

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

PREÇOS DE ENERGIA NOS MERCADOS LIVRE E REGULADO EM UM CONTEXTO DE LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UMA ABORDAGEM POR MÚLTIPLOS PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO COM RESTRIÇÕES DE EQUILÍBRIO

**JOÃO PEDRO THIMOTHEO BASTOS(1,2);BRUNO PEIXOTO BARBOSA(1);MATEUS ALVES CAVALIERE(1);SERGIO GRANVILLE(1);MARIO VEIGA FERRAZ PEREIRA(1);ÁLVARO DE LIMA VEIGA FILHO(2);BERNARDO VIEIRA BEZERRA(3)
PSR SOLUCOES E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA.(1); PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO(2);OMEGA COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A.(3)**

RESUMO

O trabalho estuda o equilíbrio dos mercados livre e regulado em um ambiente liberalizado. Dada a interdependência das decisões dos agentes (distribuidora, consumidores cativos, livres e geradores), suas interações são modeladas através de Múltiplos Problemas de Otimização com Restrições de Equilíbrio (MOPEC). Entre os resultados do modelo, destacam-se os níveis ótimos de migração dos consumidores, decisões de contratação e preços de contratos no mercado livre e das tarifas no regulado, para uma dada configuração do sistema. O trabalho apresenta um estudo de caso do setor elétrico brasileiro, analisando dinâmicas de contratação e migração dos agentes tanto para a regulação atual quanto para outras alternativas propostas.

PALAVRAS-CHAVE

Preços de energia; Liberalização do mercado; Modernização do setor elétrico; Problema de equilíbrio; MOPEC.

1.0 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro está passando por uma série de transformações e modernizações para acomodar a crescente transformação energética, que se caracteriza por maior complexidade na operação para lidar com as novas tecnologias de geração e com a maior autonomia do consumidor. Entre estas mudanças, destaca-se a liberalização do mercado, com maior possibilidade de migração de consumidores regulados ao mercado livre (e vice-versa), além da maior autonomia do consumo traduzida em geração distribuída. Novas regulações e iniciativas para permitir e fomentar tal transição incluem a Portaria nº 465/2019 e o Projeto de Lei 414, que estabelece planos gradativos de abertura do mercado, além da Consulta Preliminar nº 10 da ANEEL, que busca obter subsídios dos agentes em relação ao tema. Este contexto insere um alto grau de complexidade à já desafiadora tarefa das distribuidoras de energia elétrica de projetar a sua demanda para os anos seguintes e realizar as contratações de energia para o mercado cativo, à medida que estas contratações são feitas para servir consumidores cada vez mais dinâmicos e, conseqüentemente, um portfólio mais instável. Soma-se a isso o fato de que as atitudes dos consumidores (migração para o mercado livre, instalação de geração distribuída) dependem não só de fatores exógenos à distribuidora (por exemplo, preços oferecidos no mercado livre, competitividade da geração distribuída em relação à geração centralizada), mas também da própria decisão de contratação da distribuidora – isto é, a atratividade do mercado regulado para estes consumidores depende da performance da previsão da distribuidora neste ambiente dinâmico e incerto. Este é um grande desafio dos setores elétricos globalmente, e não apenas uma particularidade do Brasil, embora nos encontremos no centro destas discussões.

Nesse contexto, este trabalho simula o equilíbrio de um mercado liberalizado, em que grande parcela dos consumidores pode migrar entre mercados. O estudo mostra os resultados ótimos de migração e contratação, tarifas e preços de contratos resultantes, e os resultados financeiros para cada agente, incluindo a alocação de custos da sobrecontratação das distribuidoras decorrentes de migrações para o mercado livre. Com isso, espera-se auxiliar os agentes a se planejarem e tomarem decisões em um mercado cada vez mais complexo. Além disso, o trabalho investiga a sustentabilidade da liberalização do mercado e migração de consumidores para o mercado livre e explora alternativas regulatórias para a alocação de custos decorrentes dos contratos legados das distribuidoras entre os agentes, com a aspiração de subsidiar tecnicamente as discussões e formulações de políticas públicas sobre o tema. A metodologia do trabalho foi desenvolvida no âmbito do projeto de P&D da ANEEL (PD-00367-0318/2018), e é aplicada para um caso realista do sistema elétrico brasileiro.

2.0 METODOLOGIA

2.1 Visão geral e definições

Como mencionado, este trabalho busca determinar o *equilíbrio* dos mercados livre e regulado em um ambiente liberalizado (com possibilidade crescente de migração de consumidores). Dada a interdependência das decisões dos agentes, as suas estratégias e interações são modeladas por meio de Múltiplos Problemas de Otimização com Restrições de Equilíbrio (MOPEC), em que os problemas de maximização de receitas de cada agente são representados de forma conjunta e conectados por restrições de equilíbrio. Ainda, ressalta-se a consideração de perfis de aversão a risco, sendo as funções objetivos individuais representadas como a maximização da combinação convexa do Valor Esperado e do *Conditional Value at Risk* (CVaR) das receitas.

Em sua essência, a modelagem de problemas de equilíbrio de mercado exige que seja definido quem são os agentes inseridos no mercado analisado e como se dá a interação entre eles no sistema em que estão inseridos. Neste sentido, a modelagem proposta considera que são parte do mercado em análise os seguintes agentes: (i) distribuidoras; (ii) geradores; (iii) consumidores cativos que não podem migrar para o mercado livre – referenciado por Cliente Cativo Tipo I; (iv) consumidores cativos que podem migrar para o mercado livre – referenciado por Cliente Cativo Tipo II; e (v) consumidores livres. Na modelagem proposta, os clientes do mercado livre e a distribuidora compram energia diretamente dos geradores por meio de contratos bilaterais preços e intervalos de validade variados; (ii) os clientes do mercado cativo compram energia diretamente das distribuidoras a uma tarifa fixa; e (iii) os clientes livres e cativos tipo II podem migrar entre mercados. Ainda, a geração dos geradores modelados e os preços de curto-prazo no mercado atacadista são resultado de um despacho centralizado de mínimo custo, independente das decisões comerciais dos ambientes de contratação.

2.2 Formulação do MOPEC

Nesta seção, apresenta-se uma modelagem para a dinâmica de migração entre o ACL e o ACR a partir dos montantes de contratação dos agentes em equilíbrio. Atualmente, o *framework* mais utilizado na literatura para problemas de equilíbrio é o MOPEC. Sob determinadas condições (e.g. integralidade da demanda), discutidas em (1) e (2), a solução de um MOPEC pode ser obtida através da otimização da Welfare. Com isso, somam-se todos os problemas de otimização dos agentes em uma só função objetivo, e suas decisões são acopladas por restrições de equilíbrio. O problema que se busca resolver é denotado a seguir.

$$\max VpR_D + \sum_{k_c \in \Omega_c} VpR_{c,k_c} + \sum_{k_{cL} \in \Omega_{cL}} VpR_{cL,k_{cL}} + \sum_{k_{cL} \in \Omega_L} VpR_{cL,k_L} + \sum_{k_G \in \Omega_G} VpR_{G,k_G} \quad (1)$$

s.a.

$$VpR_D = \lambda_D \times E \left[\sum_t \frac{R_{s,D,t}}{(1+r)^t} \right] + (1 - \lambda_D) \times CVaR_\alpha \left[\sum_t \frac{R_{s,D,t}}{(1+r)^t} \right] \quad (1a)$$

$$R_{s,D,t} = (p_{D,t} - \pi_{s,t}) \times q_{D,t} - \sum_{k_m \in \Omega_m, t \in k_m} (p_{k_m} - \pi_s) \times q_{D,k_m} \quad (1b)$$

$$VpR_{c,k_c} = - \left[\sum_t \frac{p_{D,t} \times d_{c,t,k}}{(1+r)^t} \right] \quad (1c)$$

$$VpR_{cL,k_{cL}} = \lambda_{cL,k_{cL}} \times E \left[\sum_t \frac{R_{s,cL,k_{cL},t}}{(1+r)^t} \right] + (1 - \lambda_{cL,k_{cL}}) \times CVaR_\alpha \left[\sum_t \frac{R_{s,cL,k_{cL},t}}{(1+r)^t} \right] \quad (1d)$$

$$R_{s,cL,k_{cL},t} = -p_{D,t} \times (d_{cL,t,k_{cL}} - d_{cL,t,L,k_{cL}}) - \sum_{k_m \in \Omega_m, t \in k_m} (p_{k_m} - \pi_s) \times q_{cL,k_m,k_{cL}} - \pi_s \times d_{cL,t,L,k_{cL}} \quad (1e)$$

$$d_{cL,t,L,k_{cL}} \leq d_{cL,t,k_{cL}}, k_{cL} \in \Omega_{cL} \quad (1f)$$

$$VpR_{L,k_L} = \lambda_{L,k_L} \times E \left[\sum_t \frac{R_{s,L,k_L,t}}{(1+r)^t} \right] + (1 - \lambda_{L,k_L}) \times CVaR_\alpha \left[\sum_t \frac{R_{s,L,k_L,t}}{(1+r)^t} \right] \quad (1g)$$

$$R_{s,L,k_L,t} = -p_{D,t} \times d_{L,t,D,k_L} - \sum_{k_m \in \Omega_m, t \in k_m} (p_{k_m} - \pi_s) \times q_{L,k_m,k_L} - \pi_{s,t} \times (d_{L,t,k_L} - d_{L,t,D,k_L}) \quad (1h)$$

$$d_{L,t,D,k_L} \leq d_{L,t,k_L} \quad (1i)$$

$$VpR_{G,k_G} = \lambda_{G,k_G} \times E \left[\sum_t \frac{R_{s,k_G,t}}{(1+r)^t} \right] + (1 - \lambda_{G,k_G}) \times CVaR_\alpha \left[\sum_t \frac{R_{s,k_G,t}}{(1+r)^t} \right] \quad (1j)$$

$$R_{s,G,k_G,t} = \pi_{s,t} \times G_{s,k_G,t} + \sum_{k_m \in \Omega_m, t \in k_m} (p_{k_m} - \pi_s) \times q_{G,k_G,k_m} \quad (1l)$$

$$q_{D,t} = \sum_{k_c \in \Omega_c} d_{c,t,k_c} + \sum_{k_{cL} \in \Omega_{cL}} (d_{cL,t,k_{cL}} - d_{cL,t,L,k_{cL}}) + \sum_{k_L \in \Omega_L} d_{L,t,D,k_L} \quad (1m)$$

$$\sum_{k_G \in \Omega_G} q_{G,k_G,k_m} = q_{D,k_m} + \sum_{k_{cL} \in \Omega_{cL}} q_{cL,k_m,k_{cL}} + \sum_{k_L \in \Omega_L} q_{L,k_m,k_L} \quad (1n)$$

Onde:

VpR_j Valor presente da receita (ajustado a risco) do agente j: Distribuidora (D), consumidores cativos tipo I (C), consumidores cativos tipo II (cL), consumidores livres (L) ou gerador (G);

$R_{s,j,t}$ Receita do agente j a cada estágio t, a cada cenário s;

r Taxa de desconto;

λ_j Peso dado ao valor esperado na receita do agente j (em p.u.);

$q_{D,t}$ Quantidade contratual vendida pela Distribuidora D aos seus usuários regulados;

q_{j,k_j} Quantidade contratual comprada/vendida pelo agente j;

$p_{D,t}$ Preço da tarifa regulada cobrada pela Distribuidora D na etapa t;

$\pi_{s,t}$ Preço spot no estágio t, cenário s;

p_{k_m} Preço dos contratos bilaterais negociados, válido para o intervalo k_m ;

$G_{s,k_G,t}$ Geração do gerador G, na etapa t, cenário s;

d_{j,t,k_j} Carga do consumidor j;

$d_{cL,t,L,k_{cL}}$ Migração do consumidor cativo tipo II cL para o mercado livre;

$d_{L,t,cL,k_{cL}}$ Migração do consumidor livre L para o mercado regulado.

A tarifa no mercado regulado e os preços dos contratos no mercado livre podem ser obtidos pelas variáveis duais correspondentes às restrições de equilíbrio (8m) e (8n), respectivamente. Isso é intuitivo, pois representam o custo incremental do aumento dos valores contratuais (no ACR ou ACL). Ainda assim, o cálculo da tarifa será sofisticado ainda mais neste trabalho (ver seção 2.4). O problema descrito na equação (1) é, em princípio, não linear, devido à multiplicação de preços e quantidades (ambos resultados do problema). No entanto, é possível demonstrar que, sob certas condições - em particular, considerando que os preços contratuais e tarifários não variam conforme o cenário, os termos não lineares se cancelam e o problema se reduz a um problema de programação linear. Para isso, é possível separar os componentes determinísticos e estocásticos de cada grupo de receitas dos agentes - de modo que os determinísticos sejam cancelados. A seguir, é mostrada a separação das componentes para a distribuidora:

$$VpR_D = \sum_t \left(\frac{p_{D,t} \times q_{D,t} - \sum_{k_m \in \Omega_m, t \in k_m} p_{k_m} \times q_{D,k_m}}{(1+r)^t} \right) + \lambda_D \times E \left[\sum_t \frac{xR_{s,D,t}}{(1+r)^t} \right] + (1 - \lambda_D) \times CVaR_\alpha \left[\sum_t \frac{xR_{s,D,t}}{(1+r)^t} \right] \quad (2)$$

Onde:

$$xR_{s,D,t} = -\pi_{s,t} \times q_{D,t} + \sum_{k_m \in \Omega_m, t \in k_m} \pi_{s,t} \times q_{D,k_m} \quad (2a)$$

Realizando a mesma manipulação algébrica para os outros agentes (procedimento suprimido por concisão), e devido às restrições de equilíbrio (1m) e (1n), os termos que envolvem produtos de preços e quantidades e anulam, e a função objetivo do problema de otimização da Social Welfare torna-se linear. Explicitando o Valor Esperado e usando a representação de Rockafellar para o CVar (3), o problema pode ser escrito como:

$$\begin{aligned} \max \lambda_D \times \frac{1}{S} \left[\sum_{t,s} \frac{xR_{s,D,t}}{(1+r)^t} \right] + (1 - \lambda_D) \times \left[a_D + \frac{\sum_s \gamma_{s,D}}{S \times (1 - \alpha)} \right] \\ + \sum_{k_{cL} \in \Omega_{cL}} \left(\lambda_{cL,k_{cL}} \times \frac{1}{S} \left[\sum_{t,s} \frac{xR_{s,cL,k_{cL},t}}{(1+r)^t} \right] + (1 - \lambda_{cL,k_{cL}}) \times \left[a_{cL,k_{cL}} + \frac{\sum_s \gamma_{s,cL,k_{cL}}}{S \times (1 - \alpha)} \right] \right) \\ + \sum_{k_L \in \Omega_L} \left(\lambda_{L,k_L} \times \frac{1}{S} \left[\sum_{t,s} \frac{xR_{s,L,k_L,t}}{(1+r)^t} \right] + (1 - \lambda_{L,k_L}) \times \left[a_{L,k_L} + \frac{\sum_s \gamma_{s,L,k_L}}{S \times (1 - \alpha)} \right] \right) \\ + \sum_{k_G \in \Omega_G} \left(\lambda_{G,k_G} \times \frac{1}{S} \left[\sum_t \frac{xR_{s,G,k_G,t}}{(1+r)^t} \right] + (1 - \lambda_{G,k_G}) \times \left[a_{G,k_G} + \frac{\sum_s \gamma_{s,G,k_G}}{S \times (1 - \alpha)} \right] \right) \end{aligned} \quad (3)$$

2.4 Extensão da metodologia para a incorporação de contratos legados

Até seção anterior, a metodologia proposta funciona para um sistema “sem antecedentes contratuais”, e as tarifas reguladas, em particular, seriam dadas pela variável dual da restrição de equilíbrio das compras e vendas neste mercado. Entretanto, na realidade, há contratos de longo-prazo já firmados no mercado – que, por sinal, são o grande motivador inicial para a migração de consumidores (já que, de forma geral, são mais caros do que nas novas oportunidades contratuais no mercado livre). Neste sentido, esta seção estende a metodologia para a consideração de contratos legados. Um aspecto importante da extensão é que a tarifa regulada é calculada fora do problema de equilíbrio. Para isso, realiza-se o seguinte processo iterativo:

1. Equilíbrio envolvendo as Distribuidoras, consumidores livres e geradores: nesta etapa, calcula-se o equilíbrio envolvendo (i) consumidores livres com suas cargas (que permaneceram no mercado livre), (ii) a parte das cargas dos Consumidores Cativos Tipo II que migraram para o mercado livre, (iii) as Distribuidoras com a demanda que representam, bem como as quantidades já contratadas por meio de contratos legados, e (iv) geradores. Neste problema, as Distribuidoras atuam como compradoras de energia para a carga que representam em dada iteração, não sendo considerada a migração entre mercados.
2. Cálculo da tarifa da Distribuidora: dado o custo dos contratos legados, e os decorrentes das decisões da primeira etapa, ou seja, o custo dos contratos adquiridos dos geradores e das liquidações no mercado de curto-prazo, bem como a demanda regulada que a Distribuidora representa, determinam-se as tarifas (assumindo que ela é igual à soma desses custos divididos pela base consumidora regulada).
3. Otimização da *Welfare* dos consumidores livres e cativos que podem migrar: dados os preços dos contratos obtidos na etapa 1 e as tarifas calculadas na etapa 2, maximizamos a *Welfare* dos consumidores livres e regulados, permitindo-lhes selecionar sua migração e contratação ótimas. Os resultados desta etapa incluem os valores contratados com geradores, adquiridos das Distribuidoras e as migrações entre os mercados livre e o regulado. Nesta etapa, a Distribuidora atua como vendedora de energia a uma tarifa fixa, calculada na etapa 2 – e os geradores também, a preços fixos de contrato calculados na etapa 1.
4. Atualização das cargas das Distribuidoras, das cargas no mercado livre e da quantidade de contratos legados (se aplicável): com base nos resultados da migração na etapa 3, atualizamos as cargas das Distribuidoras e dos consumidores no mercado livre, bem como o valor de contratos legados baseados na migração de consumidores regulados para o mercado livre (caso seja permitido que eles sejam repassados ao ACL – alternativas nesse sentido serão apresentadas no estudo de caso). Caso os resultados (como as cargas da distribuidora e dos consumidores livres, tarifas, preços de contratos) não variem significativamente em relação à iteração anterior (respeitando um pequeno *gap* de tolerância), o processo iterativo é interrompido, caso contrário, o contador de iterações é atualizado e retorna-se à etapa 1.

3.0 ESTUDO DE CASO

Este capítulo apresenta um estudo de caso de aplicação da metodologia para uma configuração realista do SEB.

3.1 - Caracterização do estudo de caso

3.1.1 - Descrição do sistema em estudo

Nesta seção, apresentamos as condições de oferta e demanda do sistema retratado, que é uma configuração do sistema elétrico brasileiro em 2030. A seleção desse ano foi feita de modo a permitir um balanço oferta-demanda de longo prazo, evitando características conjunturais do mercado no curto prazo.

Para a projeção de demanda, foi adotada uma premissa de crescimento de 3% por ano entre 2021 e 2030, com um aumento de aproximadamente 25 GW-med, evoluindo de 67,7 GW-med em 2020 para 92,7 GW-med em 2030. Em relação à oferta, se assume uma expansão concentrada em renováveis, devido à sua competitividade econômica e sucesso nos leilões recentes, complementada por gás natural e entradas menores de outras tecnologias (não se considera a entrada de grandes projetos hidrelétricos no período). A operação do sistema é simulada com o modelo SDDP, que permite a representação detalhada e individualizada das centrais de geração. A simulação é estocástica e possui 1200 cenários. A composição da oferta e os preços de energia resultantes da simulação (custos marginais de operação, limitados pelo piso e teto regulatórios) são mostrados a seguir.

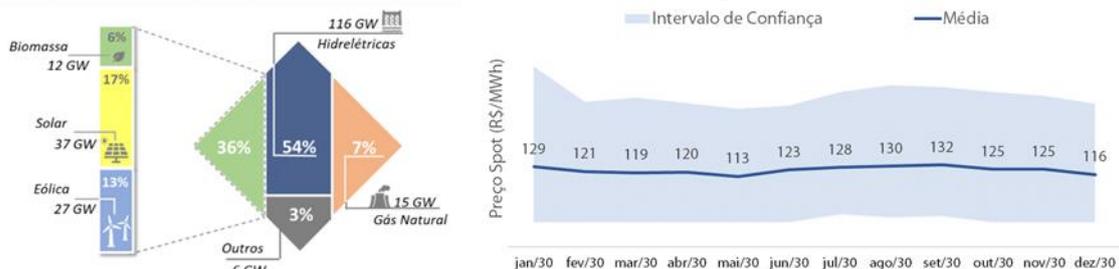


Figura 1 – Composição da oferta e resultado de preço spot (média e percentis 10 e 90) projetados para 2030

3.1.2 - Caracterização dos agentes modelados no problema de equilíbrio

Ademais das características físicas do sistema, é necessário, para os propósitos do problema de equilíbrio, modelar os agentes participantes do mercado. Neste sentido, foram representados individualmente os dez maiores geradores do mercado elétrico brasileiro (classificação realizada de acordo com a capacidade instalada dos agentes em 2020). Subsequentemente, o portfólio de cada empresa geradora foi definido, baseado em suas plantas existentes e futuras. A razão de representar individualmente os geradores é brindar realismo à modelagem, capturando o efeito portfólio de cada um e retratando de maneira mais acurada o seu processo de tomada de decisão. Com isso, os geradores do modelo não são plantas individuais, mas agentes em controle do seu próprio portfólio de ativos de geração (e contratos). Os demais agentes foram separados por tecnologia (como se cada grupo tecnológico abaixo representasse um agente), o que por um lado diminui o efeito portfólio, mas, por outro, ainda o incorpora, por se tratar de diversas plantas – o que foi considerado mais desejável do que considerar os outros agentes como plantas individuais, por exemplo. Além disso, há “plantas genéricas” incluídas na expansão do sistema, isto é, adições que não foram ainda planejadas nem são propriedade de nenhum agente. Estas também foram incluídas em “outros”.

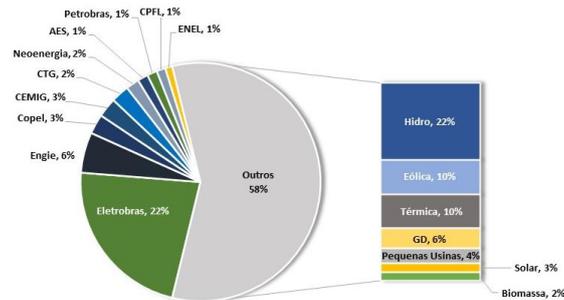


Figura 2 – Agentes geradores considerados na modelagem do problema de equilíbrio

Para efeitos de simplicidade, uma única distribuidora (“Distribuidora Brasil”) foi considerada. Essa distribuidora tem um portfólio inicial de todos os contratos legados existentes atualmente das distribuidoras brasileiras. Também por simplicidade, todos os contratos legados foram, em princípio, registrados com o mesmo preço, definido com base no preço médio dos contratos legados da Distribuidora no ano de estudo (considerado como R\$ 187,1/MWh). Os contratos foram assumidos com sazonalidade e modulação flat, e as quantidades alocadas a cada gerador representado individualmente estão de acordo com a sua contratação esperada para o ano de 2030. Tais contratos legados somam 48,5 GW-med em 2030, com os dez maiores geradores sendo responsáveis por 35% desse total.

Em relação aos contratos que podem ser firmados como resultado do modelo de equilíbrio, foi considerada uma validade anual, para todo o ano de 2030. A obrigação de contratação da demanda (no mercado regulado ou livre) também foi considerada, com base na demanda média anual desses consumidores. Tal nível de contratação tem que ser atendido através dos contratos celebrados no modelo e/ou dos contratos legados – respeitando também a venda dos geradores à sua garantia física, como ocorre na realidade no SEB.

3.2 – Simulações e análises de resultados

Nesta seção, apresentamos os estudos de caso simulados para o sistema brasileiro. São apresentados diversos tipos de simulações para o sistema descrito anteriormente, que variam de acordo com o tratamento regulatório dado para os contratos legados e para o passivo associado a eles.

Como os consumidores regulados já possuem uma quantidade considerável desses contratos e é natural que parte dos consumidores queira migrar para o mercado livre, no caso de este possuir preços mais baixos que a tarifa da Distribuidora, um elemento de desenho importante a ser considerado no modelo é como será tratada a migração do consumidor em termos contratuais. As opções abordadas neste entregável são descritas abaixo e seus resultados serão apresentados nas subseções seguintes:

1. Inclusão de um mecanismo de ajuste de contratos legados. No momento da migração, uma quantidade de contratos legados correspondente é desfeita, proporcionalmente à quantidade total desses contratos, e esta oferta (garantia física) retorna automaticamente para o mercado livre. Esta opção aloca o risco da migração para os geradores, que devem buscar vender esta oferta no ACL, ao terem contratos desfeitos no ACR.
2. Manutenção dos contratos legados com a Distribuidora. No momento da migração, a Distribuidora retém os contratos legados, o que contribui para uma tarifa regulada mais cara, principalmente no caso que esta migração a torne sobrecontratada. Esta opção aloca o risco da migração para a distribuidora, que repassa para os consumidores cativos que não podem migrar (Tipo I) e para os que ainda não migraram, sendo cada vez mais prejudicial a estes agentes quanto maior for a migração. Assume-se aumento do limite de sobrecontratação das Distribuidoras para garantir o repasse destes custos para a tarifa.
3. Alternativas de socialização dos passivos associados à migração. Neste caso, a energia excedente é vendida ao mercado, sem alterar o pagamento aos geradores com contratos legados. O passivo deixado pelo consumidor que migrou para o ACL (devido ao compromisso assumido pela Distribuidora correspondente à sua demanda), cujo custo é equivalente à diferença entre o preço dos contratos legados

desfeitos e o preço de mercado, é repartido de distintas maneiras entre os agentes do mercado, por meio de um encargo. As formas de rateio desses custos propostas pelos pesquisadores, que foram modeladas neste estudo, são: (i) divisão por toda a demanda; (ii) divisão por todo o ACR e pelo consumidor que decidiu migrar, isentando de pagamento apenas os consumidores originalmente no ACL; (iii) pagamento desse passivo por todos os consumidores do ACL apenas (antigos e recém-migrados), e (iv) o próprio consumidor que optou pela migração leva consigo os custos associados a essa decisão, compensando potenciais benefícios de fechar contratos menos custosos que a tarifa, e ainda (v) um caso particular do terceiro caso, em que os custos são alocados ao ACL com ordenamento decrescente de custos.

3.2.1 – Inclusão de mecanismo de ajuste de contratos legados

Neste caso, observou-se que todos os consumidores cativos tipo II, que podem decidir em qual mercado irão permanecer, decidiram migrar para o ACL. Devido a isso, ocorre a redução de demanda da distribuidora, o que permite que os contratos legados sejam desfeitos e tal oferta seja disponibilizada no ACL. Nota-se, portanto, que a demanda, que começava dividida em 60% ACR e 40% ACL, assume uma condição de 46% ACR e 54% ACL, uma vez que o modelo emula a migração de consumidores cativos tipo II para o mercado livre, que totaliza 12.573 MW-med, o que corresponde a toda a carga considerada para estes consumidores regulados que poderiam migrar. Com isso, a quantidade de contratos legados com a distribuidora também diminui, de 47.972 MW-med para 35.399 MW-med. Tais movimentações dos consumidores ocorrem devido aos preços de equilíbrio nos mercados. O preço médio dos contratos no mercado livre foi de R\$ 140,8/MWh, apresentando um prêmio de risco de R\$ 17,3/MWh em relação ao preço médio do preço spot no ano. Já no mercado regulado, a tarifa final fica em R\$ 178,9/MWh, um prêmio de R\$ 55,4/MWh. É essa maior atratividade do mercado livre que gera a migração. Analisando em mais detalhe os preços dos mercados, nota-se que o mercado livre apresentou um prêmio de risco positivo. Uma das razões que contribuem para o prêmio é a migração dos consumidores que, apesar de acompanhada por disponibilização correspondente de oferta neste mercado, deixa o ACL sempre apertado em relação ao seu balanço oferta-demanda, uma vez que o sistema projetado está bem ajustado, como descrito na seção 3.1.1. Já no caso das tarifas, o preço final obtido é basicamente uma média ponderada dos contratos legados, que possuíam o preço de R\$ 187,1/MWh, como apresentado na seção de premissas (prêmio de R\$ 63,6/MWh), pelo preço dos próprios contratos determinados pelo equilíbrio do modelo (R\$ 140,8/MWh), os quais são comprados pela distribuidora para completar a sua demanda, gerando a tarifa final de 178,9 R\$/MWh (prêmio de 55,4 R\$/MWh), tendo, portanto uma considerável redução em seu valor, justamente pelo fato de a Distribuidora poder renovar parte de suas compras a preço de mercado.

3.2.2 – Manutenção dos contratos com a distribuidora

Neste caso, as migrações dos consumidores não acarretam modificações nos contratos legados da distribuidora, que continua com esse montante contratual mais caro em mãos. Esta é a situação que ocorre na maioria das situações de migração no mercado atualmente, já que as distribuidoras usualmente possuem contratos de longo-prazo que não podem ser alterados. Consideramos exatamente as configurações de oferta e demanda descritas na seção 5.1, mas com a manutenção dos contratos legados em caso de migração (diferentemente da seção 5.2.1). Neste caso, a divisão entre os mercados livre e regulado termina em 48% ACL e 52% ACR, ou seja, o mercado regulado permanece maior. Esta distribuição resulta de uma migração de 7.716 MW-med, substancialmente mais baixo que o encontrado anteriormente (12.573 MW-med). No entanto, esta migração apenas parcial dos consumidores cativos tipo II não ocorre por um equilíbrio de preços entre mercado. Pelo contrário, a diferença entre a tarifa da distribuidora e o preço dos contratos no ACL aumentou. Não apenas a tarifa da distribuidora fica mais alta que o preço dos contratos no ACL, mas supera levemente inclusive o custo inicial dos contratos legados em R\$/MWh. Isso ocorre porque a migração dos consumidores para o ACL gera uma pequena sobre-contratação no ACR e, portanto, contratos legados cujos preços eram de R\$ 187,1/MWh (prêmio de R\$ 63,6/MWh) acabam gerando uma tarifa final de R\$ 187,2 (prêmio de R\$ 63,7/MWh), justamente porque a quantidade de contratos legados (numerador) se mantém, mas agora é distribuída por uma quantidade um pouco menor de consumidores regulados (denominador). Ainda assim, o leitor pode se perguntar por que então a migração não foi ainda maior, dado que o mercado livre está mais atrativo (e o regulado ainda menos do que no caso anterior). Isto ocorre simplesmente porque o sistema simulado possui uma limitação de oferta física no mercado livre, com o balanço oferta-demanda bem ajustado. Isto permite apenas uma pequena sobre-contratação da distribuidora e não permite a migração completa dos consumidores cativos tipo II, pois faltaria garantia física para a celebração de mais contratos no mercado livre. Inclusive, esta contratação total da oferta do mercado livre faz com que o prêmio de risco neste ambiente assumo o valor de R\$ 19,3 MWh, enquanto no caso com reposição dos legados no ACL, o prêmio ficava em R\$ 17,3 MWh. Entretanto, como na prática é de se esperar que estes sinais de preços gerassem maior disponibilização de oferta no mercado livre, foram realizados testes adicionais que mostraram uma migração total caso houvesse mais oferta.

3.2.3 – Alternativas de socialização dos passivos associados à migração

Nos cenários apresentados até aqui, todo o prejuízo associado à migração de consumidores do ACR para o mercado livre é alocado a um único tipo de agente. Nesta seção, foram modeladas diferentes formas de alocar este passivo entre os agentes do mercado, de forma a: (i) diluir estes custos, reduzindo os prejuízos individualmente encarados por cada agente e (ii) fazer com que o consumidor que optou pela migração seja, ao menos em parte, responsabilizado pelas consequências financeiras de sua decisão. Desta forma, o passivo dos contratos legados correspondente à energia contratada pela Distribuidora para satisfazer à demanda dos consumidores que estavam

originalmente no ambiente regulado e migraram para o ACL será redistribuído, por meio de encargo regulatório, de diferentes maneiras, que são apresentadas a seguir.

- *Cenário 1: Passivo rateado por toda a demanda*

Uma possibilidade é realizar uma completa socialização dos custos associados à migração, alocando um encargo a ser pago por toda a demanda, tanto do ACR quanto do ACL. Desta forma, o aumento no valor pago individualmente por cada consumidor é pequeno, devido ao maior número de contribuintes. Além disso, como os custos aumentam igualmente em ambos os mercados, o acréscimo deste encargo não altera a relação entre os preços praticados no mercado livre e a tarifa da Distribuidora, com o primeiro permanecendo consideravelmente mais barato – inclusive quando comparado com a tarifa sem encargo. Assim, como era de se esperar, o resultado é uma migração total dos consumidores cativos tipo II para o ACL, produzindo um encargo de R\$ 6,3/MWh para toda a demanda.

- *Cenário 2: Passivo rateado pelo ACR e pelo consumidor que migrou*

Uma segunda abordagem envolve redistribuir os custos da migração apenas entre a Distribuidora (ACR) e os consumidores que migraram para o mercado livre, isentando de pagamento os agentes originalmente do ACL. O argumento para este desenho é que esta parcela da demanda não deve ser responsabilizada por questões que envolvem de maneira mais direta a Distribuidora (que firmou os contratos legados e é a responsável por honrar estes compromissos) e o consumidor recém-migrado (que prejudica a Distribuidora ao buscar preços mais atrativos no mercado livre, fazendo-a para arcar com a parcela de contratos legados correspondente à sua demanda). Novamente, de forma semelhante ao cenário anterior, o preço dos contratos no ACL pagos pelo consumidor que optar pela migração, já incluindo o encargo, segue sendo substancialmente inferior à tarifa da Distribuidora, mesmo antes de somar esta componente adicional. Com isso, ocorre migração total dos mesmos 12.573 MW-med para o mercado livre, que pagam, junto com os consumidores cativos tipo I, um encargo no valor de R\$ 10,5/MWh).

- *Cenário 3: Passivo rateado pelo ACL*

Outra possibilidade é transferir o fardo produzido pela migração de consumidores cativos para o mercado livre para todo o ACL, incluindo os próprios agentes recém-migrados. Este cenário representaria uma espécie de “reparação histórica”, através da qual os consumidores livres estariam “recompensando” a Distribuidora pela viabilização da expansão do sistema por meio de contratos de longo-prazo, contribuindo para a adequabilidade do suprimento, o que beneficia também o ACL sem que este assuma os mesmos compromissos ou riscos. Porém, o acréscimo do encargo de R\$ 11,7/MWh ao preço dos contratos do ACL segue sendo insuficiente para equilibrar os valores pagos em ambos os mercados. Mais uma vez, esta diferença representa incentivos para que haja migração total dos consumidores cativos tipo II ao mercado livre, ainda que tenham que pagar encargo no ACL.

- *Cenário 4: Passivo pago exclusivamente pelo consumidor que migrou*

Em um cenário mais extremo, o passivo dos contratos legados associados à migração poderia ser inteiramente alocado ao próprio consumidor que decidir migrar. Nesse caso, o agente responsável por produzir este custo carregaria consigo também o dever de recompensar a Distribuidora por esta perda. Este tipo de alocação produz resultados bastante intuitivos, porém não necessariamente interessantes: ao ser inteiramente responsabilizado por arcar com estes custos, automaticamente anulam-se os benefícios da migração, eliminando completamente a sua atratividade. Desta forma, esta alternativa regulatória naturalmente possui como resultado de equilíbrio uma configuração idêntica à inicial, visto que não há incentivos para migração em qualquer sentido.

- *Cenário 5: Passivo rateado pelo ACL em ordem decrescente de custo/longevidade dos contratos*

Após analisar os cenários 3 e 4, é possível chegar a uma conclusão direta. Como o balanço oferta-demanda no ACL se mantém (dado que, ao haver a migração, a garantia física dos legados será vendida no ACL), em ambos os casos, o preço no ACL (excluindo o encargo) se manteve. E, então, a diferença entre o preço do contrato legado e do ACL será rateada pelos consumidores da maneira que se estipule. O cenário 4 mostra o intuitivo resultado que, se o pagador do encargo for somente o próprio consumidor que migrou, ele arca integralmente com essa diferença, o que o deixaria indiferente entre migrar ou não. No caso de todo o ACL dividir este encargo com ele (cenário 3), o denominador que pagará este custo aumenta (pois inclui os outros consumidores livres), e o encargo diminui. Assim, em todos os casos, o “equilíbrio” foi uma migração total, pois o ACL sempre permaneceu mais competitivo.

De modo a investigar formas de alcançar, de fato, equilíbrio entre os mercados, isto é, balancear os custos entre todos os consumidores do sistema, igualando suas obrigações de pagamento, se propõe este cenário adicional nº 5. A proposta é que, semelhantemente ao cenário 3, o encargo seja rateado por todos os consumidores livres. No entanto, neste caso, o cálculo do custo da sobre-contratação não considera o preço médio dos contratos legados, mas baseia-se na ordem decrescente de custos dos mesmos (que possui uma forte correlação com a longevidade dos contratos, no sentido que contratos mais antigos tendem a ser mais caros). O racional para esta abordagem é considerar uma ordem de mérito para os contratos legados de maneira a aumentar o sinal de custos dos legados para o mercado livre e com isso reduzir o desequilíbrio de custos entre os ambientes de contratação, evitando a “espiral da morte”. Adicionalmente, esta abordagem é um *proxy* para alocação ao ACL prioritariamente os custos da energia que no passado foi contratada para atender a estes consumidores, quando ainda não haviam migrado.

Diferentemente da maioria dos casos anteriores, em que houve migração total dos consumidores cativos tipo II para o mercado livre, neste caso há uma migração de 9.980 MW-med (dos 12.753 MW-med totais de consumidores deste tipo), resultando em uma condição final de 49% de participação do ACR e 51% do ACL (em vez dos 46% e 54% dos casos anteriores). Isso ocorre porque, ao haver a migração, o encargo adicionado ao ACL provém da diferença entre contratos mais caros e o preço médio deste mercado, o que simultaneamente encarece o ACL e barateia o ACR, até que se atinja um equilíbrio de preços entre os mercados.

O valor pago pelos consumidores que migraram e pelos inicialmente livres é o mesmo, dado que o rateio é realizado para todo o ACL. Neste caso, entretanto, eles pagam um preço total de R\$ 164,8/MWh (prêmio de R\$ 17,3/MWh + encargo de R\$ 24,0/MWh), o que iguala a tarifa da distribuidora (cujo prêmio total é R\$ 41,3/MWh). No momento em que o ACL, incluindo o encargo, deixa de ser mais atrativo que a tarifa, a migração cessa, e o equilíbrio é atingido.

3.3 – Resumo e notas finais

A tabela abaixo apresenta um resumo dos resultados encontrados em cada cenário simulado.

Tabela 1 – Resumo dos resultados do Estudo de Caso

Caso	Migração (MW-med)	Prêmio dos contratos legados (R\$/MWh)	Prêmio da tarifa + encargo (R\$/MWh)	Prêmio do consumidor que migrou + encargo (R\$/MWh)	Prêmio do ACL + encargo (R\$/MWh)
Com ajuste nos legados	12.573	63.6	55.4	17.3	17.3
Sem ajuste nos legados	7.716	63.6	63.7	19.3	19.3
Socialização de custos (demanda total)	12.573	63.6	61.7	23.6	23.6
Socialização de custos (ACR + mig.)	12.573	63.6	65.9	27.8	17.3
Socialização de custos (ACL + mig.)	12.573	63.6	55.4	29.0	29.0
Socialização de custos (consumidor que migrou)	0	63.6	57.3	-	17.3
Socialização de custos (ACL + mig. decrescente)	9.980	63.6	41.3	41.3	41.3

Em suma, há uma tendência à migração total dos consumidores cativos tipo II para o mercado livre, sempre que há oferta disponível para tal. Isso ocorre porque esses consumidores podem aproveitar os preços mais competitivos do ACL, em comparação com a tarifa da Distribuidora. Nos casos em que há uma socialização do passivo dos contratos legados associados à migração (isto é, realocando esses custos entre os agentes do mercado de diferentes formas que não unicamente na Distribuidora), a migração em geral segue sendo vantajosa para o consumidor do ACR, apesar do encargo adicionado ao preço contratual pago por estes agentes. Uma das exceções é o Cenário 4, no qual o passivo dos legados associado à migração é inteiramente alocado ao consumidor que migra. Neste caso, não há vantagem em migrar, visto que quaisquer benefícios são inteiramente compensados pelo encargo. Já no Cenário 5, em que os contratos legados desfeitos decorrentes da migração são ordenados em ordem decrescente de longevidade/custo, atinge-se um equilíbrio de mercado com migração parcial dos consumidores cativos tipo II (9.980 MWmed de 12.573 MWmed). Isto ocorre porque esta ordenação aumenta o encargo e reduz a tarifa, até que ambos os ambientes atingem preço de equilíbrio equivalentes incluindo o encargo (R\$ 164,8/MWh, com o mesmo prêmio de R\$ 41,3/MWh). Neste equilíbrio, o prêmio dos contratos no ACL foi de 17,3 R\$/MWh e o encargo para os consumidores do ACL ficou em 24 R\$/MWh.

4.0 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi apresentada uma metodologia para a determinação de contratações ótimas e preços resultantes nos ambientes regulado e livre em um mercado liberalizado. As principais conclusões obtidas são:

- Devido à interdependência das ações dos agentes, a modelagem das decisões de migração e contratação através de um modelo de equilíbrio é desejável para a obtenção de resultados realistas.
- Devido ao alto custo dos contratos legados, há uma forte tendência à migração total dos consumidores cativos que podem fazê-lo ao mercado livre.
- Sem um tratamento regulatório adequado, os incentivos econômicos à migração podem levar a uma grande sobrecontratação das distribuidoras e custos mais elevados no mercado regulado (“espiral da morte”).
- O trabalho explorou diferentes alternativas regulatórias para o equacionamento dos custos relativos aos contratos legados, alocando-o para distintas combinações de agentes. Ainda que as alternativas diminuam as discrepâncias de preços entre os mercados e previnam a sobrecontratação ao permitir o repasse de contratos das distribuidoras ao mercado livre com uma compensação através de encargo regulatório, em geral, os consumidores cativos seguem com incentivos para migrar ao mercado livre.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SAMUELSON, P.A., (1983). Foundations of Economic Analysis, Enlarged Edition edition. ed. Harvard University Press, Cambridge, Mass. ; London, England.
- (2) HURWICZ, L. (1971). On the problem of integrability of demand functions. Preferences, utility, and demand: a Minnesota Symposium: Harcourt Brace Jovanovich, ISBN 015571077X. - 1971, p. 174-214.
- (3) ROCKAFELLAR, R.T., URYASEV, S.P. (2000). Optimization of Conditional Value at Risk. <https://doi.org/10.21314/jor.2000.038>.

DADOS BIOGRÁFICOS



João Pedro Bastos é engenheiro de produção graduado cum laude pela UFRJ, e atualmente é mestrando em Engenharia Elétrica na PUC-Rio. Desde 2014, trabalha na consultoria PSR, onde é atualmente gerente de projetos na área internacional da empresa, desenvolvendo projetos voltados à análise de mercados elétricos internacionais, modelagem de mercado, projeção de preços de energia e formulação de políticas no setor. Tem sido instrutor em cursos sobre desenho de mercados de eletricidade, leilões de energia e modelagem de sistemas elétricos. É autor ou coautor de livros e artigos técnicos publicados nacional e internacionalmente.

(2) BRUNO PEIXOTO BARBOSA
Graduado em Engenharia de Produção pela PUC-Rio, com ênfase em Análise de Riscos. Desde 2019, trabalha na PSR Consultoria, onde atua na área de estudos de mercados elétricos internacionais, desenvolvendo projetos de análise, desenho e modelagem de mercado, projeção de preços, diligência e planejamento estratégico para agentes do setor. É profundo conhecedor de metodologias de despacho econômico e de planejamento energético geração-transmissão, incluindo as ferramentas da PSR SDDP e OPTGEN, bem como de modelagem de cenários de geração renovável. Possui ampla experiência profissional com clientes de diversos países, em especial na América Latina.

(3) MATEUS ALVES CAVALIERE
Graduated in Electrical Engineering with emphasis in Power Systems from the Federal University of Rio de Janeiro (UFRJ). Between 2014 and 2015, studied Energy Systems at Hochschule Ruhr West, Germany. Joined PSR in 2015 and has been working on (i) tariffs studies and energy pricing in the environments of regulated and free contracting; (ii) strategy assessment studies for supplying energy to consumers; (iii) economic and financial evaluations of generation, distribution and transmission companies; and (iv) regulatory advisory.

(4) SERGIO GRANVILLE
Diretor técnico da PSR, coordena a pesquisa e desenvolvimento de ferramentas analíticas avançadas baseadas em otimização não linear e estocástica, teoria dos jogos / equilíbrio econômico e "data analytics" aplicadas à simulação de mercados de energia elétrica, planejamento da expansão de sistemas de transmissão e modelos integrados economia-energia. Gerenciou o desenvolvimento de diversas ferramentas analíticas da PSR: OptFolio, otimização ajustada a risco de portfólios de ativos físicos e financeiros; OptFlow: fluxo de potência ótimo AC e outros. Tem graduação e MSc em Matemática Aplicada pela PUC-Rio, e Ph.D. em Otimização pela Universidade de Stanford.

(5) MARIO VEIGA FERRAZ PEREIRA
Mario Veiga é fundador da PSR. Foi dos principais conselheiros governamentais na crise energética de 2001 e na formulação dos leilões de contratação de energia. Desenvolveu algoritmos que são referência mundial, como a programação dinâmica dual estocástica (SDDP). É Fellow do IEEE; membro eleito da US National Academy of Engineering, da Academia Brasileira de Ciências e da Academia Nacional de Engenharia; recebeu a Medalha Presidencial do Rio Branco por sua contribuição ao setor elétrico brasileiro; a Medalha Nacional de Mérito Científico e o Prêmio Franz Edelman Management Science Achievement. É autor de cinco livros e 250 artigos em periódicos.

(6) ÁLVARO DE LIMA VEIGA FILHO
Prof. Álvaro VEIGA is an electrical engineer with PhD Degree from Telecom ParisTech (Paris, France). He is currently an Associate Professor at the Department of Electrical Engineering at PUC-Rio (Brazil). His research interests include statistical/data modeling, stochastic optimization, machine learning, quantitative finance, and risk management. He has been actively working on consulting projects in statistical modeling, data analysis, and quantitative risk analysis for public and private companies in sectors like energy, telecommunication, insurance/pension, and marketing.

(7) BERNARDO VIEIRA BEZERRA
Possui graduação em Engenharia Elétrica e Industrial, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica. Ingressou na PSR em 2004, onde foi Diretor Técnico e liderou projetos nas seguintes áreas: estudos integrados de planejamento de eletricidade e gás; leilões de energia; gerenciamento de riscos; avaliação regulatória e apoio aos investidores. Foi consultor de instituições multilaterais, com experiência em mais de vinte países. Atualmente é Diretor de Produtos, Inovação e Regulação na Omega Energia e membro da IEEE Power Engineering Society. É autor e co-autor de 2 capítulos em livros e mais de 40 artigos publicados em periódicos e conferências locais/internacionais.