que há uma assimetria inerente entre os erros tipo I e tipo II: de maneira geral, uma situação em que o *status quo* teria sido preferível (erro tipo II) tende a ter um impacto negativo muito maior sobre a opinião pública. Além disso, o erro tipo I representa um cenário de *sucesso* da migração, no qual o “arrependimento” está associado a um potencial de ganho ainda maior com uma migração mais acelerada. Um obstáculo adicional é que o mecanismo para correção *ex post* do erro tipo II, os leilões de excedente, não possuem um histórico de realizações robusto que dariam ao mercado maior conforto para lançar mão dos mesmos – ao contrário dos leilões de energia existente usados para corrigir erros tipo I.

Devido a esta assimetria, optamos por trabalhar com um cenário base *conservador* para uma primeira análise do cronograma ótimo de migração, o que implica uma redução na probabilidade de erro tipo II com um aumento correspondente na probabilidade de erro tipo I. Este *tradeoff* é justificado pelo impacto comparativamente menor do erro tipo I caso este se materi-

alize. Este paradigma conservador afetou principalmente as premissas consideradas para a migração dos consumidores, visto que esta representa uma das maiores fontes de incerteza da análise: trabalhamos, por exemplo, com uma hipótese de migração relativamente alta, e insensível à atratividade de preços no mercado livre (ao menos em um primeiro momento).

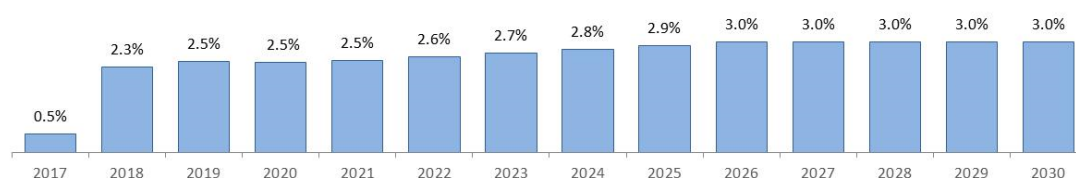
Sabe-se que é possível testar um grande número de sensibilidades razoáveis sobre o conjunto de premissas considerado para o caso base. No lugar de propor múltiplos potenciais cronogramas ótimos em função das premissas consideradas, entretanto, este estudo focou em avaliar como uma realização diferente da prevista impacta o cronograma de migração ótimo (vide seção 3.5.2). De fato, visto que é quase certo que a realização do cenário de migração será diferente do esperado, é mais valioso identificar formas de tornar o cronograma de migração mais robusto. Um possível mecanismo que permite um ajuste dinâmico da posição contratual das distribuidoras de forma economicamente eficiente são os leilões de excedentes, discutidos no capítulo 4.

3.2 Cenário de demanda

3.2.1 Crescimento da demanda de eletricidade do Brasil

O consumo de energia é função direta do desenvolvimento econômico e da melhoria da qualidade de vida da sociedade e é a partir da expectativa de crescimento econômico que projetamos a demanda por energia no país: utilizamos, como principal variável, o crescimento do Produto Interno Bruto médio das projeções das principais instituições financeiras, divulgada no Boletim Focus do Banco Central, para calcular o crescimento da demanda por energia elétrica associada. Também são levados em consideração os diferentes ritmos de crescimento e a inércia dos setores industrial, comercial e residencial.

Crescimento do PIB



Demanda [MW médios]



Figura 3-8 – Cenários de crescimento do PIB e demanda de energia

Como resultado desta projeção, tem-se uma demanda que cresce com uma taxa média anual de 3,46%, ou seja, 2,9 GW médios por ano.

Este cenário de crescimento de demanda apresentado será nosso cenário de referência para estudar a abertura do mercado de energia. Cenários alternativos com taxas de crescimento diferentes – por exemplo representando uma lentidão da recuperação econômica, menor penetração da geração distribuída solar, ganhos de eficiência energética ou reduções dos níveis de perdas elétricas – irão afetar alguns resultados do caso *status quo*.

3.2.2 Penetração de Geração Distribuída

A segunda etapa para a projeção da demanda a ser atendida pelas distribuidoras é estabelecer uma premissa de penetração da geração distribuída. Utilizamos uma premissa focada na geração distribuída solar (fonte considerada como o principal potencial econômico e energético para a inserção) que considera o custo de oportunidade sob a ótica do consumidor, levando em conta as perspectivas para as tarifas de fornecimento cativas, os preços de instalação e manutenção de painéis fotovoltaicos, e a insolação de cada local. O resultado é apresentado a seguir, e será essencialmente subtraído da demanda a ser atendida em análises posteriores:

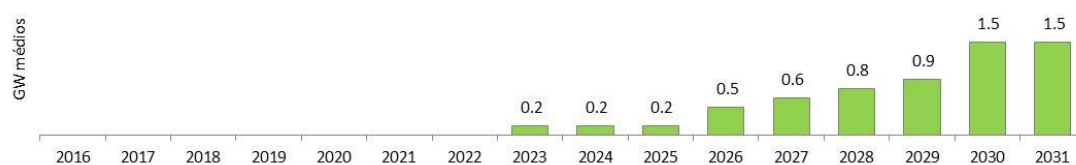


Figura 3-9 – Premissa de crescimento da geração distribuída solar

3.2.3 Projeção de demanda do ACR

A projeção do crescimento da demanda cativa é feita estratificada nos diversos subgrupos de consumo existentes. Essa abertura é importante para que se possa definir premissas quanto à liberalização gradual do mercado em função do nível de tensão do consumidor ou quanto ao percentual de cada subgrupo que, com a liberalização, migraria para o mercado livre.

Os dados de demanda vêm de boletins de medição de consumo da CCEE e de compilação de planilhas disponibilizadas pela Aneel como material de apoio quando autoriza o reajuste tarifário da distribuidora. No nosso caso partimos dos dados que foram informados pelas distribuidoras à Aneel ao longo de 2016 e da medição CCEE de dezembro de 2016. Em seguida projetamos, para cada distribuidora, o crescimento da demanda de acordo com fatores como perspectiva de crescimento econômico do país (mostrado na seção anterior), crescimento histórico da demanda da distribuidora, perfil dos consumidores, região geográfica e etc.

Construída a trajetória de crescimento da demanda, podemos estabelecer hipóteses quanto ao total de consumidores em cada subgrupo que migraria para o mercado livre e quantificar a exposição ao mercado de curto prazo à qual as distribuidoras estariam sujeitas. Os resultados estão mostrados abaixo.

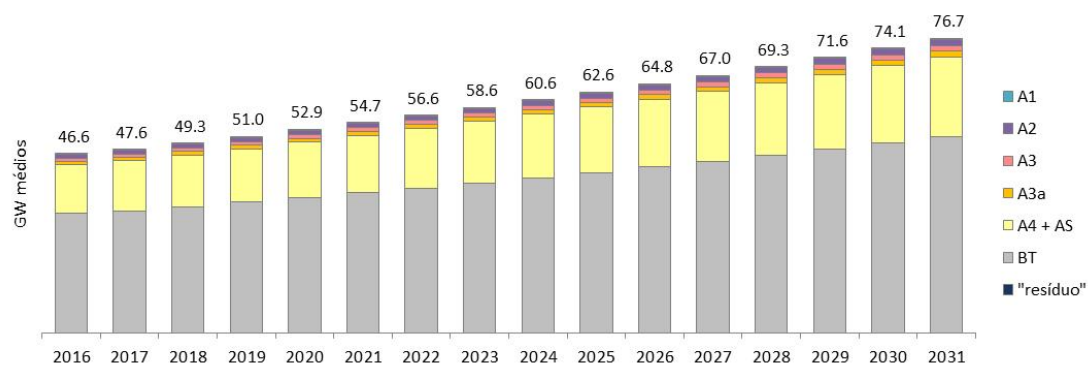


Figura 3-10 – Projeção da demanda ACR por nível de tensão

3.3 Projeção do portfólio de contratos

3.3.1 Tipos de contrato no portfólio da distribuidora

As distribuidoras possuem uma série de contratos com características diferentes com relação à flexibilidade contratual, prazo e dinâmica de recontração. Esta pluralidade deve ser levada em consideração na hora de estabelecer uma estratégia de abertura do mercado livre. A tabela a seguir apresenta os diferentes tipos de contratos nos portfólios das distribuidoras.

Tipo de Contrato	Descrição
Bilaterais	Contratos de compra e venda de energia firmados bilateralmente e anteriores à Lei 10.848/2004, cujas condições foram definidas entre as partes.
Proinfa	São as cotas de energia contratadas através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído pela Lei 10.438/2002 e pago por todos os consumidores.
Energia Nova	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) firmados, através de leilões regulados, entre as distribuidoras de energia e novos empreendimentos de geração de energia. Os contratos podem ser por quantidade por disponibilidade.
Energia Existente	São os CCEAR vendidos, em leilões regulados, por geradores ou comercializadores às distribuidoras. Os contratos são lastreados em empreendimentos existentes e podem ser por quantidade por disponibilidade.
Fontes Alternativas	São os CCEAR, por quantidade ou por disponibilidade, firmados através de leilões regulados entre as distribuidoras de energia e novos empreendimentos de geração de energia a partir de fontes renováveis. Só houve dois Leilões de Fontes Alternativas até hoje, em 2007 e em 2010.
Itaipu	São cotas, definidas pela Aneel, da energia e da potência da usina hidrelétrica de Itaipu comercializadas com as distribuidoras de energia localizadas nos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

Tipo de Contrato	Descrição
Angra I e II	Cotas da energia, definidas pela Aneel, das usinas nucleares de Angra I e Angra II, vendidas a todas as distribuidoras do país
Cotas de Garantia Física	Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF) que correspondem a um percentual da garantia física da usina hidrelétrica que teve sua concessão relicitada (ou renovada) sob as diretrizes da MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783/2013) e que é comercializado com as distribuidoras do país. O montante que cabe a cada distribuidora é determinado pela Aneel.

Para montar os portfólios de contratos das distribuidoras, foram utilizados (i) dados de planilhas disponibilizadas pela Aneel como material de apoio quando autoriza o reajuste tarifário das distribuidoras, (ii) informações dos resultados dos leilões de energia, e (iii) hipóteses próprias na simulação das contratações futuras em leilões de energia existente e de energia nova e quanto às novas cotas de garantia física, em acordo com as regras vigentes.

3.3.2 Premissas de evolução do portfólio de contratos

Em nosso caso Base, projetamos a evolução do portfólio de contratos das distribuidoras para um horizonte de 15 anos. Em um cenário de abertura de mercado, para acomodar a migração dos consumidores para o mercado livre, não se considera nenhuma contratação futura para as distribuidoras. Isso significa que não haverá novos leilões A-1 de energia existente ou leilões A-3 e A-5 de energia nova. Também não são alocadas ao mercado cativo novas cotas de garantia física ou cotas de energia de Itaipu após o término do Tratado¹. Nesse caso, o portfólio de contratos tem trajetória estritamente decrescente a partir de 2021 (ano de entrega de energia dos projetos vendidos no leilão A-5 de energia nova de 2016).

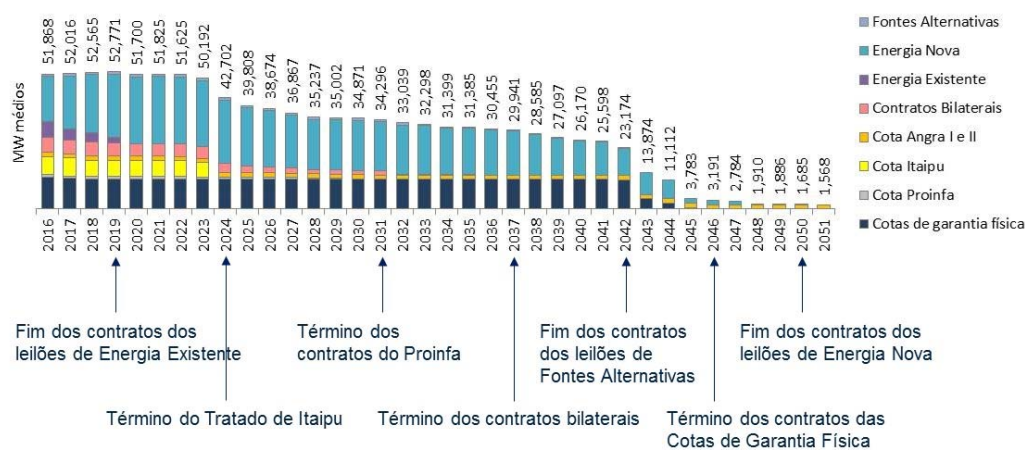


Figura 3-11 – Evolução do portfólio de contratos do ACR do caso Abertura do Mercado

O portfólio acima inclui o efeito em contratos das reduções de garantia física, a partir de 2018, da usina de Itaipu e das hidrelétricas contratadas como cotas de garantia física com o mercado

¹ A partir do fim do Tratado de Itaipu, em 2023, admite-se que a parte brasileira da energia de Itaipu seria comercializada no mercado livre, e portanto não faria parte do portfólio de contratos legados da distribuidora.

cativo, conforme Portaria MME 178/2017. Também prevemos uma nova redução das garantias físicas dessas usinas, em 2023, de 390 e 196 MW médios, respectivamente, que correspondem à expectativa de nova revisão das garantias físicas com base nos critérios técnicos e regulatórios oficiais.

De modo a se calcular os impactos, em termos tarifários, da abertura de mercado, foi também construído um cenário de referência no qual não ocorre a liberalização do mercado e migração para o mercado livre. Neste cenário, simulam-se as contratações futuras que devem acontecer para renovação dos contratos existentes e em resposta ao crescimento esperado da demanda do mercado regulado. Como resultado, o montante de contratos fica, no longo prazo, igual à demanda da distribuidora com uma sobra de 3,5%².

3.4 Projeção de taxa de migração e mercado residual

3.4.1 Liberalização de grandes consumidores

A abertura do mercado de eletricidade refere-se à possibilidade de todos os consumidores escolherem seus supridores de energia elétrica. Países como a Austrália, Coreia, Nova Zelândia e todos os vinte e sete Estados-Membros da União Europeia (UE), hoje, oferecem aos seus consumidores a opção de adquirir energia de supridores alternativos. Nos Estados Unidos, quatorze estados e o Distrito de Columbia atualmente possuem abertura total de seus mercados, enquanto nos demais estados, assim como ocorre em outros países, a abertura está restrita aos grandes consumidores.

A restrição da abertura de mercado aos grandes consumidores ocorre devido aos altos custos envolvidos no processo de migração frente ao benefício de menores custos com a compra de energia e melhores serviços de atendimento ao cliente, resultantes da abertura. Para um negócio, esses benefícios podem ser grandes o suficiente para justificar o tempo gasto de funcionários na investigação de opções de fornecedores de eletricidade ou até mesmo para ter uma equipe exclusivamente dedicada à gestão de decisões de consumo de energia. Além disso, as empresas têm capacidade de gerenciar informações e riscos financeiros de formas que geralmente os consumidores residenciais não têm.

Como ilustrado na Figura 3-12, quase todos os países oferecem maior flexibilidade que o Brasil para a migração de grandes consumidores para o mercado livre. Este comportamento ilustra que há praticamente um consenso internacional de que os grandes consumidores de energia devem ter a flexibilidade de escolha de fornecedor, e estar sujeitos ao sinal de preço spot da energia. Embora o Brasil apresente maiores restrições para a liberalização dos consumidores de médio porte, a mesma tendência se verifica: observa-se que apenas 11% do consumo do nível de tensão A2 é cativo atualmente.

² Como já mencionamos, as distribuidoras têm direito a repassar em tarifa os custos de compra de energia de até 105% de suas cargas. Observa-se que, em média, as empresas mantêm, em média, um nível de sobra contratual de 3,5%.

Posição	País	Regra	Consumo(TWh)
1ª	 União Europeia	Todos Livres	3.126,50
2ª	 Alemanha	Todos Livres	579,21
3ª	 Coreia do Sul	Todos Livres	505,86
4ª	 França	Todos Livres	476,50
5ª	 Reino Unido	Todos Livres	346,16
6ª	 Itália	Todos Livres	327,47
7ª	 Austrália	Todos Livres	239,31
8ª	 Estados Unidos	Todos Livres em 15 Estados	4.127,31
9ª	 Canadá	Todos Livres em Quebec e Alberta	565,73
10ª	 Turquia	0,51 kW	197,94
11ª	 Rússia	Todos Livres, Exceto Residenciais	927,21
12ª	 Japão	50 kW	1.003,09
13ª	 Índia	1000 kW	835,40
14ª	 Brasil	3000 kW	480,12
15ª	 México	3000 kW	249,67

Figura 3-12 – Abertura do mercado de eletricidade em vários países (fonte: Abraceel)

3.4.2 Migração de consumidores residenciais nos Estados Unidos

Um dado de entrada importante para a análise da migração é a fração do mercado que finalmente terá interesse na migração para o mercado livre. Como a literatura sobre este assunto ainda é relativamente escassa, esta análise será limitada a um levantamento da taxa de migração do consumidor residencial em diversos estados dos Estados Unidos – que utilizaremos como ponto de partida para uma estimativa do mercado residual residencial do Brasil para as simulações realizadas.

O processo de abertura do mercado de eletricidade nos EUA teve início no final dos anos 90 em um momento em que parte do país atravessava um período de preços altos de energia no varejo. Acreditava-se que a possibilidade de escolha dos fornecedores de energia e de serviços, deste segmento de consumo, levaria ao desenvolvimento da concorrência, o que conduziria a melhorias na eficiência da produção e no fornecimento de eletricidade, através do aumento da inovação e do desenvolvimento tecnológico, bem como a menores preços.

A Figura 3-13 abaixo mostra os preços do varejo da eletricidade em cada estado no ano de 1998. Estados em azul possuem os menores preços enquanto os estados em vermelho possuem os maiores.

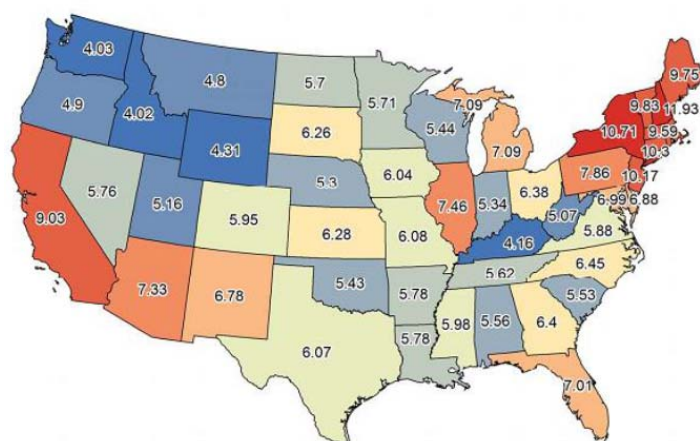


Figura 3-13 – Preços médios do varejo por estado, 1998 (cents por kWh)

Analisando a Figura 3-14 abaixo, comparativamente à Figura 3-13, pode-se notar que os estados com mercado aberto, em verde, são geralmente aqueles que possuíam os maiores preços para o varejo quando as atividades de reestruturação estavam no seu auge. Altos preços no varejo associados com a expectativa de que a abertura de mercado ajudaria a reduzi-los, foram claramente a maior razão para a abertura dos mercados elétricos para competição na maioria dos estados onde ocorreu esta abertura.

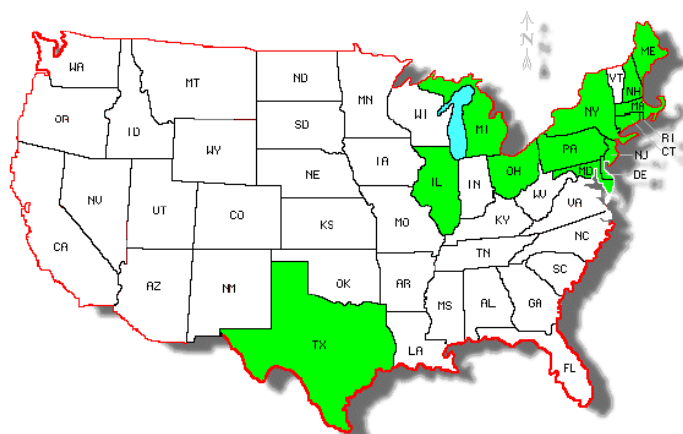


Figura 3-14 – Estados com abertura de mercado

A tabela a seguir ilustra a migração de consumidores residenciais ocorrida nos estados mostrados no mapa da figura 2. O Texas foi excluído desta análise, já que neste estado todo consumidor foi obrigado a migrar para um novo fornecedor e portanto a taxa de migração é de 100%. Os estados de Illinois e Ohio são os com as maiores taxas de migração, dentre aqueles onde esta é opcional. Para as treze jurisdições consideradas, 33% de 31.8 milhões dos consumidores residenciais elegíveis migraram.

Tabela: Migração do consumidor residencial

Estados	# consumidores elegíveis	# consumidores migrados	% consumidores elegíveis migrados	Início abertura mercado/ Migração residencial
Connecticut	1,401,000	486,000	35%	1998/2000
Delaware	273,000	28,800	11%	1999/2000
District of Columbia	243,000	34,400	14%	2000/2001
Illinois	4,524,000	2,744,000	61%	1997/2002
Maine	767,000	172,000	22%	1997/2000
Maryland	2,028,000	485,000	24%	1997/2000
Massachusetts	3,347,000	598,000	18%	1997/1998
New Hampshire	427,000	85,400	20%	1996/2001
New Jersey	3,377,000	464,000	14%	1997/1999
New York	5,811,000	1,325,000	23%	1996/2001
Ohio	4,195,000	2,253,000	54%	1999/2001
Pennsylvania	4,980,000	1,794,000	36%	1996/1999
Rhode Island	493,000	36,000	7%	1996/1997
Total	31,866,000	10,505,600	33%	

De acordo com a literatura, as razões para a resistência dos consumidores residenciais em migrar da sua distribuidora local para um fornecedor alternativo foram:

- A economia esperada com a migração não era grande o suficiente para justificar a mudança. Mais de um quarto dos consumidores sinalizaram que migrariam caso a economia mensal fosse de \$20 dólares;
- Os consumidores estavam satisfeitos com o serviço de suas distribuidoras locais;
- Os consumidores não sabiam como realizar a migração;
- Os consumidores temiam a queda na qualidade do serviço.

Da última coluna tabela anterior, pode-se notar também que a maioria dos estados optaram por implementar a abertura de mercado de forma gradual, com grandes consumidores tornando-se elegíveis primeiro. A razão para isto é que os benefícios da migração são proporcionais ao tamanho do consumidor, o que faz com que os residenciais possuam menos incentivo a migrar para um fornecedor alternativo.

Utilizamos o resultado médio da tabela acima como ponto de referência para a migração dos consumidores residenciais, o que representa que 33% do mercado residual migra para o mercado livre – ou, dito de outra forma, 67% do consumo residencial total permanece como “demanda residual” no mercado cativo para ser atendida pela distribuidora.

Nota-se que os percentuais são referentes ao número de consumidores (e não aos MWh comprados) residenciais que passaram a comprar a sua energia de supridores alternativos. Admitindo que os consumidores de maior demanda são aqueles com maior propensão a migrar para o mercado livre, isto significa que uma migração de 33% das *unidades consumidoras* pode representar uma fração significativamente maior do *consumo*. Por outro lado, nota-se que há uma dispersão significativa entre as taxas de migração nos diferentes estados, e que a *mediana* das

migrações observadas é de apenas 22%, significativamente inferior à média. Consequentemente, considerou-se que a premissa de migração de 33% para o mercado residencial é razoável para uma primeira análise – com a ressalva de que este é um parâmetro extremamente sujeito a incertezas.

3.4.3 Premissas de mercado residual

Nas simulações realizadas neste estudo, serão consideradas migrações de consumidores para o mercado livre de forma a manter uma demanda residual conforme a tabela a seguir.

Tabela: demanda residual por nível de tensão em fração da demanda total³

Demanda residual cativa	A1 e A2	A3 e A3a	A4 e As	BT
Sul	0%	15%	25%	66%
Sudeste	0%	15%	25%	66%
Norte	0%	15%	25%	66%
Nordeste	0%*	15%	25%	66%

* Assume-se que os consumidores com contratos com a Chesf permanecem "cativos"

Da tabela acima, pode-se notar que:

- Para o consumo residencial, foi considerada como hipótese a demanda residual de 66%, correspondente a migração de 33%, resultante da análise da migração dos estados Unidos da seção anterior.
- Para os grandes consumidores nas tensões A2 e A1, a demanda residual utilizada foi de 0%. Admitimos que com a abertura do mercado os consumidores de maior demanda acabariam deixando o mercado regulado e passariam a comprar sua energia de fornecedores alternativos – condizente com a observação de que apenas 11% do consumo do nível de tensão A2 é cativo no Brasil, o que indica que esta tendência já se verifica atualmente.
- Para os demais consumidores, foram adotados percentuais intermediários e crescentes conforme o nível de tensão dos mesmos, refletindo tendências globais de que consumidores de maior demanda tendem a ser mais propensos à migração.
- Finalmente, assumiu-se a mesma premissa de mercado residual para todos os submercados. Embora evidentemente fosse desejável trabalhar com uma premissa que varie por região demográfica, a falta de resultados confiáveis motivou a adoção de uma premissa simplificada. De qualquer maneira, visto que os principais resultados apresentados são em termos agregados ("distribuidora Brasil"), a representação do mercado residual médio é mais relevante que a sua dispersão geográfica para os resultados.

A tabela a seguir apresenta a demanda residual por nível de tensão em MW-médios.

³ Percentuais referenciados à demanda total (ACR e ACL) em cada subgrupo

Tabela: demanda residual por nível de tensão em MWmed

Demanda residual cativa [MW médios]	A1	A2	A3	A3a	A4 e AS	BT
Sul	0	0	68	48	752	3.094
Sudeste	0	0	34	67	1.936	9.742
Norte	0	0	33	7	161	1.284
Nordeste	69	17	147	17	448	2.834
total	69	17	282	138	3.297	16.960

3.5 Cronograma ótimo de migração e sensibilidades

3.5.1 Definição do cronograma ótimo de migração

Pelas regras setoriais atuais, uma distribuidora sobrecontratada não pode vender contratos de energia para consumidores livres ou comercializadoras. Se o crescimento da carga cativa for menor do que o esperado e a sobra contratual ficar além de 105% da carga, a distribuidora fica exposta no mercado de curto prazo: a diferença entre o preço de compra dos contratos e o valor de sua liquidação no mercado de curto prazo é arcada pela companhia. Por outro lado, se esta situação de sobrecontratação for reconhecida como involuntária, o consumidor pagará via tarifa os custos da compra de energia no mercado de curto prazo. Dado que o PLD é uma variável de difícil previsão e com uma variância muito grande, esse risco pode se tornar bastante significativo. Dessa forma, nosso cronograma “ótimo” de abertura de mercado será aquele que não provoca exposição contratual para o mercado cativo.

A simples comparação entre a carga cativa projetada e a curva de contratos das distribuidoras (do caso Abertura de Mercado) identifica os anos em que os subgrupos de consumidores poderiam se tornar livres, supondo que as migrações ocorressem de maneira instantânea.

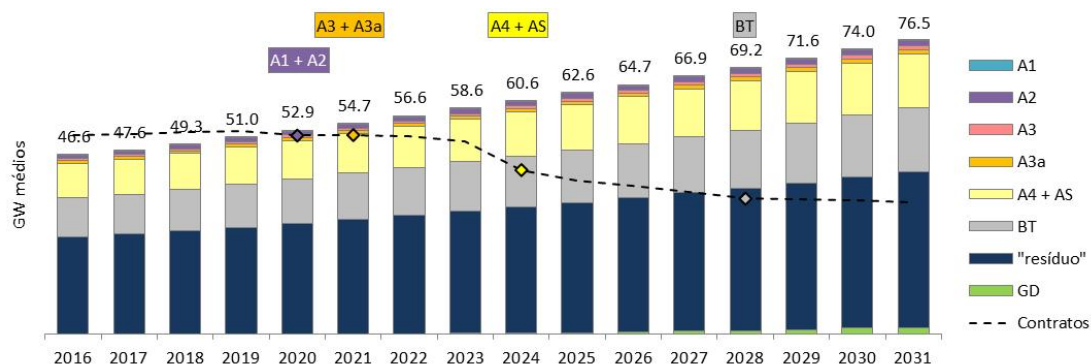


Figura 3-15 – Abertura do mercado e migrações “instantâneas”

Nesse caso, e considerando um residual de demanda cativa, vemos que os consumidores A1 e A2 poderiam migrar em 2020, os A3 e A3a poderiam fazê-lo no ano seguinte e os subgrupos A4 e BT (consumidores atendidos em baixa tensão) migrariam por completo em 2024 e 2028 respectivamente.

No entanto, dificilmente a abertura de mercado provocaria migrações bem definidas e ordenadas. Na realidade, as migrações dos diferentes subgrupos de consumidores seriam voluntárias,

graduais e concomitantes e, portanto, preferiu-se definir o cronograma “ótimo” a partir da situação de contratação das distribuidoras. Em outras palavras, os volumes que poderiam se tornar livres a cada ano foram determinados de modo a não provocar neste processo situações de sub ou sobrecontratação no mercado cativo. O resultado é mostrado nos gráficos a seguir.

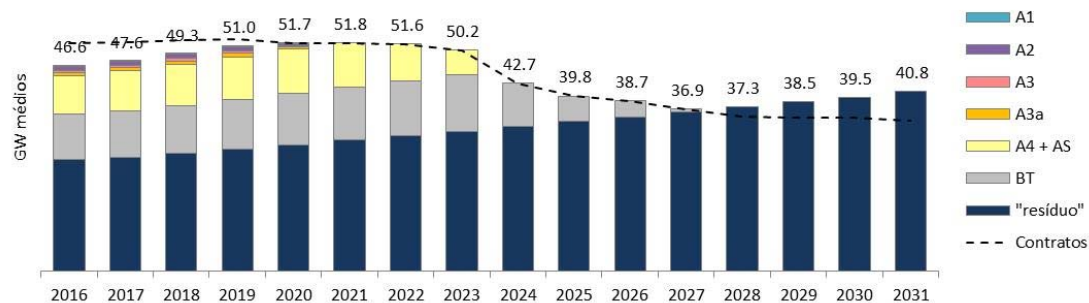


Figura 3-16 – Balanço contratual ACR com migração ótima

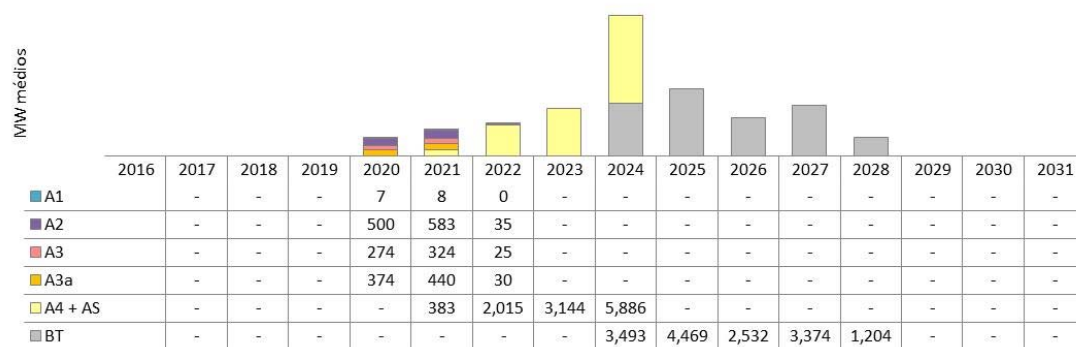


Figura 3-17 – Cronograma ótimo de migração

O cronograma ótimo seria:

- i. Subgrupos A1, A2, A3 e A3a migram de 2020 a 2022
- ii. Subgrupos A4 e AS migram de 2021 a 2024
- iii. Subgrupo BT migra entre 2024 e 2028

Esse cronograma, dados nossos critérios de escolha, representa o mais rápido que a carga cativa poderia migrar, de acordo com as premissas de mercado residual construídas anteriormente. Nota-se que a partir de 2028 já haveria necessidade de novos contratos de energia no mercado cativo, visto que a demanda residual considerada torna-se menor que o portfólio de contratos legados da distribuidora.

3.5.2 Sensibilidades do cronograma ótimo

Embora o cronograma ótimo tenha sido estabelecido de forma a evitar exposições contratuais no mercado cativo, as variáveis envolvidas podem ter realizações diferentes daquelas projetadas. Analisaremos de maneira breve alguns desses exemplos.

Ao crescimento da demanda

A figura a seguir apresenta o que aconteceria com o balanço contratual do ACR se a demanda crescesse a uma taxa anual 1% maior do que aquela projetada.

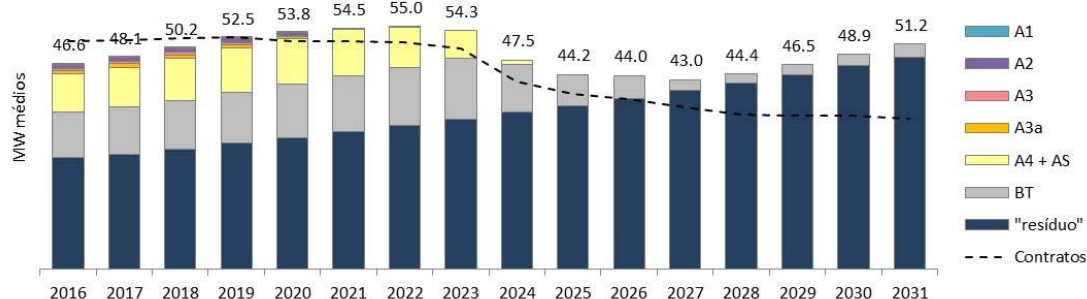


Figura 3-18 – Sensibilidade do cronograma ótimo ao crescimento da demanda

Nesse caso as distribuidoras ficariam 9% subcontratadas entre 2020 e 2027. Seria possível corrigir esse desequilíbrio com novos contratos de energia existente, por exemplo.

Ao atraso na decisão de abertura de mercado

A demora na decisão de se abrir o mercado pode prejudicar o cronograma de migração no sentido de que, até que sejam avisadas, as distribuidoras seguirão comprando contratando em leilões de energia nova e, portanto, aumentando o volume e o prazo de término dos contratos legados. A figura a seguir apresenta o que acontece com o balanço contratual do ACR se o leilão A-5 de energia nova de 2018 vender 3 GW médios.

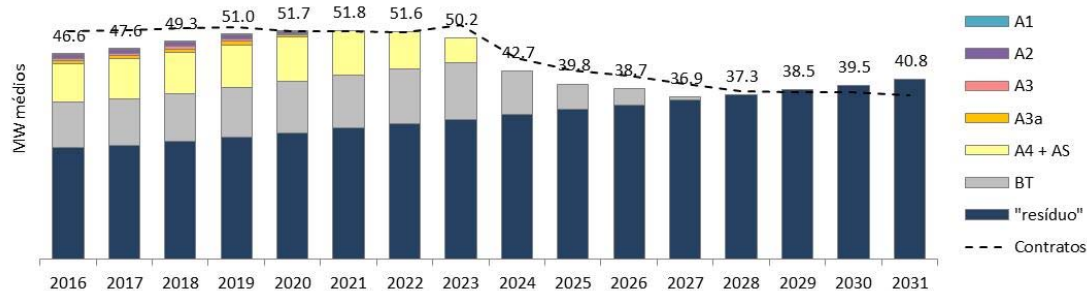


Figura 3-19 – Sensibilidade do cronograma ótimo ao atraso na decisão de abertura do mercado

Nesse caso as distribuidoras ficariam 7% sobrecontratadas entre 2023 e 2028, o que poderia ser resolvido com um leilão de excedentes, por exemplo (conforme detalhado no capítulo 4). Situação inversa aconteceria se o atraso fosse na data inicial de migração de algum subgrupo, o que resultaria em subcontratação das distribuidoras.

À velocidade de migração

A figura a seguir apresenta o que aconteceria com o balanço contratual do ACR se o subgrupo A4, por exemplo, levasse 50% a mais de tempo para migrar para o mercado livre, ou seja, migrasse em 6 anos a invés de 4 – tudo o mais mantido constante.

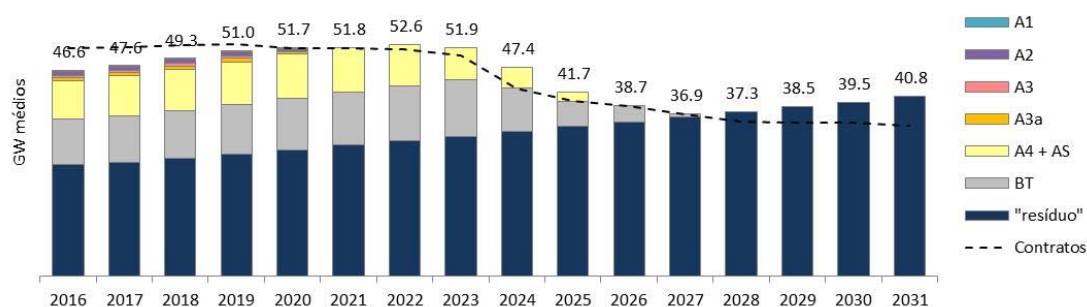


Figura 3-20 – Sensibilidade do cronograma ótimo à velocidade de migração dos consumidores A4

Nesse caso as distribuidoras ficariam até 6% subcontratadas entre 2023 e 2025, o que poderia ser solucionado com um leilão de energia existente.

3.5.3 Impacto individual nas distribuidoras

As análises anteriores foram restritas à “Distribuidora Brasil”, o que permite estabelecer um cronograma de abertura que é ótimo para o sistema como um todo, porém não necessariamente para uma distribuidora específica. A hipótese subjacente por trás desta abordagem é relativamente forte: admite-se que o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) será eficiente neste processo, permitindo que distribuidoras com sobras cedam energia para distribuidoras com déficit.

No entanto, a experiência tem mostrado que o MCSD não é necessariamente eficaz desta forma. Por exemplo, em situações de perspectiva de PLD elevado, distribuidoras podem optar por reter as sobras contratuais, deixando de resolver a subcontratação em outras empresas mesmo que o total de contratos seja suficiente para atender a demanda agregada do ACR. Na prática, portanto, distribuidoras que se encontram individualmente sub- ou sobrecontratadas enxergariam um risco adicional ainda que o sistema como um todo esteja equilibrado.

A figura a seguir apresenta o nível de contratação das distribuidoras⁴, em percentual de suas cargas. Observa-se que a distribuidora Ceb, por exemplo, possui sobra contratual bastante significativa durante todo o horizonte de análise – que chega a quase 25% em 2025. Por outro lado, a distribuidora Energisa TO se apresenta subcontratada a partir de 2019, em níveis que chegam a -24%.

⁴ Para não poluir demais o gráfico, apresentamos a contratação das 30 maiores distribuidoras do país.

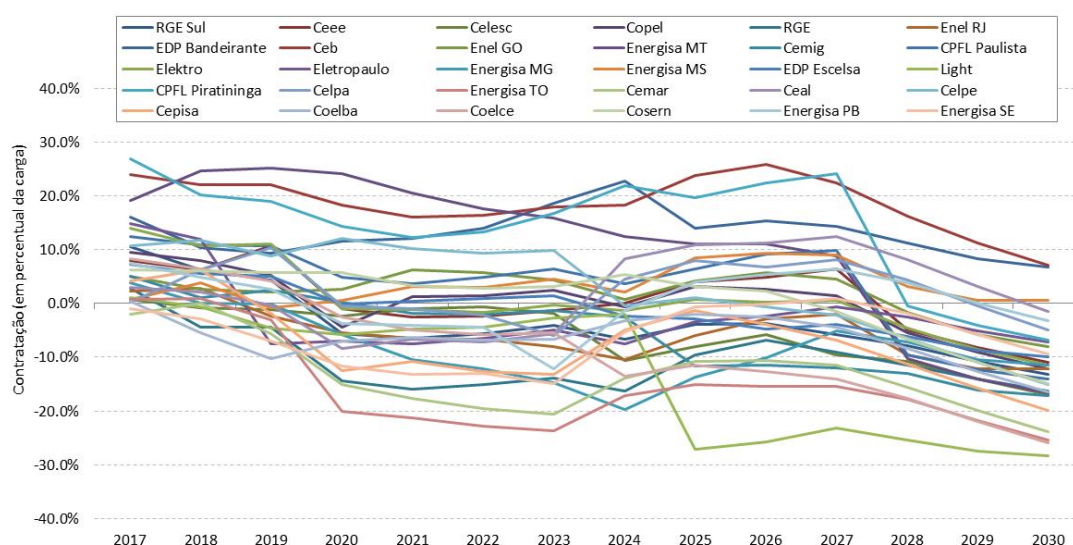


Figura 3-21 – Contratação individual das distribuidoras no caso cronograma ótimo

O mesmo padrão se observa nos casos de sensibilidade do cronograma ótimo. Em um caso de atraso ou menor velocidade na migração do subgrupo A4, por exemplo, tem-se aumento e alongamento da subcontratação das distribuidoras em volume proporcional à representatividade do subgrupo em suas cargas. E vice-versa, contratações adicionais – via leilões de energia nova, por exemplo – aumentam a sobrecontratação de maneira proporcional à expectativa de crescimento de carga de cada distribuidora. Ou seja, as situações de desequilíbrio contratual são amplificadas.

3.6 Consequências da migração para o mercado incentivado

A regulamentação atualmente vigente no setor elétrico brasileiro prevê que o consumidor de energia pertencente ao Grupo “A” que, individualmente ou em conjunto⁵ com outras unidades consumidoras, tenha demanda contratada $0,5 \text{ MW} \leq D \leq 3 \text{ MW}$, só pode migrar para o ACL na condição de consumidor incentivado, o que impõe a aquisição de energia de fontes renováveis (eólica, solar, biomassa e PCHs).

Esse tipo de consumidor, ao adquirir energia das fontes supramencionadas, passa a ter direito – assim como os geradores que já o possuem – a um desconto de pelo menos 50% da parcela da tarifa relacionada aos custos com a infraestrutura de transporte de energia elétrica. No caso dos consumidores especiais, esta tarifa é tipicamente a TUSD-demanda. Mesmo os consumidores livres não-especiais, com demanda contratada superior a 3 MW, têm direito a este mesmo desconto na tarifa fio.

⁵ Desde que o conjunto seja formado por unidades consumidoras em comunhão de interesses de fato ou de direito. Isso significa que podem formar um conjunto unidades consumidoras que estejam localizadas em áreas contíguas ou que estejam no mesmo submercado e possuam o mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica – CNPJ, caso localizadas em áreas não contíguas.

Em um contexto de liberalização do mercado, observa-se que a manutenção desses requisitos e subsídios na migração de consumidores desse porte tem o potencial de agravar algumas distorções, em particular relacionadas (i) ao custo do subsídio concedido aos consumidores, pago hoje via Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”); e (ii) ao incentivo à expansão da oferta do sistema.

3.6.1 Subsídios à tarifa fio

Segundo o orçamento da CDE para 2017, o custo do subsídio concedido aos consumidores e geradores incentivados é da ordem de R\$ 1,6 bilhões. Visto que este subsídio é concedido a todos os agentes do mercado livre que contratam energia de fontes renováveis, mas não ao mercado regulado, uma migração em massa desse tipo de consumidor, mantido o direito a esse desconto na tarifa de transporte de energia, aumentaria significativamente o custo do subsídio. Por sua vez, isto teria impactos sobre a CDE e todos os consumidores finais de energia que pagam o encargo, inclusive aqueles que eventualmente optassem por permanecer regulados (demanda residual).

Outra observação relevante é que os consumidores mais beneficiados pelo desconto oferecido aos compradores de energia renovável são justamente aqueles que pagam a tarifa fio mais cara. Observa-se ainda que os consumidores em tensão mais baixa são de um modo geral aqueles que pagam a tarifa fio mais cara – o que novamente tende a amplificar o valor do subsídio devido a esse efeito de seleção adversa e à migração de consumidores de tensão de atendimento mais baixa para o mercado livre.

3.6.2 Necessidade de nova expansão

Outra questão está relacionada à necessidade de nova oferta incentivada para atender aos potenciais consumidores incentivados que migrariam pro ACL, caso os requisitos hoje vigentes para a migração de consumidores desse porte fossem mantidos.

Nessas condições, uma primeira medida para ampliar a oferta de energia incentivada no mercado livre e que também auxiliaria na readequação do balanço contratual das distribuidoras, seria a mera “transferência” dos contratos de fontes incentivadas que estejam no ACR para o ACL – possivelmente por meio de um leilão de excedentes (vide capítulo 4). Atualmente, estima-se que cerca de 5.400 MW médios contratados no ACR estejam relacionados à usinas incentivadas. Ao longo dos anos esse valor aumenta, chegando ao pico de 8.440 MW médios contratados em 2022. Entretanto, cabe mencionar que há diversas modalidades de contratos agregados nesse volume total (por disponibilidade, por quotas e por quantidade) e sua transferência ao ACL pode ser tratada por mecanismo similar ao do leilão de excedentes já previsto na Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, mas ainda não regulamentado pela ANEEL.

Entretanto, dependendo do crescimento do mercado potencialmente incentivado, ou do cronograma de migração que for estabelecido, esse volume transferido poderia ser insuficiente para atender a necessidade de oferta incentivada no ACL dada a migração massiva desse consumidor. Nesse sentido, eventualmente seria necessária também a construção de nova oferta para atender

um tipo específico de consumidor, mesmo que eventualmente o sistema, como um todo, estivesse com o balanço oferta vs. demanda em equilíbrio, o que configuraria um incentivo para uma expansão ineficiente da oferta.

Isso sem mencionar que, com o incentivo para a expansão ineficiente de fontes incentivadas, aumentam também os custos relacionados ao subsídio na tarifa de transporte dessas fontes (como discutido na seção 3.6.1).

3.6.3 Cronograma de liberalização

Para uma liberalização completa do mercado, parece natural que eventualmente venha a desaparecer a diferenciação entre os requisitos de migração para duas categorias de consumidores (os consumidores livres e os consumidores especiais). Ainda que o cronograma de migração mantenha esta diferença em princípio, reduzindo o limite para os dois mercados simultaneamente, visto que o objetivo para o longo prazo é permitir a livre escolha de fornecedor espera-se que o limite mínimo seja zero tanto para o consumidor livre quanto para o consumidor especial.

Nota-se ainda que, devido à falta de granularidade nos dados disponíveis das distribuidoras, não foi possível avaliar individualmente um cronograma de liberalização para o mercado incentivado usando a metodologia proposta. Uma forma de avaliar esse tema seria, por exemplo, caso houvesse disponibilidade de informações quanto à demanda contratada dos consumidores atualmente cativos. Essa informação poderia ser cruzada com o cronograma de migração ótimo aqui definido, para definir também um cronograma de redução dos requisitos de demanda contratada que tornem os consumidores elegíveis ao mercado livre como um todo (sem distinção entre convencional e incentivado).

Quanto ao benefício oferecido na tarifa fio, trata-se essencialmente de uma decisão de política energética – entretanto, conhecendo as distorções que este benefício causa e seu efeito adverso sobre o mercado, considera-se que seria preferível a substituição dos subsídios nas tarifas de transporte por um outro mecanismo com impacto menor sobre os sinais de preço.

4 TRATAMENTO DOS CONTRATOS LEGADOS DAS DISTRIBUIDORAS E IMPACTOS FINANCEIROS DA MIGRAÇÃO

4.1 Mecanismos de ajuste da posição contratual no mercado regulado

A definição de um cronograma ótimo de migração de consumidores regulados para o mercado livre é um passo importante para o planejamento das distribuidoras em relação às suas contratações, que são realizadas com anos de antecedência através, principalmente, dos leilões de energia nova.

Evidentemente, por outro lado, a migração para o mercado livre que se realizará efetivamente não será necessariamente igual à migração ótima projetada anteriormente para cada distribuidora. Nestes casos, as mesmas podem ficar sobrecontratadas por conta de uma migração mais agressiva do que o planejado – ou até mesmo subcontratadas, se realizarem suas contratações baseadas em um certo montante de migração não materializado. Nesse segundo caso, mecanismos existentes como leilões A-1 poderiam ser utilizados para que as distribuidoras ajustem suas posições. O objetivo do presente capítulo é apresentar os fundamentos de um mecanismo para lidar com o primeiro caso, ou seja, que permita o ajuste de posição e mitigação de risco das distribuidoras em caso de sobrecontratação por conta de uma alta migração de consumidores regulados para o mercado livre. Será analisada a possibilidade de licitar os contratos legados para o ACL, sendo a diferença entre o preço de venda e de compra de energia recuperado através de um encargo.

Evidentemente, por outro lado, a migração para o mercado livre realizada não será necessariamente igual à migração ótima projetada anteriormente para cada distribuidora. Nestes casos, as mesmas podem ficar sobrecontratadas por conta de uma migração para o mercado livre mais agressiva do que o planejado – ou até mesmo subcontratadas, se realizarem suas contratações baseadas em um certo montante de migração não materializado. Nesse segundo caso, mecanismos existentes como leilões A-1 poderiam ser utilizados para que as distribuidoras ajustem suas posições. O objetivo do presente capítulo é apresentar os fundamentos de um mecanismo para lidar com o primeiro caso, ou seja, que permita o ajuste de posição e mitigação de risco das distribuidoras em caso de sobrecontratação por conta de uma alta migração de consumidores regulados para o mercado livre. Será analisada a possibilidade de licitar os contratos legados para o ACL, sendo a diferença entre o preço de venda e de compra de energia recuperado através de um encargo.

4.1.1 Descrição dos mecanismos previstos para lidar com a sobrecontratação

As distribuidoras de energia elétrica têm notoriamente enfrentado problemas de excesso contratual de energia. Em 2016, o nível de sobrecontratação das distribuidoras chegou a 5,3 GW médios e, visto que boa parte do portfólio das distribuidoras é composto por contratos de energia nova decorrentes de declarações de necessidades realizadas quando as projeções valores de demanda bem superiores aos verificados, esta situação de sobrecontratação deve permanecer por um longo período.

Principalmente devido a esta situação, a questão do repasse dos contratos legados das distribuidoras ao ACL tem ganhado força nos últimos anos. Mecanismos previstos para lidar com a sobrecontratação – e, em alguns casos, com a sobreoferta, são descritos a seguir.

Lei nº 13.360: Venda de energia das distribuidoras no ACL

A Lei nº 13.360, recém sancionada em 17 de novembro de 2016, determinou a permissão da comercialização de energia excedente por parte das distribuidoras para o ACL, ao explicitar, no seu Artigo 6º, a mudança no Artigo 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a qual passa a vigorar com as seguintes alterações:

“§ 13. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão, conforme regulação da Aneel, negociar com consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, afastada a vedação de que trata o inciso III do § 5o, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado. (NR)”

Logo, foi recentemente instituído um **marco legal** para a atividade de venda de energia excedente por parte das distribuidoras para os consumidores do mercado livre. Encontramo-nos, portanto, em uma conjuntura na qual há a necessidade da elaboração de um **marco regulatório**, como claramente expresso no parágrafo transcrito acima, particularmente no trecho em que condiciona esta atividade à regulação da Aneel. Pretende-se com o mecanismo apresentado nesta seção, portanto, oferecer uma contribuição para a elaboração da regulação necessária para a comercialização de energia das distribuidoras para o mercado livre.

Leilão de descontração de energia de reserva

A questão da sobrecontratação e mecanismos de ajuste da posição contratual das distribuidoras é *conjunturalmente* ainda mais importante devido à situação atual de sobreoferta do sistema. A PSR estima que o excesso de garantia física no sistema brasileiro em 2016 foi de 10,9 GW médios,⁶ em grande parte devido à deterioração do cenário econômico brasileiro e consequente redução das expectativas de crescimento da carga.

Outro agravante é que a sobreoferta física do sistema tende a reduzir o PLD esperado, impactando indiretamente os preços de contratos de suprimento negociados no mercado livre, o que por sua vez aumenta a atratividade da migração para os agentes potencialmente livres. O crescente número de consumidores especiais (com demanda entre 0,5 MW e 3 MW médios) interessados em participar do mercado livre é especialmente crítico, já que as distribuidoras, com pouquíssimas exceções, não podem exercer cláusulas de flexibilidade contratual para ajustar o seu portfólio de contratos em função dessa migração.

A questão da sobreoferta física ganhou ainda mais visibilidade no setor recentemente com o cancelamento do leilão de reserva de dezembro de 2016. A justificativa apresentada em Nota

⁶ Este valor inclui 2,4 GW médios de energia de reserva e não inclui limitações físicas do sistema.

Técnica⁷ publicada pela EPE foi fundamentada essencialmente nesse desequilíbrio entre a oferta e a demanda.

Há dois caminhos diretos para reduzir a sobreoferta. O primeiro, já em vigor, permite que o gerador e a distribuidora negociem uma *descontratação*, isto é, o rompimento de um CCAR.⁸ O segundo caminho também envolve uma descontratação, neste caso da energia de reserva. O governo tem sinalizado a possibilidade de um leilão para venda do excesso de energia de reserva – proposta apresentada pela Secretaria-Executiva do MME na reunião do CMSE (embora existam pressões políticas na direção contrária).

Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)

Outros mecanismos mais consolidados de gestão da flexibilidade contratual se somam aos descritos anteriormente como ferramentas para lidar com a sobrecontratação. O Mecanismo de Compensação das Sobras e Déficits (MCSD) é um dos principais, permitindo que as distribuidoras ajustem voluntariamente entre si suas posições sobre ou subcontratadas, evitando a aplicação de penalidades. Além disso, o chamado “MCSD definitivo”, estabelecido em Resolução da Aneel, permite descontar do portfólio das distribuidoras projetos que claramente não vão se concretizar e atrasos em CCEARs (que também eliminam sobras). Nesse sentido, o MCSD definitivo apresenta similaridades com os mecanismos de descontratação vistos acima.

4.1.2 Conflitos de interesses entre consumidores e distribuidoras

Após um panorama dos mecanismos já previstos para lidar com a sobreoferta física e sobrecontratação das distribuidoras, é possível elaborar e sugerir aperfeiçoamentos para lidar com essas questões, contribuindo consequentemente para um equilíbrio nos ambientes de mercado e em uma expansão sustentável do mercado livre. Entretanto, destaca-se que tal atividade de exige especial cautela para acomodar os interesses dos agentes envolvidos, em particular consumidores e distribuidoras, que nem sempre são os mesmos. A presente subseção, anterior às das propostas de mecanismos, se destina a este tema.

Uma dificuldade da regulamentação de mecanismos de descontratação para o mercado regulado é que os incentivos da distribuidora não estão necessariamente alinhados com os de seus consumidores. Por exemplo, do ponto de vista da distribuidora interessa reduzir o *montante físico* (em MW médio) sobre contratado. A razão é que as penalidades por sobre e subcontratação são aplicadas com base em um balanço de quantidades. Já do ponto de vista do consumidor, importa mais o resultado das *liquidações financeiras* (tanto em termos do valor médio dessas liquidações quanto em termos da sua dispersão, para um agente avesso ao risco). O impacto financeiro é muito afetado, por exemplo, pela participação de contratos por disponibilidade e contratos de cotas no portfólio, pois a quantidade associada aos mesmos é variável.

⁷ Nota Técnica EPE-DEE-RE-105/2016-r0, de 19 de dezembro de 2016, intitulada “Contratação de Energia de Reserva”

⁸ Na verdade, são dois mecanismos: a negociação bilateral e a participação de geradores contratados no MCSD de energia nova.

Similarmente, o perfil sazonal dos contratos e cláusulas como a indexação a preços de combustível internacionais têm efeito sobre a tarifa do consumidor final, mas são irrelevantes para o balanço de garantia física. Como consequência, a mudança destes contratos não seria levada em conta na tomada de decisão de descontratação da distribuidora.

Devido a esse descasamento de interesses, permitir que a distribuidora tome decisões de (des)contratação em prol dos consumidores regulados (por exemplo, nos acordos bilaterais de redução de contratos) pode não resultar na melhor solução para os mesmos.

Com a promulgação da Lei nº 13.360, foi introduzida a possibilidade de repasse das sobras contratuais da distribuidora ao mercado livre – e a regulamentação deste mecanismo pela Aneel deverá necessariamente tratar dessa dicotomia. Embora o reajuste da posição contratual seja atraente tanto para a distribuidora quanto para os consumidores cativos, as diferenças no tipo de risco ao qual os agentes estão expostos gera um conflito inerente.

Em particular, o incentivo para a distribuidora é se desfazer do excesso de contratos “a qualquer preço” para manter um nível de contratação entre 100% e 105% – o que garante o repasse às tarifas e portanto isenta a distribuidora de qualquer exposição ao risco. Esta motivação, entretanto, pode levar a uma revenda de contratos legados caros ao mercado livre a um preço muito barato, o que não seria em linha com o objetivo de modicidade tarifária para os consumidores regulados de minimizar o custo de compra de energia. Ressalta-se que no mecanismo de leilão, o planejador central teria papel importante em não permitir o repasse em condições que não representem os interesses dos consumidores – o desenho do leilão proposto neste documento, descrito na seção 4.2, trata desta questão.

4.1.3 Mecanismo de repasse ou cancelamento de contratos existentes

Um potencial caminho para aumentar a flexibilidade para a gestão do portfólio das distribuidoras seria ampliar o escopo do leilão de descontratação de energia de reserva (discutido na subseção 4.1.1) com este fim. A descontratação direta (ou *writeoff* de contratos) nesses moldes tende a atrair empreendimentos com dificuldades de implantação, que têm interesse em oferecer alguma compensação para a distribuidora e consumidores (tal como uma compensação financeira) em troca do cancelamento do contrato. Como resultado positivo de um leilão deste tipo, podemos citar: (i) redução no custo de compra de energia a ser repassado para a tarifa; (ii) redução da sobreoferta do sistema; e (iii) redução dos riscos de judicialização, já que esses empreendimentos poderiam recorrer à justiça no futuro para evitar as penalidades por descumprimento dos contratos.

Por outro lado, há desvantagens importantes. Em primeiro lugar, existe a questão de que os agentes já haviam firmado compromissos e aceitado as penalidades estabelecidas claramente no contrato em caso de não-cumprimento. Neste caso, quando se oferece uma “saída” alternativa aos agentes com dificuldades, é importante atentar para o *signal regulatório* passado ao mercado. Um ponto de grande importância no cenário do setor atualmente é a questão do *enforcement* das penalidades: quando os agentes arcam com compromissos partindo do princípio que as regras acordadas não serão respeitadas, o modelo setorial se fragiliza substancialmente. Por esta razão, um processo de cancelamento de contratos deve levar em conta os diferentes níveis de

compromisso e penalidades arcadas pelos agentes candidatos. O discurso do governo tem sido também coerente neste ponto, no sentido de não premiar a irresponsabilidade com o mecanismo proposto.

Em segundo lugar, há a questão da disponibilidade de oferta para o leilão. No caso específico do leilão de reserva de 2014, os contratos foram firmados fixando um preço em reais, e o leilão ocorreu pouco antes da disparada do câmbio,⁹ o que comprometeu a viabilidade econômica de diversos projetos. É importante considerar ainda que, para que o leilão de descontratação seja bem-sucedido, o cancelamento do contrato precisa ser atrativo para ambas as partes – isto é, tanto para o gerador quanto para o consumidor. Existe um conflito inerente nesse ponto, visto que o consumidor gostaria de fazer *writeoff* apenas dos seus contratos mais caros, mas o gerador só o aceitaria se o seu contrato for suficientemente barato. É por isso que normalmente a transação só se torna possível mediante oferta de alguma contrapartida por parte do consumidor, por exemplo, sob a forma de uma redução nas penalidades devidas.

Em suma, os principais empecilhos à utilização de mecanismos de descontratação são (i) o risco de criar incentivos perversos para os agentes, caso os benefícios oferecidos sejam excessivos; e (ii) o risco de que o mecanismo se torne inócuo, caso os benefícios sejam mínimos ao ponto que o leilão não é mais atrativo para os potenciais ofertantes. Consequentemente, não é recomendável que este seja o único mecanismo para ajuste da posição contratual das distribuidoras, visto que ele depende da existência de contratos nas condições particulares que viabilizam o cancelamento de comum acordo entre as partes.

4.1.4 Mecanismo de leilão de excedentes

Em contraste com um mecanismo centrado no cancelamento bilateral de contratos, conforme descrito no item 4.1.3, um leilão de excedentes envolve a manutenção da distribuidora como *interveniente* dos contratos já firmados. Desta forma, no lugar de equilibrar o balanço contratual das distribuidoras reduzindo o seu portfólio de contratos de compra, um equilíbrio análogo é alcançado acrescentando-se contratos de venda ao portfólio.

Observa-se que, na estrutura de contratos proposta, todas as obrigações firmadas pelos geradores com a distribuidora se mantêm. Com isto, a distribuidora permanece como contraparte dos contratos já firmados, o que é muitas vezes necessário para não afetar compromissos assumidos pelo gerador atrelados àquele contrato, como por exemplo aqueles relativos à percepção de risco de contraparte por parte de um agente financiador. Além disso, não há a necessidade *a priori* de fazer uma renegociação das penalidades aplicáveis por atraso do gerador, por exemplo, que permanecem as mesmas do CCEAR original – o que foi levantado na seção 4.1.3 como uma potencial fraqueza do mecanismo de leilão de cancelamento de contratos.

Um exemplo esquemático da situação resultante de tal leilão é apresentado na Figura 4-1 a seguir, no qual a “comercializadora” representa o conjunto de agentes do mercado livre que comprariam os excedentes contratuais da distribuidora no leilão. Observa-se que o preço destes

⁹ Embora o câmbio já tenha desvalorizado em relação ao pico atingido no princípio de 2016, ele ainda se encontra em um patamar cerca de 40% mais alto que estava antes da data do leilão

contratos leiloados seria dado pelo equilíbrio oferta-demanda do leilão de excedentes, e portanto ele pode ser superior ou inferior ao preço dos contratos legados da distribuidora.

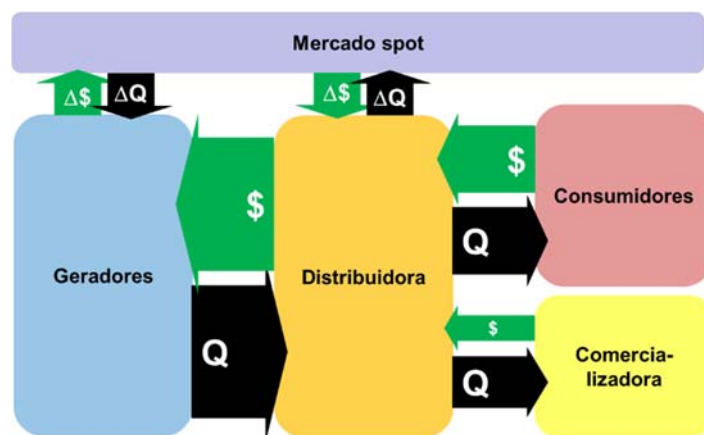


Figura 4-1 – Desenho esquemático da posição contratual da distribuidora, introduzindo a possibilidade de repasse de excedentes ao mercado livre.

O entendimento dos consultores é que o mecanismo proposto na Lei 13.360 e permitindo a negociação de contratos entre a distribuidora e os agentes do mercado livre (como detalhado na seção 4.1.1) pode ser regulamentado como este leilão de excedentes. Os leilões seriam um método eficiente e econômico de se realizar a transferência efetiva de montantes contratados do mercado regulado para o mercado livre, evitando o conflito de interesses entre a distribuidora e os consumidores que ela representa como definido na seção 4.1.2. As vantagens inerentes de um mecanismo de leilão em relação a um modelo de negociações bilaterais também incluem um mecanismo robusto de descoberta dos preços que o mercado está disposto a pagar e menos oportunidade para assimetria de informação.

Uma dificuldade conjuntural é que, como os preços no mercado livre são sensíveis ao preço *spot*, que por sua vez é afetado pelo balanço oferta-demanda, a sobreoferta atual provavelmente implicaria em preços relativamente baixos negociados em um leilão de excedentes próximo (ao menos se comparados ao custo médio dos contratos de compra de energia da distribuidora). Essa situação conjuntural é ilustrada no diagrama anterior pelo fluxo financeiro das comercializadoras para as distribuidoras como claramente menor do que o montante de energia. Entretanto, como argumentaremos em seguida, o contrato pode ser atraente para o consumidor mesmo com esta limitação.

Observa-se ainda que, embora a Lei explicita apenas a possibilidade de repasse a consumidores livres e incentivados, seria viável que a contraparte desses contratos fosse, por exemplo, uma comercializadora atuando no mercado livre. Supondo que questões de segurança jurídica fossem equacionadas, o segmento de comercialização possivelmente teria interesse em participar como compradores desses leilões de excedentes. A ampliação do escopo do mecanismo para incluir também comercializadoras aumentaria a competição do leilão e daria mais dinamismo à contratação, potencialmente possibilitando uma redução do custo a ser repassado à tarifa (recuperando um preço de contrato de excedente mais elevado).

Finalmente, vale observar que não há uma relação direta entre um CCEAR específico e o contrato repassado ao ACL, de modo que pode-se pensar em flexibilizar os termos dos contratos oferecidos no leilão de excedentes. Por exemplo, além de alterar cláusulas como a duração, indexação e sazonalização, os contratos oferecidos poderiam ter preços e quantidades comprometidos dependentes de fatores como a hidrologia, a demanda verificada, ou o PLD (como é o caso de um contrato de opção).

4.2 Mecanismo para leilão de excedentes centralizado

De acordo com os princípios detalhados na seção 4.1.4, o leilão de excedentes deve ser um leilão *facilitador* de produto energia em que agentes geradores e comercializadores podem ter acesso ao portfólio de contratos legados. São evidentes os benefícios que tal mecanismo geraria para o equilíbrio entre os mercados regulado e livre e o ajuste de posição das distribuidoras, especialmente na conjuntura atual de sobrecontratação. Neste contexto, suas principais funções são:

- Ajustar a trajetória do portfólio contratual das distribuidoras a cada vez que condições mudam (crescimento da demanda, taxa de migração etc.) – em particular quando tais mudanças ocasionam sobrecontratação desses agentes.
- Viabilizar a transferência de contratos do mercado regulado para o mercado livre, evitando “crises de papel”, nas quais o lastro do mercado regulado tem dificuldade de ser passado ao mercado livre, e permitindo uma melhor alocação de risco entre os ambientes de mercado.
- No curto prazo, viabilizar uma descontração ainda mais rápida que a evolução do portfólio da distribuidora permitiria, aliviando o passivo financeiros dos consumidores regulados e das próprias distribuidoras.

O mecanismo proposto de leilão para a venda de excedentes de contratos da distribuidora ao ACL tem o potencial de abrir espaço para um cronograma de migração mais otimista sem comprometer o balanço contratual das distribuidoras. Mais do que isso, um procedimento *dinâmico* de leilões periódicos para ajuste da posição contratual das distribuidoras seguindo esse mesmo modelo pode ser um caminho para permitir que elas mantenham uma posição equilibrada, ainda que o comportamento da evolução do mercado seja imprevisível. Esta é uma preocupação relevante no caso da abertura do mercado regulado, já que a taxa de migração dos consumidores é desconhecida *a priori*. Em caso de erro tipo II (como introduzido na seção 3.1.3), as distribuidoras terão se planejado para atender a uma carga menor, e portanto, tendem a ficar subcontratadas, o que exigiria um novo leilão de contratação (como um A-1). Analogamente, caso a migração dos agentes seja *mais rápida* do que o previsto, as distribuidoras tenderão a ficar sobrecontratadas, e neste caso um leilão de excedentes contratuais seria um bom mecanismo para corrigir isso. Estes cenários possíveis são representados de forma ilustrativa na figura abaixo.

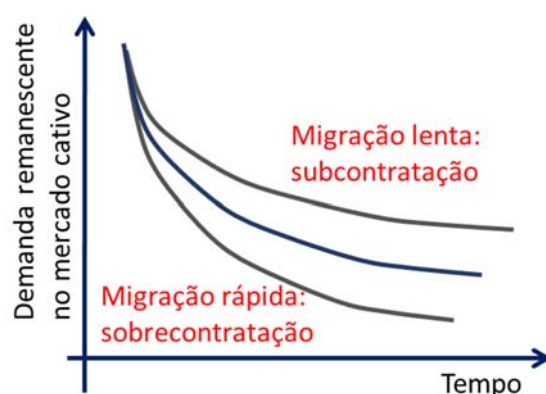


Figura 4-2 – Possíveis posições contratuais da distribuidora em função da velocidade de migração

4.2.1 Princípios básicos para o leilão de excedentes

Para guiar o desenho de uma alternativa para o mecanismo de repasse que ainda precisa ser regulamentado pela Aneel, utilizamos alguns princípios de base descritos a seguir. Embora este não seja o único conjunto de escolhas possível para a regulamentação, propomos estas premissas como ponto de partida para a construção do mecanismo:

- Em primeiro lugar, o mecanismo nunca pode prejudicar os consumidores e deve, se possível, beneficiá-los.
- Visto que há uma incerteza no valor do contrato que pode ser repassado ao mercado livre, e de maneira a evitar assimetria de informação, é interessante a adoção de um mecanismo de descoberta de preços que garanta a transparência do repasse de contratos. Leilões notavelmente possuem tais características, e sua ampla utilização no Setor Elétrico Brasileiro também facilita a implementação.
- As distribuidoras em princípio não teriam participação na implementação do mecanismo. Parâmetros como a quantidade ofertada e o perfil dos contratos para o leilão de excedentes seriam definidos pelo regulador, de forma a refletir os interesses dos consumidores.

Como já levantamos, para que o leilão seja bem sucedido é importante que o contrato seja atrativo para ambas as partes envolvidas – no caso, o consumidor regulado, representado pela distribuidora, e o agente comprador no mercado livre. Consequentemente, um primeiro ponto importante é como definir a atratividade desse contrato do ponto de vista do consumidor regulado. Como visto, pode não ser interessante permitir a negociação bilateral entre a distribuidora e o mercado livre, devido ao desalinhamento de interesses entre a mesma e seus consumidores regulados. Isto porque, como as diferenças financeiras entre os contratos legados e os contratos firmados nesses leilões serão repassadas para os consumidores, as distribuidoras não teriam incentivo para rejeitarem ofertas que sejam menos atraentes do que uma eventual exposição ao PLD – pelo contrário, poderiam ter um incentivo perverso para aceitarem qualquer oferta que lhes garantisse contratação por parte do mercado livre, e consequente receita *flat*

(com os consumidores pagando pela grande diferença entre os contratos antigos e novos). Consequentemente, a tomada de decisão referente a quais contratos são considerados atraentes do ponto de vista do consumidor deve depender da atuação do regulador.

4.2.2 Determinação de um preço de reserva para o leilão

Um ponto relevante a ser ressaltado é que, embora o consumidor regulado valorize a minimização da sua tarifa, o custo dos contratos já firmados no passado representa um custo afundado (*sunk cost*) para a decisão de firmar ou não um contrato no mercado livre. Na prática, visto que as distribuidoras já estão em situação de sobrecontratação e, portanto, liquidando as suas sobras contratuais no mercado de curto prazo, o preço ofertado no leilão de excedentes para o ACL deve ser comparado com a *alternativa de permanecer exposto ao preço spot*, e não com o preço dos contratos legados, pois esta é a situação que se materializa caso não seja firmado o contrato proposto.

Para evitar que os leilões para repasse dos contratos legados acarretem preços muito baixos (menos atraentes para o consumidor do que uma eventual exposição ao PLD, dado o seu perfil de aversão a risco), pode-se definir um preço mínimo para os contratos, impedindo que firmem-se contratos desvantajosos sob o ponto de vista do consumidor regulado.

Ressalta-se que se não houver ofertas suficientes acima do **preço de reserva** por parte dos consumidores livres para o repasse dos contratos pelas distribuidoras, seria de fato preferível não comercializar essa energia excedente através de contratos – nada obriga que as distribuidoras se desfaçam das suas sobras contratuais imediatamente. Por outro lado, se houver alta competição nesses leilões, os preços ofertados serão preferíveis para os consumidores do que a exposição ao spot, determinando o sucesso do leilão.

De maneira consistente com a abordagem defendida, propõe-se que a determinação do preço de reserva seja realizada centralizadamente pela Aneel. Pois é a partir desse preço que passa a ser interessante para um investidor com esse perfil de aversão ao risco firmar contratos nesse leilão, e qualquer valor abaixo disso seria desvantajoso para o consumidor.

A determinação do preço de reserva depende, do portfólio de contratos da distribuidora, do PLD esperado e da aversão ao risco do consumidor cativo. Ressalta-se novamente, por outro lado, que o custo dos contratos legados é um custo afundado, e portanto também não deve influenciar o preço de reserva – embora influencie o valor do encargo gerado pela diferença entre contratos legados e contratos novos.

4.2.3 Ilustração do benefício do leilão de excedentes

Conhecendo a posição contratual líquida das distribuidoras e fazendo simulações da evolução do mercado de curto prazo, é possível determinar as liquidações totais no mercado spot para o conjunto de distribuidoras brasileiras. Observa-se que, como os contratos possuem regras particulares e a quantidade à qual a distribuidora tem direito tem correlação com os preços de mercado, esta distribuição de probabilidades para as liquidações tende a ser diferente da distribuição de probabilidades para o valor esperado do PLD – o que exige um cálculo mais cuidadoso.

A figura abaixo ilustra, a título de exemplo, o contraste o histograma das liquidações na CCEE da “Distribuidora Brasil” em uma situação inicial sobrecontratada e na situação com o contrato de repasse ao mercado livre (0% sobrecontratada). A média das liquidações nos dois cenários é exatamente a mesma, mas há um ganho inegável com a redução da variância com a manutenção de uma posição contratual neutra.

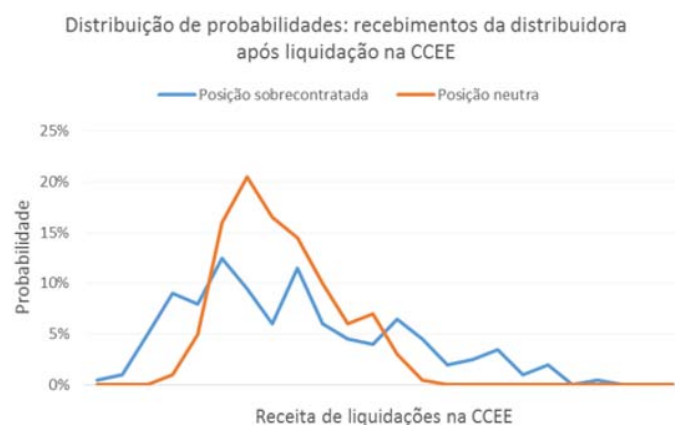


Figura 4-3 – Histogramas de receitas da distribuidora após liquidações na CCEE, contrastando casos com e sem repasse de contratos ao mercado livre.

Com isto, podemos concluir diretamente que um leilão de excedentes no qual fosse estabelecido um preço de reserva correspondente ao valor esperado do PLD representaria um ganho para o consumidor regulado.

De fato, se for possível admitir que o consumidor é tipicamente avesso ao risco e prefere que não haja flutuações significativas na tarifa, seria até mesmo possível que a estratégia ótima fosse aceitar um preço-piso *inferior* ao PLD médio, introduzindo um deságio como forma de aumentar o interesse pelo leilão por parte dos agentes no mercado livre. O preço mínimo que o consumidor aceitaria depende do benefício do contrato tal como ele é percebido pelo agente, que por sua vez depende da representação das suas preferências. No caso de uma função objetivo usando o CVaR por exemplo, similar à utilizada no cálculo da política operativa pelo modelo de despacho, esse comportamento seria determinado pela escolha dos parâmetros alfa e lambda. Com a definição desses dados de entrada pelo regulador, tem-se um procedimento bem definido para determinar um “deságio máximo aceitável” para que o contrato ainda seja atraente para o consumidor regulado. Qualquer valor de deságio acima deste faria com que a contratação da energia deixasse de ser interessante para o consumidor.

Embora o preço de reserva seja uma ferramenta útil para garantir que o consumidor não seja prejudicado com o leilão de excedentes, desde que haja competição suficiente o preço de equilíbrio seria dado pela disposição a pagar dos agentes do mercado livre. Visto que tipicamente os consumidores no mercado livre pagam um valor *mais elevado* que o PLD esperado nos seus contratos de compra de energia, há margem para que os contratos sejam atraentes mesmo com um deságio igual a zero.

Outra observação relevante é que, embora a proposta de mecanismo de repasse de contratos tenha sido apresentada pensando em um ponto de partida em que as distribuidoras estão so-

brecontratadas, o mesmo mecanismo pode ser aplicado também para o caso em que as distribuidoras se encontram subcontratadas. Vale o mesmo princípio de que a representação das preferências do consumidor seria utilizada para estimar o benefício de firmar o contrato no ACL, embora com a inversão do fluxo de pagamentos o valor calculado passa a ser um preço-teto para o leilão de compra (não mais um preço-piso para o leilão de venda) e a aversão ao risco passa a implicar em um *ágio* em relação ao PLD esperado no lugar de um deságio. Indo um passo além, seria possível até mesmo unificar o procedimento de compra de energia para as distribuidoras (A-1 “clássico”) com esse mecanismo de ajuste da posição contratual.

4.2.4 Potenciais ressalvas

Apesar de o mecanismo proposto agir de forma a corrigir um desbalanceamento entre o mercados e aliviar eventuais situações de sobrecontratação do mercado regulado (como no momento atual) de maneira robusta, ou seja, através de um processo transparente e competitivo, que garanta uma decisão ótima sob o ponto de vista do consumidor, há ainda desafios que o leilão de excedentes deve vencer na prática.

Em primeiro lugar, ainda que seja tomada a decisão ótima no momento da mesma, há a possibilidade de “arrependimento” de decisões tomadas no leilão de excedentes. Como qualquer decisão sob incerteza, ela não é ótima para todas as realizações futuras – pelo contrário, usualmente uma decisão ótima sob incerteza pode não ser ótima para nenhuma realização futura (mas, *ex ante*, era a melhor decisão possível dado o critério de decisão e/ou o perfil de aversão ao risco do agente). Isso aloca grande responsabilidade ao regulador, que pode ter que enfrentar uma situação em que perceba que a decisão que tomou acarretou em perdas para os consumidores. Ainda que tais perdas não fossem prováveis e que a decisão do regulador tenha sido responsável, isso pode gerar críticas às suas decisões posteriormente, mesmo que injustas.

Outra questão é a complexidade envolvida no cálculo das quantidades e preços (de reserva) ótimos para o consumidor. Tal complexidade tem origem em dois pontos principais. Primeiramente, tem-se o desafio de inferir e modelar a aversão a risco dos consumidores para a tomada de decisão. Além disso, os produtos oferecidos no leilão de excedentes podem ser variados (diferentes durações, sazonalidades etc.), o que também aumenta o grau de complexidade para a tomada de decisão do agente regulador.

Uma vez que a posição contratual da distribuidora é alterada pelo leilão de excedentes, altera-se também substancialmente o sinal econômico da penalidade por sobre/subcontratação. Por exemplo, se o leilão de excedentes concretiza uma decisão ótima de alterar a posição da distribuidora de uma sobrecontratação de 10% para uma posição perfeitamente equilibrada (0%), a distribuidora se livra das penalidades por sobrecontratação. É necessário, portanto, considerar os incentivos corretos para que as distribuidoras sigam comprometidas com uma contratação eficiente para os consumidores e para o sistema.

De toda forma, a PSR acredita que o mecanismo proposto é robusto para incorporar as ressalvas elencadas. Para isto, deve-se ter em mente que: (i) o regulador sempre tentará tomar a melhor decisão no momento da mesma e não é justo apontar sua não otimalidade *ex post*; (ii) deve-se

investigar e buscar uma representação coerente e robusta dos perfis de preferência dos consumidores e dos impactos dos diferentes produtos a serem oferecidos no leilão – tal processo requer estudo e cuidado especial; e (iii) deve-se ajustar os incentivos para a contratação das distribuidoras, de maneira que o leilão de excedentes não tenha um efeito colateral adverso.

4.3 Mecanismo para alocação de responsabilidades à distribuidora

O mecanismo elaborado na seção 4.2 prevê a alocação de responsabilidade pelo leilão de excedentes ao planejador central, por motivos descritos ao longo do capítulo (em particular, ao desalinhamento de interesses entre distribuidoras e consumidor). Entretanto, há a alternativa de se alocar tal responsabilidade às distribuidoras. Embora esta não seja, ao menos no curto-prazo, a solução defendida pela PSR, tal abordagem pode ser benéfica no longo prazo, se tais agentes tiverem incentivos a gerenciarem o portfólio da maneira mais eficiente possível.

Um procedimento eficiente, especialmente neste contexto de dar incentivos adequados às distribuidoras, é a separação das atividades de fio e comercialização das mesmas. Para isso, deve-se primeiramente estabelecer uma nova regulamentação a definição clara de tais papéis. A separação das atividades de fio e comercialização facilitaria a definição de incentivos corretos para que as distribuidoras-comercializadoras gerenciem de maneira ótima o seu portfólio de contratos. Ressalta-se que tal portfólio é referente a contratos de *energia*, retirando também da distribuidora-comercializadora a responsabilidade de contratação de lastro para a expansão do sistema – o tópico da contratação de lastro de forma separada à energia é discutido no Capítulo 5.

Desta maneira, é possível estabelecer um ambiente no qual as distribuidoras-comercializadoras estariam totalmente incentivadas a gerenciar de maneira ótima o portfólio de energia – já que esta seria sua função única. As vantagens de tal abordagem seriam retirar a carga de responsabilidade e trabalho do regulador e alocá-los a agentes com interesse inerente em realizar tal trabalho. Ademais, espera-se que o trabalho descentralizado a longo prazo seja mais eficiente, já que os agentes teriam mais acesso à informação e avaliação mais precisa do seu próprio portfólio do que o planejador centralizado, que teria que realizar padronizar itens do leilão de excedentes.

A nova regra para o repasse de excedentes deveria estabelecer uma remuneração base e uma relação risco-retorno coerente para as distribuidoras. A situação de “risco mínimo” corresponde à reta de inclinação 45°, na qual o valor a ser repassado à tarifa é idêntico ao custo do portfólio e portanto a distribuidora-comercializadora se isenta de qualquer risco. Já a situação de “risco máximo” representa uma remuneração totalmente independente do custo real, o que significa que a distribuidora absorve todo o risco associado ao seu custo de portfólio. A metodologia tarifária poderia definir algum grau de risco intermediário, segundo o qual custos e benefícios averiguados *ex post* seriam repartidos entre a distribuidora e o consumidor (revertidos para a modicidade tarifária). Uma representação gráfica destas situações para a remuneração da distribuidora-comercializadora é apresentada abaixo.



Figura 4-4 – Exemplo ilustrativo para uma estrutura de dependência entre o custo real da distribuidora-comercializadora e valor repassado às tarifas

Com um mecanismo deste tipo, os incentivos para a distribuidora e para o consumidor tornam-se alinhados, já que as ações que são benéficas para o consumidor (i.e. aquelas que minimizam o custo real do portfólio) passam a ser ótimas também do ponto de vista da distribuidora. Com isto, é possível permitir que a distribuidora-comercializadora tome as decisões de gestão do seu portfólio de contratos em prol do consumidor regulado sem a supervisão do regulador.

Por outro lado, um modelo em que a atividade de comercialização para o mercado regulado seja liberalizada envolve questões adicionais: em particular, a exposição ao risco e remuneração adequada da distribuidora para exercer a atividade de comercialização nesse cenário precisariam ser incorporados ao marco regulatório, e as consequências desse desenho deveriam ser estudadas em detalhe. Conferir mais autonomia às distribuidoras para a elaboração de uma estratégia de contratação de energia também aumentaria em contrapartida o esforço do regulador com a fiscalização e determinação do valor que pode ser repassado à tarifa, o que exigiria uma análise de impacto regulatório para avaliar este benefício.

Visto que esta implementação ainda dependeria de regulamentação adicional, entretanto, no curto prazo o mecanismo de leilão centralizado com forte atuação do regulador deve ser o caminho mais adequado. Em particular, é necessário definir regras tarifárias que estabeleçam a divisão de riscos entre a distribuidora e o consumidor e uma metodologia para definir a remuneração base da distribuidora-comercializadora – por exemplo, utilizando informações como o PLD, os resultados de leilões de excedentes (ou dos leilões de energia existente), e o custo de portfólio de outras distribuidoras como dados de entrada. De qualquer maneira, uma implementação que envolve a separação formal dos serviços de comercialização e fio deve ser entendida como uma solução mais robusta e desejável para o longo prazo.

4.4 Efeito tarifário da migração para o mercado regulado

As consequências tarifárias do cronograma de migração proposto são avaliadas comparando-se o cenário de migração construído no capítulo 3 e contrastados com um cenário de referência no qual o perfil de contratação permanece inalterado (como descrito na seção 3.3).

4.4.1 Preço do portfólio de contratos

A metodologia para o cálculo do preço repassado às tarifas referente à compra de energia das distribuidoras começa pelo levantamento dos contratos que compõem o portfólio da distribuidora. Nesse momento, são analisados os montantes relativos a cada contrato, fundamentais para determinar a posição contratual da distribuidora (sub ou sobrecontratada), bem como o tipo de contrato firmado com o gerador, o que é importante para determinar o mecanismo de reajuste do preço desse contrato.

- Contratos de cota de Angra I e II: envolvem o pagamento de um preço fixo, estipulado pela ANEEL no início de cada ano civil.
- Contratos de Cota de Itaipu: possuem uma característica única que é a sua precificação em dólar. Portanto, o preço repassado em tarifa desse contrato depende da cotação da moeda americana no momento do reajuste tarifário da distribuidora.
- Contratos de Cota de Garantia Física: envolvem o pagamento de um preço fixo, a fim de remunerar a parcela de O&M da usina, e uma pequena parcela variável, a fim de capturar recursos para o pagamento da CFURH, calculados pela ANEEL.
- Contratos do PROINFA: o preço desse contrato para fins de repasse de compra de energia é zero, uma vez que esses contratos são pagos via encargo específico. Entretanto, a quantidade associada a esses contratos é considerada para avaliação da posição contratual da distribuidora.
- Contratos Bilaterais: a energia provinda desse tipo de contratos é precificada de maneira diferenciada, sendo o preço reajustado de acordo com as cláusulas contratuais que compõe o acordo firmado entre as partes.
- Contratos por Quantidade: envolvem o pagamento de um preço fixo ao gerador, reajustado anualmente com base no IPCA e no preço base que o sagrou vencedor do leilão.
- Contratos por Disponibilidade: esses contratos envolvem duas parcelas, uma fixa e uma variável. A parcela fixa, assim como ocorre nos contratos por quantidade, é reajustada com base no IPCA. Já a parcela variável considera os custos com combustível e a exposição ao mercado de curto prazo da usina, associada ao contrato, nos cenários em que o Custo Marginal de Operação (CMO) é igual ao teto da bandeira verde (211 R\$/MWh). Isso é feito baseando-se na premissa de que qualquer custo em cenários mais desfavoráveis ($CMO > 211 \text{ R\$/MWh}$) são cobertos pelo mecanismo de bandeiras tarifárias.

Em um segundo momento, é apurado o montante de energia requerido para atender o mercado de referência da distribuidora e o montante de perdas regulatórias aprovado pela ANEEL. A soma desses montantes constitui a carga da distribuidora.

Por fim, a tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia, ou P_{MIX} , é calculada como a razão entre o custo de aquisição de energia e a carga da distribuidora descontada do montante de energia proveniente do PROINFA.

$$P_{MIX} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{contratos}} P_i \times Q_i}{Carga - Q_{PROINFA}}$$

O procedimento de cálculo do P_{MIX} para uma distribuidora fictícia Brasil, que representa um agregado de todas as distribuidoras tanto em termos de demanda atendida quanto em termos de portfólio de contratos, foi aplicado aos casos Base e Migração e os resultados são expostos no gráfico abaixo. Observa-se que o preço médio dos contratos no curto prazo para o início do horizonte é muito próximo nos dois casos. No médio-longo prazo, o preço reduz-se significativamente para o caso migração, chegando a uma diferença de 25 R\$/MWh ao final do horizonte.

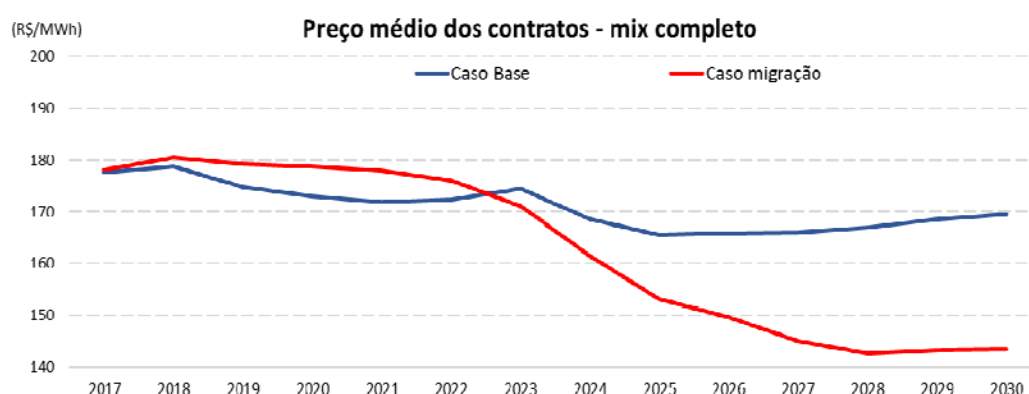


Figura 4-5 – Preço médio do portfólio de contratos da distribuidora, no cenário de referência e de elevada migração para o mercado livre

Para ilustrar melhor a razão para essa diferença entre os dois cenários, foram removidos os contratos de cotas de garantia física do portfólio e, então, recalculou-se o preço médio dos contratos. Como apresentado na figura abaixo, a diferença entre os casos reduz significativamente, chegando a 10 R\$/MWh ao final do horizonte. Este exercício portanto demonstra que os contratos de cotas são os principais responsáveis pela grande diferença observada anteriormente.

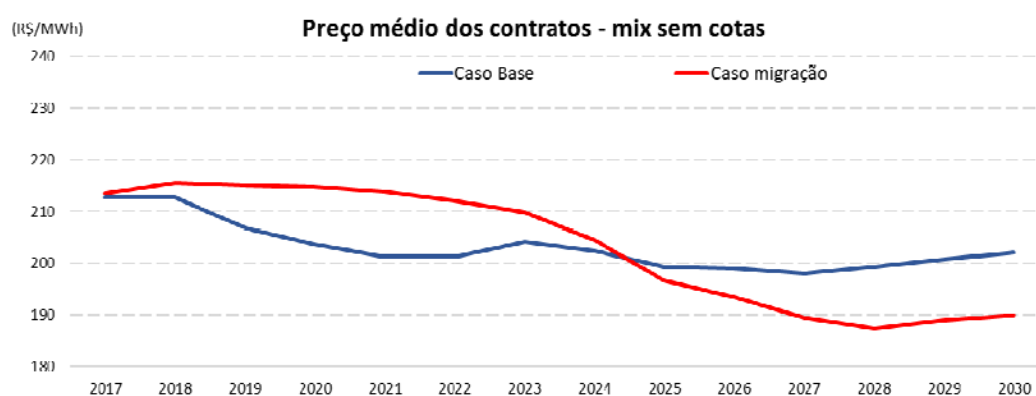


Figura 4-6 – Preço médio do portfólio de contratos da distribuidora, exceto contratos de cotas, no cenário de referência e de elevada migração para o mercado livre

O restante da diferença pode ser explicado pela presença dos contratos de energia existente e energia nova no portfólio do caso Base, lembrando que no caso migração o portfólio de contratos da distribuidora é decrescente ao longo de todo o horizonte. Observa-se que no cenário de referência, o portfólio é complementado por contratos de energia existente (mais baratos que o custo médio do portfólio) no curto prazo, o que justifica o preço mais alto no caso migração no

período de 2018 a 2023. No longo prazo, entretanto, a adição de contratos de energia nova ao portfólio da distribuidora no caso Base resulta em um aumento gradual no preço médio, o que explica a inversão da tendência das duas curvas.

Uma ressalva adicional é que, embora o Caso Base tenha sido representado utilizando o preço estimado da energia nova sob a metodologia atual de leilões, com a introdução da separação entre o produto lastro e o produto energia (como apresentado no capítulo 5) esta lógica de alocação de custos seria profundamente alterada. Isto porque uma parcela dos custos da energia nova passaria a ser remunerada via produto lastro (e não mais produto energia), e consequentemente este custo seria dividido entre todos os consumidores no lugar de apenas entre os consumidores regulados. Ajustando por este efeito, o resultado de custo do portfólio apresentado na Figura 4-6 seria revisado para cima, aproximando o preço de longo prazo da curva representando o cenário Migração.

4.4.2 Tarifa de energia

A tarifa de energia é um dos custos de oportunidade do consumidor livre e, por isso, uma análise mais detalhada se faz necessária. Essa parcela da tarifa das distribuidoras é formada pelos seguintes componentes:

- **Compra de Energia:** componente cujo cálculo foi detalhado na seção anterior.
- **Itaipu:** essa componente diz respeito ao pagamento pela transmissão da energia gerada por Itaipu e, portanto, só é paga pelas distribuidoras que possuem cota parte da usina.
- **Perdas Rede Básica:** corresponde ao pagamento pelas perdas elétricas na Rede Básica de transmissão. Esse pagamento é rateado entre consumidores e geradores.
- **Encargo de Energia de Reserva:** é destinado ao pagamento da geração destinada a aumentar a segurança de fornecimento ao SIN.
- **Encargo de Serviço de Sistema:** é destinado ao pagamento dos custos das usinas térmicas despachadas fora da ordem de mérito ou por ordem de mérito mas que possuem CVU superior ao PLD teto, dos custos incorridos por restrições elétricas dentro de um submercado e às usinas que prestam serviços ancilares.
- **CDE Energia:** é destinado a arrecadação de valores para o pagamento dos empréstimos realizados pelo Tesouro Nacional e pela Conta ACR em 2013 e 2014 às distribuidoras. Essa rubrica terá fim para algumas distribuidoras em 2019 e para outras em 2020.
- **P&D:** destina-se a promover projetos de pesquisa e desenvolvimento no setor e projetos de eficiência energética.

Todas essas componentes são definidas em valores unitários na data de reajuste da distribuidora. Entretanto, é possível que os custos previstos pela ANEEL sejam maiores ou menores do que os de fato realizados durante o ano tarifário da distribuidora, gerando assim um passivo financeiro. Para tentar capturar esse efeito a PSR[®] emula, com auxílio do SCE[®], as liquidações realizadas pelas distribuidoras na CCEE para cada uma das 200 séries hidrológicas simuladas no SDDP[®], obtendo como resultado final 200 séries de tarifa de energia.

Analisando inicialmente a média das tarifas de energia para os dois casos simulados, observa-se que nos anos iniciais há um comportamento semelhante entre as duas curvas: um leve aumento

em 2018, por conta da elevação do preço médio dos contratos, e uma queda abrupta a partir de 2019, por conta da retirada da rubrica CDE Energia (aproximadamente 30 R\$/MWh) da tarifa das distribuidoras. A partir desta data, a tendência do resultado de tarifa é muito similar à tendência apresentada anteriormente para o custo do portfólio de contratos.

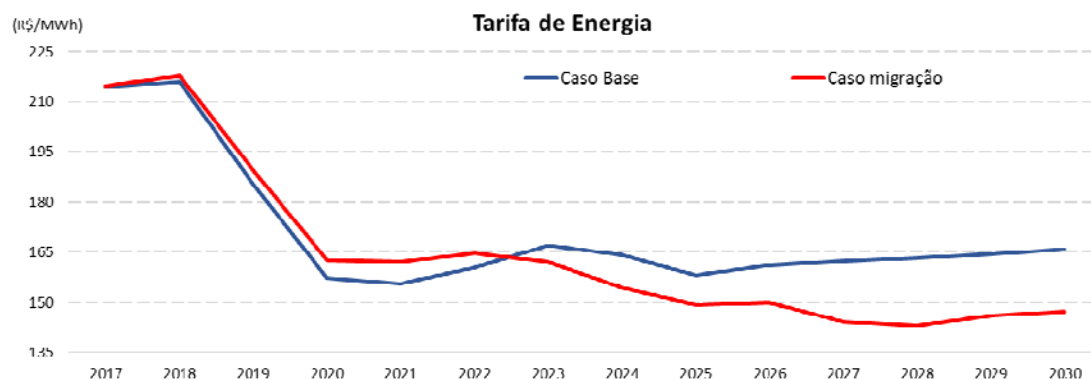


Figura 4-7 – Resultados de tarifa de energia, no cenário de referência e de elevada migração para o mercado livre

Uma segunda análise pode ser feita utilizando-se três diferentes estatísticas nas series de tarifa de energia obtidas para os dois casos: percentil 10%, média e percentil 90%. Observa-se no gráfico abaixo que o caso Migração apresenta, na média, uma redução substancial para o ACR a partir do ano de 2023. Entretanto, há um aumento na volatilidade devido à presença de uma participação maior de contratos por disponibilidade e cotas de garantia física.

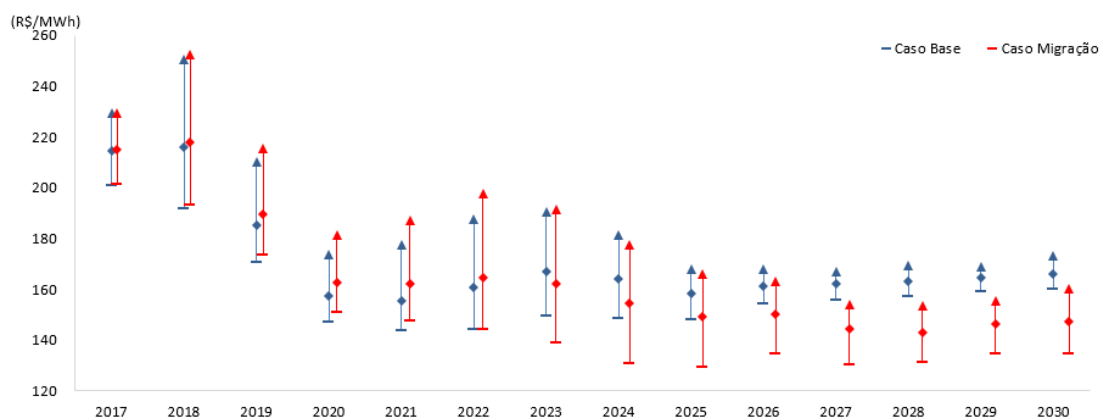


Figura 4-8 – Dispersão de resultados de tarifa de energia, no cenário de referência e de elevada migração para o mercado livre

Nota-se ainda que as tarifas de energia mais caras para o caso Migração, representadas pelo percentil 90%, a partir de 2027 são mais baratas do que as menores tarifas de energia do caso base, representadas pelo percentil 10%. Essa sinalização de preço apesar de positiva para os consumidores cativos, representa uma perda de atratividade para a migração.

4.4.3 Atratividade da migração para o mercado livre

Uma questão adicional a ser avaliada é a atratividade da migração para o mercado livre, uma vez que, caso haja uma diferença muito clara e persistente entre os dois mercados, o cenário de

migração não se sustentará. Caso o preço do ACL seja superior, por exemplo, os consumidores optarão por retornar ao mercado regulado, levando a um colapso do mercado livre; enquanto se o preço do ACR for superior os consumidores migrarão para o mercado livre, aumentando cada vez mais o peso tarifário que deve ser carregado pelos consumidores remanescentes no mercado regulado.

Em princípio, os mercados têm alguma capacidade de autocorrigir pequenos desequilíbrios: por exemplo, no caso de uma migração maciça para o ACL motivada por preços mais baixos que no mercado regulado, a demanda por contratos no mercado livre aumentaria significativamente em comparação com a oferta disponível, o que automaticamente levaria a um aumento do preço de equilíbrio no ACL e portanto uma redução da atratividade da migração. Esta propriedade de autocorreção reduz significativamente a probabilidade de que a livre migração dos consumidores entre os mercados leve a um desequilíbrio no ACR ou no ACL. Entretanto, ainda há situações em que esse desequilíbrio pode persistir: em particular, como o mercado regulado tipicamente é atendido por uma fração maior de contratos de longo prazo, ele tende a ser menos sensível a flutuações no PLD do que os contratos no mercado livre. Isto significa que, caso exista uma discrepância significativa entre o PLD esperado e o custo do portfólio de contratos legados da distribuidora, um desequilíbrio pode se instaurar.

Os resultados de um exercício preliminar contrastando os preços no mercado regulado e livre no cenário de migração elevada são apresentados no Anexo I. Visto que o PLD é uma variável que apresenta alto grau de incerteza, essa comparação não deve ser dada como conclusiva, mas sim como um indicador de que a liberalização do mercado deve ser realizada de maneira robusta o suficiente para que o equilíbrio entre o ACR e o ACL, que atualmente é muito tênue, seja mantido mesmo que haja migrações entre esses dois ambientes.

4.4.4 Socialização dos custos e benefícios dos contratos legados

Os contratos de cotas são os contratos mais baratos do portfólio das distribuidoras, que têm o potencial de reduzir o custo médio do portfólio suficientemente para fazer com que o custo médio da energia no mercado regulado seja sistematicamente inferior ao custo médio da energia no mercado livre. Devido a esta propriedade, uma proposta que pode ser levantada para minimizar o risco de desequilíbrio entre o mercado regulado e o mercado livre de forma robusta é a *descotização* dos contratos de cotas, essencialmente distribuindo o benefício associado a estes contratos de baixo custo entre todos os agentes do mercado regulado e livre.

Entretanto, é importante considerar que o portfólio da distribuidora inclui um misto de contratos “caros” e contratos “baratos”, e que a proposta de socializar unicamente os benefícios dos contratos de cotas, no lugar de reequilibrar o mercado, poderia ter o efeito oposto. Isto é, pode-se passar de uma situação insustentável na qual os agentes do mercado livre têm custos sistematicamente mais *altos* que o mercado regulado para uma situação (igualmente insustentável) na qual o custo para o mercado livre é mais *baixo*. Um potencial caminho para minimizar o risco de desequilíbrio entre o mercado regulado e o mercado livre de forma robusta é definir uma nova referência para os preços que leve em consideração o custo do portfólio como um todo.

A ideia da criação de um encargo associado aos contratos legados das distribuidoras parte do pressuposto que o custo, ou benefício, agregado desses contratos pode ser tomado como um “custo afundado” a ser distribuído entre todos os consumidores. O valor desse encargo dependerá da diferença entre o preço do portfólio de contratos legados e de determinada referência de preços, que deve ser compatível com o preço praticado no mercado livre para esses contratos. Pode-se usar, por exemplo, o preço de equilíbrio do leilão de excedentes para determinar esta referência. Com isto, o valor do encargo a ser socializado entre todos os consumidores pode ser positivo, caso o preço dos contratos legados seja superior ao do preço do leilão de excedentes, ou negativo caso o preço dos contratos legados seja inferior. Um encargo negativo, correspondendo por exemplo a uma situação em que os contratos de cotas têm influência significativa sobre o custo do portfólio, representa um ganho para todos os consumidores.

Com a introdução deste encargo, fica estabelecido claramente no leilão de excedentes um ponto de partida a partir do qual as comercializadoras (e distribuidoras-comercializadoras) podem construir suas estratégias e buscar lucros no mercado. Cada agente comercializador ganhará caso consiga firmar novos contratos a preços inferiores ao preço de equilíbrio do leilão de excedentes.

Alguns exercícios apresentando os resultados numéricos de uma socialização de custos deste tipo são apresentados no Anexo I. Entretanto, ressalta-se a importância de sinalizar ao mercado com antecedência a intenção de adotar esse tipo de repasse, definindo-se regras claras para que assim os agentes possam adaptar suas estratégias e promovendo ampla comunicação com a sociedade. Vale notar ainda que a implementação de um mecanismo deste tipo também exigiria a criação de novas regras tarifárias regulamentando o encargo e o seu repasse às tarifas.

5 SEPARAÇÃO LASTRO E ENERGIA

5.1 Adequabilidade de suprimento

5.1.1 Conceitos básicos

A adequabilidade (*adequacy*) de suprimento é definida como a garantia de existir investimentos em nova capacidade no médio e longo prazos para atender a demanda projetada, dado um critério de suprimento. O problema de adequabilidade de suprimento para sistemas termelétricos consiste em garantir o nível de capacidade no sistema que otimiza a duração dos *blackouts*. No contexto de sistemas com predominância hidrelétrica podemos substituir os *blackouts* pelo racionamento de energia elétrica, ou seja, a adequabilidade não significa eliminar os racionamentos ou maximizar a segurança de suprimento energética, o que levaria a sobre investimento, mas sim garantir que oferta e demanda atinjam o equilíbrio no ponto onde o critério de segurança de suprimento é atendido.

É importante diferenciar adequabilidade e confiabilidade de suprimento. Este último é um conceito de curto prazo, e consiste no gerenciamento da capacidade de geração e transmissão existente para atender a demanda¹⁰. Este papel é desempenhado pelo operador do sistema, tradicionalmente em escala horária. Já a adequabilidade é desempenhada por outros agentes do mercado e/ou por instituições.

A adequabilidade de suprimento deve garantir três aspectos desejáveis:

- i. Garantia de nível ótimo de capacidade no equilíbrio, consistente com o critério de confiabilidade de suprimento do sistema. Este aspecto busca garantir que estruturalmente o critério de suprimento é atendido;
- ii. Garantia de tempo ótimo para construção de nova oferta para evitar flutuações de sobre/sub oferta. Este aspecto é importante para garantir que os sinais de mercado são enviados ao mesmo com a antecedência suficiente para a tomada de decisão de investimento e construção de nova capacidade;
- iii. Garantia do mix ótimo de diferentes tecnologias para atender às características do sistema (perfil de carga diário/mensal, sinergia com hidro, exposição ao custo de combustível, intermitência eólica, etc.). Este aspecto é importante para garantir que as sinergias existentes entre as diferentes tecnologias são aproveitadas no sistema e que há diversificação do risco de operação (e.g. mix de tecnologias com diferentes custos fixos e variáveis; balanceamento entre fontes flexíveis, intermitentes e que despacham na base; diversificação do risco de suprimento de combustível; etc.).

Como será discutido a seguir, existem diversos desenhos de mercado que buscam atingir a adequabilidade de suprimento.

¹⁰ A resposta da demanda também possui papel fundamental para a garantia da confiabilidade de suprimento.

5.1.2 Mercados *energy-only*

Até a década de 90, os mercados de energia elétrica eram desenhados com base na regulação por custo de serviço ou na regulação do retorno sobre o investimento. Estes mercados eram dominados por empresas verticalmente integradas que operavam, na maioria das vezes, sistemas isolados. Em sistemas com planejamento centralizado, decisões de investimento e descomissionamento eram tomadas com base nos planos de expansão do governo. Já em sistemas com planejamento descentralizado, investidores ganham um retorno regulado sobre os seus investimentos, sendo as decisões de expansão baseadas na comparação entre este retorno regulado e o custo de capital da empresa de geração.

Na década de 90, identificou-se, em alguns mercados, aumento das tarifas de energia elétrica, infraestrutura de geração com baixa eficiência e sobre capacidade no sistema. Uma das razões para a sobre capacidade é o incentivo perverso da regulação baseada em custo de serviço ou de retorno sobre o investimento: basta o regulador calcular a taxa de retorno um pouco acima do custo de capital, que os investidores passam a ter um incentivo a instalar mais capacidade do que o necessário. Adicionalmente, como o retorno é calculado sobre o capital investido, há incentivo para ampliar a capacidade ao invés de tornar os geradores existentes mais eficientes. Nestes mercados os riscos destas decisões de investimento e da operação do sistema acabam sendo alocados integralmente aos consumidores de energia elétrica ou aos contribuintes.

Como alternativa ao modelo de regulação do serviço de geração, diversos mercados passaram por um processo de desverticalização, com a criação de operadores independentes do sistema para permitir a competição dos geradores no mercado atacadista. Com a competição entre geradores no mercado, buscava-se aumentar a eficiência operacional, reduzindo os custos operativos e aumentando a performance dos geradores. Neste desenho de mercado, os riscos de mercado referentes às decisões de investimento e de operação dos geradores são transferidos dos consumidores/contribuintes para os geradores. Existem uma série de trabalhos acadêmicos que mostram o aumento de eficiência operacional nos sistemas que migraram para o esquema competitivo.

Nestes mercados, o *driver* para as decisões de investimento ou descomissionamento das usinas é a perspectiva de cada agente com relação à evolução do preço no mercado de curto prazo. Perspectiva de preços de energia acima do custo marginal de expansão leva os investidores a construir nova capacidade. Já perspectivas de preços abaixo do custo fixo, levam os geradores a descomissionar as suas usinas.

O racional por trás de alocar para o mercado a decisão de expansão do sistema é que os agentes possuem maior acesso às informações necessárias para realizar análises econômico-financeiras robustas sobre o risco de investir em nova capacidade. Há a premissa também que estes investidores contam com instituições financeiras que realizam diligências antes de oferecer financiamento e agências de classificação de risco, permitindo tomada de decisão com maior acesso à informação sobre a competitividade do projeto. As agências reguladoras ou órgãos de planejamento do setor elétrico não possuem ferramentas e acesso à informação para tomar decisões de investimento com o nível de detalhe dos agentes privados.

Como o preço da energia passa a ser o único sinalizador para o comportamento dos agentes, seja para decisões operativas ou para decisões de investimento, estes mercados são conhecidos como *energy only markets*. Existem diversos trabalhos na literatura que mostram que sob determinadas condições (ausência de poder de mercado, acesso à informação para todos os agentes, etc.) o mercado competitivo de energia leva aos mesmos resultados do planejamento centralizado.

5.1.3 Falhas na adequabilidade em mercados competitivos

Em princípio, nos mercados competitivos *energy only* não haveria problema de adequabilidade de suprimento, pois o preço da energia em momentos de escassez subiria para níveis suficientemente altos para permitir resposta pelo lado da demanda, sempre havendo um preço de equilíbrio. Ou seja, os consumidores de energia elétrica não seriam cortados involuntariamente. No entanto, a baixa elasticidade da demanda, a falta de medidores de consumo e faturamento em tempo real e as restrições para armazenamento da energia elétrica fazem com que a capacidade de geração seja escassa. Em sistemas termelétricos o resultado é a necessidade de realizar *blackouts*. No contexto de sistemas com predominância hidrelétrica, o resultado desta escassez é a necessidade de racionamento de energia.

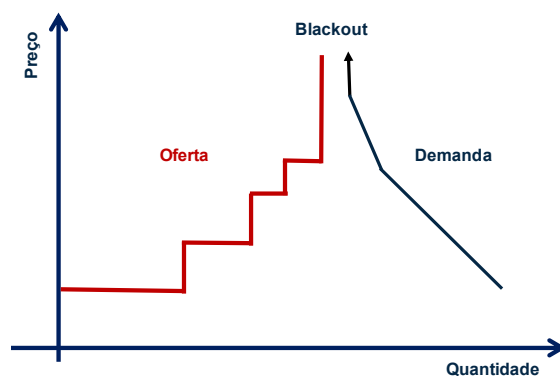


Figura 5-1 – Escassez causada pela falta de preço de equilíbrio (Fonte: Crampton et al)

Como nos momentos de escassez não há preço de equilíbrio, nos mercados *energy only* define-se um preço teto para a remuneração dos geradores. No entanto, a introdução de preços administrados artificialmente no mercado de curto prazo reduz o pagamento aos geradores que estão produzindo no momento de escassez, o que configura o problema conhecido como *missing money*. Este problema ocorre sempre que o preço teto do mercado de curto prazo não corresponde ao custo marginal da operação.

Existem outras razões para o *missing money*, como por exemplo a necessidade de despacho de unidade de modo inflexível para o aumento da confiabilidade elétrica¹¹ e o despacho fora da ordem de mérito¹².

¹¹ Despacho conhecido como reliability must run (RMR).

¹² Despacho conhecido como out of market (OOM).

Existem diferentes desenhos de mercado para corrigir o problema do “missing money”, com o objetivo de garantir a adequabilidade de suprimento. Os principais mecanismos são:

- Mercado de Capacidade: regulador calcula o montante de capacidade necessária para otimizar a duração dos *blackouts* do sistema (no contexto de mercados com predominância termelétrica). A primeira abordagem consiste nos geradores fazerem oferta pelo preço da escassez. Este valor será pago a todos os geradores que participaram no mercado de capacidade e estão disponíveis durante o período de escassez. Este mecanismo é equivalente ao preço teto do mercado de curto prazo ser definido através de um mecanismo competitivo ao invés de um valor regulado. Outra abordagem utilizada é a definição de um pagamento fixo pela capacidade para recuperar o “missing money” e os geradores continuam recebendo o preço teto durante os momentos de escassez.
- Opções de confiabilidade (“Reliability Call Options”): geradores recebem um pagamento fixo – prêmio da opção – para entregar financeiramente a energia sempre que o preço no mercado de curto prazo exceder o preço de exercício da opção. Este mecanismo possui como atrativos: (i) proteger os consumidores contra a elevação dos preços no mercado de curto prazo e (ii) reduzir a volatilidade da renda dos geradores ao trocar a receita dos períodos de escassez por um pagamento fixo. Este pagamento é equivalente ao pagamento por capacidade.

No caso do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), o equacionamento da adequabilidade de suprimento é ainda mais desafiador, devido à incerteza no crescimento da demanda e à elevada volatilidade dos preços no mercado de curto prazo. Como será visto a seguir, a solução encontrada para o SEB foi a obrigação de contratação de energia.

5.1.4 Adequabilidade de suprimento no Brasil

No final de julho de 2004, foi emitido o decreto presidencial 5.163, que regulamentou a Lei Nº 10.848, detalhando as regras de comercialização de energia que formam a “espinha dorsal” do modelo regulatório atual do Setor Elétrico Brasileiro, cujos objetivos principais são: (i) assegurar a expansão da oferta; (ii) garantir tarifas módicas ao consumidor final; e (iii) promover a universalização do consumo de energia elétrica.

O primeiro objetivo, segurança de suprimento, é garantido no SEB através de duas regras básicas:

- A Regra Básica nº 1 estabelece que todo consumo de energia no sistema deve estar 100% coberto por contratos de energia.

Isto significa que deve existir um contrato de suprimento de energia para cada MWh consumido no sistema. Esta obrigação é aplicável a distribuidoras e consumidores livres. Cada contrato deve ser registrado na CCEE, sendo que a auto-produção é equivalente a um contrato de suprimento para efeito da Regra Básica nº 1.

A verificação da cobertura contratual para as distribuidoras é realizada anualmente: o consumo acumulado, em MWh, nos 12 meses do ano civil precedente deve ser menor ou igual ao montante contratado acumulado em MWh neste mesmo período. Para os consumidores

livres a verificação é mensal, por uma janela móvel de 12 meses. Em ambos os casos, há penalidades por subcontratação.

- A Regra Básica nº 2 estabelece que, embora os contratos bilaterais sejam instrumentos financeiros, eles devem ter um lastro físico de geração capaz de produzir o montante de energia contratada de maneira sustentável. Este lastro físico pode ser assegurado por projetos de geração própria ou por contratos de suprimento de terceiros, que por sua vez devem estar lastreados por projetos.

Para verificar esta regra, o MME atribui a cada usina no SEB um montante de energia (medido em MWh/ano) correspondendo à sua capacidade de produção sustentável. Este valor, conhecido como *garantia física*, é parte do contrato de concessão de usinas hidroelétricas e da autorização concedida a outros empreendimentos (que não hidroelétricas). Todos os equipamentos de geração (hidrelétricas, termelétricas, eólicas, biomassa etc.) tem um certificado de *garantia física*. Para todos os geradores, há penalizações definidas por ausência da cobertura de contratos por garantia física.

A metodologia de cálculo de garantia física de cada usina reflete o valor econômico da sua contribuição de energia para o atendimento à demanda. Para as usinas hidroelétricas, por exemplo, ele corresponde, basicamente, à capacidade de produção contínua durante os anos secos. Para usinas térmicas, ele é dado pela capacidade disponível (descontando as taxas médias de parada forçada e programada) e ajustado por um fator “reductor” que depende simultaneamente do custo operativo variável e geração mínima.

Desta forma, a lógica geral de garantia de suprimento no setor elétrico é:

- A Regra Básica nº 1 garante que toda a demanda está contratada;
- A Regra Básica nº 2 garante que todo contrato de energia possui um lastro físico de geração.
- A combinação dessas duas regras garante que para cada MWh de consumo no país existe um contrato de compra de energia, que por sua vez é “lastreado” por usinas que podem produzir seus montantes contratados de forma sustentável. Assim, a segurança de suprimento está assegurada.

Adicionalmente, o requisito de 100% de contratação com lastro físico cria uma “ligação” entre o crescimento da demanda e a expansão da geração: para cada MWh de acréscimo de consumo deve haver um contrato com lastro físico, o que motiva a entrada de nova geração.

O desenho de mercado do SEB faz com que os contratos de energia possuam duas liquidações distintas na CCEE, referentes ao lastro e à venda da energia. A liquidação da energia depende do tipo de contrato. Nos contratos por quantidade, o gerador é obrigado a entregar fisicamente a energia ou liquidar a diferença contratual ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Já no contrato por disponibilidade das termelétricas, o gerador tem obrigação de entregar fisicamente a energia ou liquidar a diferença entre geração e a potência disponível, sempre que for despachado por ordem de mérito.

Na liquidação do lastro, a CCEE verifica, a cada mês, para cada gerador, se o total de contratos de venda é maior que a soma da garantia física das usinas do gerador com os contratos de compra. Para cada consumidor a verificação é análoga: o total de contratos de compra deve ser maior que a soma do consumo de cada unidade consumidora com os contratos de cessão de excedentes.

A figura a seguir ilustra estas liquidações.



Figura 5-2 – Contabilização de lastro e energia na CCEE

A obrigação de contratação com respaldo de garantia física mistura dois conceitos:

- Garantia de suprimento, atingida quando o somatório dos contratos e, portanto, das garantias físicas das usinas, é maior que a demanda. Como o conjunto das usinas do sistema atendem a totalidade da demanda, a garantia de suprimento é um bem coletivo;
- Contratação de energia, que é um mecanismo de “hedge” financeiro estabelecido entre partes para proteção contra a volatilidade do preço no mercado de curto prazo.

Atualmente, a adequabilidade do suprimento discutida na seção anterior tem sido buscada através dos leilões de energia nova e dos leilões de energia de reserva. Os contratos de energia existente e energia nova no ambiente regulado, os contratos no mercado livre e os contratos de energia de reserva buscam garantir um nível ótimo de capacidade no equilíbrio consistente com o critério de confiabilidade de suprimento do sistema (aspecto desejável #1 para atingir a adequabilidade). A antecedência de contratação dos leilões A-3 e A-5 buscam sinalizar com antecedência a necessidade de nova energia em tempo hábil para a construção de novas usinas (aspecto desejável #2). Os leilões separados por fontes buscam adequar a contratação de nova capacidade a um mix ótimo para a expansão do sistema (aspecto desejável #3).

5.1.5 Ineficiências da junção lastro e energia

A decisão de empacotar os produtos lastro e energia no início do modelo setorial foi correta, e contribuiu para o sucesso dos leilões. No entanto, houve alguns efeitos adversos:

- A oferta de contratos de longo prazo é mais adequada para o ambiente de contratação regulada (ACR) do que para o ambiente livre (ACL). Como consequência, o ACL contribuiu proporcionalmente menos para a expansão da capacidade do que o ACR.
- Como os contratos de suprimento requerem o respaldo (lastro) de garantia física, os agentes financeiros, tais como bancos, tiveram uma participação relativamente pequena no mercado, o que reduziu a competição e a flexibilidade dos contratos.
- A obrigação de gerir os contratos resultantes dos leilões trouxe vários prejuízos para as distribuidoras (vide o imbróglcio de falta de cobertura contratual em 2012-2014) e afetou severamente sua rentabilidade; a situação atual de excesso de capacidade é outro exemplo de problema ainda não equacionado.

A separação entre lastro e energia resolveria estas questões, pois: (i) a contratação apenas de lastro garante a contribuição equilibrada do ACR e ACL para a segurança de suprimento, pois, como será visto, os custos desta contratação são rateados entre todos os consumidores; (ii) como os contratos de suprimento não estariam mais “amarrados” a exigências de lastro, os agentes financeiros podem atuar livremente; e (iii) as distribuidoras passariam a ser empresas de “fio”, e as responsabilidades (e recompensas) da contratação passariam para as comercializadoras (próprias e de terceiros) que não seriam atividades reguladas. Adicionalmente, a separação de lastro e contrato é um fator importante para a viabilização da liberalização do consumo.

5.1.6 Resumo

Para atingir a adequabilidade de suprimento é desejável que o modelo setorial possua mecanismos que permitam: (i) a garantia de nível ótimo de capacidade no equilíbrio; (ii) garantia de tempo ótimo para construção de nova oferta; e (iii) garantia do mix ótimo de diferentes tecnologias. Preços no mercado de curto prazo que não refletem corretamente os custos marginais de operação e a volatilidade destes preços fazem com que mercados puramente de energia (*energy only*) tenham enfrentado dificuldade para garantir a adequabilidade de suprimento.

O desenho de mercado no Brasil busca atingir a adequabilidade do suprimento através da obrigação de contratação de energia respaldada por garantia física. A contratação de energia através de leilões por fonte e com entrega 3 ou 5 anos à frente, garante os três itens desejáveis para se atingir adequabilidade. No entanto, no mecanismo atual do Brasil os contratos negociam em conjunto os produtos lastro e energia.

A separação de lastro e contrato tem o potencial de aliviar um conjunto de dificuldades identificadas ao longo dos últimos dez anos, incluindo uma participação mais equitativa do mercado livre (ACL) na segurança de suprimento, um maior leque de opções contratuais para os consumidores e redução dos riscos das distribuidoras.

5.2 Proposta para garantir a adequabilidade de suprimento

5.2.1 Visão Geral

Para atender aos 3 aspectos desejáveis para a adequabilidade de suprimento, a proposta para a separação lastro energia possui as seguintes características:

- i. Garantia de suprimento: o lastro é contratado de maneira a garantir que a capacidade estrutural de suprimento de energia é maior ou igual à demanda;
- ii. Garantia de tempo ótimo para construção: o produto lastro é negociado anos à frente em um leilão centralizado, para permitir a construção de nova capacidade a tempo de atender a demanda;
- iii. Garantia de mix ótimo: a precificação do produto lastro leva em consideração os diferentes atributos das fontes, como por exemplo a despachabilidade, variabilidade da produção, atendimento à ponta, etc.

As ofertas dos agentes que participam dos leilões para a contratação de lastro refletem a remuneração que eles esperam não recuperar no mercado de energia, seja devido ao problema do “missing money”, seja pela aversão à volatilidade dos preços no mercado de curto prazo. Quanto mais os preços da energia refletirem os verdadeiros custos marginais do sistema e quanto menor for a aversão à volatilidade dos preços ou maiores os mecanismos para gerenciar este risco, menor será o preço ofertado pelos participantes dos leilões de lastro.

Além da contratação antecipada do lastro, é importante que os contratos sejam de longo prazo para viabilizar o *project finance* dos novos geradores. A proposta consiste no oferecimento de produtos de longo prazo nos leilões de lastro. Um aspecto interessante da separação lastro energia é permitir que a contratação de longo prazo ocorra somente para o lastro, alocando ao agente gerador o gerenciamento do risco de mercado da venda da energia.

A venda do produto lastro implica em um compromisso por parte do gerador com a segurança de suprimento, mesmo que ele esteja descontratado. Será visto que esta relação de compromisso permite que o planejamento da operação opere os reservatórios das hidrelétricas considerando adequadamente os recursos que estão disponíveis para o sistema e permite que gerador existente faça o trade off entre continuar no sistema ou fazer descomissionamento.

O produto energia de cada gerador pode ser negociado com transações de balcão (*over-the-counter* - OTC) ou através de mecanismos facilitadores, em paralelo com a venda do produto lastro. Como exemplo de mecanismos facilitadores podemos citar: (i) as bolsas de energia, que geram liquidez ao mercado e permitem aos agentes terem acesso ao preço de mercado da energia elétrica; (ii) contratação bilateral de longo prazo com regras específicas para participação de distribuidoras, com o objetivo de reduzir a volatilidade das tarifas; e (iii) os contratos “por disponibilidade” de curto prazo para térmicas, que reduzem a volatilidade do fluxo de caixa do gerador.

A figura a seguir apresenta um resumo das principais características destes dois produtos. As próximas subseções descrevem com maior detalhamento a proposta de separação lastro energia.

Lastro	Energia
• Traduz a contribuição do agente para a segurança de suprimento • Característica de longo prazo • Característica estrutural do sistema • Atração de investimentos necessários para o sistema • Prêmio de risco: reflete características dos investidores e financiadores	• Característica de curto prazo e alta volatilidade • Traduz tanto efeitos estruturais quanto conjunturais do sistema • Oportunidade para hedge financeiro: bolsa de contratos, leilão auxiliar das distribuidoras, contratação por disponibilidade de geradores termelétricos

Figura 5-3 – Características dos produtos lastro e energia

5.2.2 O que é o produto lastro?

Antes de definirmos o que é o produto lastro, é importante discutir o conceito de critério de suprimento de energia. Podemos definir como critério de suprimento para um sistema um conjunto de restrições de aversão ao risco do problema de expansão ótima da geração. Estas restrições podem ser, por exemplo, a Superfície de Aversão ao Risco (SAR), um limite máximo para o risco de qualquer déficit de energia, entre outros. Definindo critério de suprimento desta maneira, podemos delinear o problema da expansão ótima da geração como sendo um processo para a definição da capacidade instalada que será construída de cada projeto candidato para atender a demanda, minimizando custos de investimento e operação, e sujeito a uma restrição de aversão ao risco.

Outra alternativa para a definição de critério de suprimento é um conjunto de restrições de aversão ao risco do problema de operação ótima, utilizado no processo iterativo do cálculo da carga crítica do sistema¹³, e um critério de parada. O critério de suprimento definido desta maneira permite estabelecer qual a demanda máxima média anual que um parque gerador pode atender. Por exemplo, até julho de 2008 esta demanda máxima era calculada considerando a operação do sistema minimizando o valor esperado do custo de operação, sujeito a que o risco de déficit seja menor que 5% da demanda. Atualmente, o critério de suprimento define como capacidade máxima de suprimento a demanda máxima que o parque gerador consegue atender considerando operação com critério de aversão ao risco, igualdade entre o valor esperado do custo marginal de operação (CMO) e do custo marginal de expansão (CME) e risco de déficit menor que 5%.

¹³ A Carga Crítica do sistema é definida como a demanda máxima que um parque gerador pode atender, dado um critério de suprimento. De maneira simplificada, o processo de cálculo da Carga Crítica é realizado através de um processo iterativo de simulações da operação com o modelo de despacho hidrotérmico, alterando a demanda do sistema até atingir o critério de suprimento. A definição da Carga Crítica é o primeiro passo do processo de cálculo das garantias físicas das hidrelétricas e das termelétricas.

Definido um critério de suprimento, o produto **lastro de energia** representa a contribuição de cada equipamento para a segurança de suprimento energética. A princípio não é necessário atribuir um valor de energia, em MW médio ou MWh/ano, para o produto lastro de energia de cada equipamento. Nos leilões para a contratação do produto lastro, os geradores podem fazer ofertas de receita fixa anual, em R\$/ano, para entrar no sistema. A seleção dos vencedores é feita resolvendo o problema de otimização da expansão da geração descrito anteriormente, que atende ao critério de suprimento do sistema.

Considere como exemplo que o leilão de lastro tem como objetivo atender a um crescimento de demanda de 1000 MW médios. Os candidatos para este leilão informarão as suas características técnicas (capacidade instalada, taxas de falha e manutenção, custo variável unitário (CVU), curva cota x volume, etc.) e durante o leilão farão ofertas pela receita fixa anual. Se apenas geradores termelétricos inflexíveis ou com CVU baixo vencerem o leilão, a potência disponível¹⁴ contratada será próxima de 1000 MW. Em um leilão onde geradores flexíveis com CVU elevado são vencedores a potência disponível contratada será maior que 1000 MW. A decisão da necessidade de contratação de potência de cada empreendimento será resultado do processo de otimização, não sendo necessário pré-definir uma quantidade de lastro para cada ofertante.

No entanto, como será visto a seguir, há atrativos para se definir uma quantidade para o produto lastro de energia por usina. Neste caso, propõe-se utilizar como método de rateio da carga crítica do sistema entre as usinas hidrelétricas e termelétrica a formulação atual para o cálculo da garantia física. Para as termelétricas individualmente e para o conjunto das hidrelétricas (bloco hidráulico), este método de alocação é justo sobre a ótica dos jogos cooperativos¹⁵, ou seja, os geradores recebem mais energia por estarem operando integradamente do que o montante obtido com a operação isolada¹⁶. Há a necessidade de aprimoramento do cálculo da garantia física por usinas hidrelétrica, o que não é foco deste relatório.

Há ainda o conceito de produto lastro de potência, que representa a contribuição de cada equipamento para o suprimento da demanda de ponta. Neste trabalho serão discutidos apenas os aspectos relacionados ao lastro de energia.

¹⁴ Potência disponível é definida como a potência instalada descontada das taxas de falha (TEIF) e manutenção (IP), e do fator de capacidade máximo (FCMAX).

¹⁵ A repartição dos benefícios da operação integrada das usinas entre cada ofertante do leilão é considerada “justa” se satisfaz aos seguintes condicionantes: (i) houver racionalidade do grupo, ou seja, quando for possível alocar aos jogadores benefícios cuja soma é igual ao benefício obtido pela grande coalizão; (ii) houver racionalidade individual, ou seja, quando cada jogador receber no mínimo um benefício igual ao que ele obterá agindo individualmente; e (iii) houver racionalidade das coalizões, ou seja, quando a soma das alocações dos jogadores de qualquer coalizão for maior que o benefício obtido pela ação conjunta destes jogadores. Quando uma alocação atende a estes três requisitos, refere-se a esta alocação como pertencente ao núcleo do jogo cooperativo. O núcleo formaliza a ideia de justiça em uma alocação de custos ou benefícios entre agentes. Se uma alocação pertence ao núcleo de um jogo cooperativo, podemos dizer que o benefício atribuído a qualquer agente, ou a “consórcios” de agentes, não é inferior ao que estes agentes conseguiriam obter se formassem um “consórcio” separado ou se atuassem “individualmente” (fora da coalizão).

¹⁶ Avila, P., Bezerra, B., Barroso, L.A., Granville, S., Pereira, M.V., Araújo, V., Domingues, D., (2013) “Alocação de garantia física de usinas geradoras através do método do benefício marginal: valorização econômica do benefício de regularização a montante”, XXII SNPTEE, Outubro de 2013, Brasília, DF.

5.2.3 Quais as obrigações embutidas no produto lastro de energia?

Os geradores que se comprometeram com o produto lastro possuem a obrigação de manter os seus parâmetros técnicos (eficiência, TEIF, TEIP, capacidade instalada, etc.) ao longo do período de venda do lastro. Estes parâmetros, por sua vez, entram na programação do despacho hidrotérmico, como dados entrada para o Plano Mensal de Operação (PMO), permitindo que o valor da água seja calculado considerando os empreendimentos que efetivamente contribuem para a segurança de suprimento.

A princípio a verificação dos parâmetros técnicos poderia ser realizada através da mesma lógica do processo atual de apuração de garantia física, com mecanismos diferentes para cada tecnologia. Por exemplo, a apuração da garantia física de eólica, PCH e biomassa é feita com base na produção histórica e utilizando faixas de tolerância que buscam reconhecer a variabilidade intrínseca de cada fonte de produção. Já para as termelétricas convencionais a apuração da garantia física é realizada com base na média móvel de 60 meses das taxas de disponibilidade do equipamento. Caso um agente tenha redução de garantia física, seu pagamento por lastro é alterado proporcionalmente.

No entanto, é necessário aprimoramento da metodologia de apuração de lastro para incentivar a disponibilidade da usina nos momentos críticos para o sistema. Os mecanismos atuais suavizam o efeito da indisponibilidade ou da geração abaixo da garantia física, não incentivando o gerador a estar disponível no momento adequado para o sistema. Vamos utilizar como exemplo um gerador termelétrico flexível que vendeu seu lastro e decidiu não vender seu produto energia através de contratos (gerador *merchant*). Se sua taxa de disponibilidade for 10% e sua frequência de despacho também for 10%, pela regra atual, o gerador pode ficar sem produzir energia durante todo o período do contrato de lastro, sem possuir revisão da sua garantia física. A penalidade deste gerador seria a diferença entre o PLD e o custo de geração durante quatro horas de teste de despacho¹⁷.

No caso de aferição de lastro para termelétrica, um aprimoramento do processo é a utilização de mecanismo similar ao dos contratos por disponibilidade, onde o gerador é obrigado a entregar física ou financeiramente a potência disponível da usina quando é despachado por ordem de mérito. Se o gerador do exemplo anterior estivesse contratado por disponibilidade, teria como custo a diferença entre o PLD e o seu CVU.

É evidente que utilizar o mesmo valor para a penalização dos contratos por disponibilidade causaria dupla penalização para geradores que venderam o produto energia. Uma abordagem, por exemplo, é utilizar o valor do lastro como penalidade, que seria aplicada sobre a potência disponível não entregue quando o equipamento não é despachado.

¹⁷ Pela regra de apuração das taxas de falha e manutenção, após um evento de indisponibilidade o gerador é obrigado a fazer um teste de despacho de 4 (quatro) horas para que o mesmo não seja considerado indisponível para o sistema. No exemplo acima, para que o gerador não tenha redução da garantia física, basta que o gerador se declare em manutenção durante os momentos em que o sistema solicita o seu despacho e na sequência faça um teste de despacho de quatro horas.

Para incentivar o aumento da disponibilidade dos equipamentos para o sistema, sugere-se que o gerador receba este mesmo valor da penalidade quando injetar na rede potência acima de sua disponibilidade declarada. Se a indisponibilidade real for igual à taxa declarada, esta receita extra será equivalente ao pagamento da penalidade, e o gerador terá apenas a receita do lastro e da energia. Se a disponibilidade real for maior do que a declarada, o gerador receberá uma receita adicional pelo lastro adicional disponibilizado para o sistema. Por exemplo, uma termelétrica com capacidade instalada de 100 MW e potência disponível de 90 MW médios, receberá a penalidade por lastro sobre os 10 MW gerados acima da potência disponível e pagará penalidade sobre os 90 MW médios sempre que estiver indisponível. Se a taxa de falha e manutenção real for de 10%, o efeito do mecanismo de penalização será nulo, conforme equação abaixo:

$$\text{Custo da penalidade por falta de lastro} = \text{penalidade} \times [90 \text{ MW} \times 10\% - 10 \text{ MW} \times (1-10\%)] = 0$$

Outras obrigações podem ser incluídas no compromisso do produto lastro, como, por exemplo, o comprometimento da usina de estar disponível em tempo real para prover reserva girante para o sistema e para despacho fora da ordem de mérito por restrição elétrica. No entanto, conforme discutido a seguir, estes serviços adicionais devem estar precificados no valor do produto lastro.

5.2.4 Como se precifica o produto lastro?

Conforme discutido anteriormente, o produto lastro reflete a contribuição energética de cada equipamento para a segurança de suprimento, que é um bem comum. Desta maneira, a contratação deste produto deve ser realizada de maneira centralizada. Propõe-se que esta contratação seja realizada através de um leilão para o atendimento à demanda projetada. No item 5.4 serão discutidas a forma e a sistemática destes leilões.

Uma questão importante é como garantir que estes leilões de contratação de lastro estão guiando expansão para o mix ótimo de geração, que é a terceira característica desejada para se atingir a adequabilidade de suprimento. Em um sistema elétrico com mercado para serviços adicionais ao produto energia, como por exemplo pagamento por serviços ancilares, em teoria os participantes do leilão pelo produto lastro incluiriam em suas ofertas sua expectativa de renda com a venda do produto energia e com a venda dos serviços adicionais, tornando mais competitivos aqueles geradores que reduzem os custos totais para o sistema. No entanto, a incerteza com relação à renda adicional com estes serviços pode acabar resultando em uma expansão subótima para o sistema (e.g. uma termelétrica flexível que proveria o serviço de reserva girante não incorpora em sua oferta pelo produto lastro a expectativa de renda por este serviço ancilar). Adicionalmente, o Setor Elétrico Brasileiro ainda não possui um mercado para serviços adicionais à venda de energia elétrica.

Na alternativa de solução do leilão através de um problema de expansão da geração que considera todos os detalhes da operação (necessidade de reserva, intermitência eólica, etc.), bastaria os geradores ofertarem o preço do produto lastro em R\$ e a solução do problema de otimização escolheria as melhores ofertas com base no preço ofertado e no benefício dos equipamentos

para a operação do sistema. Em outras palavras, a contribuição de um equipamento para a redução dos custos com reserva girante no sistema seria levada em consideração na hora de comparar os distintos preços para o produto lastro.

No caso de leilões simplificados, como os atualmente feitos no Brasil, onde é comparado apenas o preço da energia em R\$/MWh de garantia física, para considerar o benefício dos outros serviços oferecidos pelos geradores para o sistema, é necessário que a oferta de cada gerador seja subtraída do valor total dos seus atributos para o sistema. Por exemplo, se o valor da despachabilidade de uma termelétrica é 60 R\$/MWh e de uma eólica é 0 R\$/MWh, o gerador termelétrico que ofertar 80 R\$/MWh pelo produto lastro deslocará a renovável que ofertar 21 R\$/MWh.

Os atributos considerados nestes leilões devem ser considerados como compromissos dos geradores que tenham vendido o produto lastro. Por exemplo, se for considerado o benefício de um determinado equipamento para o atendimento à demanda de ponta do sistema, este gerador deve estar apto a gerar para atender a ponta quanto for solicitado pelo ONS.

A lógica da valoração dos diferentes atributos de cada equipamento permite separar o preço do lastro de energia, que é único para todas as fontes, do valor dos outros serviços que a usina fornece para o sistema. Esta separação é importante para alocar o pagamento do produto lastro entre os agentes durante o período de transição para um sistema de separação total entre lastro e energia, como será visto a seguir.

5.2.5 Quem paga por este produto?

Como o lastro de energia é um bem comum, seu custo deve ser alocado entre todos os agentes que são beneficiados com a segurança de suprimento energética, sendo neste caso o consumidor final. No entanto, a dificuldade da alocação destes custos entre os agentes do sistema está no período de transição, onde haverá simultaneamente transações comerciais com lastro e energia embutidos no mesmo produtos, e contratos onde apenas o lastro é vendido.

Propõe-se como solução para resolver esta questão a atribuição de quantidade para o produto lastro para cada usina e um preço único pelo lastro. A quantidade do produto lastro seria a própria garantia física de cada equipamento, como definida hoje, e o preço único do lastro p_L seria o resultado dos leilões sem considerar o valor dos atributos. No exemplo da seção anterior $p_L = 20$ R\$/MWh.

Para definir um critério de alocação para os custos do lastro é necessário considerar que: (i) os consumidores com contratos antigos já estão pagando pelo lastro; (ii) geradores com contratos antigos já estão recebendo pelo lastro e pela energia, sendo que o preço do contrato em teoria já reflete o valor dos atributos da fonte¹⁸; e (iii) comercializadores com contratos antigos estão

¹⁸ O Brasil, ao realizar leilões de contratação de energia no Brasil separados por fonte, na modalidade de preço decrescente e com preços de abertura diferenciados, considera indiretamente a valorização dos atributos de cada fonte. Por exemplo, ao realizar um leilão para contratação de termelétrica com preço de abertura de 250 R\$/MWh e um leilão para contratação de eólica com preço de abertura de 200 R\$/MWh, considera-se implicitamente que o valor do atributo das termelétricas é 50 R\$/MWh.

comprando ou vendendo lastro. É importante por tanto que a metodologia de alocação dos custos do produto reconheça os direitos e deveres dos contratos antigos.

Outro aspecto importante é o rateio dos custos dos atributos de cada fonte p_A . Como os benefícios com os serviços adicionais dos equipamentos é sistêmico, independente do montante que os agentes já tenham contratado, estes custos deveriam ser rateados por todos os consumidores. Propõe-se o seguinte procedimento para a alocação do custo do lastro durante o período de transição para um mercado onde todos os contratos possuem energia separada do lastro:

- O consumidor paga p_L pelo montante consumido não respaldado por contratos antigos;
- O gerador recebe p_L pelo lastro não vendido através de contratos antigos e comprometido com os novos leilões de compra do produto lastro;
- Comercializadora com posição *short* no mercado de curto prazo paga p_L ;
- Comercializadora com posição *long* no mercado de curto prazo recebe p_L ;
- Se a soma das exposições negativas não for suficiente para cobrir os novos contratos de lastro, o custo adicional será rateado por todos os consumidores. Este efeito é equivalente à energia de reserva, que é um lastro adicional contratado por todos os consumidores.
- O custo adicional do lastro resultante dos atributos p_A é rateado por todos os consumidores do sistema.

Esta metodologia permite resolver o seguinte problema de alocação de custos no sistema: considere que todos os consumidores existentes estão 100% contratados e que há necessidade de contratar o produto lastro somente para o atendimento ao crescimento da demanda. Se o leilão de lastro resultar na necessidade de contratação de termelétricas para compensar a intermitência eólica, não é justo que somente os novos consumidores paguem por este custo adicional. Com o critério de alocação proposto, mesmo consumidores 100% contratados pagam pela necessidade de lastro adicional no sistema para aumentar a segurança de suprimento e pelos atributos das novas termelétricas da expansão do sistema.

A Figura 5-4 apresenta um exemplo de liquidação do produto lastro em um sistema onde todos os geradores e comercializadoras estão 100% contratados e há a necessidade de contratar 10 MW médios de lastro adicional para atender a demanda, que está descontratada também neste montante. Neste caso, 100% do custo dos 10 MW médios do produto lastro é pago pelos consumidores.

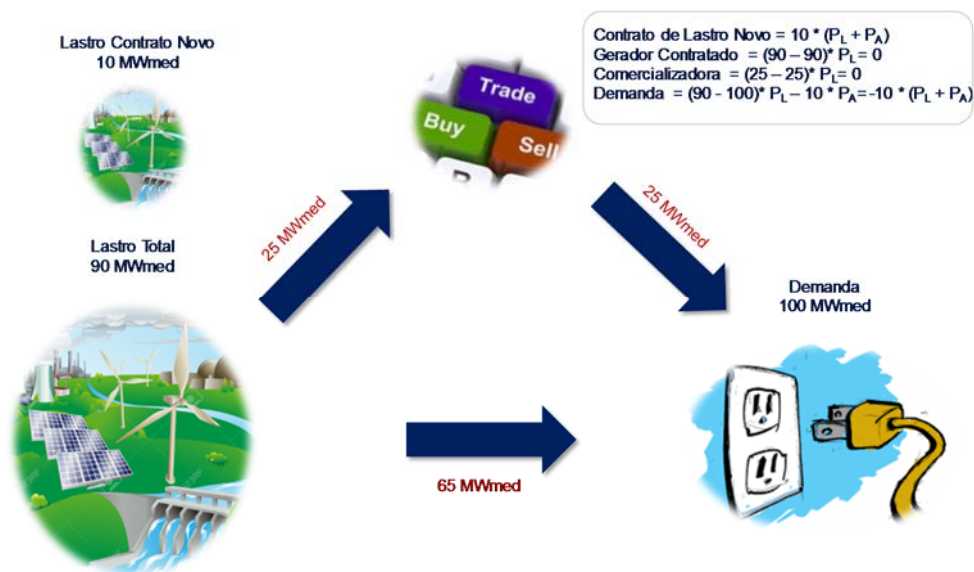


Figura 5-4 – Exemplo de liquidação: Geradores existentes e comercializadoras 100% contratados

A Figura 5-5 apresenta um exemplo de liquidação do produto lastro em um sistema onde os consumidores estão expostos em 5 MW médios, pois compraram mais energia do que venderam e a demanda está descontratada em 15 MW médios. Neste caso, além dos consumidores arcarem com 100% do custo dos 10 MW médios do produto lastro, eles pagam o preço do lastro para a comercializadora pelos 5 MW médios que estão descontratados.

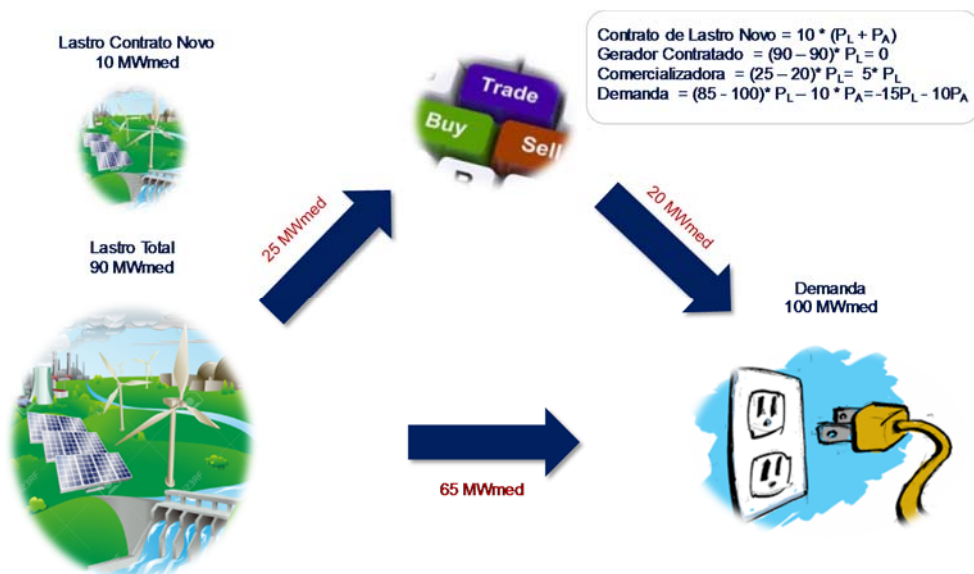


Figura 5-5 – Exemplo de liquidação: Comercializador exposto

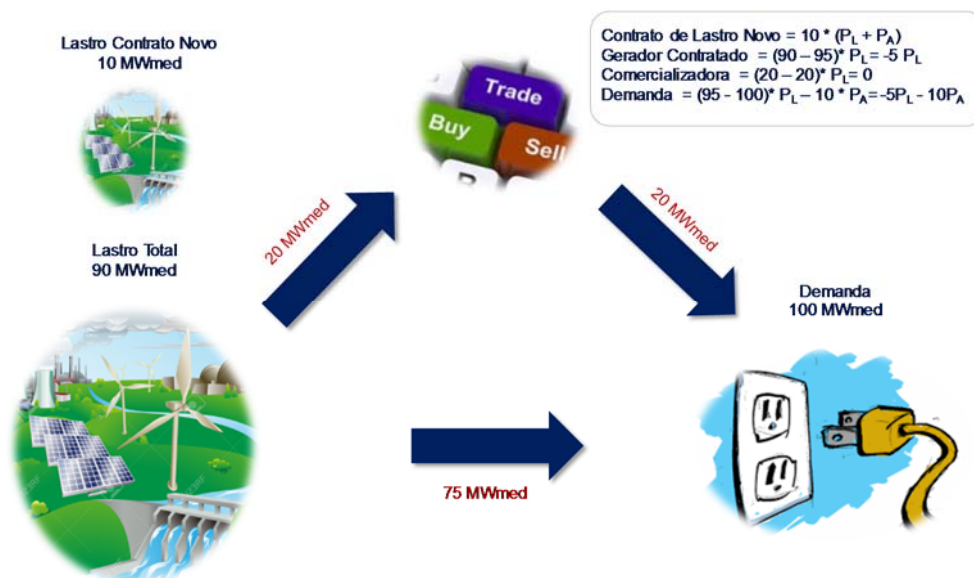


Figura 5-6 – Exemplo de liquidação: Gerador exposto

A Figura 5-6 apresenta um exemplo de um gerador exposto no mercado, que arca com parte dos custos do preço do lastró P_L . O custo dos atributos continua sendo integralmente pago pelos consumidores. A Figura 5-7 mostra um exemplo onde geradores e comercializadoras estão 100% contratados e há a contratação de lastró adicional ao crescimento de carga dos consumidores. Neste caso, 100% do custo do lastró é alocado para os consumidores.

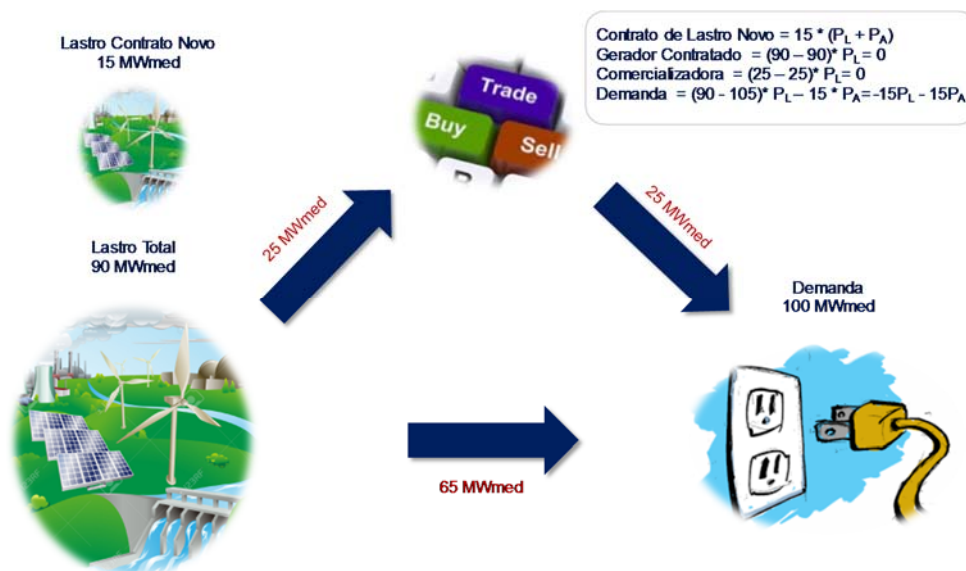


Figura 5-7 – Exemplo de liquidação: Leilão contrata lastró para aumento da segurança

5.2.6 Resumo

A Figura 5-8 apresenta um resumo da proposta de separação lastró e energia.

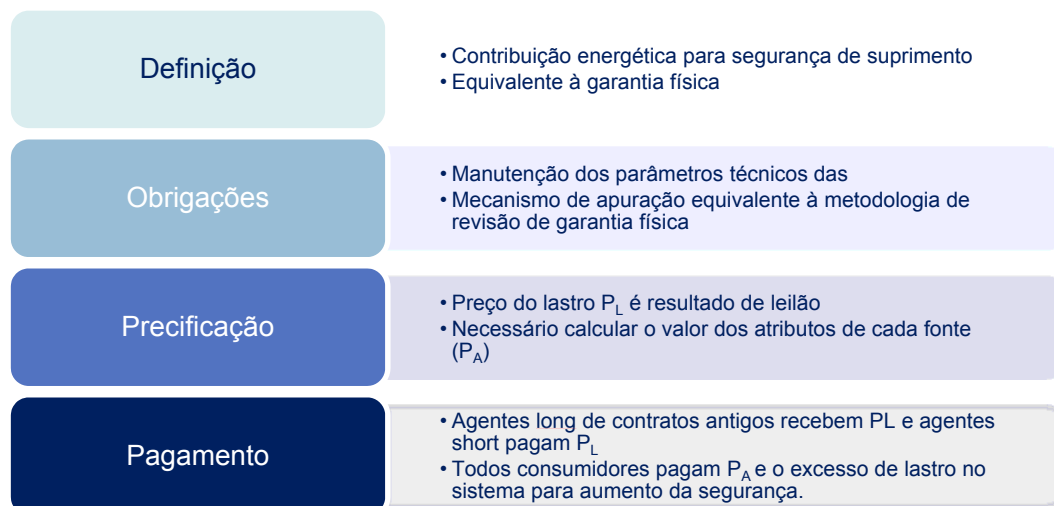


Figura 5-8 – Resumo da proposta de separação lastro e energia

5.3 Remuneração de usinas existentes: operação *versus* descomissionamento

Nos mercados onde há apenas remuneração pela energia, a decisão entre permanecer no sistema ou fazer um descomissionamento é baseada na comparação entre a perspectiva de renda no mercado spot e os custos fixos do gerador. Se a perspectiva de remuneração no mercado de energia for menor que os custos fixos, é mais atrativo descomissionar o equipamento.

O desafio, neste caso, é elaborar um desenho de mercado capaz de sinalizar, com antecedência, a expectativa de renda dos geradores, para que os mesmos possam tomar decisões racionais sobre a necessidade de descomissionamento. Ao mesmo tempo, este desenho de mercado deve ser compatível com sinalização antecipada da eventual necessidade de nova energia substituir os equipamentos antigos.

Esta discussão sobre o descomissionamento de usinas também se aplica sobre a necessidade de novos investimentos em usinas existentes, seja para troca de equipamento ou para a realização das grandes manutenções (overhaul). O desenho de mercado deve ser eficiente a ponto de sinalizar com a antecedência necessária para os geradores a atratividade da realização destes investimentos, permitindo a operação adequada da usina no sistema.

A sinalização correta para os geradores existentes sobre as perspectivas de remuneração é essencial para evitar a substituição de energia nova a um custo mais caro que o produto oferecido pelos geradores existentes.

Apresenta-se a seguir uma proposta de leilão de lastro que busca sinalizar para os geradores existentes a atratividade de permanecer no sistema, permitindo a expansão do sistema de maneira eficiente.

5.4 Leilão de lastro

5.4.1 Antecedente da contratação

Conforme discutido anteriormente, propõe-se que o produto lastro seja contratado centralizadamente, através de um leilão. Para compatibilizar o cronograma de construção dos empreendimentos com a expansão da oferta, propõe-se a realização de leilões com antecedência de 5 anos, o que seria um A-5 para a contratação de lastro.

É importante mencionar que esta antecedência não impede que geradores com cronograma de construção menor, como é o caso por exemplo das usinas eólicas, antecipem a sua entrada no sistema. Neste caso, os geradores venderiam apenas o produto energia durante o período de antecipação. Para fins de planejamento da expansão, o lastro do equipamento seria contabilizado somente 5 anos após a realização do leilão.

5.4.2 Duração dos contratos

Para o novo gerador os contratos devem possuir duração compatível com pelo menos o horizonte do financiamento, o que atualmente varia entre 10 e 16 anos. A receita previsível com a venda do produto lastro pelo período do financiamento seria composta com a expectativa de renda do produto energia para o *project finance* do empreendimento.

Já para os geradores existentes, os contratos poderiam ter duração de 1 ano, começando 5 anos após a realização do leilão. Como será visto na próxima seção, nesta abordagem os geradores existentes teriam a cada ano uma previsão sobre a sua renda com a venda do produto lastro para os próximos 5 anos. Permite-se assim que a cada ano o gerador existente faça o trade-off entre continuar operando a partir do quinto ano ou iniciar o processo de descomissionamento (ou participação do mercado para venda do produto energia). Esta abordagem permite também a cada ano avaliar a necessidade de contratação de energia nova para substituição do parque gerador atual.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho, apresentou-se alguns resultados preliminares cruciais para uma proposta de liberalização do mercado de eletricidade brasileiro. Embora oferecer a todos os consumidores uma maior flexibilidade na possibilidade de escolha de fornecedor e migração para o mercado livre seja um aspecto altamente desejável do mercado, observou-se que devido à situação de sobrecontratação atual das distribuidoras o cronograma de abertura ótimo deveria ser adiado. A recomendação dos consultores envolve uma abertura do nível de tensão A4 a partir de 2021 e da baixa tensão a partir de 2024 – o que pode ser traduzido em uma liberalização por faixa de consumo uma vez que os dados relevantes fiquem disponíveis.

Observa-se que este período de espera até o momento recomendado para a abertura do mercado pode ser utilizado para trabalhar no desenho de mecanismos auxiliares cruciais para o bom funcionamento do novo sistema, bem como fazer testes nesta etapa de transição. Como discutido anteriormente, há uma série de aspectos regulatórios tais como a regulamentação do consumidor varejista, a robustez do processo de formação de preços de energia, e a credibilidade e *enforcement* das regras que precisariam ser trabalhados como pré-requisitos para a migração. Em particular, é crucial a *sinalização aos agentes* por parte do governo de sua intenção de introduzir a liberalização do mercado a todos os consumidores em uma data futura, permitindo que os agentes ajustem suas estratégias.

Além do cronograma de migração ótimo, os seguintes mecanismos auxiliares foram propostos ou recomendados como resultado deste trabalho, como potenciais soluções para alguns dos desafios introduzidos anteriormente (vide seção 2.2):

- **Introdução de mecanismos para facilitar o intercâmbio de contratos entre o mercado livre e o mercado regulado.** A proposta dos consultores é a regulamentação de um leilão de excedentes, nos moldes já introduzidos pela Lei 13.360, que pode ser utilizado como recurso para ajustar a posição contratual das distribuidoras caso erros de previsão na construção do cronograma ótimo de migração levem a uma sobrecontratação das mesmas (vide seção 4.2). Entretanto, esta é vista como uma solução de curto prazo, sendo mais robusto para o longo prazo oferecer mais flexibilidade de gestão de portfólio para a distribuidora-comercializadora.
- **Ajustar incentivos à gestão de portfólio da distribuidora-comercializadora.** A separação clara entre duas atividades, da distribuidora-fio e da distribuidora-comercializadora, é importante para alinhar os incentivos da entidade responsável pela gestão do portfólio de contratos do mercado regulado e os próprios consumidores. A recomendação é introduzir um mecanismo de cálculo para a remuneração base do portfólio (baseado no preço spot da energia, preços de leilões de energia existente ou de excedentes, e no desempenho de outras comercializadoras) e compartilhar quaisquer ganhos e prejuízos verificados *ex post* com relação a esta referência entre a distribuidora-comercializadora e o consumidor.
- **Reequilíbrio dos custos e benefícios dos contratos legados entre o ACL e o ACR.** A recomendação dos consultores é trabalhar para distribuir o benefício ou custo *agregado* dos contratos legados entre os consumidores regulados e os consumidores livres por

meio de um encargo (que pode ser positivo ou negativo). A introdução deste encargo deve ser amplamente comunicada aos agentes e planejada para muitos anos à frente, representando um momento chave de reequilíbrio dos incentivos entre os dois mercados e a partir do qual as comercializadoras podem competir em pé de igualdade.

- **Revisão do mecanismo de incentivo às fontes renováveis.** A recomendação dos consultores é eliminar o benefício associado à reserva de mercado representada pelo mercado incentivado e repensar o benefício na tarifa fio – considerando a possibilidade de substituir este subsídio por outro mecanismo de fomento à geração renovável de modo a alcançar objetivos de política energética que resulte em menores distorções ao mercado.
- **Incentivo à expansão adequada do sistema.** O modelo de separação de energia e lastro, com leilões centralizados realizados para o produto lastro envolvendo todos os agentes (novos e existentes) e com a energia sendo comercializada em contratos bilaterais possivelmente sustentados por leilões facilitadores, é o mecanismo proposto para garantir a adequabilidade do sistema no longo prazo.
- **Incentivo aos geradores existentes pela sua contribuição ao sistema.** O mecanismo proposto permite que geradores existentes que possuam garantia física não comprometida em contratos legados ofereçam lastro no leilão centralizado para este produto, assim garantindo um nível de remuneração adicional às suas contribuições associadas ao produto energia.