

Processo: 48500.000492/2024-12

**Assunto: Ações aplicáveis ao monitoramento das práticas dos agentes do setor de energia elétrica, com foco em análise da concorrência e concentração econômica e da comercialização de energia elétrica, com foco em melhorias normativas e processuais.**

## I – DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar ações aplicáveis ao monitoramento: (i) das práticas dos agentes do setor de energia elétrica, com foco em análise da concorrência e concentração econômica e (ii) da comercialização de energia elétrica, com foco em melhorias normativas e processuais. Para tanto, esta Nota Técnica aborda de forma geral cada um dos assuntos identificados.
2. Não é objetivo desta Nota Técnica exaurir a atuação do monitoramento de mercado exercido pela ANEEL, que pode assumir contornos que transcendem este conteúdo, esgotar os aspectos técnicos dos assuntos ou propor soluções regulatórias para cada um deles.
3. O devido aprofundamento de cada uma das matérias e de eventuais outras será apresentado à medida que as instruções processuais atinentes evoluam e contará com a participação da sociedade para sua consecução.

## II – DOS FATOS

4. Por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 1.061, de 19 de abril de 2023, foi alterado o Regimento Interno da Agência, anexo da Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997.
5. Com a edição da Portaria nº 6.811, de 24 de abril de 2023, foi estabelecida a estrutura da Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado (SFF). Nesse mesmo ato, foi criada a Gerência de Monitoramento, Regulação e Conformidade Regulatória Econômico-Financeira (GMRC), que reúne, dentre outras atribuições, as da Coordenação de Monitoramento do Mercado e Regulação Econômico-Financeira (CMREF).

Pág. 2 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

6. Em 12 de maio de 2023, foi encaminhado à SFF o Memorando nº 30/2023-DR/ANEEL<sup>1</sup>, que solicita a apresentação de um plano de ação com o objetivo de aprimorar os processos de monitoramento das práticas dos agentes do setor elétrico, além de estimular a concorrência entre os agentes, e o impedimento da concentração econômica, devendo incluir a avaliação de eventuais aprimoramentos regulatórios, restrição à participação em leilões de expansão de geração e transmissão, e ainda a averiguação quanto à existência de problemas concorrenciais na migração de consumidores cativos para o mercado livre.

### III – DA ANÁLISE

7. Esta seção está estruturada da seguinte forma:

8.

III.1 - Das novas atribuições regimentais da SFF

III.2 – Da análise da concorrência e concentração econômica

III.2.1 - Do arcabouço legal sobre concorrência e concentração econômica

III.2.2 – Da abordagem do CADE quanto à concentração de empresa do setor elétrico

III.2.3 – Da relação entre a CVM e o setor elétrico

III.2.4 – Dos termos de compromisso e convênios de cooperação firmados pela ANEEL

III.2.5 – Do breve histórico da regulação da ANEEL sobre concorrência e concentração econômica

III.2.6 – Da desverticalização das empresas no âmbito das reformas dos modelos setoriais

III.2.7 – Da desverticalização das empresas no setor elétrico brasileiro

III.2.8 – Das breves considerações acerca do poder de mercado em operadores americanos

III.2.9 – Do potencial exercício de poder de mercado na formação do PLD

III.2.10 – Da comercialização de energia elétrica no mercado livre

III.2.11 – Da microgeração e minigeração distribuída

III.2.12 – De outras frentes de análise da concorrência e concentração econômica

III.2.13 – Dos mecanismos competitivos

III.2.14 – Dos relatórios periódicos

III.3 – Do monitoramento da comercialização de energia elétrica

III.3.1 – Das bases normativas para o monitoramento da comercialização de energia elétrica

III.3.2 – Da regulação das condutas anômalas

III.3.3 – Da gestão de riscos na comercialização de energia elétrica

III.3.4 – Da complementariedade da atuação da SFF e da CCEE

III.4 – Da referência internacional REMIT

III.5 – Das ações tomadas pela SFF

III.6 – Das outras atividades da CMREF

---

<sup>1</sup> 48510.000484/2023-00

### III.1 - Das novas atribuições regimentais da SFF

9. A Resolução Normativa nº 1.061, de 2023, aprovou a revisão do Regimento Interno com a nova estrutura para a Agência e a revisão das atribuições das unidades organizacionais. O normativo estabeleceu que a SFF tem como atribuições: monitoramento e fiscalização, por meio de ações preventivas, orientativas ou corretivas, dos aspectos econômico-financeiros e contábeis das concessões, permissões e autorizações; monitoramento das práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica, com foco em análise da concorrência e concentração econômica; normatização, controle prévio e *a posteriori* das operações de desvinculação de bens, entre partes relacionadas, transferência de controle societário e alterações de atos constitutivos; validação de custos para processos tarifários ou em atendimento a normativos regulatórios; fiscalização da gestão de encargos e fundos setoriais, incluindo a fixação das quotas da Reserva Global de Reversão (RGR); normatização de procedimentos contábeis e patrimoniais afetos ao setor elétrico; e monitoramento e fiscalização dos aspectos econômico-financeiros das entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

10. Por sua vez, a Portaria nº 6.811, de 2023, estabeleceu a estrutura de funcionamento interno da SFF, por meio de gerências, coordenações e assessoria, criando a Coordenação de Monitoramento do Mercado e Regulação Econômico-Financeira (CMREF), no âmbito da Gerência de Monitoramento, Regulação e Conformidade Regulatória Econômico-Financeira (GMRC), com as seguintes atribuições, com grifos:

Art. 1º Estabelecer a estrutura de funcionamento interno da Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF, por meio das seguintes gerências, coordenações e assessoria, sem prejuízo das demais atribuições de competência da unidade:

**I - Gerência de Monitoramento, Regulação e Conformidade Regulatória Econômico-Financeira – GMRC**, que reúne as atribuições das seguintes coordenações:

**a) Coordenação de Monitoramento do Mercado e Regulação Econômico-Financeira – CMREF:**

- 1. monitorar práticas dos agentes do setor de energia elétrica, com foco em análise da concorrência e concentração econômica;**
- 2. monitorar a comercialização de energia elétrica, com foco em melhorias normativas e processuais;**
3. promover a regulação econômico-financeira aplicável às delegatárias de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica; e
4. promover a regulação e a normatização contábil aplicável às delegatárias de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, por meio do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE e do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE.

11. As atribuições de (1) monitorar as práticas dos agentes do setor de energia elétrica, com foco em análise da concorrência e concentração econômica e (2) monitorar a comercialização de energia elétrica, com foco em melhorias normativas e processuais são inovações incorporadas às competências da SFF a partir da reestruturação da ANEEL. A atribuição de (3) promover a regulação econômico-financeira já foi historicamente de competência da SFF, mas havia sido transferida à antiga

Pág. 4 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado (SRM) em 2015, retornando à SFF quando da mencionada reestruturação. A atribuição de (4) promover a regulação e a normatização contábil já era competência da SFF e não sofreu alterações com a reestruturação da Agência.

12. A análise desta Nota Técnica será concentrada nas atribuições (1) e (2), mas com alguns rebatimentos nas atribuições (3) e (4).

### **III.2 – Da análise da concorrência e concentração econômica**

#### **III.2.1 - Do arcabouço legal sobre concorrência e concentração econômica**

13. Sobre o monitoramento com foco em análise de concorrência e concentração do mercado, cumpre relembrar os marcos legais que estabeleceram o papel da ANEEL e de outras instituições, como o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

14. A Constituição Federal estabelece os princípios gerais da atividade econômica, dentre eles a livre concorrência (art. 170, inciso IV). Mais especificamente, art. 173 no § 4º, a Carta Magna dispõe que *“a lei reprimirá o abuso do poder econômico que vise à dominação dos mercados, à eliminação da concorrência e ao aumento arbitrário dos lucros”*.

15. A Lei nº 9.427, de 1996, instituiu a ANEEL e disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Em seu art. 2º, a Lei dispõe que a finalidade da ANEEL abrange a fiscalização da comercialização de energia elétrica. Já o art. 3º em seus incisos VIII e IX, com redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998, estabelece as atribuições relativas à concentração econômica, societária e de defesa da concorrência e o inciso XIII do mesmo artigo trata dos atos e negócios jurídicos entre partes relacionadas.

Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1o, compete à ANEEL:

(...)

VIII - estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si; (Incluído pela Lei nº 9.648, de 1998)

IX - zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica; (Incluído pela Lei nº 9.648, de 1998)

(...)

Pág. 5 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

XIII - efetuar o controle prévio e a posteriori de atos e negócios jurídicos a serem celebrados entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, impondo-lhes restrições à mútua constituição de direitos e obrigações, especialmente comerciais e, no limite, a abstenção do próprio ato ou contrato. (Incluído pela Lei nº 10.438, de 2002)

16. Enquanto o art. 2º da Lei 9.427, de 1996, estabelece as competências de fiscalização, dentre elas a de comercialização de energia elétrica, o artigo 3º, incisos VIII, IX e XIII, enfatiza as atribuições relativas a limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si, de forma a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica.

17. Portanto, esses dispositivos definem que a ANEEL tem a prerrogativa de inserir limites ou condições em seus normativos relativos à transferência de controle e de atos e negócios jurídicos entre partes relacionadas, atualmente consubstanciados na Resolução Normativa nº 948, de 2021, com vistas a favorecer a concorrência e a impedir concentração econômica, assim como exercer a competência fiscalizatória com essa mesma finalidade.

18. Corroborando os dispositivos legais, o Decreto 2.335, de 1997, constituiu a ANEEL como autarquia sob regime especial e aprovou sua Estrutura Regimental, estabelecendo o que se segue:

Art. 3º A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, observando as seguintes diretrizes:

(...)

II - regulação e fiscalização realizadas com o caráter de simplicidade e pautadas na livre concorrência entre os agentes, no atendimento às necessidades dos consumidores e no pleno acesso aos serviços de energia elétrica;

(...)

Art. 4º À ANEEL compete:

(...)

II - incentivar a competição e supervisioná-la em todos os segmentos do setor de energia elétrica;

(...)

XI - autorizar a transferência e alteração de controle acionário de concessionário, permissionário ou autorizado de serviços ou instalações de energia elétrica;

XII - autorizar cisões, fusões e transferências de concessões;

(...)

Pág. 6 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

Art. 6º A estruturação das Superintendências de Processos Organizacionais deverá contemplar os seguintes processos básicos:

(...)

II - supervisão do mercado com vistas à competição e ao equilíbrio entre oferta e demanda;

(...)

Art. 13. O exercício da livre competição deverá ser estimulado pelas ações da ANEEL, visando à proteção e defesa dos agentes do setor de energia elétrica e à repartição de forma justa dos benefícios auferidos, entre esses agentes e os consumidores.

19. Foi a Lei nº 9.648, de 1998, que modificou a Lei nº 9.427, de 1996, para incluir a determinação para que a ANEEL atuasse com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e zele pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência. Nessa perspectiva, a Lei nº 9.648, de 1998, estabeleceu que, no exercício de tais competências, a ANEEL deve articular-se com a então Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça.

20. Por sua vez, a Lei nº 10.848, de 2004, modificou o ambiente regulatório, se constituindo no principal marco legal que rege a comercialização de energia elétrica. No mesmo ano, o Decreto nº 5.163 regulamentou a atividade de comercialização de energia elétrica. Desde então, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, são precedidas de licitação; e no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tais operações de compra e venda de energia elétrica ocorrem por meio de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

21. Além disso, a Lei nº 10.848, de 2004, modificou a Lei nº 9.074, de 1995, que estabelece as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões do serviço público de energia ao restringir atividades para o agente que atuar no segmento de distribuição de energia elétrica, da seguinte forma:

Art.8º

(...)

§ 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades:

I - de geração de energia elétrica;

II - de transmissão de energia elétrica;

(...)

§ 7º As concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

Pág. 7 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

22. Tais dispositivos se referem à desverticalização do setor de energia elétrica. Significa que empresas de distribuição não devem atuar no segmento de geração ou de transmissão.

23. Em outra frente legal, em 2011, a Lei 12.529 estruturou o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) e dispôs sobre a repressão às infrações contra a ordem econômica, orientada pelos ditames constitucionais de liberdade de iniciativa, livre concorrência, função social da propriedade, defesa dos consumidores e repressão ao abuso do poder econômico. A Lei estabeleceu obrigações para os diretores de agências reguladoras, como se observa em seu art. 9º, §3º:

§ 3º As autoridades federais, os diretores de autarquia, fundação, empresa pública e sociedade de economia mista federais e agências reguladoras são obrigados a prestar, sob pena de responsabilidade, toda a assistência e colaboração que lhes for solicitada pelo Cade, inclusive elaborando pareceres técnicos sobre as matérias de sua competência.

24. Ressalte-se que a Lei prevê que diferentes órgãos governamentais se insiram na discussão da temática, nos limites de sua competência. Por exemplo, estabelece que a Secretaria de Acompanhamento Econômico (SAE) opine nos aspectos referentes à promoção da concorrência, sobre propostas de alterações de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, de consumidores ou usuários dos serviços prestados submetidos à consulta pública pelas agências reguladoras e, quando entender pertinente, sobre os pedidos de revisão de tarifas e as minutas. Trata-se de atividades ligadas à advocacia da concorrência.

25. É nesse contexto que é introduzida as disposições contidas na Lei 13.848, de 2019, que trata da gestão, da organização, do processo decisório e do controle social das agências reguladoras, reservando ao Capítulo III as disposições relativas à interação que deverá ocorrer entre as agências reguladoras e os órgãos de defesa da concorrência.

#### CAPÍTULO III - DA INTERAÇÃO ENTRE AS AGÊNCIAS REGULADORAS E OS ÓRGÃOS DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA

Art. 25. Com vistas à promoção da concorrência e à eficácia na implementação da legislação de defesa da concorrência nos mercados regulados, as agências reguladoras e os órgãos de defesa da concorrência devem atuar em estreita cooperação, privilegiando a troca de experiências.

Art. 26. No exercício de suas atribuições, incumbe às agências reguladoras monitorar e acompanhar as práticas de mercado dos agentes dos setores regulados, de forma a auxiliar os órgãos de defesa da concorrência na observância do cumprimento da legislação de defesa da concorrência, nos termos da Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011 (Lei de Defesa da Concorrência).

§ 1º Os órgãos de defesa da concorrência são responsáveis pela aplicação da legislação de defesa da concorrência nos setores regulados, incumbindo-lhes a análise de atos de concentração, bem como a instauração e a instrução de processos administrativos para apuração de infrações contra a ordem econômica.

§ 2º Os órgãos de defesa da concorrência poderão solicitar às agências reguladoras pareceres técnicos relacionados a seus setores de atuação, os quais serão utilizados

como subsídio à análise de atos de concentração e à instrução de processos administrativos.

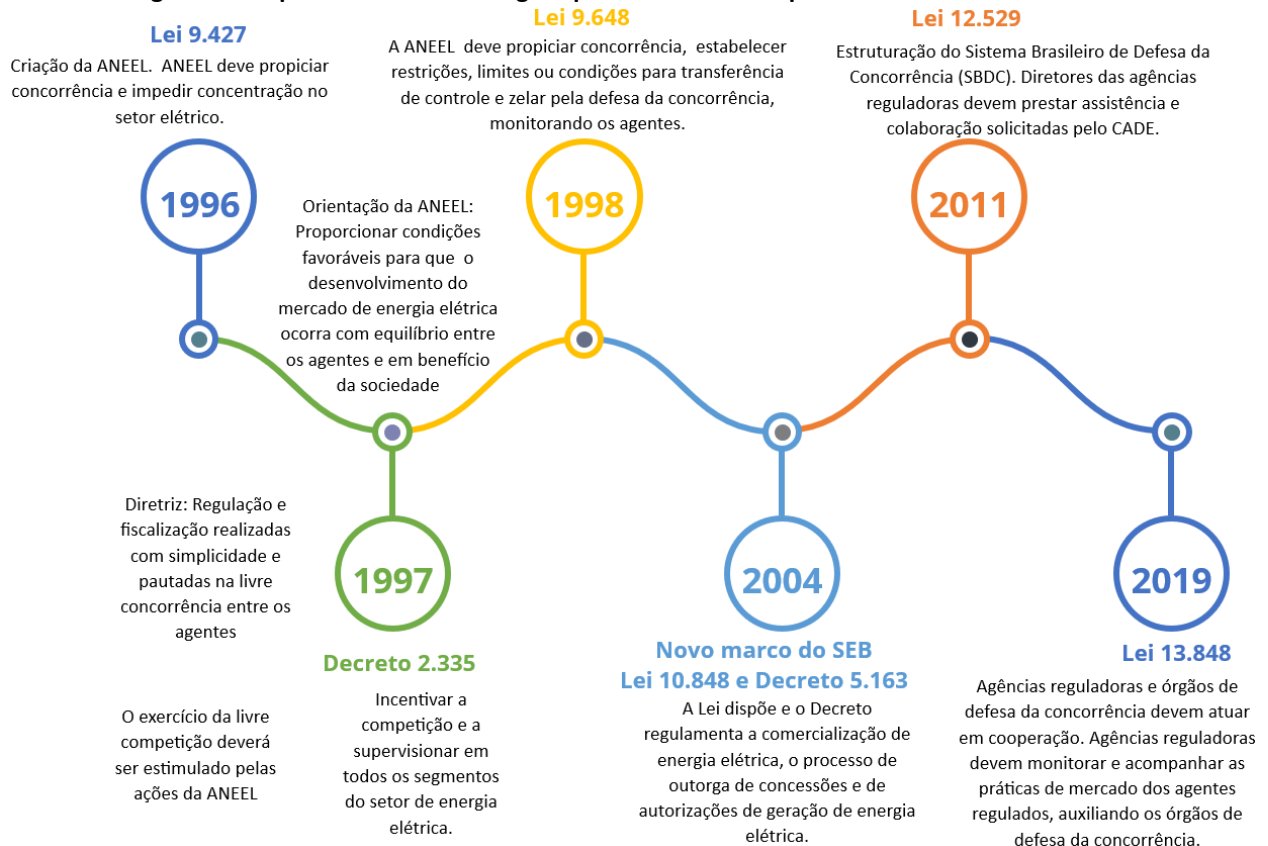
Art. 27. Quando a agência reguladora, no exercício de suas atribuições, tomar conhecimento de fato que possa configurar infração à ordem econômica, deverá comunicá-lo imediatamente aos órgãos de defesa da concorrência para que esses adotem as providências cabíveis.

Art. 28. Sem prejuízo de suas competências legais, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) notificará a agência reguladora do teor da decisão sobre condutas potencialmente anticompetitivas cometidas no exercício das atividades reguladas, bem como das decisões relativas a atos de concentração julgados por aquele órgão, no prazo máximo de 48 (quarenta e oito) horas após a publicação do respectivo acórdão, para que sejam adotadas as providências legais.

26. O histórico legal demonstra que CADE e ANEEL devem trabalhar em cooperação para promover a concorrência. As Leis nº 12.529 e nº 13.848 fortalecem essa cooperação, exigindo que as agências reguladoras prestem assistência e colaboração ao CADE, como também monitorem e acompanhem as práticas de mercado dos agentes do setor elétrico. O resumo dos marcos legais que regem a criação da ANEEL e do CADE, bem como as suas competências e interação pode ser visualizado na **Figura 1**.



**Figura 1 – Sequência dos marcos legais que definem as competências da ANEEL e do CADE**



Fonte: Elaboração própria.

### III.2.2 – Da abordagem do CADE quanto à concentração de empresa do setor elétrico

27. Nas suas análises de atos de concentração, e, conforme consta no Guia de análise de atos de concentração<sup>2</sup>, o CADE faz a delimitação do mercado relevante, procurando identificar o conjunto de agentes econômicos (consumidores e produtores) que efetivamente reagem e limitam as decisões referentes a estratégias de preços, quantidades, qualidade (entre outras) da empresa resultante da operação. Para tanto, as dimensões avaliadas são a do produto e a geográfica.

28. Por exemplo, em análise recente<sup>3</sup> de ato de concentração de empresa do setor elétrico, o CADE fez considerações em que a dimensão produto era segmentada em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

<sup>2</sup> CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Guia para análise de atos de concentração horizontal Jul. 2016. Disponível em: <http://cdn.cade.gov.br/Portal/centrais-de-conteudo/publicacoes/guias-do-cade/guia-para-analise-de-atos-de-concentracao-horizontal.pdf>

<sup>3</sup> Parecer nº 178/2023/CGAA5/SGA1/SG. Processo nº 08700.000189/2023-50 Disponível em: [https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md\\_pesq\\_documento\\_consulta\\_externa.php?HJ7F4wnIPj2Y8B7Bj80h1lskjh7o hC8yMfhLoDBLddaiK-deqJrJs1bg2NtzKSI1UNYjKVKgwa2TGmby6Deja8UBoHDbwZoxHlvO0 NGKlqv5bkReszB1b1XF-Xl48oO](https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?HJ7F4wnIPj2Y8B7Bj80h1lskjh7o hC8yMfhLoDBLddaiK-deqJrJs1bg2NtzKSI1UNYjKVKgwa2TGmby6Deja8UBoHDbwZoxHlvO0 NGKlqv5bkReszB1b1XF-Xl48oO)

Pág. 10 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

29. Para o segmento de geração, o CADE observou, na dimensão produto, tanto o mercado de geração como um todo, quanto sob a matriz energética (hidrelétrica, térmica, eólica ou solar). Já na dimensão geográfica, considerou o mercado nacional e por subsistemas (Sudeste/Centroeste, Sul, Nordeste e Norte).

30. Para o segmento de transmissão, na dimensão produto, o CADE tem considerado duas possibilidades: o mercado de exploração do serviço de transmissão delimitado pelo contrato de concessão e o mercado de acesso a novas concessões por meio de licitações. Quanto à dimensão geográfica, no primeiro caso, o CADE classifica o mercado relevante como monopólio natural. No segundo, o CADE classifica como dimensão geográfica nacional.

31. Desse modo, quando analisa atos de concentração, o CADE pode observar aspectos tais como: mercado relevante, sobreposições horizontais, possibilidade e probabilidade de exercício de poder de mercado, integrações verticais e possibilidade de fechamento de mercado.

32. Ainda, no mencionado caso recente de análise de ato de concentração de empresa do setor elétrico<sup>4</sup>, o CADE destacou a competência da ANEEL quanto a variáveis concorrenciais, como se pode observar no trecho a seguir, em sua conclusão:

- a) Quanto à sobreposição horizontal no mercado de geração de energia elétrica (...)
  - (ii) o mercado é fortemente regulado pela Aneel, **inclusive quanto a variáveis concorrenciais sensíveis**, como preços (tarifas), margem de lucro (determinada pelas condições de taxa de retorno oferecidas nos leilões) e qualidade do serviço ofertado; (com grifo)

33. Embora o CADE tenha seu rito de análise de atos de concentração e de infrações à ordem econômica, a ANEEL, assim como outras agências reguladoras, deve zelar pelo adequado funcionamento do setor regulado e atender aos dispositivos legais no que se refere às questões concorrenciais, atendendo às suas necessidades regulatórias específicas, conceitos e formas de atuação.

### III.2.3 – Da relação entre a CVM e o setor elétrico

34. Nesse contexto, não se pode olvidar do papel da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Enquanto a missão da ANEEL é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, a CVM tem o propósito de zelar pelo funcionamento eficiente, pela integridade e pelo desenvolvimento do mercado de capitais, promovendo o equilíbrio entre a iniciativa dos agentes e a efetiva proteção dos investidores.

35. No ambiente competitivo, que tem se desenvolvido após 2004, a ANEEL regula o ACL, mercado em que atuam diversos agentes tais como geradores, comercializadores, consumidores livres e

---

<sup>4</sup> Parecer nº 178/2023/CGAA5/SGA1/SG. Processo nº 08700.000189/2023-50 Disponível em: [https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md\\_pesq\\_documento\\_consulta\\_externa.php?HJ7F4wnIPj2Y8B7Bj80h1lskjh7o hC8yMfhLoDBLddaiK-deqJrJs1bg2NtzKSI1UNYjKVKgwa2TGmby6Deja8UBoHDbwZoxHlvO0\\_NGKlqv5bkREszB1b1XF-Xl48oO](https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?HJ7F4wnIPj2Y8B7Bj80h1lskjh7o hC8yMfhLoDBLddaiK-deqJrJs1bg2NtzKSI1UNYjKVKgwa2TGmby6Deja8UBoHDbwZoxHlvO0_NGKlqv5bkREszB1b1XF-Xl48oO)

Pág. 11 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

especiais. Nesse ambiente, as partes livremente pactuam de forma bilateral suas operações que envolvem montantes de energia elétrica, preços e prazos. As negociações repercutem no mercado de curto prazo, ambiente em que acontecem as contabilizações e liquidações de diferenças realizadas pela CCEE.

36. De outro modo, no que se refere ao ambiente competitivo, a CVM não observa as repercussões do mercado à vista do produto físico, a própria energia elétrica, mas regula instrumentos financeiros que surgem desse mercado, os derivativos de energia. Esses instrumentos vêm apresentando crescimento nos últimos anos, impulsionados pela variação do preço da energia elétrica em bases horárias e pela necessidade de proteção dos agentes expostos a essa volatilidade. Os derivativos de energia propiciam maior liquidez no mercado, permitem mitigação de riscos por meio de contratos futuros, assim como podem representar possibilidades de ganhos (ou perdas) financeiros excedentes, como será explorado mais adiante nesta Nota Técnica.

37. Além de ações das empresas e dos derivativos de energia elétrica, o mercado de energia elétrica pode fomentar investimentos em diversos outros instrumentos financeiros no mercado de capitais, propiciando oportunidades de rentabilidade para diferentes interessados, como bancos, fundos de investimento, investidores em geral, o que por outro lado, significa possibilidades de captação de recursos pelas empresas comercializadoras.

38. Por exemplo, os Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC) podem ser constituídos de recebíveis lastreados em contratos de comercialização de energia elétrica no ACL. Outras possibilidades de estruturação de fundos podem ser organizadas com aplicações diretamente em ativos ou em outros fundos, como por exemplo, Fundos de Investimento em Participações (FIP); Fundos de Investimentos em Cotas (FIC); Fundos de Investimento (FI).

39. Entretanto, como o ativo físico do qual derivam todas essas possibilidades de investimento é a energia elétrica, há que se atentar para os riscos envolvidos nesses diversos instrumentos financeiros ao setor elétrico, de acordo com as suas características. Muitos dos riscos envolvidos são tomados pelo investidor e as disposições gerais e o funcionamento dos títulos mobiliários são regulamentados pela CVM.

40. A seguir, apresenta-se alguns exemplos de riscos diretamente relacionados à atividade de comercialização de energia com potencial de afetar o desempenho esperado pelos investidores em fundos de investimentos ou outros instrumentos financeiros:

- a. **Risco de volatilidade dos preços de energia elétrica:** os preços da energia podem variar em função de diferentes fatores como por exemplo, condições hidrológicas, alterações da carga, entre outras;
- b. **Risco de desligamento de agentes na CCEE:** os agentes podem ser desligados da CCEE caso não cumpram com obrigações junto àquela Câmara; e isso pode afetar suas contrapartes nas relações contratuais;
- c. **Risco de contraparte nos contratos de energia elétrica:** caso uma contraparte não cumpra a obrigação de fornecimento de energia ou obrigações financeiras, pode ser desligada da CCEE ou ter sua outorga revogada;

Pág. 12 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

- d. **Risco do aumento da concorrência no ACL:** o ACL é um ambiente naturalmente competitivo, com a abertura do mercado gradual prevista para os próximos anos essa concorrência poderá se acirrar e algumas comercializadoras não consigam se sobressair nesse novo ambiente;
- e. **Risco de desempenho:** as comercializadoras não são reguladas por taxa, tarifa ou receita, de modo que não possuem garantia de reequilíbrio econômico-financeiro e nem garantia de estabilidade. Assim, não existe garantia quanto a eventual desempenho insatisfatório no mercado de comercialização de energia.;
- f. **Risco de alterações regulatórias:** as regras que afetam a comercialização de energia elétrica podem ser aprimoradas em decorrência de necessidades identificadas no âmbito da ANEEL ou em função de comandos legais ou decretos emitidos pelo MME.

41. Diante disso, a SFF se empenhará para manter e estreitar o relacionamento operacional com a CVM para favorecer as ações de monitoramento das práticas dos agentes setoriais quanto aos instrumentos financeiros.

### III.2.4 – Dos termos de compromisso e convênios de cooperação firmados pela ANEEL

42. Para o cumprimento de suas atribuições legais, a ANEEL firmou o Termo de Compromisso ANEEL/SDE<sup>5</sup>, de 2 de dezembro 1998<sup>6</sup>, com o objetivo de desenvolver estudos, projetos e atividades de interesse comum, que viessem a repercutir em ações concretas e consentâneas na defesa da concorrência e na proteção dos direitos do consumidor. Em seguida, foram firmados Termos Aditivos em 08/02/2000<sup>7</sup>, 28/02/2001<sup>8</sup> e 15/12/2003<sup>9</sup>. O Terceiro Termo Aditivo vigorou até 02 de dezembro de 2007.

43. Em 8 de fevereiro de 2000, foi firmado o Termo de Compromisso da ANEEL com a Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE), com vigência de 24 meses<sup>10</sup>, que visava a resolução de questões referentes à concorrência no setor de energia elétrica, especificamente em relação à análise de atos de concentração econômica e conduta que possam constituir infração à ordem econômica, assim definidos na Lei nº 8.884, de 11 de junho de 1994. Na mesma época, a ANEEL também firmou Termo de compromisso com o CADE<sup>11</sup>.

44. Em 21 de julho de 2010, a ANEEL firmou Termo de compromisso com os órgãos do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência CADE/SDE/SEAE, com vigência de 2 anos<sup>12</sup>.

---

<sup>5</sup> Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça (denominação anterior).

<sup>6</sup> 48500.004933/1998-27

<sup>7</sup> 48500.005318/1999-86

<sup>8</sup> 48530.001825/2007-00

<sup>9</sup> 48530.008923/2004-00

<sup>10</sup> 48512.006175/2000-00

<sup>11</sup> 48500.006391/1999-10

<sup>12</sup> 48558.001422/2010-00

Pág. 13 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

45. O Convênio da ANEEL com a CVM foi firmado em 24 de maio de 2011<sup>13</sup>, com prazo indeterminado (ainda vigente), com o objetivo de estabelecer mecanismos de cooperação técnica entre a CVM e a ANEEL, visando ao intercâmbio de informações sobre as atividades voltadas à regulação e à fiscalização econômica e financeira de empresas concessionárias e permissionárias de energia elétrica, bem como de outros agentes de infraestrutura do setor.

46. Finalmente, tratativas para acordo de cooperação técnica entre ANEEL e CADE foram iniciadas em 2016<sup>14</sup>, porém não concluídas. Há expectativa de se firmar novo acordo entre as duas instituições.

### **III.2.5 – Do breve histórico da regulação da ANEEL sobre concorrência e concentração econômica**

47. A Resolução nº 94 (RES 94), de 30 de março de 1998<sup>15 16 17 18</sup>, estabeleceu restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção de participações acionárias e realização de negócios entre si. Entre outras disposições, essa Resolução estabeleceu limites para a participação percentual em geração e distribuição considerando tanto determinado sistema interligado em que o agente participasse, quanto a capacidade instalada ou mercado nacional, a depender do segmento de atuação.

48. O objetivo era propiciar condições para efetiva concorrência entre os agentes, impedindo a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, de modo a proteger e defender os interesses do cidadão e do consumidor, e criar condições que ampliassem a participação de agentes no setor de energia elétrica, tendo em vista o ingresso de novos agentes no setor de energia elétrica em decorrência do processo de privatização.

49. A Resolução nº 265 (RES 265), de 13 de agosto de 1998<sup>19</sup> estabeleceu as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica, tendo em vista que a RES 94 não havia contemplado essa atividade.

50. A Resolução nº 278 (RES 278), de 19 de julho de 2000<sup>20 21</sup> estabeleceu limites à concentração societária no segmento de comercialização, em termos de percentuais de participação na capacidade instalada do setor elétrico nacional ou em sistemas de determinadas regiões geográficas, na

---

<sup>13</sup> 48535.004185/2011-00

<sup>14</sup> 48500.002116/2016-44

<sup>15</sup> Nota Técnica nº 341/2007 – SEM/ANEEL, de 29 de outubro de 2007. SIC: 48530.002009/2007-00

<sup>16</sup> Fundamentação Legal da REN 98, de 1998: Art. 20 da Lei nº 8.884, de 11 de junho de 1994 e no Art.3o da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1997.

<sup>17</sup> A REN 98, de 1998 foi resultado tanto das obrigações estabelecidas nas Leis, quanto de discussões iniciadas até mesmo antes da criação da ANEEL, entre o Departamento Nacional de Energia Elétrica - DNAEE, órgão regulador do poder concedente que antecedeu a ANEEL, e a Secretaria de Direito Econômico - SDE, a Secretaria de Acompanhamento Econômico - SEAE e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE.

<sup>18</sup> Revogada pela Resolução ANEEL 278, de 19.07.2000

<sup>19</sup> Revogada pela REN ANEEL 678 de 01.09.2015

<sup>20</sup> Processo 48500.002014/1999-85, no âmbito da Audiência Pública nº 1, de 2000.

<sup>21</sup> Revogada pela REN ANEEL 378 de 10.11.2009

Pág. 14 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

energia distribuída em sistemas de determinadas regiões geográficas, bem como nas comercializações finais e intermediárias do sistema elétrico nacional.

51. Uma das justificativas para a publicação desta norma foi a competência da ANEEL em estabelecer restrições, limites ou condições quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica.

52. A Resolução Normativa nº 252 (REN 252), de 6 de fevereiro de 2007<sup>22 23</sup> revogou o art. 3º da RES 278 que estabelecia limites e condições para participação dos agentes econômicos no segmento de geração de energia elétrica. A decisão da Diretoria da ANEEL foi fundamentada no entendimento de que os limites desse dispositivo não mais se coadunavam com o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro estabelecido pela Lei nº 10.848 e Decreto 5.163, ambos de 2004.

53. A Resolução Normativa nº 299, de 8 de janeiro de 2008<sup>24</sup>, revogou os arts. 4º, 5º e 6º da RES 278, que estabeleciam limites para participação dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica, em continuidade ao processo de adequação dos normativos da ANEEL ao Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, com vistas a estabelecer novos procedimentos na análise de limites, condições e restrições para participação dos agentes econômicos neste setor.

54. A Resolução Normativa nº 378 (REN 378), de 10 de novembro de 2009, estabeleceu os procedimentos para análise de atos de concentração e infrações à ordem econômica no setor de energia elétrica. Em 2021, a REN 378 foi consolidada com outras normas por meio da edição da Resolução Normativa nº 948 (REN 948), de 16 novembro de 2021 (Módulo II), sem modificação do seu conteúdo.

### **III.2.6 – Da desverticalização das empresas no âmbito das reformas dos modelos setoriais**

55. Para compreensão das finalidades e formas da desverticalização de empresas nos mercados de energia elétrica, retorna-se aos conceitos adotados nas reformas dos modelos setoriais nos anos 1990 e 2000.

56. Segundo a OECD/IEA<sup>25</sup>, o principal objetivo da liberalização dos mercados de energia elétrica foi aumentar a eficiência econômica por meio da minimização do custo do fornecimento de energia elétrica e garantir que os preços da energia elétrica estejam em linha com os custos. A concorrência é uma forma eficaz de estabelecer incentivos para manter os custos e os preços baixos. Sob a concorrência, espera-se aumento na produtividade, com redução dos custos e dos preços aos usuários finais e favorecimento à inovação e à diversidade de produtos.

57. As transações entre produtores, usuários finais e uma série de possíveis intermediários, tais como varejistas, bolsas de energia e comercializadores, ocorrem livremente, dentro das restrições

---

<sup>22</sup> 48500.000082/2006-65

<sup>23</sup> Revogada pela REN ANEEL 897, de 17.11.2020

<sup>24</sup> Revogada pela REN ANEEL 897, de 17.11.2020

<sup>25</sup> OECD/IEA, Competition in Electricity Markets, 2001.

Pág. 15 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

físicas impostas pela rede elétrica. Desse modo, do lado do consumidor, os usuários finais são livres para escolher o seu fornecedor e para negociar os seus contratos; do lado da oferta, os produtores podem vender a sua energia elétrica a quaisquer outros agentes do mercado. O atendimento ao usuário final (varejo ou atacado) tem grande importância no funcionamento da concorrência, pois a possibilidade de escolha pelos consumidores pode pressionar os demais agentes ao longo da cadeia setorial quanto a níveis de preços, diversidade de produtos e condições de serviço.

58. De acordo com a USAID<sup>26</sup>, muitos governos iniciaram a reestruturação do mercado de energia elétrica como parte dos movimentos de reformas nos mercados de energia elétrica mundiais. Os serviços públicos originalmente integrados passaram pelo processo de separação, tanto vertical, quanto horizontal. Na separação vertical, as responsabilidades pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são atribuídas a empresas distintas que operam de forma independente. Por sua vez, na horizontal, ocorre a criação de múltiplas empresas no mesmo segmento que operam em concorrência, sejam empresas privadas competindo entre si, sejam com entidades governamentais.

59. O relatório da OECD/IEA explica que, para que a concorrência se desenvolva nos mercados da energia elétrica, as atividades tipicamente monopolistas, como a transmissão e a distribuição, necessitam ser efetivamente separadas das atividades potencialmente competitivas, como a geração. Assim, é necessário algum grau de separação entre transmissão e geração, distribuição e geração, e distribuição e varejo. O relatório da USAID complementa que, em teoria, ao operarem sob as forças do mercado, as operações dos serviços públicos seriam mais eficientes em termos de custos, mais transparentes e mais eficientes do ponto de vista técnico. E esses benefícios são repassados aos usuários finais.

60. A principal razão para a separação das atividades nos diversos segmentos setoriais é evitar a discriminação. Para tanto, deve-se separar verticalmente o monopólio das atividades competitivas. Nesse sentido, a transmissão, a operação do sistema e a distribuição continuam a ser monopólios, enquanto a geração e a comercialização, incluindo o varejo, passam a operar em ambientes competitivos. Se os monopólios estiverem verticalmente integrados com as atividades competitivas de geração e atendimento ao usuário final, as empresas teriam incentivo para usar o seu poder de monopólio contra os concorrentes. Nessa linha, a separação vertical objetiva limitar a capacidade e o incentivo dos monopólios para distorcer a concorrência. Por exemplo, um proprietário de ativos de transmissão que também possua ativos de geração teria o incentivo de discriminar outros geradores e favorecer as suas próprias unidades geradoras ao estabelecer preços de acesso elevados, reservando capacidade de transmissão para as suas próprias unidades geradoras e proporcionando acesso desigual às informações técnicas da rede de operação. Igualmente ao caso dos ativos de transmissão, os proprietários dos ativos de distribuição poderiam favorecer a sua própria geração e discriminar outros concorrentes, cobrando preços elevados de acesso à rede de distribuição.

61. Outra possível forma de discriminação surge quando o proprietário da rede de distribuição é também um concorrente no mercado de atendimento ao usuário final (especialmente o varejo). O agente distribuidor poderia se beneficiar de vantagem competitiva significativa em relação a participantes independentes por meio de requisitos técnicos desnecessários e atrasos processuais. Pontua-se que o

---

<sup>26</sup> USAID, Utility Unbundling & Electricity Market Reform.

Pág. 16 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

agente de distribuição local se beneficiaria do poder de mercado horizontal, pois tem relação já estabelecida junto aos consumidores, além do acesso a informações sobre os consumidores. De acordo com a OECD/IEA, essas barreiras estruturais ao desenvolvimento da concorrência no segmento de pequenos consumidores reforçariam a defesa da separação da distribuição e do varejo.

62. Uma segunda razão para introduzir a separação das atividades é melhorar a eficácia da regulação, pois uma separação mais clara dos segmentos facilita delimitar mais eficazmente as atividades regulamentadas e, portanto, uma fixação de tarifas mais aderentes aos custos dos serviços.

63. Os relatórios da OECD/IEA e da USAID apontam algumas formas de separação dos segmentos que conduzem a diferentes níveis de independência entre as atividades, as quais serão abordadas a seguir.

#### **Separação contábil**

64. A separação contábil dentro da empresa de serviços públicos exige a criação de contas financeiras separadas para cada setor, para refletir a independência dos negócios, tais como custos com pessoal, peças sobressalentes e outras despesas. No entanto, podem existir custos compartilhados tais como recursos humanos, serviços de TI, serviço da dívida e outros, que são agregados para a empresa como um todo.

65. A separação contábil pode, por um lado, favorecer uma melhor gestão e eficiência financeira, mas, por outro lado, pode favorecer determinadas escolhas realizadas pelas empresas, demandando grande esforço de fiscalização e monitoramento por parte do regulador. A depender do tipo de regulação e comportamento que se deseja incentivar, a separação contábil pode não ser medida suficiente para o alcance dos objetivos de segregação efetiva dos custos das atividades.

#### **Separação funcional**

66. Em empresas integradas verticalmente, as operações e o pessoal podem ser agrupados em departamentos que não se alinham com os segmentos da cadeia de valor da energia elétrica (geração, transmissão, distribuição e comercialização). Por exemplo, o pessoal poderia ser agrupado em departamentos regionais em vez de departamentos técnicos ou, ainda, o pessoal de transmissão e de distribuição pode pertencer ao mesmo departamento.

67. A separação funcional vem a reorganizar essa estrutura de tarefas de modo a realocá-las nos diferentes segmentos, por exemplo, geração, transmissão e distribuição.

68. Há poucas dificuldades jurídicas e fracas resistências das empresas nos tipos de separação contábil e funcional. Ademais, os custos de implantação desses tipos são baixos. Por outro lado, a separação funcional precisa ser complementada por uma forte supervisão regulatória, gerando custos adicionais de agência.



### **Separação jurídica**

69. É criada uma entidade jurídica separada para formalizar a separação contábil e funcional. Muito embora a viabilidade técnica dessa separação, a nova entidade jurídica ainda poderia ser de propriedade da concessionária, a exemplo de uma subsidiária. Assim, a nova empresa poderia não ser totalmente independente. Nesse sentido, podem ser necessárias mudanças mais profundas na gestão e nas operações para evitar que os serviços públicos separados ainda possam discriminar outros participantes no mercado.

### **Separação de propriedade**

70. Os segmentos são separados em entidades legais distintas com gestão ou operações diferentes e não há propriedade comum significativa. Nesse caso, é necessário que as empresas revejam e atualizem a base de ativos do serviço público para atribuição a novas entidades. Atenção especial pode ser dada aos bens comuns (por exemplo, veículos, alguns itens de estoque, computadores). A separação dos segmentos passaria por implementação de medidas legais para estabelecer novas empresas, como preencher o contrato social e nomear um Conselho de Administração independente e pelo desenvolvimento de recursos de governança corporativa.

### **Separação Operativa**

71. A separação operativa funciona por meio de Operadores de Sistema Independentes (no inglês, ISO) que operam, mas não são proprietários da rede de transmissão. Os ISOs podem ser eficazes na redução da discriminação, desde que existam muitos proprietários concorrentes de ativos de geração e de transmissão. No entanto, a capacidade de gestão do ISO é reduzida pelos direitos dos proprietários dos ativos de transmissão. Além disso, a maioria das ISOs não tem fins lucrativos e, portanto, o seu desempenho dependerá fundamentalmente da estrutura de governança do ISO e da sua independência.

### **III.2.7 – Da desverticalização das empresas no setor elétrico brasileiro**

72. De acordo com a FGV<sup>27</sup>, o sistema elétrico brasileiro desenvolveu-se até a década de 1990 de forma verticalizada com predominância de empresas estatais nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. As reformas do setor elétrico ocorreram gradativamente desde então, seguindo o movimento de abertura da economia brasileira para permitir maior participação do investimento privado em diversos setores econômicos viabilizado pela ordem constitucional vigente. Impulsionadas pelo Programa Nacional de Desestatização (PND), as reformas buscaram a liberalização e o término de monopólios de diversos serviços públicos. Foram várias as etapas percorridas para se chegar à estrutura setorial atual.

73. Segundo a FGV, nessa passagem, o modelo foi fundamentado no projeto de Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro (RESEB) na década de 90, que visava ampliar a competição e a participação privada para aumentar a eficiência e o investimento. Esse modelo pôs fim à reserva geográfica de mercado e a expansão do sistema interligado nacional passou a ser ancorada na licitação e contratação de novas

---

<sup>27</sup> Fundação Getúlio Vargas - FGV, Concessões no Setor Elétrico Brasileiro – Evolução e Perspectivas, Editora Sinergia, 2022.

Pág. 18 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

outorgas de geração e transmissão. Nesse momento, diversas empresas do setor elétrico foram desverticalizadas, estabelecendo-se contrato entre elas. Nesse novo ambiente institucional, também foi criada a figura do comercializador de energia.

74. Para conferir organização ao setor, foram editadas a Lei nº 9.427, de 1996, que criou a ANEEL, e a Lei nº 9.648, de 1998, que criou o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Com essa reestruturação institucional, a criação do MAE viabilizou que grandes consumidores se tornassem elegíveis à livre comercialização, com liberdade para contratar diretamente suas necessidades energéticas. Por sua vez, o ONS passou a ser responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados. Nesse período, a compra e a venda de energia elétrica entre os agentes setoriais passaram a ser contratadas separadamente do acesso e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo garantido o livre acesso.

75. Mais adiante, como explica a FGV, como resposta ao racionamento de 2001, buscou-se assegurar maior centralização e intervenção para contratação no mercado regulado em vez de soluções de mercado. Nessa esteira, a Lei nº 10.848, de 2004, e o Decreto nº 5.163, de 2004, vieram a trazer novos arranjos comerciais e de governança, como a criação a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), além de estabelecer a obrigatoriedade do leilão para a contratação de energia elétrica por parte das distribuidoras. Esse novo modelo tinha como objetivos promover a segurança de suprimento, a universalização do acesso à energia elétrica e a modicidade das tarifas, por meio do estabelecimento de regras para a comercialização de energia elétrica e a outorga de autorizações e concessões. O novo modelo instituiu os dois ambientes de contratação de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

76. No mesmo ano, pela Lei nº 10.847, de 2004, foi autorizada a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. O advento da Lei nº 10.848, de 2004, reafirmou a desverticalização setorial ao estabelecer que os agentes de distribuição não poderiam desenvolver atividades de geração, transmissão ou comercialização no ACL. As atividades de distribuição e transmissão continuaram totalmente regulamentadas, ao passo que ao segmento de geração passou a ser permitida a negociação de compra e venda de energia elétrica no mercado livre.

77. Como resultado da segregação das atividades de distribuição e transmissão determinada pela Lei 10.848, de 2004, foram firmados novos contratos de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica com algumas empresas<sup>28</sup>.

78. Sem olvidar das demais políticas que cunharam a estrutura setorial vigente, como a edição da Lei nº 12.783, de 2012, da Lei nº 13.203, de 2015, da Lei nº 14.052, de 2020, da Lei nº 14.120, de 2021, e da Lei nº 14.182, de 2021, o breve histórico narrado até aqui é suficiente para compreensão do processo

---

<sup>28</sup> Contrato de Concessão de Transmissão nº 1/2010 – Afluente Transmissão de Energia Elétrica (segregação das atividades de transmissão da então Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA); Contrato de Concessão nº 20/2008 – Castelo Energética - Evrecy (Segregação das atividades de transmissão da então Espírito Santo Centrais Elétricas - ESCELSA); Contrato de Concessão de Transmissão nº 32/2018 (Segregação das atividades de transmissão da Light Serviços De Eletricidade S.A.).

Pág. 19 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

de desverticalização da cadeia de valor dos serviços de energia elétrica e da liberalização do setor elétrico brasileiro. Mais adiante nesta nota técnica, outras disposições legais serão abordadas.

79. Observa-se que a desverticalização setorial no Brasil é determinativa, estabelecida por lei, e configura medida em prol da concorrência diante da liberalização do setor ocorrida ao final dos anos 90 e início dos anos 2000. No Brasil, optou-se pela (i) **separação operativa**; (ii) **separação jurídica** entre o segmento de distribuição e os demais (geração, transmissão e comercialização no mercado livre) e pela (iii) **separação contábil e funcional** dos segmentos de geração e transmissão das empresas alcançadas pela Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013<sup>29</sup>.

80. A **separação operativa** tem como ator central o ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizado e regulado pela ANEEL, integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores livres conectados à rede de operação. O ONS é responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN. Desse modo, é o ONS que define quanto e quando as usinas despachadas centralizadamente devem gerar com vistas a otimizar a operação do sistema. Além disso, é garantido o livre acesso à rede de operação e, no processo de integração à rede, o ONS verifica o atendimento aos requisitos técnicos quando da solicitação de acesso pelos agentes.

81. A **separação jurídica** entre o segmento de distribuição e de transmissão e os demais é viabilizada por outorgas independentes, assim como contratos de concessão ou permissão e CNPJ distintos.

82. Por seu turno, a **separação contábil e funcional** dos segmentos de geração e transmissão é operada mediante regras de classificação de contas dispostas na seção 6.2.9 Registros Contábeis do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE)<sup>30</sup>, segundo o qual:

As Outorgadas procederão aos registros contábeis segregados por atividades de geração, transmissão, distribuição, administração, comercialização e atividades não vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica. A apresentação do balanço patrimonial (Ativo, Passivo e Patrimônio líquido) por atividade, para as contas que não permitem a segregação por atividade, será opcional.

83. Desse modo, as empresas reguladas devem obedecer às orientações para segregação dos gastos e receitas por atividade. Para tanto, adota-se as mesmas definições de separação das instalações previstas para o cadastramento de propriedade, conforme segue:

---

<sup>29</sup> Nove concessionárias de transmissão que aceitaram os termos de prorrogação dos seus contratos de concessão possuem também a atividade de geração verticalizada. São elas: CEEE GT, CELG GT, CEMIG GT, CHESF, COPEL, CTEEP, ELETRONORTE, ELETROSUL e FURNAS.

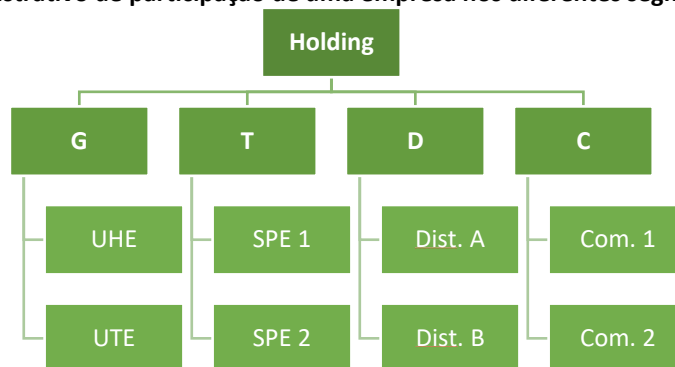
<sup>30</sup> Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/informacoes-economico-financeiras>

- a. **Receita da atividade de Geração:** utilizar o cadastro de Unidade Operativa - UO de cada central geradora. Em caso de diversas centrais geradoras compondo um único sistema de geração interligado, a receita deverá ser reconhecida de forma proporcional a cada UO, de acordo com a garantia física de energia de cada central geradora.
- b. **Receita da atividade de Transmissão:** utilizar o cadastro de Unidade operativa - UO para cada sistema de transmissão objeto de outorga, de forma que cada UO reflita a Receita Anual Permitida - RAP de cada concessão e/ou autorização.
- c. **Receita da atividade de Distribuição:** utilizar o cadastro de Unidade operativa - UO para cada concessão, permissão ou autorização de distribuição.

84. No entanto, é válida a seguinte ressalva: muito embora a pessoa jurídica das empresas de distribuição ou de transmissão seja distinta daquelas dos segmentos de geração, transmissão e comercialização, essas empresas, habitualmente, apresentam sócios ou controladores em comum.

85. A título exemplificativo e de forma simplificada, a **Figura 2** ilustra como atualmente é possível, na configuração do setor elétrico brasileiro, que um mesmo grupo econômico atue em todos os segmentos por meio de empresas controladas ou coligadas. Mais do que isso, as diversas *holdings* fazem parte de uma estrutura societária complexa e interligada.

**Figura 2 – Exemplo ilustrativo de participação de uma empresa nos diferentes segmentos do setor elétrico**



Fonte: Elaboração própria

86. Desse modo, empresas de todos os segmentos do setor elétrico brasileiro apresentam-se num complexo panorama de relações societárias, com formação de extensos grupos econômicos, passíveis de implicar em prejuízos ao atingimento do objetivo central da desverticalização preconizada em lei, qual seja, o fortalecimento da concorrência.

87. Com vistas a cumprir suas atribuições legais, a ANEEL utiliza como ferramenta de controle de cadeia societária um sistema na forma de *webservice*, o sistema Polímero. Esse sistema é uma plataforma essencial para a gestão e acompanhamento da composição societária das empresas do setor elétrico brasileiro. Conforme a Resolução Normativa nº 948, de 16 novembro de 2021, os agentes do setor elétrico são obrigados a informar à ANEEL a composição societária de seus empreendimentos, incluindo

Pág. 21 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

detalhes sobre a formação da estrutura societária (seja por Ações ou Cotas), o capital social, e informações sobre os controladores e não controladores, incluindo as classificações de Pessoa Jurídica ou Física, e se possuem características de cooperativa, fundação, empresa estatal ou empresa estrangeira.

88. O art. 4º do Anexo II dessa Resolução Normativa dispõe que os concessionários, permissionários ou autorizados de energia elétrica devem enviar à ANEEL, na concretização de operações de transferência acionária e periodicamente, no último dia de cada trimestre civil, informações atualizadas sobre a respectiva composição societária; identificando o grupo de controle e explicitando todas as participações societárias diretas e indiretas dos respectivos controladores. O parágrafo único deste artigo ressalta que o não cumprimento destas obrigações pode resultar em penalidades, conforme estipulado na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019.

89. O sistema Polímero, portanto, revela-se como instrumento de transparência na regulação do setor elétrico brasileiro, pois ao mesmo tempo em que atua como uma plataforma *web* para declaração da cadeia societária pelos Agentes do Setor Elétrico, também disponibiliza no Portal de Dados Abertos os dados permitidos pela Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD).

### **III.2.8 – Das breves considerações acerca do poder de mercado em operadores americanos**

90. Os conceitos doravante apresentados têm como referência relatório<sup>31</sup> elaborado pela consultoria The Brattle Group para o PJM Interconnection acerca da mitigação de poder de mercado.

91. O poder de mercado é um conceito extremamente importante na economia, embora não exista uma definição única do termo. Ainda assim, a referência bibliográfica aponta para a seguinte definição: capacidade de um fornecedor individual ou grupo de fornecedores manter os preços acima dos níveis competitivos por um período significativo de tempo. Dada a natureza dos mercados de energia elétrica, período de tempo significativo pode ser tão curto quanto vários períodos de despacho durante condições de mercado adversas.

92. O abuso do poder de mercado significa exercer o poder de mercado para além de níveis ou valores de referência permitidos, conduzindo assim a preços que não são considerados justos e razoáveis, o que pode resultar em perdas de bem-estar social, bem como em grandes transferências de riqueza dos compradores para os vendedores (e ocasionalmente o inverso). A política regulatória relativa ao abuso de poder de mercado nos mercados de energia elétrica está orientada para evitar preços excessivos. No entanto, as regras que regem os mercados atacadistas nos EUA normalmente não definem diretamente o termo “abuso de poder de mercado”. Em vez disso, tendem a identificar condições estruturais condizentes ao exercício do poder de mercado ou práticas específicas que devem ser mitigadas.

93. Importante conhecer que a mitigação excessiva pode criar percepção de risco regulatório e reduzir a confiança dos investidores, o que também pode resultar em custos mais elevados a longo prazo aos consumidores.

---

<sup>31</sup> The Brattle Group, Review of PJM’s Market Power Mitigation Practices in Comparison to Other Organized Electricity Markets, 2007.

Pág. 22 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

94. O relatório da consultoria The Brattle Group traça alguns conceitos, vantagens e desvantagens das abordagens **ex-ante** e **ex-post** da mitigação do poder de mercado, que serão apresentados a seguir.

95. As ações contra abusos de poder de mercado podem surgir na forma de restrições **ex-ante**, tais como limites de preços, restrições em leilões ou preços obrigatórios que reflitam os custos; ou **ex-post** mediante análise de conduta por meio de investigações, mitigação após o fato e punições (por exemplo, multas, ressarcimentos, etc).

96. A mitigação **ex-ante** do abuso de poder de mercado parece conferir maior transparência e menor risco regulatório em comparação à aplicação exclusiva da abordagem **ex-post**. Além disso, a mitigação **ex-ante** evitaria as investigações muitas vezes lentas, incertas e onerosas da mitigação **ex-post**. No entanto, as regras **ex-ante** podem impor custos que excedem os seus benefícios se forcem os participantes no mercado a alterarem o seu comportamento em condições em que o mercado esteja funcionando de forma eficiente.

97. Por sua vez, os processos de execução **ex-post** podem não mitigar de forma confiável os abusos de poder de mercado ou se mostrarem incapazes de desfazer totalmente os danos causados por tais abusos, devido aos seus custos e morosidade. A dependência exclusiva da abordagem **ex-post** também pode ser menos desejável quando as assimetrias de informação dificultam ao regulador a identificação de situações de má conduta de mercado. Noutro giro, a mitigação **ex-post** pode ser mais especificamente adaptada aos casos concretos em que se demonstre o comportamento anticoncorrencial de um participante do mercado.

98. Geralmente, o aumento da confiança na aplicação da mitigação **ex-post**, por meio da aplicação de protocolos de mitigação **ex-ante** menos rigorosos, torna o processo de mitigação de poder de mercado mais favorável em mercados menos concentrados, nos quais se espera menores probabilidades e frequências de abuso de poder de mercado.

99. Com base nesses conceitos, surgem duas modalidades de avaliação do poder de mercado: a abordagem **estrutural** e de **conduta e impacto**. Na abordagem **estrutural**, avalia-se a possibilidade de abuso de poder de mercado por meio da análise da estrutura (por exemplo, concentração) dos mercados relevantes. Na abordagem de **conduta e impacto**, analisa-se a conduta específica dos agentes (por exemplo, preços de oferta) e o seu potencial impacto no mercado (por exemplo, impacto nos preços de equilíbrio do mercado). Cada abordagem tem suas vantagens e desvantagens e cada uma tem seus próprios requisitos de dados.

100. As abordagens **estruturais** examinam o número e a distribuição dos vendedores, a fim de avaliar o potencial de abuso de poder de mercado. Esses testes incluem o Índice Herfindahl-Hirschman (IHH) e o teste pivotal. No caso de um ou mais fornecedores dominantes ou essenciais, o mercado atinge um ponto em que o atendimento à carga somente pode ser satisfeito com a produção de um agente principal (ou alguns poucos agentes principais). Como a elasticidade de curto prazo para energia elétrica é altamente inelástica, a situação é propícia para que o fornecedor principal exerça abuso de poder de mercado.

Pág. 23 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

101. Uma das vantagens das abordagens **estruturais** é que podem ser aplicadas rápida e rotineiramente de modo preventivo para identificar a área geográfica, os períodos de tempo e os geradores para os quais as preocupações com o poder de mercado são mais prováveis de existir. Uma desvantagem das abordagens **estruturais** é a dificuldade de se estabelecer critérios que sejam capazes de identificar com precisão o provável exercício do abuso de poder de mercado. Deve-se considerar que a confiabilidade dos testes estruturais depende da correta definição do mercado (por exemplo, área geográfica, congestionamento da transmissão) e que a capacidade e o incentivo de um fornecedor (gerador ou agregador de resposta da demanda ou prestador de serviços ancilares, etc.) para exercer o poder de mercado podem depender de seu despacho, dos compromissos contratuais, da verticalidade da empresa e das restrições regulatórias.

102. Por sua vez, a abordagem de **conduta e impacto** consiste em avaliar diretamente a conduta do fornecedor e o seu impacto nos preços de mercado, tais como ofertas de preço acima do custo ou limitação da oferta. Em tese, um exercício de poder de mercado pode ser observado diretamente pela comparação dos níveis de preço e custo. Esta abordagem exige que os preços e os custos sejam observáveis com suficiente precisão.

103. No caso dos testes de **conduta e impacto**, a mitigação do poder de mercado é desencadeada quando as ofertas e os seus impactos no mercado excederem determinados limites de preços. Um desafio para o regulador é especificar o limite de margem de preço com relação ao custo que é inaceitável. Esses testes são aplicados após a apresentação das ofertas de preço pelos agentes. Mas as ofertas podem ser compulsoriamente reduzidas para níveis de referência apropriados antes de o preço de equilíbrio “oficial” do mercado ser determinado. Desse modo, os testes de **conduta e impacto** identificam e mitigam explicitamente apenas exercícios desarrazoados de poder de mercado com base numa escolha explícita de limites de oferta e de impacto no mercado.

104. Seja mediante aplicação da abordagem **estrutural**, seja na de **conduta e impacto**, uma vez identificada a possibilidade de exercício de abuso de poder de mercado, geralmente, os preços e as ofertas são restringidos para se conformarem com um “nível de referência” competitivo.

105. Esses níveis de referência destinam-se a aproximar as ofertas competitivas das condições competitivas viáveis (não em condições de concorrência perfeita, que é somente teórica) e são geralmente usados como um substituto para a oferta original. Os operadores americanos diferem na forma como definem os níveis de referência e alguns permitem aos fornecedores a opção de escolher entre diversas opções. Estes níveis de referência podem ser agrupados em cinco grandes categorias:

- **Baseados em ofertas:** geralmente baseados na média de ofertas da respectiva usina (ou outro recurso) que foram aceitas em períodos competitivos;
- **Baseados no preço marginal locacional:** geralmente com base no preço marginal locacional médio da respectiva usina (ou outro recurso) durante períodos de preços baixos;
- **Baseados em custos:** geralmente refletem os custos operacionais incrementais da respectiva usina (ou outro recurso);

Pág. 24 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

- **Baseado em frequência de mitigação:** um somador baseado em custos de usinas (ou outro recurso) que foram frequentemente mitigadas em períodos anteriores;
- **Negociados:** geralmente usados quando os dados são insuficientes para empregar as outras opções.

106. O relatório aponta algumas características dos mercados de energia elétrica que implicam preocupação quanto ao abuso do poder de mercado.

- a) Há limitação substancial à entrada de novos investidores no mercado em razão dos altos custos afundados no setor.
- b) As restrições no sistema de transmissão podem afetar temporariamente regiões geográficas, o que propicia incentivo aos geradores locais para exercerem poder de mercado, limitando capacidade de geração e aumentando artificialmente os preços.
- c) A demanda de energia elétrica a curto prazo é inelástica aos preços.
- d) A energia elétrica normalmente não pode ser armazenada em grandes quantidades, o que exige o equilíbrio instantâneo entre a oferta e a demanda.
- e) O custo marginal de produção incremental aumenta substancialmente quando a produção está próxima da capacidade total.
- f) As curvas de produção são muitas vezes escalonadas, em que cada mudança de degrau representa um movimento para uma fonte de combustível diferente.
- g) Nos mercados atacadistas de energia elétrica, vendedores e compradores interagem regularmente, normalmente todos os dias e a cada hora. Esta interação repetida dos concorrentes pode aumentar a capacidade de as empresas conhecerem o comportamento padrão do mercado e, conseqüentemente, alcançarem preços mais elevados.

107. Os mercados da energia elétrica antes da liberalização eram dominados por empresas de serviços públicos verticalmente integradas. A forma como as empresas integradas verticalmente alienaram os seus ativos, a fim de desverticalizar os serviços energia elétrica, pode não ter desconcentrado o mercado o suficiente para favorecer uma concorrência saudável em todas as condições de operação do sistema.

108. GRAF, C. *et al.* (2021)<sup>32</sup> apresentam um panorama geral de alguns mecanismos de análise de abuso do poder de mercado nos operadores de sistema no mercado americano.

109. Todos os mercados atacadistas dos EUA avançaram para adotar mecanismos automáticos de mitigação do poder de mercado. Estes mecanismos estão integrados no processo de contabilização de mercado e atenuam automaticamente as ofertas do fornecedor que venha a apresentar capacidade substancial de exercer poder de mercado individual. Esse processo de mitigação se dá antes do resultado da contabilização de energia do mercado de curto prazo. Os detalhes desses mecanismos diferem entre

---

<sup>32</sup> GRAF, C; LA PERA, E; QUAGLIA, F; WOLAK, Frank A.; Título: Market Power Mitigation Mechanisms for Wholesale Electricity Markets: Status Quo and Challenges; 2021.



Pág. 25 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

os mercados, mas todos visam limitar as transferências de riqueza dos consumidores de energia elétrica para os fornecedores devido ao abuso do poder de mercado quando essas condições surgem no sistema.

110. Relevante conhecer que uma maior participação das fontes de energia renovável intermitentes no sistema elétrico pode aumentar a necessidade de um mecanismo automático de mitigação do poder de mercado, porque os padrões de congestionamento ou restrição de transmissão tornam-se menos previsíveis. Para suprir essa intermitência de geração, pode ser necessário o despacho de usinas com restrições operativas (ou *unit commitment*, por exemplo, tempo de partida, taxas de rampa, etc.), as quais podem passar a apresentar capacidade substancial de exercer poder de mercado.

111. GRAF, C. *et al.* (2021) explicam que, em mercados zonais em que a programação da operação para o *day-ahead* não considera todas as restrições do sistema de transmissão e restrições operativas das usinas de geração, será exigido um processo de redespacho significativo para atender às condições do sistema em tempo real, o que pode conduzir ao abuso de poder de mercado por alguns agentes. A saber, o processo de redespacho aumenta o nível de produção de algumas usinas de geração e reduz o de outras em relação aos valores programados. As usinas de geração que aumentam a sua produção recebem um preço superior ao preço de equilíbrio do mercado zonal. Se o gerador enfrentar pouca ou nenhuma concorrência para esta necessidade local, então o seu preço de oferta é aceito para atender os requisitos de confiabilidade do sistema. Como solução para limitar o exercício do poder de mercado pelos fornecedores, a maioria dos mercados atacadistas americanos tem como regra um limite de oferta.

112. Nos EUA, a regulação da transmissão e dos mercados atacadistas interestaduais de energia elétrica são atribuições da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), uma agência independente que regula a transmissão interestadual de energia elétrica, gás natural e petróleo. Os operadores dos sistemas elétricos e mercados atacadistas dos EUA são classificados como Operadores de Sistema Independentes (ISO) ou Organizações Regionais de Transmissão (RTO). O conceito de ISO surgiu com a necessidade de os *pools* de agentes setoriais fornecerem acesso não discriminatório à transmissão. Anos depois, o FERC incentivou a formação voluntária de RTO para administrar a rede de transmissão numa base regional em toda a América do Norte.

113. A seguir, apresenta-se uma breve descrição da forma como cinco operadores de mercados atacadistas americanos, sejam ISO ou RTO, lidam com mecanismos de mitigação do poder de mercado, conforme mostrado por GRAF, C. *et al.* (2021).

### **California Independent System Operator (CAISO)**

114. O CAISO administra uma das maiores redes de energia do mundo. São gerenciados mais de 42 mil km de linhas de transmissão em toda a Califórnia e em uma pequena parte de Nevada, atendendo 30 milhões de consumidores. O CAISO também opera o mercado atacadista da Califórnia. O mercado realiza leilões automatizados todos os dias e a cada cinco minutos em 9.700 nós de preços, gerando mais de 31 mil transações por dia. O CAISO concede o livre acesso aos participantes do mercado, criando um ambiente econômico para que diversos recursos possam competir no mercado de energia.

Pág. 26 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

115. O CAISO emprega uma abordagem estrutural para a mitigação do poder de mercado por meio do teste tripivotal para avaliar se uma restrição é estruturalmente competitiva ou não competitiva.

116. Nesse processo, é realizada inicialmente uma rodada da simulação de despacho com todas as restrições para identificar as restrições de transmissão que serão ativas na operação. Essa rodada é aplicada à programação *day-ahead*, horária e pré-despacho em tempo real. Em seguida, o preço marginal locacional é decomposto em quatro componentes: (1) o componente energético; (2) o componente de perda; (3) o componente competitivo de congestionamento ou restrição; e (4) a componente de congestionamento não competitivo. Assim, um componente positivo de congestionamento não competitivo indica o potencial do poder de mercado local. Por conseguinte, cada fornecedor com um componente de congestionamento não competitivo superior ao preço limite de mitigação está sujeito a mitigação da oferta.

### **PJM Interconnection**

117. O PJM lida com a confiabilidade do sistema de energia elétrica de alta tensão que atende 61 milhões de pessoas nos estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nova Jersey, Carolina do Norte, Ohio, Pensilvânia, Tennessee, Virgínia, Virgínia Ocidental e o Distrito de Colúmbia. O PJM coordena a operação de 100 mil km de linhas de transmissão da região. O PJM atua para fornecer livre acesso ao sistema de transmissão para fornecedores concorrentes e usuários de energia elétrica. O PJM também administra mercados atacadistas competitivos de energia elétrica e conduz um processo de planejamento de longo prazo que identifica quais as alterações no sistema elétrico são necessárias para garantir a confiabilidade e o funcionamento dos mercados atacadistas.

118. O PJM utiliza a abordagem estrutural de mitigação do poder de mercado. A mitigação baseia-se na capacidade dos geradores para aliviar as restrições e não no impacto direto deles no preço de mercado. Semelhante ao CAISO, um teste tripivotal é aplicado tanto no mercado *day-ahead* como no mercado em tempo real para avaliar se uma oferta não é competitiva e se três geradores são necessários em conjunto para aliviar uma restrição. Se um fornecedor falhar no teste e for considerado fundamental para uma restrição, todas as unidades que fazem parte do fornecimento efetivo relevante desse fornecedor em relação a uma restrição podem ter sua oferta mitigada à sua oferta “baseada em custos”.

119. O PJM define custos incrementais de produção como a soma de combustível, emissões e outros custos variáveis de operação e manutenção. Os geradores calculam os seus próprios custos de nível de referência, denominados ofertas “baseadas em custos”, de acordo com uma política de custos de combustível que deve ser aprovada pelo PJM.

### **Electricity Reliability Council of Texas (ERCOT)**

120. O ERCOT atua como um ISO, gerenciando o fluxo de energia elétrica por 74 mil km de linhas de transmissão para atender a 24 milhões de consumidores no estado do Texas, representando aproximadamente 90% da carga do estado. A operação do sistema pelo ERCOT envolve mercados *day-ahead*, tempo real e de serviços ancilares. O ERCOT opera um mercado atacadista competitivo e realiza liquidações financeiras do mercado atacadista de energia elétrica, bem como administra o mercado varejista de 7 milhões de instalações em áreas competitivas.

Pág. 27 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

121. O ERCOT utiliza um mecanismo único de mitigação de poder de mercado em duas etapas, que é automatizado em seu processo de despacho econômico. Este desenho pode ser definido como híbrido, pois incorpora características da abordagem estrutural, mas também estabelecendo limites pré-determinados, semelhantes à abordagem de conduta e impacto. A abordagem em duas etapas divide as restrições em “competitivas” e “não competitivas”. As restrições são avaliadas em bases anuais e mensais utilizando um procedimento baseado no Índice Herfindahl Hirschman (IHH) e nas reações dos geradores frente as restrições.

122. Numa primeira etapa, o sistema é despachado de maneira ideal, apenas com restrições competitivas aplicadas e nenhum mecanismo de mitigação em vigor. Esta execução fornece “preços marginais locais de referência” que são usados no próximo estágio. Na segunda etapa, o sistema é despachado de forma otimizada com todas as restrições aplicadas e com a oferta de cada fornecedor limitada ao maior valor entre o “preço marginal locacional” de seu nó e seu limite de oferta. Se nenhuma restrição não competitiva for ativada, então os resultados da segunda etapa serão exatamente os mesmos que os da primeira e não será necessária ação de mitigação. Por outro lado, qualquer alteração na segunda etapa em relação à primeira se deve à necessidade de resolver restrições ativas não competitivas, o que ensejaria aplicação de curvas de oferta mitigadas predefinidas.

### **New York ISO**

123. O NYISO é responsável por operar o mercado atacadista de energia no estado de Nova York, o que inclui mercado de capacidade, contratos de congestionamento de transmissão, além de administrar leilões para venda de capacidade. Ademais, o NYISO opera o sistema de transmissão de alta tensão de Nova York e realiza planejamento de longo prazo.

124. As restrições de transmissão mais crônicas no NYISO estão na região sudeste do estado, próximo à cidade de Nova York e Long Island, onde estão localizados os maiores centros de consumo de energia elétrica. Conseqüentemente, a energia flui do oeste e do norte em direção a estes dois grandes mercados, conduzindo as instalações de transmissão para perto dos seus limites operacionais. Isso resulta em restrições de transmissão em diversas áreas, muitas vezes resultando em preços mais elevados nos mercados da cidade de Nova Iorque e Long Island.

125. O NYISO aplica uma abordagem de **conduta e impacto** na implementação das suas medidas de mitigação de mercado. Primeiramente, a conduta dos participantes do mercado é testada comparando a oferta com um limite definido. Em segundo, se o teste de conduta falhar, é testado o impacto do comportamento desse participante nos preços de equilíbrio do mercado. Se o impacto nos preços de equilíbrio for superior a um determinado limite, a oferta que falhou no teste é mitigada para um nível de referência pré-determinado. Três tipos de conduta são considerados:

- Limitação Econômica: fornecedores que apresentam ofertas injustificadamente altas, de modo que a usina não seja despachada. Um gerador localizado em áreas definidas como “Áreas Restritas” (sujeita a restrições de transmissão) enfrentará limites mais rigorosos do que unidades localizadas em “Áreas Não Restritas”.
- Limitação Física: fornecedores que (i) não ofertam para o despacho declarando-se falsamente fora de serviço; ou (ii) recusam-se a ofertar quando seria contra o seu

Pág. 28 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

interesse econômico; ou (iii) alteram injustificavelmente um ou mais parâmetros operacionais que reduza sua capacidade de operação; ou (iv) operam em tempo real com limitação.

- Produção antieconômica: fornecedores que aumentam a produção para níveis antieconômicos, a fim de causar e obter benefícios de uma restrição de transmissão.

### **Mid-Continent ISO**

126. O MISO fornece serviço de transmissão de livre acesso e monitora o sistema de transmissão de alta tensão no Centro-oeste dos Estados Unidos e Manitoba, Canadá e uma região do sul dos Estados Unidos que inclui Arkansas, Mississippi e Louisiana, de modo a prover operação da geração e transmissão de forma confiável e econômica. O MISO também opera um dos maiores mercados de energia em tempo real do mundo que gira em torno de US\$ 40 bilhões em transações anuais. O MISO é responsável por atender 45 milhões de consumidores de energia elétrica.

127. O MISO também categoriza três tipos de conduta que podem justificar a mitigação: limitação física, limitação econômica e produção antieconômica. Os limites de conduta e impacto dependem de um gerador estar localizado numa “Área Estreitamente Restrita” ou numa “Área Amplamente Restrita”. As primeiras são áreas em que as restrições de transmissão são crônicas e isolam pequenas áreas de mercado com um número limitado de geradores, permitindo que pelo menos um fornecedor tenha um poder de mercado significativo. Por sua vez, as segundas são áreas em que as restrições são frequentemente transitórias e isolam amplas áreas de mercado com um maior número de geradores.

128. Nas Áreas Estreitamente Restritas, todos os casos de limitação estão automaticamente sujeitos a testes de impacto e possível mitigação, ao passo que, nas Áreas Amplamente Restritas, uma conduta é avaliada a partir da superação de limites de ofertas. Para evitar mitigações desnecessárias, não são aplicadas ofertas padrão se as condutas não causarem alteração substancial nos preços de mercado. Nessa linha, passa a ser necessário incorporar testes de impacto como a segunda componente do gatilho para a mitigação. Para tanto, são definidos também limites de impacto quanto aos efeitos substanciais nos preços.

129. Se a oferta de uma unidade exceder o limite de conduta e impacto, a sua oferta será substituída pelo nível de referência aplicável ao caso.

### **III.2.9 – Do potencial exercício de poder de mercado na formação do PLD**

130. Num primeiro olhar, poder-se-ia imaginar que o exercício de poder de mercado na formação de preços seria aplicável somente a mercados cuja operação do sistema elétrico seja baseada em ofertas de preço, a exemplo dos mercados americanos supramencionados. No entanto, a seguir, são apresentados alguns aspectos da formação de preço por custo de operação e da comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro que potencialmente oportunizariam abuso de exercício de poder de mercado por agentes setoriais, o que poderia ensejar monitoramento das práticas dos agentes.

Pág. 29 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

131. Conforme disposto nas Regras de Comercialização, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para a valoração dos montantes de energia no mercado de curto prazo, por período de comercialização (hora) e submercado. Atualmente, o SIN é organizado em 4 submercados representativos de regiões geoeletricas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Os submercados são regiões (grandes zonas) cujas fronteiras são definidas em razão da presença de restrições elétricas relevantes aos fluxos de energia.

132. Os valores do PLD, calculados pela CCEE, são resultado do planejamento e da programação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) realizado pelo ONS, compostos por diversas etapas em que são processados modelos computacionais com objetivo de minimizar o valor esperado do custo total de operação do sistema.

133. Na etapa de médio prazo, que contempla o processamento do modelo NEWAVE, são realizados estudos com horizonte de até 5 anos e discretização mensal, com representação individualizada do parque termelétrico e agregação por reservatórios equivalentes para as usinas hidrelétricas. A expectativa de geração das usinas de outras fontes reduz a carga líquida a ser atendida. Os intercâmbios entre submercados são representados por conexões equivalentes para simplificar a modelagem das linhas de transmissão. Um dos principais resultados obtidos pela estratégia de solução do modelo NEWAVE é a Função de Custo Futuro, que valora o custo esperado da operação dependendo da tendência hidrológica e dos níveis dos reservatórios para o horizonte de planejamento. Esta função é utilizada no acoplamento com o modelo de curto prazo, compatibilizando a política de operação dessas duas etapas.

134. Por sua vez, a etapa de curto prazo inclui o processamento do modelo DECOMP. Ela apresenta horizonte de planejamento de 2 meses e discretização semanal para o primeiro mês, com representação dos parques termelétrico e hidrelétrico de forma individualizada. Há um maior detalhamento dos intercâmbios de energia entre os submercados com relação ao modelo de médio prazo. O objetivo do DECOMP é determinar o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétrica que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (previsões de cargas, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre submercados, etc). O modelo DECOMP fornece a Função de Custo Futuro, resultado da estratégia de solução do curto prazo, para o acoplamento com o modelo de curtíssimo prazo.

135. Em seguida, passa-se à etapa de curtíssimo prazo, em que é utilizado o modelo DESSEM. Nesse caso, a discretização temporal é semi-horária (30 min) para o primeiro dia e um horizonte de planejamento da operação de até 7 dias. Esse modelo representa as usinas termelétricas por unidade geradora, suas restrições de *unit commitment* (rampa de acionamento, tempo mínimo de acionamento, rampa de desligamento, tempo mínimo desligamento, taxa e frequência de tomada de carga) e a operação em ciclo combinado. Os limites de transferência de energia entre submercados podem também ser representados por meio de limites de intercâmbio dinâmicos, que dependem das condições operativas do sistema. O objetivo do DESSEM é determinar o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétrica que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto mais detalhado das informações (previsões de carga, vazões, geração eólica, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas).

Pág. 30 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

136. Em cada um dos modelos haverá atualizações nos dados de entrada, com periodicidade mensal, semanal e diária, respectivamente. O processamento encadeado desses modelos dá origem ao Custo Marginal de Operação (CMO) que representa o custo, em R\$/MWh, necessário para atender ao incremento de 1 MWh da carga na respectiva barra. Assim, as usinas termelétricas com CVU inferior ao valor do CMO são chamadas a despachar pelos modelos computacionais, o que é denominado despacho na ordem de mérito de custo, enquanto as usinas termelétricas com CVU superior ao CMO não são despachadas como resultado do processamento dos modelos.

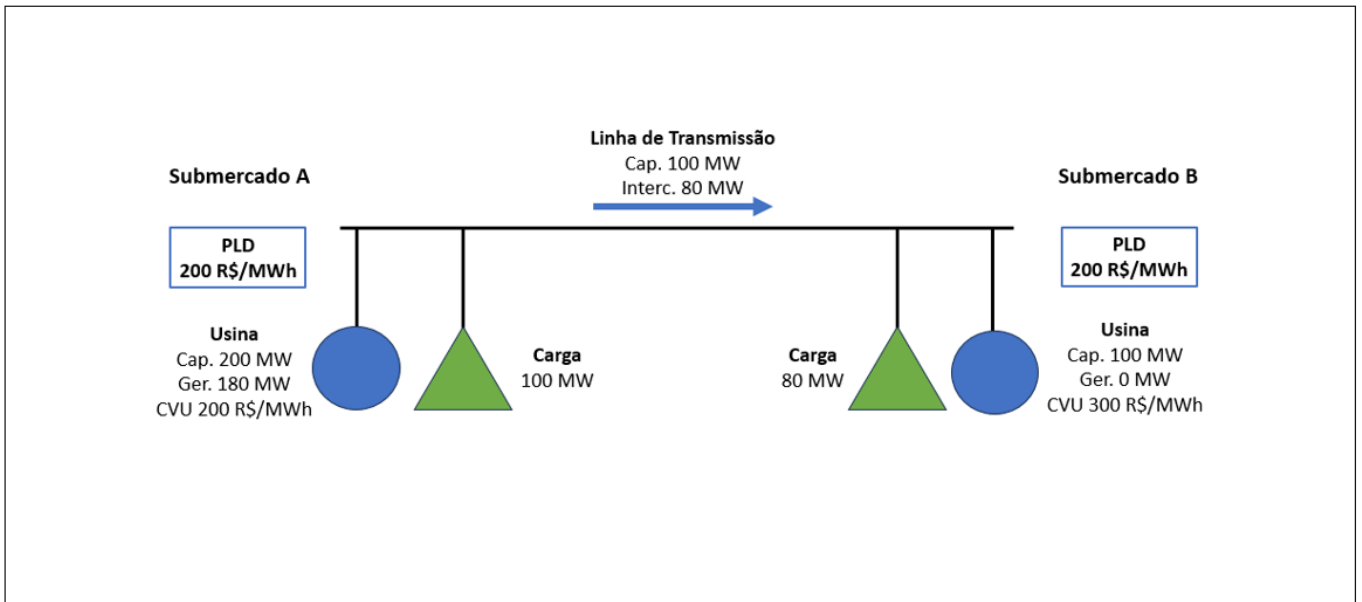
137. Para o cálculo do PLD, que tem discretização horária, a CCEE processa de forma encadeada esses mesmos modelos computacionais (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) a partir do envio do *deck* (conjunto de dados) pelo ONS resultantes do planejamento e da programação da operação do sistema.

138. Ocorre que, diferentemente do planejamento da operação do ONS, que considera todas as restrições elétricas do sistema, a CCEE deve considerar a energia como sendo igualmente disponível em todos os pontos de consumo de um mesmo submercado. Assim sendo, os dados provenientes do ONS e recebidos pela CCEE para cálculo do PLD são tratados em cada uma das etapas descritas anteriormente, de forma a não considerar as restrições elétricas internas aos submercados. Além disso, os valores do PLD são limitados superior e inferiormente nos termos da regulação da ANEEL.

139. Como as restrições de transmissão entre submercados são modeladas na formação do PLD, podem surgir diferenças de PLD entre submercados. A seguir, um exemplo dessa hipótese com finalidades meramente didáticas.

140. No exemplo, ilustrado pela **Figura 3**, a Carga de 100 MW do Submercado A é atendida integralmente pela Usina de Custo Variável Unitário (CVU) de 200 R\$/MWh do seu próprio submercado. De igual modo, a Carga de 80 MW do Submercado B também é atendida integralmente pela Usina localizada no Submercado A por meio do intercâmbio de 80 MW na linha de transmissão, sem restrições ativas. A preferência pela operação da Usina localizada no Submercado A advém de seu CVU ser inferior ao da Usina B, que é de 300 R\$/MWh. Nesta situação, um incremento da Carga do Submercado A pode ser atendido pela Usina desse mesmo submercado ao CVU de 200 R\$/MWh. Portanto, o CMO no Submercado A (ou Subsistema) é de 200 R\$/MWh e esse valor corresponde também ao PLD desse submercado. Igualmente, um incremento da Carga do Submercado B também pode ser atendido pela Usina do Submercado A ao CVU de 200 R\$/MWh, dado que há capacidade ociosa daquela Usina, bem como da Linha de Transmissão. Desse modo, o CMO no Submercado B (ou Subsistema) também é de 200 R\$/MWh e esse valor corresponde também ao PLD desse submercado.

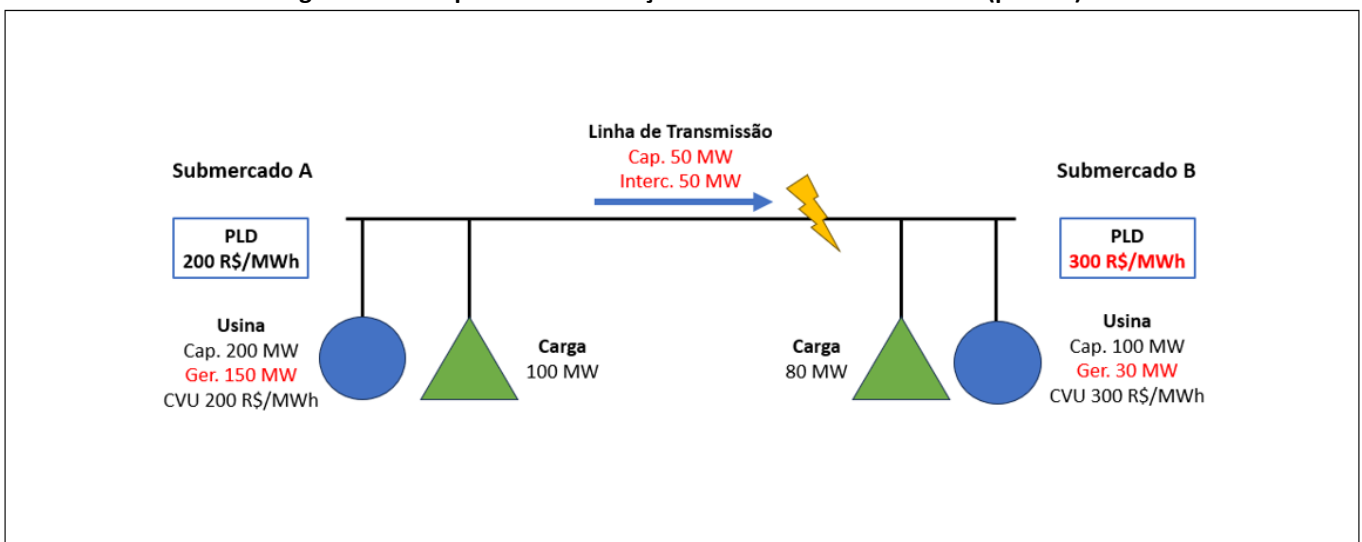
**Figura 3 – Exemplo sobre diferenças de PLD entre submercados (parte 1)**



Fonte: Elaboração própria.

141. A seguir, na **Figura 4**, uma hipótese de indisponibilidade na Linha de Transmissão que venha a ocasionar uma restrição de transmissão, tornando sua capacidade disponível, não mais de 100 MW, mas de 50 MW.

**Figura 4 – Exemplo sobre diferenças de PLD entre submercados (parte 2)**



Fonte: Elaboração própria.

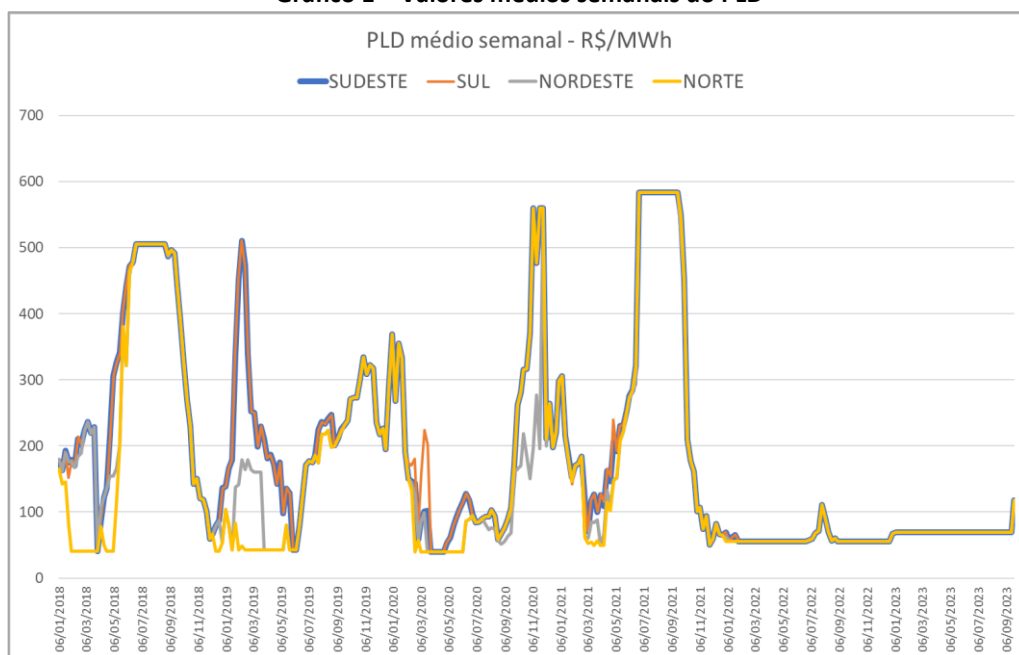
142. Nessa situação, a Carga de 100 MW do Submercado A continua a ser atendida integralmente pela Usina de CVU de 200 R\$/MWh do seu próprio submercado. Por outro lado, a Carga de 80 MW do Submercado B passa a ser atendida em 50 MW pela Usina A mediante intercâmbio e em 30 MW pela Usina localizada no próprio Submercado B. Novamente, a preferência pela operação da Usina localizada no Submercado A para atendimento parcial da Carga no Submercado B advém de seu CVU ser

inferior ao da Usina B, que é de 300 R\$/MWh. Nesta situação, um incremento da Carga do Submercado A pode ser atendido pela Usina desse mesmo submercado ao CVU de 200 R\$/MWh. Portanto, o CMO no Submercado A (ou Subsistema) é de 200 R\$/MWh e esse valor corresponde também ao PLD desse submercado. De modo diferente, um incremento da Carga do Submercado B deve ser atendido pela Usina do próprio Submercado B ao CVU de 300 R\$/MWh, dado que o intercâmbio atingiu o limite de capacidade restringida da Linha de Transmissão. Desse modo, o CMO no Submercado B (ou Subsistema) é de 300 R\$/MWh e esse valor corresponde também ao PLD desse submercado.

143. Parte-se agora para breve análise de alguns casos reais de formação de PLD para ilustrar o tópico.

144. O **Gráfico 1** abaixo contém os valores médios semanais do PLD, em R\$/MWh, por submercado, desde janeiro de 2018 até setembro de 2023. Nele, pode-se observar períodos de importantes diferenças de PLD entre os submercados motivados por atingimento dos limites de transmissão entre submercados.

**Gráfico 1 – Valores médios semanais do PLD**

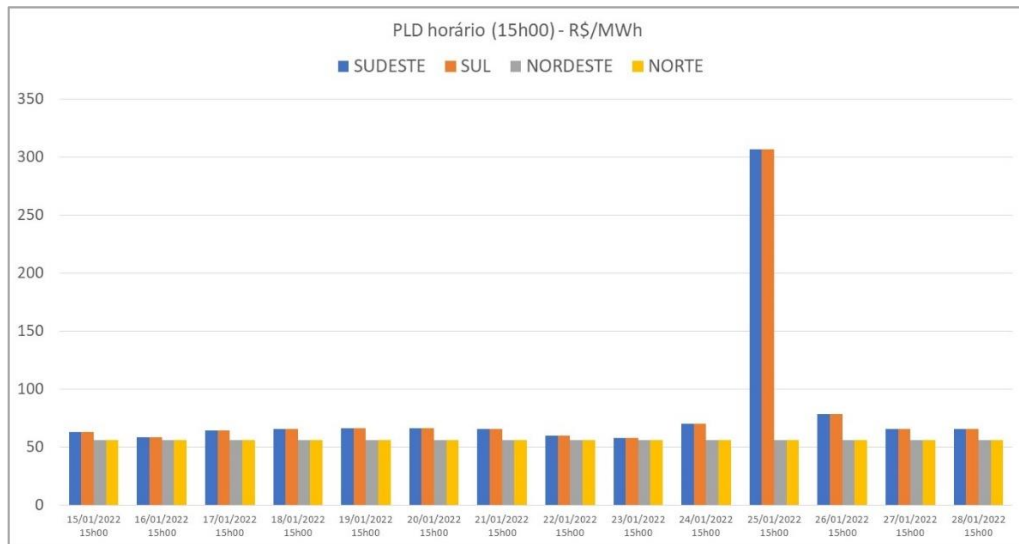


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

145. No gráfico acima, optou-se apresentar as médias semanais por conta do longo histórico considerado, superior a 5 anos. Mas as diferenças de PLD entre submercados podem ser percebidas também momentaneamente no intervalo de uma ou poucas horas, a depender das condições da operação. Como exemplo dessa situação, no **Gráfico 2** abaixo, são apresentados os valores de PLD por submercado para as 15h00 dos dias compreendidos entre 15/01/2022 e 28/01/2022.



**Gráfico 2 – Valores horários do PLD**



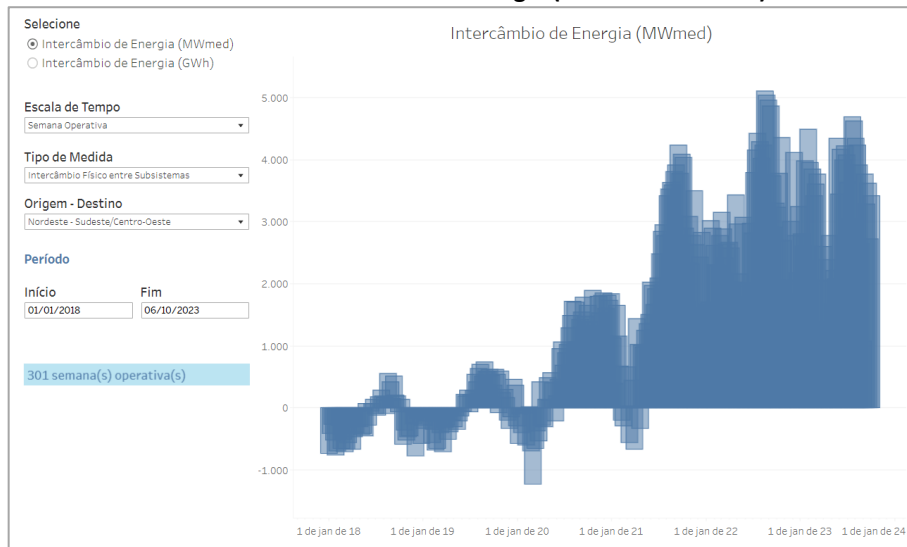
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

146. Do gráfico, observa-se que os PLDs dos submercados Sudeste e Sul permaneceram colados no período, assim como os PLDs do Norte e do Nordeste. No entanto, houve descolamento entre os dois conjuntos no horário em análise, com destaque para o dia 25/01/2022 em que o conjunto Sudeste/Sul atingiu marca superior a R\$ 300/MWh, ao passo que o conjunto Nordeste/Norte permaneceu abaixo de R\$ 60/MWh, o que se justifica pelo atingimento do limite de transmissão entre as duas macrorregiões.

147. É relevante observar que a matriz elétrica brasileira tem passado por transformações marcadas pela redução da regularização dos reservatórios de usinas hidrelétricas e forte penetração de fontes renováveis com geração intermitente concentradas em regiões geoeletricas específicas, especialmente na região Nordeste. Esses elementos tornam mais evidente a necessidade de transferências de grandes blocos de energia entre os subsistemas para atendimento à carga. E o atingimento dos limites de intercâmbio quando dessas movimentações energéticas, quando observadas pelos modelos computacionais, ocasiona diferenças de PLDs entre submercados.

148. De forma a ilustrar essa evolução no registro dos intercâmbios de energia, no **Gráfico 3** a seguir é mostrado o aumento do intercâmbio de energia do subsistema Nordeste para o Sudeste observado nos últimos anos. O sentido do intercâmbio oscilava no início do período analisado, ora de Nordeste para Sudeste, ora o inverso. A partir da segunda metade do período analisado, o intercâmbio assumiu um único sentido, qual seja, do Nordeste para o Sudeste, de modo a transferir grandes volumes de energia, sobretudo de fontes renováveis intermitentes, para os centros de carga. Ademais, esse intercâmbio não chegou a 1.000 MW<sub>méd</sub> entre 2018 e 2019, ao passo que atingiu valores superiores a 4.500 MW<sub>méd</sub> em 2022 e 2023.

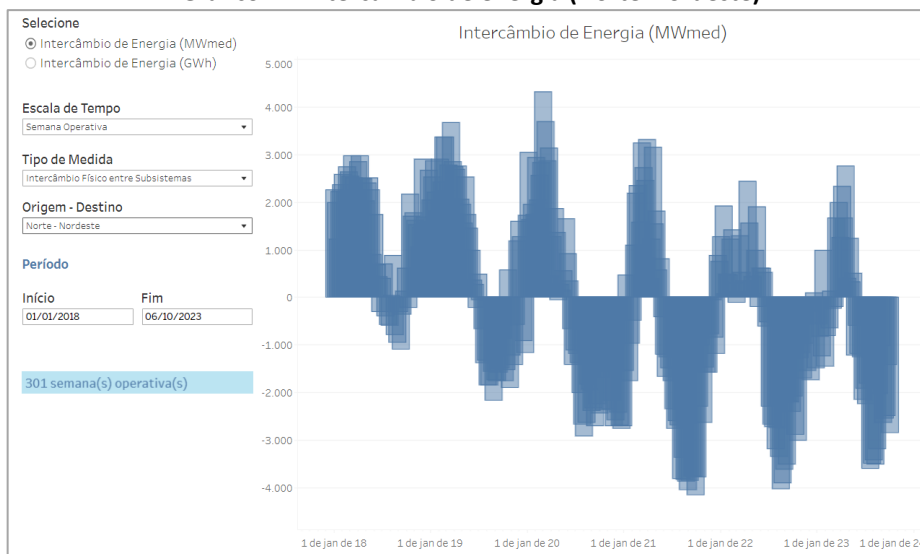
**Gráfico 3 – Intercâmbio de energia (Nordeste-Sudeste)**



Fonte: ONS.

149. Além disso, o comportamento sazonal da geração renovável predominante no Brasil também contribui para a movimentação de blocos de energia entre subsistemas, a depender do período do ano. No **Gráfico 4** abaixo, é apresentado o intercâmbio do Norte para o Nordeste. A transferência de energia do Norte para o Nordeste geralmente ocorreu no primeiro semestre de cada ano, em que há maior produção de energia de origem hidrelétrica nas usinas do Norte, ao passo em que se registrou o fluxo contrário usualmente no segundo semestre, período no qual há menor disponibilidade hídrica no Norte e maior produção de geração eólica no Nordeste.

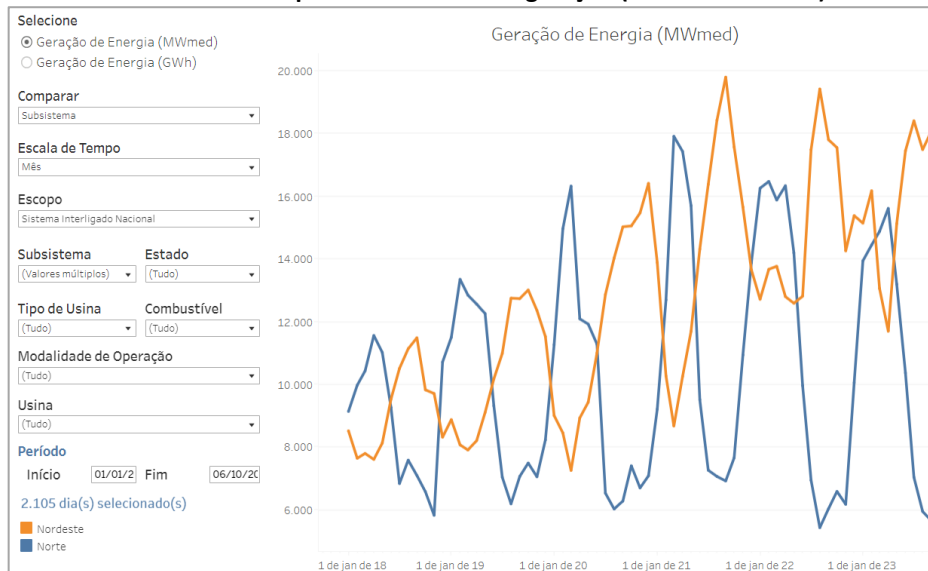
**Gráfico 4 – Intercâmbio de energia (Norte-Nordeste)**



Fonte: ONS.

150. No **Gráfico 5** a seguir, fica mais clara a complementariedade da geração entre os subsistemas Norte e Nordeste.

**Gráfico 5 – Complementariedade da geração (Norte x Nordeste)**

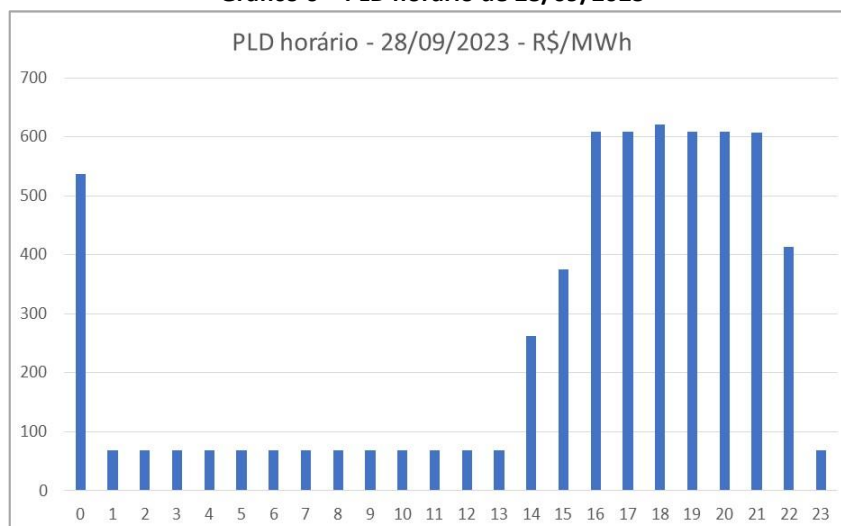


Fonte: ONS.

151. Em resumo, nos **Gráficos 1 a 5**, buscou-se mostrar alguns aspectos de formação de PLD e operação do sistema, associados a transferências de energia entre subsistemas e restrições de transmissão. Nos Gráficos 6 a 8 a seguir, objetiva-se apontar aspectos associados a parâmetros de *unit commitment* na formação do PLD.

152. No **Gráfico 6** abaixo, são apresentados os valores do PLD das 24 horas do dia 28/09/2023 para o submercado Sudeste. A saber, não houve descolamento de PLD entre submercados nessa data. Nota-se que o PLD se manteve no mínimo entre 1h00 e 13h00 (R\$ 69,04/MWh) e iniciou a trajetória de crescimento nas três horas seguintes. No período entre 16h00 e 21h00, superou o patamar de R\$ 600/MWh e voltou a reduzir às 22h00 até a atingir o mínimo às 23h00 novamente.

**Gráfico 6 – PLD horário de 28/09/2023**

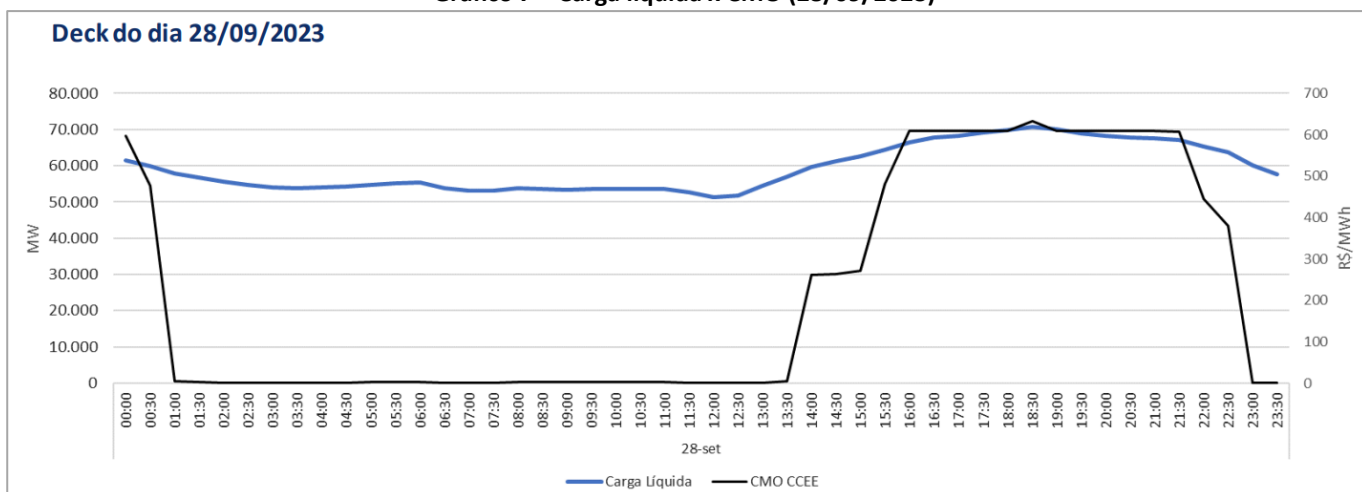


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

153. De acordo com a publicação Encontro PLD de 02/10/2023 da CCEE, o resultado do DESSEM em 28/09/2023 indicou que às 18h30 todas as usinas hidrelétricas atingiram a capacidade máxima de geração para atender a carga, considerando as restrições de cada usina hidrelétrica, sendo necessário despachar termelétricas por ordem de mérito. Desse modo, a otimização do despacho efetuado pelo modelo de formação de preço resultou no despacho de usinas termelétricas com CVU até a ordem de R\$ 600/MWh com parâmetros de *unit commitment* mais flexíveis para atender às necessidades do sistema por poucas horas, em detrimento ao despacho de usinas termelétricas com CVUs mais baixos com parâmetros de *unit commitment* mais longos.

154. No **Gráfico 7** a seguir, é apresentada carga líquida do SIN obtida do *deck* do DESSEM para o dia 28/09/2023 vis-à-vis o CMO. No gráfico, é possível observar a relação do aumento da carga entre a tarde e a noite daquele dia com a correspondente elevação do CMO no período.

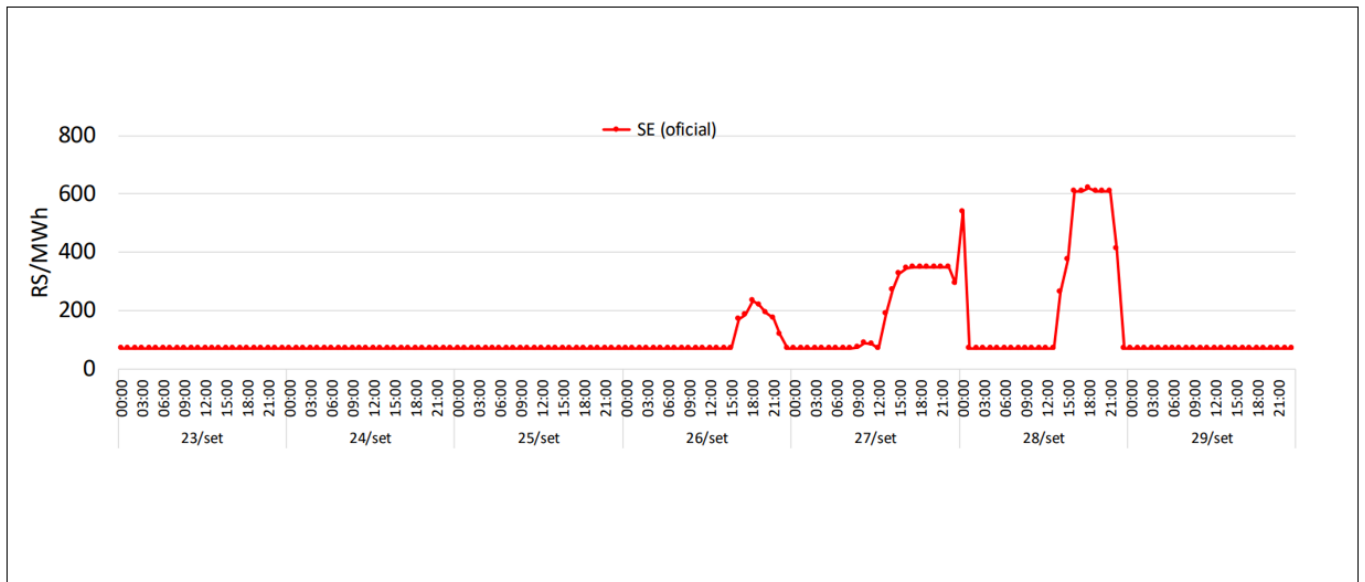
**Gráfico 7 – Carga líquida x CMO (28/09/2023)**



Fonte: CCEE.

155. Efeito semelhante foi percebido não somente nessa data, mas também nos dias 26 e 27 do mesmo mês, conforme apresentado pela CCEE na publicação.

Gráfico 8 – PLD horário (23 a 29/09/2023)



Fonte: CCEE.

156. Dos Gráficos acima, nota-se a influência decisiva dos parâmetros de *unit commitment* na elevação do PLD no período.

157. Na contabilização de energia elétrica no âmbito da CCEE, o PLD é utilizado para valorar os desvios positivos ou negativos entre recursos e requisitos de energia. De modo bastante simplificado, sem adentrar nos detalhes das Regras de Comercialização e no tratamento particular dos contratos, no caso do perfil consumo dos agentes, o PLD é utilizado para valorar os desvios entre o consumo medido e os contratos de compra; no caso do perfil geração, para valorar os desvios entre a geração medida (ou alocada no MRE) mais contratos de compra e os contratos de venda; e, no caso dos comercializadores, para valorar os desvios entre os montantes contratados de compra e de venda.

158. Caso os desvios negativos entre recursos e requisitos de energia (requisitos > recursos) não sejam cobertos por contratos até o momento de fechamento de mercado, os montantes desviados são valorados ao PLD. Desse modo, o PLD passa a exercer influência de preço de contratos, especialmente nos de curto prazo e para fechamento da carga. Ademais, o mercado de energia elétrica conta com contratos sem preço pré-fixado, mas vinculado ao PLD, do tipo PLD + *Spread*. O valor do *Spread* varia com o risco presente nas negociações.

159. A variação do PLD também permite aos agentes de mercado arbitrarem no binômio risco x retorno quanto às exposições no mercado de curto prazo.

160. Por exemplo, um agente setorial pode manter-se subcontratado (“*short*” ou “vendido”) em alguma parcela de energia para um certo momento futuro com a expectativa de que o PLD seja mais baixo do que o preço refletido nos contratos para aquela mesma data de suprimento. Nessa situação, caso a expectativa do agente se verifique, ele terá o benefício, em termos de custo de oportunidade, da diferença entre o preço do contrato de venda e o PLD. Caso contrário, ele terá o prejuízo, também em termos de custo de oportunidade, valorado a essa mesma diferença.

Pág. 38 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

161. Em situação oposta, um agente setorial pode manter-se sobrecontratado (“long” ou “comprado”) em alguma parcela de energia para um certo momento futuro com a expectativa de que o PLD seja mais alto do que o preço refletido nos contratos para aquela mesma data de suprimento. Nessa situação, caso a expectativa do agente se verifique, ele terá o benefício, em termos de custo de oportunidade, da diferença entre o PLD e o preço do contrato de compra. Caso contrário, ele terá o prejuízo, também em termos de custo de oportunidade, valorado a essa mesma diferença.

162. Quanto maiores a variabilidade e imprevisibilidade do PLD e os montantes de energia envolvidos, maior o risco da operação comercial. Ademais, nas operações como subcontratado (“short” ou “vendido”), os agentes podem ficar sujeitos a penalidades por insuficiência de lastro de energia a depender dos montantes de energia e prazos das operações.

163. Além dessas operações, o PLD também influencia nas operações com derivativos de energia negociados usualmente em balcões de energia elétrica.

164. De acordo com a CVM<sup>33</sup>, os contratos de derivativos são mecanismos de transferência de risco inerentes aos mercados financeiros (preços de ativos, créditos), os quais podem ser celebrados em mercados organizados (bolsas de valores ou mercado de balcão) ou ser negociados bilateralmente entre as partes envolvidas.

165. Os derivativos podem ser classificados como compromissos a termo, em que o comprador se compromete em adquirir do vendedor um ativo subjacente em data futura específica a um preço estabelecido no momento do acordo (*ex-ante*) de forma que a transferência de riscos reflita exatamente a preferência das partes. Exemplos desses derivativos são contratos de *swap*, contratos a termo ou contratos futuros (quando padronizados por uma bolsa de valores).

166. Um outro tipo de derivativos são as opções, que geram obrigações de pagamento de valores (prêmio) e direito de negociação, quando determinado evento específico e aleatório se realiza. Nesse caso, o adquirente possui direito – e não obrigação – de realizar o negócio contratado.

167. Ainda segundo a CVM, *“a relevância e complexidade do processo de transferência de riscos por meio de derivativos, bem como os potenciais danos aos sistemas financeiros globais a partir de seu uso inadequado, surgiu para o Estado a necessidade de regulação, de forma a garantir que seu objetivo precípua seja alcançado”*.

168. No Brasil, é a CVM que possui a competência para regular as operações com derivativos, inclusive nos que se refere às questões contábeis, tanto exigindo critérios de evidenciação quanto aprovando normas de contabilidade sobre reconhecimento mensuração e evidenciação de instrumentos financeiros emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), nos mesmos moldes que a ANEEL faz, em relação às normas contábeis pertinentes ao setor elétrico.

---

<sup>33</sup> Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Mercado de Derivativos no Brasil: Conceitos, Produtos e Operações. 1ª Edição. Rio de Janeiro: 2015. Disponível em: <https://www.gov.br/investidor/pt-br/educacional/publicacoes-educacionais/livros-cvm/livro-topderivativos.pdf>

Pág. 39 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

169. Entretanto, a CVM enfatiza que, embora a competência para regulação dos mercados e contratos derivativos seja da CVM desde 2001, o Banco Central do Brasil e o Conselho Monetário Nacional também atuam como reguladores indiretos quando existe o envolvimento de instituições financeiras, em especial nas operações realizadas no mercado de balcão.

170. No Brasil, além das empresas comercializadoras de energia, geradoras, outras empresas do setor elétrico ou não, pessoas físicas, fundos de investimento, bancos, corretoras e investidores interessados em atuar no mercado de derivativos de energia elétrica podem contar com serviço disponibilizado por plataformas negociais, como, por exemplo, a da empresa Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) e a da Brasil, Bolsa e Balcão (B3).

171. Entretanto, embora o mercado de derivativos em que o ativo subjacente é o preço da energia elétrica seja bastante consolidado em outros países, o seu desenvolvimento no setor de energia elétrica brasileiro é recente. Na B3, por exemplo, o serviço de balcão passou a ser disponibilizado a partir de 2015<sup>34</sup>.

172. O derivativo de energia tem por ativo subjacente o PLD publicado pela CCEE, podendo ser usado como *hedge* (proteção) contra a oscilação do PLD ou na outra ponta, como uma forma de exposição ao risco da oscilação do PLD para aquele agente que deseja obter uma maior rentabilidade.

173. A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL) e a BBCE publicaram Cartilha<sup>35</sup> de Derivativos de Energia. A Cartilha menciona um exemplo hipotético para mostrar que derivativos reduzem significativamente o montante financeiro envolvido na operação.

(...) determinado agente acredita que daqui a seis meses o PLD será R\$ 200/MWh. Com essa convicção, faz um contrato de venda de R\$ 250/MWh para entrega daqui a seis meses – isso significa que o agente, que nesse caso também opera no mundo físico, acredita na queda do preço futuro, de forma que em seis meses ele poderia comprar energia no Mercado de Curto Prazo (MCP) a R\$ 200/MWh e vender por R\$ 250/MWh. Então, esse agente busca uma contraparte no mercado de derivativos que aceite comprar energia a R\$ 250/MWh para entrega em seis meses, por acreditar no aumento do preço futuro. Como nesse caso ambos os agentes não irão consumir a energia, estão apenas negociando preço, a liquidação será meramente financeira. Isso significa que o resultado da operação será a diferença entre o preço acordado e a referência de preço, que nesse caso é o PLD. Caso em seis meses o PLD realmente seja R\$ 200/MWh, o agente que originou a operação irá receber R\$ 50/MWh. Assim, a liquidação de derivativos envolve um montante financeiro muito menor, pelo fato de ser usualmente calculada apenas sobre a diferença. Se a operação fosse feita no mercado físico, os dois agentes teriam que desembolsar o valor integral do que foi acordado, ou seja, R\$ 200 e R\$ 250/MWh, ao passo que, com o derivativo, apenas R\$ 50/MWh foi desembolsado.

---

<sup>34</sup> Brasil Bolsa Balcão (B3). DERIVATIVOS DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em:

<https://www.b3.com.br/data/files/FA/37/71/68/15E85710DFA44257AC094EA8/Ebook-Derivativos-Energia.pdf>

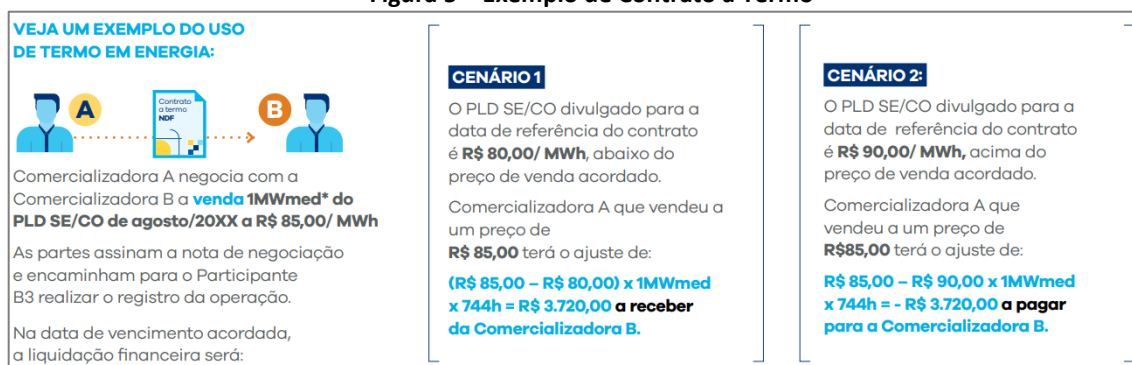
<sup>35</sup> ABRACEEL e BBCE. Título: Derivativos de Energia. Disponível em: <https://www.abraceel.com.br>, 2021.

Pág. 40 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

174. Quanto aos Contratos a Termo, a Cartilha afirma que são operações de compra e venda, nas quais se firma um contrato bilateral por um preço fixado no momento da negociação, sabendo que a liquidação será em data futura. Essa estrutura contratual permite customização de preços, prazos, quantidades e condições de pagamento.

175. O site<sup>36</sup> da B3 na internet apresenta o seguinte exemplo de Contrato a Termo aplicado no setor de energia elétrica.

Figura 5 – Exemplo de Contrato a Termo



Fonte: B3 – Brasil, Bolsa, Balcão.

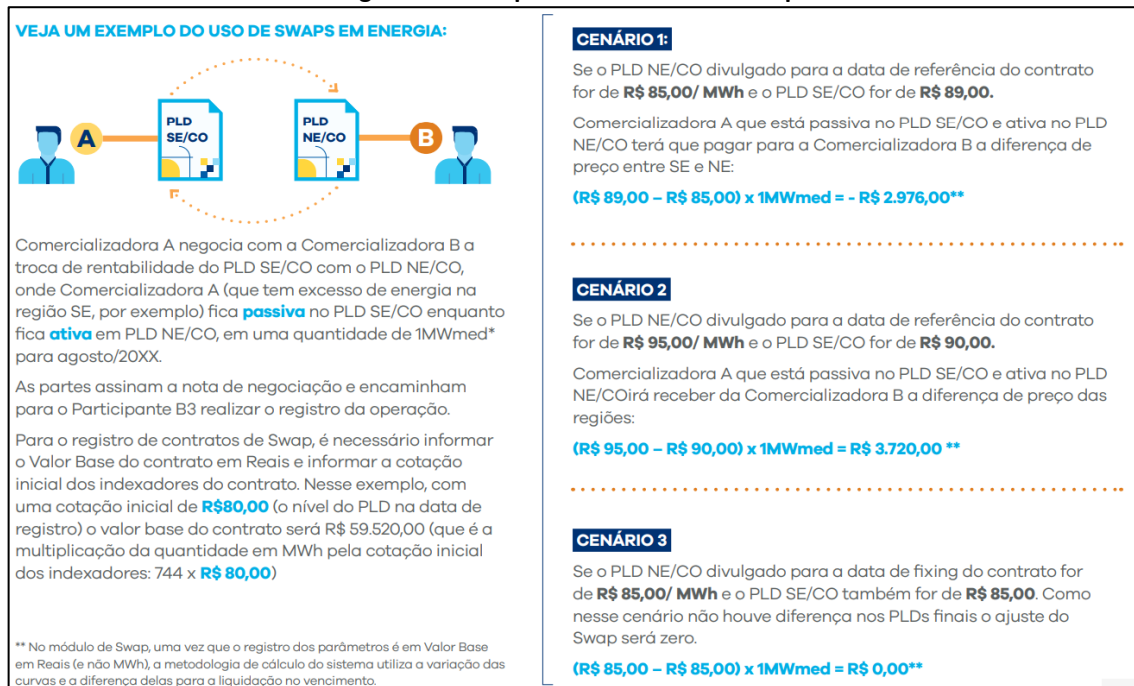
176. A Cartilha também discorre sobre os Contratos de “Swap”. O “Swap” é um contrato de troca de fluxos financeiros que permite aos participantes do mercado trocarem exposições indesejadas para obter maior previsibilidade a seus fluxos de caixa, com base no PLD de meses distintos. Isso permite a uma das partes do contrato pagar um preço fixo pela energia, independentemente da flutuação de seu preço durante o período contratual.

177. O site da B3 na internet apresenta o seguinte exemplo de Contrato de “Swap” aplicado no setor de energia elétrica com referência a submercados distintos (não a meses distintos).

<sup>36</sup> B3 – Brasil, Bolsa, Balcão. Disponível em: <https://www.b3.com.br/>.



**Figura 6 – Exemplo de Contrato de “Swap”**

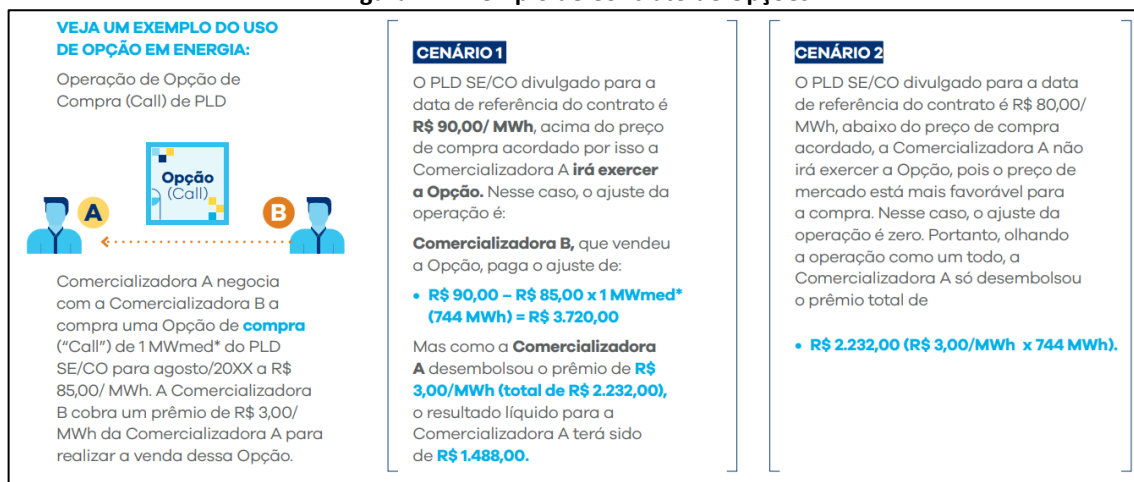


Fonte: B3 – Brasil, Bolsa, Balcão.

178. Por seu turno, a Cartilha aponta que os Contratos de Opções oferecem aos seus compradores o direito, mas não a obrigação, de comprar ou vender uma certa quantidade de energia em uma data futura por um preço previamente determinado, mediante o pagamento de um prêmio. O titular do direito paga um prêmio no início e fica com o direito de exercício, se esse lhe for favorável. Quanto ao lançador do direito, esse recebe um prêmio, mas tem a obrigação de liquidação da energia, caso esse direito seja exercido pelo titular.

179. O site da B3 na internet apresenta o seguinte exemplo de Contratos de Opções aplicado no setor de energia elétrica.

**Figura 7 – Exemplo de Contrato de Opções**



Fonte: B3 – Brasil, Bolsa, Balcão.

Pág. 42 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

180. As explicações acima sobre a influência do PLD nas operações de mercado dos agentes setoriais, tanto nos mercados físicos quanto de derivativos, serviram para esclarecer sobre a importância de se exercer monitoramento sobre concorrência, concentração econômica e abuso de poder de mercado quando da formação do PLD. Esse tema assume ainda maior relevância diante do progressivo movimento de liberalização de mercado viabilizado nos últimos anos por meio de Portarias do MME.

181. Como forma de enriquecer a análise deste tópico, mas, desta vez, mirando a expansão futura do sistema elétrico, apresenta-se, a seguir, um exercício<sup>37</sup> para avaliação da influência de restrições de transmissão sobre o CMO (e em última análise sobre o PLD), tendo como pano de fundo a expansão do sistema elétrico (transmissão, geração e carga) prevista para os próximos anos. Os resultados do exercício devem ser encarados em termos qualitativos, pois servem apenas para transmitir noções dos efeitos das restrições de transmissão. Não se deve ater aos números em si, pois, como será apresentado nas premissas, foram adotados diversos critérios na formação dos parâmetros de entrada do modelo, permeados com algum nível de discricionariedade.

182. O estudo procurou simular um cenário futuro de operação do SIN, precisamente para o ano de 2028, período a partir do qual haveria a expectativa de que as novas linhas de transmissão licitadas no âmbito do 1º leilão de transmissão de 2023 estariam em operação comercial. Esse cenário base apoiou-se nas diretrizes originárias do planejamento setorial que lastrearam o certame, particularmente a Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) n. EPE-DEE-RE-018/2022-rev3, de 27 de janeiro de 2023. Esse documento indicou um incremento de cerca de 13GW na malha de transmissão no cenário de referência, sobretudo no subsistema Nordeste, mas também com repercussões relevantes nos subsistemas Norte e Sudeste. Foi desconsiderada qualquer alteração sobre o subsistema Sul por não haver ali qualquer sinalização explícita de expansão da rede elétrica.

183. Com a principal diretriz do estudo caracterizada, o passo seguinte foi o de preparar o modelo NEWAVE (versão 28) para simular a operação do SIN com essa nova condição de contorno e dela extrair sensibilidades de CMO a partir de alterações significativas sobre a disponibilidade/capacidade dessas linhas. Para tanto, foi necessário também ajustar a topologia da demanda e da oferta do sistema para o mesmo período temporal futuro.

184. Nesse caso, a fonte de informação consultada foram as projeções oficiais do Plano Decenal de Expansão (PDE) 2031. Desse plano foram extraídos o crescimento da carga própria de energia e da microgeração e minigeração distribuída (MMGD), além das expansões dos portfólios de geração termelétrica e hidrelétrica, a previsão agregada de produção eólica e solar centralizadas, os valores nominais de referência para os custos variáveis unitários de cada usina hidrelétrica.

185. Para a simulação, foi adotada a modalidade estática do modelo computacional. Trata-se de uma vertente que explora, de forma ampla e geral, combinações de oferta hidráulica (estados de armazenamento e de aporte de energia hidráulica natural), sem se ocupar de detalhes ou de nuances conjunturais próprias da operação experimentada no cotidiano. Reflete, assim, um amplo espectro operativo de um sistema física e economicamente equilibrado, em que o valor esperado dos custos

---

<sup>37</sup> Contou com contribuições da SGM na preparação dos dados de entrada, processamento do modelo NEWAVE e organização dos resultados.

marginas de operação é equivalente ao sinal econômico que norteia as iniciativas de expansão, o custo marginal de expansão.

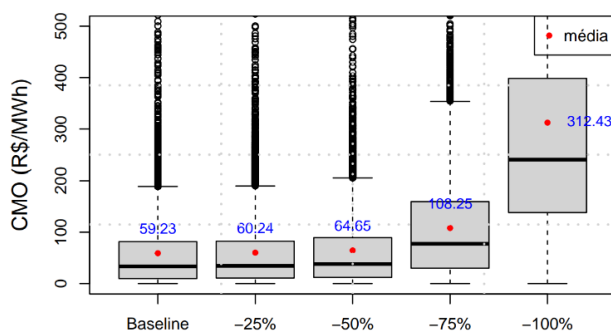
186. As variáveis do problema de operação de mínimo custo, como performance das plantas de geração, disponibilidade de linhas, cronogramas de manutenção, patamares típicos de geração e de consumo, foram caracterizados pela média de seus valores históricos e/ou projetados, conforme o caso.

187. A configuração estática considerada partiu da mesma utilizada pelo MME no âmbito da revisão ordinária de garantia física do parque hidrelétrico, quando da edição da Portaria MME n. 709, de 30 de novembro de 2022. Vale dizer que esse estudo se fundamentou na configuração do SIN do Programa Mensal da Operação (PMO) de maio de 2022, incluída aí a topologia do sistema de transmissão da época. Foi sobre essa mesma topologia que foi proporcionalizado o incremento de 13GW vislumbrado pela EPE. Esse último apontamento se fez necessário porque a granularidade espacial do SIN considerada nos estudos do planejamento setorial difere da utilizada no âmbito da operação, portanto exigindo alguma adaptação nesse sentido.

188. Os resultados de simulação obtidos para a arquitetura vislumbrada do SIN para o período futuro considerado caracterizaram o cenário base (*baseline*) do estudo. As demais sensibilidades, com decaimentos (cortes) progressivos de 25% originalmente aplicados à capacidade de transmissão total expandida (incremento de 13GW), perfizeram quatro cenários complementares, também refletidos no conjunto de resultados explorados.

189. Nos **Gráficos 9, 10, 11 e 12**, são apresentadas as distribuições do CMO na forma de *Boxplot*. Os limites inferior e superior externos aos *boxes* representam, respectivamente, os percentis 1% e 99% das distribuições, os limites dos *boxes* representam os 1º e 3º quartis; o traço interno aos *boxes*, a mediana; e, os pontos em vermelho, as médias.

**Gráfico 9 – Resultados do CMO – Sudeste**



**Gráfico 10 – Resultados do CMO – Sul**

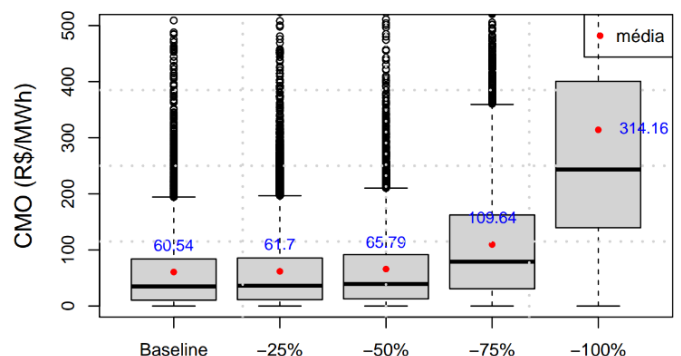


Gráfico 11 – Resultados do CMO – Nordeste

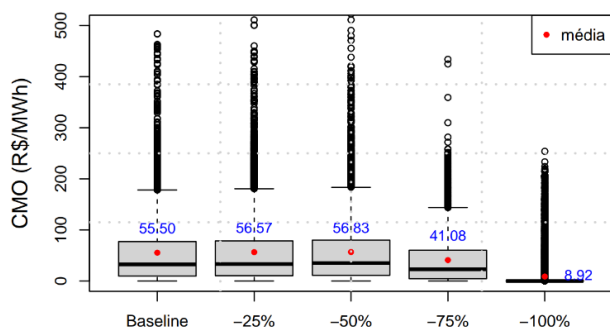
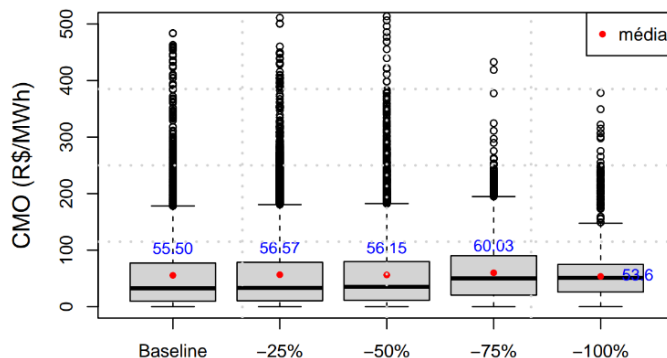


Gráfico 12 – Resultados do CMO - Norte



Fonte: Simulação da SGM.

190. É de se notar que, nos cenários estudados e considerando as várias limitações do modelo, há sinalização de descolamento de CMOs mais substancial entre o conjunto formado pelos subsistemas Sudeste e Sul e o conjunto formado pelos subsistemas Nordeste e Norte. Esse descolamento cresce à medida que se aumenta o corte nos fluxos de intercâmbio entre Nordeste e Sudeste (cortes limitados aos 13GW planejados para expansão). Nos casos de corte de 75% e 100% dos 13GW, o subsistema Nordeste passa a ter excesso de geração (ou carga líquida reduzida) com limitações de alocação de energia em outro subsistema, o que torna seu CMO bastante inferior aos demais, sobretudo quando o corte atinge 100%. Nesse caso, nota-se intenso crescimento dos CMOs dos subsistemas Sudeste, que deixam de contar com relevantes aportes de energia provenientes do Nordeste.

191. Nos Gráficos 13, 14, 15 e 16, são apresentadas as diferenças de CMO entre o cenário baseline e os cenários de corte de intercâmbio.

Gráfico 13 – Diferença de CMO entre o *baseline* e 25%

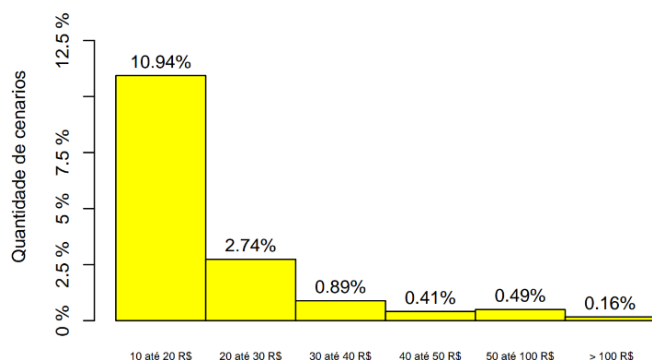


Gráfico 14 – Diferença de CMO entre o *baseline* e 50%

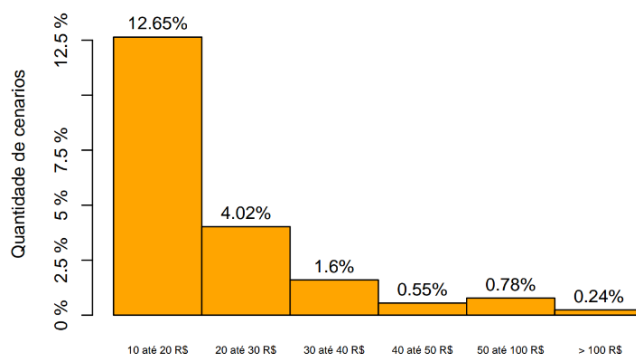


Gráfico 15 – Diferença de CMO entre o *baseline* e 75%

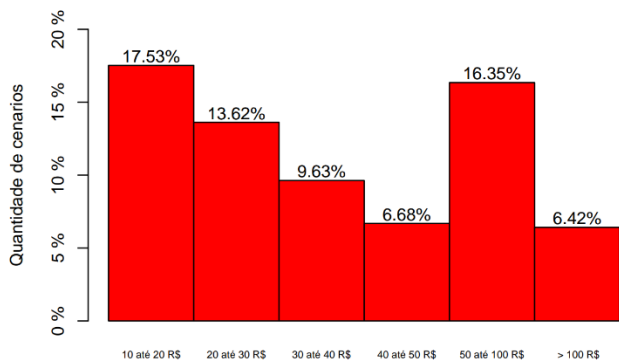
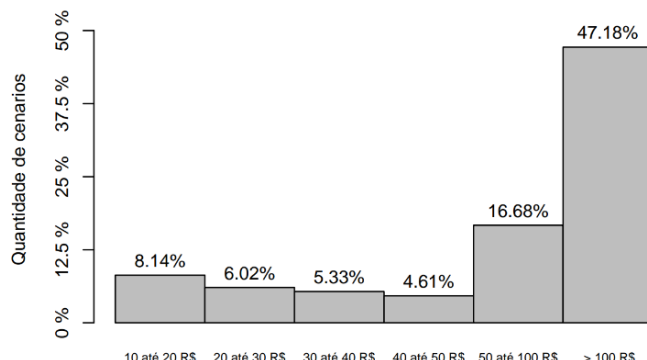


Gráfico 16 – Diferença de CMO entre o *baseline* e 100%



Fonte: Simulação da SGM.

192. Observa-se que nos cenários de corte de 25% e 50%, o maior volume de séries conduzem a diferenças entre R\$ 10/MWh e R\$ 30/MWh e, portanto, as barras são maiores à esquerda. Por outro lado, à medida que o corte na transmissão é aumentado para 75% e 100% dos 13GW, as barras passam a apresentar maiores alturas à direita, o que denota que os valores das distribuições se concentram em diferenças de CMOs que superam R\$ 50/MWh.

193. Uma vez que o PLD é formado pelo processamento encadeado de modelos computacionais, sendo o modelo DESSEM o mais próximo da operação em tempo real, ele se torna mais sensível aos parâmetros elétricos conjunturais. Ocorre que tanto a quantidade e a qualidade das informações disponíveis quanto o horizonte temporal de 2028 se revelaram dificultadores do processamento desse modelo para a finalidade do exercício realizado. Assim, considerando o objetivo do exercício, qual seja, transmitir uma noção geral dos efeitos de restrições de transmissão sobre o CMO em cenários futuros da operação, avaliou-se que o processamento do modelo NEWAVE seria suficiente para o fim desejado, muito embora apresentar diversas limitações relativas à representação elétrica e granularidade.

194. A partir do exposto nesta subseção, avalia-se que quanto maior a concentração econômica nos segmentos de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica, maiores as possibilidades de exercício de poder de mercado por grupos econômicos na formação do PLD por meio da atuação nos parâmetros técnicos de seus equipamentos.

195. Nesse sentido, o monitoramento das práticas dos agentes do setor de energia elétrica, com foco em análise da concorrência e concentração econômica pode ser cabível nos seguintes momentos:

- (i) **previamente** à entrada do agente setorial no mercado por meio de leilões de geração ou transmissão ou como condição à emissão ou transferência de outorgas a agentes de geração, transmissão e comercialização (pode levar em consideração a expansão futura do sistema elétrico);
- (ii) **posteriormente** à entrada do agente setorial no mercado, mas **previamente** à contabilização e liquidação das operações de mercado (abordagem estrutural ou *ex-ante*); e

Pág. 46 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

- (iii) **posteriormente** à entrada do agente setorial no mercado e à liquidação das operações de mercado (abordagem de conduta impacto ou *ex-post*).

196. Por fim, convém esclarecer que a atuação da ANEEL em situações de poder de mercado atualmente está normatizada na Resolução Normativa nº 948, de 16 novembro de 2021, no sentido de que a ANEEL, mediante solicitação do CADE, ou **por iniciativa própria**, analisará o ato de concentração observando a identificação dos mercados de atuação dos agentes econômicos envolvidos; a possibilidade de influência dos agentes envolvidos no intercâmbio de energia elétrica entre os submercados em que as partes possuem atividades, observados o limite de transmissão e os aspectos relacionados à alteração desse limite; a possibilidade de influência nos preços da energia, em todos os submercados, em face do exercício do poder de mercado; e a participação das partes na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica em todos os submercados, por fonte e/ou tipo de combustível, quando aplicável.

### III.2.10 – Da comercialização de energia elétrica no mercado livre

197. Para além da possível influência da concentração econômica sobre a formação do PLD nos mercados atacadistas, a concentração econômica nos diversos segmentos de energia elétrica também pode implicar em ineficiências econômicas no Ambiente de Contratação Livre (ACL), como será apresentado a seguir.

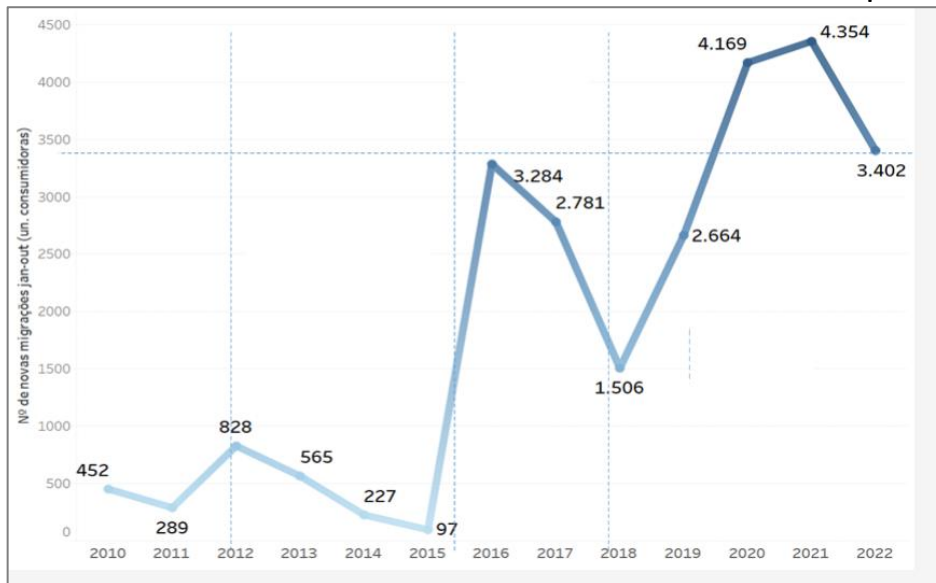
198. Ao longo dos últimos anos, o setor de energia tem observado crescimento do ACL, que é o segmento do mercado de energia elétrica no qual se realizam as operações de compra e venda por meio de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

199. Em análise das migrações para o ACL, a CCEE<sup>38</sup> demonstra que o número de unidades consumidoras vem apresentando taxas médias positivas de crescimento desde 2010.

---

<sup>38</sup> Análise das migrações ao ACL – 2010 a 2022, disponível em [https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/Analise\\_migracoes\\_2022\\_2021.pdf/85bd4fd8-e658-08ec-efb6-2c21c1259ee9](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/Analise_migracoes_2022_2021.pdf/85bd4fd8-e658-08ec-efb6-2c21c1259ee9)

**Gráfico 17 – Novas unidades consumidoras no ACL – consumidores livres e especiais**



Fonte: CCEE – Análise das migrações ao ACL – 2010 a 2022.

200. Ainda segundo dados da CCEE, no primeiro semestre de 2023, 3.330 unidades consumidoras aderiram ao mercado livre, um aumento de 52% em relação ao mesmo período do ano anterior.

201. A abertura do mercado de energia vem sendo ampliada gradualmente ao longo do tempo, de acordo com as diretrizes trazidas pela Lei nº 9.074, em seu art. 15, sobretudo com o disposto no § 3º, que faculta ao poder concedente a diminuição dos limites de carga e tensão e da Lei nº 9.427 que dispõe sobre a comercialização de energia incentivada com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

202. Mais recentemente, o impulso para o crescimento do ACL tem sido catalisado por normativos publicados pelo MME.

203. A Portaria MME nº 514, de 2018, regulamentou o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, estabelecendo limites gradativos de redução de carga para contratação de energia elétrica de fontes incentivadas (EOL, Solar, Biomassa e PCH) por parte dos consumidores, a partir de julho de 2019 até 1º de janeiro de 2023.

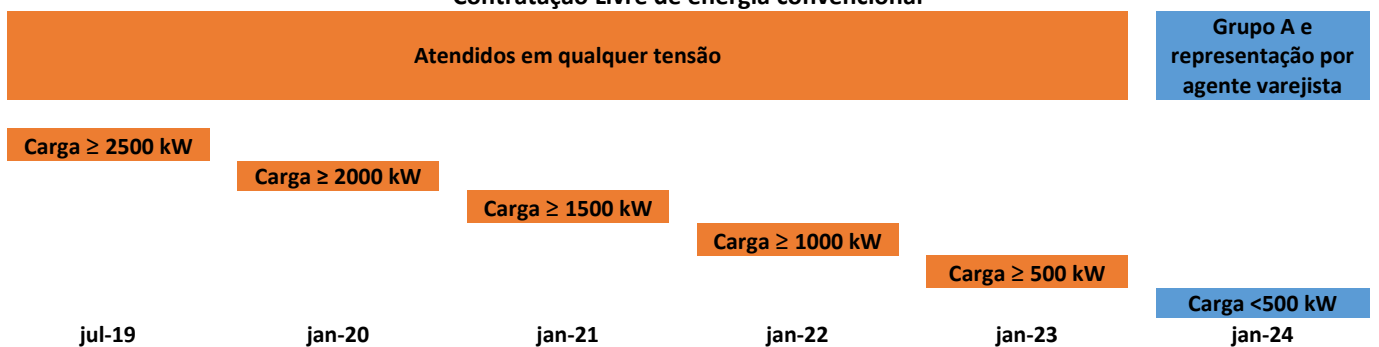
204. Posteriormente, a Portaria MME nº 465, de 2019, revisou o cronograma anterior modificando prazos e limites, bem como solicitou à ANEEL e CCEE estudos sobre medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado para consumidores com carga inferior a 500 kW a partir de janeiro de 2024.

205. A Portaria MME nº 50, de 2022, definiu que a partir de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A poderão migrar para o mercado livre e aqueles com carga individual inferior a 500kW seriam representados por agente varejista perante a CCEE. Portanto, a partir de 2024 houve uma

efetiva redução da exigência de carga para migração para o ACL, o que certamente provocará uma aceleração no movimento de ampliação do mercado livre.

206. Assim, o cronograma previsto para que consumidores pudessem optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, conforme a carga, seguiu uma gradação, conforme descrito na **Figura 8**.

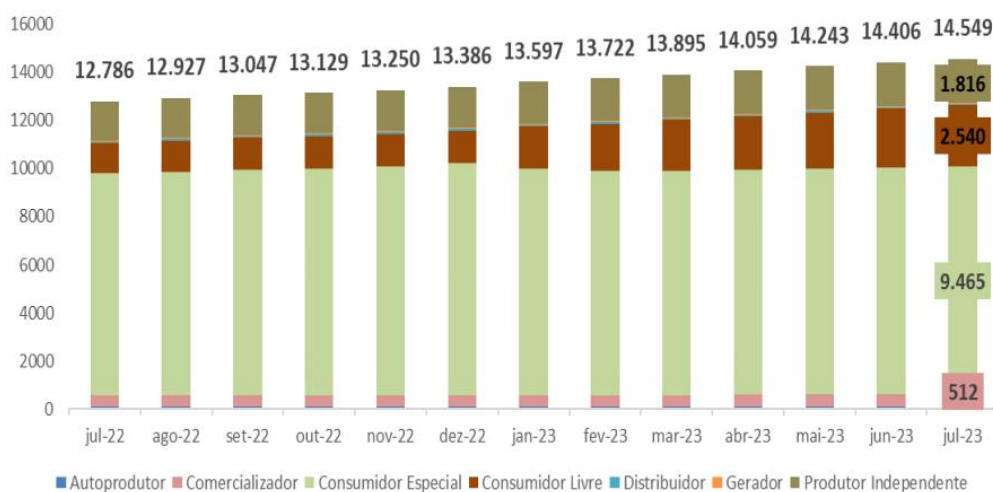
**Figura 8 – Cronograma de limites de carga – igual ou superior – para a migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre de energia convencional**



Fonte: Elaboração própria.

207. Dados da CCEE referentes a julho de 2023 informam que a operacionalização da Portaria MME nº 514, de 2018, impactou tanto o aumento do número de comercializadoras quanto de consumidores livres. Por exemplo, em julho de 2023, a CCEE contava com 14.549 agentes aderidos, entre eles 512 comercializadoras, 9.465 consumidores especiais e 2.540 consumidores livres.

**Gráfico 18 – Agentes aderidos na CCEE por classe**



Fonte: CCEE – Infomercado mensal nº 193 – Contabilização de julho de 2023<sup>39</sup>

<sup>39</sup> Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/26039890/InfoMercado-mensal\\_jul\\_23\\_193.pdf/adfe74ba-21dd-48a5-0fbf-211c951d7fc3](https://www.ccee.org.br/documents/80415/26039890/InfoMercado-mensal_jul_23_193.pdf/adfe74ba-21dd-48a5-0fbf-211c951d7fc3)



Pág. 49 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

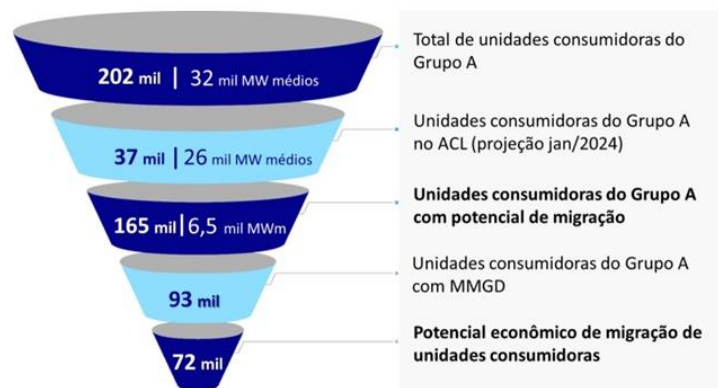
208. Ainda segundo dados do consumo por ambiente de contratação (MW médios) da CCEE, nos últimos doze meses finalizados em julho de 2023, enquanto consumo obteve alta de 0,6% (64.671 MW médios), o ACL apresentou alta de 3% e o ACR registrou redução de 0,9%, potencialmente influenciado pela geração distribuída. Quando se observam os contratos, dos 167.952 MW médios comercializados, 71% são transacionados no ACL.

209. Em relação ao consumo, atualmente o ACL responde por 37% do consumo do país<sup>40</sup>. Além disso, somente de janeiro a agosto de 2023, foram admitidas 4.825 novas unidades consumidoras no ACL, alcançando um total de 35.542, com grande concentração verificada nos ramos de comércio e serviços, sendo a maior parte dos consumidores do mercado livre localizada no Estado de São Paulo, com 11.550.

210. Esses dados demonstram o relevante crescimento do ACL nos últimos anos, com perspectiva de aumento ainda mais impactante do número de agentes a partir de 2024, com a possibilidade de migração de consumidores com carga individual inferior a 500kW representados por comercializador varejista, nos termos da Portaria MME nº 50, de 2022.

211. Levando-se em conta as regras vigentes em 2023, a CCEE estima que existem hoje aproximadamente 72.000 consumidores aptos a migrar para o ACL na abertura para a alta tensão<sup>41</sup>.

**Figura 9 – Estimativa do potencial de migração de consumidores da alta tensão a partir de 2024**



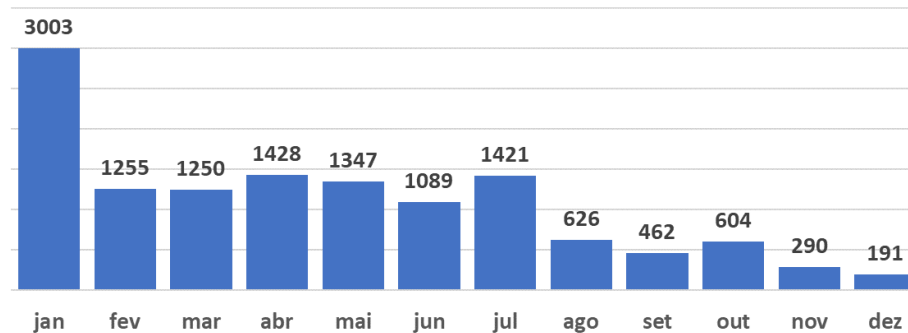
Fonte: CCEE

<sup>40</sup> Informação disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/brasil-atinge-recorde-historico-de-migracoes-de-consumidores-ao-mercado-livre-de-energia>

<sup>41</sup> Informação disponível em: [https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE\\_1092005](https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE_1092005)

212. Dados coletados pela SGM/STR sobre denúncias dos consumidores junto às distribuidoras dão conta de que há previsão de cerca de 12,6 mil novas unidades consumidoras para o ACL em 2024, equivalente ao montante de 866 MW médios<sup>42</sup>.

**Gráfico 19 – Migração Potencial para o ACL: Total de Unidades Consumidoras por mês**



Fonte: ANEEL<sup>42</sup>

213. Nesse contexto, uma informação relevante é a liquidez no ACL, representada pelo giro dos contratos, que tem como base a relação entre volume de energia transacionado pelos agentes e o volume de energia consumido por consumidores livres, especiais e autoprodutores.

**Gráfico 20 – Índice de rotatividade 2022/2023**



Fonte: CCEE – Infomercado mensal nº 193 – Contabilização de julho de 2023<sup>43</sup>

<sup>42</sup> Informação disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojNzcxZDE1YmItMGYxOS00ZGMwLW11MDctNmQwZmE1ZDAwZDVjliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Consulta em 13/12/2023.

<sup>43</sup> Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/26039890/InfoMercado-mensal\\_jul\\_23\\_193.pdf/adfe74ba-21dd-48a5-0fbf-211c951d7fc3](https://www.ccee.org.br/documents/80415/26039890/InfoMercado-mensal_jul_23_193.pdf/adfe74ba-21dd-48a5-0fbf-211c951d7fc3)

Pág. 51 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

214. A informação sobre o giro dos contratos é relevante, pois segundo relatório da BBCE/ABRACEEL<sup>44</sup>, o índice atingido no ACL é compatível com a liquidez observada no mercado de derivativos. Isso indica que, paralelamente ao crescimento do ACL, também está se desenvolvendo o mercado de derivativos de energia.

215. Estudo de GOMES, V. *et al.* (2022)<sup>45</sup> sobre os aspectos concorrenciais do novo mercado varejista no Brasil apresenta princípios fundamentais que deveriam ser seguidos para favorecer a competição no mercado, entre eles, a redução da assimetria de informação e transparência para os consumidores em relação aos produtos e em relação ao funcionamento do mercado de energia elétrica; e de barreiras formais à entrada que não prejudiquem a competição, mas garantam a segurança necessária para operação no mercado.

216. Os autores propõem um conjunto de medidas que poderiam auxiliar no desenvolvimento do mercado livre dos próximos anos, para favorecer a concorrência e evitar abuso do poder de mercado, conforme quadro-resumo a seguir.

#### **Quadro 1: Sugestões de medidas favoráveis ao desenvolvimento do mercado livre de energia**

<b>Medidas para redução da assimetria de informação e transparência para os consumidores em relação aos produtos e em relação ao funcionamento do mercado de energia elétrica</b>
<b>Website mantido por instituição pública com comparação de preços dos varejistas:</b> serviria para redução de assimetria de informação, propiciando aumento da transparência e promovendo a concorrência.
<b>Padronização de produtos:</b> favoreceria a comparação de preços entre fornecedores durante uma fase de transição, reduzindo assimetria de informação e permitindo que os consumidores façam escolhas racionais. Porém, a padronização tende a diminuir a inovação e pode ser uma barreira à entrada.
<b>Padronização da fatura de energia, para permitir a comparação dos competidores:</b> reduziria complexidade inerente à precificação no mercado varejista, bem como a grande variedade de produtos, que prejudicam o entendimento pelo consumidor.
<b>Regulamentação de conduta de comercializador varejista, com restrição para venda e marketing conjunto da atividade de varejista com atividades reguladas, inclusive com penalidades definidas no âmbito da REN 846/2019:</b> evitaria ou desincentivaria situações que signifiquem vantagem competitiva para varejistas com distribuidoras em seu grupo econômico. Exemplos de conduta não desejáveis aos varejistas de grupos econômicos detentores de distribuidoras: (i) marketing conjunto da atividade liberalizada (comercialização) e da atividade regulada (operação da rede); (ii) venda casada de bem ou serviço do varejista e da distribuidora e (iii) que representante da varejista se apresente como representante da distribuidora, do governo ou que tenha qualquer tipo de relação com a distribuidora ou com o governo.
<b>Separação completa (desverticalização jurídica) entre as atividades da distribuidora e da comercializadora varejista; Vedação para qualquer tipo de compartilhamento de mão de obra e infraestrutura; Proibição do acesso pela comercializadora varejista da distribuidora às informações detidas pela distribuidora, como por exemplo, dados dos clientes e dos varejistas concorrentes; Procedimento automático de envio ao CADE das informações que possam ser</b>

<sup>44</sup> Cartilha Derivativos de Energia, disponibilizada pela Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia - ABRACEEL e pela Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia - BBCE. <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2021/02/Cartilha-Derivativos-VF.pdf>

<sup>45</sup> GOMES, V.; VILLAS BOAS, J.; MUNHOZ, F. COLLI. Aspectos concorrenciais do novo mercado varejista de energia elétrica no Brasil: recomendações para garantir justa e efetiva competição. Grupo de Estudos em Direito da Energia - GEEL, Núcleo de Direito Setorial e Regulatório da Faculdade de Direito da Universidade de Brasília (UnB). Brasília, DF, 2022.

---

**consideradas como infração à ordem econômica:** permitiria que distribuidora incumbente não tivesse vantagem competitiva.

---

**Proibição que distribuidora e comercializadora varejista utilizem a mesma marca:** não permitiria que o grupo de distribuição se beneficiasse, no mercado competitivo (varejista), da credibilidade adquirida pela empresa distribuidora em sua história de atuação, e ao mesmo tempo, impediria que os consumidores confundissem o papel da distribuição e da comercialização varejista.

---

**Medidas para redução da inércia do consumidor, com medidas de incentivo à troca (*switching*)**

**Campanhas de conscientização dos consumidores:** para que a falta de informação não seja barreira para troca de fornecedor, prejudicando a competição e fazendo com que não responda aos incentivos econômicos de forma racional.

---

**Políticas para evitar a renovação automática de contratos:** para que o consumidor avalie ofertas de concorrentes

---

**Regulamentos para a possibilidade de troca de fornecedores de forma célere:** para que a morosidade do atual fornecedor não se constitua uma barreira.

---

**Reforço da fiscalização e monitoramento para garantir livre acesso e acesso não discriminatório às redes de distribuição e de transmissão:** favoreceria o êxito da abertura do mercado

---

**Remoção de barreiras formais à entrada mesmo que não prejudiquem a competição:** na medida necessária para garantir a segurança do consumidor.

---

Fonte: GOMES, V. et al. (2022)<sup>29</sup>

217. Especificamente em relação ao monitoramento de mercado, o estudo destaca a sua importância, de que seja efetivo e capaz de (i) verificar se há competição ou prática de condutas abusivas por parte das varejistas; e (ii) realizar periodicamente uma Análise de Resultado Regulatório da abertura de mercado e das medidas propostas. Como ocorre em outros países, essas análises somente seriam viáveis por meio de dados coletados dos varejistas, inclusive relativos aos preços praticados.

### III.2.11 – Da microgeração e minigeração distribuída

218. A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída (MMGD) e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), entre outros. A Lei define como microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras; e minigeração distribuída como a central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW, menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.

219. Por sua vez, o SCEE consiste em sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.

Pág. 53 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

220. Após um período de transição, a lei definiu a seguinte regra geral de faturamento: as unidades participantes do SCEE serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de MMGD.

221. A Lei definiu dois conjuntos de unidades consumidoras para o período de transição.

222. O primeiro deles compreende as unidades com MMGD existentes na data de publicação da Lei e aquelas que protocolaram solicitação de acesso na distribuidora em até 12 meses contados da publicação da Lei. Para essas unidades, não se aplica a regra geral de faturamento até 31 de dezembro de 2045.

223. O segundo conjunto é composto por unidades consumidoras não contidas no primeiro. Para esse conjunto, a Lei definiu que o faturamento deve considerar um escalonamento percentual da incidência sobre a energia elétrica ativa compensada das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição até 2028.

224. O advento da Lei com os respectivos prazos estabelecidos que limitam a compensação na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) provocou intensa mobilização setorial para conexão de MMGD ao sistema.

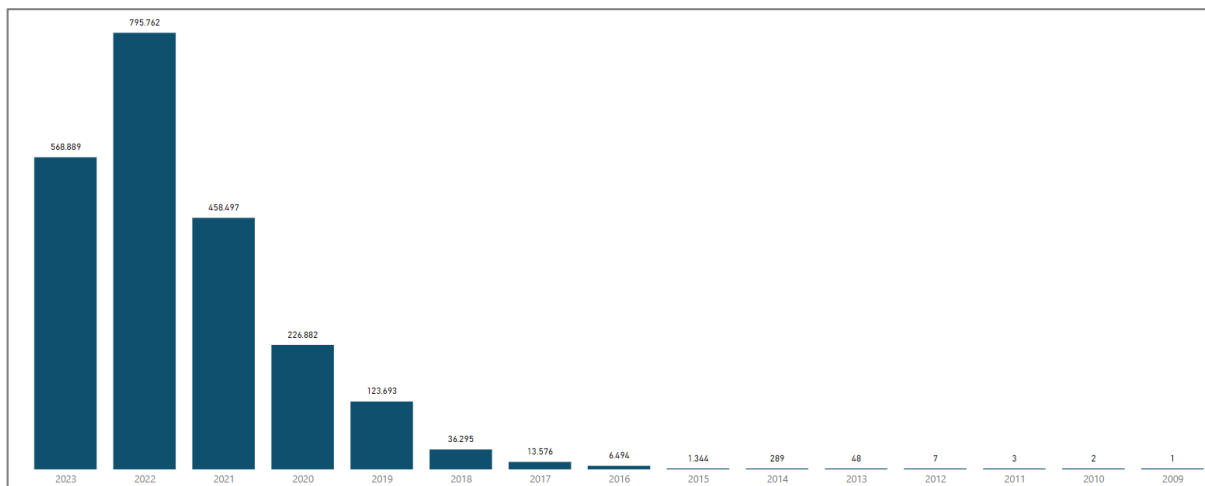
225. De acordo com o Painel<sup>46</sup> de Geração Distribuída da ANEEL, até 31/12/2021, o Brasil contava com cerca de 867 mil unidades de geração distribuída, espalhadas em 5.462 municípios, no total de 10 GW de potência instalada. Em 31/11/2023, a quantidade de unidades de geração distribuída superou 2,3 milhões, com o total de 25 GW. No **Gráfico 21**, é apresentada a evolução em quantidade de conexões por ano civil.

---

<sup>46</sup> Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoieY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSisImMiOjR9> . Acessado em 15/12/2023.

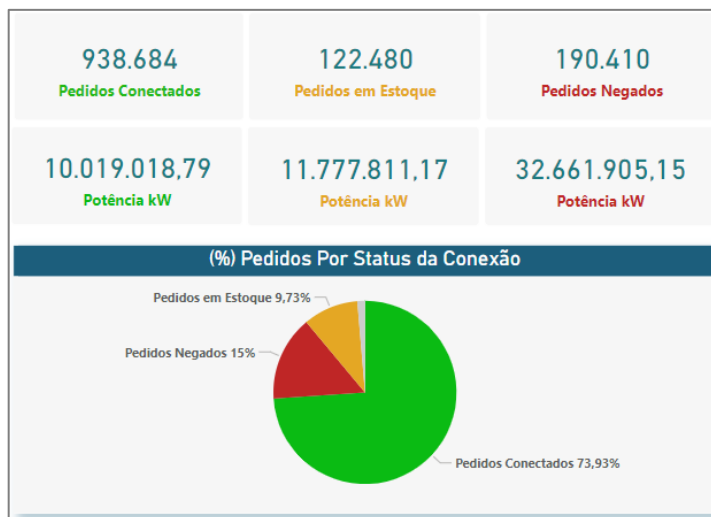
**Gráfico 21 – Quantidade de conexões de MMGD por ano civil**



Fonte: ANEEL. Acessado em 15/12/2023.

226. Entre outras informações, a ANEEL também disponibiliza o Painel<sup>47</sup> de acompanhamento dos pedidos de nova conexão de MMGD realizados no período de 12 meses após a publicação da Lei nº 14.300, de 2022. Na **Figura 10**, é apresentado o *status* dos pedidos de nova conexão.

**Figura 10 – Status dos pedidos de nova conexão de MMGD**



Fonte: ANEEL. Acessado em 15/12/2023.

227. Da figura acima, nota-se que os pedidos negados pelas distribuidoras ou em estoque atingem quase 25% do total para ao período em análise.

228. Conforme estabelecido na Lei, as concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão atender às solicitações de acesso de unidade consumidora com MMGD. Nesse

<sup>47</sup> Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojZTZhYWU4ZTI0NGVjYy00NWlWLTg3ZjMtNGlwMzBiZGNhMDAwliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSlsmMi0jR9> . Acessado em 15/12/2023.

Pág. 55 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

ponto, convém apontar um aspecto com afetação à concorrência: ao tempo em que as distribuidoras avaliam as condições técnicas para acesso da MMGD, seus grupos econômicos tem desenvolvido negócios no ramo da MMGD por meio da oferta de serviços de venda, instalação e gestão da conexão de equipamentos.

229. Assim, cabe à ANEEL realizar o monitoramento da análise da concorrência e concentração econômica para averiguação do cumprimento dos requisitos regulatórios pelas distribuidoras, face à posição do grupo econômico da distribuidora.

230. Para eficácia do monitoramento da ANEEL, é imprescindível o recebimento de denúncias, com evidências, de eventuais condutas que venham a caracterizar barreiras ao acesso de MMGD por outras empresas ou concorrência desleal, como abuso de requisitos técnicos para acesso, atrasos processuais e uso ilícito de dados pessoais dos consumidores para ações de *marketing*.

### **III.2.12 – De outras frentes de análise da concorrência e concentração econômica**

231. A vigente concentração econômica dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização em termos de cadeia societária (concentração econômica), como já mencionado, pode produzir ineficiências econômicas na operação e comercialização de energia elétrica, com a transferência recursos dos consumidores para grupos econômicos detentores de ativos usados na prestação de serviço em decorrência do abuso do poder de mercado. Nesse sentido, os mecanismos regulatórios a seguir revelam potenciais pontos de investigação quanto ao abuso de poder de mercado de agentes setoriais detentores de ativos de geração e transmissão.

#### **a) *Constrained-off* de usinas de geração**

232. O *constrained-off* de usinas termelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS consiste na redução do nível de geração em relação à ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais do sistema (desvios negativos da ordem de mérito). Assim, no caso de uma restrição de transmissão não prevista no modelo DESSEM que venha a ocasionar a redução de geração programada ou de tempo real, o gerador termelétrico passa a ter direito ao recebimento de Encargo de Serviços de Sistema (ESS) para compensar a sua exposição momentânea ao PLD.

233. O ESS é arcado pelo perfil consumo dos agentes setoriais, majoritariamente pelos consumidores de energia elétrica, e é calculado pelo produto entre o montante de energia que foi reduzido do despacho originalmente programado pelo ONS (*ex-ante*) e a diferença entre o PLD e o CVU da usina termelétrica.

234. No caso de usinas eólicas, o *constrained-off* classificado como razão de indisponibilidade externa, a exemplo de linhas de transmissão, cuja soma de durações supere determinado valor regulatório no ano, pode implicar em pagamento de ESS ao gerador eólico ou em compensação sobre as obrigações internas dos contratos regulados. Os efeitos dessas duas hipóteses recaem sobre os consumidores de energia elétrica majoritariamente.

**b) Constrained-on de usinas de geração**

235. O *constrained-on* de usinas termelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS consiste no acionamento da usina termelétrica ou aumento do nível de geração em relação à ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais do sistema (desvios positivos da ordem de mérito). Assim, no caso de uma restrição de transmissão não prevista no modelo DESSEM que venha a ocasionar o aumento de geração programada ou de tempo real, o gerador termelétrico passa a ter direito ao recebimento de ESS para cobrir seus custos de operação.

236. Tal como no *constrained-off*, o ESS é arcado pelo perfil consumo dos agentes setoriais, majoritariamente pelos consumidores de energia elétrica, e é calculado pelo produto entre o montante de energia que foi adicionado ao despacho originalmente programado pelo ONS (*ex-ante*) e a diferença entre o CVU e o PLD da usina termelétrica.

237. Nos últimos cinco anos, o MME editou Portarias para autorizar, em caráter excepcional e temporário, a inclusão de custos fixos ao CVU de usinas termelétricas despacháveis centralizadamente que não possuam contrato de comercialização de energia elétrica vigente, comumente chamadas de usinas *Merchant*, como forma de viabilizar economicamente o ativo para geração de energia elétrica quando necessária ao sistema.

238. A diretriz mais recente, estabelecida na Portaria Normativa nº 64/GM/MME, de 11 de maio de 2023, dispõe que os titulares das usinas termelétricas deverão encaminhar para análise e aprovação da ANEEL os seus custos fixos e variáveis, e declarar o montante de geração necessário à recuperação dos custos fixos. A ANEEL, por seu turno, deverá autorizar dois valores de CVU: um contendo tanto os custos fixos como os custos variáveis, a ser adotado enquanto o montante de geração efetiva da usina termelétrica for inferior ao montante de geração declarado para recuperação dos custos fixos; e outro, contendo apenas os custos variáveis, a ser adotado quando o montante de geração efetiva da usina termelétrica ultrapassar o mesmo montante de geração declarado.

239. Diante dessas diretrizes, à medida que a usina termelétrica acumula geração durante o período autorizado pela Portaria, é feito o pagamento dos seus custos fixos (e variáveis) ao gerador até o limite da declaração do montante declarado como suficiente para recuperação dos custos fixos. A partir daí, o pagamento ao agente gerador se restringe aos custos variáveis.

240. O agente gerador assume o risco de que os despachos de sua usina termelétrica não atenderem o montante de geração suficiente para recuperação dos custos fixos no período de autorização estipulado na Portaria. Assim, quanto mais brevemente a usina termelétrica é despachada, mais rapidamente o agente gerador tem seus custos fixos recuperados. Desse modo, o despacho por *constrained-on* devido a restrições de transmissão pode conduzir a benefícios ao gerador por perceber de logo a recuperação dos custos fixos.

**c) Titulação de geração**

241. Para a programação de geração de usinas termelétricas, o ONS classifica os motivos dessa programação de acordo com as seguintes titulações:



Pág. 57 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

- i. **Inflexibilidade (necessidade do agente):** declaração do agente de geração dos valores de inflexibilidade de geração da usina sob sua responsabilidade.
- ii. **Ordem de mérito de custo:** resultante do processamento dos modelos computacionais de otimização energética, que busca o atendimento à demanda de energia elétrica, considerando a disponibilidade de geração e as condições futuras de atendimento (risco de déficit).
- iii. **Restrição elétrica ou necessidade do SIN:** determinados para a garantia da confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico, sendo preponderantes em termos operativos em relação às inflexibilidades declaradas pelos agentes e à otimização energética. Esses despachos caracterizam-se normalmente por restrições do sistema de transmissão.
- iv. **Garantia de suprimento energético (GE):** despacho adicional ao indicado pelos programas computacionais por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), extraordinariamente e com o objetivo de garantir o suprimento energético;
- v. **Recomposição de reserva operativa:** geração complementar visando a manutenção da reserva de potência operativa no SIN com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas, participantes do Controle Automático de Geração (CAG), em qualquer subsistema.
- vi. **Energia de reposição e perdas:** determinado para a compensação das perdas na malha de transmissão, bem como de compensações de variações na geração das usinas termelétricas que os sistemas de controle de geração alocam nas usinas hidrelétricas, quando do processo de exportação. O montante adicional gerado nas usinas hidrelétricas deverá ser quantificado para que seja compensado em geração termelétrica posteriormente, sob instrução de despacho do ONS.
- vii. **Exportação:** energia oriunda de usinas termelétricas ou hidrelétricas destinada à exportação, em montantes que não comprometem a operação e a segurança do SIN.
- viii. **Geração Fora da Ordem de Mérito de Custo por Substituição (GSUB):** geração de uma usina térmica para gerar em substituição total ou parcial a outra usina térmica indicada por Ordem de Mérito de Custo que apresente restrição de combustível para atendimento de geração plena.
- ix. **Unit commitment térmico:** geração visando a representação das características de potência mínima e máxima; tempo de permanência ligado (T-ON); tempo de permanência desligado (T-OFF), trajetória, rampas de subida (R-up); rampas de descida (R-dn), custos de produção (CVU), custos de parada e partida e custos por configuração.

242. As classificações, como visto dependem de diversos fatores como declaração de interesse dos agentes, parâmetros de restrições operativas internas, restrições elétricas no sistema de transmissão, otimização eletroenergética, entre outros. Cada classificação de titulação de geração implica no seu respectivo efeito comercial no âmbito da contabilização de energia elétrica da CCEE. Algumas delas podem afetar a formação do PLD, enquanto outras incorrem em produção de ESS assumido pelos consumidores. Nesses casos, convém investigar os parâmetros de operação dos ativos de geração e transmissão informados pelos agentes e seus correspondentes efeitos comerciais.

Pág. 58 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

243. Exemplo disso foi a decisão regulatória consubstanciada no Despacho nº 3.572, de 2019, quanto ao tratamento para as inflexibilidades termelétricas declaradas na programação diária e em tempo real. Na ocasião, foi identificado potencial afetação no PLD resultante de diferenças entre as declarações de inflexibilidade de geração de usinas termelétricas despachadas centralizadamente no âmbito do Programa Mensal da Operação (PMO) e do Programa Diário da Produção (PDP) do ONS.

### **III.2.13 – Dos mecanismos competitivos**

244. Além das situações acima discutidas, o mercado brasileiro de energia elétrica já conta com mecanismos normatizados de cunho competitivo que merecem ações de monitoramento quanto aos aspectos da competitividade. A seguir, são apontados alguns exemplos, de forma simplificada. No entanto, deve-se ponderar que ao longo do tempo outros mecanismos competitivos podem vir a surgir diante da dinâmica da regulação do setor elétrico, o que potencialmente também demandará ações de monitoramento.

#### **a) Serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa**

245. A Resolução Normativa nº 1.030 (REN 1030), de 26 de julho de 2022, regula prestação de serviços ancilares no segmento de geração. Ela dispõe sobre os critérios e procedimentos para prestação serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa (RPO). O serviço ancilar de RPO é definido como o despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com finalidade exclusiva de preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do Controle Automático de Geração (CAG) em qualquer subsistema.

246. Para prestação desse serviço, o ONS deverá determinar a programação e efetuar o despacho das usinas termelétricas com vistas a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico na respectiva semana operativa e respeitar as restrições operativas para que o nível de segurança requerido seja atendido. Para tanto, o ONS poderá programar e despachar as usinas termelétricas em carga plena, carga reduzida e acompanhamento de carga.

247. Na habilitação da usina termelétricas para prestação do serviço, o agente de geração deverá informar ao ONS, na semana operativa que antecede o despacho, a oferta de preço (limitados a 130% do valor mais recente de CVU) e as restrições operativas válidas para a semana seguinte, em que se incluem tempo de rampa, curva de tomada de carga, tempo mínimo de operação e potência mínima de operação.

248. Desse breve resumo, nota-se que a prestação do serviço ancilar de RPO ocorre em ambiente competitivo entre os geradores termelétricos com referência a ofertas de preços e restrições operativas.

#### **b) Programa da Resposta da Demanda**

249. A REN 1030 versa que a Resposta da Demanda consiste na redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso adicional para atendimento ao SIN, desde que

Pág. 59 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

aceita pelo ONS, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais. Poderão ser habilitados a participar do programa de Resposta da Demanda os agregadores, sendo agentes da CCEE nas categorias de consumidores, comercializadores e geradores, responsáveis por agregar e centralizar as cargas dos consumidores e os consumidores modelados sob agentes varejistas.

250. O ONS poderá dispor de produtos da Resposta da Demanda como recurso adicional para a operação do sistema elétrico, com aviso de acionamento para o dia seguinte. Para tanto, o ONS deverá divulgar, mensalmente e por submercado, as grades horárias, dentro das quais poderão ocorrer a entrega dos produtos de redução da demanda. A partir do conhecimento das grades horárias, os participantes habilitados devem, semanalmente, entregar ao ONS suas ofertas de preços e quantidades para a semana operativa seguinte em produtos horários com duração de 4 até 17 horas. A partir daí, o ONS deverá definir a programação e efetuar os acionamentos do programa de Resposta da Demanda observando os requisitos para atendimento da demanda do SIN e a minimização do custo total da operação, considerando inclusive as ofertas de preço para a prestação do serviço ancilar de RPO.

251. Da explicação, observa-se que o programa de Resposta da Demanda também opera em desenho de mercado competitivo, cujos participantes competem tanto entre si por ofertas de preços e quantidades, como também com os geradores termelétricos prestadores do serviço ancilar de RRO.

### **c) Exportação de energia elétrica proveniente de usinas termelétricas**

252. A Portaria MME nº 418, de 19 de novembro de 2019, estabelece as diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada à Argentina e ao Uruguai, proveniente de usinas termelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS.

253. A exportação de energia elétrica pode ser autorizada a agentes comercializadores e é viabilizada por meio de contratos registrados na CCEE entre os autorizados e os agentes termelétricos. Os agentes comercializadores apresentarão, diretamente às partes importadoras da Argentina ou do Uruguai, ofertas de montante, preço e respectiva duração.

254. Quanto à operação das usinas termelétricas para exportação, poderão ser programadas as usinas termelétricas nas condições de não despachadas para atendimento do sistema brasileiro; de fora da ordem de mérito de custo; e de ordem de mérito de custo que deixarem de gerar em razão de *constrained-off* pela impossibilidade de alocação na carga.

255. Nas duas últimas condições, os agentes titulares das usinas termelétricas farão jus a recebimento pelo sistema brasileiro de somente metade da diferença entre seu CVU e o PLD. E no caso de usinas termelétricas contratadas no ACR, os respectivos agentes geradores deverão arcar com pagamento de montante financeiro à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCBRT), proporcional a sua receita fixa e *pro rata temporis* ao seu despacho para exportação.

256. Nesse caso, o mecanismo competitivo de exportação de geração de usinas termelétricas fundamentado em ofertas de preços, quantidades e duração para exportação implica em benefícios ao

Pág. 60 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

consumidor brasileiro, seja pela redução de ESS quando do despacho fora da ordem de mérito ou *constrained-off*, seja pelo recebimento, via CCBRT, de parcela da receita fixa vinculada ao ACR.

#### **d) Exportação de energia elétrica proveniente de usinas hidrelétricas**

257. A Portaria Normativa nº 49/GM/MME, de 22 de setembro de 2022, estabelece as diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada Argentina ou ao Uruguai, proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS. O montante do excedente de geração de energia elétrica é aquele que produziria vertimento turbinável, conforme avaliação do ONS.

258. Os agentes comercializadores responsáveis pela exportação de energia elétrica devem ser autorizados pelo MME. Para viabilizar a exportação, a CCEE deve operacionalizar processo competitivo periódico entre os comercializadores, os quais apresentam ofertas de montante e preço.

259. O recurso financeiro proveniente do processo competitivo promovido pela CCEE, considerando as ofertas de montante e preço apresentadas pelos agentes comercializadores, será rateado entre as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), com exceção das usinas do regime de cotas de garantia física e da Usina Hidrelétrica Itaipu, cujo recurso será destinado aos agentes distribuidores cotistas com fins de modicidade tarifária.

260. Quanto a esse mecanismo, novamente a competição por preços e montantes de energia para exportação implica em benefícios ao consumidor brasileiro devido à injeção de recursos financeiros aos agentes distribuidores cotistas (cotas de garantia física e UHE Itaipu) com fins de modicidade tarifária.

#### **e) Importação de energia elétrica**

261. A Portaria Normativa nº 60/GM/MME, de 29 de dezembro de 2022, estabeleceu as diretrizes para a importação de energia elétrica interruptível sem devolução, a partir da Argentina ou do Uruguai.

262. Para a importação de energia elétrica, o ONS recebe ofertas de montante e preço de agentes comercializadores interessados a participar do processo de importação, desde que tenham sido autorizados pelo MME.

263. A importação ocorre se ela vier a viabilizar redução do custo de operação do SIN, seja pela substituição de despacho de parcelas flexíveis de usinas termelétricas que forem acionadas por ordem de mérito de custo, seja para atendimento a produtos de potência. Também há possibilidade de o ONS considerar a importação como recurso adicional ao SIN, sem substituição de geração de usinas termelétricas.

264. Os custos da importação de energia elétrica relativos a ofertas com preços superiores ao PLD, poderão ser recuperados por meio de ESS. Por outro lado, nos casos em que o processo de importação de energia elétrica seja realizado com preço da oferta de importação inferior ao PLD, o excedente financeiro deverá ser revertido em benefício da conta de ESS.

Pág. 61 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

265. Como visto, igualmente aos casos de exportação, a realização da importação de energia elétrica, ancorada em mecanismo competitivo com referência em preços e quantidades, também implica em benefícios ao consumidor brasileiro, pois viabiliza redução do custo de operação do SIN.

### III.2.14 – Dos relatórios periódicos

266. Uma atividade de monitoramento de mercado comum aos operadores consiste na elaboração e publicação de relatórios periódicos (mensais, trimestrais e anuais) com uma extensa análise do desempenho da competição do mercado de energia elétrica no período. Importante notar que os relatórios publicados contêm análises críticas aos procedimentos adotados pelos operadores e consequentes recomendações, às entidades reguladoras, de implementação de procedimentos de mitigação do poder de mercado.

267. A seguir, alguns exemplos de relatórios publicados por operadores americanos. É de se notar o vasto espectro de assuntos tratados em cada relatório.

#### **PJM: Relatório Anual de Mercado<sup>48</sup> – publicado pela *Monitoring Analytics* (monitor externo)**

2022 State of the Market Report for PJM	Posting Date
<b>Volume I</b> <a href="#">Volume I</a> (5MB PDF) contains the introduction.	03.09.2023
<b>Volume II</b> <a href="#">Volume II</a> (18MB PDF) contains detailed analysis and results.	
<a href="#">Table of Contents</a> (83KB PDF)	
<a href="#">Section 1 - Introduction</a> (1MB PDF)	
<a href="#">Section 2 - Recommendations</a> (302KB PDF)	
<a href="#">Section 3 - Energy Market</a> (4MB PDF)	
<a href="#">Section 4 - Energy Uplift</a> (371KB PDF)	
<a href="#">Section 5 - Capacity Market</a> (2MB PDF)	
<a href="#">Section 6 - Demand Response</a> (1MB PDF)	
<a href="#">Section 7 - Net Revenue</a> (1MB PDF)	
<a href="#">Section 8 - Environmental and Renewable Energy Regulations</a> (1MB PDF)	
<a href="#">Section 9 - Interchange Transactions</a> (1MB PDF)	
<a href="#">Section 10 - Ancillary Service Markets</a> (2MB PDF)	
<a href="#">Section 11 - Congestion and Marginal Losses</a> (3MB PDF)	
<a href="#">Section 12 - Generation and Transmission Planning</a> (3MB PDF)	
<a href="#">Section 13 - Financial Transmission and Auction Revenue Rights</a> (1MB PDF)	



#### **PJM: Relatório Quadrimestral de Mercado<sup>49</sup> – publicado pela *Monitoring Analytics* (monitor externo)**

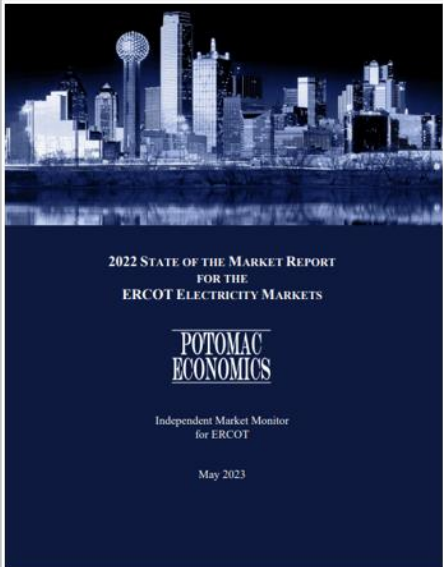
<sup>48</sup> Disponível em: [https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM\\_State\\_of\\_the\\_Market/2022.shtml](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml). Acessado em 16 de outubro de 2023.

<sup>49</sup> Disponível em: [https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM\\_State\\_of\\_the\\_Market/2023.shtml](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023.shtml). Acessado em 16 de outubro de 2023.

Pág. 62 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

2023 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through March	Posting Date
<p><a href="#">2023 Quarterly State of the Market - full version</a> (17MB PDF)</p> <p><a href="#">Preface</a> (71KB PDF)  <a href="#">Table of Contents</a> (82KB PDF)  <a href="#">Section 1 - Introduction</a> (1MB PDF)  <a href="#">Section 2 - Recommendations</a> (266KB PDF)  <a href="#">Section 3 - Energy Market</a> (4MB PDF)  <a href="#">Section 4 - Energy Uplift</a> (296KB PDF)  <a href="#">Section 5 - Capacity Market</a> (2MB PDF)  <a href="#">Section 6 - Demand Response</a> (1MB PDF)  <a href="#">Section 7 - Net Revenue</a> (1MB PDF)  <a href="#">Section 8 - Environmental and Renewable Energy Regulations</a> (1MB PDF)  <a href="#">Section 9 - Interchange Transactions</a> (1MB PDF)  <a href="#">Section 10 - Ancillary Service Markets</a> (2MB PDF)  <a href="#">Section 11 - Congestion and Marginal Losses</a> (2MB PDF)  <a href="#">Section 12 - Generation and Transmission Planning</a> (3MB PDF)  <a href="#">Section 13 - Financial Transmission and Auction Revenue Rights</a> (1MB PDF)</p>	 <p>05.11.2023</p>


ERCOT: Relatório Anual de Mercado<sup>50</sup> – publicado pela Potomac Economics (monitor externo)

2022 STATE OF THE MARKET REPORT FOR THE ERCOT ELECTRICITY MARKETS	TABLE OF CONTENTS																																																																																				
	<table border="0"> <tr><td>Executive Summary.....</td><td>1</td></tr> <tr><td><b>I. Future Needs of the ERCOT Market.....</b></td><td><b>1</b></td></tr> <tr><td>    A. ERCOT's Future Supply Portfolio.....</td><td>2</td></tr> <tr><td>    B. ERCOT's Operational Posture.....</td><td>7</td></tr> <tr><td><b>II. Review of Real-Time Market Outcomes.....</b></td><td><b>9</b></td></tr> <tr><td>    A. Real-Time Market Prices.....</td><td>9</td></tr> <tr><td>    B. Zonal Average Energy Prices in 2022.....</td><td>13</td></tr> <tr><td>    C. Evaluation of the Revenue Neutrality Allocation Uplift.....</td><td>15</td></tr> <tr><td>    D. Real-Time Prices Adjusted for Fuel Price Changes.....</td><td>17</td></tr> <tr><td>    E. Aggregated Offer Curves.....</td><td>19</td></tr> <tr><td>    F. ORDC Impacts and Prices During Shortage Conditions.....</td><td>20</td></tr> <tr><td>    G. Real-Time Price Volatility.....</td><td>24</td></tr> <tr><td><b>III. Demand and Supply in ERCOT.....</b></td><td><b>27</b></td></tr> <tr><td>    A. ERCOT Load in 2022.....</td><td>27</td></tr> <tr><td>    B. Imports to ERCOT.....</td><td>30</td></tr> <tr><td>    C. Wind and Solar Output in ERCOT.....</td><td>30</td></tr> <tr><td>    D. Demand Response Capability.....</td><td>33</td></tr> <tr><td><b>IV. Day-Ahead Market Performance.....</b></td><td><b>39</b></td></tr> <tr><td>    A. Day-Ahead Energy Market Performance.....</td><td>39</td></tr> <tr><td>    B. Day-Ahead Market Activity.....</td><td>41</td></tr> <tr><td>    C. Point-to-Point Obligations.....</td><td>44</td></tr> <tr><td>    D. Ancillary Services Market.....</td><td>46</td></tr> <tr><td><b>V. Transmission Congestion and Congestion Revenue Rights.....</b></td><td><b>53</b></td></tr> <tr><td>    A. Day-Ahead and Real-Time Congestion.....</td><td>53</td></tr> <tr><td>    B. Real-Time Congestion.....</td><td>55</td></tr> <tr><td>    C. CRK Market Outcomes and Revenue Sufficiency.....</td><td>61</td></tr> <tr><td><b>VI. Reliability Commitments.....</b></td><td><b>67</b></td></tr> <tr><td>    A. RUC Outcomes and Effects.....</td><td>68</td></tr> <tr><td>    B. Operational Reserves Compared to Market Reserves.....</td><td>72</td></tr> <tr><td>    C. QSE Operation Planning.....</td><td>73</td></tr> <tr><td>    D. Firm Fuel Supply Service.....</td><td>75</td></tr> <tr><td><b>VII. Resource Adequacy.....</b></td><td><b>77</b></td></tr> <tr><td>    A. Net Revenue Analysis.....</td><td>77</td></tr> <tr><td>    B. Net Revenues of Existing Units.....</td><td>80</td></tr> <tr><td>    C. Planning Reserve Margin.....</td><td>83</td></tr> <tr><td>    D. Effectiveness of the Shortage Pricing Mechanism.....</td><td>84</td></tr> <tr><td><b>VIII. Analysis of Competitive Performance.....</b></td><td><b>89</b></td></tr> <tr><td>    A. Structural Market Power Indicators.....</td><td>89</td></tr> <tr><td>    B. Evaluation of Supplier Conduct.....</td><td>90</td></tr> <tr><td>    C. Voluntary Mitigation Plans.....</td><td>97</td></tr> <tr><td>    D. Market Power Mitigation.....</td><td>98</td></tr> <tr><td>Appendix.....</td><td>A-1</td></tr> </table>	Executive Summary.....	1	<b>I. Future Needs of the ERCOT Market.....</b>	<b>1</b>	A. ERCOT's Future Supply Portfolio.....	2	B. ERCOT's Operational Posture.....	7	<b>II. Review of Real-Time Market Outcomes.....</b>	<b>9</b>	A. Real-Time Market Prices.....	9	B. Zonal Average Energy Prices in 2022.....	13	C. Evaluation of the Revenue Neutrality Allocation Uplift.....	15	D. Real-Time Prices Adjusted for Fuel Price Changes.....	17	E. Aggregated Offer Curves.....	19	F. ORDC Impacts and Prices During Shortage Conditions.....	20	G. Real-Time Price Volatility.....	24	<b>III. Demand and Supply in ERCOT.....</b>	<b>27</b>	A. ERCOT Load in 2022.....	27	B. Imports to ERCOT.....	30	C. Wind and Solar Output in ERCOT.....	30	D. Demand Response Capability.....	33	<b>IV. Day-Ahead Market Performance.....</b>	<b>39</b>	A. Day-Ahead Energy Market Performance.....	39	B. Day-Ahead Market Activity.....	41	C. Point-to-Point Obligations.....	44	D. Ancillary Services Market.....	46	<b>V. Transmission Congestion and Congestion Revenue Rights.....</b>	<b>53</b>	A. Day-Ahead and Real-Time Congestion.....	53	B. Real-Time Congestion.....	55	C. CRK Market Outcomes and Revenue Sufficiency.....	61	<b>VI. Reliability Commitments.....</b>	<b>67</b>	A. RUC Outcomes and Effects.....	68	B. Operational Reserves Compared to Market Reserves.....	72	C. QSE Operation Planning.....	73	D. Firm Fuel Supply Service.....	75	<b>VII. Resource Adequacy.....</b>	<b>77</b>	A. Net Revenue Analysis.....	77	B. Net Revenues of Existing Units.....	80	C. Planning Reserve Margin.....	83	D. Effectiveness of the Shortage Pricing Mechanism.....	84	<b>VIII. Analysis of Competitive Performance.....</b>	<b>89</b>	A. Structural Market Power Indicators.....	89	B. Evaluation of Supplier Conduct.....	90	C. Voluntary Mitigation Plans.....	97	D. Market Power Mitigation.....	98	Appendix.....	A-1
Executive Summary.....	1																																																																																				
<b>I. Future Needs of the ERCOT Market.....</b>	<b>1</b>																																																																																				
A. ERCOT's Future Supply Portfolio.....	2																																																																																				
B. ERCOT's Operational Posture.....	7																																																																																				
<b>II. Review of Real-Time Market Outcomes.....</b>	<b>9</b>																																																																																				
A. Real-Time Market Prices.....	9																																																																																				
B. Zonal Average Energy Prices in 2022.....	13																																																																																				
C. Evaluation of the Revenue Neutrality Allocation Uplift.....	15																																																																																				
D. Real-Time Prices Adjusted for Fuel Price Changes.....	17																																																																																				
E. Aggregated Offer Curves.....	19																																																																																				
F. ORDC Impacts and Prices During Shortage Conditions.....	20																																																																																				
G. Real-Time Price Volatility.....	24																																																																																				
<b>III. Demand and Supply in ERCOT.....</b>	<b>27</b>																																																																																				
A. ERCOT Load in 2022.....	27																																																																																				
B. Imports to ERCOT.....	30																																																																																				
C. Wind and Solar Output in ERCOT.....	30																																																																																				
D. Demand Response Capability.....	33																																																																																				
<b>IV. Day-Ahead Market Performance.....</b>	<b>39</b>																																																																																				
A. Day-Ahead Energy Market Performance.....	39																																																																																				
B. Day-Ahead Market Activity.....	41																																																																																				
C. Point-to-Point Obligations.....	44																																																																																				
D. Ancillary Services Market.....	46																																																																																				
<b>V. Transmission Congestion and Congestion Revenue Rights.....</b>	<b>53</b>																																																																																				
A. Day-Ahead and Real-Time Congestion.....	53																																																																																				
B. Real-Time Congestion.....	55																																																																																				
C. CRK Market Outcomes and Revenue Sufficiency.....	61																																																																																				
<b>VI. Reliability Commitments.....</b>	<b>67</b>																																																																																				
A. RUC Outcomes and Effects.....	68																																																																																				
B. Operational Reserves Compared to Market Reserves.....	72																																																																																				
C. QSE Operation Planning.....	73																																																																																				
D. Firm Fuel Supply Service.....	75																																																																																				
<b>VII. Resource Adequacy.....</b>	<b>77</b>																																																																																				
A. Net Revenue Analysis.....	77																																																																																				
B. Net Revenues of Existing Units.....	80																																																																																				
C. Planning Reserve Margin.....	83																																																																																				
D. Effectiveness of the Shortage Pricing Mechanism.....	84																																																																																				
<b>VIII. Analysis of Competitive Performance.....</b>	<b>89</b>																																																																																				
A. Structural Market Power Indicators.....	89																																																																																				
B. Evaluation of Supplier Conduct.....	90																																																																																				
C. Voluntary Mitigation Plans.....	97																																																																																				
D. Market Power Mitigation.....	98																																																																																				
Appendix.....	A-1																																																																																				

CAISO: Relatório Anual de Mercado<sup>51</sup> – publicado pelo Departamento de Monitoramento de Mercado (monitor interno)

<sup>50</sup> Disponível em: <https://www.potomaceconomics.com/markets-monitored/ercot/>. Acessado em 16 de outubro de 2023.

<sup>51</sup> Disponível em: <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketMonitoring/AnnualQuarterlyReports/Default.aspx>. Acessado em 16 de outubro de 2023.

California ISO		TABLE OF CONTENTS
2022 ANNUAL REPORT ON MARKET ISSUES & PERFORMANCE		<b>TABLE OF CONTENTS</b> ..... i
 <p style="text-align: right;">July 11, 2023</p>		<b>LIST OF FIGURES</b> ..... iv
		<b>LIST OF TABLES</b> ..... vii
		<b>Executive summary</b> ..... 1
		Total wholesale market costs..... 3
		Energy market prices..... 4
		Market competitiveness..... 6
		Summer high demand event..... 7
		Ancillary services..... 8
		Load forecast adjustments..... 9
		Real-time imbalance offset costs..... 10
Bid cost recovery..... 11		
Congestion..... 11		
Congestion revenue rights..... 12		
Resource adequacy..... 13		
Capacity additions and withdrawals..... 14		
Recommendations..... 17		
Extended day-ahead market..... 17		
Day-ahead market enhancements..... 17		
Congestion revenue rights..... 18		
Western Energy Imbalance Market resource sufficiency tests..... 19		
Incorporating uncertainty into test requirements..... 19		
Flexible ramping product enhancements..... 20		
Pricing under tight supply conditions..... 20		
Export and wheeling schedules..... 21		
Resource adequacy..... 21		
Demand response..... 24		
Energy storage resources..... 25		
Organization of report..... 28		
<b>1 Load and resources</b> ..... 29		
1.1 Load conditions..... 30		
1.1.1 System loads..... 30		
1.1.2 Local transmission constrained areas..... 33		
1.2 Supply conditions..... 36		
1.2.1 Generation mix..... 36		
1.2.2 Renewable generation..... 39		
1.2.3 Net imports..... 46		
1.2.4 Energy storage and distributed energy resources..... 48		
1.2.5 Generation outages..... 53		
1.2.6 Natural gas prices..... 55		
1.2.7 California's greenhouse gas allowance market..... 58		
1.2.8 Capacity charges..... 60		
1.3 Net market revenues of new generation..... 64		
1.3.1 Hypothetical combined cycle unit..... 66		
1.3.2 Hypothetical combustion turbine unit..... 70		
<b>2 Overview of market performance</b> ..... 74		
2.1 Total wholesale market costs..... 75		
2.2 Overall market competitiveness..... 77		
2.3 Energy market prices..... 80		
2.3.1 Comparison to bilateral prices..... 83		
2.3.2 Price variability..... 85		
2.3.3 Power balance constraint..... 89		
2.4 Residual unit commitment..... 90		
2.5 Convergence bidding..... 93		
2.5.1 Convergence bidding revenues..... 94		
2.6 Bid cost recovery payments..... 97		
2.7 Real-time imbalance offset costs..... 100		
2.8 Flexible ramping product..... 106		
<b>3 Western Energy Imbalance Market</b> ..... 109		
3.1 WEIM overview and continued expansion..... 109		
3.2 Load and supply conditions in WEIM..... 110		
3.2.1 Load conditions..... 110		
3.2.2 Participating capacity and generation..... 112		
3.3 Transfers, limits, and congestion..... 116		
3.4 Resource sufficiency evaluation..... 120		
3.5 Market performance..... 128		
3.5.1 Energy market prices..... 129		
3.5.2 Power balance constraint..... 132		
3.5.3 Available balancing capacity..... 133		
3.6 Greenhouse gas compliance costs..... 136		
3.7 Imbalance offset costs..... 141		
<b>4 Ancillary services</b> ..... 143		
4.1 Ancillary service costs..... 143		
4.2 Ancillary service requirements and procurement..... 145		
4.3 Ancillary service pricing..... 148		
4.4 Special issues..... 150		
4.4.1 Ancillary service scarcity..... 150		
4.4.2 Ancillary service compliance testing..... 151		
<b>5 Market competitiveness and mitigation</b> ..... 153		
5.1 Structural measures of competitiveness..... 154		
5.1.1 Day-ahead system energy..... 154		
5.1.2 Local capacity requirements..... 157		
5.2 Local market power mitigation..... 158		
5.2.1 Frequency and impact of automated bid mitigation..... 158		
5.2.2 Mitigation of exceptional dispatches..... 163		
5.3 Start-up and minimum load bids..... 166		
5.4 Market-based rate authority in the Western Energy Imbalance Market..... 168		
<b>6 Congestion</b> ..... 169		
6.1 Congestion impacts on locational prices..... 170		
6.1.1 Day-ahead congestion..... 170		
6.1.2 Real-time congestion..... 175		
6.1.3 Congestion on Western Energy Imbalance Market transfer constraints..... 178		
6.2 Congestion on interties..... 180		
6.3 Congestion revenue rights..... 183		
6.3.1 Allocated and auctioned congestion revenue rights..... 183		
6.3.2 Congestion revenue right auction returns..... 185		
<b>7 Market adjustments</b> ..... 191		
7.1 Exceptional dispatch..... 191		
7.2 Manual dispatches..... 196		
7.3 Residual unit commitment adjustments..... 199		
7.4 Real-time imbalance conformance..... 202		
7.5 Blocked instructions and dispatches..... 209		
<b>8 Resource adequacy</b> ..... 213		
8.1 Background..... 214		
8.2 System resource adequacy..... 214		
8.3 Flexible resource adequacy..... 227		
8.4 Incentive mechanism payments..... 234		
8.5 Capacity procurement mechanism..... 236		
8.6 Reliability must-run contracts..... 237		
<b>9 Recommendations</b> ..... 240		
9.1 Extended day-ahead energy market..... 240		
9.2 Day-ahead market enhancements..... 241		
9.3 Congestion revenue rights..... 242		
9.4 Resource sufficiency tests..... 243		
Energy assistance option..... 243		
Incorporating uncertainty into test requirements..... 245		
9.5 Flexible ramping product..... 245		
9.6 Pricing under tight supply conditions..... 246		
9.7 Export and wheeling schedules..... 247		
9.8 Resource adequacy..... 248		
9.9 Demand response resources..... 250		
9.10 Energy storage resources..... 251		
Bid cost recovery rules for batteries..... 252		

**CAISO: Relatório Quadrimestral de Mercado<sup>52</sup> – publicado pelo Departamento de Monitoramento de Mercado (monitor interno)**

California ISO		TABLE OF CONTENTS	
		LIST OF FIGURES.....	iii
		LIST OF TABLES.....	iv
		Executive summary.....	1
		Western Energy Imbalance Market.....	3
		Special issues: Flexible ramping product enhancements and quantile regression review.....	3
		<b>1 Market performance.....</b>	<b>5</b>
		1.1 Supply conditions.....	5
		1.1.1 Natural gas prices.....	5
		1.1.2 Renewable generation.....	7
		1.1.3 Generation by fuel type.....	8
		1.1.4 Generation outages.....	10
		1.2 Energy market performance.....	12
		1.2.1 Energy market prices.....	12
		1.2.2 Bilateral price comparison.....	15
		1.3 Price variability.....	19
		1.4 Convergence bidding.....	21
		1.4.1 Convergence bidding revenues.....	21
		1.5 Residual unit commitment.....	23
		1.6 Ancillary services.....	25
		1.6.1 Ancillary service requirements.....	25
		1.6.2 Ancillary service scarcity.....	26
		1.6.3 Ancillary service costs.....	27
		1.7 Congestion.....	28
		1.7.1 Congestion in the day-ahead market.....	28
		1.7.2 Congestion in the real-time market.....	33
		1.7.3 Congestion on interties.....	39
		1.8 Congestion revenue rights.....	40
		1.9 Real-time imbalance offset costs.....	42
		1.10 Bid cost recovery.....	43
		1.11 Imbalance conformance.....	44
		<b>2 Western Energy Imbalance Market.....</b>	<b>46</b>
		2.1 Performance.....	46
		2.2 Transfers, limits, and congestion.....	50
		2.3 Resource sufficiency evaluation.....	54
		2.4 Imbalance conformance.....	57
		<b>3 Special issues.....</b>	<b>59</b>
		3.1 Flexible ramping product enhancements.....	59
		3.1.1 Flexible ramping product deliverability enhancements and market outcomes.....	60
		3.1.2 Net load uncertainty for the flexible ramping product.....	66
		<b>APPENDIX.....</b>	<b>78</b>
		<b>Appendix A   Western Energy Imbalance Market Area specific metrics.....</b>	<b>78</b>
		A.1 Arizona Public Service.....	79
		A.2 Avista Utilities.....	81
		A.3 Balancing Authority of Northern California.....	83
		A.4 Bonneville Power Administration.....	85
		A.5 California ISO.....	87
		A.5.1 Pacific Gas and Electric.....	88
		A.5.2 Southern California Edison.....	89
		A.5.3 San Diego Gas & Electric.....	90
		A.6 Idaho Power.....	91
		A.7 Los Angeles Department of Water and Power.....	93
		A.8 NV Energy.....	95
		A.9 NorthWestern Energy.....	97
		A.10 PacifiCorp East.....	99
		A.11 PacifiCorp West.....	101
		A.12 Portland General Electric.....	103
		A.13 Powerex.....	105
		A.14 Public Service Company of New Mexico.....	107
		A.15 Puget Sound Energy.....	109
		A.16 Salt River Project.....	111
		A.17 Seattle City Light.....	113
		A.18 Tacoma Power.....	115
		A.19 Tucson Electric Power.....	117
		A.20 Turlock Irrigation District.....	119

268. Quanto ao sistema elétrico brasileiro, os operadores do sistema elétrico e do mercado, respectivamente ONS e CCEE, divulgam diversos relatórios em suas respectivas plataformas digitais.

269. No caso do ONS, além das informações gerais de operação contidas no próprio site, na plataforma SINtegre são divulgadas centenas de análises, sob o prisma dos seguintes macroprocessos.

- Administração dos contratos da transmissão
- Avaliação da operação
- Gestão de assuntos regulatórios
- Integração de instalações
- Operação do sistema
- Planejamento da operação
- Programação da operação

270. A CCEE também divulga diversas informações no seu site sobre processos sob sua responsabilidade, tais como os listados a seguir, além de disponibilizar acesso à sua Plataforma de Integração.

- Bandeira tarifária
- Mercado mensal

<sup>52</sup> Disponível em: <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketMonitoring/AnnualQuarterlyReports/Default.aspx>. Acessado em 16 de outubro de 2023.



Pág. 65 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

- Consumo
- Contas setoriais
- Contratos
- Geração
- Leilão
- MCSD
- Mercado Quinzenal
- MVE
- PLD
- PROINFA
- Segurança de mercado
- Medição Liquidação

271. Os relatórios divulgados por ONS e CCEE têm o condão de dar publicidade e transparência às operações, mas, em geral, não contém análises críticas a respeito de práticas passíveis de serem enquadradas como anticoncorrenciais ou de potenciais lacunas regulatórias para essas situações, nem recomendações ao regulador de procedimentos de mitigação do poder de mercado.

272. Desse modo, pode-se avaliar sobre a pertinência de o arcabouço regulatório contar com esse tipo de ferramenta que venha a contribuir com as ações de regulação e fiscalização.

### **III.3 – Do monitoramento da comercialização de energia elétrica**

#### **III.3.1 – Das bases normativas para o monitoramento da comercialização de energia elétrica**

273. Atualmente, a atividade de monitoramento da comercialização de energia elétrica está centrada no acompanhamento da conformidade das condutas dos agentes setoriais ao arcabouço normativo. Práticas constatadas em desconformidade com a regulação dão azo à análise da necessidade de melhorias normativas e processuais, além de potencialmente conduzir à instauração de processos administrativos punitivos.

274. A conduta do agente setorial é avaliada em confronto com as disposições legais, regulamentares e regulatórias. Sem a intenção de percorrer todo o arcabouço normativo, pode-se citar alguns normativos de referência adotados nessa avaliação.

275. As Regras e os Procedimentos de Comercialização utilizados pela CCEE na contabilização e liquidação de energia elétrica são documentos normativos essenciais ao monitoramento da comercialização, uma vez que o resultado econômico do agente é percebido a partir da aplicação desses dispositivos regulatórios.

276. Ademais, a Resolução Normativa nº 957, de 7 de dezembro de 2021, institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica ao estabelecer as condições de comercialização de energia elétrica e as bases de organização, funcionamento e atribuições da CCEE. Dela, pode-se extrair alguns mecanismos regulatórios de referência para o monitoramento de mercado realizado pela própria CCEE, passível de acompanhamento pela ANEEL.

277. São exemplos de dispositivos na Convenção de Comercialização o monitoramento de práticas consideradas em desconformidade com a Convenção, as Regras e os Procedimentos de Comercialização a legislação e regulamentação aplicável (art. 21, inciso XIV); monitoramento dos agentes

Pág. 66 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

e adoção de critérios e condições para o registro de contratos, incluindo a análise da presença de indícios que elevem os riscos aos agentes no âmbito do MCP com o propósito de garantir a segurança das operações (art. 114); requisição aos agentes, em caráter sigiloso, das informações que julgar relevantes, inclusive de preços, estabelecendo prazo para cumprimento, a fim de analisar as condutas de seus agentes (art. 135); envio de relatórios mensais e anuais à ANEEL com os resultados do monitoramento e das operações no âmbito da CCEE (arts. 136 e 137).

278. Adicionalmente, a Resolução Normativa nº 1.011, de 29 de março de 2022, estabelece requisitos e procedimentos atinentes à autorização para comercialização de energia elétrica. Ela contém requisitos tanto de obtenção quanto de manutenção da autorização, bem como obrigações dos comercializadores. Esse normativo também dispõe sobre a comercialização varejista, com disposições sobre as obrigações dos agentes representantes e representados, assim como sobre a extinção da comercialização varejista.

279. Essa resolução relaciona algumas condutas passíveis de revogação da autorização, quais sejam a ocorrência de simulação do exercício da atividade de comercialização, a impossibilidade de o agente comercializar energia elétrica, a utilização da autorização exclusivamente para objetivos diversos da comercialização conforme estabelecida nas Regras e nos Procedimentos de Comercialização, o não atendimento a exigências para manutenção da autorização e o não envio de demais informações solicitadas, a qualquer tempo, pela área de monitoramento da CCEE, incluindo a recusa do agente em participar de reuniões com a CCEE.

280. A Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e dispõe sobre diretrizes gerais da fiscalização da Agência. Estão sujeitos ao disposto na resolução os concessionários, os permissionários e os autorizados de serviços ou instalações de energia elétrica, além das entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica ou pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

281. A resolução apresenta as diversas finalidades do procedimento de monitoramento e controle como parte do processo fiscalizatório, entre os quais destacam-se o subsídio à ANEEL com dados ou informações relevantes, a prevenção de práticas irregulares e estímulo à melhoria contínua da prestação dos serviços de energia elétrica e a atuação na busca da correção de práticas irregulares e da reparação ou minimização de eventuais danos à prestação dos serviços de energia elétrica ou aos seus usuários.

282. As infrações à legislação setorial, bem como a inobservância aos deveres ou às obrigações decorrentes do arcabouço regulatório sujeitarão o agente infrator às penalidades definidas na resolução. A seguir, alguns exemplos de condutas definidas como infração:

- comercializar energia elétrica, no Sistema Interligado Nacional (SIN), fora do âmbito da CCEE;
- deixar de cumprir ao disposto na Convenção, nas Regras, nos Procedimentos de Comercialização ou na Convenção Arbitral celebrada entre os agentes e a CCEE;

Pág. 67 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

- comercializar energia elétrica em desacordo com as prescrições da legislação ou do ato autorizativo; e
- implementar atos ou negócios jurídicos que não observem aos critérios definidos na legislação entre concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica e suas partes relacionadas;
- celebrar ou implementar ato ou negócio jurídico distinto da versão examinada e aprovada pela ANEEL;
- deixar de cumprir determinação da Diretoria Colegiada da ANEEL, no prazo estabelecido;
- enviar à ANEEL documento ou informação com conteúdo incorreto, resultando em prejuízo às decisões da Agência ou à divulgação de informações;
- efetuar contratação simulada.

### III.3.2 – Da regulação das condutas anômalas

283. Nessa esteira, ao longo dos trabalhos de monitoramento da comercialização, há que se considerar a necessidade de ações regulatórias de desincentivo combinadas com ações fiscalizatórias em relação às condutas indesejadas, que possam significar algum risco adicional aos demais agentes ou ao segmento como um todo. A saber, a supervisão de condutas é prática comum de reguladores.

284. No âmbito do setor elétrico, especificamente no caso da comercialização, a ANEEL recebeu contribuições da CCEE por oportunidade das discussões quanto ao monitoramento prudencial<sup>53</sup>, como consta na Nota técnica nº 40/2022 – SRM/ANEEL. Assim, conduta atípica poderia ser definida, de acordo com a CCEE, como *“atuação dos agentes de mercado de energia elétrica no sentido de criar condições artificiais da demanda, oferta ou preço nas operações, a manipulação de preços, a realização de operações fraudulentas, omissão de informações ou qualquer conduta que possa oferecer grave e/ou iminente risco aos demais agentes”*.

285. Assim, a CCEE entende que poderiam ser consideradas condutas anômalas, ações como as seguintes:

- a. **criação artificial de demanda** é a oferta ou preço de contratos criados com intuito de alterar substancialmente os movimentos de mercado de modo artificial, seja com ofertas de compra ou venda no mercado de balcão ou ainda em operações em plataforma eletrônica;
- b. **manipulação de preços** é a utilização de qualquer processo ou artifício destinado, de forma direta ou indiretamente, a elevar, manter ou baixar o preço de mercado dos contratos de energia elétrica;

---

<sup>53</sup> Consulta Pública nº 11, de 2022, disponível em: <https://tinyurl.com/cp112022>

Pág. 68 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

- c. **operação fraudulenta** é aquela em que se utilize artifícios com objetivo de induzir terceiros a erro, ou ainda práticas para obtenção de vantagem ilícita de natureza econômica e financeira na operação, de forma direta ou utilizando-se de terceiros;
- d. **omissão de informações** é a ocultação de dados ou não atualização de dados quando necessária ou solicitada pela CCEE. Isto inclui condições em que o agente tem conhecimento que a informação seria relevante para a segurança do mercado e para os processos conduzidos pela CCEE e deliberadamente o omite; e
- e. **atuação que cause grave e iminente risco ao mercado** é toda e qualquer ação de participantes do mercado que cause iminente risco à confiabilidade e ao desenvolvimento regular do mercado de comercialização de energia elétrica.

286. Nesse sentido, a definição e tipificação das condutas anômalas no âmbito do monitoramento da comercialização é um aprimoramento desejável às regras de regulação e fiscalização, o qual deverá oportunamente ser discutido com a sociedade, sem prejuízo da possibilidade de análise de qualquer conduta realizada pelos agentes em relação à conformidade do arcabouço legal e regulamentar vigente.

287. Importante ressaltar estudos<sup>54</sup> que demonstram como em outros países em que o mercado livre de energia já está estabelecido há mais tempo as regras de conduta fazem parte da regulamentação, por vezes com código de conduta específico para a comercialização varejista. Inclusive, em alguns locais é proibido *marketing* conjunto de empresas que exercem atividade concorrencial com outras cuja atividade é monopolista, ainda que sejam do mesmo grupo econômico; venda casada de produto concorrencial e monopolista; que funcionários da uma atividade (por exemplo, varejista) não se apresentem como representantes de outra atividade (distribuição de energia).

288. Para o caso da comercialização de energia elétrica no Brasil, a CCEE propôs, por ocasião da discussão das regras para o monitoramento prudencial, que as sanções a serem aplicadas, isoladas ou cumulativamente, poderiam ser, por exemplo:

- a. Advertência;
- b. Multa pecuniária que deverá ser revertida para aliviar os prejuízos causados pelos agentes ao mercado e não deverá exceder o maior entre os seguintes valores conforme gravidade da infração, e suas circunstâncias: (a) R\$ 500.000,00 (quinhentos mil reais); (b) 50% do valor da operação irregular; ou (c) 3 vezes o montante da vantagem econômica obtida ou da perda evitada em decorrência do ilícito;
- c. Registro condicionado ao balanço equilibrado das operações pelo período de 1 a 12 meses;
- d. Suspensão de acesso ao sistema pelo período de 3 a 12 meses; e
- e. Desligamento compulsório

---

<sup>54</sup> Littlechild (2018); Gomes, Villas Boas e Munhoz (2022).

Pág. 69 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

289. Além desses escopos, pode-se aventar outras possibilidades de aprimoramento para o monitoramento da comercialização de energia elétrica à medida que o mercado livre cresce e se desenvolve.

### **III.3.3 – Da gestão de riscos na comercialização de energia elétrica**

290. No exercício das suas atividades, o comercializador acaba por assumir a função de intermediação do mercado físico de energia. Por essa intermediação, aceita assumir riscos em troca de uma rentabilidade. Além disso, ao intermediar outros agentes, acaba por favorecer a liquidez do mercado de compra e venda de energia e, conseqüentemente, se depara com riscos do negócio.

291. O Manual de Boas Práticas de Gestão de Riscos<sup>55</sup> disponibilizado pela ABRACEEL e Dcide destaca que entre as diversas classes de risco, os mais relevantes para uma comercializadora de energia são o risco de mercado; o risco de crédito e o risco de liquidez. Tal documento também destaca as prioridades que as empresas precisam observar, para controlar e lidar com os riscos, como centralização do controle de riscos, capacitação das pessoas, disseminação da cultura de riscos, entre outras. A gestão de riscos é uma prática orientada por processos bem definidos, sistemas dedicados e metodologia sólida.

292. O risco de mercado diz respeito à exposição gerada por movimentos de preços de mercado que levam a empresa a se deparar com sobras ou déficits de valor em sua carteira de energia, em função de uma posição de energia em aberto que não foi transformada em contratos. Pode ser que essa exposição seja desfavorável à empresa. De modo análogo, o Banco Central do Brasil<sup>56</sup> define o risco de mercado como *“risco de uma volatilidade excessiva no mercado provocar perdas”*.

293. Quando a empresa possui carteira de energia em que pode realizar contratos antes do suprimento, não há incerteza em relação ao volume de energia ou, se houver, é muito reduzida. Nesse caso, o risco de mercado está relacionado à variação do preço futuro da energia (preços *Forward*).

294. Em outras casos, é possível que o risco de mercado esteja relacionado a previsões carregadas de incerteza quanto a volumes de consumo ou geração futura ou exposição de curto prazo. Esse é um risco de mercado relacionado a quantidades, associado a projeções que mensuram o ativo de energia em cada período de modo a estimar qual seria um intervalo de volatilidade e a probabilidade esperada para cada cenário.

295. O risco de crédito está relacionado à capacidade das contrapartes de honrar seus compromissos contratuais com a comercializadora, o que pode provocar exposição financeira, redução de liquidez e exposição adicional ao risco de mercado a depender da posição assumida. O risco de crédito está atrelado a um risco maior de se alastrar e contaminar outros agentes com uma afetação em cadeia, o que pode culminar em perda de confiança do mercado como um todo. O risco de crédito pode ser mitigado por acordos bilaterais contratuais, como por exemplo, garantias financeiras.

---

<sup>55</sup> Disponível em: <https://abraceel.com.br/biblioteca/cartilhas/2020/02/manual-de-boas-praticas-gestao-de-risco/>

<sup>56</sup> Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/monitoramento>

Pág. 70 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

296. O risco de liquidez, por sua vez, pode afetar a comercializadora por pelo menos três formas: pela redução das contrapartes disponíveis, pelo aumento no tempo de fechamento de posições que pode resultar em algum descasamento financeiro e pela piora no prêmio de risco embutido no contrato. Todos esses casos reduzem os valores financeiros disponíveis à empresa para cumprimento de suas obrigações imediatas.

297. O Banco Central do Brasil define o risco de liquidez como “*risco de não conseguir pagar o que se deve na hora que precisa, mesmo que o seu patrimônio seja suficiente para saldar o débito*”. Esse conceito pode ser aplicado de modo análogo no mercado de energia.

298. Segundo o Manual de Boas Práticas de Gestão de Riscos da ABRACEEL e Dcide, o conceito de liquidez mais aceito é aquele que o relaciona com o chamado *Bid-Ask Spread*, que reflete o custo de transação para entrada e saída simultânea em uma operação. Esse é o mesmo conceito adotado pela CVM<sup>57</sup> para medir o risco de liquidez do mercado de ações, mas, nesse caso, é medido em relação aos preços de compra e venda de ações. Quando menor o *spread*, maior a liquidez e maior volume de negócios.

299. No caso das operações com contratos de energia elétrica comercializados, de modo análogo, quando o *Bid-Ask Spread* é estreito, então tende a ocorrer muitas operações; mas, quando o *spread* é amplo, significa que o custo de operação é elevado. Nesse caso, há pouco estímulo para negociação de contratos, o que leva a necessidade de mais tempo fechamento de negócio, o que, por sua vez, leva as comercializadoras que precisam fechar posições a aceitarem pagar um prêmio de risco maior.

300. Quando se observa como exemplo de segmento em que tais riscos são monitorados por um órgão regulador, verifica-se como ocorre o monitoramento realizado pelo Banco Central do Brasil em relação ao Sistema Financeiro Nacional (SFN) - macroprudencial - e em relação aos agentes específicos – microprudencial.

301. Didaticamente, o Banco Central explica que o monitoramento macroprudencial olha “a floresta” de forma integrada, com todos os produtos, agentes, interrelações existentes. Já o monitoramento microprudencial olha “a árvore”, ou seja, se a instituição está vulnerável ou sólida, se detém liquidez suficiente e se há indícios de condutas não desejadas. Esse trabalho engloba análise de aspectos como rentabilidade, posições patrimoniais, limites operacionais, solvência, riscos (de crédito, liquidez e de mercado).

302. A Superintendência de Seguros Privados (SUSEP) também atua no monitoramento prudencial das entidades supervisionadas, com foco em análise das provisões técnicas, ativos financeiros, capital mínimo requerido, patrimônio líquido ajustado e demonstrações financeiras. Além disso, a SUSEP

---

<sup>57</sup> Boletim Econômico. Ano 11 Volume nº 99 3º trimestre de 2023. Disponível em: [https://www.gov.br/cvm/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins/boletim-economico/cvm\\_boletim\\_economico\\_99.pdf](https://www.gov.br/cvm/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins/boletim-economico/cvm_boletim_economico_99.pdf)

Pág. 71 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

possui grupos técnicos dedicados ao monitoramento de diversos riscos, tais como risco de crédito, risco de mercado, risco operacional, e riscos específicos do segmento<sup>58</sup>.

303. A ANS, igualmente, atua na regulação prudencial e monitoramento do risco assistencial<sup>59</sup>. Existe monitoramento dos riscos de subscrição, crédito, operacional (incluindo o Legal) e de mercado.

304. Interessante observar que reguladores como o BCB, SUSEP e ANS regulam a contabilidade dos agentes, com a finalidade de monitorar estabilidade financeira e solvência<sup>60</sup>.

305. Por exemplo, a SUSEP monitora a situação econômico-financeira e de solvência das sociedades e entidades supervisionadas por meio de (i) acompanhamento dos relatórios contábil-financeiros, regulatórios e de auditoria contábil; (ii) monitoramento dos passivos e provisões técnicas; (iii) produção de relatórios periódicos, inclusive refletindo os efeitos relativos aos grupos e/ou conglomerados econômicos aos quais pertençam; (iv) estabelecimento e atualização de protocolo de classificação e de sinalização antecipada, objetivando também a definição da priorização e do escopo da fiscalização prudencial; (v) solicitação e monitoramento de ações regulatórias em relação ao nível de capital requerido; e (vi) proposição e instrução da aplicação do regime repressivo.

306. Na SUSEP, as regulações de contabilidade e de auditoria a serem observadas pelas entidades e sociedades supervisionadas são realizadas por meio de: (i) proposição de normas e padrões de contabilidade, bem como de normas e procedimentos de auditoria contábil independente; (ii) elaboração de pareceres e documentos de orientação sobre assuntos contábeis e de auditoria contábil; e (iii) participação no desenvolvimento dos padrões internacionais de contabilidade junto aos organismos competentes no Brasil e no exterior.

307. No âmbito da CVM, são realizados procedimentos de autorregulação, segundo os quais compete às bolsas, como órgãos auxiliares da CVM, fiscalizar as atividades dos seus membros. A obrigação se estende a corretoras e até aos assessores de investimento as corretoras. É um tipo de supervisão em camadas em que cada ente atuante em diferentes esferas possui a incumbência de comunicar à CVM sobre irregularidades identificadas. Por exemplo, no caso das bolsas, a Instrução CVM nº 387, de 2003 estabelece que:

---

<sup>58</sup> Risco de subscrição de vida individual e previdência, risco de subscrição das sociedades de capitalização e risco de subscrição de danos. Vide em: <https://www.gov.br/susep/pt-br/assuntos/informacoes-ao-mercado/solvencia-supervisao-prudencial/monitoramento-prudencial/capital-minimo-requerido-e-tap>

<sup>59</sup> <https://www.gov.br/ans/pt-br/assuntos/operadoras/regulacao-prudencial-acompanhamento-assistencial-e-economico-financeiro>

<sup>60</sup> Coordenação de Monitoramento de Solvência e Contabilidade – COMOC. Vide atribuições em: <https://www.gov.br/susep/pt-br/assuntos/informacoes-ao-mercado/solvencia-supervisao-prudencial/monitoramento-prudencial/solvencia-e-contabilidade>

Pág. 72 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

Art. 20. Compete às bolsas, como órgãos auxiliares da CVM, fiscalizar as atividades dos seus membros e baixar as normas complementares necessárias à execução do disposto nesta Instrução.

§1º As bolsas manterão à disposição da CVM os dados e informações obtidos com as atividades de fiscalização por elas desenvolvidas.

§2º Sempre que qualquer das entidades mencionadas no caput deste artigo, no exercício da autorregulação, identificar a prática, por quaisquer pessoas ou entidades, que estejam submetidas a sua jurisdição, de atos ilícitos, bem como a existência de irregularidades, a CVM deve ser imediatamente informada, inclusive quanto às providências que tiverem sido adotadas.

§3º Sempre que qualquer das entidades mencionadas no caput deste artigo suspeitar da prática de atos ilícitos ou da existência de irregularidades envolvendo pessoa ou entidade que não esteja submetida a sua jurisdição, deverá comunicar de imediato à CVM as suspeitas que tiver.

#### APLICAÇÃO A OUTRAS ENTIDADES

Art. 21. As disposições constantes desta Instrução aplicam-se, no que couber, às entidades de balcão organizado, aos associados das bolsas de mercadorias e de futuros, bem como aos demais integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, e às instituições autorizadas a prestar serviços de registro, compensação, liquidação ou custódia de valores mobiliários.

308. Até mesmo no caso de exercício de atividade de assessoria de investimento, a Instrução CVM nº 178, de 2023 exige que exista contrato com intermediários para a prestação dos serviços (corretoras, por exemplo). Os intermediários são obrigados a fiscalizar as atividades de todos os assessores de investimento contratados e comunicar à CVM que possam configurar indício de infração às normas emitidas pela CVM.

309. Essas são exemplos de referências que podem ser utilizadas no desenvolvimento do monitoramento de mercado pela SFF.

310. Ademais, o início do monitoramento prudencial pela CCEE e o período sombra fornecerão subsídios para a avaliação da necessidade de novos requisitos prudenciais. Nesse campo, poderão ser desenvolvidas novas formas de monitoramento dos riscos associados ao mercado livre. Sobretudo, poderão ser desenvolvidas formas de monitoramento da sustentabilidade de comercializadoras em geral e, eventualmente, algum tratamento específico para as comercializadoras varejistas. Assim, a SFF poderá auxiliar na evolução dos mecanismos regulatórios e fiscalizatórios, considerando a sua expertise em regulação econômico-financeira e monitoramento da sustentabilidade.



### III.3.4 – Da complementariedade da atuação da SFF e da CCEE

311. Neste ponto, é importante explicar sobre a complementariedade da atuação da SFF e da CCEE no que concerne ao monitoramento da comercialização.

312. O monitoramento da CCEE é estruturado com base na REN 957 e nos Procedimentos de Comercialização (PdC) Submódulo 1.7, que define o monitoramento de mercado da seguinte maneira:

O monitoramento do mercado de energia elétrica brasileiro tem por finalidade aumentar a segurança, transparência e confiança nas operações nele realizadas, trazendo benefícios não somente aos agentes envolvidos nas relações comerciais, mas também aos demais participantes do mercado, às instituições do setor elétrico e à sociedade.

Nesse contexto, cabe à CCEE, dentre outras atribuições, realizar o monitoramento da comercialização de energia elétrica, agindo de forma preventiva para identificar as ações dos agentes que, eventualmente, estejam em desacordo com a legislação ou representem condutas incompatíveis com as boas práticas comerciais, e adotar as providências cabíveis para a preservação do mercado.

Assim, para a realização de um monitoramento efetivo, é necessário o estabelecimento de regras bem delimitadas para dar mais previsibilidade ao mercado, afastando possíveis inseguranças dos envolvidos.

313. Para cumprir a sua atribuição de monitoramento, de acordo com a REN 957, a CCEE tem a prerrogativa de solicitar informações aos agentes, relativas aos seus portfólios e, em caso de conduta atípica, inclusive relativas a preços. De posse dessas informações a CCEE realiza seu monitoramento e atende às obrigações de envios periódicos de informações à ANEEL como determina a citada REN 957.

314. Além disso, com base no PdC Submódulo 1.7, a CCEE disponibiliza Central de Monitoramento para recebimento de situações relevantes relatadas pelos agentes, inclusive de forma anônima. A CCEE pode convocar os agentes e realizar reuniões de monitoramento para obter mais informações sobre determinadas situações, bem como pode, em caso de indícios de conduta atípica, deliberar sobre a necessidade de registro balanceado de agente, nos termos do PdC Submódulo 1.4.

315. O monitoramento da CCEE é responsável ainda por instruir procedimentos que podem resultar em desligamentos de agentes, aplicação de penalidades, observando os normativos emitidos pela ANEEL. Portanto, o monitoramento da CCEE atua tanto preventivamente, quanto na contenção de eventual situação contingente observada.

316. Quando a nova regra sobre o monitoramento prudencial<sup>61</sup> ainda estava em fase de discussão, coordenada pela SGM, a SFF participou do processo procurando contribuir com aspectos afetos à contabilidade, auditoria, fiscalização e partes relacionadas, bem como mantendo interações com a CCEE

---

<sup>61</sup> Item 30 da AR 2023-2024. Processo 48500.004742/2021-32 - C&M22-01 - Segurança do mercado

Pág. 74 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

com vistas a aprimorar o processo de construção do monitoramento do mercado, tendo em vista a experiência daquela instituição.

317. Com a publicação da REN 1072, a partir de 1º de novembro de 2023, passou a vigorar o monitoramento prudencial, ainda que inicialmente em período de avaliação, chamado período sombra. O monitoramento prudencial é realizado pela CCEE, mas a SFF acompanhará o seu desempenho, com vistas a contribuir futuramente para aprimoramento da regra, caso seja necessário, nos aspectos mais afetos à SFF.

318. De outro modo, o monitoramento da comercialização realizado pela SFF se enquadra nas atribuições legais da ANEEL de regular e fiscalizar a comercialização de energia elétrica e está focado no aprimoramento normativo e em melhorias processuais. Esse enfoque pode envolver tanto a regulação da contabilidade do setor elétrico e das operações econômico-financeiras quanto à regulação da comercialização de energia elétrica, procedimentos e regras de comercialização.

319. Assim, trata-se de um monitoramento mais abrangente, que atua tanto no caso concreto quanto no mercado como um todo, podendo, a partir de necessidades identificadas, recomendar a modificação de ato normativo.

320. Além disso, o monitoramento pela ANEEL se dedica a avaliar informações enviadas pela CCEE, assim como a solicitar dados, análises e subsídios quando necessários à tomada de decisão no âmbito da ANEEL. Nessa perspectiva, o relacionamento da SFF e da CCEE é de estreita colaboração, em prol do desenvolvimento do mercado de energia elétrica, sem prejuízo do acompanhamento da conformidade das ações realizadas pela CCEE em relação ao regramento vigente.

#### **III.4 – Da referência internacional REMIT**

321. Uma referência normativa que perpassa pelo monitoramento da análise da concorrência e da comercialização de energia elétrica é o Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT)<sup>62</sup>. Trata-se de normativo que entrou em vigor em 2011 para apoiar a concorrência livre e leal no mercado atacadista de energia europeu e foi formalizado pelo Regulamento (UE) nº 1227/2011 do Parlamento Europeu.

322. O REMIT estabelece as bases para uma maior transparência e integridade do mercado e, em última análise, protege os interesses das empresas e dos consumidores. O normativo estabelece regras que proíbem práticas abusivas que afetem os mercados atacadistas de energia, coerentes com as aplicáveis nos mercados financeiros, bem como a monitoramento dos mercados atacadistas de energia pela Agência da União Europeia para Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), em estreita colaboração com as entidades reguladoras nacionais.

---

<sup>62</sup> Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011R1227>. Acessado em 15/12/2023.

Pág. 75 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

323. Para tanto, o regulamento dispõe, entre outros, sobre aspectos relativos à informação privilegiada, manipulação de mercado, monitoramento de mercado, coleta de dados, registo dos participantes no mercado, proteção de dados, confiabilidade operacional e sanções.

324. De acordo com o regulamento, informação privilegiada consiste em toda a informação com carácter preciso, que não tenha sido tornada pública, que diga respeito, direta ou indiretamente, a um ou mais produtos energéticos atacadistas e que, caso fosse tornada pública, seria suscetível de influenciar de maneira sensível os preços desses produtos. Ao tratar da proibição do abuso de informação privilegiada, o regulamento estabelece restrições de uso e publicação de informação privilegiada como aquisição ou alienação, ou tentativa, dos produtos a que essa informação diz respeito; comunicação dessa informação a outra pessoa, salvo se no âmbito do exercício normal da sua atividade; e recomendação a outra pessoa com base em informação privilegiada.

325. Quanto à manipulação de mercado, o regulamento a define como realização de transações ou a emissão de ordens de negociação que originem ou sejam suscetíveis de originar indicações falsas ou enganosas quanto à oferta, à demanda ou ao preço; ou fixem ou tentem fixar o preço de um ou mais produtos a um nível artificial; ou recorram ou tentem recorrer a procedimentos fictícios que deem ou possam dar indicações falsas ou enganosas relativos à oferta, à demanda ou ao preço; ou a divulgação de informações, através dos meios de comunicação social, incluindo a *Internet*, ou através de outros meios, que deem ou possam dar indicações falsas ou enganosas no que diz respeito à oferta, à demanda ou ao preço, incluindo a divulgação de rumores ou de notícias falsas ou enganosas.

326. Ao mencionar sobre monitoramento de mercado, o normativo dispõe que o monitoramento das transações relativas aos produtos energéticos atacadistas tem por objetivo detectar e impedir o abuso de informação privilegiada e a manipulação de mercado. Para tanto, a entidade de monitoramento deve coletar os dados necessários. No processo de coleta de dados, os participantes no mercado facultam à entidade de monitoramento o registo das transações, incluindo ordens de negociação. As informações se referem a identificação precisa dos produtos energéticos comprados e vendidos, o preço e a quantidade acordados, as datas e horas de execução, as partes na transação, os beneficiários da transação e quaisquer outras informações relevantes.

327. Diante da sensibilidade desses dados, o regulamento traz disposições sobre proteção de dados. A entidade de monitoramento deve assegurar a confidencialidade, a integridade e a proteção das informações recebidas e adotar todas as medidas necessárias para impedir a utilização abusiva e o acesso não autorizado à informação contida nos seus sistemas.

328. O regulamento também estabelece obrigações às pessoas que efetuam transações a título profissional. Essas pessoas devem notificar imediatamente a entidade reguladora nacional se tiverem suspeitas razoáveis de que uma transação possa constituir violação às proibições do abuso de informação privilegiada e da manipulação de mercado.

329. Por fim, o regulamento define que os Estados-Membros da União Europeia devem estabelecer as regras relativas às sanções aplicáveis às infrações e tomar todas as medidas necessárias para assegurar a sua aplicação. As sanções previstas devem ser efetivas, dissuasivas, proporcionadas e refletir a natureza, duração e gravidade da infração, o prejuízo causado aos consumidores e os potenciais

Pág. 76 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

benefícios da comercialização com base em informação privilegiada ou manipulação de mercado. Há possibilidade de delegação dos atos relativos ao regulamento.

330. Face esse breve resumo do REMIT, constata-se que ele poderá servir de referência para evolução dos trabalhos da SFF no tocante ao monitoramento da análise da concorrência e da comercialização de energia elétrica.

### **III.5 – Das ações tomadas pela SFF**

331. A criação da CMREF já ensejou análise e atuação relativa ao cumprimento de normas pelos agentes de comercialização e pela própria CCEE, como a REN 957<sup>63</sup>, a REN 1000 e a REN 1011<sup>64</sup>, com vistas à caracterização de eventual desconformidade e necessidade de instauração de processo punitivo.

332. A equipe tem mantido interações com a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica (SGM) sobre procedimentos de desligamentos da CCEE (REN 957), com a Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica (SCE) sobre descumprimento por comercializadores de envio de documentação para manutenção da outorga (REN 1011) e com a CCEE sobre ambos os assuntos, a fim de iniciar a sua atuação nesses processos, que poderá envolver também outras coordenações na SFF.

333. Adicionalmente, a SFF se reuniu com a Secretaria de Leilões (SEL), para esclarecer sobre pontos da competição nos leilões de transmissão e geração; com a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e de Distribuição de Energia Elétrica (STD) e a Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica (SFT), a respeito do processo de Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD), com a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e de Distribuição de Energia Elétrica (STD), sobre o tratamento dos dados dos consumidores na migração para o ACL; com a Superintendência de Mediação Administrativa e das Relações de Consumo (SMA), a respeito do tratamento de denúncias ou reclamações referentes aos casos que possam envolver práticas anticompetitivas; com assessores dos diretores para coletar as suas impressões sobre as atividades necessárias no âmbito do monitoramento das práticas dos agentes e do monitoramento da comercialização.

334. Com a Superintendência de Gestão Técnica da Informação (SGI), a SFF tem mantido diálogo permanente com vistas às necessidades de aprimoramento do sistema Polímero. Recentemente, esse sistema passou por adaptações para facilitar os estudos de casos, conforme a necessidade da área. Nesse sentido, considerando as novas atribuições da SFF quanto à concorrência e comercialização, novas adequações poderão ser implementadas futuramente.

---

<sup>63</sup> Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, revoga as Resoluções Normativas nº 249, de 11 de agosto de 1998; nº 271, de 19 de agosto de 1998; nº 18, de 28 de janeiro de 1999 e dá outras providências.

<sup>64</sup> Estabelece requisitos e procedimentos atinentes à autorização para comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, revoga as Resoluções Normativas nº 570, de 23 de julho de 2013, nº 654, de 24 de março de 2015, nº 678, de 1º de setembro de 2015, e dá outras providências.

### III.6 – Das outras atividades da CMREF

335. A CMREF possui outras atribuições, além do monitoramento com foco em concorrência e do monitoramento da comercialização. As demais atividades se referem à regulação contábil, à regulação econômico-financeira disposta na REN 948 (exceto Módulo VIII).

336. A competência para a regulação econômico-financeira, especialmente relativa a análise de atos de concentração e infrações à ordem econômica, transferência de controle e operações entre partes relacionadas, torna oportuna a identificação das interrelações desses temas com as novas atribuições acerca concorrência e monitoramento da comercialização, bem como com os demais temas de competência da SFF e da ANEEL, de modo a contribuir e favorecer que sejam mantidas, aprimoradas ou criadas regras com vistas a propiciar equilíbrio entre os agentes em atendimento à missão da ANEEL<sup>65</sup>.

337. Quanto ao Módulo II - Análise de atos de concentração e infrações à ordem econômica no setor de energia elétrica, o principal aspecto que se destaca é que a norma vigente estabelece o que se segue:

Art. 4º O concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica deverá enviar à Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado - SRM, da ANEEL, na concretização da operação de transferência acionária e periodicamente, no último dia de cada trimestre civil, informação atualizada relativa à respectiva composição societária; identificado o grupo de controle e explicitando todas as participações societárias diretas e indiretas dos respectivos controladores.

338. Decorrente desse comando, com a reestruturação da ANEEL, a CMREF recebeu as atribuições referentes à manutenção do sistema Polímero, que consolida as informações sobre cadeia societária enviadas pelos agentes, como já apontado nesta Nota Técnica.

339. Em relação ao Módulo III - Transferência de controle societário, pode ser que as novas atribuições da CMREF ou mesmo a experiência da SFF em relação a essa norma forneçam elementos que fundamentem a sua modificação. Especialmente em relação ao poder de mercado dos agentes, estudos poderão auxiliar a investigação da possibilidade de abuso por parte de algum agente, o que poderia ensejar ação envolvendo o regulamento vigente.

340. Sobre o Módulo V - Atos e negócios jurídicos entre partes relacionadas<sup>66</sup>, de modo análogo, a própria experiência da SFF aliada ao desenvolvimento do monitoramento da concorrência e da comercialização poderão fornecer subsídios para aprimoramento da norma, para que tais operações não ocorram em detrimento da estabilidade e sustentabilidade do setor de energia elétrica em qualquer dos seus segmentos.

---

<sup>65</sup> Missão da ANEEL: Proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

<sup>66</sup> Antes da Consolidação Normativa, o conteúdo do Módulo V da REN 948 estava estabelecido na Resolução Normativa nº 699/2016 – REN 699.

Pág. 78 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

341. O Módulo VII trata da governança das distribuidoras de energia elétrica. Atualmente, as regras estão restritas a esse segmento. Porém, a partir dessa norma, novas regras para os demais segmentos, transmissão, geração e comercialização poderão ser propostas fundamentadas na avaliação de situações concretas, nos estudos sobre poder de mercado e concorrência, da evolução do mercado livre, e da discussão com a sociedade nas ocasiões de proposição de regramento.

#### **IV – DO FUNDAMENTO LEGAL**

342. Esta Nota Técnica fundamenta-se nos seguintes dispositivos:

- Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995
- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996
- Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998
- Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004
- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004
- Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011
- Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013
- Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018
- Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019
- Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022
- Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997
- Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004

#### **V – DA CONCLUSÃO**

343. Ante o exposto, conclui-se pelas seguintes frentes de trabalho a serem conduzidas pela SFF relativas ao monitoramento (i) das práticas dos agentes do setor de energia elétrica, com foco em análise da concorrência e concentração econômica e (ii) da comercialização de energia elétrica, com foco em melhorias normativas.

**a) Análise da concorrência e concentração econômica “na entrada”**

Envolve avaliação do potencial ou real abuso de poder de mercado pelos agentes setoriais e grupos econômicos quando da entrada de empresas em negócios de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, por meio de leilões de geração e transmissão, obtenção e transferência de outorga, transferência de controle societário, migração de consumidor para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída (MMGD).

**b) Análise da concorrência e concentração econômica na operação e comercialização**

Pág. 79 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

Envolve avaliação do potencial ou real abuso de poder de mercado e de concorrência desleal exercida pelos agentes setoriais e grupos econômicos quando da operação do sistema e da comercialização de energia de energia elétrica, como na formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) por indisponibilidades de equipamentos e restrições no sistema de transmissão, no *constrained-off* e *constrained-on* de usinas de geração e na titulação de geração.

**c) Análise da concorrência e concentração econômica em mecanismos competitivos**

Envolve avaliação do potencial ou real abuso de poder de mercado e de concorrência desleal exercida pelos agentes setoriais e grupos econômicos em mecanismos regulados em ambiente originalmente concebidos para favorecer a competição de atores, tais como o serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, a resposta de demanda e a importação e exportação de energia elétrica.

**d) Relatórios analíticos periódicos**

Envolve a normatização para elaboração e publicação de relatórios analíticos periódicos por instituições do setor elétrico com diagnóstico pormenorizado da concorrência e concentração econômica e recomendações de atuação à ANEEL.

**e) Monitoramento da comercialização de energia elétrica**

Envolve o acompanhamento da conformidade das condutas dos agentes setoriais ao arcabouço normativo para subsidiar melhorias normativas e processuais, a realização de análises e subsídios para fundamentarem eventual instauração de processos administrativos punitivos, a regulação de condutas anômalas, o monitoramento prudencial dos riscos associados ao mercado livre e o desenvolvimento de formas de monitoramento da sustentabilidade de comercializadoras.

344. Todas essas frentes de trabalho revelam-se transversais à estrutura da ANEEL, motivo pelo qual se espera-se interações com as diversas unidades organizacionais da Agência na instrução dos processos, sobretudo com as seguintes:

- Secretaria de Leilões (SEL)
- Superintendência de Mediação Administrativa e das Relações de Consumo (SMA)
- Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica (SCE)
- Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado (SFF)
- Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica (SFT)
- Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica (STD)

Pág. 80 da NOTA TÉCNICA Nº 17/2024 – SFF/ANEEL, de 08/02/2024.

- Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica (SGM)
- Superintendência de Gestão Técnica da Informação (SGI)

345. Ademais, o desenvolvimento dos trabalhos certamente envolverá relacionamentos com outras instituições atinentes aos temas, em especial com as seguintes:

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)
- Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE)
- Comissão de Valores Mobiliários (CVM)

346. Por fim, identificou-se bibliografia e experiências internacionais que podem servir de apoio às atividades a serem desenvolvidas.

347. Na **Figura 11**, são apresentadas as frentes de trabalho de forma esquematizada.

**Figura 11 – Esquema das frentes de trabalho**



Fonte: Elaboração própria.



## VI – DA RECOMENDAÇÃO

348. Recomenda-se o encaminhamento desta Nota Técnica ao Gabinete do Diretor-Geral.

*(Assinado digitalmente)*

ENOS PAULO NASCIMENTO SANTOS  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*

RENATO MARQUES BATISTA  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*

YURI FERREIRA GOMES DIAS  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*

MICHELLE CRISTINA RODRIGUES DE JESUS  
Coordenadora Adjunta de Monitoramento do  
Mercado e Regulação Econômico-Financeira

*(Assinado digitalmente)*

VANESSA RODRIGUES DOS SANTOS CARDOSO  
Coordenadora de Monitoramento do Mercado e  
Regulação Econômico-Financeira

*(Assinado digitalmente)*

RAFAEL COSTA RIBEIRO  
Gerente de Monitoramento, Regulação e  
Conformidade Regulatória Econômico-  
Financeira

*(Assinado digitalmente)*

RODRIGO FERNANDES BRAGA COELHO  
Superintendente Adjunto de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado

**De acordo:**

*(Assinado digitalmente)*

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL  
Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado