

Relatório Monitoramento Prudencial Período Sombra (nov/23-out/24)

Gerência/área: Gerência Executiva de Segurança e
Monitoramento de Mercado - GESEM

Autor: GESEM

Data: 30/11/24

The logo for CCEE (Comissão de Regulação e Controle do Mercado de Energia Elétrica) is displayed in white lowercase letters on a dark blue background. The letters are stylized and rounded, with the 'c' and 'e's having a slightly irregular, hand-drawn appearance. The logo is positioned in the bottom right corner of the page, above a dark blue diagonal band that runs from the bottom left towards the top right.

Sumário

1. Introdução	4
1.1. Histórico	5
1.2. Período Sombra do Monitoramento Prudencial	8
1.3. Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial	9
2. Resultados Obtidos	11
2.1. Indicadores	11
2.1.1. Indicadores gerais do período sombra do monitoramento prudencial	11
2.2. Verificação Amostral Aleatória.....	26
2.2.1. Resultado dos Pareceres Técnicos	28
2.2.2. Análise dos parâmetros	29
2.2.2.1. Fator de Alavancagem	33
2.2.2.2. Patrimônio Líquido Ajustado	33
2.2.2.3. Exposição das 5 maiores contrapartes	33
2.2.2.4. Projeção de consumo.....	33
2.2.2.5. Previsão de geração	34
2.2.2.6. Contratos ACL	34
2.2.2.7. Contratos ACR.....	34
2.2.2.8. Contratos Formalizados	34
2.2.3. Resumo dos Resultados das Análises	35
2.2.4. Melhorias e Sugestões	35
2.2.4.1. Repescagem	36
2.2.4.2. Interações com representantes de agentes	36
2.2.4.3. Propostas de ajustes no processo.....	37
2.3. Asseguração Sistemática de Dados	38
2.3.1. PenTest (Teste de penetração).....	39
2.3.2. Diagnóstico do sistema do Monitoramento Prudencial	40
3. Fator de Alavancagem – Aprimoramentos de Metodologias	42
3.1. Participação e metodologia distinta por classe e porte	42
3.1.1. Geradores.....	43
3.1.2. Consumidores	47
3.1.2.1. Relevância da participação dos consumidores no Monitoramento Prudencial	48
3.1.2.2. Análise da inadimplência histórica	49
3.1.2.3. Tipos de declaração	53

3.1.2.4.	Conclusão	54
3.1.3.	Distribuidores.....	56
3.2.	Cálculo do Fator de Alavancagem	58
3.2.1.	Horizonte de declaração	60
3.2.2.	Parâmetros de cálculo	65
3.2.3.	Precificação do recurso proveniente da geração	97
3.2.3.1.	Definição da metodologia utilizada nas simulações	99
3.2.3.2.	Resultados das Simulações	101
3.2.3.3.	Análise das simulações	105
3.2.3.4.	Conclusões	106
3.2.4.	Patrimônio Líquido Ajustado	106
3.2.4.1.	Metodologia Atual para o cálculo do PLA.....	107
3.2.4.2.	Melhorias identificadas para o cálculo do PLA	108
3.2.4.3.	Metodologia Proposta para o cálculo do PLA.....	115
3.2.4.4.	Principais Encaminhamentos Sugeridos	118
3.2.5.	Patrimônio Líquido Ajustado Zerado	119
3.3.	Divulgação do Fator de Alavancagem em site próprio	121
3.4.	Risco de Crédito.....	123
3.4.1.	Risco de Crédito para geradores, consumidores e comercializadores (com exceção dos agentes com perfil varejista)	124
3.4.2.	Risco de Crédito para agentes com perfil varejista	133
3.4.3.	Principais Conclusões.....	142
4.	Outros aprimoramentos identificados.....	144
4.1.	Classificação dos Comercializadores	144
4.2.	Duplo Flag.....	145
4.3.	Evolução dos Critérios de Entrada, Manutenção e Saída de Agentes	146
4.4.	Demonstrativo financeiros.....	147
4.5.	Risco de contágio	148
4.5.1.	Contrapartes	150
4.6.	Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial.....	153
5.	Conclusão	154
6.	Anexos	155
7.	Glossário.....	156

1. Introdução

Este documento tem como objetivo principal consolidar as informações coletadas, bem como demonstrar as análises realizadas e os resultados obtidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ao longo dos 12 meses do período sombra do Monitoramento Prudencial, instituído pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.072/2023 (REN 1.072/2023).

Durante este período, foram processados dados e informações dos agentes para mapear, analisar, avaliar e monitorar os riscos envolvidos nas operações de comercialização de energia, visando mitigar situações que possam acarretar risco desproporcional nas operações de comercialização, as quais podem, ao final, resultar em risco sistêmico, afetando a confiabilidade do mercado.

O Monitoramento Prudencial, amplamente utilizado no setor financeiro para garantir a solidez das instituições, ganhou relevância no mercado de energia brasileiro em resposta à crescente complexidade e expansão desse setor. A CCEE, atenta às transformações do mercado e à iminente abertura do ambiente de contratação livre, iniciou um processo inovador para adaptar essa metodologia ao setor elétrico, com o objetivo de garantir a estabilidade e mitigar riscos sistêmicos.

Nesse contexto, em 06 de novembro de 2020, a CCEE encaminhou, através da Carta CT-CCEE-0963/2020¹, a Nota Técnica nº 0086/2020², posteriormente substituída em seu inteiro teor e atualizada pela Nota Técnica nº CCEE04925/2021³, de 26 de agosto de 2021, propondo soluções concretas para fortalecer a segurança do mercado de energia.

A principal recomendação foi a criação de um processo de Monitoramento Prudencial, inspirado nos mecanismos já consolidados no setor bancário, mas ajustado para as especificidades do setor elétrico. Este novo modelo busca supervisionar continuamente a saúde financeira dos agentes de mercado, visando prevenir situações de inadimplência e preservar o equilíbrio econômico entre os participantes.

A implementação do Monitoramento Prudencial não ocorreu de forma isolada. Desde o início, este projeto contou com uma ampla consulta com os agentes do setor, resultando na abertura da Consulta Pública nº 11/2022 (CP 11/2022) pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que permitiu a coleta de sugestões e contribuições para aprimorar o processo. Esse diálogo entre a CCEE, a ANEEL e os agentes foram fundamentais para garantir a robustez e eficácia das normas, culminando na publicação da REN 1.072/2023, que estabeleceu as bases regulatórias para o Monitoramento Prudencial.

Entre as ferramentas instituídas pela REN 1.072/2023, uma das inovações centrais do processo de Monitoramento Prudencial, foi a criação de uma plataforma digital dedicada à coleta e ao processamento das informações declaradas pelos agentes. A Nota Técnica CCEE06450/2022⁴ detalhou o uso de tecnologias avançadas, como a computação confidencial, permitindo que os dados fossem processados em um ambiente criptografado, garantindo segurança e confidencialidade. Essa plataforma representou um salto tecnológico para o setor elétrico, alinhando-se às melhores práticas globais de gestão de risco.

¹ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.030364/2020-00.

² Atualizada pela Nota Técnica nº CCEE 04925/2021.

³ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.023652/2021-00-1.

⁴ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.030080/2022-00-1.

Além disso, a REN 1.072/2023 instituiu o período sombra para o Monitoramento Prudencial, sendo um período de 12 (doze) meses durante o qual foram realizados testes com dados reais dos agentes com vistas ao aprimoramento do processo pela CCEE através de avaliações rigorosas para validar a eficiência sistêmica, com ênfase especial em testes de segurança cibernética. Para tanto, conforme relatado na Nota Técnica CCEE05710/2023⁵, enviada pela CCEE em contribuição à CP 11/2022, foram realizados testes de penetração (*pentest*) em parceria com empresas especializadas, além de testes abertos à participação dos agentes, para garantir a confiabilidade da plataforma utilizada.

Após 12 meses do período sombra, a CCEE alcançou um marco importante na consolidação do Monitoramento Prudencial para o setor elétrico. Os resultados obtidos durante esse ciclo de testes demonstraram a robustez do sistema do Monitoramento Prudencial, bem como da computação confidencial, plataforma dedicada à coleta e ao processamento das informações declaradas pelos agentes. O Monitoramento Prudencial ainda se demonstrou como uma ferramenta útil para identificar, monitorar e mitigar riscos de maneira eficiente. A participação ativa dos agentes, aliada ao uso de tecnologias de ponta e à cooperação entre a CCEE, ANEEL e o mercado foi fundamental para o sucesso da implementação da plataforma.

Assim, o presente documento sintetiza os principais avanços alcançados e as lições aprendidas ao longo do processo do período sombra, servindo como referência para o futuro e tendo como objetivo garantir que o Monitoramento Prudencial continue evoluindo e fortalecendo a segurança do mercado de energia, contribuindo para sua estabilidade e confiabilidade a longo prazo.

1.1. Histórico

O tema “Segurança de Mercado” vem sendo tratado no setor elétrico há anos, em especial após grandes eventos de inadimplências de agentes do mercado, sendo um assunto refletido na regulação setorial que vem passando por diversos aprimoramentos desde 2014.

Em 2014, a Resolução Normativa ANEEL nº 622/2014 (REN 622/2014) dispôs sobre as garantias financeiras e a efetivação de registros de contratos de compra e venda de energia elétrica, associados à comercialização no âmbito da CCEE.

Posteriormente, em 2016, a Resolução Normativa ANEEL nº 701/2016 (REN 701/2016) estabeleceu as condições e os procedimentos para o monitoramento do mercado de energia elétrica.

Em 7 de junho de 2019, a CCEE encaminhou à ANEEL, por meio da Carta CT-CCEE-0718/2019⁶, a Nota Técnica CCEE nº 42/2019⁷, referente à proposta de aperfeiçoamento de mecanismos para segurança do mercado de energia elétrica.

Em 25 de agosto de 2020, por meio da Carta CT-CCEE-0790/2020⁸, a CCEE encaminhou à ANEEL a Nota Técnica CCEE nº 62/2020⁹, em que retirou a proposta de garantias financeiras com base semanal e informou que enviaria nova proposta para revisão normativa referente ao assunto.

⁵ Documento disponível sob o processo de nº 48500.004742/2021-32.

⁶ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.015994/2019-00.

⁷ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.001195/2021-00-1.

⁸ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.001195/2021-00.

⁹ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.021628/2021-28-1.

Em 6 de novembro de 2020, por meio da Carta CT-CCEE-0963/2020¹⁰, a CCEE encaminhou à ANEEL a Nota Técnica CCEE nº 86/2020¹¹, referente à proposta de aperfeiçoamento dos mecanismos de registro de contratos no âmbito da CCEE e de monitoramento de risco do mercado de energia elétrica.

Em 26 de agosto de 2021, considerando o crescimento do mercado nacional de energia e da iminente abertura de mercado prevista, a CCEE, por meio da Carta CT-CCEE-4945/2021¹² encaminhou à ANEEL a Nota Técnica CCEE04925/2021¹³, apresentando soluções para fortalecer a segurança do mercado. Entre as medidas propostas estava a criação de um processo de Monitoramento Prudencial, juntamente com o desenvolvimento de uma plataforma para processar as informações declaradas pelos agentes de mercado.

Em 07 de dezembro de 2021 foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 957/2021 (REN 957/2021), que instituiu a Convenção de Comercialização e consolidou em sua estrutura as REN 622/2014 e REN 701/2016.

Em 16 de dezembro de 2021, por meio da Carta CT-CCEE-6686/2021¹⁴, a CCEE encaminhou a Nota Técnica CCEE nº 06735/2021, em que apresentou proposta de “estrutura de salvaguardas financeiras para mitigação de perdas decorrentes de inadimplências no Mercado de Curto Prazo (MCP), com mecanismos acionados de forma sequencial, em um modelo de cascata, que considera 6 (seis) camadas, sendo: (i) Camada 1 – garantia financeira individual pré-constituída; (ii) Camada 2 – cotas do agente inadimplente do Fundo de Liquidação; (iii) Camada 3 – corte de contratos das contrapartes do agente inadimplente; (iv) Camada 4 – cota CCEE do Fundo de Liquidação; (v) Camada 5 – cotas dos demais agentes do Fundo de Liquidação; e (vi) Camada 6 – *Loss Sharing*.

Em 22 de março de 2022, a SRM¹⁵ emitiu a Nota Técnica nº 40/2022-SRM/ANEEL por meio da qual analisou as propostas encaminhadas pela CCEE quanto ao monitoramento e às garantias financeiras.

Em 5 de abril de 2022, na 11ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2022, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu instaurar, com dispensa de Análise de Impacto Regulatório:

- a) Consulta Pública nº 10/2022, na modalidade intercâmbio documental, por 45 dias, iniciando em 7 de abril de 2022, com vistas a obter subsídios para o aprimoramento do processo de salvaguardas financeiras do mercado de energia elétrica; e
- b) Consulta Pública nº 11/2022, na modalidade intercâmbio documental, por 45 dias, iniciando em 7 de abril de 2022, com vistas a obter subsídios para o aprimoramento do processo de monitoramento do mercado de energia elétrica.

Em 20 de setembro de 2022, a CCEE encaminhou, por meio da Carta CT-CCEE09030/2022¹⁶, o Manual Algébrico do Monitoramento Prudencial.

¹⁰ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.030364/2020-00.

¹¹ Atualizada pela Nota Técnica nº CCEE 04925/2021.

¹² Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.023652/2021-00.

¹³ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.023652/2021-00-1.

¹⁴ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.034117/2021-00.

¹⁵ Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado.

¹⁶ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.025323/2022-00.

Em 10 de novembro de 2022, a CCEE encaminhou, por meio da Carta CT-CCEE-11377/2022¹⁷, a Nota Técnica nº 06450/2022¹⁸, de 7 de julho de 2022, a respeito da computação confidencial, aplicada à plataforma tecnológica de Monitoramento Prudencial, visando à robustez necessária para lidar com as restrições e características inerentes à sensibilidade das informações envolvidas no processo de monitoramento. O projeto incorporou tecnologia de computação confidencial, possibilitando o processamento dos dados em ambiente criptografado para assegurar a integridade e a segurança das informações.

Em 25 de novembro de 2022, a SRM emitiu a Nota Técnica nº 167/2022-SRM/ANEEL¹⁹ por meio da qual apresentou o resultado da Consulta Pública nº 11/2022, concluindo pela necessidade de abrir nova fase com vistas a colher subsídios à elaboração de Resolução Normativa, bem como apresentou o Manual Algébrico do Monitoramento Prudencial, e propôs que a CCEE encaminhasse, no prazo de 90 dias, proposta de alteração dos Procedimentos de Comercialização (PdCs) relativos ao registro dos contratos de compra e venda de energia elétrica com a utilização do *duplo-flag*.

Em 29 de novembro de 2022, a CCEE encaminhou, por meio da Carta CT-CCEE-11828/2028²⁰, o Manual Algébrico do Monitoramento Prudencial atualizado, anteriormente encaminhado por meio da Carta CT-CCEE09030/2022.

Em 14 de fevereiro de 2023, na 4ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2023, a Diretoria Colegiada da ANEEL, por unanimidade, decidiu:

- a. Instaurar a Segunda Fase da Consulta Pública nº 11/2022, no período de contribuições entre 16 de fevereiro e 17 de abril de 2023, com o objetivo de discutir a minuta de Resolução Normativa que trata do aprimoramento do monitoramento do mercado e do Manual Algébrico do Monitoramento Prudencial produzido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; e
- b. Determinar à CCEE que encaminhe, no prazo de 90 (noventa) dias, proposta de alteração dos Procedimentos de Comercialização com a possibilidade: (i) de registro de contratos com duplo-flag; e (ii) de os compradores iniciarem o processo de registro de contrato de compra e venda de energia elétrica na CCEE²¹.

Em 17 de abril de 2023, a CCEE apresentou como contribuição a Nota Técnica CCEE05710/2023ⁱ, indicando que a arquitetura de soluções escolhida pela CCEE se mostrou adequada para os requisitos do sistema mapeados, protegendo as informações que recebe a partir da origem por meio do uso da criptografia assimétrica de ponta-a-ponta, durante o processamento via uso da computação confidencial e em repouso pelo armazenamento de dados criptografados. A CCEE conduziu testes abertos de segurança entre 16 de janeiro de 2023 e 06 de fevereiro de 2023, além de realizar testes de penetração (*pentest*) em colaboração com uma empresa especializada.

Em 22 de agosto de 2023, a CCEE apresentou a Nota Técnica CCEE-11324/2023²², ressaltando que, no caso de inadimplência por uma contraparte, pode ser criado um efeito cascata que pode contaminar o

¹⁷ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.030080/2022.

¹⁸ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.030080/2022-00-1.

¹⁹ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48550.001567/2024-00.

²⁰ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.031643/2022.

²¹ Encaminhado para a ANEEL por meio da CT- CCEE07239/2023.

²² Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.020250/2023-00.

mercado como um todo, sendo, portanto, essencial que o Monitoramento Prudencial acompanhe não somente o risco de mercado ao qual os agentes estão expostos, mas também o risco de crédito.

Em 25 de agosto de 2023, a SRM emitiu a Nota Técnica nº 78/2023-SRM/ANEEL²³ por meio da qual apresentou o resultado da segunda fase da Consulta Pública nº 11/2022.

Por fim, em 29 de agosto de 2023, foi publicada a REN 1.072/2023, que, dentre outras disposições, estabeleceu o início do período sombra do Monitoramento Prudencial a partir de novembro deste mesmo ano, com duração de 12 meses.

Na próxima seção serão expostas, resumidamente, as principais regras aplicadas durante o período sombra, assim como serão contextualizados os principais tópicos discutidos no Comitê de Monitoramento instituído durante esse período.

1.2. Período Sombra do Monitoramento Prudencial

A regulação do Monitoramento Prudencial para o setor de comercialização de energia elétrica baseia-se em uma metodologia prudencial tradicionalmente aplicada a instituições financeiras, envolvendo supervisão e monitoramento contínuos para garantir a solidez e a estabilidade do setor. Conduzido geralmente por autoridades reguladoras e bancos centrais, o Monitoramento Prudencial inclui a análise de dados financeiros, avaliação de riscos e imposição de requisitos adequados de capital e liquidez, visando preservar a saúde financeira das instituições supervisionadas.

No setor elétrico, a regulação aplicável para fins de Monitoramento Prudencial, definida pela REN 1.072/2023, foi desenvolvida como resultado de extenso estudo e diálogo com os agentes setoriais através das consultas públicas supramencionadas, onde foram estabelecidas regras específicas de participação e periodicidade para o envio das informações na plataforma de Monitoramento Prudencial, de acordo com a classe do agente participante, conforme demonstrado na Tabela 1:

Tabela 1 - Lista de classes de agentes elegíveis e frequência de envio

Classe do Agente	Elegível para envio?	Frequência
Comercializador	Sim	Semanal
Gerador (Produtor Independente / Autoprodutor)	Sim	
Consumidor (Livre e Especial)	Sim	Mensal
Distribuidor	Não	N/A

Fonte: Elaboração própria

Além disso, foi criada metodologia para que o envio dos dados fosse realizado pelos agentes baseada na criação de “eventos” via plataforma de Monitoramento Prudencial.

Uma vez que a metodologia proposta de envio de dados depende do tipo de classe de cada agente, foi estabelecido um cronograma de declaração distinto por classe, sendo adotadas as seguintes premissas:

- a) **Agentes comercializadores e geradores (geradores, produtores independentes e autoprodutores):** devem realizar declarações semanais, em base mensal, referentes aos meses de M+0 a M+6, com um prazo de 2 dias úteis para submissão,

²³ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48550.001016/2023-00.

geralmente de quinta à sexta-feira (sujeito a ajustes em caso de feriados). O mês de referência (M+0) é sempre o primeiro mês com o período de registro de contratos em aberto, seguido pelos meses subsequentes até o limite de 6 meses (M+6). Exemplo: suponha declaração de dados com prazo de declaração de 09/11/2023 até 10/11/2023. Este período reflete o período de ajuste de contratos do mês de outubro/23, portanto, o M+0 será outubro/23, M+1 será novembro/23, M+2 será dezembro/23, M+3 será janeiro/24, M+4 será fevereiro/24, M+5 será março/24 e M+6 será abril/24.

- b) **Agentes consumidores:** devem realizar declarações mensais referentes aos meses M+0 a M+6, com um prazo de declaração de 5 dias úteis para submissão, no período de quinta à quarta-feira da semana seguinte (eventuais alterações podem ocorrer devido a feriados). A semana será sempre após o período de registro de contratos do mês, sendo o mês de referência (M+0) o primeiro mês com o período de registro de contratos em aberto, seguido pelos meses subsequentes, sendo necessário declarações até o mês M+6.

A partir das informações declaradas, os dados foram processados²⁴ com a finalidade de obter um indicador que relaciona risco e resultado financeiro do portfólio de um agente com o seu Patrimônio Líquido - PL deduzido de itens de baixa liquidez jurídica, tendo sido tal indicador nomeado como Fator de Alavancagem (FA).

No mais, durante o período sombra, foi realizada a análise dos dados declarados a partir de uma amostragem definida de agentes sorteados, conforme determinado pela REN 1.072/2023. Ao longo dos 12 meses, verificaram-se as informações enviadas por até 10% da base de agentes participantes, selecionados mensalmente de forma aleatória, por classe de agente, conforme estabelecido na regulação vigente.

Para o processo de amostragem, aplicou-se uma taxa mensal de participação de 0,8333% para cada classe, calculada com base no número de agentes ativos no mês de referência. A análise focou exclusivamente nos agentes ativos na Câmara que realizaram as suas declarações, excluindo-se os demais agentes da análise.

Vale destacar que, conforme estabelecido na REN 1.072/2023, para os consumidores livres e especiais a verificação abrangeu 10% dos agentes que têm o maior volume de energia comercializado (representando até 80% do total comercializado) e 1% dos agentes com menor volume (correspondendo aos restantes 20% do total comercializado).

1.3. Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial

Durante o período sombra, também foi estabelecida a criação do Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial (CIMP), com a nomeação dos membros representantes para cada uma das categorias, conforme indicação do Fórum das Associações do Setor Elétrico (FASE)²⁵, e dos membros independentes, deliberada²⁶ pelo Conselho de Administração da CCEE (CAAd). Desta forma o Comitê foi

²⁴ Cálculo disponível em anexo a REN 1072/2023 <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231072_2.pdf>.

²⁵ Indicações formalizadas por meio da Carta FASE nº 028/2023.

²⁶ Deliberado em sua 1361ª Reunião do Conselho de Administração da CCEE, realizada em 31/10/2023.

composto pelo Presidente do CAAd da CCEE - que atua como Presidente do Comitê - e pelo Conselheiro responsável pela Segurança e Monitoramento do Mercado, além de dois representantes de cada classe de agentes (geração, distribuição, comercialização e consumo), dois membros independentes e os gerentes da área de Segurança de Mercado da CCEE.

O principal objetivo do Comitê foi criar um ambiente de diálogo entre as diversas classes de agentes envolvidas no processo de monitoramento, proporcionando um espaço para discutir melhorias e dificuldades observadas pelos agentes durante o período de sombra.

Conforme estabelecido pelo Regimento do Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial (REG-06-R01)²⁷, o Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial do Mercado possuiu função consultiva, sem acesso a informações confidenciais, sem caráter deliberativo ou vinculante, com atribuições específicas definidas, tendo como principais responsabilidades:

- i. Contribuir para a definição dos parâmetros do Manual Algébrico do Monitoramento Prudencial;
- ii. Discutir as metodologias aplicadas no Monitoramento Prudencial;
- iii. Auxiliar na definição de metodologias de risco, como CVaR e Stress Test, e nas parametrizações sistêmicas necessárias;
- iv. Facilitar a integração do mercado com as novas práticas de monitoramento;
- v. Acompanhar os resultados das auditorias sistêmicas e operacionais, sem acesso a informações confidenciais;

Durante o período sombra, foram realizadas 19 reuniões do Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial, com 2 (dois) encontros públicos realizados em abril e agosto de 2024, e um terceiro previsto para dezembro de 2024. Entre os assuntos discutidos nos encontros do Comitê estão os seguintes temas, que serão mais a frente detalhados no presente relatório:

- Divulgação do Fator de Alavancagem em site próprio (item 3.3);
- Risco de crédito para agentes com perfil varejista (item 3.4.2);
- Participação dos consumidores (item 3.1.2);
- Precificação do recurso proveniente de geração (item 3.2.3);
- Questões de estrutura de capital e societárias (item 3.2.4);
- Marcação a Mercado dos comercializadores no Patrimônio Líquido (item 3.2.4);
- Deduções do Patrimônio Líquido Ajustado para consumidores (item 3.2.4);
- Patrimônio Líquido Ajustado negativo de geradores por questões pré-operacionais (item 3.2.4);
- Cálculo do Fator de Alavancagem para agentes com Patrimônio Líquido Ajustado negativo (item 3.2.4).

²⁷ Aprovado na 1361ª Reunião do Conselho de Administração da CCEE em 31/10/2023.

2. Resultados Obtidos

Neste tópico serão apresentados os principais resultados obtidos durante o período sombra do Monitoramento Prudencial contendo a avaliação dos fatores de alavancagem recebidos através dos indicadores, principais análises e indicadores obtidos por meio verificação amostral aleatória e a asseguarção sistêmica dos dados.

2.1. Indicadores

O art. 3º da REN 1.072/2023 estabeleceu que, após 12 meses do início da vigência do período sombra do Monitoramento Prudencial, a CCEE deverá enviar à ANEEL os estudos e avaliações realizados para fins de estabelecimento dos parâmetros necessários, bem como estudos que abordem a possibilidade de simplificação do processo e do tratamento diferenciado por tipo e porte de agente. Assim, nesta seção serão apresentados informações e dados que permitirão ao leitor compreender de forma adequada o tema, com destaque para: (a) o volume de operações que a CCEE realizou em sua atribuição de operador de mercado; e (b) os indicadores quantitativos e qualitativos relacionados ao FA que foram apurados durante o período sombra.

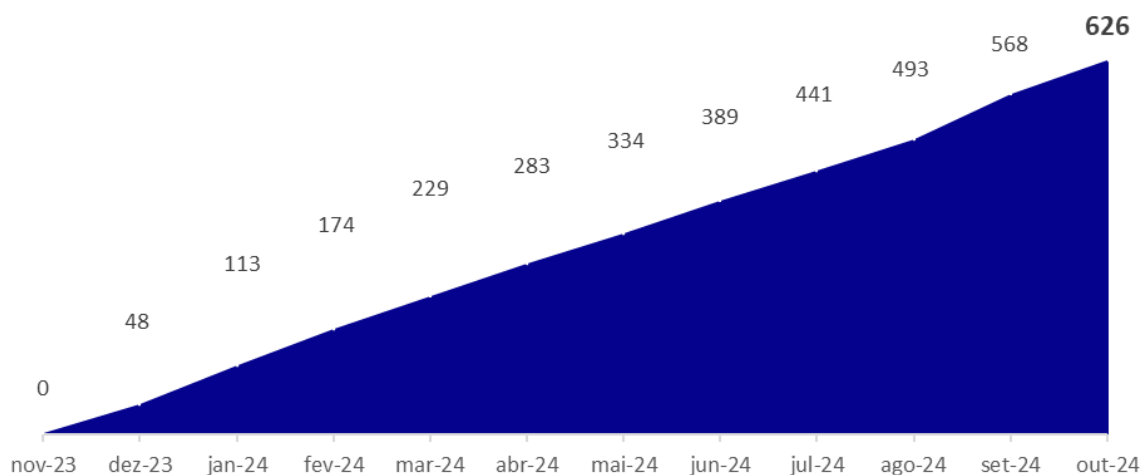
É oportuna a avaliação dos resultados obtidos, a fim de subsidiar as avaliações de medidas adequadas para a operação definitiva do monitoramento, mediante o estabelecimento do contexto técnico quanto aos temas supracitados.

2.1.1. Indicadores gerais do período sombra do monitoramento prudencial

a. Indicadores operacionais do período sombra do monitoramento

Os processos pertinentes ao período sombra do Monitoramento Prudencial são desenvolvidos através de diversas análises com diferentes complexidades. Durante o período sombra foram realizadas mais de 626 análises relacionadas a estes processos que compreendem a Verificação Amostral Aleatória e o Monitoramento Prudencial.

Figura 1 - Acumulado análises Verificação Amostral Aleatória e Monitoramento Prudencial



Elaboração própria

Fonte:

Cabe destacar que o processo de **Verificação Amostral Aleatória**, ultrapassou a marca de 500 declarações revisadas. Enquanto o processo de **Monitoramento Prudencial**, forneceu insumos para que fosse solicitado informações contábeis e de portfólio a mais de 90 agentes, a fim de avaliar possíveis riscos ao mercado.

Outro ponto de destaque foi o foco em atendimento deste primeiro período do monitoramento, sendo:

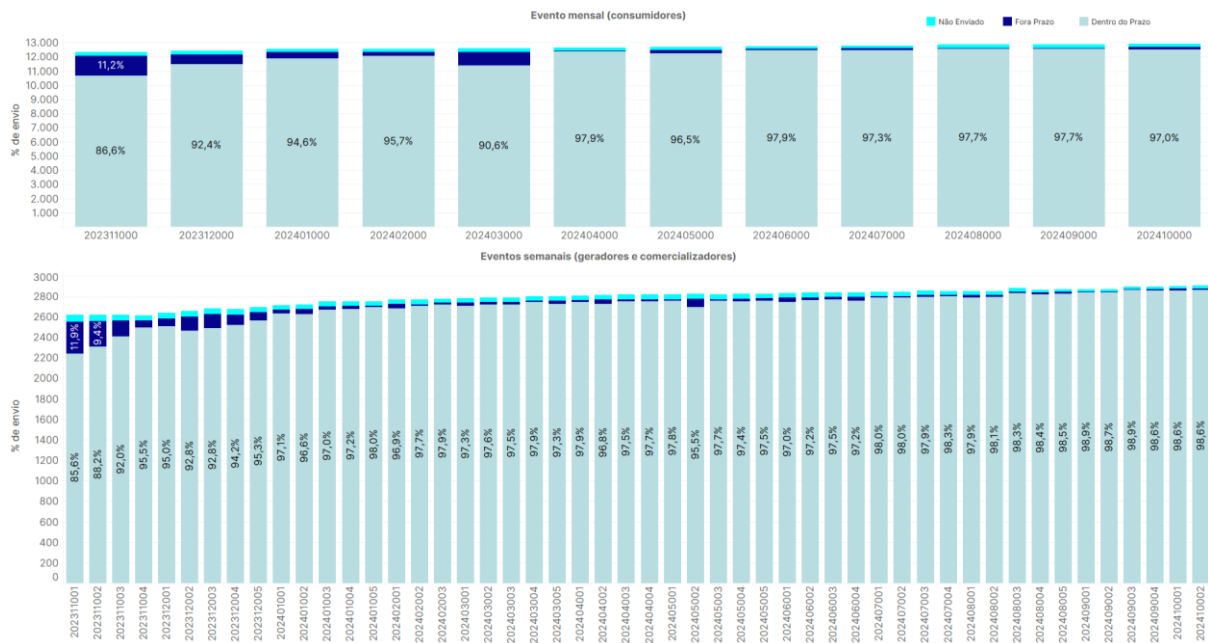
- Mais de 4.500 ligações foram atendidas no ramal de monitoramento, durante o período sombra;
- Mais de 3.900 questionamentos foram respondidos através dos canais de atendimento do monitoramento.
- Mais de 120 reuniões para esclarecimento de dúvidas operacionais e/ou para avaliação de riscos foram realizadas

b. Participação no Monitoramento Prudencial

A principal métrica de avaliação de riscos no período sombra é o FA, sendo de suma importância a adesão em termos de envio das informações.

Conforme pode ser observado na Figura 2 a seguir, o processo atingiu uma maturidade na qual, atualmente, mais de 97% dos agentes realizam o envio do FA²⁸ dentro do prazo para a CCEE através do sistema de computação confidencial disponível no ambiente de operações da CCEE.

Figura 2 - Análise da participação dos agentes no Monitoramento Prudencial



Fonte: Elaboração própria

²⁸ Dados de envio de FA disponíveis no sítio eletrônico da CCEE <<https://www.ccee.org.br/web/guest/fator-de-alavancagem>>

c. Bloqueios e Desbloqueios decorrentes do não envio do FA e cumprimento da Verificação Amostral Aleatória

A participação dos agentes no Monitoramento Prudencial envolve o envio periódico de informações sobre suas operações, com a frequência de envio ajustada conforme a categoria do agente, em que consumidores devem reportar mensalmente, enquanto os demais reportam semanalmente. Esse processo contínuo permite à CCEE manter uma visão atualizada e precisa das atividades dos agentes, o que facilita a identificação de possíveis inconformidades e prevenção de riscos ao mercado.

A implementação do processo de Verificação Amostral Aleatória representa um avanço significativo no compromisso com a transparência e a segurança do setor elétrico, contribuindo para a evolução de um ambiente cada vez mais confiável e resiliente. Essas medidas refletem uma necessidade crescente de garantir a estabilidade operacional e financeira do mercado, especialmente em um contexto em que a digitalização e a complexidade das transações energéticas exigem controles robustos.

Destaca-se que a não realização da declaração no Monitoramento Prudencial, assim como o não envio das informações solicitadas no âmbito da Verificação Amostral Aleatória pode levar à aplicação de medidas restritivas e corretivas, conforme artigo 21, incisos XXVIII e XXXIV, e artigo 135-C da REN 957/2021.

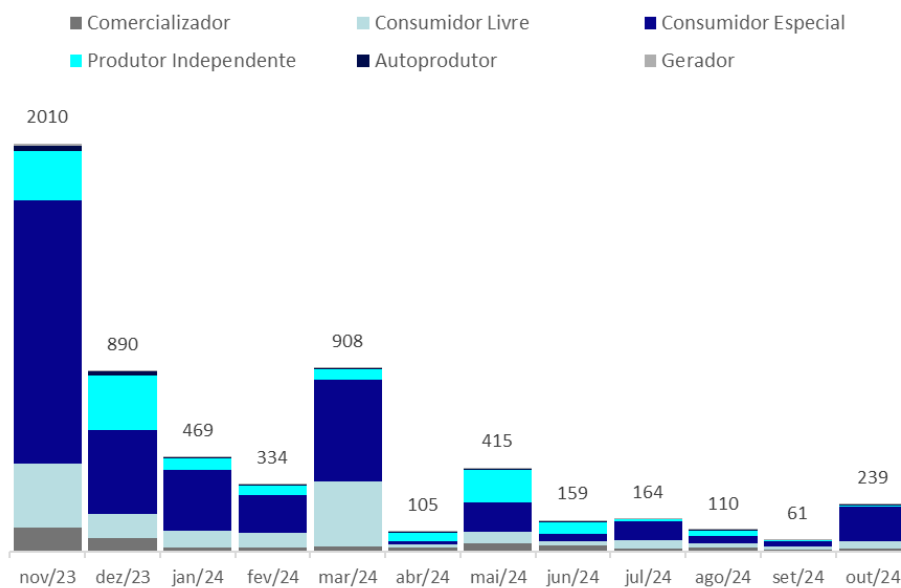
Ademais, o Conselho de Administração da CCEE, em sua 1364ª reunião, realizada em 14/11/2024, deliberou que os agentes que descumprissem as obrigações relacionada ao Monitoramento Prudencial estariam sujeitos a:

1. Impedimento automático de novos registros de contratos no SCL;
2. Limitação para que novos registros, ajustes e validações de operações de compra e venda de energia sejam realizados apenas de forma balanceada, com verificação prévia do balanço energético, para evitar exposição financeira negativa, conforme art. 114 da REN 957/2021. Esse processo requer solicitação do agente, de acordo com o Procedimento de Comercialização, Módulo 1, Submódulo 1.4 – Entradas de Dados por Contingência.

Posteriormente, em sua 1390ª reunião, realizada em 15/04/2024, o Conselho de Administração da CCEE, deliberou que os agentes que não cumprissem os prazos e formatos exigidos para envio de informações no âmbito dos processos de Verificação Mensal Aleatória, estariam sujeitos as mesmas restrições apresentadas acima.

Assim, apresenta-se na Figura 3 o histórico por classe de agentes bloqueados no período sombra. Em relação ao não envio das declarações do Monitoramento Prudencial, foram realizados um total de 5.864 bloqueios, esses dados refletem apenas os bloqueios iniciais no mês de referência do evento. Agentes que regularizaram sua situação posteriormente foram desbloqueados e puderam retomar suas operações normalmente.

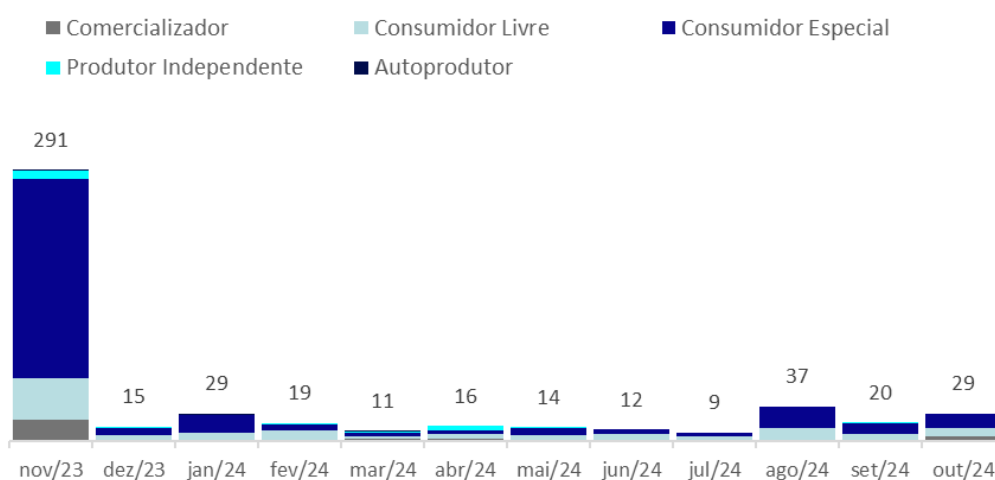
Figura 3 - Histórico de agentes bloqueados



Fonte: Elaboração própria

Em continuidade, a Figura 4 apresenta os agentes com bloqueio vigente, ou seja, aqueles que não regularizaram sua situação e permanecem com restrições operacionais. Atualmente, há um total de 502 agentes com bloqueio ativo, representando 8,5% dos agentes inicialmente bloqueados, distribuídos conforme o mês de bloqueio inicial, destaca-se que dessa amostragem 47 agentes não apresentaram operação nos últimos 12 meses. Ao contrário do Gráfico 4, que incluía todos os bloqueios mensais, este gráfico foca exclusivamente nos agentes que, até o momento, não cumpriram os requisitos necessários para retomar suas operações no mercado.

Figura 4 - Mês de evento dos bloqueios vigentes

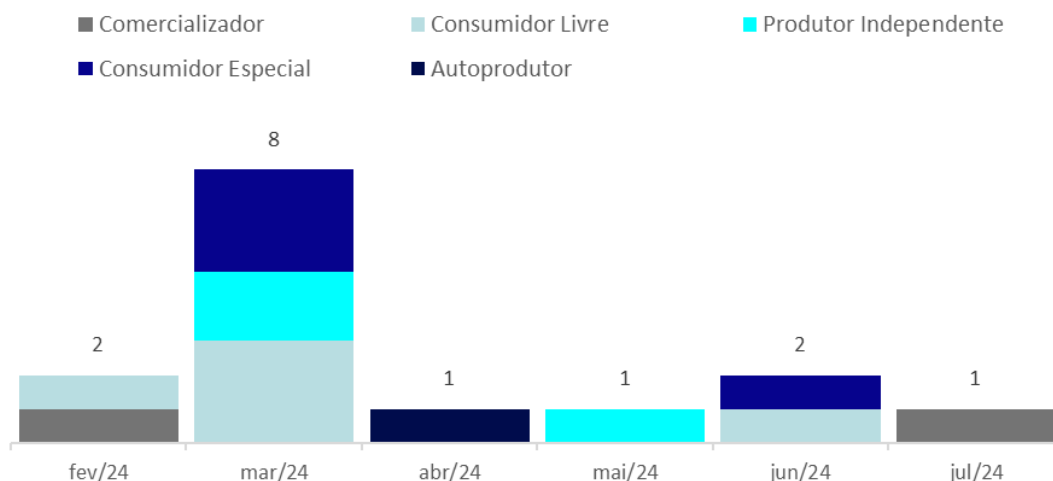


Fonte: Elaboração própria

A Figura 5 apresenta o histórico dos agentes bloqueados na Verificação Amostral Aleatória durante o período de sombra, em função do não envio das declarações exigidas. Esses dados refletem os bloqueios

iniciais a cada mês de referência do sorteio e consideram apenas o status de bloqueio inicial. Assim como ocorre no Monitoramento Prudencial, os agentes que regularizaram sua situação foram desbloqueados e puderam retomar suas operações normalmente.

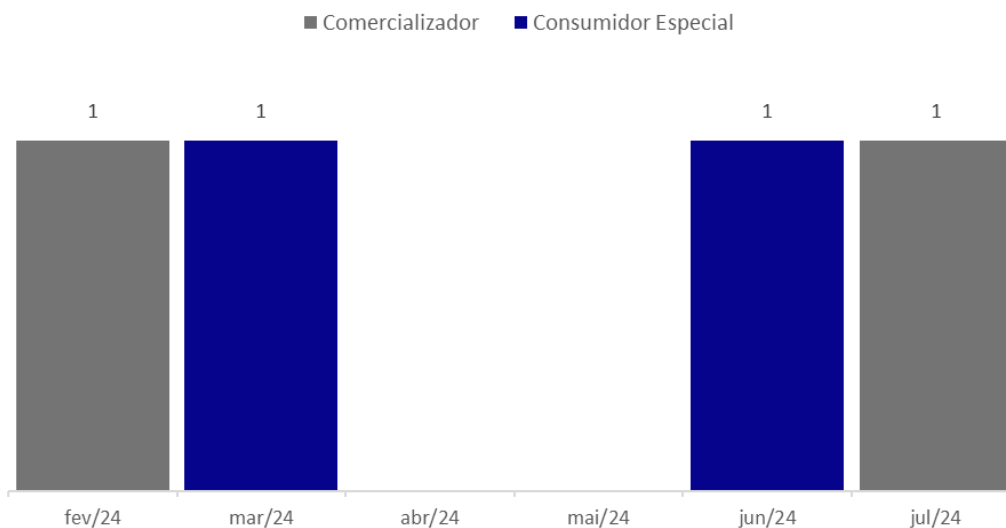
Figura 5 - Histórico de agentes bloqueados pela verificação aleatória



Fonte: Elaboração própria

Dos 15 agentes bloqueados por não enviarem as informações solicitadas, 11 regularizaram sua situação e foram desbloqueados, enquanto 4 permanecem com o bloqueio ativo. Abaixo, apresenta-se a classe destes agentes e o mês de início do bloqueio.

Figura 6 - Mês do evento do bloqueio vigente pela verificação aleatória



Fonte: Elaboração própria

Assim, conclui-se que os bloqueios aplicados no período sombra enfatizam o papel da conformidade contínua, não apenas como medida preventiva, mas também como incentivo para o fortalecimento das melhores práticas no setor. Com a evolução constante dessas diretrizes, o setor elétrico se posiciona em

um novo patamar de confiabilidade, elevando a qualidade do monitoramento e incentivando a responsabilidade e o alinhamento dos agentes com as exigências regulatórias.

Com a implementação do processo sancionador, o não envio das informações poderá resultar em sanções proporcionais à gravidade, impacto e duração de cada caso, permitindo uma análise mais detalhada e individualizada. Esse aprimoramento visa assegurar que as penalidades sejam aplicadas de forma estruturada, considerando as particularidades de cada situação, e reforçando a transparência e equidade no tratamento dos agentes.

Para garantir a continuidade dessa evolução no setor elétrico, será essencial realizar o acompanhamento contínuo dos resultados das sanções. Relatórios periódicos monitorando o impacto das medidas e a taxa de regularização dos agentes, fornecerão dados cruciais para a adaptação e melhoria de um futuro processo sancionador. Essa abordagem permitirá ajustes e refinamentos constantes, criando uma base sólida para a formulação de políticas cada vez mais eficazes e estratégicas.

Por fim, sem prejuízo da evolução do processo sancionador em momento oportuno, deve manter-se na regulação a previsão hoje presente no art. 135-C da REN 957/2021, alterada pela REN 1.072/2023, com pontual modificação para refletir as alterações promovidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.087/2024 (REN 1.087/2024), com o detalhamento sobre a definição da operação balanceada no âmbito do monitoramento, a qual visa a não aumentar a exposição financeira do agente.

d. Indicadores quantitativos do FA

Para uma análise mais adequada entre os agentes, foram realizadas categorizações em termos de volumes energéticos transacionados conforme utilizado nos votos²⁹, da seguinte forma: menor porte, porte intermediário e maior porte. Para isso, foram estabelecidas as seguintes métricas listadas na Figura 7, com base na contabilização do evento de votos de agosto de 2024.

Destaca-se que a categorização utilizada para os consumidores é oriunda do item “3.1.2 – Consumidores” do presente relatório, que trata mais profundamente do estudo da flexibilização da obrigatoriedade de declaração do FA para os consumidores. Sobre a categorização dos comercializadores e geradores cabe, de forma introdutória, explicar que foram testados diferentes modelos estatísticos de agrupamentos de dados, a fim de definir o modelo mais adequado. O modelo que melhor atendeu as necessidades do presente relatório é o modelo *Gaussian Mixture Model* (GMM) que utiliza o algoritmo *Expectation-Maximization* (EM), para estimar os parâmetros das distribuições. Na Figura 7 abaixo são apresentadas as faixas de distribuição, conforme as premissas aqui estabelecidas para consumidores, comercializadores e geradores:

²⁹ Dados de votos utilizados conforme Caderno de Regra 20 – Votos e Contribuição Associativa, disponível no sítio eletrônico da CCEE <<https://www.ccee.org.br/en/web/guest/mercado/regras-de-comercializacao>>.

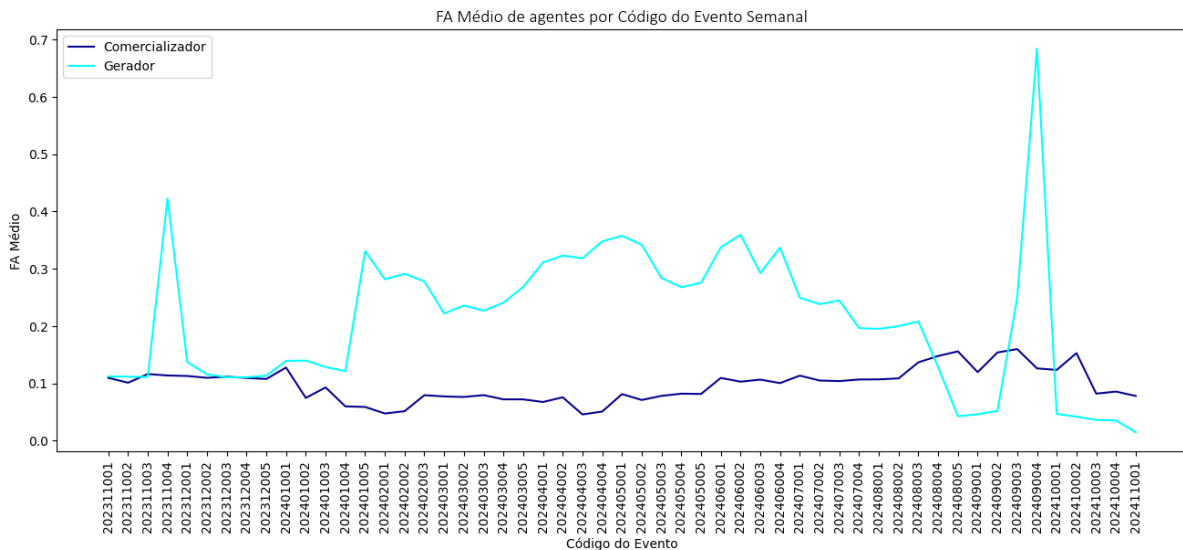
Figura 7 - Divisão de patamares de consumo

Comercializadores	Consumidores	Geradores
<p>Faixas: Comercializadores de menor porte: cujo volume seja até 2,450 MWm Comercializadores intermediários: cujo volume seja maior ou igual a 2,450 MWm e menor que 135,913 MWm Comercializadores de maior porte: cujo volume seja maior ou igual a 135,913 MWm</p>	<p>Faixas: Consumidores de menor porte: cujo consumo seja inferior a 9,000 MWm Consumidores intermediários: cujo consumo seja maior ou igual a 9,000 MWm e menor que 80,000 MWm Consumidores de maior porte: cujo consumo seja maior ou igual a 80,000 MWm</p>	<p>Faixas: Geradores de menor porte: cujo volume seja até 40,640 MWm Geradores intermediários: cujo volume seja maior ou igual a 40,640 MWm e menor que 277,369 MWm Geradores de maior porte: cujo volume seja maior ou igual a 277,369 MWm</p>

Fonte: Elaboração própria

Assim, quando avaliados os resultados das médias do FA por categoria de agentes na CCEE, conforme a Figura 8, é perceptível, para os eventos semanais, que os FA normalmente resultam em valores abaixo de 0,4.

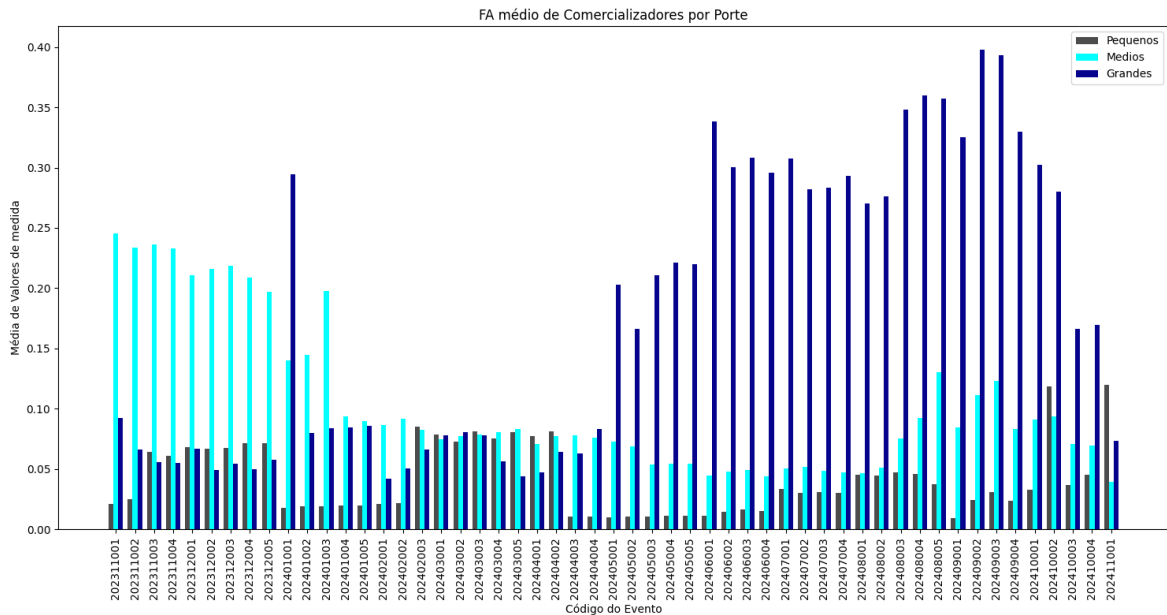
Figura 8 - FA médio de agentes por código do evento semanal



Fonte: Elaboração própria

Quanto aos comercializadores, observa-se que os de maior porte possuem FA médio mais elevado quando comparado aos demais, isso ocorre, especialmente, a partir do maio de 2024, quando é sabido que houve aumento na curva de preços da Dcide, tal tendência pode ser observada na Figura 9 abaixo:

Figura 9 - FA médio de comercializadores por porte

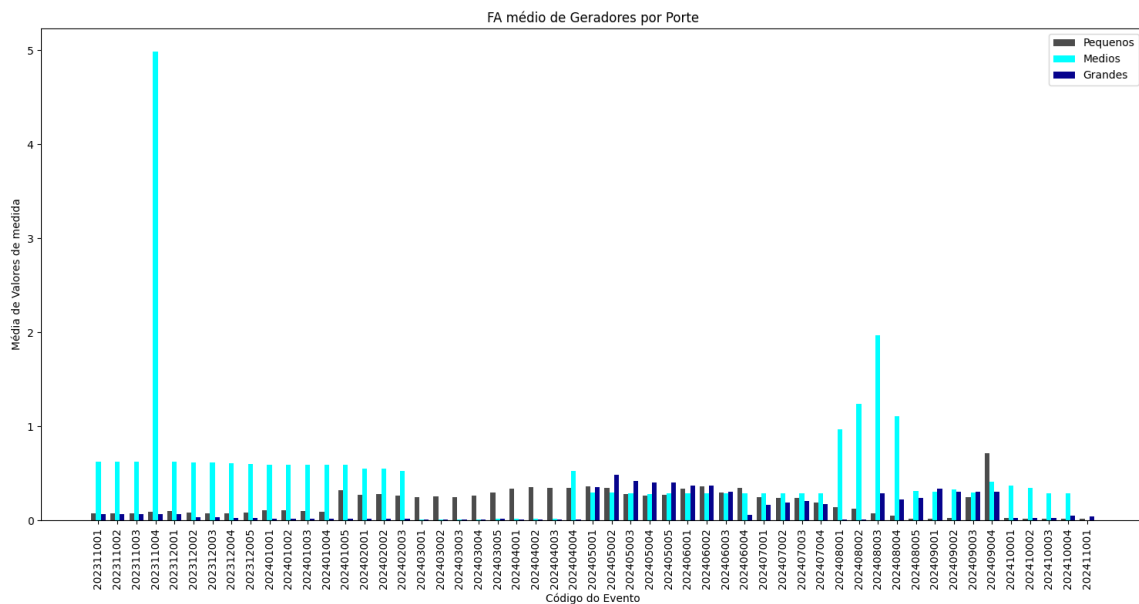


Fonte: Elaboração própria

Quanto aos geradores, ao avaliar o comportamento do FA médio, percebe-se uma tendência de que os de porte pequeno, possuam patamares inferiores de FA, próximos de 0,1, conforme a Figura 10.

Cabe destacar que o comportamento pontual observado em novembro de 2023, foi identificado pela CCEE que atuou para averiguar as motivações da alteração do FA ou ainda para orientar a forma adequada de declaração para os eventos vindouros quando aplicável.

Figura 10 - FA médio de geradores por porte

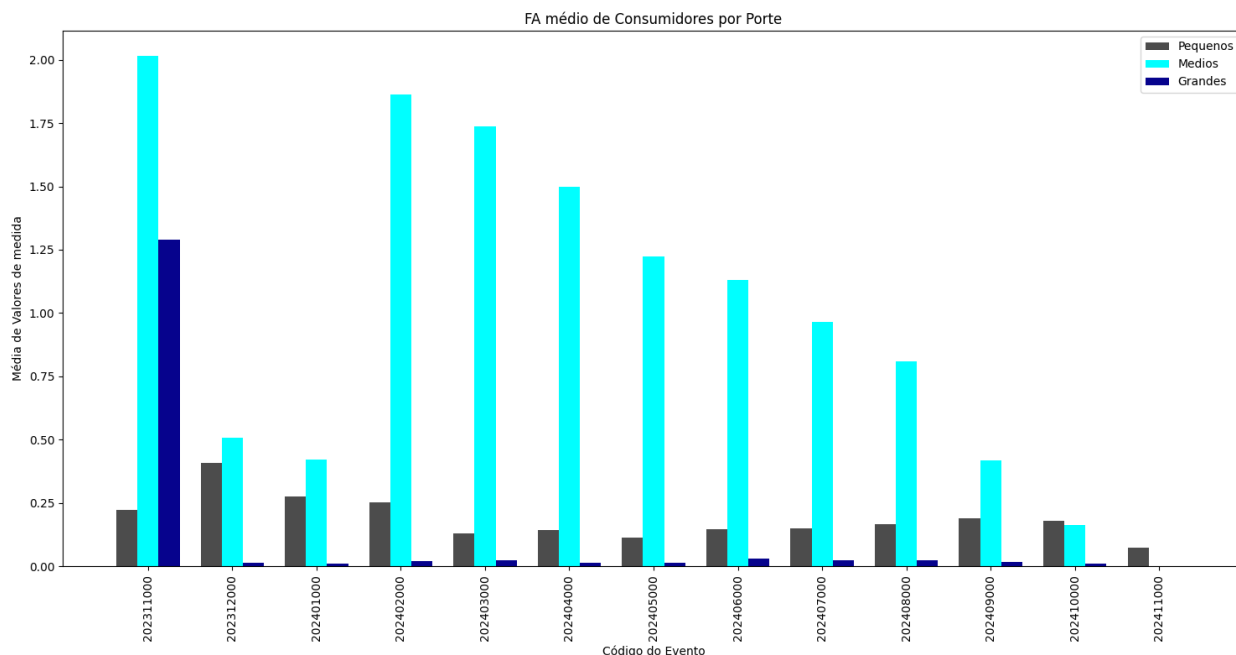


Fonte: Elaboração própria

Quanto aos consumidores, sob a ótica do volume, observa-se níveis de alavancagem média relativamente estáveis e baixos, com um aumento, em especial nos consumidores menores, a partir de agosto de 2024,

quando é sabido que houve aumento dos preços de energia, conforme a Figura 11. Destaca-se que, para elaboração do gráfico apresentado, foi necessário realizar o tratamento dos dados, excluindo-se os agentes com valores de FA superiores a 1000. Essa exclusão foi feita para evitar distorções no gráfico, uma vez que valores muito elevados de FA, se não removidos, comprometiam a visualização das tendências gerais do mercado, tornando os padrões de comportamento mais difíceis de identificar.

Figura 11 - FA médio de consumidores por porte



Fonte: Elaboração própria

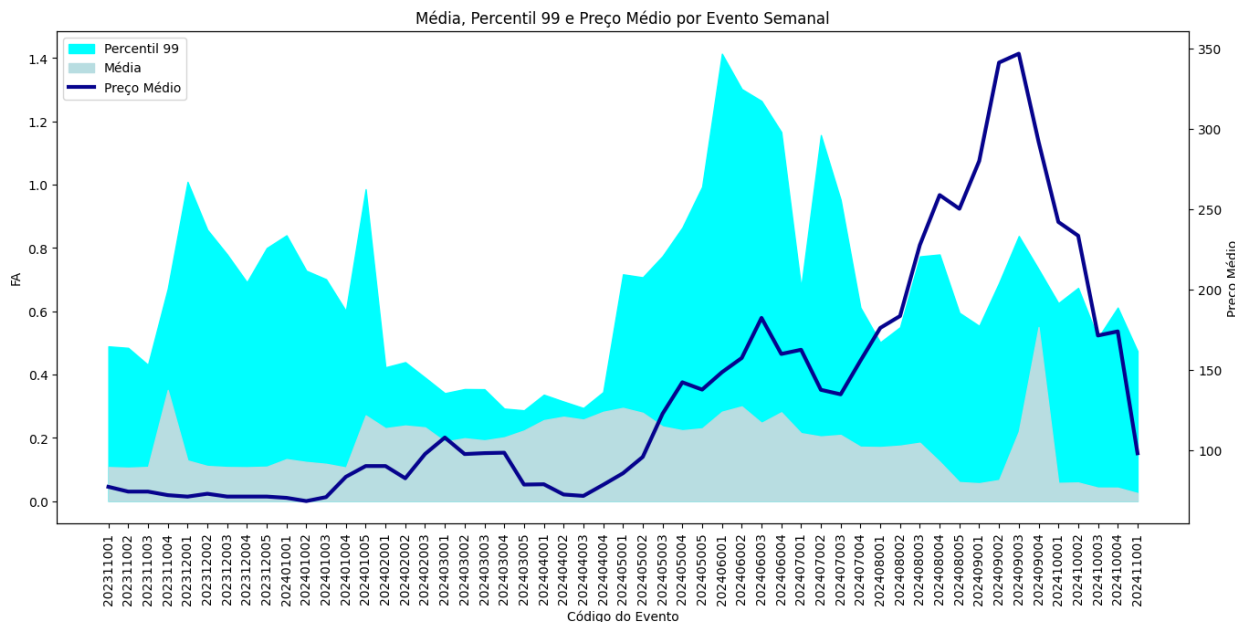
Cabe salientar que a percepção de aumento de alavancagem mencionada para os consumidores, merece as devidas ponderações em termos de riscos, que serão detalhadas a seguir, sendo imprescindível, por ora, mencionar ao menos duas das nuances aplicáveis aqui: (i) o aumento de FA médio foi percebido em agentes de menor porte que, por definição, oferecem menor risco ao MCP; (ii) o PLA utilizado na declaração, em especial para estes agentes, tem sido um ponto de dificuldade operacional, podendo contribuir para uma elevação da média do FA. Ambos os temas serão revisitados e as melhorias necessárias para a correção serão listadas nos próximos tópicos deste relatório.

Portanto, quanto aos indicadores quantitativos, é possível observar que há padrões de comportamento no FA do mercado em geral, bem como nas diferentes classes e volumes de agentes, tendo como destaque a ampla adesão ao envio de dados para o monitoramento, permitindo a elaboração de estudos estatísticos e técnicos proporcionando a construção de aprimoramentos metodológicos na avaliação de riscos do setor.

e. Indicadores qualitativos do Fator de Alavancagem

Como resultado da análise do FA médio geral e o destaque para o percentil 99, ambos em relação à curva de preços, identificou-se alguma tendência de reação do FA em relação à média de preços praticados no mercado, oriundo da curva *forward* da Dcide³⁰.

Figura 12 - Média, percentil 99 e preço médio por evento



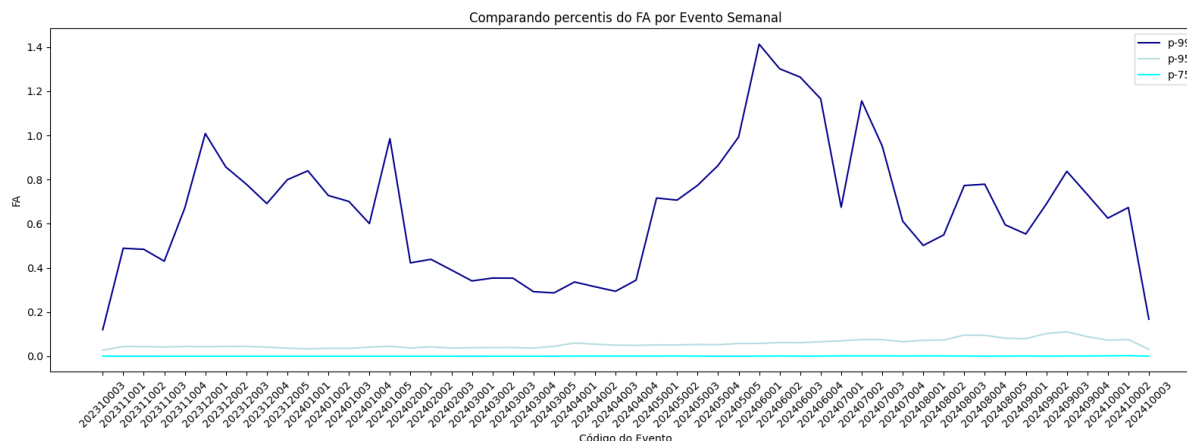
Fonte: Elaboração própria

Neste sentido, foram realizados testes adicionais a fim de verificar os resultados do FA ao se observar diferentes percentis. As análises dos percentis 75, 95 e 99 nos eventos semanais, aplicáveis a todos os agentes exceto consumidores, indicaram que de forma geral, a maioria dos agentes possuem um histórico de FA que se comporta de forma pouco volátil, tendo como foco das variações os agentes que se encontram entre os percentis 95 e 99, a saber uma quantidade consideravelmente menor de agentes.

Através da análise dos FA obtidos, em especial analisando as Figuras 12 e 13, onde foram observadas as porções superiores da amostra dos eventos semanais (comercializadores e geradores), ou seja, os percentis 95 e 99, foi possível identificar que a variação dos FA para estes grupos, é visivelmente superior aos demais.

³⁰ Dados de curva de preços provenientes da Dcide e disponibilizados aos agentes pela CCEE em < <https://operacao.ccee.org.br/ui/porta1/documentos?nome=Tabela%20de%20Dados%20do%20Fator%20de%20Alavancagem&publicacaoDe=&publicacaoAte=>

Figura 13 - Comparativo percentis do FA por evento semanal



Fonte: Elaboração própria

Por fim, foi realizada uma análise para o percentil 95, a fim de verificar se há correlação entre as variações de preços e os FA. Para tal, foi aplicada a correlação de Pearson³¹, disposta no Quadro 21, aos dados obtidos durante o período sombra. Assim, foi identificada uma tendência de correlação positiva, confirmando que há uma relação entre curva de preços e média do FA para este percentil de interesse. Cabe salientar ainda que, o presente relatório traz, no item “3.2.4 – Patrimônio Líquido Ajustado”, propostas de aprimoramento de aferição do PLA que, caso acatadas, podem influenciar diretamente nesta relação, dado que o FA é amplamente influenciado pelo resultado do PLA do agente, conforme descreve o item 3.2.4.

Para explorar uma outra abordagem sobre o comportamento da distribuição do FA, foram realizadas análises utilizando o método de visualização de diagrama de caixa (*boxplot*), em que é ilustrado uma distribuição em um conjunto de dados, onde é discriminado o limite inferior, primeiro quartil, mediana, terceiro quartil, limite superior e *outliers*.

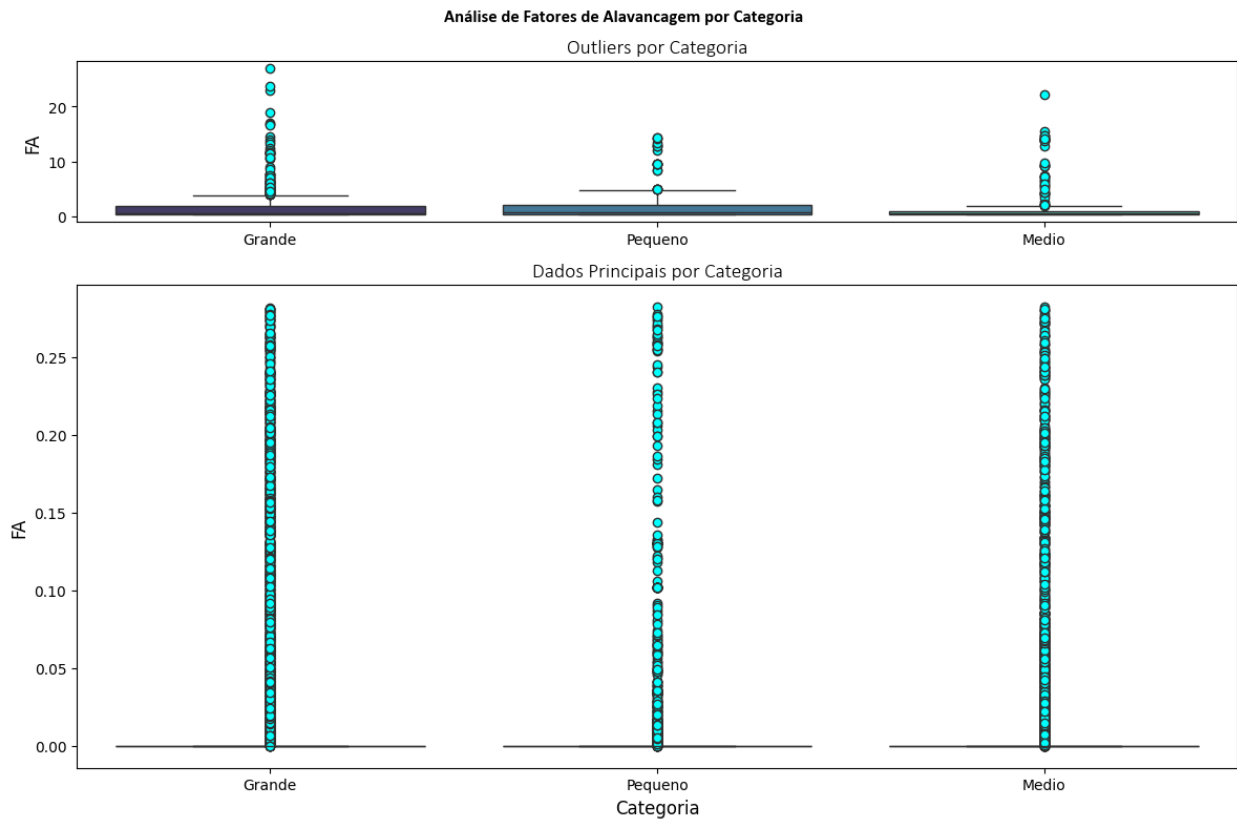
Realizando inclusão de *outliers*, foram produzidos os seguintes gráficos divididos em duas análises: Dados Principais por Categoria (parte inferior) e *Outliers*³² por Categoria (parte superior) segmentados por tamanho. A Figura 14 abaixo representa esta análise para a classe de agentes Comercializadores.

A parte inferior permite observar a distribuição central dos valores de FA, em que se mostram homogêneos e concentrados próximos a zero, com pouca variação entre as categorias. Enquanto, na parte superior, os *boxplots* destacam a distribuição de *outliers* em cada uma das categorias. Nota-se que os valores discrepantes se concentram significativamente acima dos limites superiores, especialmente na categoria "Grande".

³¹ Pearson, K. (1896). Mathematical contributions to the theory of evolution. III. Regression, heredity, and panmixia. *Philosophical Transactions A*, 373, 253–318. Disponível em: <https://ia801200.us.archive.org/11/items/philtrans00702488/00702488.pdf>

³² O critério estatístico de *outlier* no *boxplot* é que um ponto de dados é considerado *outlier* quando está a uma distância superior a 1,5 x IQR da mediana.

Figura 14 - Análise de Fatores de Alavancagem por Categoria de agentes Comercializadores



Fonte: Elaboração própria

A seguinte tabela foi elaborada para auxiliar nesta análise de distribuição do FA:

Tabela 2 - Distribuição dos FA dos comercializadores

Categoria	FA = 0	0 < FA <= 1	FA > 1	Subtotal	FA = 0 (%)	0 < FA <= 1 (%)	FA > 1 (%)
Pequeno	8.938	580	66	13.065	68,41%	4,44%	0,51%
Médio	5.853	1.735	119	8.038	72,82%	21,58%	1,48%
Grande	4.352	1.621	170	6.390	68,11%	25,37%	2,66%
Total	19.143	3.936	355	23.434	81,69%	16,80%	1,51%

Fonte: Elaboração própria

A tabela a seguir expõe estatísticas sobre os mesmos conjuntos de dados acima:

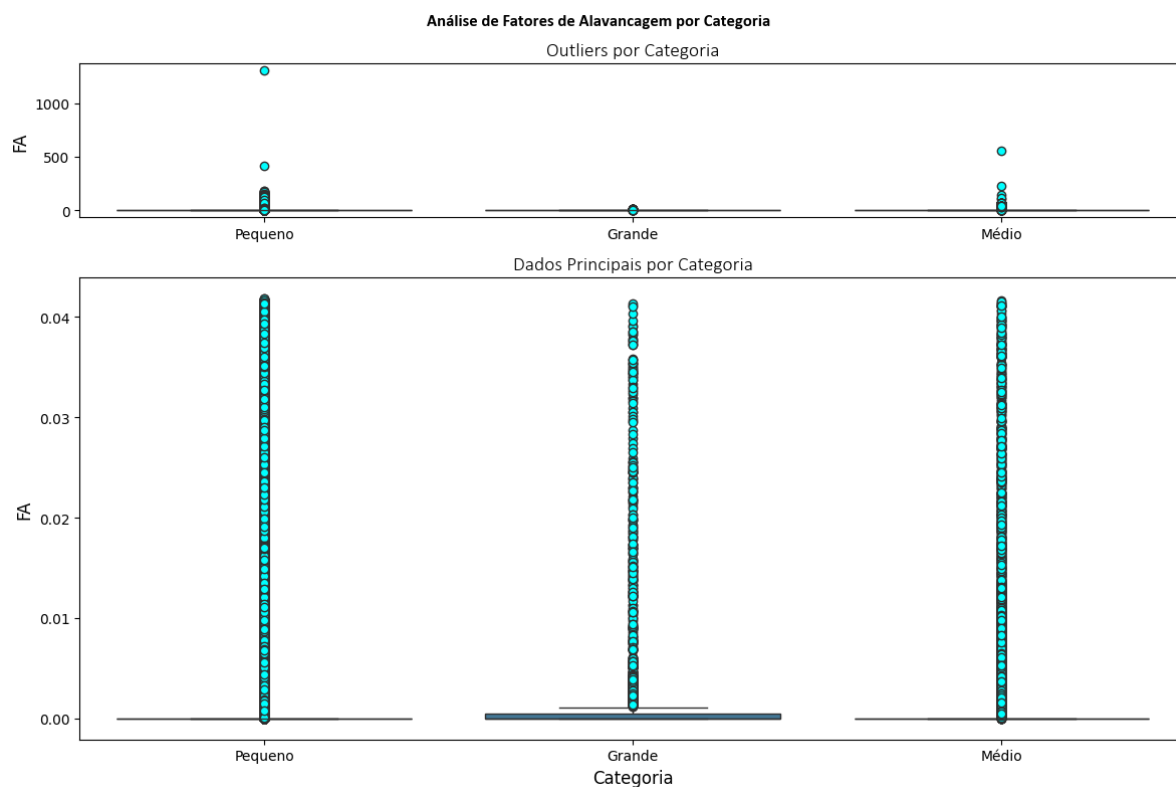
Tabela 3 - Estatísticas obtidas dos FA dos comercializadores

Categoria	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Percentil 25	Mediana	Percentil 75	Máximo
Pequeno	0,04	0,52	0	0	0	0	14,35
Médio	0,10	0,79	0	0	0	0	22,14
Grande	0,18	1,10	0	0	0	0,016	26,84

Fonte: Elaboração própria

O gráfico ilustrado na Figura 15 representa a mesma análise para os agentes geradores. A parte inferior apresenta um comportamento similar à distribuição dos FA de comercializadores. Enquanto a parte superior indica que a categoria "Pequeno" apresenta maior amplitude de variação e valores discrepantes visíveis acima do limite superior.

Figura 15 - Análise de Fatores de Alavancagem por Categoria de agentes Geradores



Fonte: Elaboração própria

A seguinte tabela foi montada para auxiliar nesta análise de distribuição do Fator de Alavancagem:

Tabela 4 - Distribuição dos FA dos geradores

Categoria	FA = 0	0 < FA <= 1	FA > 1	Subtotal	FA = 0 (%)	0 < FA <= 1 (%)	FA > 1 (%)
Pequeno	70.013	25.178	569	102.878	68,05%	24,47%	0,55%
Médio	5.010	2.044	90	8.027	62,41%	25,46%	1,12%
Grande	1.478	7.90	32	2.689	54,96%	29,38%	1,19%
Total	76.501	28.012	691	105.204	72,72%	26,62%	0,66%

Fonte: Elaboração própria

A tabela a seguir expõe estatísticas sobre os mesmos conjuntos de dados acima:

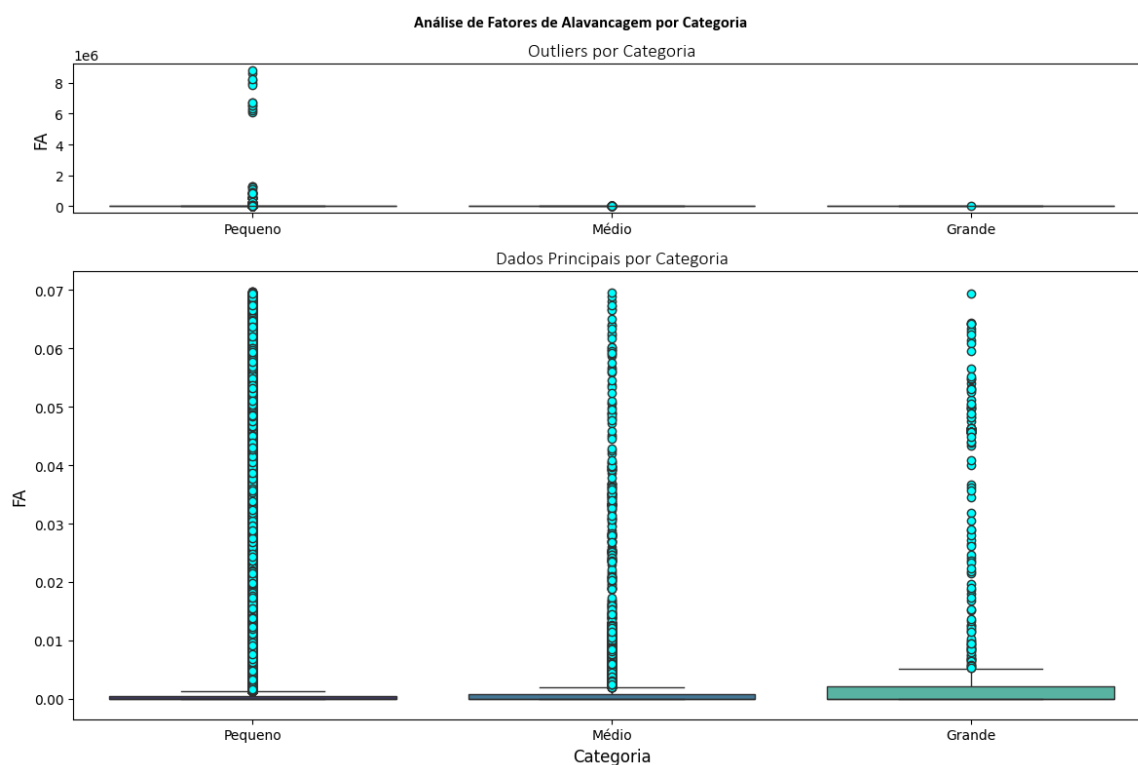
Tabela 5 - Estatísticas obtidas dos FA dos geradores

Categoria	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Percentil 25	Mediana	Percentil 75	Máximo
Pequeno	0,19	5,90	0	0	0	0,0003	1.301,14
Médio	0,51	8,55	0	0	0	0,0017	553,41
Grande	0,13	1,12	0	0	0	0,0032	14,97

Fonte: Elaboração própria

A Figura 16 representa a mesma análise, realizada para os agentes consumidores. A análise dos FA para os agentes consumidores apresenta similaridade com as duas análises anteriores, evidenciando uma distribuição homogênea e concentrada próxima de zero. Contudo, destaca-se a presença de valores extremos e significativos na categoria 'Pequeno' nos dados aferidos durante o período sombra.

Figura 16 - Análise de Fatores de Alavancagem por Categoria de agentes Consumidores



Fonte: Elaboração própria

A seguinte tabela foi elaborada para auxiliar nesta análise de distribuição do FA:

Tabela 6 - Distribuição dos FA dos consumidores

Categoria	FA = 0	0 < FA <= 1	FA > 1	Subtotal	FA = 0 (%)	0 < FA <= 1 (%)	FA > 1 (%)
Pequeno	70.680	55.463	1.657	165.695	42,66%	33,47%	1,00%
Médio	2.224	2.216	120	5.540	40,14%	40,00%	2,17%
Grande	351	389	9	850	41,29%	45,76%	1,06%
Total	73.255	58.068	1.786	133.109	55,00%	44,00%	1,00%

Fonte: Elaboração própria

A tabela a seguir expõe estatísticas sobre os mesmos conjuntos de dados acima:

Tabela 7 - Estatísticas obtidas dos FA dos consumidores

Categoria	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Percentil 25	Mediana	Percentil 75	Máximo
Pequeno	945,61	75.080,29	0	0	0	0,001033	8.788.099
Médio	0,83	12,86	0	0	0	0,001922	414,62
Grande	0,09	1,64	0	0	0	0,0033	44,79

Fonte: Elaboração própria

Por fim, destaca-se a importância do tratamento dos *outliers* para interpretar adequadamente os dados e observar os possíveis padrões dentro de cada categoria, possibilitando uma melhor compreensão das diferenças no comportamento dos agentes representados. O presente relatório apresentará diversas alternativas de aprimoramentos na metodologia atual de obtenção do FA, de forma que possíveis distorções de declaração sejam tratadas.

f. Conclusão

Observados os dados estatísticos é possível concluir, inicialmente, ao analisar as informações **qualitativas**, de forma geral, o comportamento dos FA responde às variações de preços, e que a mediana das declarações ficou significativamente próxima de zero. Além disso, foram identificados os seguintes pontos de destaque:

- O estudo amostral dos FA mais voláteis para o percentil 95 demonstrou que a amostra final dos FA apresenta variações significativas, enquanto os percentis abaixo de P95 exibiram comportamento menos volátil durante todo o ano.
- A avaliação da correlação entre preço e FA, para o percentil de interesse P95, identificou uma tendência de correlação positiva, confirmando a relação entre curva de preços e média do FA.

Diante do exposto, em relação aos dados qualitativos, cabe destacar os avanços obtidos durante o período sombra, sob a ótica de resultados **quantitativos**. Assim, conclui-se que:

- O estabelecimento do período sombra foi fundamental para que os processos de atendimento, dentre outros processos internos e ferramentas da CCEE fossem desenvolvidos e aprimorados de forma a atender com robustez e confidencialidade de dados as interações que o processo demanda, conforme exemplos abaixo:
 - Criação de painel interativo, online e público, para acompanhamento dos FA enviados e pendentes para cada evento.

- (ii) Automatização da retirada de restrição do acesso no módulo de contratos, em caso de regularização através do sistema do monitoramento do envio do FA.
 - (iii) Implementação de contadores de quantidade de envios dos FA em cada evento do Monitoramento e melhorias visuais nos marcadores de pendências do site, melhorando a experiência do usuário.
 - (iv) Nova planilha de simulação do cálculo do FA, atualizada semanalmente, permitindo que o agente possa replicar o cálculo exato do sistema de criptografia, apenas inserindo seus dados contratuais e contábeis.
- ii. O efeito prático da realização das diligências, análises, reuniões e esclarecimentos de dúvidas realizadas, já pode ser considerado um avanço para a maturidade institucional, resultando em ações concretas de redução de risco ao mercado;
 - iii. A vasta disponibilidade de dados estatísticos e a riqueza das informações obtidas, podem subsidiar em decisões estratégicas para otimização de processos e aumento da eficiência na identificação de riscos; e
 - iv. A presença de períodos de alta volatilidade durante o período sombra do Monitoramento Prudencial, possibilitou a captura e análise abrangente de dados do FA, permitindo uma avaliação mais detalhada do modelo de monitoramento em curso, especialmente no que diz respeito à volatilidade dos preços.

Portanto, os indicadores apresentados demonstram a efetividade da realização do período sombra, tanto no que tange a melhorias de processos e sistemas, quanto na aferição de dados e no fornecimento de subsídios essenciais para a avaliação das evoluções necessárias na regulação vigente, conforme apresentado nos tópicos seguintes deste relatório. Por fim conclui-se que, a metodologia para apuração do FA se mostrou consistente ao longo deste processo, contribuindo de maneira robusta para a maturação da avaliação de risco no setor e para o fortalecimento do desenvolvimento do SEB.

2.2. Verificação Amostral Aleatória

A Verificação Amostral Aleatória consiste em um processo para assegurar a confiabilidade e a conformidade das informações submetidas pelos agentes no âmbito do Monitoramento Prudencial. Essa abordagem é fundamental para que a CCEE valide a consistência dos dados declarados, promovendo maior transparência e segurança no setor elétrico.

Para o período sombra, o art. 135-D, da REN 957/2021 (incluído pela REN 1.072/2023), estabeleceu que tal verificação deve ocorrer mensalmente, envolvendo a seleção aleatória de até 10% dos agentes, distribuídos por classe de agente, ao longo de um período de 12 meses.

No caso dos consumidores livres e especiais, a verificação se dá para 10% dos consumidores de maior porte e 1% dos consumidores de menor porte:

- (i) **Consumidor de maior porte:** agentes com maior volume comercializado, representando até 80% do total comercializado por consumidores livres e especiais;
- (ii) **Consumidor de menor porte:** agentes com menor volume comercializado, que correspondem aos restantes 20% do total comercializado por consumidores livres e especiais.

Nesse contexto, mensalmente a CCEE realizou o equacionamento disposto no Quadro 1 para determinar a quantidade de agentes a serem selecionados:

Quadro 1 - Equação agentes sorteados

$Agsorteados_{c,m} = \frac{Agaderidos_{c,m} \times \text{percentual}_c}{n}$
<p>Agsorteados_{c,m}: Quantidade de agentes sorteados</p> <p>Agaderidos_{c,m}: Quantidade de agentes aderidos</p> <p>n: Número de meses correspondente ao período sombra</p> <p>“c” : classe do agente</p> <p>“m” : mês de apuração</p>

Fonte: Elaboração própria

Neste equacionamento, o subíndice *c* significa a classe do agente que está sendo analisada. O resultado da equação, *Agsorteados_{c,m}*, é calculado multiplicando a quantidade total de agentes aderidos na classe pelo percentual de sorteio definido para essa classe (1% no caso dos consumidores de menor porte e 10% para as demais classes) dividido pelo número de meses do período em consideração (12 meses). Assim, a fórmula calcula a média mensal de agentes a serem sorteados em cada classe, distribuindo a verificação ao longo do tempo.

O sorteio dos agentes ocorre com base nos dados do mês anterior. Na ausência de declaração para o período especificado, solicita-se ao agente a última declaração registrada. Após a definição dos agentes sorteados e do evento³³ solicitado, a CCEE convoca os agentes para apresentação das seguintes informações:

- i) Previsão de Consumo e/ou Geração;
- ii) Previsão das contratações do Ambiente Livre e Regulado;
- iii) Contratos de comercialização devidamente assinados (em PDF);
- iv) Documentações (Balanço Patrimonial, DRE, entre outros) consideradas como base para o cálculo do Patrimônio Líquido, aplicando as deduções indicadas no “Manual de Monitoramento Prudencial”, auditadas ou assinadas pelo contador;
- v) Demonstração de exposição das 5 (cinco) maiores contrapartes considerando os 3 (três) vértices M+0, M+1 e M+2, com racional e considerações utilizadas.

Ademais, na hipótese de o agente identificar previamente inconsistências na amostra da declaração solicitada, deverá ser detalhado com justificativas para maior eficiência da análise.

Na conclusão do processo de verificação, a CCEE emite um Parecer Técnico com o resultado das análises das informações fornecidas pelos agentes, avaliando a conformidade dos dados declarados no sistema em relação aos parâmetros exigidos pela regulamentação vigente. O parecer final pode se enquadrar em três situações:

³³ Evento para o envio de dados para o Monitoramento Prudencial

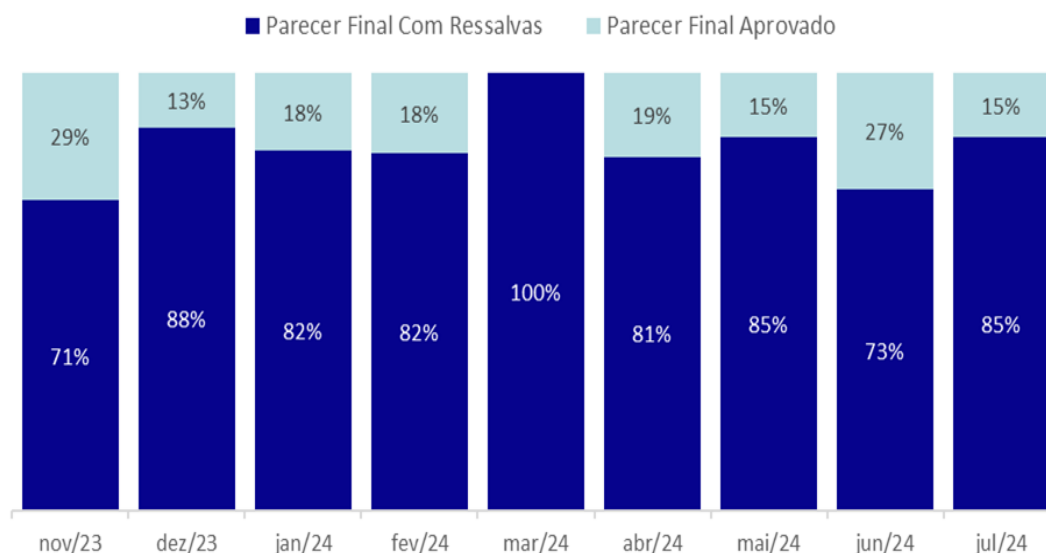
- **Parecer final aprovado:** quando os dados informados pelo agente estão em conformidade com o que foi declarado no evento e são fidedignos ao seu portfólio;
- **Parecer final aprovado com ressalvas:** aplicado quando algum parâmetro apresenta inconsistência, mas houve esclarecimento coerente por parte do agente. Esse parecer engloba os casos em que os esclarecimentos apresentados são satisfatórios para a maiorias dos parâmetros questionados, superando aqueles que permaneceram sem esclarecimentos.
- **Parecer final reprovado:** emitido quando o agente apresenta inconsistências em um número de parâmetros superior ao de conformidades e não apresenta esclarecimentos plausíveis para esses parâmetros, não atendendo, portanto, aos requisitos de conformidade estabelecidos.

Até a data de elaboração deste relatório, a CCEE concluiu a análise dos agentes sorteados até o evento de julho de 2024, enquanto os agentes de agosto de 2024 encontram-se em análise. Portanto, os dados apresentados correspondem aos nove primeiros meses do período sombra do Monitoramento Prudencial, enquanto os meses subsequentes ainda estão em análise e não foram concluídos previamente à elaboração deste relatório.

2.2.1. Resultado dos Pareceres Técnicos

Durante o período de análise dos nove primeiros meses do período sombra, os resultados das verificações foram consolidados para identificar o nível de conformidade dos agentes com as declarações dos parâmetros necessários para o Monitoramento Prudencial, conforme estabelecido pela regulação. Na Figura 17, a seguir, observa-se a evolução do resultado dos pareceres técnicos, refletindo o desempenho dos agentes sorteados nas avaliações.

Figura 17 - Status dos pareceres técnicos



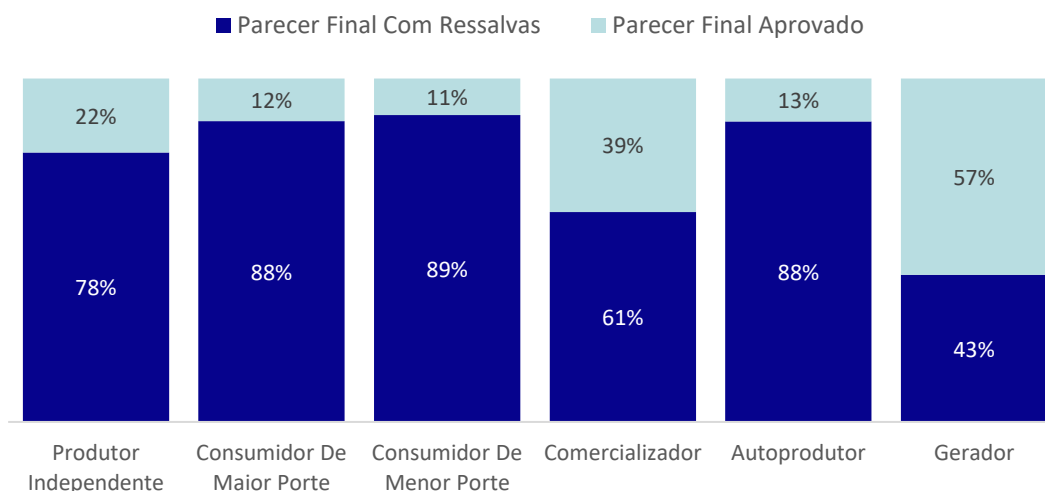
Fonte: Elaboração própria

Durante esse período, na média, 19% dos pareceres foram aprovados sem ressalvas e 81% aprovados com ressalvas não havendo ocorrência de pareceres reprovados. Esse fato indica que, embora os agentes

estejam em conformidade com os requisitos mínimos, há parâmetros que precisam de ajustes para alcançar plena aderência à regulação vigente.

Adicionalmente, observou-se que o nível de conformidade dos dados apresentou variações significativas entre os tipos de agentes, conforme reportado no gráfico ilustrativo da Figura 18:

Figura 18 - Status do Parecer Técnico por tipo de agente



Fonte: Elaboração própria

Os dados mostram que os geradores concessionários de serviço público tiveram o melhor desempenho, com 57% dos pareceres aprovados sem ressalvas, indicando uma melhor aderência aos parâmetros regulatórios.

Em seguida, os comercializadores obtiveram 39% de aprovações sem ressalvas, sendo a segunda com maior conformidade em relação aos dados informados.

Os consumidores, por sua vez, apresentam quase 90% de pareceres com ressalvas, refletindo um alto nível de inconsistências ou pontos a serem aprimorados para alcançar plena conformidade. Esse resultado indica a necessidade de um acompanhamento mais direcionado para apoiar esses agentes na adequação das declarações, considerando o volume e a complexidade das informações exigidas.

Os produtores independentes e autoprodutores também apresentaram uma alta proporção de pareceres com ressalvas, 78% e 88%, respectivamente. Esses percentuais revelam oportunidades de aprimoramento, especialmente devido à relevância das operações desses agentes para a segurança e estabilidade do mercado de energia.

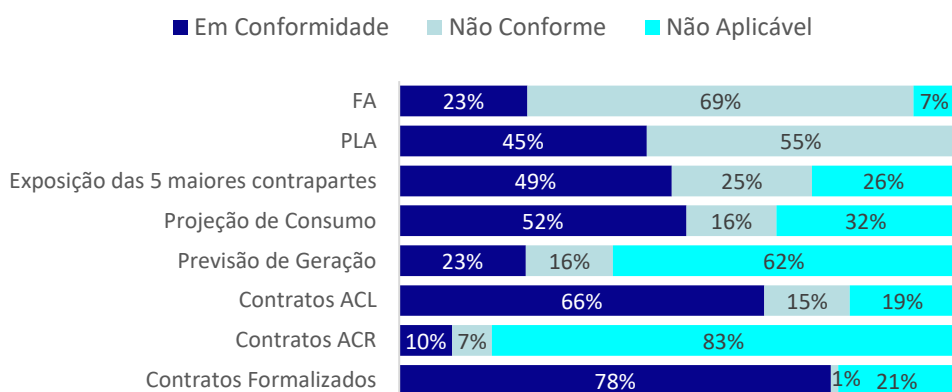
2.2.2. Análise dos parâmetros

Os parâmetros monitorados foram analisados pela equipe da CCEE de forma individual, visto que possuem critérios específicos de avaliação, sendo classificados em três categorias a fim de identificar com clareza os principais desafios de conformidade enfrentados pelos agentes, possibilitando uma visão direcionada para atuação em áreas críticas. As classificações são:

- Em Conformidade:** quando o parâmetro foi declarado corretamente;
- Não Conforme:** quando o parâmetro foi declarado de forma incorreta;
- Não Aplicável:** quando o parâmetro avaliado não se relaciona com a característica do agente.

Neste tópico, serão apresentados os indicadores com um resumo de todas as informações. Em seguida, cada parâmetro será comentado individualmente. Na Figura 19 é possível observar o detalhamento da situação de cada parâmetro dos casos analisados até julho de 2024.

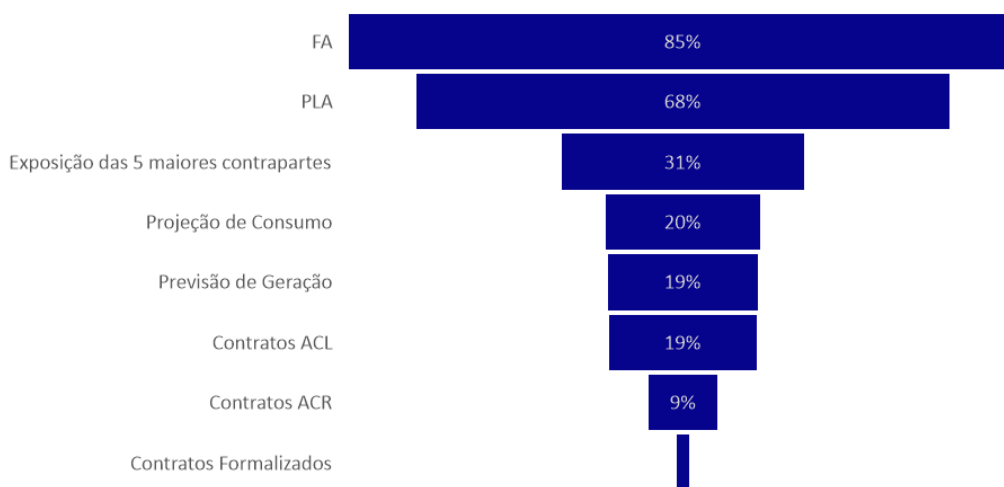
Figura 19 - Situação dos Parâmetros



Fonte: Elaboração própria

Em complemento, abaixo, encontra-se um ranking que apresenta os principais parâmetros com não conformidades, baseado no percentual de incidência de cada parâmetro entre todos os agentes considerados não conformes.

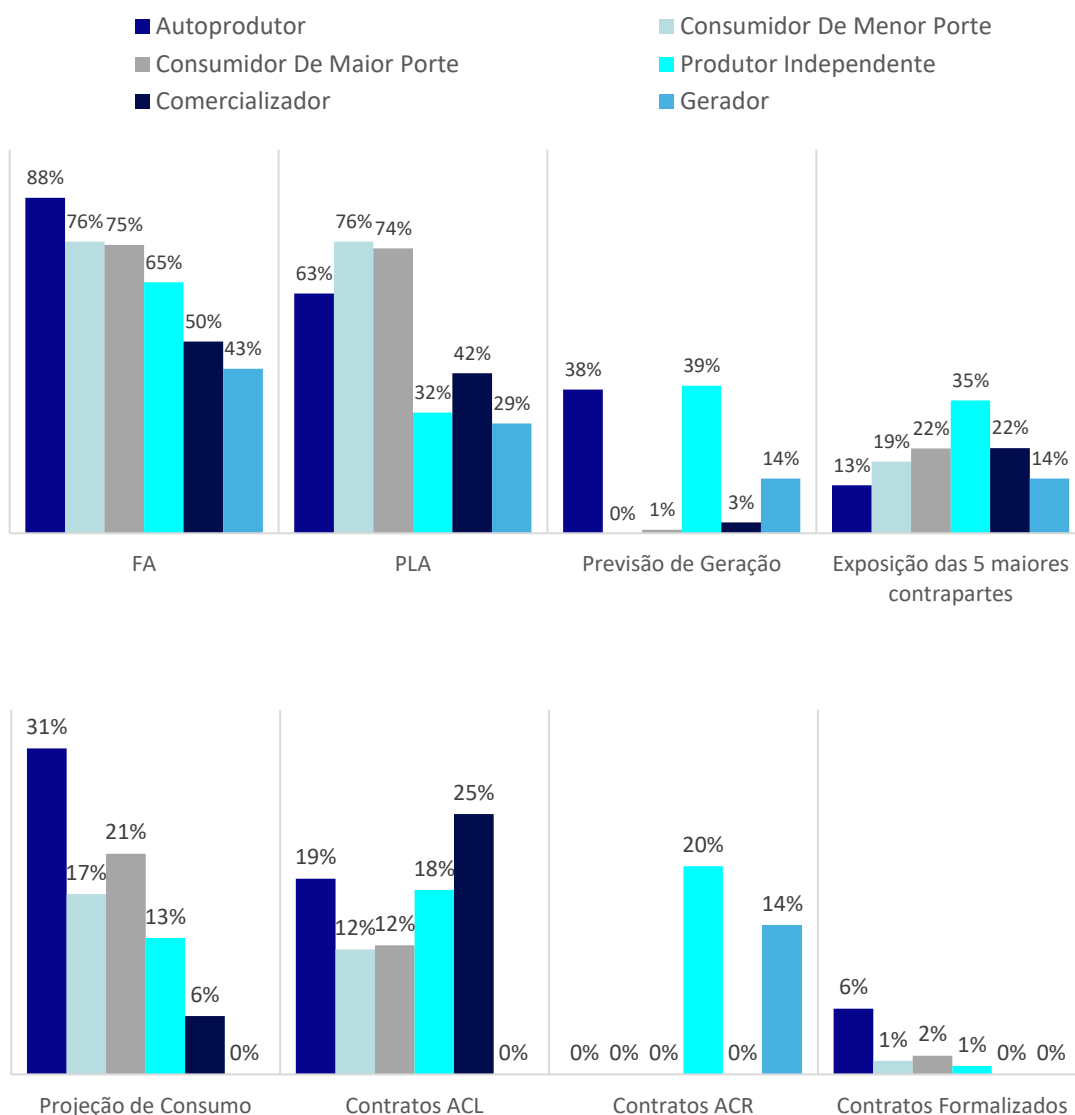
Figura 20 - Ranking de não conformidades



Fonte: Elaboração própria

Para compreender melhor as especificidades de cada classe de agente em relação às exigências regulatórias, foi realizada uma análise detalhada das “não conformidades” por parâmetro. O objetivo dessa análise foi identificar os parâmetros que apresentam maiores desafios de conformidade para cada tipo de agente. A Figura 21 a seguir ilustra o índice de não conformidade em cada parâmetro para as diferentes classes de agentes, destacando as áreas de maior dificuldade e oferecendo uma visão clara dos pontos que exigem atenção prioritária para plena adequação regulatória.

Figura 21 - Percentual de não conformidades dos parâmetros por classe de agente



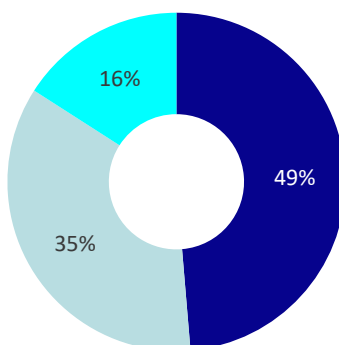
Fonte: Elaboração própria

A Figura 22 apresenta os principais motivos de esclarecimentos indicados pelos agentes, destacando que “Desconhecimento” foi o principal fator de não conformidade, respondendo por 49% dos casos, seguido do “Erro Operacional”, representando 35% das ocorrências, e por fim, os casos classificados como “Improcedentes”, com 16%. Esses dados indicam que, embora o desconhecimento dos requisitos

regulatórios seja a causa predominante, uma parcela significativa de não conformidades também está relacionada a falhas operacionais.

Figura 22 - Esclarecimento das não conformidades

■ Desconhecimento ■ Erro Operacional ■ Improcedente

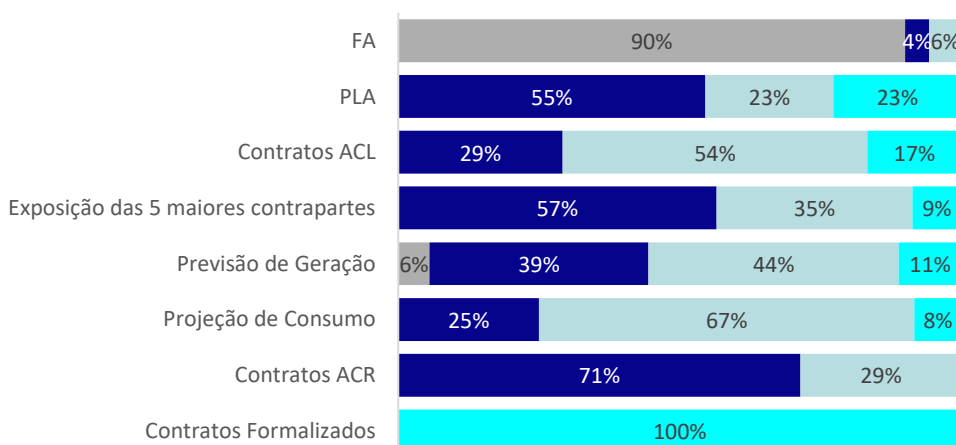


Fonte: Elaboração própria

Com base nessas categorias de esclarecimentos, na Figura 23 a seguir é detalhada a relação de cada parâmetro específico com os motivos de não conformidade. Essa informação permite entender quais parâmetros são mais afetados pelos tipos de esclarecimentos, proporcionando uma visão mais clara das dificuldades enfrentadas pelos agentes em relação aos requisitos regulatórios.

Figura 23 - Esclarecimento das não conformidades por parâmetro

■ Relacionado ■ Desconhecimento ■ Erro Operacional ■ Improcedente



Fonte: Elaboração própria

2.2.2.1. Fator de Alavancagem

Observa-se na Figura 20 que entre os agentes não conformes, 85% apresentaram não conformidade no FA, indicando que esse parâmetro representa um desafio significativo para a maioria dos agentes. Entre as classes, os agentes autoprodutores se destacam com um índice de 88% de não conformidades, seguido pelos consumidores, com quase 80%.

Esse alto índice de não conformidade sugere que o FA é um parâmetro complexo, especialmente por depender de outros parâmetros para seu cálculo. Assim, caso tais parâmetros apresentem inconsistências, o FA resultante será determinado como não conforme em virtude da não confiabilidade dos parâmetros de entrada.

Esse fato é observado ao analisar os esclarecimentos das não conformidades no FA, que apresentam 90% de justificativas relacionadas ao erro em algum outro parâmetro utilizado no cálculo, refletindo a natureza estrutural do cálculo.

2.2.2.2. Patrimônio Líquido Ajustado

Conforme ilustrado pelo gráfico da Figura 20, o PLA é o segundo maior fator de não conformidade, afetando 68% dos agentes que tiveram o parecer técnico final aprovado com ressalvas. Os consumidores de menor e maior porte têm os maiores índices de não conformidade deste parâmetro, com 76% e 74%, respectivamente, indicando uma dificuldade comum em ajustar o patrimônio líquido conforme exigido. O autoprodutor também apresenta uma taxa de não conformidade elevada (63%).

Entre os esclarecimentos recebidos para os valores inconsistentes de PLA, os principais motivos são desconhecimento (55%) e erro operacional (23%), sugerindo que existe certa dificuldade em deduzir corretamente as contas contábeis exigidas para o cálculo. Esse fato deixa evidente a criticidade desse parâmetro para a conformidade regulatória. Desse modo, no tópico 3.2.4 serão apresentadas algumas soluções específicas para aprimorar a declaração do PLA, visando mitigar essas inconsistências.

2.2.2.3. Exposição das 5 maiores contrapartes

Ainda na mesma Figura 20 observa-se que a exposição das 5 maiores contrapartes corresponde a 31% das não conformidades entre os agentes com pendências, sendo especialmente relevante para os comercializadores, que apresentam 35% de não conformidade neste parâmetro. O alto índice indica que monitorar e declarar corretamente a exposição com as maiores contrapartes é um desafio para esses agentes, devido à complexidade da declaração. Esse processo poderia ser facilitado por meio de automatização, caso a estrutura de declaração dos contratos fosse ajustada para permitir cálculos automáticos de exposição. Este tema será abordado em maior detalhe no tópico 4.5 da seção "Outros Aprimoramentos Identificados".

2.2.2.4. Projeção de consumo

A Figura 20 apresenta que a projeção de consumo possui um índice de não conformidade de 20% entre os agentes, sendo que do total de agentes verificados, gráfico da Figura 19 demonstra que 52% estão em conformidade e um percentual significativo de 32% classificados como "Não Aplicável". Esse parâmetro é

particularmente relevante para autoprodutores e consumidores, pois esses agentes apresentam como requisito o consumo de energia elétrica. Para agentes que não consomem diretamente, como geradores, produtores independentes ou comercializadoras, o parâmetro é considerado como não aplicável.

Entre os motivos de não conformidade, o principal é erro operacional (67%), sugerindo que dificuldades na execução e projeção dos dados de consumo são comuns.

2.2.2.5. Previsão de geração

A previsão de geração apresentou características similares à de consumo, sendo que apenas agentes envolvidos diretamente na geração de energia e que a utilizam como recurso devem declarar. Este parâmetro apresenta uma taxa de não conformidade de 19% entre os agentes, indicada pela Figura 20 e uma alta incidência de “Não Aplicável” (62%) apresentada na Figura 19.

Dentre os maiores destaques de desacordo no preenchimento, destaca-se a não aplicação correta da regra de previsões de operações para usinas, uma vez que os agentes devem levar em conta os tipos de compromissos de contratos e considerar seus efeitos corretamente na declaração. Em relação aos esclarecimentos, erro operacional (44%) e desconhecimento (39%) indicam que esses agentes enfrentam desafios tanto na projeção quanto na compreensão das exigências regulatórias para a previsão de geração. Além disso, grande parte dos agentes mostraram dificuldades em precificar o recurso proveniente da geração, acarretando erro do parâmetro.

2.2.2.6. Contratos ACL

Os contratos ACL têm uma ocorrência de 19% entre os agentes não conformes, conforme apresentado na Figura 20, sendo aplicáveis a todos os agentes que possuem contratos no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O maior índice de não conformidade é observado entre os Comercializadores (25%), com destaque para problemas na declaração do preço médio dos contratos, refletindo inconsistências nas informações dos valores médios de negociação.

De modo geral, o erro operacional (54%) é o principal motivo das não conformidades nos Contratos ACL, sendo que a maioria das justificativas apresentadas envolviam integração inadequada entre os sistemas internos dos agentes e a plataforma de declaração da CCEE, ou ainda pela falta de informações completas no momento da declaração.

2.2.2.7. Contratos ACR

Os contratos ACR possuem um índice elevado de “Não Aplicável” (83%), conforme indicado na Figura 19, refletindo a sua relevância restrita a determinados agentes. Entre os agentes não conformes, 9% apresentaram pendências neste parâmetro, sendo que o principal motivo de esclarecimento foi desconhecimento (71%), reforçando a tese da dificuldade que esses agentes têm em declarar corretamente o portfólio da usina de acordo com o tipo de seus compromissos.

2.2.2.8. Contratos Formalizados

O parâmetro contrato formalizados apresentou o menor índice de não conformidade, com apenas 1% dos agentes não conformes e 78% dos agentes em conformidade, conforme Figura 19. Um percentual de 21%

é classificado como “Não Aplicável”, se referindo aos agentes que não possuem contratos firmados ou agentes que possuem contratações do ambiente regulado que não precisam declarar em seu portfólio, conforme tópico 2.2.1 do Manual do Monitoramento Prudencial.

As poucas não conformidades encontradas foram classificadas como improcedentes, sugerindo que, nos raros casos de discordância, as justificativas para a não conformidade não foram sustentáveis.

2.2.3. Resumo dos Resultados das Análises

Em suma, nota-se que, durante o período de análise pela Verificação Amostral Aleatória, mais de 80% dos pareceres técnicos emitidos resultou em aprovação com ressalvas, indicando que, embora os agentes tenham atendido aos requisitos mínimos, muitos apresentaram inconsistências em determinados parâmetros. Apenas uma pequena parcela dos agentes teve suas declarações aprovadas sem ressalvas, demonstrando plena conformidade. Não houve casos de pareceres reprovados, o que sugere que, de forma geral, os agentes estão empenhados em atender às exigências, embora ainda existam lacunas a serem sanadas.

A análise detalhada dos parâmetros é importante para identificar os principais pontos de atenção e os desafios de conformidade enfrentados pelos agentes no processo de Monitoramento Prudencial. Parâmetros complexos, como o FA e o PLA, representam as áreas de maior dificuldade, exigindo cálculos complexos e modelagem de dados financeiros, o que elevou a altas taxas de não conformidade, especialmente entre autoprodutores e consumidores.

O parâmetro da Exposição das 5 Maiores Contrapartes apresentou desafios específicos para produtores independentes e comercializadores, indicando a necessidade de sistemas mais eficazes para monitoramento e declaração dessas informações. Além disso, os índices de “Não Aplicável” neste parâmetro reforçam a importância de uma abordagem mais segmentada, que leve em conta a natureza e as operações específicas de cada classe de agente, permitindo ajustes regulatórios e operacionais mais direcionados.

Entre os esclarecimentos fornecidos pelos agentes, o principal motivo para as não conformidades foi o desconhecimento dos requisitos. Esse cenário apontou para a necessidade de aprimorar o entendimento regulatório e os processos de declaração. Durante o período sombra foram adotadas ações com a finalidade de promover a disseminação do conhecimento relacionado ao Monitoramento Prudencial, entre elas houve a realização de Momentos Capacita³⁴, elaboração da trilha de aprendizado no Capacita CCEE³⁵, execução de plantões de dúvidas, além de interações com os representantes de agentes.

2.2.4. Melhorias e Sugestões

Ao longo do período sombra do Monitoramento Prudencial, a CCEE identificou lacunas e oportunidades de aprimoramento no processo atualmente vigente. A interação contínua com os agentes e a análise dos

³⁴ Momento Capacita n.º 63, 64 e 65 disponíveis em <https://capacita.ccee.org.br/video_library?video_category_id=426&page=1>

³⁵ Trilha de aprendizado disponível em <https://capacita.ccee.org.br/home/choice_courses?category_filter=1250>.

feedbacks recebidos possibilitaram uma visão dos desafios enfrentados e dos pontos que podem ser otimizados.

Neste tópico, serão listadas as principais sugestões para otimização do processo do Monitoramento Prudencial, bem como propostas para ajustes nas normas vigentes relacionadas à verificação aleatória amostral, com o objetivo de tornar o processo mais eficiente, acessível e alinhado às necessidades dos agentes, fortalecendo a transparência e a confiabilidade regulatória.

2.2.4.1. Repescagem

Conforme mencionado no tópico 2.4.1 do presente relatório, identificou-se que mais de 80% das declarações revisadas durante o período sombra apresentaram não conformidades, indicando falhas na adequação dos agentes aos requisitos exigidos. Assim sendo, como evolução e para garantir a segurança e integridade da declaração, propõe-se aos agentes que apresentarem inconformidades nas informações e/ou documentos enviados, sejam selecionados no processo de repescagem mediante avaliação de risco. Esse processo considerará critérios específicos incluindo a classe de agente, o volume comercializado, o nível de exposição e outros fatores relevantes.

Dessa forma, o processo de repescagem permitirá uma nova análise das declarações dos agentes que, inicialmente, não atenderam aos critérios de conformidade, priorizando aqueles que possuem maior impacto no mercado.

Esses agentes serão convocados para apresentar novas declarações em eventos posteriores, assegurando que as correções solicitadas pela CCEE no Parecer Técnico sejam devidamente aplicadas. Para assegurar a colaboração dos agentes na manutenção da qualidade das informações e/ou documentos prestados, a CCEE reforça a importância das sanções como instrumento para estimular a conformidade, assegurando que os agentes se mantenham comprometidos com a precisão e integridade dos dados informados.

Além disso, a CCEE deu ciência à ANEEL sobre as não conformidades identificadas no processo de verificação amostral aleatória, de modo que a Agência possa avaliar e eventualmente adotar as medidas cabíveis.

2.2.4.2. Interações com representantes de agentes

Durante o período sombra, uma das ações realizadas foi a promoção de reuniões pela CCEE com representantes dos agentes, com o objetivo de coletar *feedbacks* sobre o processo de Verificação Amostral Aleatória, e conseqüentemente, da declaração do Monitoramento Prudencial. Essas interações visaram identificar pontos críticos e melhorias. A abordagem colaborativa foi fundamental para obter a visão externa dos agentes, proporcionando uma compreensão mais detalhada das dificuldades e dos gargalos enfrentados no dia a dia, além de apontar direções para otimizar a operação e esclarecer eventuais dúvidas.

Um dos principais pontos de atenção destacados nas reuniões foi a dificuldade dos agentes, especialmente os consumidores, em compreender e calcular o PLA. A maioria dos representantes destes agentes relataram que os agentes consumidores são responsáveis por realizar o cálculo do PLA com base nas informações contábeis disponíveis, mas frequentemente encontram dificuldades para aplicar corretamente as deduções exigidas. Esse problema é agravado entre consumidores menores que, em

geral, não possuem consultoria contábil especializada e enfrentam limitações de conhecimento técnico na área financeira. Diante disso, foi unanimidade entre os representantes a proposta de não exigir declarações de informações para fins de Monitoramento Prudencial dos consumidores de menor porte. Nesse contexto, a CCEE realizou estudos sobre a temática ao longo do período sombra, cujos pontos analisados e as propostas relacionadas ao tema serão detalhados no tópico 3.1.2.

Outro ponto destacado foi a dificuldade com o envio de documentos e esclarecimentos via plataforma OneDrive. Muitos agentes relataram problemas de acesso, especialmente em relação ao uso do token, que permite apenas uma utilização. Essa limitação dificulta a interação entre os agentes e a CCEE, resultando em frustrações e atrasos no processo de verificação. Em resposta, a CCEE está trabalhando no desenvolvimento dos aprimoramentos sistêmicos visando tornar o processo mais ágil e acessível para todos os agentes em 2025.

2.2.4.3. Propostas de ajustes no processo

Com base nos dados apresentados no monitoramento de mercado contido neste relatório, propõe-se uma alteração no processo de Verificação Amostral Aleatória, com o objetivo de aumentar o percentual anual de convocações dos agentes declarantes, passando de até 10%, conforme estabelecido no art. 135-D da REN 957/2021, alterada pela REN 1.072/2023, para até 15%, o que demandará alteração na regulação vigente.

A proposta fundamenta-se nos seguintes pontos:

1. **Exclusão dos agentes consumidores de menor porte:** que tem como intuito focar e expandir a verificação em agentes de maior porte e potencial impacto no mercado, excluindo os agentes de menor consumo da exigência de verificação mensal das informações, cuja comercialização de energia é limitada conforme será detalhado no item 3.1.2.
2. **Alto índice de não conformidades detectadas:** Observou-se um elevado número de não conformidades no processo de Verificação Amostral Aleatória, sem sinais de melhoria significativa ao longo do tempo. Isso evidencia a necessidade de ampliar o monitoramento para garantir maior conformidade e controle no processo.
3. **Segregação das declarações em duas categorias:** A proposta também inclui a separação das declarações dos agentes consumidores em duas categorias distintas - simplificada e completa. Essa segregação visa tornar o processo mais ágil e adequado aos consumidores de porte médio. Diante da declaração simplificada as análises se tornam menos complexas, possibilitando o aumento da amostragem.

Além do aumento do percentual de convocações para até 15% a cada 12 meses, a proposta oferece flexibilidade para ajustar esse percentual conforme a classe dos agentes, permitindo uma abordagem mais personalizada e eficaz.

É importante destacar que o percentual de até 15% representa uma medida de incremento na participação dos agentes, principalmente nas classes com menor adesão à CCEE. Atualmente, consumidores e produtores independentes constituem as duas maiores classes, sendo também as mais frequentemente selecionadas no sorteio, o que justifica a necessidade de um ajuste para equilibrar a representatividade entre todas as classes de agentes.

Sem prejuízo das propostas acima apresentadas, destaca-se que para assegurar o devido tratamento das não conformidades dos dados fornecidos no âmbito da Verificação Amostral Aleatória, será importante estruturar um processo sancionador a ser previsto em regulação que tenha o objetivo de promover a conformidade com os parâmetros estabelecidos.

2.3. Asseguração Sistêmica de Dados

No cenário atual de crescente digitalização e complexidade dos sistemas de informação, a segurança de dados sensíveis tornou-se uma prioridade crítica. Este capítulo tem como objetivo apresentar as principais características da solução adotada pela CCEE para o recebimento das informações confidenciais utilizadas para o Monitoramento Prudencial, destacando as medidas implementadas para garantir a confidencialidade e a integridade das informações processadas e a abordagem adotada para os testes de segurança realizados.

Em conformidade com as diretrizes da 2ª Fase da CP 11/2022, por meio da Nota Técnica nº CCEE05710/2023, as principais características de arquitetura da solução adotada pela CCEE para o Monitoramento Prudencial são:

- i) Assegurar que dados considerados sensíveis não serão armazenados na infraestrutura local da organização, não trafegam por ela e serão armazenados de maneira criptografada, assegurando proteção aos dados.
- ii) A criação de um ambiente de computação em nuvem apartado para processamento e armazenamento de dados, garantindo total segregação de ambientes e isolamento dos dados sensíveis.
- iii) A criação de uma solução com criptografia assimétrica de ponta a ponta com objetivo de proteger a privacidade e a segurança dos dados sensíveis. Nesse método, os dados são criptografados no dispositivo do remetente e só podem ser decifrados pelo destinatário. Desta forma, mesmo que alguém intercepte a comunicação, não poderá ler ou acessar as informações. Esta técnica é usada em aplicativos de mensagens, como o WhatsApp, para garantir a privacidade das mensagens trocadas entre os usuários. Além disso, a criptografia de ponta a ponta também é usada em transações financeiras e em serviços de armazenamento em nuvem para garantir a proteção dos dados dos usuários.
- iv) Proteger os dados recebidos através de processamento em ambiente de Computação Confidencial, ou seja, através de um ambiente garantido por hardware que provê segurança aos dados quando estão em uso, assegurando que os dados são inacessíveis a qualquer agente externo.
- v) A criação de um *framework* para desenvolvimento de aplicações que executam álgebras em um ambiente de execução confiável (*Trusted Execution Environment - TEE*).
- vi) O armazenamento criptografado dos dados e a adoção da política de segregação de funções, impedindo que as informações sensíveis possam ser acessadas, decifradas e utilizadas para outro fim que não o objetivo expresso do sistema.
- vii) A utilização de segundo fator de autenticação (MFA), para prevenir ataques cibernéticos. Com a autenticação em duas ou mais etapas, mesmo que um invasor

tenha acesso à senha do usuário, ele ainda precisaria de um segundo fator de autenticação, como um código de autenticação enviado por mensagem de texto ou um token de segurança gerado por um aplicativo, para acessar a conta do usuário. Ao decorrer do período sombra, a CCEE contou com duas consultorias para assegurar a confidencialidade e segurança da solução adotada para o Monitoramento Prudencial, de modo a obter o diagnóstico a seguir apresentado.

2.3.1. PenTest (Teste de penetração)

Antes da instauração do período sombra, a CCEE realizou o *PenTest* (teste de penetração), também conhecido por *Ethical Hacking Tests* (EHT), que foi reportado ao mercado por meio da Nota Técnica nº CCEE05710/2023, de forma a robustecer o sistema e seguir com o aprimoramento contínuo do Monitoramento Prudencial. No decorrer do período sombra foram realizados novos testes de penetração.

O *PenTest* é uma técnica de segurança da informação que consiste em simular ataques de *hackers* em sistemas, redes e aplicações para identificar vulnerabilidades e falhas de segurança que possam ser exploradas por invasores reais. Os objetivos do *PenTest* são avaliar a eficácia dos controles de segurança implementados e fornece recomendações para garantia da segurança do sistema.

A execução do teste na plataforma do Monitoramento Prudencial foi conduzida por empresa especializada em Análises de Segurança de Aplicações, Infraestruturas e Meios de Pagamento com mais de 20 anos de atuação no mercado.

Este projeto teve como objetivo principal apresentar vulnerabilidades de cibersegurança identificadas durante avaliação técnica dos controles implementados no contexto do Monitoramento Prudencial, por meio de análise de EHT na modalidade White, Gray e Black-box. Na Figura 24 detalha-se as características de cada uma das fases.

Figura 24 - Ilustração das fases White, Gray e Black Box³⁶



Fonte: Página da Vantico

A metodologia aplicada para a avaliação de maturidade de cibersegurança da aplicação conduzida neste projeto foi baseada na metodologia *Open Web Application Security Project*, editado pela OWASP –

³⁶ Disponível em: <https://vantico.com.br/3-tipos-de-pentest-white-gray-e-black-box/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

fundação responsável por pesquisar e difundir as melhores práticas e estratégias de segurança de softwares.

Além da metodologia utilizada, deve ser dado destaque às fases de verificação definidas no *framework OWASP Samm*, que define as melhores práticas e itens de verificação da aderência de processos de desenvolvimento de softwares seguros.

O padrão de execução de testes de penetração consiste em 7 (sete) seções principais, conforme ilustrado abaixo, na Figura 25. Elas abrangem tudo relacionado a um teste de penetração, desde a comunicação inicial e o raciocínio por trás de um *Pentest*, passando pelas fases de coleta de inteligência e modelagem de ameaças, em que os testadores trabalham nos bastidores para obter uma melhor compreensão da organização testada pela pesquisa de vulnerabilidades, de exploração e pós-exploração, em que os conhecimentos técnicos de segurança dos testadores entram em ação e se combinam com a compreensão comercial do compromisso e, por fim, na etapa de elaboração do relatório, que captura todo o processo de uma maneira que faça sentido para o cliente e proporcione o máximo de valor a ele.

Diante da execução dos testes realizados, a consultoria concluiu que não foram identificados apontamentos de alta criticidade ou risco alto. Dessa forma, a aplicação demonstrou possuir níveis satisfatórios e adequados de segurança para operações em ambiente produtivo. As recomendações oriundas dos testes de segurança foram implementadas, garantindo que o sistema está seguro e protegido contra as vulnerabilidades citadas no OWASP top 10.



Fonte: Página da PTES

2.3.2. Diagnóstico do sistema do Monitoramento Prudencial

O diagnóstico do sistema de Monitoramento Prudencial e da sua infraestrutura tecnológica foi realizado por uma consultoria externa e teve como objetivo realizar um diagnóstico dos controles internos e da

³⁷ Disponível em: pentest-standard.org

segurança, operado na infraestrutura da *Amazon Web Services (AWS)*. Os trabalhos foram executados entre maio e julho de 2024, e o escopo incluiu o mapeamento do processo (*Entity Level Control - ELC*), gestão de acessos, gestão de mudanças e operações computadorizadas. O trabalho visou identificar riscos, avaliar a efetividade dos controles e sugerir melhorias para fortalecer a segurança e a integridade do sistema.

Os principais resultados abarcaram avaliação da matriz de riscos e controles, além de recomendações para aprimoramentos sistêmicos contínuos. A avaliação constatou que o ambiente de TI do sistema do Monitoramento Prudencial da CCEE utiliza uma abordagem em nuvem privada, com segurança garantida por mecanismos de criptografia, controle de acessos e proteção da infraestrutura da AWS. Os controles estabelecidos foram considerados adequados e, não houve pontuações críticas que impactem na confiabilidade do sistema.

3. Fator de Alavancagem – Aprimoramentos de Metodologias

O cálculo do Fator de Alavancagem é um indicador padronizado aplicado para os agentes da CCEE, com o objetivo de mensurar a relação entre a tomada de risco e a capacidade financeira de um agente. Ele serve como uma ferramenta crucial para avaliar a exposição ao risco, especialmente em mercados voláteis, como o de energia, proporcionando uma visão clara sobre o grau de alavancagem que uma empresa está tomando na condição atual do mercado frente ao seu patrimônio.

A metodologia de cálculo e os parâmetros do FA estão estabelecidos no Manual do Monitoramento Prudencial anexo à REN 1.072/2023. Esses parâmetros incluem variáveis como preço da energia no mercado, volatilidade histórica dos preços, correlação dos preços entre os meses, posição contratual, metodologias de riscos como VaR, CVaR e *Stress Stess* com seus intervalos de confiança, fundamentais para assegurar a consistência e a adequação do cálculo em diferentes contextos de mercado.

Assim, serão apresentados a seguir os estudos e avaliações realizadas para fins de estabelecimento dos parâmetros necessários ao Monitoramento Prudencial, bem como a possibilidade de simplificação do processo e do tratamento diferenciado por tipo e porte de agente.

3.1. Participação e metodologia distinta por classe e porte

A REN 1.072/2023 determinou a participação obrigatória de todos os agentes da CCEE no Monitoramento Prudencial, com exceção dos distribuidores, tendo em vista a existência de dados suficientes na CCEE para avaliar a alavancagem dos agentes da categoria de distribuição.

Durante o período sombra, foram analisados os resultados iniciais dos fatores de alavancagem apurados pelo Monitoramento Prudencial, a adesão dos agentes no envio das informações, aspectos específicos de risco, e uma avaliação quantitativa baseada na dimensão e no risco inerente dos agentes associados à CCEE.

Além das análises dos impactos diretos no Monitoramento Prudencial, foram avaliados os possíveis efeitos de uma eventual simplificação ou exclusão de determinados perfis de participação no mecanismo.

Assim sendo, os impactos de potenciais alterações foram examinados com base nas Salvaguardas Financeiras, conforme detalhado na Nota Técnica nº 06735/2021. Constatou-se também que a qualidade das informações obtidas pelo Monitoramento Prudencial é essencial para dimensionar com precisão essas salvaguardas futuras, sendo um aspecto fundamental a ser considerado no processo decisório. Nesse contexto, diante dos elementos supracitados e das análises realizadas no período sombra, foi possível definir que a categoria de **geração** (subdividida em classe dos agentes geradores concessionários de serviço público, classe dos agentes autoprodutores e classe dos agentes produtores independentes) deve permanecer com a frequência de declarações semanais, conforme detalhado no item 3.1.1.

Para os agentes da categoria de **comercialização** (abrangendo a classe de agentes importadores e exportadores, comercializadores e varejistas), propõe-se a continuidade da periodicidade de envio semanal de informações com os aprimoramentos recomendados ao longo deste relatório, visando fortalecer tanto a integridade do Monitoramento Prudencial, quanto a segurança do mercado de energia.

Para os **distribuidores**, recomenda-se a manutenção da exclusão da obrigatoriedade de envio das informações estritamente no âmbito do Monitoramento Prudencial, uma vez que o arcabouço regulatório vigente já dispõe de controles adequados para esse segmento.

Ademais, para os agentes da categoria de **consumo**, com base nas análises conduzidas durante o período sombra, a CCEE propõe uma abordagem diferenciada da atual, ajustada conforme o porte e o consumo médio de cada um e detalhada no item 3.1.2 deste relatório, no qual se recomenda:

- i) A exclusão dos consumidores de menor porte (menor que 9MWm) do processo de monitoramento prudencial;
- ii) A criação de uma declaração simplificada para consumidores intermediários (maior ou igual a 9MWm e menor que 80MWm); e
- iii) A permanência dos consumidores de maior porte (maior ou igual a 80MWm) na declaração completa.

3.1.1. Geradores

Após as experiências do período sombra, a CCEE sugere que os agentes geradores devam continuar fornecendo as informações no âmbito do Monitoramento Prudencial com a frequência semanal, como ocorre para os comercializadores. Essa exigência decorre de alguns fatores, como:

- i. Da função dos geradores em garantir o lastro de energia no mercado, essencial para todos os demais agentes;
- ii. Da flexibilidade dos geradores em comprar e vender energia acima ou abaixo de sua garantia física ou capacidade instalada, o que permite alavancagem e os torna similares aos agentes comercializadores;
- iii. Além disso, os geradores enfrentam riscos operacionais que podem afetar a geração prevista, obrigando-os a adquirir energia no mercado e expondo-os a variações de preço que, em situações extremas, podem dificultar o cumprimento dos contratos firmados; e
- iv. Em caso de desligamento de um gerador a pilha de despacho pode sofrer alteração, impactando a formação de preços.

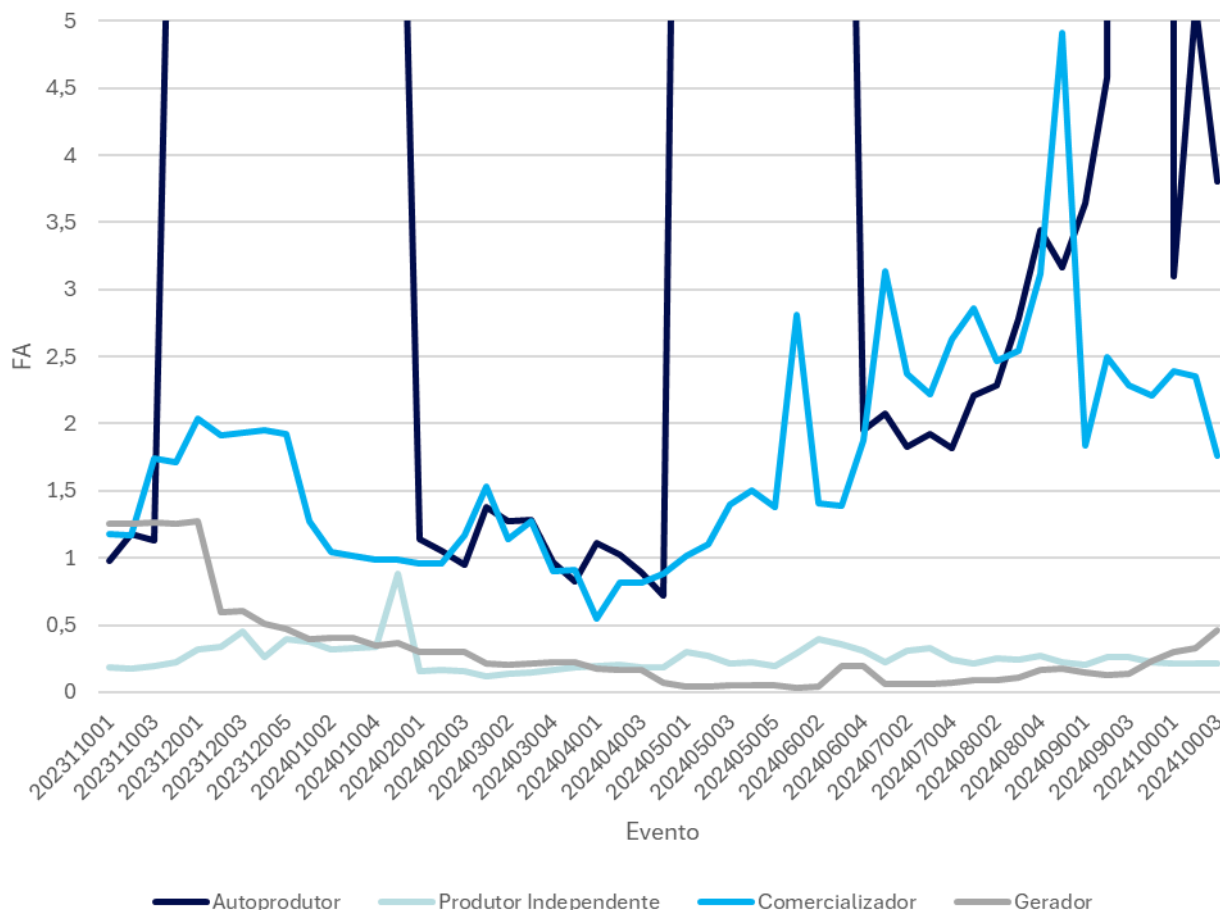
Ademais, foi analisado durante o período sombra a evolução do FA para percentis de interesse específicos de agentes da categoria geração (classes de geradores, produtores independentes e autoprodutores) comparativamente aos agentes comercializadores, cuja natureza do negócio, pela forma de atuação, poderia ensejar maiores níveis de alavancagem.

Nesta avaliação, conforme ilustrado pela Figura 26, observa-se que o FA dos autoprodutores e comercialização foi significativamente superior ao dos geradores e produtores independentes desde o início da implementação do período sombra. Ainda assim, observa-se que os geradores e produtores independentes, apresentaram FAs que ultrapassaram o valor de 0,5 durante alguns eventos de cálculo, indicando um fator de alavancagem que deve ser analisado.

Interpreta-se, dessa forma, que agentes geradores e autoprodutores também apresentaram em algumas oportunidades acima de 50% de seu patrimônio líquido ajustado comprometido em operações de

comercialização de energia elétrica dentro de um horizonte de 7 meses (mês de apuração e 6 meses seguintes). Observa-se, ainda, que a evolução do FA para o percentil de interesse dos autoprodutores supera a escala utilizada no gráfico para eventos específicos desde novembro de 2023.

Figura 26 - Evolução do FA para percentil de interesse dos agentes das classes comercialização, autoprodução, geração e produtores independentes



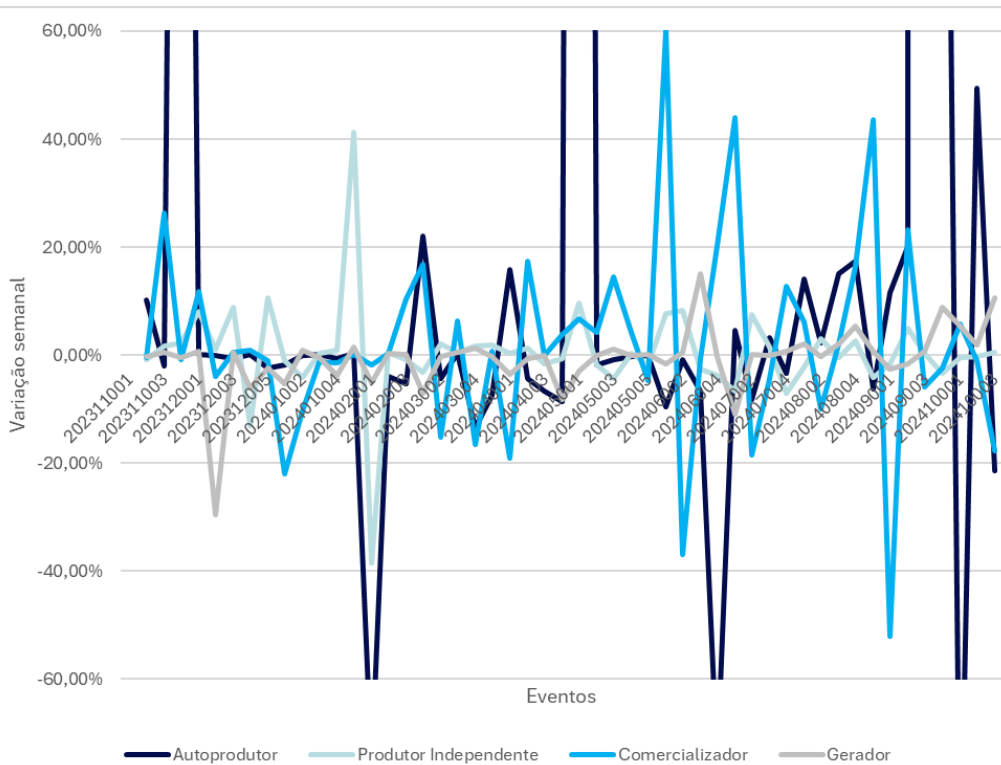
Fonte: Elaboração própria

Além da própria evolução do FA absoluto para os percentis de interesse analisados, também foi estudada a variação semanal do FA normalizado para os mesmos percentis entre um evento e outro, bem como a volatilidade semanal do FA normalizado para todas as classes de agentes supramencionadas dentro de uma janela móvel³⁸ de quatro eventos.

A adoção de uma análise temporal levando em consideração uma normalização do FA, por sua vez, passa pela necessidade de possibilitar a análise de transições entre FAs muito baixos (próximos a zero) para FAs mais elevados sem que ocorra distorção nos cálculos. As evoluções citadas estão ilustradas nas Figuras 27 e 28.

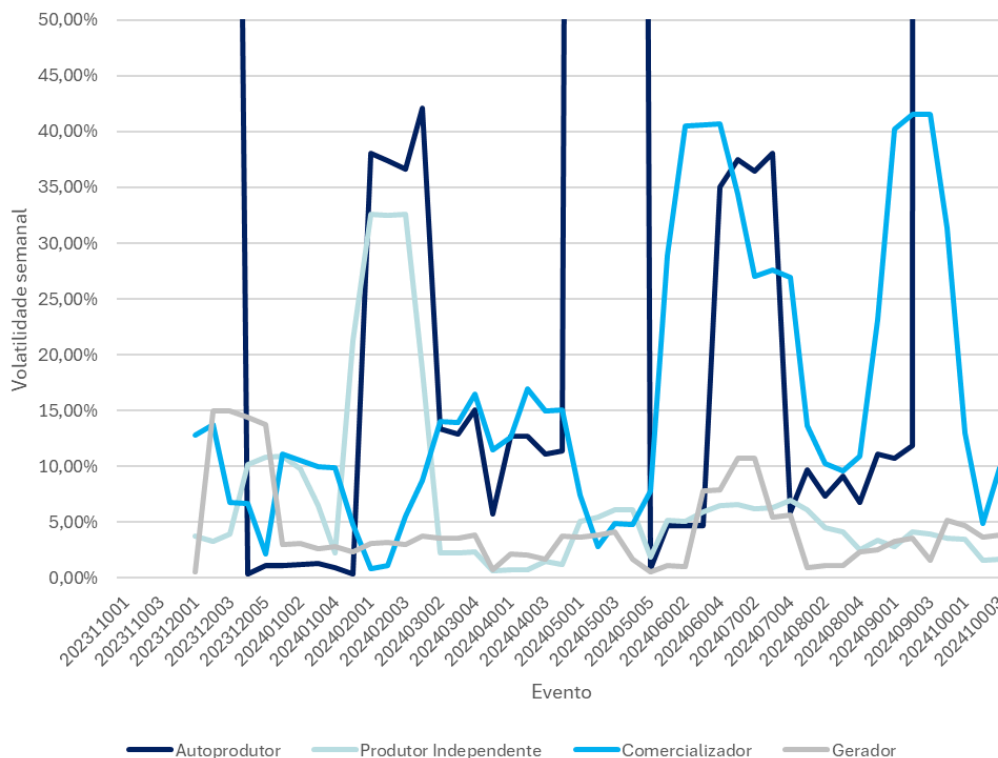
³⁸ Esta janela foi escolhida como forma de reduzir os efeitos de transição de vértice, onde o mês M+1 passa a ser o mês de apuração M+0 e o mês M+7, até então fora do horizonte de varredura, substitui o mês M+6)

Figura 27 - Variação semanal do FA normalizado para percentil de interesse dos agentes das classes comercialização, autoprodução, geração e produtores independentes



Fonte: Elaboração própria

Figura 28 - Volatilidade semanal do FA normalizado para percentil de interesse dos agentes das classes comercialização, autoprodução, geração e produtores independentes (janela móvel de 4 eventos)



Fonte: Elaboração

própria

Observa-se que nos gráficos ilustrados os FAs de autoprodutores e comercializadoras, para o percentil de interesse analisado, possuem maiores variações entre um evento de cálculo e outro, bem como maior volatilidade semanal dentro de uma janela móvel de quatro eventos, o que evidencia a assunção de riscos. Não obstante, ainda que as variações e volatilidade semanais de FA para produtores independentes e geradores assumam um patamar mais baixo que a das demais classes mencionadas, o patamar assumido por esses parâmetros em alguns eventos desde a implementação do período sombra reforça a necessidade de cálculo do FA no formato semanal.

Como conclusão, em relação aos agentes de categoria geração, tendo em vista que os geradores: (i) garantem o lastro de energia no mercado, essencial para todos os demais agentes; (ii) possuem flexibilidade em comprar e vender energia acima ou abaixo de sua garantia física ou capacidade instalada, possibilitando a sua alavancagem; (iii) enfrentam riscos operacionais que podem afetar a geração prevista, obrigando-os a adquirir energia no mercado e expondo-os a variações de preço; (iv) Em caso de desligamento a pilha de despacho pode sofrer alteração, impactando a formação de preços; e (v) possuem fatores de alavancagem com comportamento similar ao dos comercializadores, assim propõe-se manter o padrão adotado durante o período sombra para fins de continuidade no processo de monitoramento prudencial, conforme Tabela 8 a seguir.

Tabela 8 – Declaração dos geradores

Comprometimento no ACR	Declaração do Portfólio (Balanço Energético)	Declaração da Receita decorrente do ACR	Declaração da Exposição das Contrapartes
------------------------	--	---	--

100%	1. Contratos CCEAR-Q, CCEAR-D com obrigação de entrega para usinas térmicas com CVU e usinas a biomassa	Exceto contratos CCEAR-Q, CCEAR-D com obrigação de entrega para usinas térmicas com CVU e usinas a biomassa	Não considera contratos provenientes de leilão
Menor que 100%	1. Contratos CCEAR-Q e CCEAR-D com obrigação de entrega para usinas térmicas com CVU e usinas a biomassa 2. Energia não comprometida no regulado	Exceto contratos CCEAR-Q e CCEAR-D com obrigação de entrega para usinas térmicas com CVU e usinas a biomassa	Apenas contrapartes de CCEAL e CBR

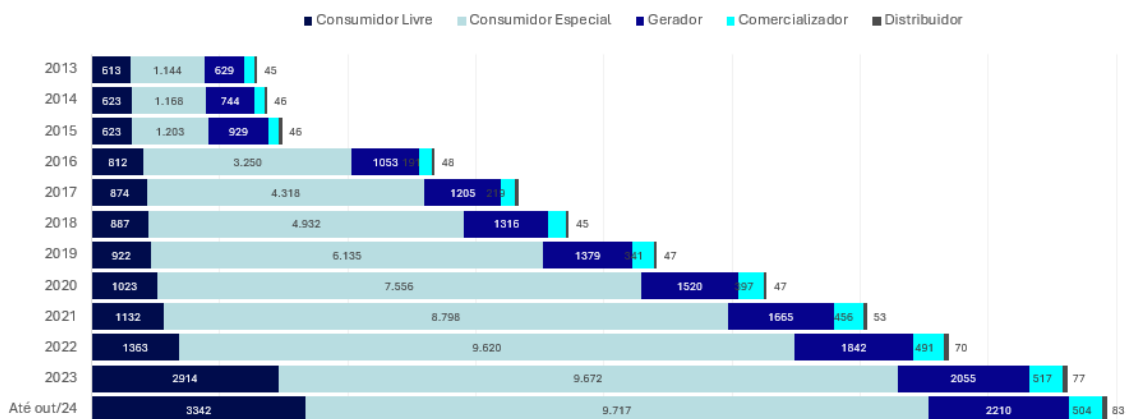
Fonte: Elaboração própria

3.1.2. Consumidores

No âmbito da CP nº 11/2022, a CCEE propôs que os agentes consumidores participassem do Monitoramento Prudencial por meio do envio de declarações simplificadas. Nas contribuições da CP, houve várias manifestações contrárias à participação de consumidores de menor porte no processo, argumentando sobre o custo-benefício da análise e da verificação amostral aleatória das informações, levando em consideração o menor risco associado a esses consumidores.

Os consumidores livres e especiais representam ampla maioria dos agentes da CCEE, como pode ser observado na Figura 29. De acordo com essas contribuições, o envolvimento desses agentes no Monitoramento Prudencial resultaria em um esforço considerável, gerando custos e complexidades para todas as partes envolvidas. No entanto, esses custos poderiam não estar adequados ao nível de risco associado a esse tipo de agente.

Figura 29 - Evolução no número de agentes da CCEE por classe



Fonte: Elaboração própria

Por este motivo, um dos tópicos discutidos e avaliados durante o período sombra, em estreita colaboração do Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial, foi a participação dos consumidores livres e especiais no Monitoramento Prudencial. Destaca-se, nesta seção, a análise realizada e a recomendação da CCEE ao caso em questão.

3.1.2.1. Relevância da participação dos consumidores no Monitoramento Prudencial

Inicialmente, a participação dos consumidores no processo de Monitoramento Prudencial é importante, pois essa categoria está envolvida em uma parcela significativa dos casos de inadimplência na liquidação do MCP, impactando diretamente os demais agentes de mercado, que arcam com os valores rateados em caso de desligamento do agente inadimplente, razão pela qual é necessário o monitoramento dos consumidores para analisar e reduzir riscos financeiros, promovendo a estabilidade do mercado. No entanto, é importante avaliar formas de simplificar a participação dos consumidores, considerando a quantidade e a diversidade dos agentes envolvidos.

O período sombra teve ampla adesão dos agentes, o que permitiu a avaliação de diversos aspectos relacionados à participação dos consumidores. Conforme observado no item 2.1.1, o FA dos consumidores apresentou uma média estável e baixa durante o período.

Durante o período sombra, as convocações realizadas demonstraram que as elevações no FA dos consumidores eram, na maioria dos casos, resultado de erro de preenchimento ou distorções causadas pelo PLA, que carece de ajustes na metodologia. A análise indicou que essas situações não representaram riscos significativos ao mercado.

Além disso, no processo de verificação amostral aleatória e em reuniões com representantes dos consumidores, identificou-se uma dificuldade recorrente, especialmente no entendimento do cálculo do PLA. Segundo os representantes, essa dificuldade é mais acentuada entre consumidores de menor porte, que geralmente não contam com consultoria contábil especializada, conforme citado no item 2.2.4.2.

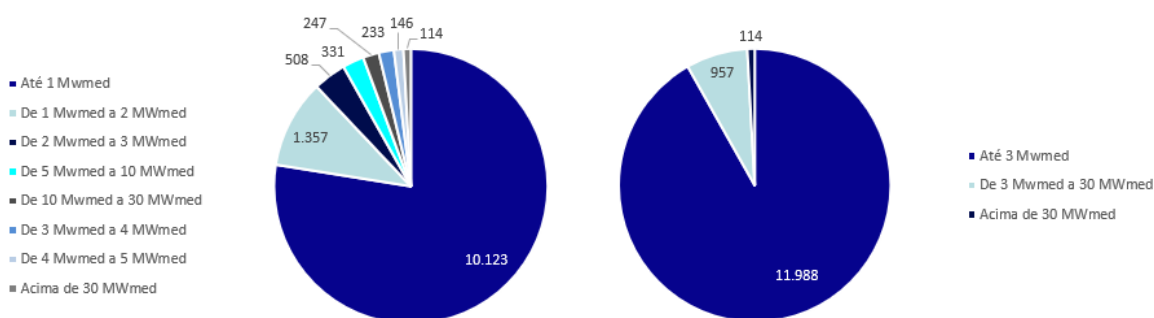
Os dados e *feedbacks* coletados nos 12 meses iniciais do período sombra justificam a adoção de um tratamento diferenciado por porte, mantendo no Monitoramento Prudencial apenas os consumidores que podem representar maior risco ao mercado e buscando a simplificação da declaração. Tais ajustes são essenciais para garantir um processo mais eficiente e adequado à realidade.

Vale destacar que a legislação em vigor não autoriza consumidores a venderem energia no mercado, permitindo apenas a cessão de montantes, limitada ao volume do contrato de compra pré-existente. Portanto, é possível concluir que o risco que um consumidor oferece é proporcional ao seu consumo de energia.

Durante a CP nº 11/2022 foram apresentadas sugestões de categorizações como uma forma de separar as responsabilidades entre os diferentes perfis de consumidores, tais segmentações são apresentadas na Figura 30. Ao avaliá-las verifica-se que a maioria (92,0%) dos consumidores da CCEE possui consumo inferior a 3 MWm, apenas 7,1% dos consumidores possuem consumo entre 3 MWm e 30 MWm, e 0,7% apresentam consumo acima de 30 MWm.

Esses dados demonstram que a maioria dos agentes consumidores possui consumo relativamente baixo, sendo esperado um crescimento expressivo na quantidade de consumidores de menor porte ao longo dos próximos anos, dado o cenário de abertura do mercado de energia elétrica.

Figura 30 - Número de consumidores no ACL por faixa de consumo (out/2024)



Fonte: Elaboração própria

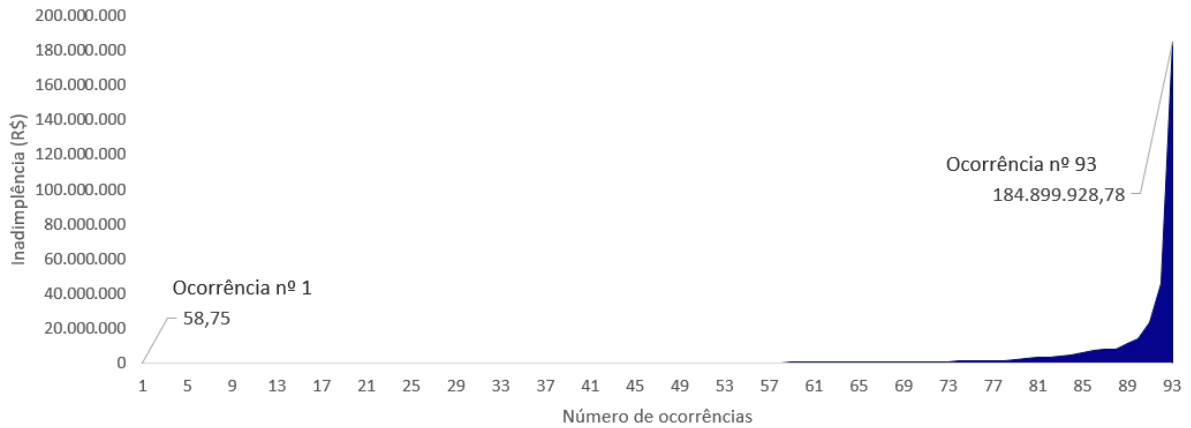
Além do volume de consumo de cada agente, outro dado a ser analisado é o histórico de inadimplência dos consumidores nas liquidações financeiras do MCP com o objetivo de avaliar seu comportamento, bem como o impacto e o risco apresentados ao mercado. A análise histórica da inadimplência pode revelar fatores que influenciam o comportamento de risco. Dessa forma, o exame do histórico de inadimplência é essencial para compreender padrões de comportamento e aprimorar a gestão do risco no mercado.

3.1.2.2. Análise da inadimplência histórica

A análise considerou o histórico de inadimplência dos agentes consumidores no período de janeiro de 2014 a janeiro de 2024, levando em conta exclusivamente as inadimplências referentes às liquidações do MCP (atualizadas para o valor presente) que resultaram no desligamento do agente e, conseqüentemente, no rateio dos débitos aos demais agentes do mercado.

Com base no histórico analisado, foram registradas 93 ocorrências de inadimplência de consumidores no período, conforme apresentado na Figura 31. Como pode ser observado, entre essas ocorrências há uma ampla variação nos montantes financeiros inadimplidos, com o menor valor equivalente a R\$ 58,75, destacado como a ocorrência nº 1, e o maior no valor equivalente a R\$ 184,9 milhões, destacado como ocorrência nº 93.

Figura 31 - Histórico de inadimplência de consumidores na CCEE (R\$)



Fonte: Elaboração própria

A partir dos valores de inadimplência, é possível obter o montante de energia equivalente, em MWm, ao dividir a inadimplência pelo PLD máximo vigente multiplicado pelo número de horas correspondente a um mês. A utilização do PLD máximo (716,80 R\$/MWh) permite identificar o menor consumo que pode provocar a inadimplência relacionada. A equação correspondente está demonstrada no Quadro 2.

Quadro 2 - Montante equivalente ao valor de inadimplência

$$ENERGIA_EQ_CONSUMO_PRUD\ p = \frac{INAD_HISTÓRICA_CONS_PRUD\ p}{PLD_{max} \times 744}$$

ENERGIA_EQ_CONSUMO_PRUD p: Energia Equivalente Consumida para fins de determinação das faixas de consumo para participação no processo de monitoramento prudencial, em MWm.

INAD_HISTÓRICA_CONS_PRUD p: Inadimplência histórica de agentes consumidores na liquidação financeira da CCEE equivalente ao percentil, em R\$.

PLD_MÁX a: PLD máximo regulatório válido para o ano civil em análise conforme determinado pela ANEEL, em R\$/MWh

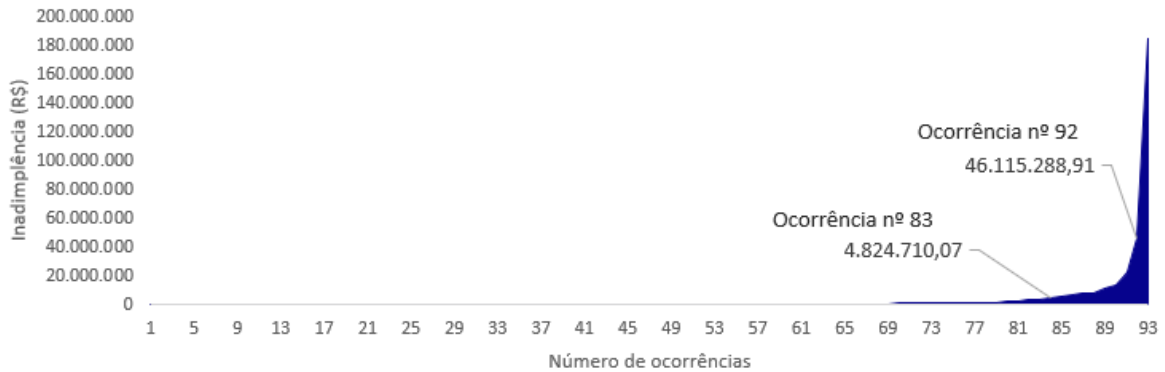
“p”: Percentil de análise.

Fonte: Elaboração própria

Os percentis 90 (p90) e 99 (p99), amplamente utilizados em análises de risco, foram aplicados para identificar as faixas de consumo com maior potencial de impacto em caso de inadimplência. O p90 identifica os consumidores cujos volumes de consumo implicam inadimplências significativas, enquanto o p99 destaca os casos mais raros, porém extremos. Essa abordagem permite diferenciar os níveis de risco de acordo com o porte dos agentes, auxiliando na definição de critérios proporcionais para o Monitoramento Prudencial.

A inadimplência correspondente ao percentil p90 é de R\$ 4,8 milhões, enquanto a equivalente ao percentil p99 atinge R\$ 46,1 milhões, conforme destacado na Figura 32.

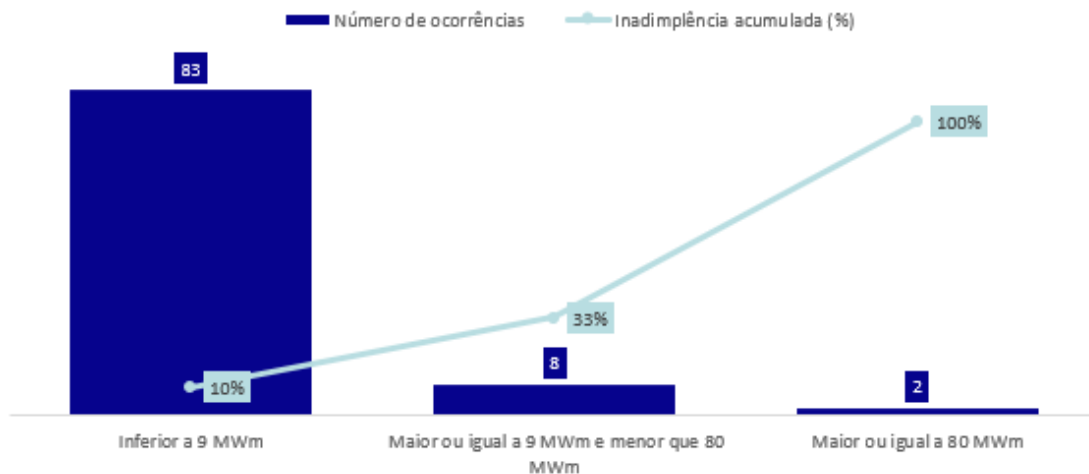
Figura 32 - Histórico de Inadimplência de Consumidores na CCEE (R\$)



Fonte: Elaboração própria

Aplicando a equação do Quadro 2 aos valores de inadimplência determinados, observa-se que os percentis P90 e P99 correspondem a montantes de consumo superiores a 9 MWm e 80 MWm, respectivamente. Além disso, a equação foi aplicada a todas as ocorrências, permitindo a avaliação da frequência e da distribuição da inadimplência de acordo com as faixas de montantes calculados. A Figura 33 apresenta o número de ocorrências e o percentual acumulado de inadimplência conforme as faixas identificadas.

Figura 33 - Número de ocorrências e percentual acumulado de inadimplência por faixa de consumo



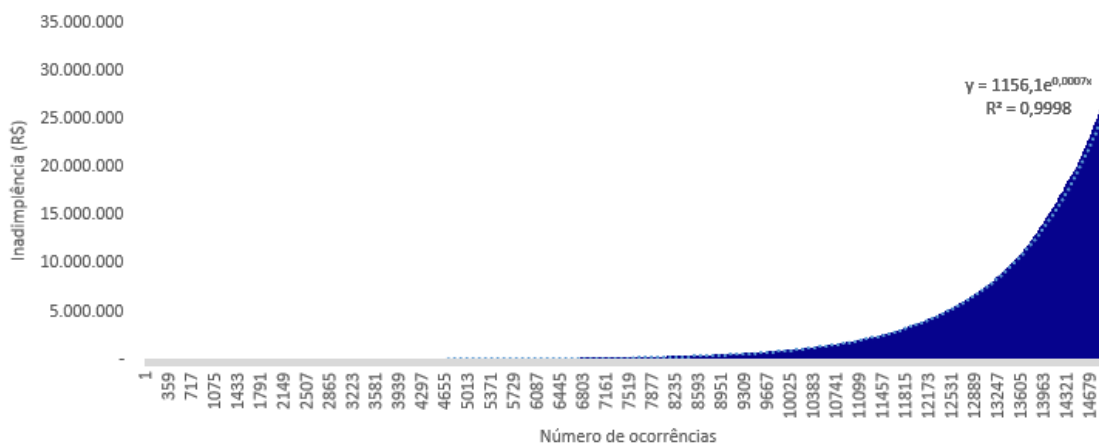
Fonte: Elaboração própria

Por meio do gráfico é possível observar que 90% dos casos de inadimplência correspondem a valores inferiores a 9MWm. No entanto, o impacto financeiro desses casos é limitado, representando apenas 10% valor do total das inadimplências para o período observado. Isso demonstra que, embora os consumidores de menor porte apresentem maior recorrência de inadimplência, seu impacto financeiro é relativamente baixo.

Como o número de ocorrências é relativamente baixo em relação ao total de consumidores, foi realizada uma simulação de Monte Carlo, na qual foram gerados 15 mil eventos de inadimplência. A simulação foi realizada considerando a equação da linha de tendência do gráfico ilustrado na Figura 34, desconsiderando as 3 (três) maiores e as menores ocorrências, com o objetivo de eliminar eventuais outliers da análise.

Como resultado, ao calcular o montante equivalente dos 15 mil eventos, tem-se que apenas 17% dos casos correspondem a um montante superior a 9 MWm, contudo, essas ocorrências representam 83% da inadimplência, reforçando a adoção de 9 MWm como um limite mínimo para a participação de consumidores no Monitoramento Prudencial.

Figura 34 - Simulação da inadimplência usando Monte Carlo



Fonte: Elaboração própria

Embora os consumidores de menor porte tenham apresentado elevação do FA em momentos de volatilidade de preços, conforme citado no item 2.1.1.1, o consumo desses agentes é relativamente baixo, não configurando risco sistêmico ao mercado. Assim, diante das informações coletadas durante o período sombra e da análise da inadimplência histórica, o montante de 9 MWm deve ser estabelecido como o limite mínimo para a participação dos consumidores no Monitoramento Prudencial, sendo que os consumidores com consumo menor a esse valor devem ser isentos de declaração.

Por meio da distribuição de casos e da inadimplência verificada, observa-se que 90% da inadimplência total está concentrada em apenas 10% dos casos (p90), envolvendo consumidores com consumo igual ou superior a 9 MWm.

Além disso, os valores de inadimplência se tornam ainda mais expressivos quando considerados os montantes superiores a 80 MWm, correspondente ao p99. Embora esses casos representem apenas 2% do total, eles respondem por 67% da inadimplência total. Portanto, é necessário estabelecer um limite superior de 80 MWm, correspondente a casos extremos que exigem um monitoramento mais contínuo e rigoroso.

Como resultado, conclui-se que os consumidores devem ser divididos em 3 grupos:

- I. **Consumidores de menor porte:** cujo consumo seja inferior a 9 MWm;
- II. **Consumidores intermediários:** cujo consumo seja maior ou igual a 9 MWm e menor que 80 MWm; e
- III. **Consumidores de maior porte:** cujo consumo seja maior ou igual a 80 MWm.

3.1.2.3. Tipos de declaração

Ao longo do período sombra do Monitoramento Prudencial, a CCEE promoveu eventos de capacitação, plantões de dúvidas, disponibilizou um ramal para o contato direto dos agentes com a equipe de monitoramento e publicou FAQs com os principais dúvidas e orientações. No entanto, conforme dados do processo de verificação amostral aleatória, cerca de 75% dos consumidores sorteados no processo apresentaram não conformidades no PLA, entre outras não conformidades. Mesmo com as ações de capacitação e materiais publicados ao longo do tempo, não se percebeu melhora nos percentuais de não conformidades dos consumidores.

A dificuldade foi ressaltada pelos representantes operacionais dos agentes em reuniões com a equipe de monitoramento. Eles destacaram que a coleta de informações corretas para a declaração é particularmente desafiadora para consumidores de menor porte. De acordo com os representantes, esses consumidores, em geral, não contam com consultoria contábil especializada nem equipes dedicadas à gestão energética, o que torna mais difícil o acompanhamento e a compreensão das mudanças regulatórias no setor elétrico.

Para alinhar-se à realidade dos agentes e obter informações mais precisas, sugere-se a implementação de uma Declaração Simplificada direcionada aos consumidores de porte intermediário. Essa proposta inclui o envio semestral das previsões de consumo e do total de contratos negociados dos próximos 12 meses (M+0 a M+11). As informações, acessíveis apenas à CCEE, permitirão monitorar o nível de exposição dos agentes.

Além disso, conforme a análise do histórico de inadimplência, consumidores de porte intermediário apresentam risco moderado, o que reforça a importância de que esses agentes permaneçam no Monitoramento Prudencial, mas de forma proporcional ao risco que representam. O monitoramento do nível de contratação desses agentes tem com o objetivo evitar que esses agentes fiquem expostos no MCP e que eventuais débitos sejam rateados aos demais agentes do mercado, em caso de inadimplência.

Considerando que a atualização dos portfólios ocorre com menor frequência, a CCEE avalia que a periodicidade semestral para a Declaração Simplificada é compatível com a dinâmica do mercado e proporcional ao risco associado a esses consumidores.

Consumidores com consumo maior ou igual a 80 MWm deverão permanecer obrigados ao envio da Declaração Completa, considerando o impacto significativo que eventual inadimplência pode gerar no MCP, em caso de desligamento do agente. Além disso, o acompanhamento do FA permite avaliar a capacidade financeira desses agentes em relação à sua exposição, proporcionando maior segurança ao mercado, em consonância com o porte desses consumidores.

Em resumo, a Declaração Simplificada será aplicável aos consumidores intermediários (de 9 MWm até 80 MWm), enquanto a Declaração Completa continua obrigatória para os maiores consumidores (maior ou igual a 80 MWm).

Os consumidores de porte intermediário inadimplentes na liquidação do MCP, deverão ser incluídos no Monitoramento Prudencial por 12 meses nas mesmas condições dos maiores consumidores (Declaração Completa). Isso permitirá que a CCEE acompanhe esses agentes e que atue mais rapidamente, caso fique evidenciado um maior risco ao mercado.

A Tabela 9 exibe um resumo de cada tipo de declaração.

Tabela 9 - Tipos de declaração

Declaração Completa	Declaração Simplificada
<ul style="list-style-type: none"> • Previsão de consumo; • Volume dos Contratos negociados; • Preços do recurso e requisito; • Patrimônio Líquido Ajustado; • Fator de alavancagem (Divulgação); • Contrapartes; • Periodicidade: Mensal. 	<ul style="list-style-type: none"> • Previsão de Consumo; • Volume dos Contratos Negociados; • Periodicidade: Semestral.

Fonte: Elaboração própria

3.1.2.4. Conclusão

No âmbito da CP nº 11/2022, a participação dos consumidores no Monitoramento Prudencial foi um dos principais temas discutidos. Os consumidores representam a ampla maioria dos agentes da CCEE, o que gera um volume significativo de declarações, análises e verificações dos dados declarados. Importante destacar que a legislação atual não permite que esses agentes realizem vendas de energia no mercado, assim, o volume de uma eventual inadimplência é diretamente proporcional ao montante de consumo. Assim, foram avaliadas as informações recebidas durante o período sombra e o histórico de inadimplência desses agentes, com o objetivo de identificar padrões e dar tratamento conforme o porte do consumidor, tornando o Monitoramento Prudencial mais eficiente e proporcional.

As informações e dados dos 12 meses iniciais do período sombra justificam a adoção de um tratamento diferenciado por porte, mantendo no Monitoramento Prudencial apenas os consumidores que podem representar um maior risco ao mercado. Também ficou evidenciada a necessidade de simplificar a declaração de parte dos consumidores.

O FA dos consumidores apresentou uma média estável e baixa. Foram convocados no processo de prevenção, consumidores que apresentaram elevação do FA, o que poderia indicar algum risco ao mercado, contudo, a análise dos casos demonstrou que a elevação foi devido a erros no preenchimento dos dados declarados.

A análise do histórico de inadimplência, observando os percentis p90 e p99, revelou que os consumidores abaixo de 9 MWm representam 90% dos casos, mas apenas 10% do montante financeiro. Já os consumidores com consumo entre 9 MWm e 80 MWm representam 9% dos casos e 23% da inadimplência

histórica. Por fim, os consumidores acima de 80 MWm representam apenas 1% dos casos, mas 67% da inadimplência.

Além da divisão por faixas de consumo, também é proposta a criação de uma Declaração Simplificada para os consumidores da faixa intermediária, considerando o risco associado a esses agentes e informações coletadas durante o período sombra.

Em resumo, a classificação dos consumidores por tamanho, para fins de Monitoramento Prudencial, se daria conforme indicado na Tabela 10.

Tabela 10 - Tratamento por porte (out/24)

	Grupo dos menores consumidores	Grupo dos consumidores intermediários	Grupo dos maiores consumidores
Faixa Consumo	> 9 MWm	≥ 9 MWm < 80 MWm	≥ 80 MWm
Nº de agentes CCEE em cada grupo*	12.512	340	30
Participação Prudencial	Isentos de envio de informações no Monitoramento Prudencial	Declaração Simplificada	Declaração Completa

*Desconsidera consumidores com perfil da classe comercializador ou da categoria geração.

Fonte: Elaboração própria

Os consumidores de porte intermediário inadimplentes na liquidação do MCP, devem ser incluídos no Monitoramento Prudencial por 12 meses nas mesmas condições dos maiores consumidores (Declaração Completa).

Como resultado, temos que esta proposta seria capaz de simplificar a participação no processo de Monitoramento Prudencial, sendo dispensados da participação cerca de 97% dos consumidores, restando apenas os maiores agentes.

Por fim, cabe ressaltar que: i) os agentes classificados como consumidores, mas que possuem perfil de geração ou comercialização, participam do Monitoramento Prudencial conforme as exigências aplicáveis a essas outras classes, independentemente do enquadramento que teriam como consumidor e; ii) o consumidor que, no âmbito do Monitoramento Prudencial, estiver obrigado a enviar Declaração Simplificada ou que estiver dispensado de envio de dados ainda poderá participar de procedimentos no âmbito do monitoramento da CCEE ou de eventuais exigências de garantias financeiras em futuros processos de Salvaguardas Financeiras, a serem definidos após a execução do período de sombra, conforme estabelecido na Nota Técnica nº 06735/2021.

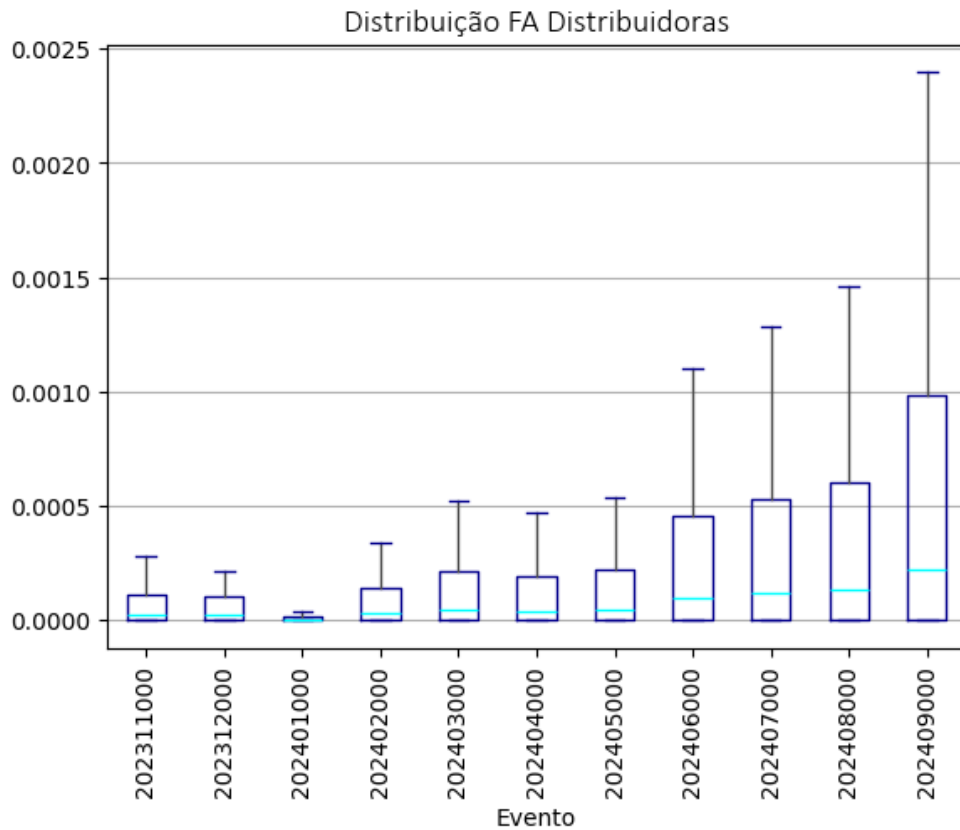
Para tanto, a REN 957/2021, alterada pela REN 1.072/2023, precisará ser alterada para refletir as propostas aqui apresentadas, mais especificamente o art. 135-B, o qual deverá contemplar os agentes que encaminharão as informações completas e, em novo artigo, caberá prever aqueles consumidores que farão envios simplificados ou que estarão isentos de participação estritamente nos processos do Monitoramento Prudencial.

3.1.3. Distribuidores

No início do Monitoramento Prudencial, optou-se por não incluir as distribuidoras no envio das informações para os cálculos do Fator de Alavancagem, considerando que a CCEE possui as informações suficientes para o seu cálculo. Assim, a CCEE realizou simulações dos FAs para as distribuidoras. Esses procedimentos visaram avaliar, de forma abrangente, os impactos potenciais que esses agentes poderiam gerar para o sistema, assegurando que os riscos fossem identificados e mitigados de maneira proativa.

A metodologia utilizada para o cálculo do Fator de Alavancagem de todas as distribuidoras baseia-se em parâmetros que proporcionam uma análise conservadora e sensível às flutuações do mercado, conforme os parâmetros indicados no tópico 3.2.2. O risco de mercado foi avaliado por meio do cálculo do VaR (Value at Risk) com um intervalo de confiança de 95%. O Stress Test foi escolhido como a parcela de risco adicional, sendo alocado peso de 20%. O elemento neutro da multiplicação foi escolhido como coeficiente de correlação entre os vértices dos meses de apuração. O resultado é apresentado na Figura 35 abaixo:

Figura 35 - Simulação dos FA para as distribuidoras



Fonte: Elaboração própria

Os números obtidos nas simulações não revelaram impactos significativos, com os Fatores de Alavancagem sempre permanecendo abaixo de 0,0025. Esse comportamento, consistente com uma alavancagem extremamente baixa, reforça a natureza limitada do efeito das distribuidoras nesse contexto específico de um ambiente já regulado. Vale destacar que, embora essas simulações tenham sido úteis para compreender o comportamento potencial das distribuidoras e revelarem a baixa eficiência do uso dessa metodologia para medir os riscos financeiros e energéticos tomados por esses agentes, eles estão

vinculados a outras obrigações específicas para o segmento de distribuição, estabelecidas pelo arcabouço normativo vigente, e sujeitas a fiscalizações de diversas naturezas.

A ANEEL desempenha um papel crucial na regulação e fiscalização das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, utilizando diversos mecanismos para garantir que as empresas do setor atendam aos requisitos legais e regulatórios e operem com eficiência, qualidade e segurança.

A fiscalização da ANEEL sobre as distribuidoras de energia elétrica envolve uma série de ações, que vão desde a verificação do cumprimento das normas regulatórias até o acompanhamento da performance operacional e financeira das concessionárias. Esses mecanismos têm como objetivo garantir a qualidade do serviço prestado, o atendimento às demandas dos consumidores e a manutenção da segurança e da continuidade do fornecimento de energia elétrica.

i. Capacidade Financeira

A ANEEL realiza rigorosa e restritiva análise da capacidade financeira das distribuidoras. O arcabouço normativo da Aneel estabelece robusto conjunto de obrigações e meios de controle da sustentabilidade econômico-financeira das concessões de distribuição, incluindo a previsão de envio de relatórios contábeis periódicos, que permitem o acompanhamento do nível de endividamento dessas empresas.

Como forma de incentivar o atendimento a índices de referência de sustentabilidade econômico-financeira, há, inclusive, previsão de compromisso de aporte de capital pelo controlador em caso de descumprimento, ou ainda a vedação da celebração de novos atos e negócios jurídicos entre a concessionária e suas partes relacionadas.

ii. Regulação tarifária

Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) estabelecem as regras para reajustes e revisões da tarifa das distribuidoras com base nos investimentos realizados pela distribuidora na expansão e manutenção do sistema de distribuição, bem como nos custos de aquisição de energia e de encargos setoriais.

Cabe destacar que os PRORET incluem mecanismos para incentivar a diligente gestão do portfólio de contratos das distribuidoras, em montantes adequados à demanda energética de seus consumidores. Isso se dá por meio da previsão de glosa de custos de contratos – isto é, do não direito a repassar os custos à tarifa dos consumidores – referentes à contratação que seja considerada excedente ao parâmetro regulatório de limite para sobrecontratação. Por outro lado, a contratação em montantes inferiores à necessidade de energia de seus consumidores também enseja aplicação de sanções às distribuidoras, por meio da limitação dos valores de repasse de custos à tarifa.

As formas autorizadas de aquisição de energia pelas distribuidoras estão também estabelecidas, como rol exaustivo, em normas, bem como as formas de cessão, redução contratual ou venda de energia excedente, de modo que, combinado aos mecanismos de sanção em caso de descumprimento dos limites de sobrecontratação ou exposição supracitados, o arcabouço normativo vigente estabelece considerável incentivo à gestão responsável do portfólio de contratos por parte das distribuidoras.

iii. Auditorias e fiscalizações

A ANEEL realiza auditorias e fiscalizações de forma direta, ou por meio de agências reguladoras estaduais ou de auditores independentes, conforme os regulamentos e resoluções vigentes. Esses procedimentos visam garantir que as distribuidoras cumpram as normas técnicas e operacionais estabelecidas, e que suas práticas financeiras e de gestão estejam em conformidade com as exigências legais.

Nesse contexto, as distribuidoras são obrigadas a fornecer relatórios periódicos que fornecem relevantes informações sobre a situação econômico-financeira das concessões, como Balancete Mensal Padronizado (BMP), o Relatório de Informações Trimestrais (RIT), a Prestação Anual de Contas (PAC) e o Relatório de Controle Patrimonial (RCP), conforme estabelece o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

iv. Outras especificidades do mercado das distribuidoras

Como visto, os mecanismos para manutenção de níveis de contratação dentro dos limites regulatórios reduzem a tendência de exposições da distribuição no mercado de energia. Por outro lado, a venda de energia das distribuidoras é realizada para quantidade relevante de consumidores cativos, para os quais a inadimplência pode implicar a suspensão do fornecimento de energia, medida que traz forte incentivo ao adimplemento. Embora existam regiões e situações com maior propensão à inadimplência, há tanto mecanismos para mitigar essas perdas comerciais quanto dispositivos regulatórios que buscam reduzir o impacto dessas perdas de receita para as distribuidoras, assegurando o repasse – até o limite previamente estabelecido para a concessão – à tarifa dos demais consumidores.

v. Principais conclusões e Proposições

As simulações de Fator de Alavancagem das Distribuidoras demonstraram pouca ou nenhuma alavancagem dos agentes analisados. Adicionalmente, diante dos mecanismos regulatórios para incentivo à manutenção da capacidade econômico-financeira, à diligente gestão do portfólio das distribuidoras e das medidas que mitigam o impacto de inadimplências de contrapartes, fica demonstrado o papel da ANEEL e da CCEE em monitorar e resguardar esses agentes, superando qualquer outro mecanismo de fiscalização externo como o Fator de Alavancagem proposto pelo Monitoramento Prudencial.

Dessa forma, há a compreensão de que outro processo de fiscalização traria custos operacionais adicionais com baixo impacto e eficiência para essa classe, com baixa perspectiva de impacto para o mercado. Reitera-se que as Distribuidoras não necessitam disponibilizar suas informações ao Monitoramento Prudencial, bem como não há necessidade de a CCEE apurar seu FA.

3.2. Cálculo do Fator de Alavancagem

Desde o início do Monitoramento Prudencial, os agentes têm fornecido uma série de dados, permitindo à CCEE calcular e divulgar o FA. Essa medida é essencial para avaliar a alavancagem dos participantes em relação ao seu patrimônio líquido. A fórmula utilizada para o cálculo, considera a diferença entre a medida de risco e o resultado financeiro, dividida pelo patrimônio líquido ajustado, conforme publicada na Nota Técnica 3.1, e representada no Quadro 3:

Quadro 3 – Cálculo do Fator de Alavancagem

$FA_{\alpha,m,pd} = \max \frac{(0; RWA_{\alpha,m,pd} - RES_FIN_{\alpha,m,pd})}{PLA_{\alpha,m,pd}}$
<p><i>FA</i>_{α,m,pd}: Fator de Alavancagem</p> <p><i>RES_FIN</i>_{α,m,pd}: Resultado financeiro do agente para fins de monitoramento prudencial</p> <p><i>RWA</i>_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Somatório das parcelas de risco do agente</p> <p><i>PLA</i>_{α,m,pd}: Patrimônio Líquido Ajustado</p> <p>“α”: agente</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“pd”: período de declarações (a depender da classe do agente “pd”: Período de declarações (a depender da classe do agente)</p>

Fonte: Quadro 29 – Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0)

A primeira parcela descrita pelo RWA trata dos riscos atrelados ao mercado, crédito e operacional, representados pelo RWA_MER, RWA_CRED e RWA_OPER, destaca-se que durante o período sombra as parcelas referentes ao risco de crédito e operacional não possuíram valor, conforme Quadro 4 a seguir:

Quadro 4 – Consolidação das parcelas de risco do agente

$RWA_{\alpha,m,pd} = RWA_MER_{\alpha,m,pd} + RWA_CRED_{\alpha,m,pd} + RWA_OPER_{\alpha,m,pd}$
<p><i>RWA</i>_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Somatório das parcelas de risco do agente</p> <p><i>RWA_MER</i>_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de mercado</p> <p><i>RWA_CRED</i>_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de crédito</p> <p><i>RWA_OPER</i>_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco operacional</p> <p>“α”: agente</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“pd”: período de declarações, a depender da classe do agente.</p>

Fonte: Quadro 26 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

A segunda parcela do cálculo do FA aborda o resultado financeiro dos contratos do agente e é apurado pelo valor total do portfólio, somado ao resultado financeiro dos contratos de preço variáveis acrescido da receita proveniente dos contratos do ambiente regulado, conforme cálculo a seguir:

Quadro 5 – Cálculo do resultado financeiro do agente

$RES_FIN_{\alpha,m,pd} = PnL_{\alpha,m,pd} + FIN_PV_{\alpha,m,pd} + \sum_{mi} DEC_VL_TOT_ACR_{\alpha,m,mi,pd}$
<p>RES_FIN_{α,m,pd}: Resultado financeiro do agente para fins de monitoramento prudencial</p> <p>PnL_{α,m,pd}: Valor Total do Portfólio</p> <p>FIN_PV_{α,m,pd}: Resultado Financeiro proveniente da parcela fixa dos contratos com Preço Variável</p> <p>DEC_VL_TOT_ACR_{α,m,mi,pd}: Receita dos contratos ACR com abatimento de saldos a pagar, exceto CCEAR-Q</p> <p>“α”: agente</p> <p>“s”: submercado</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“mi”: Vértices. Mês de referência para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+6”</p> <p>“pd”: Período de declarações (a depender da classe do agente)</p>

Fonte: Quadro 27 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

Por fim, a última variável participante da apuração do FA é o PLA que representa a capacidade financeira do agente e o seu cálculo ocorre através do patrimônio líquido do agente subtraído de deduções, essas deduções tratam de itens com baixa ou nenhuma liquidez, assim é apurado pela seguinte formulação:

Quadro 6 – Cálculo do Patrimônio Líquido Ajustado

$PLA_{\alpha,m,pd} = PL_{\alpha,m,pd} - Deduções_{\alpha,m,pd}$
<p>PLA_{α,m,pd}: Patrimônio Líquido Ajustado</p> <p>PL_{α,m,pd}: Patrimônio Líquido</p> <p>Deduções_{α,m,pd}: Deduções conforme descrito abaixo</p> <p>“α”: agente</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“pd”: período de declarações (a depender da classe do agente)</p>

Fonte: Quadro 30 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

Assim, os tópicos a seguir abordarão as melhorias e avaliações realizadas durante o período sombra do Monitoramento Prudencial relacionadas aos temas que impactem o FA.

3.2.1. Horizonte de declaração

Nos termos da REN 1.072/2023 e do Manual Algébrico do Monitoramento Prudencial durante o período sombra os agentes das categorias comercialização (agentes comercializadores, varejistas, e importadores e exportadores), consumo (consumidores livres e consumidores especiais) e geração (agentes geradores, produtores independentes e autoprodutores) foram submetidos ao envio periódico, com frequência mensal e semanal para o horizonte de 7 meses (mês de apuração e próximos 6 meses), de seus dados de contratos de compra e venda consolidados, previsão de geração, consumo e receita decorrente de contratações do mercado regulado, quando aplicável, visando ao cálculo de seu FA.

Durante este período foram realizadas análises sobre a necessidade de alteração do horizonte de declaração para o cálculo do FA dos agentes. Esses estudos consideraram o aprimoramento dos mecanismos de análise da alavancagem dos agentes e o esforço necessário para a realização de uma declaração distinta da atual. O objetivo foi assegurar que o processo mantivesse sua eficiência e que os dados reportados refletissem, com maior precisão, a situação financeira dos agentes. Esse aprimoramento contribui para um monitoramento mais eficaz pela CCEE e para a divulgação de informações de maior relevância ao mercado.

Atualmente, com o horizonte de declaração de 7 meses e com a aplicação de matriz de correlação unitária entre os vértices M+0, M+1, M+2, M+3, M+4, M+5 e M+6, o equacionamento da medida de risco e resultado financeiro do período agregado (M+0 a M+6) se dá conforme Quadro 7:

Quadro 7 – Medida de risco e resultado financeiro do período agregado e por vértice

$RWA_{M+0 \text{ a } M+6} - RES_FIN_{M+0 \text{ a } M+6} = \sum_{M+0}^{M+6} (RWA_{mi} - RES_FIN_{mi})$
<p>RWA (Risk-Weighted Asset): somatório das parcelas de risco do agente;</p> <p>RES_FIN: resultado financeiro do agente para fins de monitoramento prudencial;</p> <p>mi: Vértices. Mês de referência para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração (M+0) e valor final é igual ao mês M+6.</p>

Fonte: Elaboração própria

De forma análoga, um horizonte de declaração com N meses resultaria em um equacionamento da medida de risco e resultado financeiro do período agregado (M+0 a M+N) como a somatória da medida de risco e resultado financeiro dos períodos individualizados (M+0, M+1, M+2, ..., M+N).

Adicionalmente, a visualização do FA do período agregado, de M+0 a M+N, também está relacionada à somatória dos FAs de cada vértice (M+0 a M+N), conforme Quadro 7, desde que mantido o PLA para todo o período analisado. O cálculo do FA para o período agregado, no entanto, não necessariamente se mostra equivalente à somatória dos FAs dos vértices compreendidos no horizonte de varredura, uma vez que, conforme apresentado no Quadro 8, o resultado financeiro negativo de um agente para um mês específico pode ser compensado por um eventual resultado financeiro positivo em outro mês da análise. Logo, a somatória dos FAs dos vértices de um evento, à luz das condições atuais do Monitoramento Prudencial, será sempre igual ou superior ao FA agregado do período estudado.

Quadro 8 – Relação entre o FA agregado e FA por vértices

$FA_{M+0 \text{ a } M+N} \leq \sum_{M+0}^{M+N} FA_{mi}$
<p>FA: FA do agente;</p> <p>mi: Vértices. Mês de referência para fins do Monitoramento Prudencial, valor inicial é igual ao mês (M+0) e valor final é igual ao mês M+N.</p>

Fonte: Elaboração própria

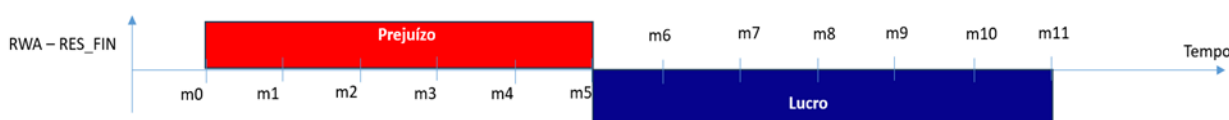
Diante do cenário atual, com horizonte de declaração de 7 meses, foram avaliadas alternativas ao período declarado de portfólio pelos agentes, quais sejam:

- **Alternativa 1:** a ampliação do horizonte de declaração para período equivalente a 1 ano (12 meses), visando maior abrangência do portfólio do agente ao longo de um ano completo. Essa extensão permitiria que todos os períodos climáticos, incluindo os períodos úmido e seco, fossem devidamente contemplados, capturando os efeitos da sazonalidade e os impactos das variações climáticas no desempenho do portfólio.
- **Alternativa 2:** a separação do FA em vértices, o que envolve a divisão mais detalhada do risco ao longo do tempo, com a avaliação de diferentes pontos ou marcos ao longo do horizonte de declaração. Com isso, a gestão do portfólio pode ser ajustada de maneira mais específica e precisa, refletindo as variações na alavancagem de forma mais alinhada com os perfis de risco e retorno em cada momento do período considerado.

Com relação à alternativa 1, identificou-se que: o aumento do prazo para 12 meses, embora ofereça uma visão mais ampla do portfólio ao longo de um ano completo, possui aspectos negativos ao apresentar potencial para diluir a percepção de riscos de curto prazo, conforme ilustrado na Figura 36 e evidenciado pelo equacionamento do Quadro 8.

Nessa figura, em caso hipotético, observa-se que os prejuízos acumulados nos primeiros seis meses poderiam ser compensados pelos lucros nos seis meses seguintes, o que mascararia eventuais perdas relevantes no curto prazo. Esse efeito pode levar à subestimação da sensibilidade da alavancagem em intervalos menores, diminuindo a transparência sobre o desempenho real do portfólio em momentos críticos, além de resultar em uma menor vigilância sobre riscos iminentes que, caso ignorados, poderiam representar uma ameaça ao MCP. O prolongamento do horizonte, ao suavizar a percepção dos riscos em curto prazo, permite que potenciais perdas acumuladas passem despercebidas até que alcancem proporções significativas, aumentando assim a probabilidade de impactos mais graves no âmbito bilateral e de liquidação do MCP.

Figura 36 - Exemplo de medida de risco e resultado financeiro ao longo de 12 meses



Fonte: Elaboração própria

Além do efeito previamente mencionado de diluição de riscos quando períodos negativos são compensados por períodos positivos, permanece a possibilidade de que certos períodos de desempenho negativo sejam tão intensos que o agente não consiga sustentar sua posição até o momento em que os lucros se materializem. Nesses casos, a alavancagem elevada em um momento adverso pode sobrecarregar a capacidade financeira do agente, resultando em uma exposição tão significativa que inviabilize a continuidade de suas operações antes que o portfólio retorne a uma fase lucrativa. Essa vulnerabilidade ressalta a importância de uma gestão rigorosa e detalhada da alavancagem, pois períodos

de perdas acentuadas podem rapidamente escalar em impacto, provocando consequências para o agente e, potencialmente, aumentando, o risco sistêmico para o mercado.

Quanto à alternativa 2, propõe-se separar o FA em vértices, o que traz benefícios por promover uma análise mais detalhada e sensível aos riscos de curto prazo, que poderiam ser diluídos na avaliação agregada do FA. Ao dividir a alavancagem em diferentes vértices, é possível captar flutuações e exposições de risco específicas em intervalos mais curtos, permitindo uma resposta mais ágil e precisa a eventos adversos. Esse detalhamento permite identificar momentos críticos de aumento de risco, evitando que meses positivos subsequentes ocultem as variações adversas, como ocorre em uma análise consolidada.

Com a separação em vértices, o resultado traz uma visão mais realista e preventiva dos riscos, fortalecendo a transparência e a segurança do mercado ao captar com mais precisão os movimentos de curto prazo e adaptar as estratégias de alavancagem conforme necessário.

Ademais, no intuito de testar empiricamente os pontos mencionados, a partir de casos reais e concretos, foram realizadas simulações de FA e FA Risco com maior granularidade, distribuídos por vértice, em portfólios selecionados preventivamente com base em critérios de interesse para análise de risco. Conforme ilustrado na Figura 37, esses portfólios foram testados em diferentes cenários de mercado e preços ao longo do tempo, permitindo uma avaliação detalhada da sensibilidade da alavancagem em cada mês. Essa abordagem evidenciou períodos específicos com elevado risco potencial associado a altas alavancagens. A simulação separação dos vértices ofereceu uma visão mais clara e antecipada de momentos que poderiam exigir maior atenção ou ajustes preventivos, proporcionando uma gestão de risco mais precisa e detalhada quando comparada com a visão agregada da atual metodologia.

Figura 37 - Simulação de portfólios sob a perspectiva do FA por vértice e agregado

Agente	Cenário	M0		M1		M2		M0 a M6	
		FA	FA Risco	FA	FA Risco	FA	FA Risco	FA	FA Risco
Portfólio 1 set24 v1	BBCE 02.10.2024	0,00	0,00	0,74	0,05	0,00	0,18	0,38	0,24
Portfólio 2 set24 v2	BBCE 02.10.2024	0,00	0,00	0,04	0,01	0,00	0,12	0,00	0,19
Portfólio 3 out24 v1	BBCE 02.10.2024	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,09	0,00	0,11
Portfólio 4 out24 v2	BBCE 02.10.2024	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,09	0,00	0,08
Portfólio 5 out24 v3	BBCE 02.10.2024	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00	0,10	0,00	0,12
Portfólio 1 set24 v1	BBCE 09.10.2024	0,00	0,00	0,69	0,03	0,00	0,16	0,82	0,29
Portfólio 2 set24 v2	BBCE 09.10.2024	0,00	0,00	0,02	0,01	0,00	0,11	0,09	0,22
Portfólio 3 out24 v1	BBCE 09.10.2024	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,08	0,00	0,05
Portfólio 4 out24 v2	BBCE 09.10.2024	0,00	0,00	0,00	0,06	0,03	0,09	0,00	0,01
Portfólio 5 out24 v3	BBCE 09.10.2024	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,09	0,00	0,06
Portfólio 1 set24 v1	BBCE 15.10.2024	0,00	0,01	0,47	0,04	0,39	0,10	1,03	0,07
Portfólio 2 set24 v2	BBCE 15.10.2024	0,00	0,00	0,00	0,01	0,13	0,07	0,39	0,06
Portfólio 3 out24 v1	BBCE 15.10.2024	0,06	0,00	0,00	0,07	0,18	0,05	0,45	0,10
Portfólio 4 out24 v2	BBCE 15.10.2024	0,00	0,02	0,00	0,08	0,23	0,05	0,44	0,08
Portfólio 5 out24 v3	BBCE 15.10.2024	0,00	0,00	0,05	0,09	0,28	0,05	0,31	0,12
Portfólio 1 set24 v1	BBCE 31.10.2024	0,00	0,01	0,24	0,04	0,63	0,11	1,09	0,09
Portfólio 2 set24 v2	BBCE 31.10.2024	0,00	0,00	0,00	0,01	0,30	0,07	0,50	0,07
Portfólio 3 out24 v1	BBCE 31.10.2024	0,05	0,00	0,30	0,06	0,29	0,05	0,83	0,08
Portfólio 4 out24 v2	BBCE 31.10.2024	0,00	0,02	0,32	0,07	0,36	0,06	0,76	0,05
Portfólio 5 out24 v3	BBCE 31.10.2024	0,00	0,00	0,52	0,08	0,41	0,06	0,77	0,09
Portfólio 1 set24 v1	BBCE 05.11.2024	0,00	0,00	0,20	0,01	0,70	0,08	1,15	0,07
Portfólio 2 set24 v2	BBCE 05.11.2024	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,06	0,54	0,05
Portfólio 3 out24 v1	BBCE 05.11.2024	0,05	0,00	0,29	0,02	0,33	0,04	0,84	0,03
Portfólio 4 out24 v2	BBCE 05.11.2024	0,00	0,00	0,31	0,03	0,39	0,04	0,76	0,02
Portfólio 5 out24 v3	BBCE 05.11.2024	0,00	0,00	0,51	0,03	0,44	0,04	0,77	0,04

Portfólio atualizado na data da marcação a mercado

Fonte: Elaboração própria

Ainda que a separação do FA por vértice traga benefícios na identificação de riscos em intervalos mais curtos, a conciliação desta alteração com a ampliação do horizonte de análise para 12 meses não se justifica.

Esse aumento exigiria um esforço considerável para adaptar a dinâmica de mercado existente por parte dos agentes em suas declarações, além de um impacto substancial em termos de capacidade computacional e armazenamento de dados, sem que o benefício efetivo fosse proporcional. Analisar riscos de forma separada em períodos que excedem M+6 não se mostra vantajoso, pois esses intervalos estendidos geralmente não representam riscos iminentes ao mercado e poderiam ser avaliados em outras dinâmicas de prevenção existentes na área de Segurança de Mercado da CCEE.

A complexidade adicional introduzida por um horizonte mais longo resultaria em sobrecarga de processos e de infraestrutura, enquanto o foco em um prazo de até sete meses (M+0 a M+6), com segmentação em vértices, já é suficiente para fornecer a visibilidade necessária sobre possíveis variações adversas. Desse modo, um horizonte mais extenso pode gerar esforços desproporcionais em relação ao benefício marginal de identificação de riscos, desviando a atenção dos aspectos mais críticos e imediatos do monitoramento de alavancagem dos agentes.

O FA será divulgado de forma **agregada**, conforme procedimento vigente, sem detalhamento individual por vértice.

Por outro lado, os dados segregados em vértices estarão disponíveis exclusivamente para o agente declarante e para a CCEE, garantindo que apenas as partes diretamente envolvidas tenham acesso a informações mais específicas. Essa medida visa equilibrar a necessidade de monitoramento e transparência do sistema com a proteção das estratégias particulares dos agentes no mercado.

Diante do exposto, propõe-se a manutenção do horizonte de declaração atual do FA de 7 meses (mês de apuração e 6 meses seguintes) com implementação de separação do FA em vértices, sendo estes restritos aos agentes declarantes e à CCEE. O FA agregado (M+0 a M+6) continuará a ser divulgado ao mercado. Portanto, a regulação poderá ser mantida nos termos atualmente previstos quanto aos horizontes, havendo somente a necessidade de algumas adequações algébricas para a apuração do FA por vértice.

3.2.2. Parâmetros de cálculo

Neste tópico serão apresentados as análises e resultados a respeito da proposta dos parâmetros utilizados no cálculo do FA, principalmente aqueles que impactam a parcela de Ativos Ponderados pelo Risco (RWA), que incluem: (i) definição da métrica de risco adicional (CVaR ou Stress Test); (ii) peso atribuído à métrica de risco adicional; (iii) intervalo de confiança aplicado ao VaR; (iv) utilização do multiplicador anticíclico (Kt); (v) apuração da volatilidade histórica; e (vi) coeficiente de correlação entre os vértices, as avaliações de tais parâmetros têm como objetivo subsidiar a calibração destes parâmetros após o período sombra.

A princípio, cumpre apresentar o cálculo do Fator de Alavancagem que é apurado pela seguinte álgebra destacada no Quadro 10:

Quadro 9 - Cálculo do Fator de Alavancagem

$FA_{\alpha,m,pd} = \max \left(0; \frac{RWA_{\alpha,m,pd} - RES_FIN_{\alpha,m,pd}}{PLA_{\alpha,m,pd}} \right)$
<p>FA_{α,m}: Fator de Alavancagem</p> <p>RES_FIN_{α,m,pd}: Resultado financeiro do agente para fins de monitoramento prudencial</p> <p>RWA_{α,m} (Risk-Weighted Asset): Somatório das parcelas de risco do agente</p> <p>PLA_{α,m}: Patrimônio Líquido Ajustado</p> <p>“α”: agente</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“pd”: período de declarações (a depender da classe do agente)</p>

Fonte: Quadro 29 - Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0)

Nota-se que o FA é composto por 3 variáveis, os parâmetros discutidos neste tópico impactam diretamente o RWA que é o valor de risco em que os agentes estão expostos, seu cálculo decorre da agregação das parcelas RWA_MER, RWA_CRED e RWA_OPER, conforme formulação do Quadro 11 abaixo:

Quadro 10 - Cálculo da parcela risco do agente

$RWA_{\alpha,m,pd} = RWA_MER_{\alpha,m,pd} + RWA_CRED_{\alpha,m,pd} + RWA_OPER_{\alpha,m,pd}$
<p>RWA_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Somatório das parcelas de risco do agente</p> <p>RWA_MER_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de mercado</p>

RWA_CRED $_{\alpha,m,pd}$ (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de crédito
RWA_OPER $_{\alpha,m,pd}$ (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco operacional
“ α ”: agente
“m”: mês de apuração
“pd”: período de declarações, a depender da classe do agente

Fonte: Quadro 26 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

Vale destacar que, durante o período sombra, as parcelas RWA_CRED e RWA_OPER tiveram seus valores definidos como zero. Portanto, os parâmetros avaliados impactam diretamente apenas a parcela RWA_MER.

A fim de subsidiar a definição dos parâmetros foram realizadas diversas simulações, considerando 13 portfólios de agentes recebidos durante o período sombra no processo de verificação aleatória ou no processo de prevenção do monitoramento. Os portfólios selecionados apresentam as seguintes características:

- a. Portfólio sem contratos – Figura 38
- b. Portfólio com preço incorreto – Figura 39
- c. Portfólio sem exposição – Figura 40
- d. Portfólio vendido com preços baixos – Figura 41
- e. Portfólio comprado em m+2 e vendido nos demais vértices – Figura 42
- f. Portfólio com posição vendida a partir do M+3 – Figura 43
- g. Portfólio com posição comprada – Figura 44
- h. Portfólio com posição comprada e com preço do recurso superior ao de venda – Figura 45
- i. Portfólio vendido até m+4 e comprado a partir de m+5 e m+6 – Figura 46
- j. Portfólio comprado em m+1, m+2, m+4 e m+6 e vendido nos demais vértices com preços próximos - Figura 47
- k. Portfólio com exposição à fonte de energia e submercado, com posição pequena – Figura 48
- l. Portfólio com posição relevante e exposição relevante nos submercados – Figura 49
- m. Portfólio com posição relevante e pouca exposição à fonte de energia e submercado – Figura 50

Os portfólios analisados estão representados nas Figuras 38 a 50, nas quais é possível observar características específicas para cada produto, como posições compradas e vendidas, além de condições como margens e exposições ajustadas por submercado. Essas figuras ilustram a diversidade dos portfólios e permitem uma comparação visual direta entre diferentes estratégias de exposição ao risco.

Figura 38 - Portfólio sem contratos ("a")

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	2.306,28	2.306,28	2.306,28	2.306,28	2.306,28	2.306,28	2.306,28
EXPOSIÇÕES	UNID		M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
SUL	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
NORDESTE	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
NORTE	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CONVENCIONAL	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I0	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I5	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CQ5	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I8	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I1	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
RECURSO	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
REQUISITO	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
NET ENERGÉTICO	MWm		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Elaboração própria

Figura 39 - Portfólio com preço incorreto – indicado com a cor laranja ("b")

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	29.646.000,00						
EXPOSIÇÕES	UNID		M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm		4,150000	4,150000	3,150000	7,150000	7,150000	7,150000	9,650000
SUL	MWm		2,500000	3,200000	3,200000	4,000000	2,500000	-0,500000	-0,500000
NORDESTE	MWm		-6,720430	-7,183908	-6,720430	-6,944444	-6,720430	-6,944444	-6,720430
NORTE	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CONVENCIONAL	MWm		1,779570	1,316092	0,779570	19,555556	19,779570	19,555556	14,779570
I0	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I5	MWm		-1,850000	-1,150000	-1,150000	-15,350000	-16,850000	-19,850000	-12,350000
CQ5	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I8	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I1	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
RECURSO	MWm		121,000000	137,950000	130,950000	118,750000	117,250000	114,250000	126,250000
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh		94,010000	94,150000	95,010000	9412,000000	94,040000	93,770000	103,120000
REQUISITO	MWm		121,070430	137,783908	131,320430	114,544444	114,320430	114,544444	123,820430
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh		99,280000	96,520000	97,780000	101,870000	101,930000	101,870000	98,680000
NET ENERGÉTICO	MWm		-0,070430	0,166092	-0,370430	4,205556	2,929570	-0,294444	2,429570

Fonte: Elaboração própria

Figura 40 - Portfólio sem exposição ("c")

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	10.718.935,01	10.718.935,01	10.718.935,01	10.718.935,01	10.718.935,01	10.718.935,01	10.718.935,01
EXPOSIÇÕES	UNID		M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
SUL	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
NORDESTE	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
NORTE	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CONVENCIONAL	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I0	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I5	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CQ5	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I8	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
I1	MWm		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
RECURSO	MWm		3,2000	3,2000	3,2000	3,2000	3,2000	3,2000	3,2000
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh		318,4500	318,4500	318,4500	318,4500	318,4500	318,4500	318,4500
REQUISITO	MWm		3,2000	3,2000	3,2000	3,2000	3,2000	3,2000	3,2000
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh		318,4500	318,4500	318,4500	318,4500	318,4500	318,4500	318,4500
NET ENERGÉTICO	MWm		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Elaboração própria

Figura 41 - Portfólio vendido com preços baixos (“d”)

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	11.804.841,00						
EXPOSIÇÕES	UNID	M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6	
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm	3,575829	-43,726901	-44,694346	-43,747773	-118,557282	-115,893280	-116,516257	
SUL	MWm	-1,900452	-1,873167	-1,866849	-1,841222	-1,858785	-1,948738	-1,932785	
NORDESTE	MWm	-1,411559	-1,431944	-1,411559	-1,431944	-1,411559	-1,411559	-1,431944	
NORTE	MWm	-0,300000	-0,300000	-0,300000	-0,300000	-0,300000	-0,300000	-0,300000	
CONVENCIONAL	MWm	10,731183	-36,300001	-37,300002	-36,300001	-110,668817	-107,702420	-107,740278	
I0	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
I5	MWm	-10,767365	-11,032011	-10,972752	-11,020938	-11,458809	-11,851157	-12,440708	
CQ5	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
I8	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
I1	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
RECURSO	MWm	42,291438	4,376875	4,274099	4,336389	4,934839	4,944247	5,002222	
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh	67,890000	102,680000	103,190000	102,430000	114,030000	114,060000	113,170000	
REQUISITO	MWm	42,327620	51,708887	52,546853	51,657328	127,062465	124,497824	125,183208	
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh	88,270000	86,580000	86,490000	87,650000	95,190000	95,150000	95,470000	
NET ENERGÉTICO	MWm	-0,036182	-47,332012	-48,272754	-47,320939	-122,127626	-119,553577	-120,180986	

Fonte: Elaboração própria

Figura 42 - Portfólio comprado em m+2 e vendido nos demais vértices (“e”)

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	11.597.000,00						
EXPOSIÇÕES	UNID	M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6	
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm	-3,456683	-79,126094	43,702450	-2,378350	-2,698350	-2,938360	-16,347760	
SUL	MWm	-0,731175	-0,808631	-0,848000	-0,848000	-0,869000	-1,086000	-1,301000	
NORDESTE	MWm	-1,751279	-2,076582	-2,240900	-2,662900	-2,662900	-2,723900	-3,445900	
NORTE	MWm	-0,237173	-0,227841	-0,288000	-0,288000	-0,288000	-0,288000	-0,288000	
CONVENCIONAL	MWm	-20,027184	-95,668632	28,500000	-17,000000	-17,000000	-17,000000	-35,900000	
I0	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
I5	MWm	27,150192	26,539611	25,644000	25,222000	25,136000	24,815990	30,370190	
CQ5	MWm	-13,299318	-13,110127	-13,818450	-14,399250	-14,654250	-14,852250	-15,852850	
I8	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
I1	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
RECURSO	MWm	226,863441	161,695402	240,000000	187,000000	187,000000	187,000000	176,100000	
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh	105,342835	120,766731	103,355708	112,905187	112,905187	112,905187	121,680806	
REQUISITO	MWm	233,039751	243,934550	199,674450	193,177250	193,518250	194,036260	197,482660	
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh	103,928822	101,183893	105,717289	107,128027	107,138207	107,153602	111,625947	
NET ENERGÉTICO	MWm	-6,176310	-82,239148	40,325550	-6,177250	-6,518250	-7,036260	-21,382660	

Fonte: Elaboração própria

Figura 43 - Portfólio com posição vendida a partir do M+3 (“f”)

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	1.936.851.598,21						
EXPOSIÇÕES	UNID	M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6	
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm	-0,722298	-0,752775	0,718545	-16,337392	-22,120765	-26,486124	3,560319	
SUL	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
NORDESTE	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
NORTE	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
CONVENCIONAL	MWm	-0,722298	-0,752775	-1,187039	-0,166330	-0,073353	-0,046165	-0,070030	
I0	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
I5	MWm	0,000000	0,000000	1,905584	-16,171062	-22,047412	-26,439959	3,630349	
CQ5	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
I8	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
I1	MWm	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
RECURSO	MWm	0,000000	0,000000	1,905584	23,587866	30,095444	32,220755	32,960706	
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh	0,000000	0,000000	68,500000	332,170000	332,900000	333,060000	332,670000	
REQUISITO	MWm	0,722298	0,752775	1,187039	39,925258	52,216209	58,706879	29,400387	
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh	65,110000	68,150000	68,500000	332,170000	332,900000	333,060000	332,670000	
NET ENERGÉTICO	MWm	-0,722298	-0,752775	0,718545	-16,337392	-22,120765	-26,486124	3,560319	

Fonte: Elaboração própria

Figura 44 - Portfólio com posição comprada (“g”)

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	47.741.806,00						
EXPOSIÇÕES	UNID		M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm		59,641862	56,703351	53,461081	73,229654	68,512497	67,919949	65,546527
SUL	MWm		-46,449231	-50,394511	-46,254833	-48,598542	-50,805425	-52,372611	-53,665347
NORDESTE	MWm		-2,644000	-2,704000	-2,824000	-3,126000	-3,126000	-3,126000	-3,786000
NORTE	MWm		-0,330000	-0,330000	-0,580000	-0,680000	-1,170000	-1,170000	-1,170000
CONVENCIONAL	MWm		59,600000	57,600000	54,600000	75,600000	69,600000	69,600000	67,600000
I0	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I5	MWm		-44,765401	-49,700850	-46,188505	-50,120777	-51,551842	-53,708440	-55,996734
CQ5	MWm		-3,030000	-3,030000	-3,030000	-3,030000	-3,030000	-3,030000	-3,030000
I8	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I1	MWm		-1,585968	-1,594310	-1,579247	-1,624111	-1,607086	-1,610222	-1,648086
RECURSO	MWm		157,287000	155,287000	152,287000	159,210000	159,210000	159,210000	157,210000
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh		130,530000	131,310000	132,500000	129,900000	129,900000	129,900000	134,130000
REQUISITO	MWm		147,068369	152,012160	148,484752	138,384888	145,798928	147,958662	150,284820
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh		150,340000	150,240000	150,860000	157,960000	155,830000	155,460000	154,950000
NET ENERGÉTICO	MWm		10,218631	3,274840	3,802248	20,825112	13,411072	11,251338	6,925180

Fonte: Elaboração própria

Figura 45 - Portfólio com posição comprada e com preço do recurso superior ao de venda (“h”)

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	46.642.577,71						
EXPOSIÇÕES	UNID		M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm		115,220387	256,369800	256,369800	256,369800	256,369800	256,369800	256,369800
SUL	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
NORDESTE	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
NORTE	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CONVENCIONAL	MWm		115,220387	256,369800	256,369800	256,369800	256,369800	256,369800	256,369800
I0	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I5	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CQ5	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I8	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I1	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
RECURSO	MWm		366,520387	274,369800	274,369800	274,369800	274,369800	274,369800	274,369800
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh		269,310000	204,510000	204,510000	204,510000	204,510000	204,510000	204,510000
REQUISITO	MWm		251,300000	18,000000	18,000000	18,000000	18,000000	18,000000	18,000000
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh		183,075408	185,460000	185,460000	185,460000	185,460000	185,460000	185,460000
NET ENERGÉTICO	MWm		115,220387	256,369800	256,369800	256,369800	256,369800	256,369800	256,369800

Fonte: Elaboração própria

Figura 46 - Portfólio vendido até m+4 e comprado a partir de m+5 e m+6 (“i”)

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	16.940.466,82						
EXPOSIÇÕES	UNID		M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm		-96,388900	-113,605100	-124,953700	-124,780200	-124,441100	-124,509100	-124,858000
SUL	MWm		-19,389100	-21,998000	-20,202000	-19,476200	-18,702000	-18,702000	-18,702000
NORDESTE	MWm		69,172600	90,096100	99,633800	106,181400	133,182200	158,858000	158,271900
NORTE	MWm		-1,263800	-1,032700	-1,012300	-1,073900	-1,094300	-1,047400	-1,079800
CONVENCIONAL	MWm		-21,211100	-23,748000	-23,324900	-23,488200	-23,279400	-23,484600	-23,613200
I0	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I5	MWm		-26,658100	-22,791700	-23,209300	-15,660700	5,590800	17,862200	17,023400
CQ5	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	6,633400	20,221900	20,221900
I8	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I1	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
RECURSO	MWm		138,657600	143,746000	141,136900	147,665800	174,532300	200,350300	199,784800
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh		143,368100	157,053000	163,771300	165,101400	171,863800	176,236500	176,175500
REQUISITO	MWm		186,526800	190,285700	187,671100	186,814700	185,587500	185,750800	186,152700
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh		186,329400	186,956000	186,614900	186,458800	186,297700	186,294300	186,345700
NET ENERGÉTICO	MWm		-47,869200	-46,539700	-46,534200	-39,148900	-11,055200	14,599500	13,632100

Fonte: Elaboração própria

Figura 47 - Portfólio comprado em m+1, m+2, m+4 e m+6 e vendido nos demais vértices com preços próximos (“j”)

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	96.622.207,34						
EXPOSIÇÕES	UNID		M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm		-7,737987	11,325304	7,372490	0,027809	4,757565	1,497667	7,649660
SUL	MWm		-1,363200	-1,725358	-1,714919	-1,714126	-1,974042	-2,446936	-2,375136
NORDESTE	MWm		-0,850000	0,097000	0,037000	-0,010043	-0,106043	-0,107611	-0,106043
NORTE	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-0,029570
CONVENCIONAL	MWm		-29,472194	-17,618293	-21,415250	-20,707756	-15,772259	-17,551222	-10,679167
IO	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I5	MWm		6,242229	14,208293	13,910043	5,804449	5,342792	3,434564	2,801132
CQ5	MWm		14,408778	14,316946	14,309778	14,316946	14,316946	14,309778	14,266946
I8	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I1	MWm		-1,130000	-1,210000	-1,110000	-1,110000	-1,210000	-1,250000	-1,250000
RECURSO	MWm		481,607750	472,386363	438,807694	703,618943	694,388505	684,523334	591,405532
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh		95,201165	97,963801	100,659766	110,496838	111,509273	111,442296	119,905528
REQUISITO	MWm		491,558937	462,689416	433,113124	705,315303	691,711025	685,580214	586,266621
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh		101,194871	104,837746	107,430043	114,187036	115,833165	116,408482	125,846073
NET ENERGÉTICO	MWm		-9,951187	9,696946	5,694571	-1,696360	2,677480	-1,056881	5,138911

Fonte: Elaboração própria

Figura 48 - Portfólio com exposição à fonte de energia e submercado, com posição pequena (“k”)

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	47.741.806,00						
EXPOSIÇÕES	UNID		M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm		59,641862	56,703351	53,461081	73,229654	68,512497	67,919949	65,546527
SUL	MWm		-46,449231	-50,394511	-46,254833	-48,598542	-50,805425	-52,372611	-53,665347
NORDESTE	MWm		-2,644000	-2,704000	-2,824000	-3,126000	-3,126000	-3,126000	-3,786000
NORTE	MWm		-0,330000	-0,330000	-0,580000	-0,680000	-1,170000	-1,170000	-1,170000
CONVENCIONAL	MWm		59,600000	57,600000	54,600000	75,600000	69,600000	69,600000	67,600000
IO	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I5	MWm		-44,765401	-49,700850	-46,188505	-50,120777	-51,551842	-53,708440	-55,996734
CQ5	MWm		-3,030000	-3,030000	-3,030000	-3,030000	-3,030000	-3,030000	-3,030000
I8	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I1	MWm		-1,585968	-1,594310	-1,579247	-1,624111	-1,607086	-1,610222	-1,648086
RECURSO	MWm		157,287000	155,287000	152,287000	159,210000	159,210000	159,210000	157,210000
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh		130,530000	131,310000	132,500000	129,900000	129,900000	129,900000	134,130000
REQUISITO	MWm		147,068369	152,012160	148,484752	138,384888	145,798928	147,958662	150,284820
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh		150,340000	150,240000	150,860000	157,960000	155,830000	155,460000	154,950000
NET ENERGÉTICO	MWm		10,218631	3,274840	3,802248	20,825112	13,411072	11,251338	6,925180

Fonte: Elaboração própria

Figura 49 - Portfólio com posição relevante e exposição relevante nos submercados (“l”)

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	411.586.372,12						
EXPOSIÇÕES	UNID		M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm		-271,607214	-284,121046	-272,680508	-285,390382	-298,888077	-294,605085	-294,696799
SUL	MWm		77,999961	47,524739	23,941295	19,247889	-8,767880	-45,551034	-39,340548
NORDESTE	MWm		233,592936	255,952501	256,729981	272,304290	323,905963	345,912406	332,406287
NORTE	MWm		-4,643000	-4,565000	-4,536000	-4,543000	-4,493000	-4,493000	-4,478000
CONVENCIONAL	MWm		69,465976	15,900497	-14,245145	-1,143647	-19,670112	-55,627744	-60,502239
IO	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I5	MWm		-34,123293	-1,109303	17,699913	2,762444	31,427118	56,891031	54,393179
CQ5	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I8	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I1	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
RECURSO	MWm		2485,418132	2469,335428	2480,854544	2536,906148	2581,556178	2556,798173	2488,856041
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh		158,895509	160,300465	163,134291	164,554434	165,134727	165,723874	167,550372
REQUISITO	MWm		2450,075449	2454,544234	2477,399776	2535,287351	2569,799172	2555,534886	2494,965101
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh		167,081593	167,521739	170,053764	171,673600	171,722309	171,822889	173,714297
NET ENERGÉTICO	MWm		35,342683	14,791194	3,454768	1,618797	11,757006	1,263287	-6,109060

Fonte: Elaboração própria

Figura 50 - Portfólio com posição relevante e pouca exposição à fonte de energia e submercado (“m”)

Patrimônio Líquido Ajustado		R\$	96.622.207,34						
EXPOSIÇÕES	UNID		M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
PORTFÓLIO - PREÇO FIXO, CONSUMO E GERAÇÃO									
SE/CO	MWm		-7,737987	11,325304	7,372490	0,027809	4,757565	1,497667	7,649660
SUL	MWm		-1,363200	-1,725358	-1,714919	-1,714126	-1,974042	-2,446936	-2,375136
NORDESTE	MWm		-0,850000	0,097000	0,037000	-0,010043	-0,106043	-0,107611	-0,106043
NORTE	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-0,029570
CONVENCIONAL	MWm		-29,472194	-17,618293	-21,415250	-20,707756	-15,772259	-17,551222	-10,679167
I0	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I5	MWm		6,242229	14,208293	13,910043	5,804449	5,342792	3,434564	2,801132
CQ5	MWm		14,408778	14,316946	14,309778	14,316946	14,316946	14,309778	14,266946
I8	MWm		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
I1	MWm		-1,130000	-1,210000	-1,110000	-1,110000	-1,210000	-1,250000	-1,250000
RECURSO	MWm		481,607750	472,386363	438,807694	703,618943	694,388503	684,523334	591,405532
PREÇO MÉDIO RECURSO	R\$/MWh		95,201165	97,963801	100,659766	110,496838	111,509273	111,442296	119,905528
REQUISITO	MWm		491,558937	462,689416	433,113124	705,315303	691,711025	685,580214	586,266621
PREÇO MÉDIO REQUISITO	R\$/MWh		101,194871	104,837746	107,430043	114,187036	115,833165	116,408482	125,846073
NET ENERGÉTICO	MWm		-9,951187	9,696946	5,694571	-1,696360	2,677480	-1,056881	5,138911

Fonte: Elaboração própria

(i) Definição da métrica de risco adicional (CVaR ou Stress Test)

A parcela referente ao risco de mercado (RWA_MER) que faz referência às perdas potenciais oriundas da exposição à variação de preço detidos por um agente, é realizada pela álgebra destacada no Quadro 12 abaixo:

Quadro 11 - Cálculo da parcela de risco de mercado

$$\begin{aligned}
 &RWA_MER_{\alpha,m,pd} \\
 &= \max \left(\left(\frac{K_{pd}}{T} \sum_{mi=0}^{T-1} VaR_TOT_{\alpha,m,pd-1} \right); VaR_TOT_{\alpha,m,pd} \right) + \theta_{pd} \\
 &* \max \left(\left(\frac{K_{pd}}{T} \sum_{mi=0}^{T-1} Risc_Adic_{\alpha,m,pd-mi} \right); Risco_Adic_{\alpha,m,mi,pd} \right)
 \end{aligned}$$

RWA_MER_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de mercado

K_{pd}: Multiplicador Anticíclico

T: Quantidade de períodos “pd” que será apurada a média do VaR_TOT_{pd}

q_{pd} (Letra grega Teta): Peso Alocado à Métrica de Risco Adicional no instante “pd”

Risco_Adic_{α,m,mi,pd}: Risco adicional, se definido como CVaR ou STest

“α”: agente

“m”: mês de apuração

“pd”: Período de declarações (a depender da classe do agente)

“mi”: Vértices. Mês de referência da garantia financeira para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+6”

“mi*”: Vértice a ser correlacionado à “mi”

Fonte: Quadro 18 – Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0)

Verifica-se que a variável Risc_Adic é crítica para o cálculo do RWA_MER e apurada por meio de metodologias como o *Conditional Value at Risk* (CVaR) ou por Stress Test, ambas essenciais para analisar a resiliência do portfólio dos agentes em cenários adversos.

Para obter os resultados com a metodologia CVaR é utilizado a seguinte formulação:

Quadro 12 - Cálculo do valor condicional em risco

$CVaR_{\alpha,m,mi,pd} = \frac{1}{1-\phi} * \int_{\phi}^1 VaR_{\alpha,m,mi,pd} d_{mi}$
<p>$CVaR_{\alpha,m,mi,pd}$: Valor Condicional em Risco (Conditional Value at Risk ou Expected Shortfall) para cada vértice “mi”</p> <p>ϕ (Letra grega Fi): Fator de confiança</p> <p>$VaR_{\alpha,m,mi,pd}$ (Value at Risk): Valor em Risco</p> <p>“α”: agente</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“pd”: Período de declarações (a depender da classe do agente)</p> <p>“mi”: Vértices. Mês de referência da garantia financeira para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+6”</p>

Fonte: Quadro 19 – Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0)

Enquanto para o cálculo da parcela do teste de estresse (STest), a metodologia para a seleção dos valores de preço de estresse são utilizados os extremos das variações históricas de preços, considerando k-ésimo percentis superior e inferior da amostra de preços disponíveis no momento de cálculo, e aplicando como limitadores os valores vigentes de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) mínimo e máximo, ambos definidos anualmente pela ANEEL, para todos os submercados e vértices, conforme indicado nos quadros seguir:

Quadro 13 – Conjunto das variações históricas de preço para o teste de estresse (STest)

<p><i>Considerando os valores de retorno (r) relativos aos preços da curva forward:</i></p> $CONJ_VARIACAO_STRESS_{mi,d} = r_{mi,d} * \sqrt{D}$
<p>$CONJ_VARIACAO_STRESS_{mi,d}$: Conjunto das variações de preços históricas para cálculo dos cenários de estresse</p> <p>$r_{mi,d}$: Retorno linear</p> <p>D_{mi}: Dias uteis para Liquidação</p> <p>“mi”: Vértices. Mês de referência da garantia financeira para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+6”</p> <p>“d”: dia da publicação do preço “mi”: Vértices. Mês de referência da garantia financeira para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+6”</p>

Fonte: Quadro 20 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

A partir do cálculo de variações históricas de preços indicada no Quadro 14, obtém-se um conjunto de “N” amostras, que são ordenadas e identificados os k-ésimos percentis (Pk), para a definição dos preços de estresse e assim são utilizados os percentis 1% (k=1) e 99% (k=99).

Atualmente, na identificação do k-ésimo percentil é utilizado o arredondamento do resultado apurado no Quadro 15. A amostra “N” trata de todo o histórico disponível de preços da curva *forward*³⁹, sendo importante ressaltar que essa abordagem poderá ser revista no futuro.

Quadro 14 - Percentil da amostra de retornos lineares

$P_{1,mi} \text{ (posição short)} = \frac{1 * N_{mi}}{100}$ $P_{99,mi} \text{ (posição long)} = \frac{99 * N_{mi}}{100}$
<p>$P_{k,mi}$: k-ésimo Percentil da amostra de retornos lineares calculados para o mês “mi”</p> <p>Posição Long: Verificação positiva do balanço energético, quando se identifica um montante de recurso superior ao de requisitos</p> <p>Posição Short: Verificação negativa do balanço energético, quando se identifica um montante de recurso inferior ao de requisitos</p> <p>N_{mi}: Tamanho das amostras dos retornos lineares calculados para o mês “mi”</p> <p>“mi”: Vértices. Mês de referência da garantia financeira para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+6”</p>

Fonte: Quadro 21 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

Assim, considerando as posições dos percentis superior e inferior da amostra de variações de preços disponíveis, e aplicando como limitadores os valores vigentes de PLD mínimo e máximo, para todos os submercados e vértices, temos os preços de estresse definidos conforme equação no Quadro 16.

Quadro 15 - Cálculo para os preços do teste de estresse

$PStress_{mi} \text{ (Posição Long)}$ $= \max \left(PLD_{MIN_f}, PREÇO_{MtM_{m,mi,pd}} \right)$ $* \left(1 - CONJ_{VARIACAO_{STRESS}}(mi, d P_{1,mi}) \right)$ $PStress_{mi} \text{ (Posição Short)}$ $= \min \left(PLD_{MAX_EST_f}, PREÇO_{MtM_{m,mi,pd}} * (1 \right.$ $\left. + CONJ_{VARIACAO_{STRESS}}(mi, d P_{99,mi}) \right)$
<p>$PStress_{mi}$: Preços para Teste de Estresse</p> <p>Posição Long: Verificação positiva do balanço energético, quando se identifica um montante de recurso superior ao de requisitos</p> <p>Posição Short: Verificação negativa do balanço energético, quando se identifica um montante de recurso inferior ao de requisitos</p> <p>PLD_{MIN_f}: Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo</p> <p>$PLD_{MAX_EST_f}$: Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças</p> <p>$CONJ_{VARIACAO_{STRESS}_{mi,d}}$: Conjunto das variações de preços históricas para cálculo dos cenários de estresse</p> <p>“f”: ano de apuração</p>

³⁹ Histórico de preços considerados a partir de janeiro de 2020.

“mi”: Vértices. Mês de referência da garantia financeira para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+6”

Fonte: Quadro 22 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

Dado o esclarecimento algébrico do StressTest e do CvaR, cabe esclarecer conceitualmente ambas as metodologias.

O CvaR, também conhecido como Valor em Risco Condicional, é uma métrica utilizada para medir o risco de perdas extremas além do VaR. O CvaR calcula a média das perdas nos piores cenários, sendo particularmente útil em ambientes voláteis, e que as distribuições históricas de preços apresentem caudas longas, como o mercado de energia.

Essa métrica permite estimar as possíveis perdas em condições adversas, como variações bruscas na oferta e demanda de energia, falhas no sistema, ou impactos climáticos. Por isso, o CvaR fornece uma visão mais ampla dos riscos financeiros em relação ao VaR, o que é fundamental para gerenciar contratos de longo prazo e a exposição a eventos raros.

O CvaR é utilizado para:

- i. Gestão de riscos financeiros: auxilia empresas, como geradores, distribuidores, comercializadores, e consumidores de energia a entender melhor o impacto de eventos de mercado severos, como flutuações bruscas nos preços ou mudanças repentinas na demanda;
- ii. Planejamento de capital e alocação de recursos: Ao calcular possíveis perdas em condições adversas, o CvaR ajuda na tomada de decisões sobre como alocar capital para cobrir riscos extremos; e
- iii. Avaliação de contratos de longo prazo: Para contratos de compra e venda de energia, o CvaR auxilia na compreensão dos riscos associados a variações imprevisíveis no mercado, proporcionando uma análise mais profunda do que o VaR isoladamente.

O *Stress Test* é uma simulação de cenários financeiros extremos, projetada para avaliar a capacidade de um agente em enfrentar condições adversas sem comprometer sua saúde financeira. Esse processo envolve a aplicação de perturbações no mercado, como variações acentuadas nos preços de energia ou crises econômicas, com o objetivo de precificar o portfólio em cenários extremos. O modelo testado durante o período sombra baseia-se no histórico de preços, utilizando o percentil 99 para posições long e o percentil 1 para posições short. Esses percentis são aplicados ao preço de mercado, e, para a valoração da parcela de risco, considera-se o valor do pior preço para o portfólio do agente, o qual é limitado pelos limites mínimos e máximos do PLD.

O *Stress Test* é utilizado para:

- i. Identificação de Riscos: O *stress test* ajuda a identificar possíveis fragilidades financeiras que não seriam evidentes em cenários normais;
- ii. Cenários de Mercado: Análise de diferentes cenários de mercado, como flutuações de preços, crises econômicas e mudanças nas políticas regulatórias através de dados históricos que simulam condições de estresse, ajudando a prever comportamentos futuros;
- iii. Mitigação de Riscos: Ao identificar essas fragilidades, a CCEE pode exigir maiores garantias, minimizando o risco de inadimplência que poderia afetar o equilíbrio do mercado de energia; e

- iv. Apoio na Tomada de Decisão: Os resultados do *stress test* ajudam a definir políticas mais adequadas de alavancagem e garantias, considerando as particularidades de cada contraparte com antecedência a um possível evento de estresse.

Uma vez apresentados os conceitos, foi analisado como cada métrica contribui para a análise de risco e os principais efeitos com a aplicação de cada na parcela do RWA_MER.

Para a simulação, foram considerados preços direcionados a cenários diversificados, buscando amostras que combinassem variações de preços altos e baixos, bem como volatilidades elevadas e reduzidas. Os preços utilizados são apresentados na Tabela 11 a seguir:

Tabela 11 - Preços e Cenários para a análise de risco

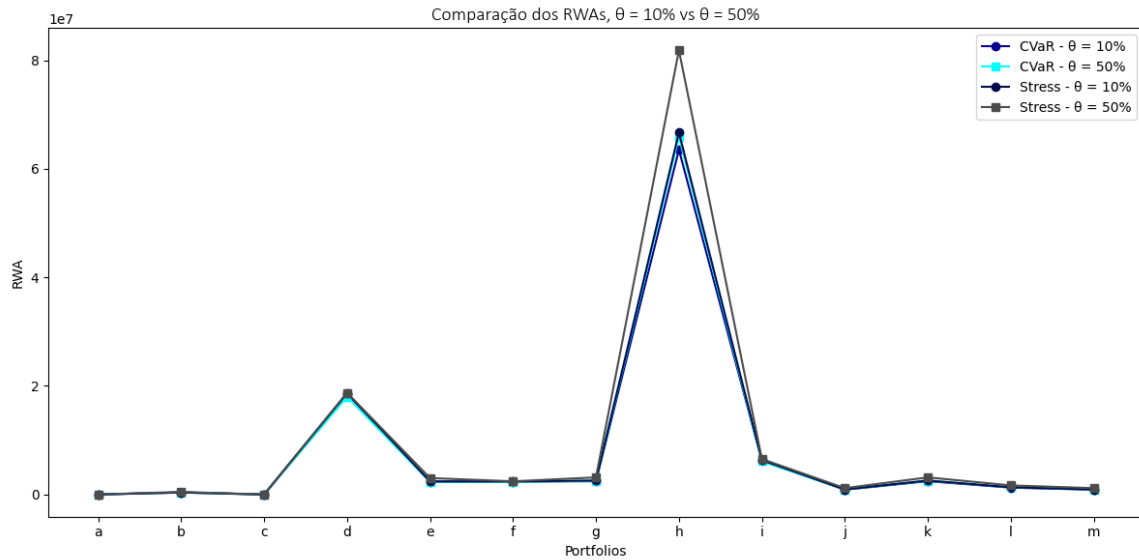
#	Cenário	Referência	Métrica	M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
1	Preços altos e volatilidade alta	07/10/2024	Preço (R\$/MWh)	307,6	348,5	351,2	258,8	222,8	192,1	181,6
			Volatilidade (%)	0	6,274	9,504	13,77	14,36	13,16	11,39
2	Preços altos e volatilidade alta	30/09/2024	Preço (R\$/MWh)	308	555,1	453,9	346,9	254,8	254,8	254,8
			Volatilidade (%)	6,4	13,46	14,44	14,46	14,26	9,549	9,555
3	Preços baixos e volatilidade alta	08/04/2024	Preço (R\$/MWh)	63	64,72	66,52	73,38	83,79	96,98	102,3
			Volatilidade (%)	2,923	4,269	6,578	8,45	10,11	11,05	11,65
4	Preços baixos e volatilidade baixa	22/01/2024	Preço (R\$/MWh)	63,12	65,32	66,21	67,01	68,47	68,27	80,75
			Volatilidade (%)	1,628	1,263	1,018	0,896	0,511	0,764	1,293
5	Preços intermediários e volatilidade alta	27/05/2024	Preço (R\$/MWh)	62,23	63,72	93,37	138,5	166,4	167,5	167,5
			Volatilidade (%)	2,459	3,595	8,22	13,93	15,03	11,69	11,99
6	Preços intermediários e volatilidade baixa	05/02/2024	Preço (R\$/MWh)	63,63	67,02	69,22	71,52	74,47	119,4	119,4
			Volatilidade (%)	1,637	1,227	1,082	0,873	0,835	6,839	7,416
7	Preço médio superior a 300 R\$/MWh	23/09/2024	Preço (R\$/MWh)	297,3	531,7	449,2	352,2	253	253	253
			Volatilidade (%)	6,514	13,78	15,73	14,82	12,53	9,796	9,802

Fonte: Dcide

Considerando os cenários de preços dispostos, observou-se que os mais adequados para a aplicação das métricas de risco adicional são aqueles refletem as situações mais adversas, nas quais o mercado está sob maior estresse, nesse contexto, serão apresentados os resultados obtidos para os dois cenários com maiores preços e volatilidade (Cenários 1 e 2).

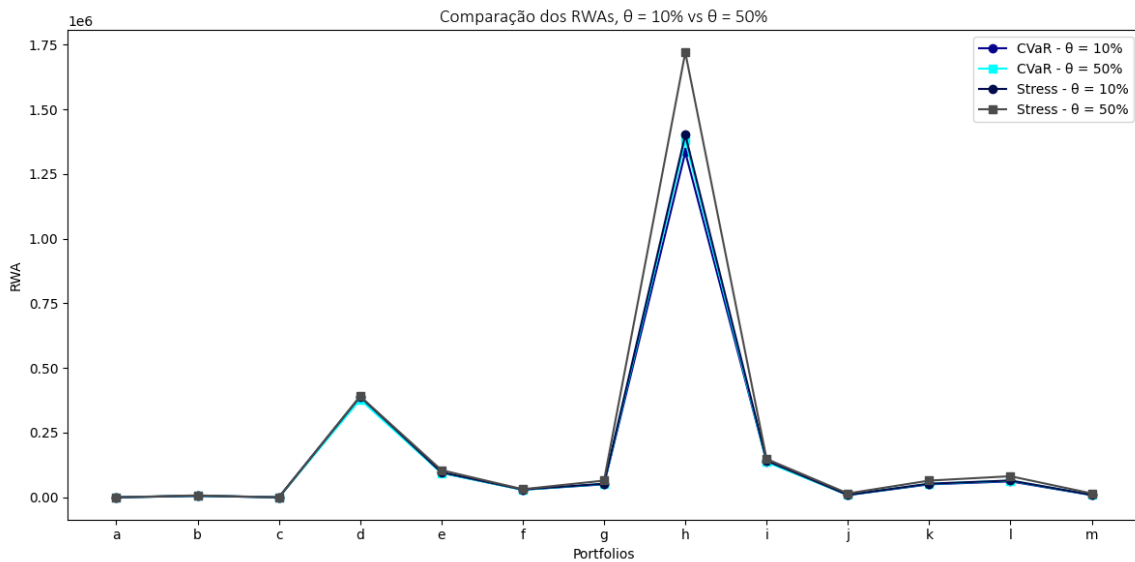
Os portfólios utilizados nas simulações são os mesmos apresentados no início deste tópico. Para fins de comparação, foram adotados os pesos θ (theta) de 10% e 50%, os quais são aplicados à parcela de risco adicional. A seguir, são apresentados os resultados obtidos:

Figura 51 - Comparação do RWA - cenário 1



Fonte: Elaboração própria

Figura 52 – Comparação do RWA – cenário 2



Fonte:

Elaboração própria

As análises indicam que os valores de RWA são mais elevados quando utilizado o *Stress Test*, em comparação com o CVAR, se considerados os mesmos valores de θ (theta). Inclusive para o portfólio “h”, por exemplo, o uso do *Stress Test* com peso de 10% superou o resultado obtido pelo CVaR com peso de 50%, o que sugere que o *Stress Test* é uma métrica mais avessa a risco, uma vez que os valores em risco gerados são superiores.

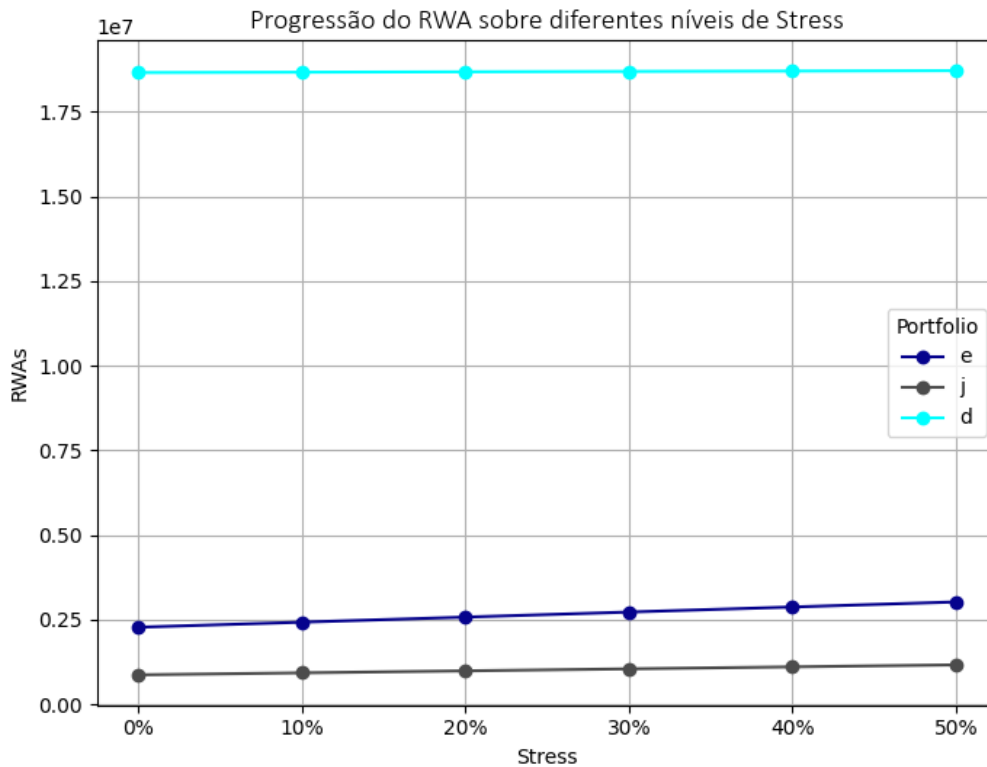
É importante destacar que, considerando o contexto atual do mercado de energia elétrica brasileiro, bem como a maturidade da gestão de riscos e do processo de Monitoramento Prudencial, a metodologia mais avessa ao risco deve ser recomendada nas análises, sem comprometer a viabilidade do ambiente de negócios.

Dessa forma, a avaliação conclui que o melhor método mais adequado para a atribuição de risco adicional ao cálculo do FA é o *Stress Test*. Vale ressaltar também que, matematicamente, o *Stress Test* é uma metodologia mais simples, o que facilita sua disseminação e adoção no mercado.

(i) Peso alocado à métrica de risco adicional

Uma vez definida a metodologia utilizada para apurar o risco adicional cabe estabelecer o peso ideal para compor o cálculo do RWA mercado, assim fora avaliado o intervalo do peso de 0% até 50% aplicado a métrica de risco adicional de *Stress Test* aos portfólios “d”, “e” e “j” com o cenário 1 de preços.

Figura 53 - Progressão do RWA sobre diferentes níveis de Stress



Fonte: Elaboração própria

O gráfico indica que o portfólio “d” mantém um valor constante independentemente do peso atribuído à métrica de risco adicional, refletindo sua baixa sensibilidade ao risco adicional. Isso ocorre devido à estrutura do seu portfólio, onde a parcela de risco adicional tem um impacto limitado em comparação com a parcela de risco calculada pelo VaR.

Enquanto os portfólios “e” e “j” apresentam uma progressão suave no valor do RWA à medida que o peso da parcela de risco adicional aumenta. No entanto, essa progressão se desacelera gradualmente, indicando que o impacto incremental sobre o risco adicional diminui à medida que o peso da métrica de *Stress Test* sobe. As variações do RWA para os portfólios estão dispostas na Tabela 12 abaixo:

Tabela 12 – Variação do RWA para diferentes pesos

Portfólio	Variação 0% para 10%	Variação 10% para 20%	Variação 20% para 30%	Variação 30% para 40%	Variação 40% para 50%
e	6,5853280	6,1784564	5,8189360	5,4989553	5,2123315
j	6,8254113	6,3893143	6,0055978	5,6653591	5,3616050
d	0,0607957	0,0607587	0,0607219	0,0606850	0,0606482

Fonte: Elaboração própria

A tabela demonstra que os portfólios “e” e “j” apresentam uma diminuição na sensibilidade ao aumento do peso, o que indica que, embora tenham algum impacto incremental nos primeiros intervalos, eles se tornam mais estáveis conforme o peso na parcela de risco adicional aumenta.

O portfólio “d”, por sua vez, é o mais resiliente e estável, mantendo um valor praticamente inalterado conforme o peso da métrica aumenta, sendo, portanto, o portfólio menos impactado e com menor volatilidade.

Considerando que o impacto no RWA tende a diminuir conforme os portfólios apresentam estruturas de gerenciamento de risco robustas, recomenda-se a adoção de pesos de até 20%. Esta abordagem impede a aplicação de uma ponderação excessiva, o que poderia distorcer a métrica de risco adicional, especialmente ao compará-la com portfólios menos robustos, como o “d”, que apresentam maior estabilidade.

Para determinar o peso ideal, foi analisada a resposta da métrica de risco adicional a variações de preço e volatilidade, com o objetivo de identificar o peso mais adequado frente às possíveis mudanças que podem ocorrer no mercado.

Para essa análise foram selecionados os portfólios: “d”, “e”, “g”, “h”, “i” e “j”. Junto a esses portfólios foi utilizada a seguinte amostra de preço para realizar análises com cenários reais.

Tabela 13 – Preços

Data de referência	M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6	M+7
04/05/2020	56,21	69,23	81,91	97,87	102,08	102,08	102,08	102,08
18/05/2020	67,54	96,31	101,21	103,45	107,04	107,04	107,04	107,04
15/06/2020	115,14	109,74	119,08	120,26	115,39	115,39	115,39	150,60
22/06/2020	112,03	94,12	100,10	108,91	111,45	111,45	111,45	150,60
21/09/2020	94,53	151,11	140,02	106,96	135,82	135,82	135,82	117,59
28/09/2020	100,10	217,03	211,86	148,64	162,78	162,78	162,78	128,41
05/10/2020	266,28	278,02	181,11	180,08	177,20	176,39	136,63	136,63
02/11/2020	454,38	318,31	287,29	243,34	232,78	158,19	158,19	158,19
30/11/2020	494,09	354,29	240,56	191,76	171,53	140,03	140,03	140,03
07/12/2020	280,47	237,79	212,23	191,02	165,61	165,61	165,61	209,20
14/12/2020	263,15	194,32	176,62	169,18	150,56	150,56	150,56	204,57
04/10/2021	360,54	272,68	244,14	355,96	308,25	255,25	222,50	222,50
11/10/2021	281,05	218,21	215,07	312,20	257,70	243,33	197,21	197,21
06/12/2021	81,92	248,77	255,36	246,95	199,44	199,44	199,44	298,33
13/12/2021	72,42	174,38	213,34	209,13	188,56	188,56	188,56	275,75
03/01/2022	80,06	102,39	110,29	112,12	127,10	158,13	204,93	204,93
16/05/2022	60,15	88,00	126,97	146,49	147,75	163,51	163,51	163,51
23/05/2022	58,67	70,55	100,22	119,20	127,36	148,58	148,58	148,58
19/09/2022	57,34	61,26	66,08	65,66	114,91	114,91	114,91	107,52
03/10/2022	56,82	59,00	61,85	75,15	84,89	85,22	83,53	73,25

Fonte: Dcide

Os preços e portfólios foram utilizados para a apuração do fator de alavancagem e fator de alavancagem risco.

Em seguida, foi realizada uma análise utilizando o coeficiente de correlação de Pearson⁴⁰, disposta no Quadro 21, que mede a intensidade e a direção da relação linear entre duas variáveis. O coeficiente varia em um intervalo fechado entre -1 e 1.

- Valores próximos de -1 indicam uma correlação negativa forte, ou seja, as variáveis se comportam de maneira inversamente proporcional.
- Valores próximos de 1 indicam uma correlação positiva forte, sugerindo que as variáveis têm um comportamento diretamente proporcional.
- Quando o coeficiente está próximo de 0, não há uma correlação linear significativa entre as variáveis.

Os resultados das análises estão apresentados na Tabela 14 na qual a coluna “Cenário” representa a combinação de parâmetros utilizados para calcular o FA, a coluna “Correlação Volatilidade” exibe o

⁴⁰ Pearson, K. (1896). Mathematical contributions to the theory of evolution. III. Regression, heredity, and panmixia. Philosophical Transactions A, 373, 253–318. Disponível em: <https://ia801200.us.archive.org/11/items/philtrans00702488/00702488.pdf>

coeficiente de correlação entre o FA e a Volatilidade de preços, e a coluna “Correlação Preços” mostra o coeficiente de correlação entre o FA e o preço médio.

Tabela 14 – Correlação dos fatores de alavancagem com volatilidade e preços

Portfólio Aplicado	Cenário	Correlação Volatilidade	Correlação Preços
d	FA_0%	0,345979	0,245003
	FA Risco_0%	0,805601	-0,461958
	FA_10%	0,353550	0,236516
	FA Risco_10%	0,805659	-0,462230
	FA_20%	0,360950	0,228163
	FA Risco_20%	0,805710	-0,462471
h	FA_0%	0,088315	-0,617335
	FA Risco_0%	0,726938	-0,386745
	FA_10%	0,091536	-0,618801
	FA Risco_10%	0,727158	-0,387264
	FA_20%	0,098966	-0,624187
	FA Risco_20%	0,727353	-0,387726
e	FA_0%	0,293312	0,229864
	FA Risco_0%	0,699370	-0,329017
	FA_10%	0,303941	0,217709
	FA Risco_10%	0,697923	-0,331082
	FA_20%	0,314126	0,205934
	FA Risco_20%	0,696513	-0,332616
g	FA_0%	-	-
	FA Risco_0%	0,767081	-0,416907
	FA_10%	-	-
	FA Risco_10%	0,767505	-0,417652
	FA_20%	-	-
	FA Risco_20%	0,767881	-0,418315
i	FA_0%	0,513966	-0,221078
	FA Risco_0%	0,702275	-0,343641
	FA_10%	0,517630	-0,224805
	FA Risco_10%	0,704338	-0,346045
	FA_20%	0,521003	-0,228264
	FA Risco_20%	0,706136	-0,348148
j	FA_0%	-	-
	FA Risco_0%	0,624790	-0,331288
	FA_10%	-	-
	FA Risco_10%	0,630003	-0,330642
	FA_20%	-	-
	FA Risco_20%	0,634176	-0,330019

Fonte: Elaboração própria

A partir dos resultados obtidos, observa-se um aumento de correlação entre os fatores de alavancagem e a volatilidade para o peso de 20% em diversos portfólios. Isso indica que, embora o portfólio possa se

tornar mais volátil sob condições de estresse, muitos deles tendem a apresentar uma correlação negativa com o mercado em termos de preços, o que pode atuar como uma proteção contra quedas.

Essa análise sugere que o percentual de 20% favorece um comportamento mais defensivo e estabilizador em cenários adversos, especialmente para os portfólios “e”, “d”, “g”, que demonstram uma capacidade de inversão ou resistência frente a estresses de mercado. Assim, sugere-se a adoção do percentual de 20% para a parcela de risco adicional, considerando sua eficácia em fornecer uma estratégia de mitigação de riscos em situações de volatilidade extrema.

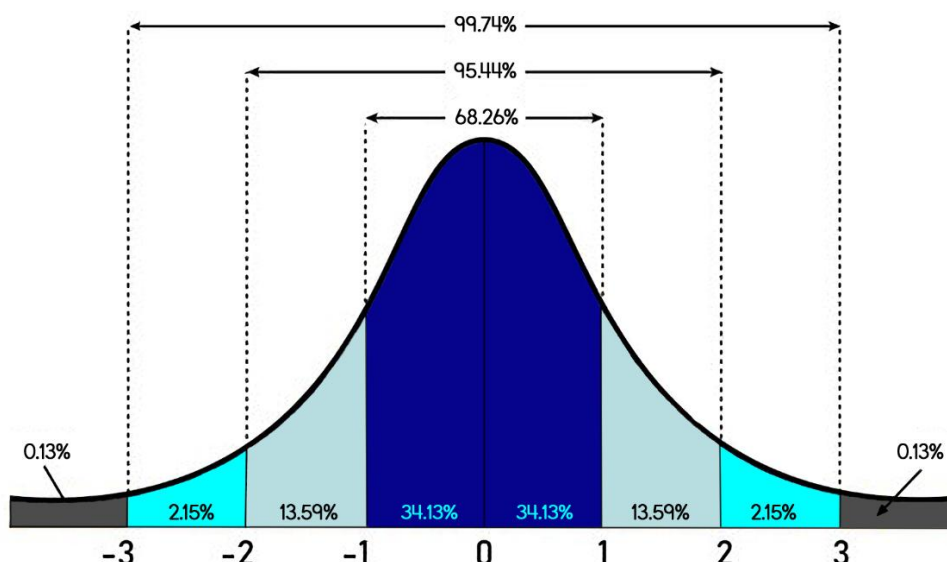
(ii) Fator de confiança aplicado no VaR

O intervalo de confiança é uma metodologia estatística amplamente utilizada para o cálculo do VaR, que busca estabelecer a probabilidade de variação, em relação à média da previsão para um determinado preço em um determinado período.

Essa métrica é amplamente utilizada pelo mercado, não somente nas análises de riscos, inerentes ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB) como no mercado financeiro, devido à extensa literatura acadêmica que demonstra que o comportamento oscilatório dos preços pode ser modelado por uma curva normal simétrica.

O intervalo de confiança é expresso em percentuais e indica, de forma geral, a probabilidade de um preço específico ocorrer em um dado período. Por exemplo, um Intervalo de Confiança de 95%, aplicado a uma distribuição normal, contempla praticamente todas as possibilidades de flutuação de preços, excluindo apenas os 5% dos eventos mais extremos. Este conceito é amplamente utilizado e incorporado ao manual de Monitoramento Prudencial, sendo uma referência para a avaliação dos riscos financeiros.

Figura 54 – Distribuição normal



Fonte: Elaboração própria

Cabe destacar ainda que, por convenção matemática e pelo uso comum nas ferramentas e estudos estatísticos, o desvio padrão, conforme mostrado na Figura 54, no eixo x do gráfico, se aproxima estatisticamente das seguintes medidas probabilísticas, amplamente utilizadas no mercado:

- a) Mais ou menos um desvio padrão em relação à média, abrange aproximadamente 70% das possibilidades;
- b) Mais ou menos dois desvios padrão cobrem cerca de 95% das possibilidades;
- c) Mais ou menos três desvios padrão, abrangem aproximadamente 99% das possibilidades.

Durante o período sombra do Monitoramento Prudencial foi estabelecido que o intervalo de confiança utilizado nos cálculos estáticos para composição do FA seria de 95%, conforme Quadro 17, sendo este um dos patamares mais adotados no mercado.

Quadro 16 – Fator de confiança

$\phi = 0,95$
$\phi_{Norm} = -1,64$
ϕ (Letra grega Fi): Fator de confiança
ϕ_{Norm} (Letra grega Fi): Valor inverso da normal para o Fator de confiança

Fonte: Quadro 15 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

Para as simulações, foram utilizados os mesmos portfólios da simulação anterior, bem como os preços descritos na Tabela 15, aplicando-os de forma idêntica para o cálculo do FA e FA risco.

Os resultados das análises estão apresentados na tabela a seguir, na qual:

- A coluna “Cenário” representa a combinação dos parâmetros utilizados para o cálculo do FA;
- A coluna “Correlação Volatilidade” exhibe o coeficiente de correlação entre o FA e a volatilidade de preços; e.
- A coluna “Correlação Preços” apresenta o coeficiente de correlação entre o FA e o preço médio.

Tabela 15 – Correlação dos fatores de alavancagem com volatilidade e preços

Portfólio Aplicado	Cenário	Correlação Volatilidade	Correlação Preços
d	FA - 95% FC	0,360950	0,228163
	FA Risco - 95% FC	0,805710	-0,462471
	FA - 99% FC	0,430314	0,068362
	FA Risco - 99% FC	0,807069	-0,430576
h	FA - 95% FC	0,098966	-0,624187
	FA Risco - 95% FC	0,727353	-0,387726
	FA - 99% FC	0,141950	-0,565775
	FA Risco - 99% FC	0,717077	-0,337578
e	FA - 95% FC	0,314126	0,205934
	FA Risco - 95% FC	0,696513	-0,332616
	FA - 99% FC	0,354820	0,107326
	FA Risco - 99% FC	0,701067	-0,303353
g	FA - 95% FC	-	-
	FA Risco - 95% FC	0,767881	-0,418315
	FA - 99% FC	-	-
	FA Risco - 99% FC	0,753230	-0,381218
i	FA - 95% FC	0,521003	-0,228264
	FA Risco - 95% FC	0,706136	-0,348148
	FA - 99% FC	0,533689	-0,240699
	FA Risco - 99% FC	0,706961	-0,293101
j	FA - 95% FC	-	-
	FA Risco - 95% FC	0,634176	-0,330019
	FA - 99% FC	-	-
	FA Risco - 99% FC	0,623402	-0,251499

Fonte: Elaboração própria

Ao analisar os resultados das correlações de volatilidade e preços, observamos que o Fator de Confiança (FC) de 95% se mostra mais adequado para a maioria dos portfólios, especialmente quando se busca equilibrar a volatilidade e o comportamento dos preços.

1. Portfólio d:

- FC 95%: A correlação de volatilidade é de 0,36095, aumentando significativamente para 0,80571 no FA Risco - 95% FC, evidenciando uma resposta clara em termos de volatilidade com o aumento do risco.
- FC 99%: A volatilidade se mantém alta (0,430314 e 0,807069), mas a correlação com os preços se torna menos defensiva (0,068362 e -0,430576).
- O FC 95% oferece um comportamento mais controlado, permitindo uma resposta adequada ao risco sem aumentar excessivamente a volatilidade.

2. Portfólio h:

- FC 95%: O portfólio apresenta uma correlação de volatilidade baixa (0,098966) e uma correlação de preços negativa significativa (-0,624187), indicando uma proteção considerável em cenários adversos.

- FC 99%: A correlação de volatilidade aumenta para 0,14195 e 0,717077 nos cenários de risco, e a correlação de preços melhora um pouco (-0,565775 e -0,337578), mas sem a mesma intensidade de proteção que FC 95% em cenários de menor risco.
3. Portfólio e:
- FC 95%: Apresenta boa estabilidade, com correlações de volatilidade de 0,314126 e 0,696513, e correlações de preços variando de 0,205934 para -0,332616 em cenários de risco. Esse padrão sugere que o FC 95% mantém uma boa proteção ao mercado sem grandes picos de volatilidade.
 - FC 99%: A volatilidade é ligeiramente maior (0,35482 e 0,701067), mas a proteção contra preços enfraquece, tornando o FC 95% mais adequado para capturar a resposta de risco com menor instabilidade.
4. Portfólio g:
- FC 95%: Apresenta uma correlação de volatilidade adequada em cenário de risco (0,767881) e uma boa proteção de preços (-0,418315).
 - FC 99%: A volatilidade se mantém estável (0,75323), mas a correlação de preços se torna menos negativa (-0,381218), o que reduz a proteção contra quedas no mercado. Isso reforça a escolha do FC 95% como mais eficaz para características defensivas.
5. Portfólio i:
- FC 95%: A volatilidade é moderada (0,521003) e a proteção contra quedas de preços é razoável (-0,228264), aumentando para -0,348148 nos cenários de risco.
 - FC 99%: Os valores de correlação de volatilidade e preços não mudam substancialmente, mas há uma leve perda de proteção, o que faz com que o FC 95% continue a melhor escolha para equilibrar o risco e retorno.
6. Portfólio j:
- FC 95%: A volatilidade no cenário de risco é de 0,634176, com uma correlação negativa com preços -0,330019, mostrando uma resposta defensiva eficaz.
 - FC 99%: Esses valores permanecem similares, mas com uma proteção um pouco menor nos preços, o que novamente favorece o uso do FC 95% para capturar uma resposta mais equilibrada.

Diante dos resultados apresentados, fica claro que a manutenção do fator de confiança de 95% é a escolha mais adequada. Esse fator oferece uma resposta de volatilidade controlada e uma correlação de preços mais negativa nos cenários de risco, proporcionando uma proteção consistente sem aumentar excessivamente a volatilidade. O FC 95% equilibra eficazmente a resposta ao risco, permitindo uma gestão mais eficiente dos portfólios e atendendo melhor aos objetivos de estabilidade e defesa em condições de mercado adversas.

(iii) Multiplicador anticíclico (Kt)

O multiplicador anticíclico é aplicado no cálculo do RWA_MER e tem como principal objetivo introduzir uma sensibilidade nos valores de VaR e do Risco Adicional, levando em consideração o histórico do agente até a semana atual de cálculo.

Esse multiplicador ajusta o valor em risco, considerando o ciclo de preços e do mercado, proporcionando uma ferramenta que ajuda no gerenciamento de riscos, ao promover maior estabilidade nos resultados e gerenciamento dos portfólios.

Inicialmente, foi definido pelo Manual de Monitoramento Prudencial, em anexo à REN 1.072/2023 que, para o período sombra do Monitoramento Prudencial, este parâmetro seria estabelecido como zero, ou seja, não impactaria o cálculo do FA.

Essa decisão visou manter a simplicidade do cálculo, além de evitar a necessidade de armazenar resultados intermediários do cálculo no ambiente da computação confidencial, onde todos os dados são criptografados. Se o multiplicador anticíclico fosse aplicado, os resultados de eventos anteriores seriam usados no cálculo do FA do evento atual, o que demandaria maior complexidade e cuidados com o armazenamento e segurança dos dados.

Dessa forma, foi avaliado que, neste momento, não há necessidade de aplicar o multiplicador anticíclico. A recomendação atual é de que ele permaneça como zero, e seguir reavaliando a necessidade da existência deste parâmetro no cálculo, em especial, após a aplicação das alterações já propostas através deste relatório e a maturidade do mercado com as metodologias para gerenciamento de riscos.

(iv) Volatilidade histórica

A **volatilidade histórica** refere-se às variações do preço de um ativo ou portfólio, sendo calculada com base em uma curva de preços. No contexto do Monitoramento Prudencial, a curva de preços utilizada é a da Dcide, e a metodologia adotada para o seu cálculo é a *Exponentially Weighted Moving Average* (EWMA), conforme detalhado no Quadro 18, abaixo:

Quadro 17 – Cálculo da volatilidade atribuída a cada vértice

Quando “d” for diferente de 1 (primeiro dia do mês):

$$r_{mi,d} = \frac{FORWARD_{mi,d} - FORWARD_{mi,d-1}}{FORWARD_{mi,d-1}}$$

Quando “d” for 1 (primeiro dia do mês):

$$r_{mi,d} = \frac{FORWARD_{mi,d} - FORWARD_{mi+1,d-1}}{FORWARD_{mi+1,d-1}}$$

$$\sigma^2_{mi,p,d} \sigma^2_{mi,p,d} = (1 - \lambda) * r^2_{mi,d-1} + \lambda * \sigma^2_{mi,p,d-1}$$

$\sigma_{mi,p,d}$ (Letra grega Sigma): Volatilidade atribuída a cada vértice

$r_{mi,d}$: Retorno linear

λ (Letra grega Lambda): Observações mais recentes

$FORWARD_{mi,d}$: Valor referente ao preço do vértice “mi” disponibilizado na instituição definida pela CCEE

“mi”: Vértices. Mês de referência da garantia financeira para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+6”

“d”: dia da publicação do preço

Fonte: Quadro 16 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

Destaca-se que, no cálculo da volatilidade no contexto do Monitoramento Prudencial, o peso das observações mais recentes “*i*” é de 0,95 enquanto o histórico de preços utilizado na curva *forward* começa a partir de 2020.

Atualmente, a Dcide é responsável pela apuração da volatilidade, que é um subproduto da curva *forward*. Essa métrica de volatilidade é fornecida para a CCEE juntamente com a curva *forward* semanal.

A metodologia EWMA se destaca como uma das mais eficazes para a apuração de volatilidade, especialmente em mercados dinâmicos como o mercado de energia, onde os choques de preços podem ser recorrentes e significativos. Ao contrário de abordagens que atribuem pesos iguais às observações passadas, o EWMA utiliza uma ponderação exponencial, o que permite capturar melhor a volatilidade recente, adaptando-se rapidamente às mudanças do mercado.

Vantagens da metodologia:

- i. Sensibilidade às Variações Recentes: A EWMA prioriza os dados mais recentes, atribuindo pesos exponencialmente maiores para observações próximas no tempo. Isso significa que os choques de volatilidade recentes são refletidos de maneira mais acurada, ajustando-se às condições de mercado em tempo real e proporcionando uma visão atualizada da volatilidade.
- ii. Resiliência a Ruídos do Mercado: Como o modelo filtra automaticamente as flutuações mais antigas, ele reduz o impacto de eventos passados irrelevantes na avaliação da volatilidade atual. Essa característica evita que movimentos temporários influenciem excessivamente a avaliação do risco presente, melhorando a precisão da estimativa.
- iii. Modelo Flexível e Adaptável: A EWMA se adapta automaticamente às mudanças estruturais do mercado. Por exemplo, em momentos de maior volatilidade, como crises, o modelo aumenta naturalmente a ponderação para as variações mais recentes, capturando o aumento da volatilidade de forma rápida e eficiente. Em períodos de estabilidade, a volatilidade calculada tende a ser suavizada, refletindo o ambiente de mercado com menor risco.
- iv. Simplicidade de Implementação: Diferente de modelos mais complexos, como os modelos GARCH, a EWMA oferece um cálculo mais direto e fácil de ser implementado. Por essa razão, é amplamente utilizada por instituições que precisam monitorar a volatilidade de forma contínua, mantendo a precisão sem a necessidade de cálculos complexos.
- v. Consistência com o Gerenciamento de Riscos: Como a EWMA consegue se ajustar rapidamente às condições voláteis do mercado, ela é especialmente adequada para práticas de gestão de risco, onde a volatilidade é um dos parâmetros mais críticos.

Diante do exposto, a metodologia EWMA representa uma solução estatística superior para a apuração de volatilidade em mercados dinâmicos e voláteis, onde uma resposta ágil às mudanças é essencial. Sua capacidade de refletir rapidamente a volatilidade recente, aliada à simplicidade de implementação e à eficácia no gerenciamento de risco, torna-a uma ferramenta essencial para as estimativas de risco no Monitoramento Prudencial.

Portanto, sugere-se que a continuidade da utilização da metodologia EWMA para o cálculo da volatilidade dos preços no FA.

(v) Coeficiente de correlação entre os vértices

O coeficiente de correlação trata-se de uma métrica calculada a partir dos preços da curva *forward* de energia. Esse parâmetro indica a correlação de preços entre os meses. Ao utilizar métricas de risco, como o VaR, o coeficiente de correlação é um elemento essencial na consolidação da métrica de risco para um período específico.

Quadro 18 – Cálculo do valor em risco total da carteira

$$VaR_{TOT\alpha,m,pd} = \sqrt{\sum_{mi=1}^{n=7} \sum_{mi*=1}^{n=7} VaR_{\alpha,m,mi,pd} * \rho_{mi,mi*,pd} * VaR_{\alpha,m,mi*,pd}}$$

VaR_{TOT α ,m,pd} (Value at Risk): Valor em Risco Total da carteira

VaR _{α ,m,mi,pd} (Value at Risk): Valor em Risco

$\rho_{mi,mi*,pd}$ (Letra grega Rô): Coeficiente de Correlação entre vértices “mi” e “mi*”

“ α ”: agente

“m”: mês de apuração

“n”: Número máximo de vértices

“pd”: Período de declarações (a depender da classe do agente)

“mi”: Vértices. Mês de referência da garantia financeira para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+6”

“mi*”: Vértice a ser correlacionado à “mi”

Fonte: Quadro 18 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

Durante o período sombra, a matriz de correlação entre os preços foi considerada como 1 para fins de simplificação e maior facilidade na produtividade dos cálculos, a seguir está disposta a matriz utilizada durante o período sombra:

Tabela 16 - Matriz de correlação cenário 1

Correlação	m0	m1	m2	m3	m4	m5	m6
m0	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000
m1	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000
m2	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000
m3	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000
m4	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000
m5	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000
m6	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000	1,0000000

Fonte: Elaboração própria

Apesar de no período sombra a correlação entre vértices ser considerada como 1, a Dcide tem apurado este parâmetro, uma vez que a correlação é um subproduto da curva forward. Assim essa métrica é fornecida para a CCEE junto com a curva forward da semana. Para o cálculo da correlação é utilizada a seguinte formulação:

Quadro 19 – Cálculo do coeficiente de correlação entre vértices

$$\rho_{mi,mi^*,pd} = \frac{EWMA\text{Cov}_{mi,mi^*,d}}{\sigma_{mi,pd,d} * \sigma_{mi^*,pd,d}}$$

$$EWMA\text{Cov}_{mi,mi^*,d} = (1 - \lambda) * \text{Cov}_{mi,mi^*} + \lambda * EWMA\text{Cov}_{mi,mi^*,d-1}$$

$\rho_{mi,mi^*,pd}$ (Letra grega Rô): Coeficiente de Correlação entre vértices “mi” e “mi*”

$EWMA\text{Cov}_{mi,mi^*,d}$: Covariação entre vértices “mi” e “mi*” ponderados conforme decaimento exponencial

Cov_{mi,mi^*} : Covariação entre vértices “mi” e “mi*”

$\sigma_{mi,pd,d}$ (Letra grega Sigma): Volatilidade atribuída a cada vértice

λ (Letra grega Lambda): Observações mais recentes

“mi”: Vértices. Mês de referência da garantia financeira para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+6”

“mi*”: Vértice a ser correlacionado à “mi”

“d”: dia da publicação do preço

Fonte: Quadro 17 – Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0)

Assim, para fins de comparação foram calculados o fator de alavancagem utilizando na simulação os mesmos cenários de preços dispostos na Tabela 16 e os portfólios relacionados, alternando a matriz de correlação para o preço do cenário em comparação com a matriz de correlação igual a 1, os resultados estão dispostos a seguir.

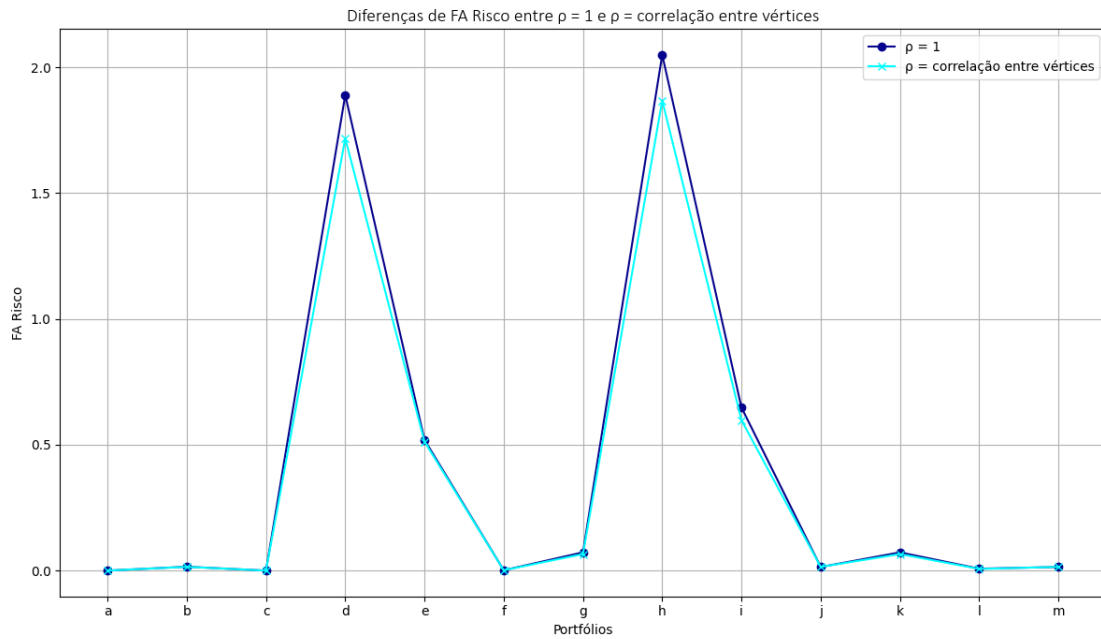
Cenário 1: Preços altos e volatilidade alta

Tabela 17 – Matriz de correlação cenário 2

Cenário 1	m0	m1	m2	m3	m4	m5	m6
m0	1,0000000	0,5790000	0,3890000	0,2910000	0,2430000	0,2710000	0,2320000
m1	0,5790000	1,0000000	0,9030000	0,7900000	0,6670000	0,6760000	0,5610000
m2	0,3890000	0,9030000	1,0000000	0,9270000	0,8160000	0,7900000	0,6790000
m3	0,2910000	0,7900000	0,9270000	1,0000000	0,8940000	0,7920000	0,7750000
m4	0,2430000	0,6670000	0,8160000	0,8940000	1,0000000	0,8880000	0,8550000
m5	0,2710000	0,6760000	0,7900000	0,7920000	0,8880000	1,0000000	0,8980000
m6	0,2320000	0,5610000	0,6790000	0,7750000	0,8550000	0,8980000	1,0000000

Fonte: Elaboração própria

Figura 55 - Diferença de FA risco entre $\rho = 1$ e $\rho =$ correlação entre vértices



Fonte: Elaboração própria

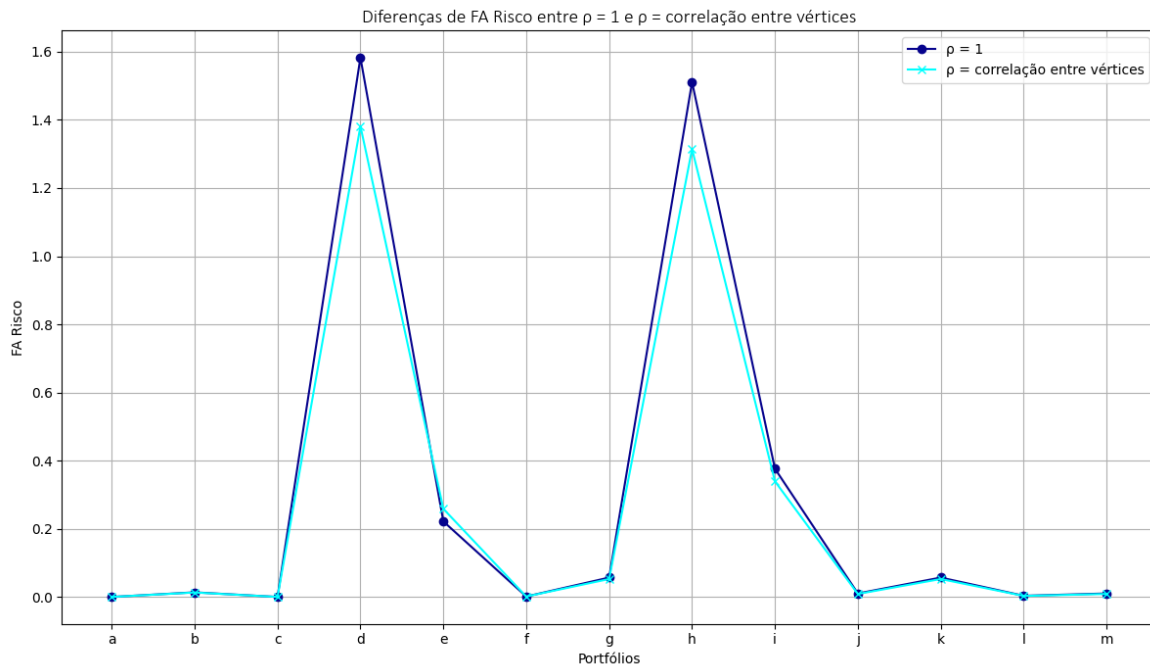
Cenário 2: Preços altos e volatilidade alta

Tabela 18 – Matriz de correlação cenário 3

Cenário 2	m0	m1	m2	m3	m4	m5	m6
m0	1,0000000	0,5830000	0,3800000	0,2770000	0,2200000	0,2580000	0,2590000
m1	0,5830000	1,0000000	0,8880000	0,7860000	0,6100000	0,6140000	0,6050000
m2	0,3800000	0,8880000	1,0000000	0,9430000	0,7800000	0,7490000	0,7410000
m3	0,2770000	0,7860000	0,9430000	1,0000000	0,9120000	0,8430000	0,8350000
m4	0,2200000	0,6100000	0,7800000	0,9120000	1,0000000	0,8700000	0,8500000
m5	0,2580000	0,6140000	0,7490000	0,8430000	0,8700000	1,0000000	0,9730000
m6	0,2590000	0,6050000	0,7410000	0,8350000	0,8500000	0,9730000	1,0000000

Fonte: Elaboração própria

Figura 56 - Diferença de FA risco entre $\rho = 1$ e $\rho =$ correlação entre vértices



Fonte: Elaboração própria

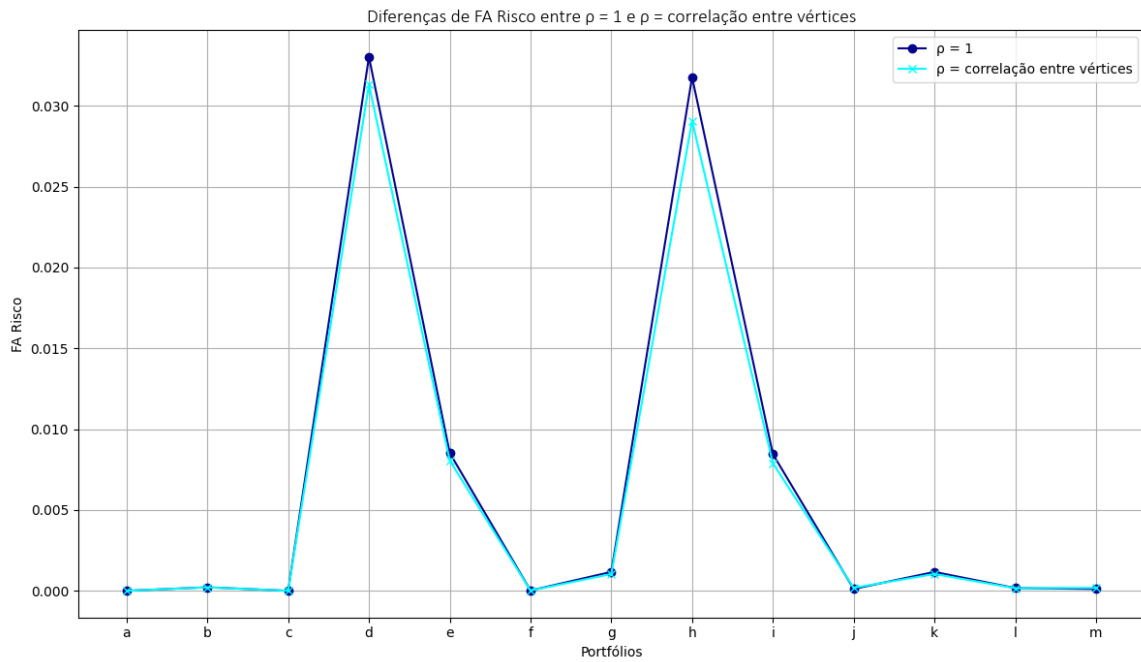
Cenário 3: Preços baixos e volatilidade alta

Tabela 19 – Matriz de correlação cenário 4

Cenário 3	m0	m1	m2	m3	m4	m5	m6
m0	1,0000000	0,6070000	0,4010000	0,3040000	0,2640000	0,1170000	0,1550000
m1	0,6070000	1,0000000	0,7560000	0,7320000	0,6850000	0,5150000	0,5780000
m2	0,4010000	0,7560000	1,0000000	0,9240000	0,8470000	0,7290000	0,7430000
m3	0,3040000	0,7320000	0,9240000	1,0000000	0,9660000	0,7910000	0,8180000
m4	0,2640000	0,6850000	0,8470000	0,9660000	1,0000000	0,8100000	0,8170000
m5	0,1170000	0,5150000	0,7290000	0,7910000	0,8100000	1,0000000	0,9720000
m6	0,1550000	0,5780000	0,7430000	0,8180000	0,8170000	0,9720000	1,0000000

Fonte: Elaboração própria

Figura 57 - Diferença de FA risco entre $\rho = 1$ e $\rho =$ correlação entre vértices



Fonte: Elaboração própria

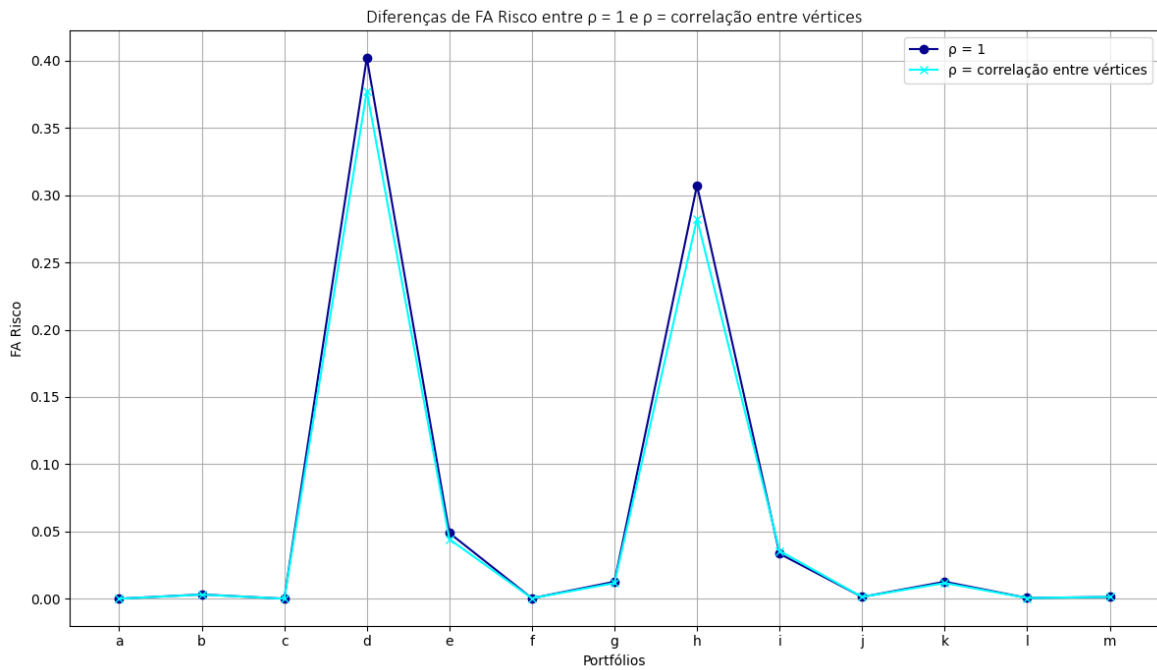
Cenário 4: Preços baixos e volatilidade baixa

Tabela 20 – Matriz de correlação cenário 5

Cenário 4	m0	m1	m2	m3	m4	m5	m6
m0	1,0000000	0,6600000	0,6950000	0,5240000	0,5080000	0,4580000	0,4930000
m1	0,6600000	1,0000000	0,9330000	0,8420000	0,8440000	0,8010000	0,7820000
m2	0,6950000	0,9330000	1,0000000	0,8550000	0,8400000	0,7860000	0,7640000
m3	0,5240000	0,8420000	0,8550000	1,0000000	0,9450000	0,9090000	0,8590000
m4	0,5080000	0,8440000	0,8400000	0,9450000	1,0000000	0,9740000	0,9270000
m5	0,4580000	0,8010000	0,7860000	0,9090000	0,9740000	1,0000000	0,9280000
m6	0,4930000	0,7820000	0,7640000	0,8590000	0,9270000	0,9280000	1,0000000

Fonte: Elaboração própria

Figura 58 - Diferença de FA risco entre $\rho = 1$ e $\rho =$ correlação entre vértices



Fonte: Elaboração própria

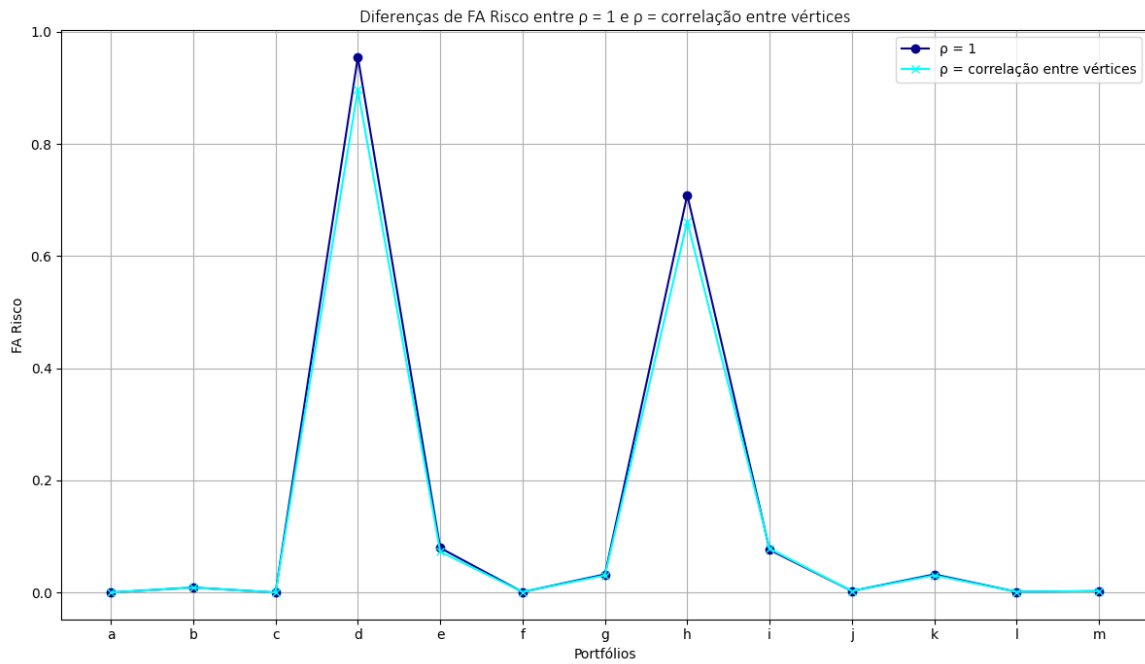
Cenário 5: Preços intermediários e volatilidade alta

Tabela 21 – Matriz de correlação cenário 6

Cenário 5	m0	m1	m2	m3	m4	m5	m6
m0	1,0000000	0,6460000	0,6590000	0,4760000	0,4610000	0,0670000	0,0700000
m1	0,6460000	1,0000000	0,9290000	0,8310000	0,8270000	0,3930000	0,3700000
m2	0,6590000	0,9290000	1,0000000	0,8560000	0,8350000	0,4660000	0,4460000
m3	0,4760000	0,8310000	0,8560000	1,0000000	0,9440000	0,5640000	0,5420000
m4	0,4610000	0,8270000	0,8350000	0,9440000	1,0000000	0,5630000	0,5580000
m5	0,0670000	0,3930000	0,4660000	0,5640000	0,5630000	1,0000000	0,9670000
m6	0,0700000	0,3700000	0,4460000	0,5420000	0,5580000	0,9670000	1,0000000

Fonte: Elaboração própria

Figura 59 - Diferença de FA risco entre $\rho = 1$ e $\rho =$ correlação entre vértices



Fonte: Elaboração própria

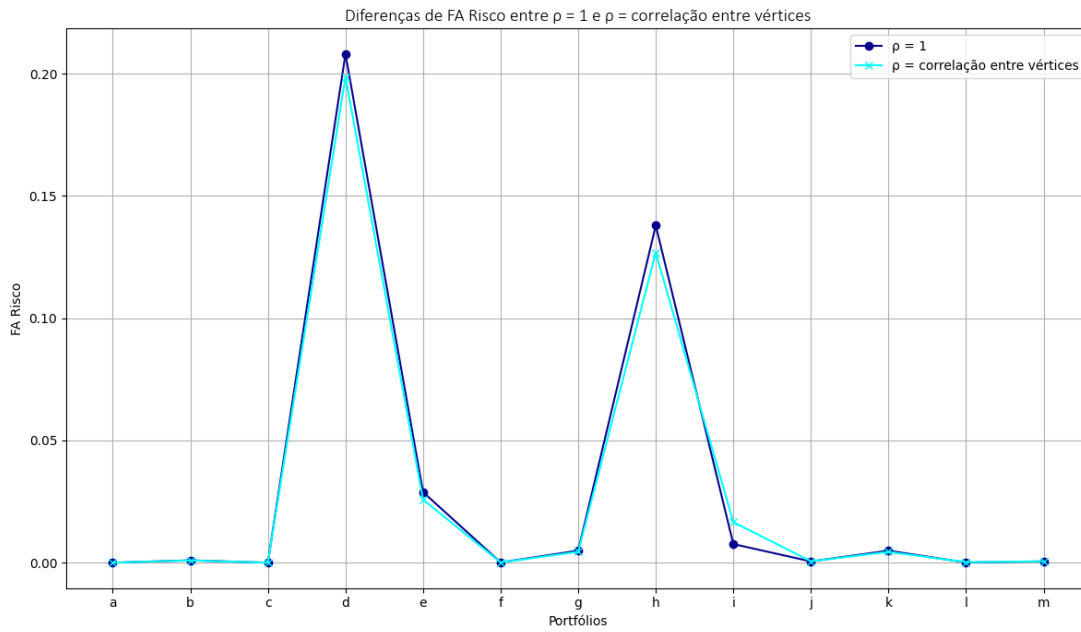
Cenário 6: Preços intermediários e volatilidade baixa

Tabela 22 – Matriz de correlação cenário 7

Cenário 6	m0	m1	m2	m3	m4	m5	m6
m0	1,0000000	0,6090000	0,2520000	0,1620000	0,1130000	0,0820000	0,1020000
m1	0,6090000	1,0000000	0,5250000	0,4430000	0,3590000	0,4070000	0,4600000
m2	0,2520000	0,5250000	1,0000000	0,9390000	0,9050000	0,7370000	0,7440000
m3	0,1620000	0,4430000	0,9390000	1,0000000	0,9700000	0,8090000	0,8130000
m4	0,1130000	0,3590000	0,9050000	0,9700000	1,0000000	0,8210000	0,8060000
m5	0,0820000	0,4070000	0,7370000	0,8090000	0,8210000	1,0000000	0,9660000
m6	0,1020000	0,4600000	0,7440000	0,8130000	0,8060000	0,9660000	1,0000000

Fonte: Elaboração própria

Figura 60 - Diferença de FA risco entre $\rho = 1$ e $\rho =$ correlação entre vértices



Fonte: Elaboração própria

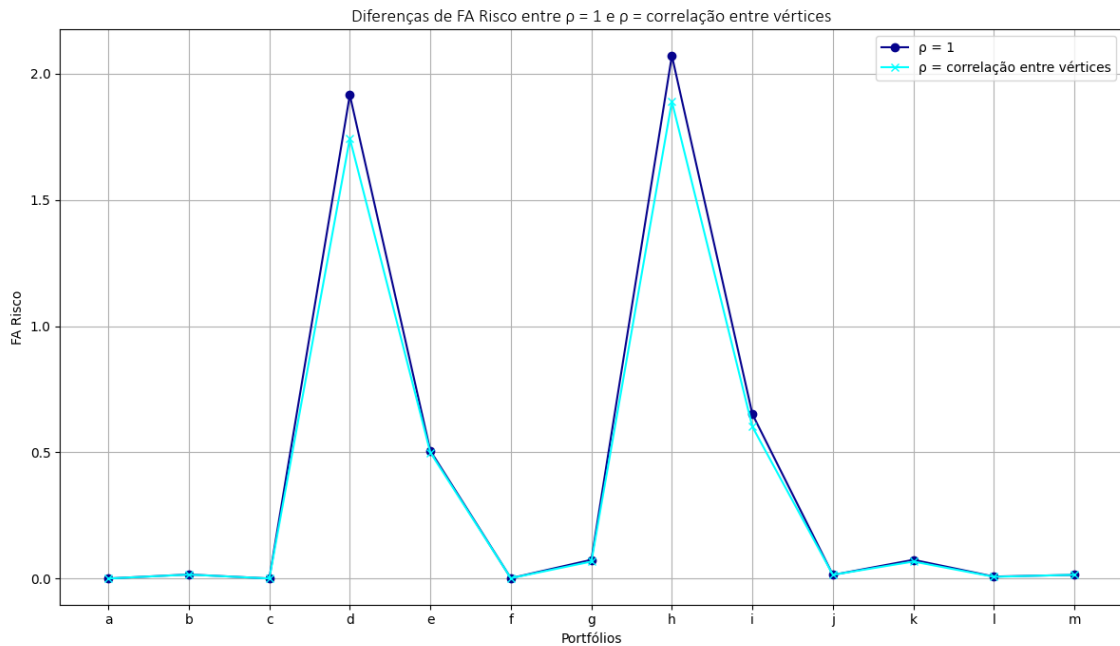
Cenário 7: Preço médio superior a 300 R\$/MWh

Tabela 23 – Matriz de correlação cenário 7

Cenário 7	m0	m1	m2	m3	m4	m5	m6
m0	1,0000000	0,5800000	0,3810000	0,2820000	0,2200000	0,2580000	0,2590000
m1	0,5800000	1,0000000	0,8890000	0,7900000	0,6110000	0,6150000	0,6060000
m2	0,3810000	0,8890000	1,0000000	0,9440000	0,7800000	0,7490000	0,7410000
m3	0,2820000	0,7900000	0,9440000	1,0000000	0,9130000	0,8440000	0,8360000
m4	0,2200000	0,6110000	0,7800000	0,9130000	1,0000000	0,8700000	0,8500000
m5	0,2580000	0,6150000	0,7490000	0,8440000	0,8700000	1,0000000	0,9730000
m6	0,2590000	0,6060000	0,7410000	0,8360000	0,8500000	0,9730000	1,0000000

Fonte: Elaboração própria

Figura 61 - Diferença de FA risco entre $\rho = 1$ e $\rho =$ correlação entre vértices



Fonte: Elaboração própria

A análise dos gráficos ilustrados nas Figuras 55 a 61 evidencia as diferenças no FA Risco entre dois cenários de correlação: $\rho=1$ (correlação máxima) e ρ com a correlação real, que reflete a correlação entre os vértices do portfólio.

- Linha azul escura: representa o cenário em que todos os ativos estão 100% correlacionados.
- Linha azul neon: representa o uso da matriz de correlação entre os vértices, refletindo as relações reais entre as diferentes posições do portfólio.

Avaliação do uso com a Correlação Máxima ($\rho =1$):

- Há um aumento da volatilidade agregada do portfólio, pois assume-se que todos os ativos se moverão de forma simultânea, em qualquer direção.
- Em momentos de queda de mercado, esse cenário implica uma perda potencial máxima, o que eleva o VaR.
O $\rho = 1$ é um cenário conservador, útil para avaliar o impacto de eventos extremos, como crises de mercado, onde os ativos se movem de maneira muito correlacionada.

Avaliação do uso com a Correlação Real entre Vértices:

A linha azul neon, que representa o cenário com correlações reais, apresenta um FA Risco menor em comparação ao cenário $\rho = 1$. Isso ocorre porque:

- As correlações entre os vértices podem ser parciais ou até negativas, o que gera diversificação de risco.
- O uso da correlação real entre os vértices reduz a volatilidade do portfólio, resultando em um FA Risco mais baixo e um cálculo de VaR mais preciso, refletindo um cálculo menos e menos conservador e mais ajustado à realidade do portfólio.

Picos de FA Risco:

Em ambos os cenários, são observados picos de FA Risco para portfólios com maior exposição a risco, como os portfólios "d" e o "g".

No cenário de $\rho=1$, o FA Risco é mais elevado do que no cenário com correlação real entre vértices. Isso indica que, ao utilizar $\rho=1$, o risco pode ser subestimado, especialmente em eventos extremos.

Cenários de Exposição Reduzida:

Para portfólios com baixa exposição, como o portfólio "m", a diferença entre $\rho=1$ (correlação máxima) e a correlação real é mínima. Isso ocorre porque, nesses casos, o impacto da correlação é menos significativo, dado que a volatilidade relativa do portfólio é reduzida. Nesse cenário, a matriz de correlação entre vértices, oferece uma análise de risco mais ajustada à realidade do portfólio, uma vez que captura a interdependência entre vértices.

Matematicamente, essa abordagem resulta em uma melhoria na precisão do cálculo do VaR, refletindo um risco mais fiel à situação real do portfólio. No entanto, a aplicação dessa matriz implica em uma maior complexidade no processo de execução do cálculo.

Diante dessa análise, sugere-se que o parâmetro de **correlação** continue com o valor de $\rho = 1$. Essa escolha resulta em fatores de alavancagens mais aversos à risco, preservando o conservadorismo necessário para a gestão de riscos, ao mesmo tempo em que simplifica a execução dos cálculos, facilitando a reprodutibilidade dos cálculos pelos agentes.

(vi) Resumo das propostas dos parâmetros

Com base nos resultados obtidos das simulações abordadas neste tópico, a seguir está disposta uma tabela resumo com as propostas de alteração para os parâmetros, os quais deverão constar no Manual de Monitoramento Prudencial. Essas alterações têm como objetivo melhorar a precisão do monitoramento de riscos e manter a consistência nas análises.

Tabela 24 – Resumo da proposta de parâmetros

#	Parâmetro	Atual	Proposta	Mudança
(i)	Métrica de risco adicional (Risc_Adic)	Sem utilização do parâmetro	Stest	Sim
(ii)	Peso atribuído à métrica de risco adicional (θ)	0,00	0,20	Sim
(iii)	Intervalo de confiança aplicado ao VaR	0,95	0,95	Não
(iv)	Utilização do multiplicador anticíclico (Kt)	Sem utilização do parâmetro	Sem utilização do parâmetro	Não
(v)	Apuração da volatilidade histórica	EWMA	EWMA	Não
(vi)	Coefficiente de correlação entre os vértices	1,00	1,00	Não

Fonte: Elaboração própria

3.2.3. Precificação do recurso proveniente da geração

Foi definido no Manual de Monitoramento Prudencial que todo o recurso e requisito passaria a ser valorado ao preço médio de negociações específico a cada agente. Além disso, ficou estabelecido que os agentes da categoria geração deveriam declarar suas respectivas exposições contratuais em cada submercado, de M+0 até M+6, por tipo de energia comercializada.

Contudo, após análises realizadas durante o período sombra, foi possível observar que a metodologia atualmente aplicada para precificação de recurso dos geradores ao valor médio do portfólio do agente apresenta distorções significativas para fins de cálculo do FA, elevando-o nos casos em que o gerador utiliza a estratégia de não comercializar 100% da sua energia, ficando com seu balanço energético exposto positivamente. Sobre essa estratégia, pode-se comentar que é comum que geradores preservem parte da previsão de geração como uma proteção (*hedge*), a fim de mitigar riscos decorrentes de eventuais oscilações da geração que possam prejudicar suas contratações.

Portanto, nessa situação de exposição energética positiva, decorrente de uma geração não comprometida com contratos, essa energia vem sendo valorada pelo preço médio dos contratos de venda do portfólio, ocasionando duas distorções identificadas:

- (1) Distorção no FA, tendendo a ficar maior do que a alavancagem real do agente;
- (2) Distorção no preço médio do recurso (PM_REC), deteriorado.

A Figura 62 ilustra quatro situações de portfólio mapeadas pelo Comitê de Monitoramento, dos quais três apresentam distorções (portfólios 1, 2 e 3):

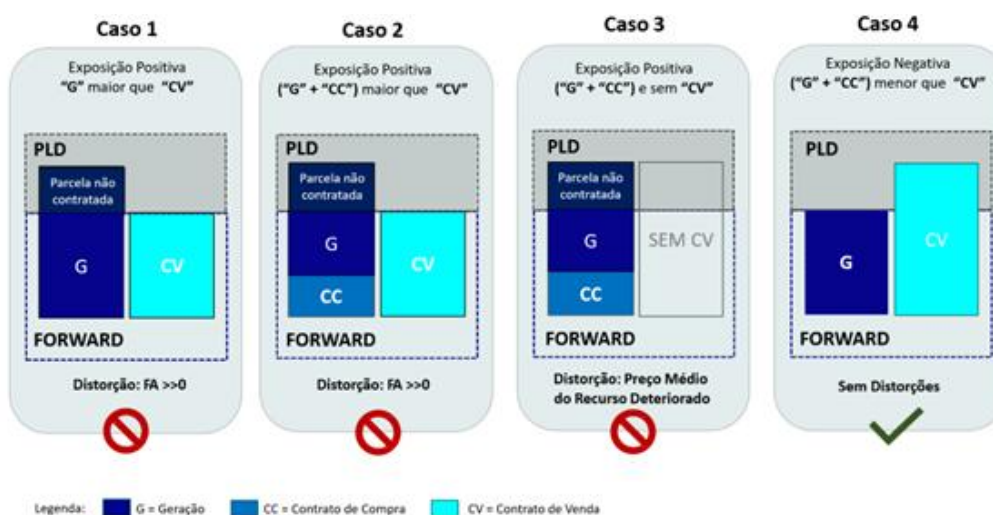
Portfólio 1: agente gerador possui geração (G) superior ao montante vendido em contratos (CV);

Portfólio 2: agente gerador possui volume de geração (G) somado aos contratos de compra (CC) superior ao montante vendido em contratos (CV);

Portfólio 3: agente gerador possui geração (G) e contratos de compra (CC), mas não possui contratos de venda (CV); e

Portfólio 4: agente gerador possui geração (G) inferior ao montante vendido em contratos (CV).

Figura 62 - Casos abordados nas simulações



Fonte: Elaboração própria

Para compreender as distorções supramencionadas, primeiramente, faz-se necessário destacar alguns pontos da metodologia de cálculo atual, quais sejam:

- O FA é resultante da equação do Quadro 29 do Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0), em que temos, resumidamente, a variável denominada RWA que apura o risco de mercado, outra variável denominada RES_FIN que apura o resultado financeiro do agente e, por fim, o PLA, que representa o patrimônio líquido ajustado do agente. A interpretação que se pode ter da fórmula do Quadro 29 é que: (a) se o resultado financeiro (RES_FIN) for positivo, esse resultado atenuará os riscos (RWA) associados ao portfólio desse agente; (b) se o resultado financeiro (RES_FIN) for negativo, agravará os riscos (RWA) associados ao portfólio desse agente; e (c), em qualquer cenário de risco (RWA) ou resultado financeiro (RES_FIN), espera-se que o PLA seja suficiente para suportar as operações do agente, ou seja, quando isso não ocorrer, maior será o FA do agente, de modo que um FA maior do que 1 significa que esse agente comprometeu todo seu patrimônio líquido ajustado em operações em um horizonte de sete meses (mês de apuração e os seis meses seguintes do horizonte de varredura).
- A variável impactada pelas distorções mapeadas pelo Comitê de Monitoramento é o resultado financeiro (RES_FIN), que consta no Quadro 29 como uma das componentes para o cálculo do FA. Os Quadros 27 e 7 do Manual do Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0) são complementares, a fim de chegarmos na variável resultado contratual (RES_CONTR) que trata da precificação do recurso proveniente da geração, onde está a gênese das distorções.
- No Quadro 8 do Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0) é evidenciado o cálculo da componente de resultado contratual (RES_CONTR), que compreende o resultado financeiro do recurso e requisito para todo o horizonte analisado (M+0 até M+6). Nesse ponto, ressaltam-se alguns detalhes dos procedimentos de cálculo:
 - a. A metodologia atual, no item 3.1 do Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0), determina que a geração ou garantia física deverá ser valorada pelo preço médio dos contratos de venda já realizados;
 - b. Ao valorar-se toda a geração de um agente pela média dos contratos de venda, caso esse agente não tenha contratos de venda, toda essa geração será valorada por zero, implicando em uma das distorções previamente identificadas (Portfólio 3). O impacto ocorre na variável “preço médio do recurso” (PM_REC), vide equação do Quadro 8 do Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0), pois tal preço médio corresponde ao volume de geração multiplicado pelo preço médio de venda, somado ao volume de contratos de compra multiplicado pelo preço médio dos contratos de compra, dividido pela soma dos volumes de geração e contratos de compra.
 - c. Ao valorar-se toda a geração de um agente pela média dos contratos de venda, caso esse agente tenha optado por não vender todo o seu recurso de geração, ficando exposto positivamente, implicará em um resultado contratual (RES_CONTR) negativo, uma vez que o requisito (REQ) é menor do que o recurso (REC), conforme quadro Quadro 8 do Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0). É justamente nesse ponto que se identificam cenários de distorção, como por exemplo: exposições decorrentes de geração muito positivas, implicando em um resultado contratual (RES_CONTR) muito negativo. Por consequência, o FA também é impactado quando o PLA não for suficiente para suportar a distorção negativa no resultado financeiro (RES_FIN) – situação que ocorre quando o preço de mercado for inferior ao preço

médio de venda (PM_REQ), de tal forma que a marcação a mercado (MtM) não compense a distorção causada pelo acrônimo RES_CONTR no cálculo do valor total do portfólio (PnL) conforme Quadro 7 do Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0).

Por esses motivos expostos e após discussões desta temática, os representantes dos agentes de geração participantes do Comitê de Monitoramento apresentaram alternativa para a precificação dos recursos não contratados dos geradores: valorar a geração pelo preço médio de requisito até o montante equivalente aos contratos de venda, sendo valorada a zero apenas o recurso excedente.

3.2.3.1. Definição da metodologia utilizada nas simulações

Conforme discutido no início do presente Capítulo, pela influência direta da precificação do recurso do gerador na componente de resultado financeiro do FA (RES_FIN), a parcela PnL foi escolhida como variável de interesse nas simulações de sensibilidade realizadas.

As simulações foram realizadas a partir de simulações de Monte Carlo⁴¹, onde foram geradas séries aleatórias para as variáveis geração, volume de contratos de compra, preço dos contratos de compra, volume dos contratos de venda, preço dos contratos de venda e preço da marcação a mercado para parcelas descontratadas. As séries geradas respeitaram as condições estabelecidas por cada caso abordado, conforme ilustrado pela Tabela 25.

O número de séries geradas nas simulações de Monte Carlo foi suficiente para apresentar um Erro Padrão Relativo (RSE⁴²) inferior a 1%, sendo o erro padrão relativo o quociente entre o desvio padrão dos resultados encontrados e a raiz quadrada do número de séries geradas, dividido pela média dos resultados encontrados. Para que a RSE fosse inferior a 1%, critério de convergência adotado, o número N de séries geradas foi 10.000.

Como mencionado, foram adotadas quatro alternativas de precificação do recurso do gerador para análise de sensibilidade dos casos:

- A. Preço da geração igual a zero⁴³;
- B. Preço médio da geração igual ao preço médio dos contratos de venda: metodologia atualmente aplicada;
- C. Preço da geração igual ao preço médio de requisito até o montante equivalente aos contratos de venda, sendo valorada a zero apenas o recurso excedente⁴⁴; e
- D. Preço da geração igual ao preço médio de requisito até o montante equivalente aos contratos de venda, sendo valorada ao PLDmin apenas o recurso excedente.

⁴¹ Utiliza-se de métodos estatísticos que se baseiam em amostragens aleatórias massivas para obter resultados numéricos. Em suma, utilizam a aleatoriedade de dados para gerar um resultado para problemas que a priori são determinísticos.

⁴² *Relative Standard Error*

⁴³ Metodologia inicialmente sugerida pela Nota Técnica CCEE04925/2021

⁴⁴ Metodologia indicada pelos representantes da categoria de geração no Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial

Assim, para cada caso de contratação de agentes definidos (Caso 1, Caso 2, Caso 3 e Caso 4) foram adotadas quatro alternativas de precificação de recurso do gerador (sensibilidade A, B, C e D), resultando em 16 cenários distintos. A Tabela 25 apresenta de maneira sumarizada a diferença existente na modelagem de cada um dos casos analisados.

Tabela 25 - Detalhamento sobre variáveis de entrada utilizadas nas simulações

Variável	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Geração	10.000 séries aleatórias até 20 MWm	10.000 séries aleatórias até 20 MWm	10.000 séries aleatórias até 20 MWm	10.000 séries aleatórias até 20 MWm
Contratos de compra	0 (zero)	10.000 séries aleatórias até 10 MWm	10.000 séries aleatórias até 10 MWm	0 (zero)
Preço dos contratos de compra	N/A	10.000 séries aleatórias entre 100 e 450 R\$/MWh	10.000 séries aleatórias entre 100 e 450 R\$/MWh	N/A
Preço do recurso	A (zero), B (Preq), C (Preq/Exc=zero) e D (Preq/Exc=PLDmín)	A (zero), B (Preq), C (Preq/Exc=zero) e D (Preq/Exc=PLDmín)	A (zero), B (Preq), C (Preq/Exc=zero) e D (Preq/Exc=PLDmín)	A (zero), B (Preq), C (Preq/Exc=zero) e D (Preq/Exc=PLDmín)
Contratos de venda	10.000 séries aleatórias abaixo da geração	10.000 séries aleatórias abaixo do recurso total	0 (zero)	10.000 séries aleatórias acima da geração
Preço dos contratos de venda	10.000 séries aleatórias entre 100 e 450 R\$/MWh	1.000 séries aleatórias entre 100 e 450 R\$/MWh	N/A	10.000 séries aleatórias entre 100 e 450 R\$/MWh
Exposição	Combinação das 10.000 séries aleatórias de recurso e requisito	Combinação das 10.000 séries aleatórias de recurso e requisito	Combinação das 10.000 séries aleatórias de recurso e requisito	Combinação das 10.000 séries aleatórias de recurso e requisito
Preço MtM	10.000 séries aleatórias entre 100 e 600 R\$/MWh	10.000 séries aleatórias entre 100 e 600 R\$/MWh	10.000 séries aleatórias entre 100 e 600 R\$/MWh	10.000 séries aleatórias entre 100 e 600 R\$/MWh

Fonte: Elaboração própria

Para a análise dos resultados entre as possibilidades estudadas (sensibilidades para os casos A, B, C e D) foi utilizada a Correlação de Pearson, que segue formulação apresentada no Quadro 21.

Quadro 20 – Correlação de Pearson

$r = \frac{[\sum(x_i - x_{méd})(y_i - y_{méd})]}{\sqrt{\sum(x_i - x_{méd})^2 \sum(y_i - y_{méd})^2}}$
<p>R: correlação de Pearson</p> <p>x: saída da simulação para uma sensibilidade específica (A, B, C ou D)</p> <p>y: saída da simulação para outra sensibilidade específica (A, B, C ou D)</p>

Fonte: Pearson, K. (1896)⁴⁵

⁴⁵ Pearson, K. (1896). Mathematical contributions to the theory of evolution. III. Regression, heredity, and panmixia. Philosophical Transactions A, 373, 253–318. Disponível em: <https://ia801200.us.archive.org/11/items/philtrans00702488/00702488.pdf>

3.2.3.2. Resultados das Simulações

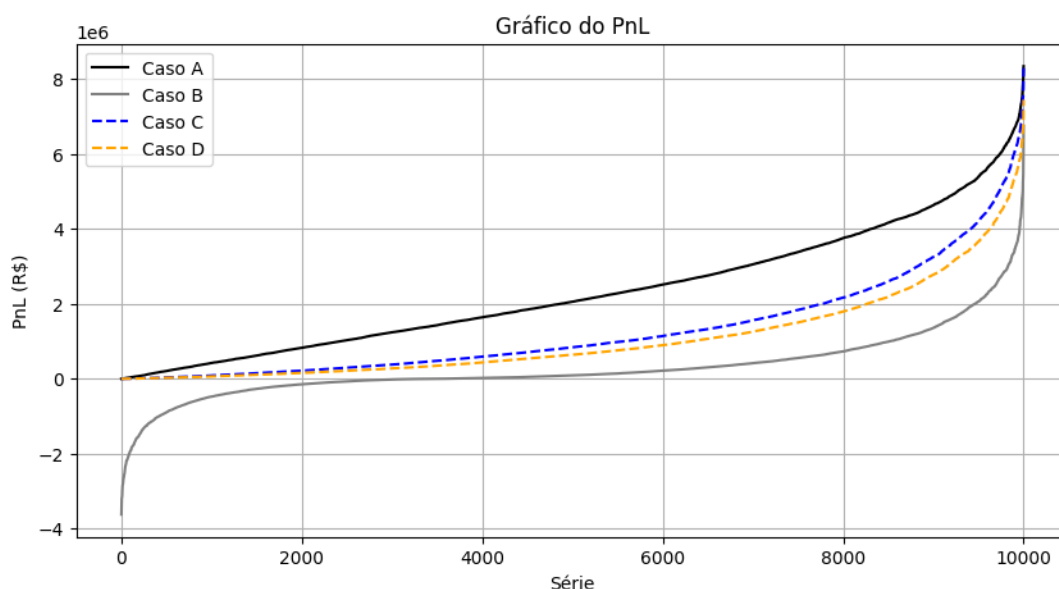
Os resultados obtidos nos cenários avaliados serão divididos em 4 blocos, quais sejam: (I) Simulações para o Portfólio 1; (II) Simulações para o Portfólio 2; (III) Simulações para o Portfólio 3; e (IV) Simulações para o Portfólio 4.

I. Simulações para o Portfólio 1

As simulações para o Portfólio 1, visam medir o PnL encontrado para as saídas da simulação de Monte Carlo em uma situação em que o agente gerador possui geração superior ao montante vendido em contratos.

Os 10.000 resultados de PnL encontrados para cada um dos casos (A, B, C e D) são ilustrados pela Figura 63.

Figura 63 - PnL calculado via simulação de Monte Carlo no Portfólio 1



Fonte: Elaboração própria

A matriz de correlações calculada para cada um dos casos (A, B, C e D) é representada pela Tabela 26, cujo resultado, além de análise gráfica da Figura 63, evidenciam os casos C e D como melhores soluções, uma vez que: (i) apresentam resultados intermediários entre os casos A e B, que majoram o PnL do agente gerador e subvalorizam o resultado financeiro do agente, respectivamente; e (ii) possuem alta correlação entre si.

Tabela 26 - Matriz de correlações entre os casos A, B, C e D para o Portfólio 1

r	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Caso A	100,0%	44,9%	76,7%	76,8%
Caso B	44,9%	100,0%	67,3%	71,3%
Caso C	76,7%	67,0%	100,0%	99,6%
Caso D	76,8%	71,3%	99,6%	100,0%

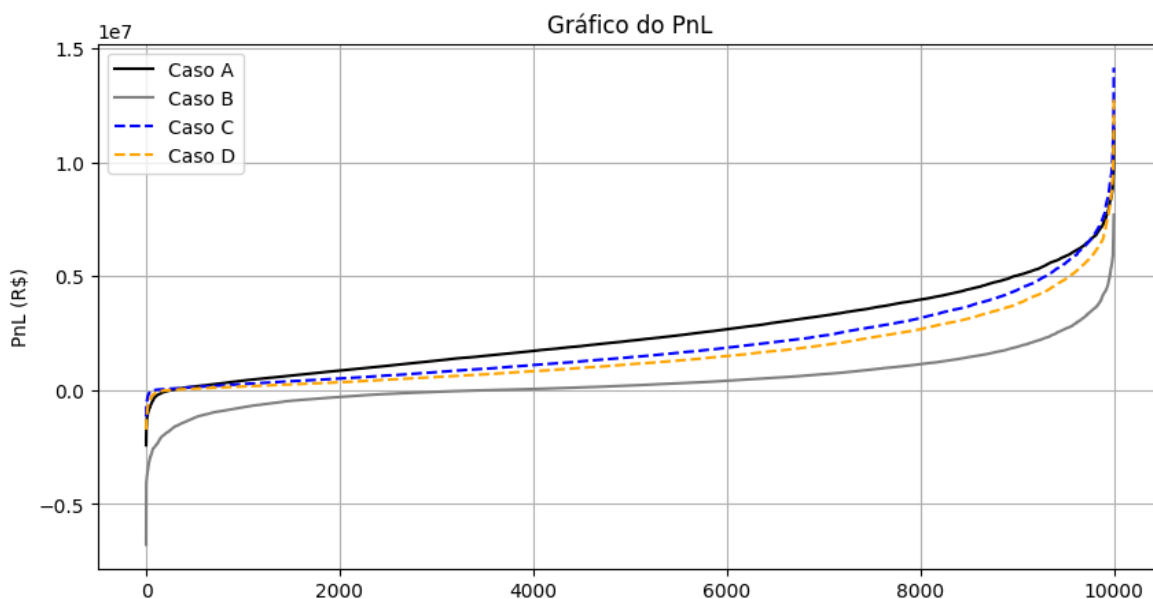
Fonte: Elaboração própria

II. Simulações para o Portfólio 2

As simulações para o Portfólio 2, visam medir o PnL encontrado para as saídas da simulação de Monte Carlo em uma situação em que o agente gerador possui volume de geração somado aos contratos de compra superior ao montante vendido em contratos.

Os 10.000 resultados de PnL encontrados para cada um dos casos (A, B, C e D) são ilustrados pela Figura 64.

Figura 64 - PnL calculado via simulação de Monte Carlo no Portfólio 2



Fonte: Elaboração própria

A matriz de correlações calculada para cada um dos casos (A, B, C e D) é representada pela Tabela 27 cujo resultado, além de análise gráfica da figura anterior, evidenciam novamente os casos C e D como melhores alternativas, uma vez que: (i) apresentam resultados intermediárias entre os casos A e B, que majoram o PnL do agente gerador e subvalorizam o resultado financeiro do agente, respectivamente; e (ii) que possuem alta correlação entre si.

Tabela 27 - Matriz de correlações entre os casos A, B, C e D para o Portfólio 2

r	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Caso A	100,0%	57,8%	77,9%	78,9%
Caso B	57,8%	100,0%	68,5%	72,5%
Caso C	68,5%	77,9%	100,0%	99,6%
Caso D	72,5%	78,9%	99,6%	100,0%

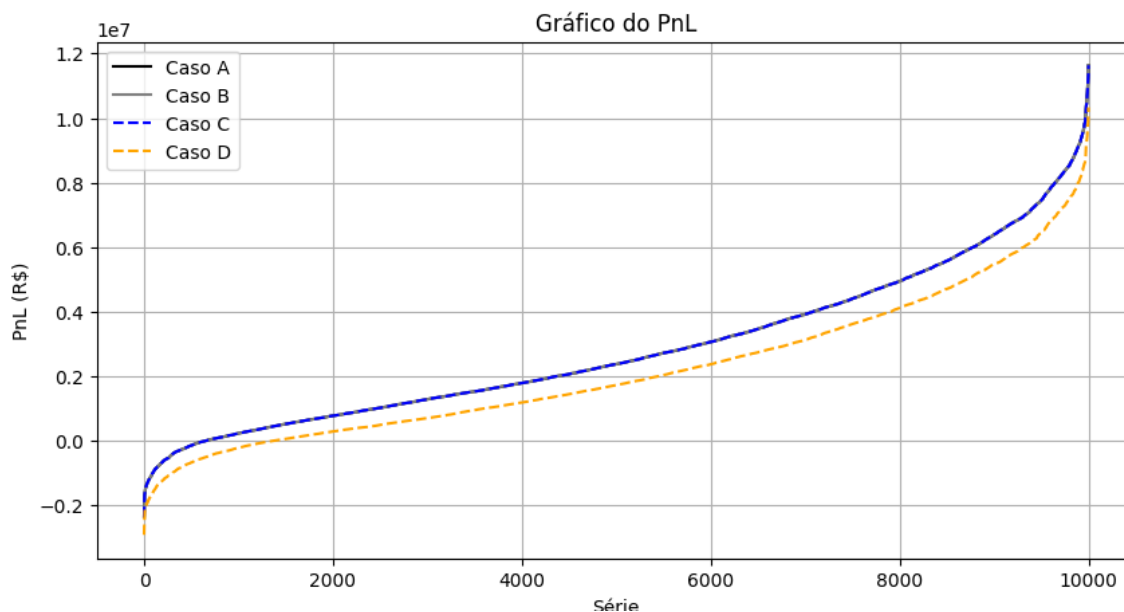
Fonte: Elaboração própria

III. Simulações para o Portfólio 3

As simulações para o Portfólio 3, visam medir o PnL encontrado para as saídas da simulação de Monte Carlo em uma situação em que o agente gerador não possui contratos de venda.

Os 10.000 resultados de PnL encontrados para cada um dos casos (A, B, C e D) são ilustrados pela Figura 65.

Figura 65 - PnL calculado via simulação de Monte Carlo no Portfólio 3



Fonte: Elaboração própria

A matriz de correlações calculada para cada os casos (A, B, C e D) é representada pela Tabela 28 cujo resultado, além de análise gráfica da Figura 65, evidencia os casos A, B e C como coincidentes, uma vez que, neste caso, tais condições de contorno apresentam recurso sendo valorado a zero.

O caso D, no entanto, apesar de não ser coincidente com A B e C, apresenta alta correlação com as demais (99,4%).

Tabela 28 - Matriz de correlações entre os casos A, B, C e D para o Portfólio 3

r	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Caso A	100,0%	100,0%	100,0%	99,4%
Caso B	100,0%	100,0%	100,0%	99,4%
Caso C	100,0%	100,0%	100,0%	99,4%
Caso D	99,4%	99,4%	99,4%	100,0%

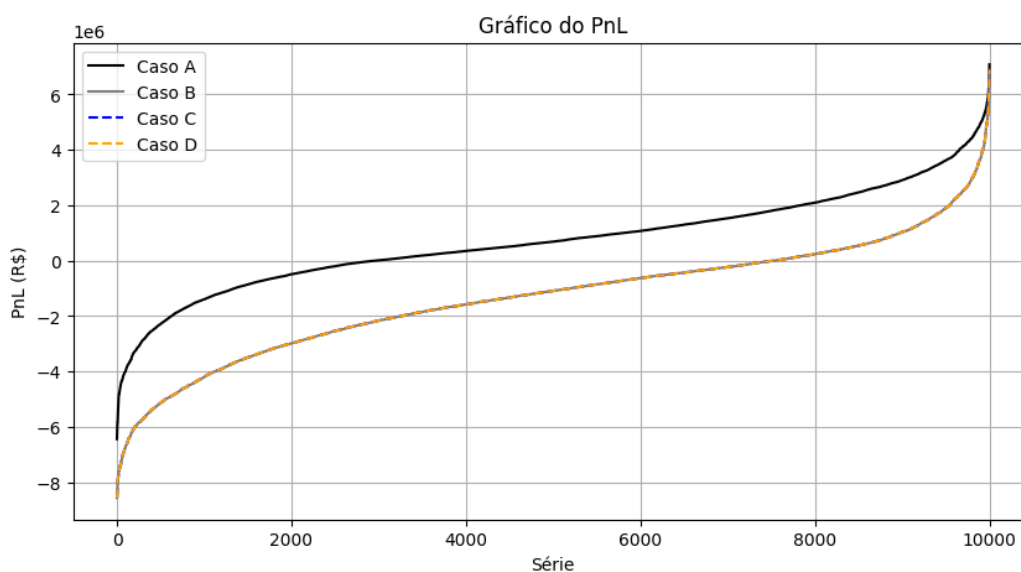
Fonte: Elaboração própria

IV. Simulações para o Portfólio 4

As simulações para o Portfólio 4, visam medir o PnL encontrado para as saídas da simulação de Monte Carlo em uma situação em que o agente gerador possui geração inferior ao montante vendido em contratos.

Os 10.000 resultados de PnL encontrados para cada um dos casos (A, B, C e D) são ilustrados pela Figura 66.

Figura 66 - PnL calculado via simulação de Monte Carlo no Portfólio 4



Fonte: Elaboração própria

A matriz de correlações calculada para cada um dos casos (A, B, C e D) é representada pela Tabela 29, cujo resultado, além de análise gráfica da Figura 66, evidencia os casos B, C e D como coincidentes, uma vez que, neste caso, tais condições de contorno apresentam recurso da geração igual ao preço médio do requisito.

O caso A, no entanto, possui menor correlação com as demais sensibilidades, uma vez que tal condição de contorno valora o recurso da geração como zero e acaba por majorar o PnL do agente, de forma a reduzir seu fator de alavancagem.

Tabela 29 - Matriz de correlações entre os casos A, B, C e D para o Caso 4

r	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Caso A	100,0%	72,5%	72,5%	72,5%
Caso B	72,5%	100,0%	100,0%	100,0%
Caso C	72,5%	100,0%	100,0%	100,0%
Caso D	72,5%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: Elaboração própria

3.2.3.3. Análise das simulações

Conforme mostrado no presente relatório, durante o período sombra, o Comitê de Monitoramento identificou duas distorções que impactam o fator de alavancagem dos agentes geradores. Essas distorções foram mostradas nos portfólios 1, 2 e 3, sendo que, nos dois primeiros, a distorção é ocasionada pela forma como é valorada a geração não contratada, implicando em resultados contratuais (RES_CONTR) negativos. No terceiro caso, a distorção observada se limita ao preço médio do recurso (PM_REC), pois a ausência de contratos de venda faz com que a geração seja valorada a zero. No Caso 4, por sua vez, não se identificou nenhuma distorção.

Após discussões realizadas no âmbito do Comitê de Monitoramento, conclui-se sobre a necessidade de aperfeiçoar a metodologia, a fim de que o recurso proveniente de geração contratado seja tratado de maneira distinta do recurso de geração não contratado. A principal questão está na forma como a geração não contratada deve ser valorada, sendo que a geração contratada continuaria a ser valorada pelo preço médio dos contratos de venda.

Cabe destacar que a definição do valor justo a ser considerado para a precificação do recurso da geração de um agente passa pelo entendimento de qual deve ser o valor mínimo que garantiria o retorno financeiro necessário para a continuidade da vida operacional de um projeto. Por se tratar de discussão que possui premissas que divergem entre usinas de fontes distintas, diferentes localidades e idade dos empreendimentos, a CCEE entende que uma solução individualizada de precificação por projeto ou tipo de empreendimento se tornaria extremamente complexa, se assemelhando a uma análise de *valuation* de cada ativo de geração.

Diante do exposto, opta-se pela busca de uma solução com menor grau de complexidade, adotando parâmetro único para precificação do excedente de geração de um ativo, independentemente de sua fonte, localidade ou maturidade. O referido parâmetro, no entanto, deve proporcionar facilidade de reprodução e potencial para reduzir eventuais distorções no cálculo do FA.

De acordo com as Regras de Comercialização da CCEE, caderno de Consolidação de Resultados, o valor financeiro do resultado no mercado de curto prazo é produto do balanço energético final de um agente e o respectivo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do período. O PLD, por sua vez, possui valor mínimo calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEO Itaipu) e a Tarifa de Energia de Otimização das outras usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional, conforme estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.032/2022 da ANEEL.

Inicialmente, foi proposto pelo Comitê de Monitoramento que a precificação dos recursos contratados dos geradores seja equivalente ao preço médio de requisito até o montante equivalente aos contratos de venda, sendo valorada a zero apenas o recurso excedente. Nas análises dos casos apresentados, a proposta inicialmente feita pelo Comitê é observada pelo "Caso C". Entretanto, conforme demonstrado nas análises, pode-se concluir que o "Caso D", em que se precificou a geração não contratada pelo PLD mínimo, é mais aderente com a realidade, tendo em vista que a geração possui um custo mínimo, e que matematicamente, a aplicação do PLD mínimo preservou o comportamento da curva do Caso D aderente ao Caso C, conforme pode ser observado pelo resultado das correlações de Pearson.

3.2.3.4. Conclusões

Com base nas análises apresentadas ao longo desta seção, propõe-se uma mudança na metodologia atual referente à valoração do recurso de geração, de modo que o preço da geração seja igual ao preço médio de requisito até o montante correspondente aos contratos de venda, sendo aplicado o PLDmin apenas ao recurso excedente (não contratado), conforme a caso D. Essa solução resultaria em um cálculo intermediário para o PnL e, portanto, para o FA dos agentes de geração, entre as abordagens inicial e vigente do período sombra, além de minimizar a distorção causada pela precificação nula do excedente de geração. Para implementação das propostas ora apresentadas, será necessária a alteração do Manual do Monitoramento Prudencial, conforme minuta encaminhada à ANEEL.

Quadro 21 – Precificação do recurso

$PM_REC_{\alpha,m,mi,pd} = \frac{GER_CONT_{\alpha,m,mi,pd} * PMV_{\alpha,m,mi,pd} + GER_DESC_{\alpha,m,mi,pd} * PLD_MIN_f + QMC_{\alpha,m,mi,pd} * PMC_{\alpha,m,mi,pd}}{REC_{\alpha,m,mi,pd}}$
<p>PM_REC_{α,m,mi,pd}: Preço Médio do Recurso declarado pelo agente, para contratos de preço fixo e contratos de derivativo</p> <p>GER_CONT_{α,m,mi,pd}: Geração do agente (se aplicável) comprometida com contratos de venda</p> <p>PMV_{m,mi,pd}: Preço Médio de Venda do portfólio do agente'</p> <p>GER_DESC_{α,m,mi,pd}: Geração do agente (se aplicável) não comprometida com contratos de venda(geração excedente)</p> <p>PLD_MIN_f é o Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo determinado para o ano de apuração "f"</p> <p>QMC_{α,m,mi,pd}: Quantidade Mensal Sazonalizada dos contratos de compra</p> <p>PMC_{m,mi,pd}: Preço Médio de Compra do portfólio do agente</p> <p>REC_{α,m,mi,pd}: Recurso declarado pelo agente para contratos de preço fixo e contratos de derivativo</p> <p>"α": Agente</p> <p>"m": Mês de apuração</p> <p>"mi": Vértices. Mês de referência para fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração "m+0", e valor final é igual ao mês "m+6"</p> <p>"pd": Período de declarações (a depender da classe do agente)</p>

Fonte: Quadro 9 - Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

3.2.4. Patrimônio Líquido Ajustado

A metodologia atual define o PLA como sendo o patrimônio líquido ajustado por deduções, para apurar, de forma objetiva, os recursos disponíveis em curto e longo prazo, que possibilitem às instituições do setor elétrico suportarem a continuidade de suas atividades diante de oscilações e situações adversas, devendo ser líquido de elementos incorpóreos, de ativos de elevado nível de subjetividade de valoração

ou que já garantam atividades financeiras similares e de outros ativos cuja natureza seja considerada como imprópria para resguardar sua solvência. Entre as deduções aplicáveis ao cálculo do PLA temos elementos como *goodwill*, ativos intangíveis, dívidas subordinadas e créditos tributários que dependem de receitas futuras, sendo que essa abordagem visou garantir que o valor patrimonial utilizado no cálculo do risco financeiro refletisse de forma mais precisa a capacidade de pagamento dos agentes.

Após análises e experiência adquirida durante o período sombra concluiu-se que a metodologia atual, desenvolvida considerando uma abordagem análoga à regulamentação bancária (BACEN), demanda aprimoramentos relacionados às especificidades do setor elétrico, em especial para os agentes da CCEE, como as deduções para consumidores de diferentes segmentos, o PLA negativo de geradores por questões pré-operacionais e societárias, o cálculo do FA em situações de patrimônio negativo, e a marcação a mercado dos contratos futuros de energia.

Assim, nesta seção serão abordadas sugestões de melhorias na metodologia de cálculo do PLA tendo em face a aplicação mais aderente às especificidades do setor elétrico para fins de Monitoramento Prudencial. Este tema foi abordado junto ao Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial e embora não haja uma concordância total, no âmbito do Comitê, sobre a metodologia proposta pela CCEE, é importante ressaltar que os temas abordados estiveram diretamente conectados ao mercado, no qual se identificou a necessidade de aprofundar os pontos aqui detalhados. A análise completa realizada pela CCEE com o auxílio de consultorias renomadas do setor, incluindo análise de casos e simulações específicas, pode ser encontrada no Anexo 3: Consultoria Externa - Relatório de Simulação de Cálculo do FA.

3.2.4.1. Metodologia Atual para o cálculo do PLA

No decorrer do período sombra, os agentes enviaram diversas informações à CCEE, incluindo o PLA para o cálculo do FA, as diretrizes para o cálculo do PLA, encontram-se no Manual do Monitoramento Prudencial, anexo à REN 1.072/2023, em seu capítulo 5, Anexo I.

O PLA é utilizado como base para o cálculo do FA. Ele tem a função de apoiar o monitoramento dos agentes no mercado de energia elétrica, influenciando diretamente os cálculos utilizados para avaliar a saúde financeira e a exposição ao risco dos agentes.

O principal objetivo do ajuste é assegurar que o valor reflita com precisão a capacidade de pagamento dos agentes, evitando distorções que poderiam comprometer a análise prudencial de risco no mercado de energia elétrica. A fórmula da metodologia atual para cálculo do PLA é apresentada no Quadro 23 a seguir:

Quadro 22 – Cálculo do Patrimônio Líquido Ajustado

$PLA_{\alpha,m,pd} = PL_{\alpha,m,pd} - Deduções_{\alpha,m,pd}$
<p>PLA_{α,m,pd}: Patrimônio Líquido Ajustado</p> <p>PL_{α,m,pd}: Patrimônio Líquido</p> <p>Deduções_{α,m,pd}: Deduções conforme descrito a seguir</p> <p>“α”: agente</p>

“m”: mês de apuração

“pd”: período de declarações (a depender da classe do agente)

Fonte: Quadro 30 - Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0)

Sendo itens dedutíveis de cálculo do PLA os seguintes:

Tabela 30 - Itens passíveis de dedução do PL para cálculo de PLA

Conta Contábil	Racional
Goodwill (ágio)	Exclui valores relacionados ao ágio derivado da expectativa de rentabilidade futura na aquisição
Ativos Intangíveis	Deduz ativos como patentes e marcas que não possuem liquidez imediata ou em caixa esperado
Participações Societárias	Exclui participação diretas ou indiretas em outras empresas sujeitas ao monitoramento prudencial
Créditos Tributários	Deduz créditos que dependem de lucros futuros para serem realizados
Imóveis e Fundos Imobiliários	Exclui itens não circulantes de baixíssima liquidez
Despesas Antecipadas	Deduz despesas pagas antecipadamente que não representam saída de caixa antecipada que se converterá em bens ou serviços
Dívidas Subordinadas	Deduz o valor de dívidas subordinadas emitidas por outras empresas monitoradas pela CCEE

Fonte: Elaboração própria

Contudo, durante o período sombra foram observadas algumas distorções da aplicação desta metodologia que resultam em necessidade de melhorias uma vez que o objetivo principal, que era a estimativa da capacidade financeira dos agentes, para fins de mensuração de risco, não estava sendo alcançada em alguns casos, em especial no que tange:

- i. A dedução específicas do PLA para o caso dos agentes pertencentes à diferentes categorias; geração, comercialização e consumo;
- ii. Necessidade de avaliação da participação da marcação de contratos futuros de energia a valor justo (MtM) para o caso de cálculo do PLA para os agentes.
- iii. Resultados de PLA negativo para agentes geradores em decorrência de questões pré-operacionais e/ou devido a questões societárias;
- iv. Incapacidade de cálculo de Fator de Alavancagem para agentes que apresentam PLA negativo por diferentes razões; e

A seguir, cada uma dessas adequações, serão analisadas, indicando melhorias na metodologia atual para cálculo de PLA, que deverá ser refletido na nova versão do Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial, bem como no Art. 135-B, inciso VII da REN 957/2021.

3.2.4.2. Melhorias identificadas para o cálculo do PLA

Durante o período de sombra, foram identificadas situações que geram distorções no cálculo do PLA e, conseqüentemente, no FA, o que dificulta a correta percepção de riscos no âmbito do Monitoramento Prudencial e exige melhorias e ajustes na metodologia.

Atualmente, para fins do Monitoramento Prudencial, a CCEE classifica seus agentes em 4 categorias principais que não apresentam diferenças na metodologia de apuração do PLA, sendo:

- i. Geração – Autoprodutores, Geradores e Produtores Independentes;

- ii. Distribuição – Distribuidores;
- iii. Comercialização – Comercializadores;
- iv. Consumo - Consumidores Especiais, Consumidores Livres.

Após análises e experiências adquiridas durante o período sombra, a CCEE propõe que as deduções específicas para fins de cálculo do PLA observem a sua categoria.

Destaca-se que neste processo os agentes da categoria Distribuição não seriam acompanhados para efeito de apuração de Fator de Alavancagem e, portanto, estariam dispensados do envio do PLA. Ainda, a separação das deduções em categorias apartadas permitiria uma análise mais específica dos riscos financeiros e operacionais, considerando as particularidades entre os perfis e estratégias de negociação de cada categoria, facilitando a identificação de riscos sistêmicos específicos e análises mais claras e comparáveis, proporcionando maior transparência para todos os agentes do mercado.

Como mencionado anteriormente no Quadro 23, o PLA é resultado do PL do agente subtraído de algumas deduções que na metodologia atual se limitam ao *Goodwill*, ativos intangíveis, participações societárias em empresas sujeitas ao Monitoramento Prudencial, créditos tributáveis, imóveis e fundos imobiliários, despesas antecipadas e dívidas subordinadas emitidas por outras empresas objeto de declaração do monitoramento prudencial.

Contudo, a proposta da CCEE sugere que cada categoria tenha um tratamento específico para as deduções do PL no cálculo do PLA. A seguir cada um dos itens de dedução serão detalhados e as alterações propostas mais bem explicadas.

1. Ágio (*Goodwill*)

O ágio derivado da expectativa de rentabilidade futura, conhecido como *goodwill*, é um ativo que representa os benefícios econômicos esperados de ativos adquiridos em uma combinação de negócios, os quais não são identificados individualmente nem reconhecidos separadamente. Esse ágio pode estar associado a diversos fatores, como localização, fidelidade dos clientes, reputação comercial, participação no mercado (*market share*), qualidade da administração, treinamento dos profissionais, conhecimento tecnológico, capacidade mercadológica e outros efeitos sinérgicos decorrentes dos ativos da empresa adquirida. É importante notar que a marcação a mercado dos contratos de energia futuros dos agentes comercializadores, comumente registrada como “valor justo dos contratos de energia” nos demonstrativos financeiros, é distinta do valor justo dos ativos e passivos adquiridos mencionados anteriormente.

O *goodwill* está sujeito a condições futuras que podem não se concretizar e pode ser revisado ao longo do tempo, apresentando um grau considerável de subjetividade na avaliação. Ressalta-se, ainda, que o valor do ágio derivado de expectativas de rentabilidade futura não possui valor econômico intrínseco.

Por este motivo, a CCEE propõe que o tratamento da metodologia atual de dedução do *goodwill* seja mantido para as três categorias definidas de participação de declaração do PLA.

Tabela 31 - Proposta de Dedução atrelado ao Goodwill

Dedução	Classe de Agente		
	Geração	Comercialização	Consumo
Ágio derivado da expectativa de rentabilidade futura (<i>goodwill</i>)	Deduzir	Deduzir	Deduzir

Fonte: Elaboração própria

2. Ativos Intangíveis

Ativos intangíveis são elementos patrimoniais de uma empresa que não possuem forma física, ou seja, não podem ser tocados ou vistos, mas têm valor econômico e contribuem para a geração de benefícios futuros, como marcas, patentes, propriedade intelectual, softwares, relações contratuais, recursos humanos, licenças e concessões. As regras contábeis do Pronunciamento Técnico CPC nº 4 determinam que o ativo intangível deve ser identificável para diferenciá-lo do *ágio* (*goodwill*) e deve ser reconhecido apenas se for provável que os benefícios econômicos futuros atribuíveis a ele sejam gerados em favor da entidade e se o custo do ativo puder ser mensurado de forma confiável. Observa-se que os ativos intangíveis são condicionados a eventos futuros, que podem não se materializar, e apresentam um grau de subjetividade na avaliação.

Assim, para as três categorias a serem observadas, a CCEE propõe que:

- i. Para comercializadoras, esses ativos devem ser deduzidos do cálculo devido à subjetividade dos valores como já realizado na metodologia atual;
- ii. Para consumidores, os intangíveis, além de não gerarem caixa diretamente, são de difícil liquidação e, por isso, também devem ser deduzidos como já realizado na metodologia atual — poucos consumidores possuem ativos intangíveis relevantes, pois a maioria opera com ativos tangíveis que geram valor imediato. No entanto, há exceções a essa regra que devem ser aplicadas as empresas que atuam em setores distintos do energético (como rodovias ou saúde), onde os intangíveis, como concessões e contratos de exclusividade, não devem ser deduzidos
- iii. Para geradores, a avaliação exige cautela, pois as concessões são essenciais para a operação. Sugere-se, portanto, refinar os critérios para incluir apenas intangíveis diretamente vinculados ao setor energético, como licenças e concessões, além de avaliar a dedução dos intangíveis para geradores, mantendo-os no PLA quando forem relevantes para a operação principal.

Tabela 32 - Proposta de Dedução atrelado aos Ativos Intangíveis

Dedução	Classe de Agente		
	Geração	Comercialização	Consumo
Ativos intangíveis	Não deduzir	Deduzir	Deduzir*

*Exceto quando se enquadrar nas condições do item ii.

Fonte: Elaboração própria

3. Participações diretas ou indiretas em outras empresas do setor

A exclusão das participações diretas ou indiretas em outras empresas do setor visa mitigar o risco de contágio financeiro entre as instituições do setor elétrico, considerando o alto grau de interdependência entre elas devido à exposição a fatores climáticos. Além disso, as deduções das participações em instituições financeiras, de seguros, resseguros e de previdência privada são justificadas pelo fato de que empresas desses setores tendem a ser mais vulneráveis em momentos de crise, como foi observado na crise financeira de 2009.

Assim, dada a possibilidade de um contágio em cascata no setor elétrico, essa exclusão de participações diretas ou indiretas em outras empresas do setor é necessária para limitar o impacto de contágio. Embora a inclusão de ações negociadas com liquidez possa ser considerada para o cálculo do PLA, essa inclusão traria maior complexidade ao preenchimento da "planilha de envio de dados para FA", e por isso, não é recomendada. Sugere-se, portanto, manter a dedução conforme orientado na metodologia atual, detalhada no Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0).

Além disso, durante o período sombra, foi constatado um problema relacionado ao arranjo societário em que uma empresa capta dívida para realização de um projeto. Podemos exemplificar o caso através de uma *holding* que capta para uma SPE investida. Esse mecanismo resulta para o Monitoramento Prudencial na baixa alavancagem artificial da SPE, pois não possui passivo alocado referente a dívida da *holding* que está atrelada ao ativo investido. Tendo por consequência o efeito negativo a *holding* que tem deduzida sua participação, mantendo a dívida captada, conforme o exemplo abaixo:

Tabela 33 - Atual - Dedução decorrente de participações diretas ou indiretas no Patrimônio Líquido atual

	<i> Holding </i>	SPE
Participação Societária	R\$ 500.000.000	-
Ativo Imobilizado	-	R\$ 500.000.000
Dívida	R\$ 500.000.000	-
PL	-	R\$ 500.000.000
Ajuste do PL (Item III)	-R\$ 500.000.000	-
PL Ajustado	-R\$ 500.000.000	R\$ 500.000.000

Fonte: Elaboração própria

Com o objetivo de adequar a alavancagem dos agentes, foi proposto pelo Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial a dedução das participações diretas ou indiretas em outras empresas do setor, que participam do Monitoramento Prudencial e alocação da dívida na SPE, conforme o exemplo a seguir:

Tabela 34 - Proposta - Dedução decorrente de participações diretas ou indiretas no Patrimônio Líquido

	<i> Holding </i>	SPE
Participação Societária	R\$ 500.000.000	-
Ativo Imobilizado	-	R\$ 500.000.000
Dívida	R\$ 500.000.000	-
PL	-	R\$ 500.000.000
Ajuste do PL (Item III)	-	R\$ 500.000.000
PL Ajustado	-	-

Fonte: Elaboração própria

Ao ajustar o PL da SPE pela dívida captada pela *holding*, obtém-se o mesmo resultado de uma dívida captada no nível do projeto. Para tanto, o agente tomador da dívida (*holding*) deverá ter demonstrações financeiras auditadas e que contenham informação individualizada sobre a dívida, precisando ser indicado que os recursos foram destinados ao agente (SPE) para o qual deseja alocar a dívida no âmbito do cálculo do PLA.

Tabela 35 - Proposta de Dedução atrelado as Participações diretas ou indiretas

Dedução	Classe de Agente		
	Geração	Comercialização	Consumo
Participações diretas ou indiretas em outras empresas do setor	Deduzir	Deduzir	Deduzir

Fonte: Elaboração própria

4. Créditos tributários

A dedução dos créditos tributários do PL para fins de PLA justifica-se pelo fato de que sua realização depende da geração de lucros tributáveis, uma condição improvável em cenários de dificuldade financeira ou de liquidação da empresa. Em situações adversas, esses créditos tornam-se incertos e impactam a capacidade da empresa de efetivamente utilizá-los, reforçando a necessidade de sua exclusão para evitar distorções na análise financeira. Sugere-se, portanto, manter essa dedução conforme as diretrizes da metodologia atual, detalhada no Manual Algébrico do Monitoramento Prudencial.

Tabela 36 - Proposta de Dedução atrelado aos créditos Tributáveis

Dedução	Classe de Agente		
	Geração	Comercialização	Consumo
Créditos tributários	Deduzir	Deduzir	Deduzir

Fonte: Elaboração própria

5. Imóveis rurais ou urbanos e fundos de investimentos imobiliários com lastros em imóveis rurais ou urbanos

A dedução de imóveis rurais, urbanos e participações em fundos imobiliários visa excluir ativos de baixa liquidez e com precificação limitada devido à falta de uniformidade nas avaliações do mercado imobiliário. Dessa forma, imóveis e fundos imobiliários lastreados nesses ativos devem ser excluídos para evitar arbitragens regulatórias. É importante destacar que, para os geradores, o parque de geração não deve ser excluído dos ativos imobilizados, compondo o PLA.

Quanto à justificativa ao tratamento específico desta dedução para cada categoria, destaca-se que:

- i. Para comercializadoras, esses ativos apresentam baixa liquidez e dificuldade de precificação, justificando sua dedução.
- ii. No caso dos geradores, os parques de geração devem permanecer no patrimônio devido à sua relevância operacional não sendo deduzidos para fins de cálculo de PLA.
- iii. Para grandes consumidores industriais, o imobilizado é essencial à operação e não deve ser deduzido, enquanto para consumidores comerciais, a dedução pode ser relevante, uma vez que esses ativos geralmente têm menor impacto na solvência financeira.

Assim, recomenda-se, portanto, a exclusão dos imóveis do cálculo do PLA para comercializadoras, a manutenção dos parques de geração para geradores e uma análise mais detalhada dos ativos para os consumidores.

Tabela 37 - Proposta de Dedução atrelado aos ativos imobiliários

Dedução	Classe de Agente		
	Geração	Comercialização	Consumo
Imóveis rurais ou urbanos e fundos de investimentos imobiliários com lastros em imóveis rurais ou urbanos	Não deduzir	Deduzir	Não deduzir

Fonte: Elaboração própria

6. Despesas Antecipadas

As despesas antecipadas referem-se a desembolsos financeiros feitos para a aquisição de produtos ou serviços que serão consumidos ou entregues em períodos contábeis futuros. Esses adiantamentos carregam uma expectativa de benefício futuro, mas com um risco associado à sua realização, o que justifica sua exclusão do cálculo para refletir melhor a incerteza desses ativos no balanço. Sugere-se, portanto, manter essa dedução conforme as diretrizes da metodologia atual, detalhada no Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0).

Tabela 38 - Proposta de Dedução atrelado as despesas antecipadas

Dedução	Classe de Agente		
	Geração	Comercialização	Consumo
Despesas Antecipadas	Deduzir	Deduzir	Deduzir

Fonte: Elaboração própria

7. Dívidas Subordinadas

Na metodologia atual, a dedução do valor contábil inclui todas as dívidas subordinadas emitidas por outra entidade supervisionada da CCEE, incluindo os saldos de fundos de investimento que possuam mais de 10% de seu PL composto por essas dívidas. De acordo com a Resolução CNSP nº 391 de 30/10/2020, uma "dívida subordinada" é definida como um instrumento de dívida com cláusula de subordinação, que assegura prioridade apenas em relação aos acionistas no caso de liquidação da entidade emissora. Esse tipo de dívida é um instrumento híbrido de financiamento, sendo remunerado somente após o cumprimento das obrigações com credores comuns, e, em caso de falência, pode influenciar os ativos realizáveis de outras empresas inicialmente estáveis no setor elétrico. A dedução desse passivo do PL visa reduzir o risco de contágio financeiro e evitar distorções regulatórias que possam ocorrer por meio de participações indiretas.

Para aprimorar essa abordagem, a CCEE propõe considerar não apenas a dívida subordinada ativa na dedução, mas também a passiva, referente ao credor, que deve ser deduzida para os casos em que a dívida subordinada esteja relacionada a outro agente participante do Monitoramento Prudencial, pois dessa forma refletiria melhor a capacidade financeira dos agentes em situações de estresse. Isso porque, essas dívidas subordinadas, como nas seguradoras, podem servir como um "colchão financeiro", sendo exigidas apenas após a quitação das obrigações principais. Esse ajuste pode ser abordado de duas formas:

Cenário 1: onde a dívida subordinada ativa não é deduzida, proporcionando uma visão mais realista da capacidade financeira do agente;

Cenário 2: em que a dívida subordinada passiva é acrescida ao PLA, e a ativa é deduzida, simplificando a análise ao focar nas obrigações que impactam a liquidez imediata.

Optar pelo Cenário 1 simplificaria os cálculos, mas também proporciona uma visão distorcida da alavancagem dos agentes de maneira individual, dessa forma, o mais adequado é aderir o Cenário 2 que contempla uma análise mais robusta e conservadora da saúde financeira dos agentes, tornando-o uma escolha estratégica vantajosa – sendo essa a recomendação da CCEE.

Tabela 39 - Proposta de Dedução atrelado a dívida subordinada

Dedução	Classe de Agente		
	Geração	Comercialização	Consumo
Dívidas Subordinadas (Ativo)	Deduzir	Deduzir	Deduzir
Dívidas Subordinadas (Passivo)*	Deduzir	Deduzir	Deduzir

*Dívidas subordinadas passivas devem ser acrescentadas ao PLA.

Fonte: Elaboração própria

8. Marcações de Contratos de Energia (MtM)

A marcação a mercado é um processo pelo qual os agentes do mercado de energia ajustam o valor de seus contratos de compra e venda de energia para refletir os preços de mercado atuais. Esse ajuste permite que os contratos sejam avaliados conforme as condições reais do mercado, proporcionando uma visão precisa e atualizada dos ganhos ou perdas potenciais. A marcação a mercado é especialmente importante no setor de energia, onde os preços são altamente voláteis devido a fatores como oferta, demanda, clima, custos de combustíveis e outros fatores que influenciam a formação de preço. Para as comercializadoras, a marcação a mercado é essencial na gestão de risco e liquidez, pois permite monitorar a exposição ao risco de preço e tomar medidas para mitigá-lo.

Contudo, um desafio recorrente é a ausência de um padrão claro para a definição do preço justo de contratos futuros no caso de agentes comercializadores e geradores. Cada empresa adota uma lógica própria para avaliar sua exposição de portfólio, o que resulta em uma falta de uniformidade e dificuldades na comparação entre agentes. Além disso, há um descasamento temporal entre o balanço patrimonial das empresas e os preços de mercado, que sofrem flutuações diárias devido à natureza volátil do mercado brasileiro de energia. Em outras palavras, os preços de mercado, bem como as exposições energéticas são alterados constantemente, podendo gerar ganhos de MtM em uma data (como 31/12/202X), que, no entanto, podem se reverter em perdas nas semanas subsequentes. Essas variações do resultado financeiro não são refletidas no Balanço Patrimonial, o que pode levar a uma visão distorcida da saúde financeira da empresa. A metodologia atual de cálculo do PLA desconsidera a dedução da MtM e, na visão da CCEE, a exclusão do MtM no cálculo do PLA é recomendada para uma avaliação mais precisa da saúde financeira da empresa. A MtM, por ser uma valorização ainda não efetivada dos ativos, não reflete um impacto imediato na liquidez da empresa. A manutenção dessa contabilização distorce a realidade financeira, uma vez que esses ganhos são temporários e podem desaparecer, não correspondendo ao desempenho efetivo da empresa. É válido lembrar que a álgebra da fórmula do FA considera os resultados financeiros futuros dos agentes em seu numerador, sendo esse precificado de maneira igual pela curva atual de mercado no evento de referência.

Neste contexto, propõe-se a exclusão do MtM do cálculo do PLA com base em um tratamento distinto para os diferentes agentes do mercado. Considera-se que os agentes consumidores e geradores não possuem, historicamente, valores atrelados a esses itens, uma vez que não há rubricas contábeis relacionadas a essa questão, e suas negociações envolvem volumes de energia próximos aos seus recursos e requisitos físicos.

Assim, a proposta da CCEE considera dois tratamentos distintos para exclusão do MtM, dependendo do seu valor líquido das posições (ativa menos passiva):

Quando o MtM líquido é positivo: deve-se deduzir o valor do MtM para fins de cálculo do PLA, uma vez que, ao ser positivo, esse valor representa um ganho teórico que pode não se concretizar e inflacionar a posição de patrimônio líquido da empresa. Quando o MtM líquido é negativo: a dedução do MtM não deve ser realizada, uma vez que a perda já é considerada no cálculo do PLA e, portanto, não há necessidade de ajustá-la adicionalmente. A dedução do MtM positivo é alinhada ao princípio conservador que orienta a contabilidade e a segurança de mercado, pois visa não inflacionar a posição de PLA com valores que podem não se concretizar. Esse ajuste visa impedir que uma posição de PLA seja superestimada devido a ganhos temporários que podem não se materializar. Em contrapartida, se um agente possui uma posição negativa de MtM e essa perda se concretiza posteriormente, a atualização do balanço patrimonial para refletir essa perda é fundamental para uma avaliação precisa da posição financeira do agente. Caso essa atualização não ocorra, o PLA ficará desatualizado, e a capacidade de tomada de risco do agente parecerá superior à realidade.

Por fim, ao não deduzir o MtM negativo, evita-se a elevação artificial do PLA, resultante da falta de atualização dos prejuízos reconhecidos no balanço. Deve-se ressaltar que a simples dedução do MtM negativo é prejudicial a avaliação da capacidade financeira do agente. Além de inflar artificialmente o PLA, gera exposição pelo lapso temporal das atualizações periódicas das Demonstrações Financeiras. Isto é, caso o agente tenha prejuízo no horizonte subsequente do último balanço fechado, o FA só refletiria esse resultado na próxima publicação, seja ela trimestral, semestral ou anual supervalorizando a real capacidade financeira do agente.

A experiência do Monitoramento Prudencial no período sombra demonstrou que esse lapso temporal, mesmo que de 2 a 3 meses, é substancialmente importante e a volatilidade do mercado de energia nesse período são suficientes para reverter resultados futuros positivos. Sendo o PLA uma medida da capacidade de arcar com os riscos financeiros, a manutenção do MtM nessa conta distorce o principal objetivo da medida já que expõe a mesma ao risco da volatilidade de preços.

Dessa forma, entende-se que a metodologia proposta, de deduzir o MtM positivo e excluir a dedução do MtM negativo, proporciona uma visão mais fiel e segura da saúde financeira dos agentes, refletindo de maneira mais precisa sua real capacidade de enfrentar os riscos do mercado de energia.

3.2.4.3. Metodologia Proposta para o cálculo do PLA

Em resumo, a metodologia proposta pela CCEE propõe tratamento específico para cálculo de PLA a depender da categoria do agente analisado, com a melhoria, alteração ou inclusão de itens passíveis de serem considerados como Deduções do PL, sendo que:

- i. Para o caso de agentes consumidores, a fórmula utilizada para cálculo do PLA na metodologia atual não seria alterada. Haveria apenas tratamento melhorado para o caso da dedução

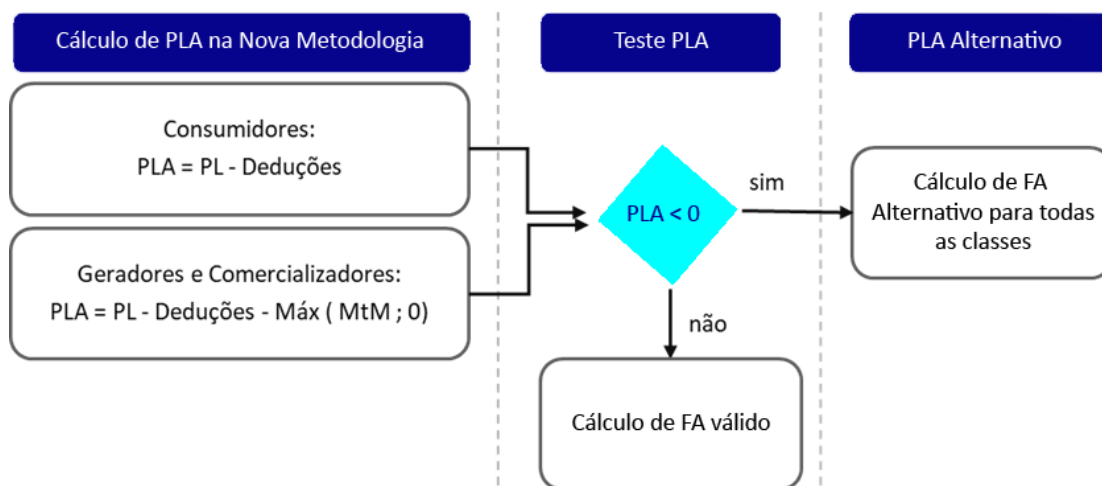
- atrelada aos ativos imobiliários, inclusão de tratamento para dívida subordinadas e dedução do MtM quando aplicável
- ii. Para o caso de agentes geradores, a fórmula utilizada para cálculo do PLA na metodologia atual não seria alterada. Haveria apenas tratamento melhorado para o caso da dedução atrelada aos ativos imobiliários, inclusão de tratamento para dívida subordinadas, ativos intangíveis atrelados à concessão e dedução do MtM quando aplicável.
- iii. Para o caso de agentes comercializadores, a fórmula utilizada para cálculo do PLA na metodologia atual não seria alterada. Haveria apenas tratamento melhorado para a inclusão de tratamento para dívida subordinadas e dedução do MtM positivo.

Além disso, como anteriormente comentado, durante o período sombra foram observados diversos casos em que os agentes declararam resultado de PLA negativo, o que resultou, naturalmente, na incapacidade de cálculo de FA, já que o PLA é aplicado como denominador do cálculo utilizado para definição do FA e conceitualmente, não faria sentido o FA ser negativo.

Parte dos casos em que houve resultado PLA negativo serão sanados por meio do tratamento dos itens passíveis de deduções exposto anteriormente, como é o caso de diversos agentes geradores que apresentaram PLA negativo, mas que, com a inclusão de deduções atrelados a dívidas subordinadas, ativos intangíveis e imobilizados, teriam esse problema solucionado.

No entanto, ainda restariam situações em que o PLA dos agentes poderia resultar em valores negativos mesmo após tratamento ajustado das deduções propostas. Por esta razão, a proposta da CCEE é que, para estes casos, a fórmula de cálculo de PLA seja diferenciada, conforme fluxo proposto na Figura 67:

Figura 67 - Fluxo para o cálculo do Fator de Alavancagem



Fonte: Elaboração própria

No decorrer das análises realizadas, conforme demonstrado no Anexo 3: Consultoria Externa - Relatório de Simulação de Cálculo do FA, foram estudadas duas opções de fórmula alternativa para cálculo de PLA Alternativo. Contudo, uma das opções foi descartada porque, embora fosse possível obter valores de FA positivos, quando o PLA tendia a um número muito negativo, o FA tendia a 1, o que gerou valores distorcidos da realidade frente ao nível de exposição e PLA negativo dos agentes.

Por essa razão, a alternativa sugerida para adoção ideal nesse caso propõe comparar a exposição dos agentes (RWA), somada ao passivo existente da empresa, com o ativo total, em vez de compará-la com o PLA. Essa abordagem é semelhante aos indicadores de alavancagem comuns em análises financeiras, que utilizam o ativo total da empresa como denominador. Assim, a fórmula para cálculo do PLA Alternativo recomendada para aplicação quando houver PLA negativo seria a seguinte:

Quadro 23 – Cálculo do Fator de Alavancagem Risco para agentes com PLA negativo

$FA_RIS_{\alpha,m,pd} = \frac{RWA_{\alpha,m,pd} + Passivos_{\alpha,m,pd}}{Ativos_{\alpha,m,pd} - Deduções_{\alpha,m,pd}}$
<p>FA_RIS_{α,m}: Fator de Alavancagem relativo à parcela de Risco</p> <p>RWA_{α,m} (Risk-Weighted Asset): Somatório das parcelas de risco do agente</p> <p>PLA_{α,m}: Patrimônio Líquido Ajustado, excluindo elementos de baixa liquidez</p> <p>Passivos_{α,m,pd} Passivos</p> <p>Ativos_{α,m,pd} : Ativos</p> <p>Deduções_{α,m,pd} : Deduções conforme descrição do Anexo I</p> <p>“α”: agente</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“pd”: período de declarações (a depender da classe do agente)</p>

Fonte: Quadro 28 - Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

Quadro 24 – Cálculo do Fator de Alavancagem para agentes com PLA negativo

$FA_{\alpha,m,pd} = \frac{RWA_{\alpha,m,pd} + Passivos_{\alpha,m,pd} - RES_FIN_{\alpha,m,pd}}{Ativos_{\alpha,m,pd} - Deduções_{\alpha,m,pd}}$
<p>FA_{α,m}: Fator de Alavancagem</p> <p>RES_FIN_{α,m,pd}: Resultado financeiro do agente para fins de monitoramento prudencial</p> <p>RWA_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Somatório das parcelas de risco do agente</p> <p>PLA_{α,m,pd}: Patrimônio Líquido Ajustado</p> <p>Passivos_{α,m,pd} Passivos</p> <p>Ativos_{α,m,pd} : Ativos</p> <p>Deduções_{α,m,pd} : Deduções conforme descrição do Anexo I</p> <p>“α”: agente</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“pd”: período de declarações (a depender da classe do agente)</p>

Fonte: Quadro 29 - Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

É importante mencionar que, atualmente, a própria divulgação dos FA realizada pela CCEE contempla um campo especificando quando o agente possui PLA negativo. Essa prática continuará sendo sinalizada mesmo com a aplicação da nova fórmula para os agentes que possuam PLA negativo. Isso resulta em transparência e consistência na comparação das metodologias do FA sobre as diferentes capacidades financeiras apresentadas pelos agentes.

A aplicação dessa fórmula alternativa uniformiza a visualização da alavancagem entre diferentes empresas, permitindo uma comparação consistente entre aquelas que apresentam ambos os cenários. Isso facilita a análise, proporcionando maior clareza na avaliação da alavancagem de cada empresa.

3.2.4.4. Principais Encaminhamentos Sugeridos

Considerando os ajustes propostos, foram realizadas simulações de cálculo do FA de uma amostra de 79 empresas selecionadas pertencentes a segmentos diversos para análise de seus impactos. Essas simulações foram conduzidas seguindo a Metodologia Atual de deduções do PLA e a Metodologia Proposta com os ajustes identificados mencionados nesta seção com o objetivo de simular os impactos no resultado do FA dos agentes.

A partir dessas simulações, que estão detalhadas no Anexo 2: Consultoria Externa - Avaliação da Metodologia de Cálculo do PLA e Impacto no FA, foi possível observar:

- i. Aumento do PLA e consequente redução do FA para os geradores, em função da não dedução de intangíveis relacionados à concessão;
- ii. Manutenção do FA dos distribuidores, uma vez que tais agentes não apresentaram exposição no período analisado;
- iii. Redução do PLA e consequente aumento do FA para os comercializadores, em função da dedução dos contratos futuros de energia marcados a mercado; e
- iv. Aumento do PLA e consequente redução do FA dos consumidores que possuíam ativos de concessão, além de uma manutenção do FA dos demais consumidores.

Assim sendo, para os cálculos das deduções do PLA no Monitoramento Prudencial, a fim de aprimorar a análise de riscos e a transparência do mercado, propõe-se dividir os agentes em quatro categorias, em linha com o Decreto nº 5.177/2004 e o art. 33, da REN 957/2021: geração, distribuição, comercialização e consumo. Além disso, propõe-se que os agentes pertencentes à categoria de distribuição estariam dispensados, como já são, da declaração de FA e elaboração do PLA conforme definido pela resolução anteriormente.

Com essa classificação, a CCEE poderá gerar relatórios mais claros e comparáveis, aumentando a transparência para todos os agentes do mercado. Além disso, a identificação de riscos sistêmicos específicos para cada grupo permitirá um monitoramento mais eficiente e a tomada de decisões mais assertivas.

Para complementar a reclassificação, são propostos diversos ajustes no cálculo do PLA. A Tabela 40 abaixo apresenta um resumo das sugestões de deduções para cada categoria:

Tabela 40 - Proposta de melhoria nas deduções aplicadas ao cálculo do PLA

Item	Dedução	Classe de Agente		
		Geração	Comercialização	Consumo
1	Ágio derivado da expectativa de rentabilidade futura (goodwill)	Deduzir	Deduzir	Deduzir
2	Ativos intangíveis	Não deduzir	Deduzir	Deduzir ¹
3	Participações diretas ou indiretas em outras empresas do setor	Deduzir	Deduzir	Deduzir
4	Créditos tributários	Deduzir	Deduzir	Deduzir

5	Imóveis rurais ou urbanos e fundos de investimentos imobiliários com lastros em imóveis rurais ou urbanos	Não deduzir	Deduzir	Não deduzir
6	Despesas Antecipadas	Deduzir	Deduzir	Deduzir
7	Dívidas Subordinadas (Ativo)	Deduzir	Deduzir	Deduzir
8	Dívidas Subordinadas (Passivo)	Deduzir	Deduzir	Deduzir
9	MtM Contratos de Energia	Deduzir	Deduzir	Deduzir

¹ não deduzir quando aplicável, conforme orientação.

Legenda: **Verde** – Sem alterações; **Vermelho** – Alterado da base passada; **Azul** – Inclusão da conta.

Fonte: Elaboração própria

É importante ressaltar que as deduções marcadas em verde devem ser mantidas conforme o definido no Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0), enquanto as marcadas em vermelho representam as mudanças propostas e as deduções/inclusões em azul são sugestões adicionais para aprimorar o cálculo do PLA.

Por último, temos que para casos em que o PLA resultante seja negativo, deverá ser aplicada fórmula alternativa de cálculo de FA que se assemelha a indicadores de alavancagem típicos de análises financeiras, impactando a declaração do agente, que deverá conter o valor correspondente aos Ativos, Passivos e Deduções, em substituição ao PLA.

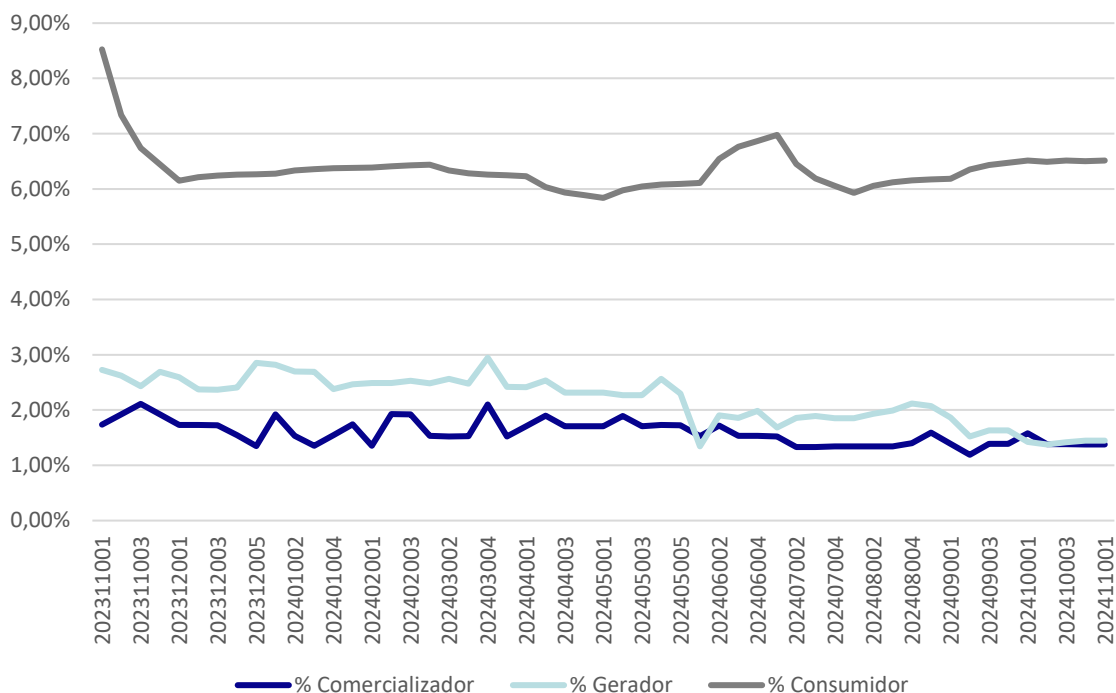
A adoção dessa nova classificação e dos ajustes propostos no cálculo do PLA trará diversos benefícios, como a melhoria da análise de riscos, o aumento da transparência do mercado e a contribuição para uma gestão de riscos mais eficiente e estará refletida no Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial.

3.2.5. Patrimônio Líquido Ajustado Zerado

Nos termos da REN 957/2021, da REN 1.072/2023 e do Manual do Monitoramento Prudencial, todos os agentes da CCEE, com exceção dos agentes da classe distribuição, encaminharam durante o período sombra do Monitoramento Prudencial diversas informações, dentre elas as informações sobre o Patrimônio Líquido Ajustado (PLA).

No entanto, observou-se que alguns agentes declararam o PLA com valor zero, o que inviabilizou o cálculo do FA, já que o PLA é o denominador na fórmula de cálculo deste indicador. Na Figura 68 a seguir são apresentados os percentuais de declarações com o PLA zerado por categoria.

Figura 68 - PLA zerado em relação ao número de participantes por categoria



Fonte: Elaboração própria

Da Figura 68 observa-se que os consumidores apresentam o maior percentual de envios zerados (8-9% inicialmente, estabilizando em 6-7%), o que indica que são a principal área de atenção para redução de envios. Os geradores apresentam percentuais moderados (2-3%) com variações ao longo do tempo, indicando uma queda nos eventos mais recentes, enquanto os comercializadores apresentam os menores percentuais (1-2%) e maior estabilidade, sendo uma categoria com menor impacto.

É relevante destacar que, segundo a doutrina contábil estabelecida por autores como Eliseu Martins⁴⁶, o PLA de uma empresa dificilmente será igual a zero, pois corresponde ao resultado da diferença entre ativos e passivos, além de deduções específicas, refletindo a situação patrimonial da empresa. Dessa forma, é esperado que o valor do PLA seja positivo ou negativo, mas não nulo, salvo em casos excepcionais, como a insolvência.

Cabe salientar que, ao longo do processo de verificação aleatória realizado durante o período sombra, foram sorteados pela CCEE, para análise das informações e/ou documentos, agentes que declararam o PLA com valor zero. A justificativa apresentada pelos representantes operacionais destes agentes foi o desconhecimento do valor real do PLA, uma vez que o agente não havia enviado as informações necessárias para realizar a declaração. Em resposta, a CCEE como orientação reforçou a necessidade de o PLA refletir o balanço patrimonial auditado mais recente para empresas de sociedade anônima e comercializadores, e para os demais a demonstração financeira mais recente assinada pelo contador, sendo informação essencial para o cálculo do FA e para o devido processo de monitoramento.

Adicionalmente, durante todo o período sombra, em reuniões com representantes operacionais de agentes, a CCEE enfatizou a obrigatoriedade e importância do envio correto dos dados e ressaltou que a

⁴⁶ MARTINS, Eliseu. *Contabilidade de Custos*. 10ª ed. São Paulo: Atlas, 2010.

declaração de valores fictícios pode resultar em sanções, ainda sem prejuízo da adoção de medidas pela Câmara contra ações que possam causar prejuízos ao mercado, que constam na Convenção de Comercialização, nas Regras de Comercialização e nos Procedimentos de Comercialização, como as medidas de restrição para registros, ajustes e validações de operações de compra e venda de energia elétrica através da operação balanceada.

Além disso, a CCEE implementará ajustes sistêmicos para notificar os agentes durante a declaração de dados caso sejam inseridos valores de PLA zerados, com o objetivo de prevenir erros operacionais. Esse alerta visa reduzir equívocos no momento da declaração, ressaltando que, em casos de valores incorretos, poderá haver convocação para esclarecimentos, sem prejuízo de outras medidas previstas nas normas legais e regulatórias vigentes.

3.3. Divulgação do Fator de Alavancagem em site próprio

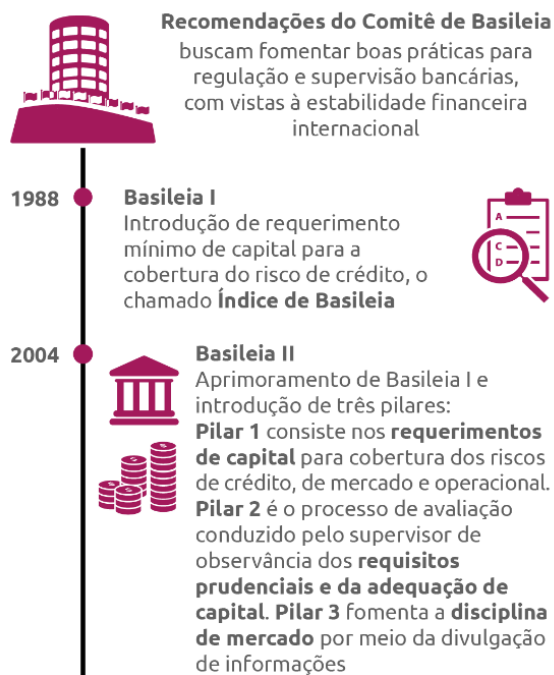
Foi estabelecido no Manual do Monitoramento Prudencial⁴⁷, os procedimentos referentes à obrigatoriedade do envio das informações à CCEE e divulgação do FA de todos os agentes monitorados no site da Câmara, assim como uma lista com os links para os sites dos agentes, local onde, também ocorre a divulgação do FA.

Dessa forma, qualquer interessado em negociar com os agentes pode acessar publicamente o resultado do FA calculado pela CCEE, a fim de ter percepção do risco abarcado na celebração de contratos bilaterais.

A obrigatoriedade da autodeclaração de dados pelos agentes foi inspirada nos princípios do setor financeiro e do Banco Central do Brasil (“BCB”), base teórica adotada pela CCEE para definição de suas diretrizes conforme descrito na Nota Técnica nº CCEE04925/2021, que originou o Monitoramento Prudencial. Esses acordos preconizam, dentre outros aspectos, a disciplina do mercado através da divulgação de informações, como sintetizado na figura abaixo:

⁴⁷ O Manual Algébrico do Monitoramento Prudencial foi elaborado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) como parte de um processo regulatório para aprimorar o monitoramento do mercado de energia elétrica. Esse manual detalha as metodologias de cálculo de risco de mercado e alavancagem dos agentes e foi publicado como um complemento às resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em especial no contexto da REN 957/2021 e REN 1.072/2023, que instituem o Monitoramento Prudencial no setor.

Figura 69 - Acordo de Basileia



Fonte: Banco Central do Brasil

Diante disso, o Monitoramento Prudencial, no âmbito da CCEE, adota a premissa de transparência dos resultados dos agentes do mercado por meio da divulgação das informações, conforme exposto na Nota Técnica CCEE04925/2021, item 51:

“A regulação prudencial utilizada pelo Banco Central do Brasil, BCB, foi construída no contexto dos acordos de Basileia. O acordo de Basileia I (1988) estabeleceu as recomendações para as exigências mínimas de capital para instituições financeiras internacionalmente ativas para fins e mitigação do risco de crédito. As recomendações de Basileia II (2004) agregaram princípios para uma avaliação mais precisa dos riscos das instituições financeiras, detalhando três pilares para a regulação prudencial: (i) 1º Pilar: Requerimentos mínimos de capital; (ii) 2º Pilar: Inspeção regulatória; e (iii) 3º Pilar: Divulgação ampla de informações.”

Neste contexto, o requisito para a divulgação do FA de cada agente em seus respectivos sites eletrônicos assim como a disponibilidade dos links para acesso a esses sites no sítio eletrônico da CCEE teve como objetivo a simplificação do processo, uma vez que o envio do link pelo agente seria realizado apenas uma vez na plataforma do monitoramento prudencial, e, quando necessário haveria a atualização de seu endereço eletrônico.

Contudo, durante os primeiros meses do período sombra, a CCEE constatou que apenas 49% dos agentes declarantes das categorias de comercialização e geração realizaram o envio do link para acesso de seus respectivos sítios eletrônicos onde o FA estava divulgado. Entre as justificativas apresentadas pelos agentes que não realizaram o envio do link estão as dificuldades operacionais, técnicas e de compliance ou mesmo inexistência de site próprio, o que motivou o Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial a tratar o tema com prioridade.

Como resultado das discussões realizadas, a CCEE apresentou ao Comitê de Monitoramento o Relatório Técnico o RT GEJSM-GSEM nº CCEE16801/2023, indicando os prós e contras sobre a manutenção da obrigação de divulgação do FA em site próprio de cada agente.

Por fim, o Comitê chegou ao consenso de que tal obrigação não se faz necessária, tendo em vista que a divulgação já ocorre no site da CCEE e a posição do Comitê foi reportada à ANEEL através do Ofício nº 0001/2024-CCEE-CIMP.

Dessa forma, reitera-se, portanto, a proposta do ofício citado para que seja mantida a obrigatoriedade de divulgação do FA apenas no site da CCEE, de forma pública e acessível, e tornando facultativa a publicação no site dos agentes, o que exigirá adequação do Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0). A medida visa simplificar o processo, mantendo a transparência necessária através da plataforma da CCEE, que já centraliza a divulgação pública dos resultados, sem impor custos operacionais adicionais aos agentes.

3.4. Risco de Crédito

Existem três riscos fundamentais associados ao ramo da comercialização de energia: risco de crédito, risco de mercado e risco operacional. Embora a atenção primordial do atual modelo de monitoramento prudencial, atualmente no período sombra, esteja voltada para a supervisão do risco de mercado relacionado às exposições e variações de preço, foi consenso entre os membros do Comitê que é essencial direcionar o olhar também para outros riscos inerentes a esse mercado. Essa ação, possibilitará a discussão de opções de abordagem e o desenvolvimento de mecanismos que poderão aprimorar o atual procedimento de monitoramento prudencial.

Assim, esta seção do relatório apresenta sugestões para o tratamento da parcela de risco associada ao risco de crédito (RWA_CRED) para aplicação quando do cálculo do FA e do FA risco.

Sendo que a parcela de risco de um agente é composta por 3 principais variáveis: Risco de Mercado, Risco de Crédito e Risco Operacional, conforme detalhado no Quadro 26:

Quadro 25 – Cálculo da parcela de risco do agente

$RWA_{\alpha,m,pd} = RWA_MER_{\alpha,m,pd} + RWA_CRED_{\alpha,m,pd} + RWA_OPER_{\alpha,m,pd}$
$RWA_{\alpha,m,pd}$ (Risk-Weighted Asset): Somatório das parcelas de risco do agente
$RWA_MER_{\alpha,m,pd}$ (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de mercado
$RWA_CRED_{\alpha,m,pd}$ (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de crédito
$RWA_OPER_{\alpha,m,pd}$ (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco operacional
“ α ”: agente
“m”: mês de apuração
“pd”: período de declarações, a depender da classe do agente.

Fonte: Quadro 26 - Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0)

Nesta seção do relatório, aprofundaremos a análise do RWA relacionado ao risco de crédito (RWA_CRED), um tema que até agora recebeu menor ênfase das notas técnicas recentes sobre Segurança de Mercado. É importante destacar que, na metodologia atual, as parcelas de risco de crédito e risco operacional estão sendo definidas como zero, por questões de simplificação do cálculo, porém isso acaba por subestimar a real exposição ao risco dos agentes. Esse enfoque permitirá uma compreensão mais abrangente e precisa da exposição ao risco, abordando aspectos que não foram explorados em análises anteriores.

3.4.1. Risco de Crédito para geradores, consumidores e comercializadores (com exceção dos agentes com perfil varejista)

O risco de crédito a ser especificado está relacionado à possibilidade de que uma contraparte não cumpra suas obrigações financeiras, resultando em perdas para a outra parte. No mercado de energia brasileiro, que é predominantemente de mercado de balcão (*Over-the-Counter* - OTC), tal risco é gerido bilateralmente e individualmente entre as partes, sem a intermediação de uma câmara de compensação centralizada.

Atualmente, a prática mais comum no mercado para proteção contra inadimplência de contrapartes e controle de risco de crédito é a exigência de garantias financeiras por parte dos compradores em operações bilaterais de compra e venda de energia. Essas garantias normalmente equivalem a um período do contrato previamente acordado (usualmente de um a três meses) e podem ser oferecidas em diferentes formas, com destaque para fianças bancárias e seguro-garantia.

O montante relacionado ao possível custo de um agente não cumprir suas obrigações financeiras com uma contraparte é informado no monitoramento prudencial por meio da declaração das cinco maiores contrapartes. Sendo apurada pelas fórmulas a seguir:

Quadro 26 - Cálculo da exposição financeira por contraparte

$EXP_CTP_{\alpha,ctp,m,pd} = \max\left(0; \sum_s \sum_{te} \sum_{mi} (EXP_PRE_CTP_{\alpha,ctp,s,te,m,mi,pd})\right)$
<p>EXP_CTP_{α,ctp,m,pd}: Exposição Financeira por Contraparte</p> <p>EXP_PRE_CTP_{α,ctp,s,te,m,mi,pd}: Exposição Financeira Preliminar por Contraparte</p> <p>“α”: Agente</p> <p>“te”: Tipo de energia</p> <p>“ctp”: Contraparte</p> <p>“s”: Submercado</p> <p>“m”: Mês de apuração</p> <p>“mi”: Vértices. Mês de referência da garantia financeira para fins do Monitoramento Prudencial, cujo, valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0” e valor final é igual ao mês “m+2”</p> <p>“pd”: Período de declarações (a depender da classe do agente)</p>

Fonte: Quadro 1 – Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0)

Quadro 27 – Cálculo da exposição financeira preliminar por contraparte

<p><i>EXP_PRE_CTP</i></p> $= \sum_{\substack{\alpha,ctp,s,te,m,mi,pd \\ ctp}} (VC_{\alpha,e,s,te,m,mi,pd} * (PREÇO_{C_{\alpha,e,s,te,m,mi,pd}} - PREÇO_{MtM_{s,te,m,mi,pd}}) * MR_e)$ <p style="text-align: center;"><i>* M_HORAS_{mi}</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Sendo MR = -1 para contratos de compra e MR = 1 para contratos de venda</i></p>
<p>EXP_PRE_CTP_{α,ctp,s,te,m,mi,pd}: Exposição Financeira Preliminar por Contraparte</p> <p>VC_{α,e,s,te,m,mi,pd}: Volume Contratual (MWm)</p> <p>PREÇO_C_{α,e,s,te,m,mi,pd}: Preço Contratual, em R\$/MWh</p> <p>PREÇO_MtM_{s,te,m,mi,pd}: Preço de Exposição Marcada a Mercado para cada submercado, em R\$/MWh</p> <p>MR: O Marcador assumirá o valor “-1” para contratos de compra e “1” para contratos de venda</p> <p>M_HORAS_{mi}: Quantidade de horas do mês de referência “mi”</p> <p>“α”: Agente</p> <p>“e”: contrato</p> <p>“s”: Submercado</p> <p>“te”: Tipo de energia</p> <p>“ctp”: Contraparte</p> <p>“m”: Mês de apuração</p> <p>“mi”: Vértices. Mês de referência da garantia financeira para fins do Monitoramento Prudencial, cujo, valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0” e valor final é igual ao mês “m+2”</p> <p>“pd”: Período de declarações (a depender da classe do agente)</p>

Fonte: Quadro 2 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

Conforme as regras de monitoramento prudencial vigentes, os agentes das categorias de geração, comercialização e consumo devem declarar à CCEE suas cinco maiores contrapartes em termos de exposição, considerando um horizonte de três meses. Como o risco de crédito está diretamente relacionado às marcações de mercado de cada agente, propõe-se que a parcela de risco de crédito (RWA_CRED) seja proporcional às cinco maiores exposições com contrapartes de um agente, além de considerar a probabilidade de inadimplência das contrapartes com maior exposição na carteira para os próximos três meses.

Além disso, dado que o mercado adota medidas de controle de risco de crédito em operações bilaterais, propõe-se que o valor garantido nessas operações seja deduzido da parcela de risco de crédito (RWA_CRED) dos agentes, conforme ilustrado na fórmula a seguir:

Quadro 28 – Cálculo da parcela de Risco de Crédito

$RWA_CRED_{\alpha,m,pd} = \max \left(0 ; \left(\sum_{mi} \sum_k EXP_CTP_{\alpha,k,m,pd} * PROB_DEFAULT_{k,pd} - GARANTIAS_{k,mi,pd} \right) \right) + RWA_CRED_VAREJISTA_{\alpha,m,pd}$
<p>RWA_CRED_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de crédito</p> <p>EXP_CTP: Exposição Financeira por Contraparte</p> <p>PROB_DEFAULT_{k,pd}: “probabilidade de default” de uma determinada contraparte que compõe a lista dos maiores MtMs positivos</p> <p>GARANTIAS_{k,mi,pd}: valor financeiro das garantias, no formato de seguro garantia ou fiança bancária, cujo beneficiário é o agente declarante “α”</p> <p>RWA_CRED_VAREJISTA_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de crédito da carteira varejista do agente</p> <p>“k”: número de maiores contrapartes definido pela regulação</p> <p>“α”: agente</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“mi”: Vértices. Mês de referência fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+2” para fins de declaração das maiores contrapartes</p> <p>“pd”: período de declarações, a depender da classe do agente</p>

Fonte: Quadro 24 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

No mais, vale pontuar que, para os agentes que não possuem habilitação varejista a parcela RWA_CRED_VAREJISTA é zero, e o horizonte de contrapartes considerado é de 3 meses (m+0 até m+2). Para o número de maiores contrapartes a serem consideradas recomenda-se que seja utilizado inicialmente as 5 maiores.

A utilização do período de 3 meses se deve pelo fato de que coincide com o das garantias usualmente utilizadas pelo mercado. Adicionalmente, a partir do momento que uma garantia é executada com eventual prejuízo para o agente declarante, a materialização do risco de contraparte passa a ser manifestado na parcela financeira (RES_FIN) e de risco de mercado (RWA_MER).

Assim, definida a forma de cálculo do RWA_CRED, a partir das declarações dos agentes sobre as maiores exposições negativas com contrapartes, a metodologia sugerida deve, ainda, endereçar duas principais questões: (i) quais garantias são passíveis de dedução do produto resultante entre a exposição financeira por contraparte (EXP_CTP); e (ii) como definir a probabilidade de default (PROB_DEFAULT) de uma determinada contraparte.

i. Determinação das garantias (GARANTIAS)

Como mencionado anteriormente, a prática mais comum no mercado para mitigação do risco de inadimplência envolve a apresentação de garantias financeiras pelos compradores em operações bilaterais de compra e venda de energia.

As garantias são utilizadas de modo que o valor contratual referente a um período esteja coberto e respaldado em caso de uma inadimplência. Dessa forma as garantias se aplicam como redutor de risco para os agentes na posição de vendedor de energia.

Dado esse contexto em que garantias já são utilizadas como prática de mercado para mitigação do risco, propõe-se que esses instrumentos sejam considerados como potenciais redutores do risco de crédito (RWA_CRED), sendo aceitas como potenciais redutores do produto entre EXP_CTP e PROB_DEFAULT apenas as seguintes modalidades de garantia: fiança bancária e seguro garantia.

ii. Determinação do risco de *default* de uma determinada contraparte agente da CCEE para geradores, consumidores e comercializadores

Para seleção da melhor alternativa para fins de estimativa da probabilidade de default de determinada contraparte, expressa pelo acrônimo PROB_DEFAULT, foram analisadas as seguintes possibilidades de tratamento, conforme a seguir detalhado: a) utilização de tabela de agência especializada em classificação de risco; e b) cálculo de Z-score de Altman.

Vale destacar que os tratamentos propostos nesta seção seriam aplicados aos agentes aderidos na CCEE, o tratamento para os consumidores sob representação varejista será tratado em seção a parte.

a) Caso 1: utilização de tabela de probabilidade de default

O risco de inadimplência é uma preocupação em diversos setores da economia, sendo comumente utilizada para tanto métricas calculadas por agências especializadas. Uma agência especializada em classificação de risco é uma empresa que avalia a capacidade de crédito de empresas, governos, instituições financeiras e produtos financeiros, atribuindo uma nota – ou “*rating*” – que reflete o risco de inadimplência associado ao cumprimento de suas obrigações financeiras. O papel dessas agências é analisar e classificar a probabilidade de um devedor cumprir com os pagamentos de dívidas, como empréstimos e títulos, no prazo estabelecido.

As agências de classificação de risco utilizam metodologias rigorosas, considerando uma ampla gama de fatores, como dados financeiros, saúde econômica, indicadores de mercado e aspectos específicos da gestão das entidades avaliadas. O objetivo é fornecer aos investidores e participantes do mercado uma referência confiável sobre a estabilidade e a segurança de um investimento ou parceria.

Existem várias faixas de classificação de risco, que vão desde as mais altas, indicando baixo risco de inadimplência, até as mais baixas, que indicam alto risco. Notas como AAA indicam uma sólida capacidade financeira, enquanto notas como D refletem inadimplência. tais classificações, conhecidas como “*ratings*”, são uma referência importante para investidores, credores e outros participantes do mercado, ajudando-os a tomar decisões informadas sobre os riscos associados a investimentos em títulos de dívida, ações e outros produtos financeiros. Entre as agências mais reconhecidas mundialmente estão a S&P Global Ratings, a Moody’s e a Fitch Ratings, que seguem critérios e escalas similares e exercem grande influência no mercado global.

Tabela 41 - Equivalência entre os ratings de diferentes agências

S&P	Moody's	Fitch
AAA	Aaa	AAA
AA	Aa	AA
A	A	A
BBB	Baa	BBB
BB	Ba	BB
B	B	B
CCC	Caa	CCC
CC	Ca	CC
C	C	C
D	D	D

Fonte: Elaboração própria

Dada a reputação e alcance global das agências de classificação, associado ao fato de exercerem um papel crucial na formação da percepção de risco no mercado financeiro, influenciando taxas de juros, condições de crédito e até mesmo o custo de capital para os emissores, uma das alternativas avaliadas pela CCEE para métrica de *default* propõe, justamente, que seja utilizada a classificação emitida e publicada por essas agências para os agentes da CCEE.

Além da classificação, as agências ainda avaliam o histórico de inadimplência das empresas de diversos setores econômicos e de diferentes regiões globais e, com isso, consolidam o percentual histórico de inadimplências atrelado a uma classificação. A seguir, a título exemplificativo, está disposta a tabela de default da S&P Global Ratings.

Tabela 42 - Histórico de inadimplências por rating⁴⁸

Global corporate cumulative default rates (1981 to 2023) (%)															
Rating	Time horizon (years)														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
AAA	0,00	0,03	0,13	0,23	0,34	0,44	0,49	0,57	0,62	0,68	0,7	0,73	0,75	0,81	0,86
AA	0,02	0,05	0,11	0,19	0,28	0,38	0,46	0,53	0,6	0,67	0,73	0,78	0,83	0,88	0,93
A	0,05	0,12	0,2	0,3	0,41	0,53	0,68	0,8	0,93	1,07	1,19	1,3	1,41	1,51	1,62
BBB	0,14	0,39	0,68	1,02	1,38	1,73	2,03	2,33	2,63	2,90	3,18	3,40	3,61	3,84	4,07
BB	0,57	1,79	3,19	4,57	5,88	7,08	8,12	9,07	9,93	10,69	11,32	11,91	12,43	12,86	13,32
B	2,98	6,99	10,55	13,44	15,75	17,6	19,04	20,2	21,2	22,1	23,0	23,6	24,2	24,8	25,3
CCC/C	25,98	35,95	41,24	44,49	46,65	47,69	48,78	49,47	50,0	50,6	51,1	51,6	52,1	52,5	52,6
Investment grade	0,08	0,22	0,38	0,58	0,78	0,99	1,18	1,37	1,54	1,72	1,88	2,01	2,15	2,28	2,42
Speculative grade	3,52	6,77	9,56	11,83	13,7	15,2	16,4	17,5	18,4	19,2	19,9	20,5	21,1	21,6	22,1
All rated	1,49	2,98	4,11	5,13	5,99	6,7	7,3	7,8	8,25	8,66	9,01	9,31	9,58	9,84	10,08

Sources: S&P Global Ratings Credit Research & Insights. S&P Global Market Intelligence's CreditPro®

Fonte: S&P Global Ratings Credit Research & Insights. S&P Global Market Intelligence's CreditPro®

Para que a probabilidade de default seja devidamente selecionada dentro da metodologia exemplificada, as informações de horizonte do contrato, em anos, e o *rating* da contraparte devem ser levadas em consideração. Além disso, pelo fato do equacionamento apresentado no Quadro 29 tratar de um horizonte de varredura de meses, o horizonte contratual a ser utilizado na definição da probabilidade de default via plataforma S&P Global é de 1 ano, conforme destacado na Tabela 42.

Além disso, sabe-se que muitas empresas não são avaliadas por agências de classificação, incluindo certamente empresas monitorada pela CCEE. Por esse motivo, propõe-se que para agentes que não possuam *rating* publicado por agência seja adotada a probabilidade de default referente ao *rating* CCC/C. Destaca-se que, caso o agente faça parte de um conglomerado com *rating* publicado, este *rating* pode ser utilizado como referência.

Considerando a robustez e a experiência das agências de crédito em estipular os *ratings* e a probabilidade de *default* atrelada, entende-se esta como a alternativa mais viável a ser adotada, mesmo que parte dos agentes não possuam *ratings* publicados.

⁴⁸ Disponível em: <<https://www.spglobal.com/ratings/en/research/articles/240328-default-transition-and-recovery-2023-annual-global-corporate-default-and-rating-transition-study-13047827>>

Para fins de declaração, o agente informaria o *rating* da sua contraparte, bem como o valor existente da garantia para cada contrato, enquanto a probabilidade de *default* atrelada ao *rating* estará disposta no site da CCEE e será utilizada dentro da computação confidencial para transformar a classificação da contraparte em sua probabilidade de *default* e assim executar o cálculo do RWA_CRED.

b) Caso 2: cálculo do Z-score de Altman ajustado para mercados emergentes

O Z-score de Altman é uma métrica financeira desenvolvida pelo professor Edward Altman em 1968⁴⁹ para avaliar a probabilidade de falência de uma empresa. Usado amplamente para medir o risco de insolvência, especialmente de empresas industriais, o Z-score combina múltiplos indicadores financeiros em uma única fórmula, resultando em uma pontuação que reflete a saúde financeira da empresa e a probabilidade de que ela enfrente dificuldades financeiras nos próximos anos.

Inicialmente, o Z-score foi criado para ser aplicado a empresas de capital aberto dos Estados Unidos, mas ao longo do tempo passou por adaptações para ser aplicado a outros tipos de empresas, incluindo empresas privadas e de setores específicos, como o setor financeiro, conforme fórmula expressa no Quadro 30.

Por sua simplicidade e precisão relativa, essa métrica ainda é amplamente usada por investidores, credores e analistas para avaliar a estabilidade financeira de uma empresa. Dado esse contexto, a aplicação do Z-score como métrica de insolvência para fins de monitoramento prudencial foi a segunda metodologia analisada pela CCEE.

Quadro 29 – Cálculo do Z-score de Altman⁵⁰

$Z = 6.56 \times X1 + 3.26 \times X2 + 6.72 \times X3 + 1.05 \times X4$
<p>Z é o Z-score de Altman;</p> <p>X1 é a razão entre capital de giro e total de ativos de uma empresa;</p> <p>X2 é a razão entre retenção de lucros e total de ativos de uma empresa;</p> <p>X3 é a relação entre lucros antes de juros e impostos e total de ativos de uma empresa;</p> <p>X4 é a razão entre valor de mercado do patrimônio líquido e valor contábil das dívidas de uma empresa.</p>

Fonte: ALTMAN, E., 2005

Para possibilitar o cálculo do valor financeiro que um determinado agente apresenta como risco às suas contrapartes, sugere-se que para um determinado Z-score calculado seja atribuído um *rating*, sugerido com vistas a estabelecer uma probabilidade de *default* daquela empresa, conforme relação apresentada na Tabela 43. A partir da apuração do *rating* por esta metodologia, o *rating* seria atrelado a probabilidade de *default* publicada pela agência de classificação.

⁴⁹ ALTMAN, E., Financial Ratios, Discriminant Analysis and the Prediction of Corporate Bankruptcy, *Journal of Finance*, 1968.

⁵⁰ ALTMAN, E., An emerging market credit scoring system for corporate bonds, 2005.

Tabela 43 - Relação entre Z-score e rating sugerido

Zscore ajustado	Risco de falência	Rating sugerido
$Z > 3,00$	Muito baixa	AAA-AA
$2,60 < Z < 3,00$	Baixo	A
$2,00 < Z < 2,60$	Moderado	BBB
$1,50 < Z < 2,00$	Considerável	BB
$1,10 < Z < 1,50$	Elevado	B
$0,50 < Z < 1,10$	Alto	CCC-CC
$Z < 0,50$	Muito alto/iminente	C

Fonte: Elaboração própria

Apesar da metodologia Z-score ser conhecida e aplicada em diversos mercados, a sua utilização para fins do monitoramento prudencial do mercado de energia não é aderente ao esperado, considerando que o mercado de energia, especialmente os comercializadores, possuem dentro do seu patrimônio líquido resultados da marcação dos contratos futuros, fazendo com que a classificação de um agente flutue dentre diversas faixas em um curto período.

Além disso, a apuração do *rating* teria que ocorrer dentro da plataforma do monitoramento prudencial, a partir de informações das demonstrações contábeis abertas a serem declaradas pelos agentes durante os eventos, o que aumentaria o trabalho operacional dos agentes em relação à atualização das informações e seu envio à CCEE.

c) Estudos dos casos selecionados

Para escolha da melhor alternativa para definição da métrica de default a ser aplicada no cálculo do RWA_CRED, foram realizadas as seguintes simulações:

Simulação 1: sensibilidade do impacto no FA de um agente hipotético considerando diferentes contrapartes e EXP_CTP tomando por base as métricas de *default* apresentadas no Caso 1 e Caso 2; e

Simulação 2: análise de caso real, considerando portfólio declarado oficialmente por agente, considerando as métricas de default apresentadas no Caso 1 e Caso 2.

Simulação 1: sensibilidade Metodologia 1 x Metodologia 2

Nesta simulação foi realizada análise do impacto no cálculo do Fator de Alavancagem de uma empresa hipotética, com 10 milhões de reais de PLA, a partir da variação do EXP_CTP em sua carteira com diferentes contrapartes, considerando informações financeiras que constem em seus respectivos balanços patrimoniais, e sem a consideração de garantias financeiras. Esta simulação considera se há diferenças no impacto causado no FA desta empresa hipotética para cada caso.

A variação do EXP_CTP com cada contraparte, nesta simulação, foi calculada entre 2,19 milhões de reais e 35,04 milhões de reais, que correspondem, respectivamente a: 10 MWm de exposição com diferença de preços (entre mercado e contrato fechado bilateralmente) de 100 R\$/MWh por 3 meses e 40 MWm de exposição com diferença de preços de 400 R\$/MWh por 3 meses.

Os resultados encontrados nesta simulação de sensibilidade entre as metodologias 1 e 2 estão ilustrados nas Tabelas 44 e 45. Enquanto na Tabela 44 apresenta a diferença na probabilidade de default de cada uma das contrapartes entre as metodologias e se existe impacto no cálculo do FA com a aplicação de uma

métrica em detrimento da outra, a Tabela 45 ilustra a diferença dos impactos simulados no FA de uma empresa hipotética entre cada uma das metodologias adotadas

Tabela 44 - Probabilidades de default calculadas para as 20 empresas utilizando as Metodologias 1 e 2

Empresa	Rating	Fatores	6,56	3,26	6,72	1,05	Zscore	PROB_DEFAULT (2)	Impacto FA (1) x (2)
		PROB_DEFAULT (1)	X1	X2	X3	X4			
Agente A	AAA (br)	0,00%	0,01	0,22	0,03	7,91	9,25	0,00%	N
Agente B	AAA (br)	0,00%	0,29	0,39	-0,10	0,49	3,02	0,00%	N
Agente C	AAA (br)	0,00%	0,08	0,00	0,08	0,36	1,43	2,98%	S
Agente D	AAA (br)	0,00%	0,08	0,06	0,02	0,26	1,10	25,98%	S
Agente E	AA (br)	0,02%	0,14	0,08	0,06	0,28	1,86	0,57%	S
Agente F	AAA (br)	0,00%	0,10	0,26	0,31	0,92	4,53	0,00%	N
Agente G	N/A	25,98%	0,01	0,01	0,01	0,09	0,26	25,98%	N
Agente H	N/A	25,98%	0,36	0,30	0,26	0,20	5,28	0,00%	S
Agente I	N/A	25,98%	-0,02	0,04	0,11	0,65	1,43	2,98%	S
Agente J	N/A	25,98%	0,15	0,22	0,09	0,86	3,17	0,00%	S
Agente K	BBB (br)	0,14%	0,08	0,06	0,04	0,64	1,68	0,57%	S
Agente L	N/A	25,98%	0,04	0,05	0,02	0,07	0,63	25,98%	N
Agente M	N/A	25,98%	0,24	0,09	0,14	0,93	3,74	0,00%	S
Agente N	N/A	25,98%	0,15	0,08	-0,10	0,70	1,28	2,98%	S
Agente O	N/A	25,98%	0,26	0,18	0,02	0,78	3,22	0,00%	S
Agente P	N/A	25,98%	0,02	0,07	0,01	0,13	0,55	25,98%	N
Agente Q	N/A	25,98%	0,03	-0,04	0,03	0,30	0,59	25,98%	N
Agente R	N/A	25,98%	-0,08	0,00	-0,03	0,18	-0,56	25,98%	N
Agente S	N/A	25,98%	0,05	0,08	0,03	0,09	0,86	25,98%	N
Agente T	N/A	25,98%	0,35	0,01	-0,01	0,44	2,73	0,05%	S

Legenda: Verde – Sem impacto; Vermelho – Há impacto.

Fonte: Elaboração própria

Tabela 45 - Diferença do impacto no FA de empresa hipotética a partir da aplicação das Metodologias 1 e 2

Empresa	Rating	Impacto FA por MTM (MBRL)							
		R\$ 2,19	R\$ 4,38	R\$ 6,57	R\$ 8,76	R\$ 13,14	R\$ 19,71	R\$ 26,28	R\$ 35,04
Agente A	AAA (br)	-	-	-	-	-	-	-	-
Agente B	AAA (br)	-	-	-	-	-	-	-	-
Agente C	AAA (br)	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,06	0,08	0,10
Agente D	AAA (br)	0,06	0,11	0,17	0,23	0,34	0,51	0,68	0,91
Agente E	AA (br)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02
Agente F	AAA (br)	-	-	-	-	-	-	-	-
Agente G	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-
Agente H	N/A	-0,06	-0,11	-0,17	-0,23	-0,34	-0,51	-0,68	-0,91
Agente I	N/A	-0,05	-0,10	-0,15	-0,20	-0,30	-0,45	-0,60	-0,81
Agente J	N/A	-0,06	-0,11	-0,17	-0,23	-0,34	-0,51	-0,68	-0,91
Agente K	BBB (br)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02
Agente L	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-
Agente M	N/A	-0,06	-0,11	-0,17	-0,23	-0,34	-0,51	-0,68	-0,91
Agente N	N/A	-0,05	-0,10	-0,15	-0,20	-0,30	-0,45	-0,60	-0,81
Agente O	N/A	-0,06	-0,11	-0,17	-0,23	-0,34	-0,51	-0,68	-0,91
Agente P	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-
Agente Q	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-
Agente R	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-
Agente S	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-
Agente T	N/A	-0,06	-0,11	-0,17	-0,23	-0,34	-0,51	-0,68	-0,91

Fonte: Elaboração própria

A partir dos resultados encontrados e ilustrados entende-se que em grande parte dos casos simulados existe diferença na mensuração da probabilidade de *default* das contrapartes ao alternarmos as Metodologias 1 e 2, bem como a Metodologia 2 se mostra com potencial para distorcer o FA do agente, de forma a atribuir maior risco de crédito para empresas com alto *rating* e atuação em diversas frentes de negócio (grupo econômico atuante nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica), bem como reduzir o risco de crédito para algumas empresas focadas em comercialização que não possuem *rating*. Assim, a simulação evidencia que a utilização da Metodologia 1 é mais aderente a realidade no aspecto do risco de crédito.

Simulação 2: Análise de caso

A segunda simulação considera análise de sensibilidade realizada com um caso real, cujo portfólio para o horizonte de 3 meses foi compartilhado por um agente e são demonstradas de maneira anonimizada a seguir.

A Tabela 46 ilustra a diferença encontrada, para cada uma das 5 contrapartes escolhidas de sua carteira, na probabilidade de default atribuída pelas metodologias proposta no Caso 1 e Caso 2. Já a Tabela 47 apresenta a diferença encontrada no cálculo do RWA_CRED relativo a cada contraparte, bem como a variação no FA encontrada para cada contraparte, considerando as diferenças existentes entre as metodologias do Caso 1 e Caso 2.

Tabela 46 - Diferenças nas probabilidades de default estabelecidas pelas Metodologias 1 e 2

Contraparte	EXP_CTP	PROB_DEFAULT (1)	PROB_DEFAULT (2)
Contraparte 1	-R\$ 804.544,56	0,02%	0,02%
Contraparte 2	-R\$ 1.838.032,32	25,98%	0,00%
Contraparte 3	-R\$ 3.196.899,12	25,98%	2,98%
Contraparte 4	-R\$ 7.965.517,01	25,98%	0,00%
Contraparte 5	-R\$ 8.761.598,16	25,98%	25,98%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 47 - Diferenças no RWA_CRED e variação no FA a partir da aplicação das Metodologias 1 e 2

Contraparte	RWA_CRED (1)	RWA_CRED (2)	Variação no FA (2)-(1)
Contraparte 1	R\$ 160,91	R\$ 160,91	-
Contraparte 2	R\$ 477.520,80	R\$ -	0,02
Contraparte 3	R\$ 830.554,39	R\$ 95.267,59	0,03
Contraparte 4	R\$ 2.069.441,32	R\$ -	0,08
Contraparte 5	R\$ 2.276.263,20	R\$ 2.276.263,20	-

Fonte: Elaboração própria

Assim, como apresentado ao fim da Simulação 1, a Simulação 2 apresenta potencial distorção da Metodologia 2 no cálculo do FA, subestimando o RWA_CRED referente a empresas que apresentam, qualitativamente, maior risco de crédito e sobrestimando o RWA_CRED para algumas empresas que possuem menor risco de crédito.

d) Recomendações para determinação do risco de *default*

Com base nas análises realizadas, recomenda-se adotar como índice de probabilidade de default o *rating* publicado por uma agência de classificação, podendo ser como exemplo pela S&P Global Ratings, Moody's

ou Fitch, como métrica para determinar a probabilidade de default de uma contraparte. Para selecionar adequadamente a probabilidade de *default* dentro da metodologia, é necessário considerar o horizonte do contrato (em anos) e o rating da contraparte.

Dado que o equacionamento apresentado no Quadro 5 utiliza um horizonte de varredura menor de um ano, sugere-se utilizar um horizonte contratual de 1 ano na definição da probabilidade de default.

Entretanto, reconhece-se que muitas empresas, incluindo aquelas monitoradas pela CCEE, não possuem classificação. Para esses casos, propõe-se as seguintes abordagens, com a devida atualização do Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0), com vistas a possibilitar que empresas pertencentes a grandes grupos façam uso de *rating* publicado para um conglomerado e aumentar o nível de aversão ao risco da análise para agentes que não dispõem de informações de risco de crédito adicionais:

1. **Empresas pertencentes a conglomerados com rating publicado:** utilizar o *rating* do conglomerado.
2. **Empresas sem rating publicado:** adotar a probabilidade de default correspondente ao *rating* CCC/C.

3.4.2. Risco de Crédito para agentes com perfil varejista

Para agentes com habilitação varejista, dado o contexto regulatório e o atual cenário de expansão do mercado livre, em que esses agentes representam um número crescente de consumidores de pequeno porte, o risco de inadimplência (*default*) assume especial relevância, inclusive o tema foi abordado no âmbito do Comitê de Implementação do Monitoramento Prudencial. Contudo, a utilização de métricas de risco de crédito baseadas no *rating* de agências não é apropriada devido à natureza desses consumidores de menor porte, que dificilmente terão *ratings* publicados.

Além disso, ao se analisar os demais riscos associados ao mercado de energia, outro dos fatores de risco de crédito, em especial para os agentes varejistas, diz respeito aos encargos setoriais.

Os encargos setoriais são um ponto relevante no setor elétrico brasileiro, pois refletem pagamentos feitos pelos consumidores (regulados e livres) que custeiam, de forma ampla, a execução de políticas públicas - como Tarifa Social, Programa Luz Para Todos, subsídio para geração de energia em sistemas isolados, custos de operação do sistema não cobertos pela apuração de diferenças no Mercado de Curto Prazo, e contratação centralizada de reserva de energia ou potência para o sistema. Dada a magnitude que os encargos setoriais ganharam nos últimos anos e a sua conseqüente variação ao longo do tempo, é passível de discussão sua inclusão como uma componente específica nas álgebras do monitoramento prudencial.

Essa análise ganha importância ao se constatar que os agentes varejistas, devido à sua natureza regulatória, assumem a responsabilidade pela representação da carga consumida por seus consumidores representados, e, conseqüentemente, pelos pagamentos associados a esse consumo, como o resultado do Mercado de Curto Prazo e as parcelas correspondentes aos Encargos Setoriais.

Dado esse contexto, a proposta da CCEE para definição do RWA_CRED de agentes varejistas envolve a observação de duas parcelas distintas, uma voltada para o mercado atacado e outro para o mercado

varejista, conforme definido nas fórmulas a seguir e que será detalhado no Manual de Monitoramento Prudencial:

Quadro 30 – Cálculo da parcela de Risco de Crédito

$RWA_CRED_{\alpha,m,pd} = \max \left(0 ; \left(\sum_{mi} \sum_k EXP_CTP_{\alpha,k,m,pd} * PROB_DEFAULT_{k,pd} - GARANTIAS_{k,mi,pd} \right) \right) + RWA_CRED_VAREJISTA_{\alpha,m,pd}$
<p>RWA_CRED_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de crédito</p> <p>EXP_CTP: Exposição Financeira por Contraparte</p> <p>PROB_DEFAULT_{k,pd}: “probabilidade de default” de uma determinada contraparte que compõe a lista dos maiores MtMs positivos</p> <p>GARANTIAS_{k,mi,pd}: valor financeiro das garantias, no formato de seguro garantia ou fiança bancária, cujo beneficiário é o agente declarante “α”</p> <p>RWA_CRED_VAREJISTA_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de crédito da carteira varejista do agente</p> <p>“k”: número de maiores contrapartes definido pela regulação</p> <p>“α”: agente</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“mi”: Vértices. Mês de referência fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+2” para fins de declaração das maiores contrapartes</p> <p>“pd”: período de declarações, a depender da classe do agente</p>

Fonte: Quadro 24 - Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

A parcela relacionada ao crédito varejista deve considerar a possibilidade de variações significativas nos valores dos encargos, resultantes de situações operativas de mercado, que elevam o risco de crédito do comercializador varejista.

Sob a ótica da contabilização de mercado, os encargos setoriais possuem formas distintas de liquidação, sendo a CCEE responsável pelas liquidações do Encargo de Energia de Reserva (EER), do Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e do Encargo de Capacidade (ERCAP). Dado que esses encargos são liquidados de forma separada por meio de processos específicos conduzidos pela CCEE, propõe-se incluir o risco de crédito associado à liquidação desses encargos no cálculo do RWA_CRED_VAREJISTA, com aplicação direcionada especificamente aos agentes com perfil varejista conforme determinado a seguir:

Quadro 31 – Cálculo da parcela de Risco de Crédito do Varejista

$RWA_CRED_VAREJISTA_{\alpha,m,pd} = \sum_{mi} \sum_{v=1}^W \max(0; (EXP_CONS_{v,mi,pd} * (EST_ESS_{mi,pd} + EST_EER_{mi,pd} + EST_ERCAP_{mi,pd} + EST_PLD_{mi,pd}) * PROB_DEFAULT_VAR_{f,pd} - GARANTIAS_VAR_{v,mi,pd}))$
<p>RWA_CRED_VAREJISTA_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de crédito da carteira varejista do agente</p> <p>EXP_CONS_{v,mi,pd}: Exposição negativa do consumidor representado pelo agente varejista em horizonte de 3 (três meses)</p> <p>EST_ESS_{f,mi,pd}: Estimativa de Encargos de Serviço do Sistema</p> <p>EST_EER_{f,mi,pd}: Estimativa de Encargos de Energia de Reserva</p> <p>EST_ERCAP_{f,mi,pd}: Estimativa de Encargos de Reserva de Capacidade</p> <p>EST_PLD_{f,mi,pd}: Estimativa de custos com eventual exposição ao PLD no mercado de curto prazo (MCP)</p> <p>PROB_DEFAULT_VAR_{v,pd}: “probabilidade de default” de um determinado consumidor representado por um agente varejista</p> <p>GARANTIAS_VAR_{v,mi,pd}: valor financeiro das garantias apresentadas pelo consumidor representado pelo agente varejista, no formato de seguro garantia ou fiança bancária, cujo beneficiário é o agente declarante “α”</p> <p>“v”: consumidor varejista</p> <p>“w”: número total de consumidores representados pelo agente varejista</p> <p>“α”: agente</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“mi”: Vértices. Mês de referência fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+2”</p> <p>“pd”: período de declarações, a depender da classe do agente</p>

Fonte: Quadro 25 - Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

Assim, para que seja possível a estimativa do risco de inadimplência deste tipo de agentes nas liquidações financeiras relacionadas a esses encargos setoriais faz-se necessária a projeção do valor financeiro equivalente a esses encargos, assim como a expectativa de *default* associado à carteira de agentes varejistas, cujo tratamento proposto será explorado adiante. Destaca-se que as estimativas têm finalidade exclusiva de dimensionar o risco do varejista, não gerando ou eximindo qualquer obrigação referente à ocorrência de variações relevantes.

i. Projeção de Encargo de Energia de Reserva

A Energia de Reserva é uma modalidade de contratação aplicada desde 2008 no setor elétrico brasileiro, sendo que os empreendimentos são contratados em leilões específicos exclusivamente com o objetivo de elevar a segurança no fornecimento no Sistema Interligado Nacional (SIN).

É considerada Energia de Reserva a energia dos empreendimentos de geração contratados por meio de Leilão de Energia de Reserva (LER), Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) e Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Energia (LRCE).

Nesta modalidade de contratação a CCEE representa os agentes consumidores, centralizando a relação contratual entre as partes e a gestão da Conta de Energia de Reserva (CONER).

Os custos decorrentes da contratação de Energia de Reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN por meio do EER.

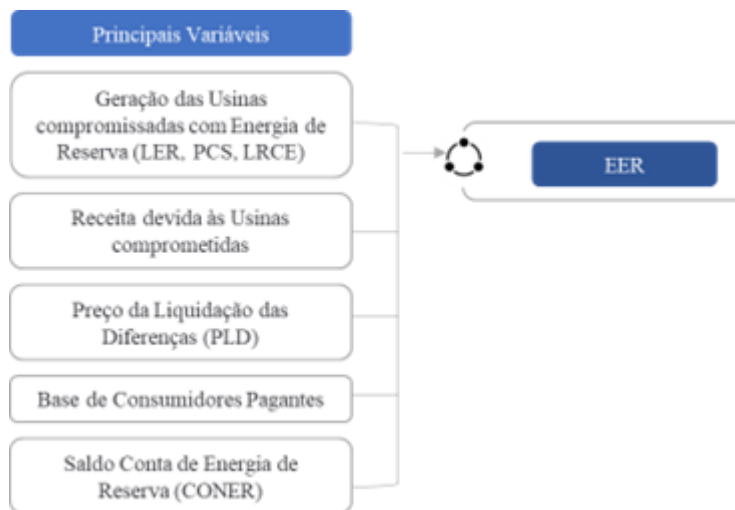
Neste caso, entende-se como os usuários finais de Energia de Reserva os agentes de distribuição, consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores (na parcela da energia adquirida), agentes de geração com perfil de consumo e agentes de exportação participantes da CCEE, sendo todos responsáveis pelo pagamento do EER.

A CONER é responsável pela arrecadação do EER junto aos consumidores usuários de Energia de Reserva, recebimento de recursos da liquidação de geração no MCP e pelo pagamento aos geradores contratados nos leilões especificados. Além disso, uma parcela da CONER é destinada à constituição do Fundo de Garantia, que tem como principal objetivo mitigar o efeito de uma eventual inadimplência no recolhimento do EER.

Os Contratos de Energia de Reserva têm, como característica, que toda a geração de energia proveniente de empreendimentos comprometidos com esses contratos é liquidada em benefício da CONER no MCP pelo valor do PLD.

Assim, de forma simplificada, quando a receita fica devida às usinas contratadas nessa modalidade é maior que o recurso obtido pela liquidação da geração valorada a PLD, é necessário o recolhimento de encargo para complementar os custos desses contratos. Mas, se recurso obtido pela liquidação da geração valorada a PLD fica acima da receita fixa paga no âmbito da Energia de Reserva, a operação gera excedente, que é acumulado e repassado aos consumidores. Desse modo, temos que as principais variáveis envolvidas na projeção do EER são:

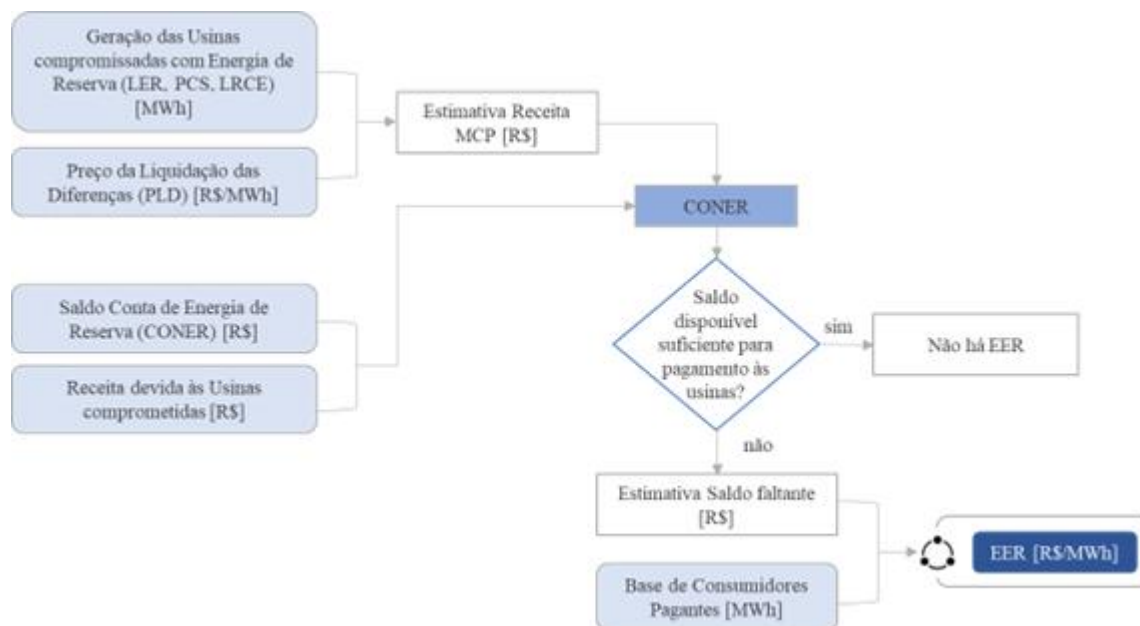
Figura 70 - Principais Variáveis para previsão do EER



Fonte: Elaboração própria

Ainda, de maneira sumarizada, temos o seguinte fluxograma de estimativa do valor de EER sugerido:

Figura 71 - Fluxograma estimativa EER



Fonte: Elaboração própria

Para que seja realizada a estimativa do valor de EER é necessária a projeção das seguintes cinco variáveis, o que é possível por meio da adoção de premissas e aproximações conforme o detalhado a seguir:

- **Preço de Liquidação de Diferenças:** a projeção do PLD já é realizada pela CCEE para um horizonte de 15 meses, conforme publicado nos materiais divulgados no Encontro PLD. Esses valores projetados podem ser utilizados para fins de estimativa do EER para o horizonte pretendido;
- **Geração Energia de Reserva:** para estimativa da geração das usinas compromissadas com Energia de Reserva sugere-se adotar a mesma premissa assumida para a representação de usinas não simuladas, ou seja, considerar a média mensal do histórico dos últimos cinco anos de geração líquida disponibilizada ao SIN de cada usina. Para as usinas com menos de 5 anos de histórico de geração, pode-se considerar a média mensal do histórico existente de empreendimentos da mesma fonte.
- **Receita a Pagar:** a receita devida aos geradores vendedores de Energia de Reserva ao longo do ano é sabida e determinada de acordo com o resultado dos leilões, com as correções monetárias estabelecidas nos respectivos contratos assinados. Assim, a projeção dos valores devidos no horizonte pretendido seria possível.
- **Base dos Consumidores Pagantes:** o valor do consumo total para fins de rateio do EER é obtido em base anual, de acordo com os dados de medição do consumo registrados na CCEE para efeito de Contabilização do MCP nos últimos doze meses. Assim, em síntese, a projeção desta variável deverá considerar a média móvel do consumo dos últimos 12 meses anteriores ao mês de apuração de energia de reserva. Para horizontes além da média móvel seria possível a projeção deste valor já que em parte dos meses compreendidos pelo horizonte de 12 meses haveria meses já contabilizados pela CCEE e, para aqueles ainda não contabilizados, poder-se-iam adotar os mesmos valores de consumo assumidos como premissa na projeção do PLD realizada no Encontro PLD deduzidas das perdas e dos demais descontos aplicáveis.

- **Saldo CONER:** a estimativa deste valor seria possível ao considerarmos as premissas assumidas pelo conjunto de variáveis determinadas acima, sendo elas a receita devida aos geradores, resultado do produto da Energia de Reserva pelo PLD, eventuais valores referentes à rendimentos, recuperação judicial e execução de garantia de leilão e decréscimo relativo ao Fator de Fundo de Garantia.
- Com base no exposto, temos que a estimativa de valores de EER em R\$/MWh seria possível com base em aproximações e premissas assumidas pela Câmara em estudos atualmente já realizados, como o performedo no Encontro PLD.

ii. Previsão do Encargo de Serviço dos Sistemas

Os custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para atendimento da demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), e que não estão incluídos no PLD estabelecido pela CCEE, são denominados Encargos de Serviço do Sistema. São cinco os principais tipos de classificação de ESS:

- **Encargos de Segurança Energética:** representa os custos decorrentes das usinas despachadas por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) com o objetivo de garantir o suprimento energético e dos encargos oriundos do deslocamento hidráulico proporcionado pela geração por segurança energética e por importação de energia sem garantia física associada.
- **Encargos por Restrição de Operação:** representa o montante de encargos por restrição de operação, das usinas não hidráulicas, pela diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE. Esse encargo é resultando de três situações possíveis: Constrained-On, Constrained-Off e Unit Commitment.
- **Encargos de Serviços Ancilares:** determina os custos incorridos na prestação de serviços ancilares pelos agentes, tais como compensação síncrona, ressarcimento de custos de operação e manutenção de equipamentos especiais de supervisão, controle e comunicação autorizados pelo poder concedente, e atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa.
- **Encargos por Importação:** determina os encargos oriundos das usinas virtuais criadas para representar a importação de energia entre o Brasil e países vizinhos despachadas pelo ONS, com o objetivo de garantir a redução do custo imediato de operação do SIN.
- **Encargos de Deslocamento Hidráulico:** determina os custos incorridos às usinas hidrelétricas participantes do MRE em função do deslocamento da geração dessas usinas pela ocorrência de geração fora da ordem de mérito do custo por razão elétrica.

Os ESS classificados como Serviços Ancilares, Importação, Deslocamento Hidráulico e Restrição de Operação são de difícil projeção já que dependem diretamente da operação em tempo real do SIN realizada pelo ONS. Contudo, dentre esses tipos, aquele que historicamente possui valor mais representativo é o por Restrição de Operação e, por esse motivo, atenção especial deve ser dada a esse tipo de encargo.

Já o Encargo por Segurança Energética pode ser, em até certo nível, previsto por meio de algumas simplificações e adoção da Curva Referencial de Armazenamento (Cref), estabelecida anualmente pelo

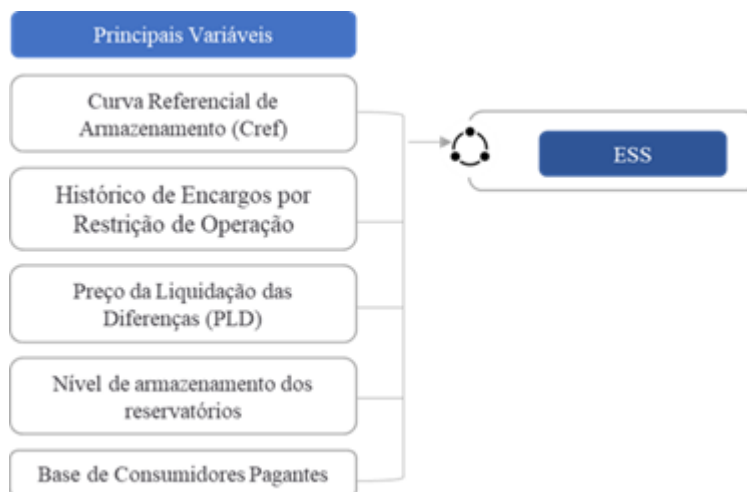
ONS considerando diversas variáveis que buscam retratar a aversão ao risco de curto prazo percebido pelo ONS e pelo CMSE.

Considerando a relevância histórica dos Encargos por Restrição de Operação e dos Encargos por Segurança Energética, sugere-se adotar metodologia para essa projeção, essa seria tecnicamente possível, por meio da adoção de premissas e aproximações conforme o detalhado a seguir:

- **Encargo por Restrição de Operação:** considerando a difícil projeção para além de um dia, tendo em vista a relação direta com a operação em tempo real, e sua representatividade histórica, sugere-se a adoção de alguma premissa para sua projeção futura. Neste caso, a sugestão seria adotar premissa com base no histórico realizado como, por exemplo, a média histórica deste tipo de encargo ocorrida nos últimos 3 anos e assumir esse valor para a janela de análise pretendida.
- **Encargo de Segurança do Sistema:** este encargo pode ser, em até certo nível, previsto por meio de algumas simplificações e adoção Cref. Anualmente, são calculadas pelo ONS três curvas de referenciais com metas de armazenamento distintas (curvas Vermelha, Amarela e Verde) e a quantidade de geração térmica necessária para adaptar a operação do sistema à necessidade de segurança estabelecida (tal geração térmica podendo ser por mérito ou fora mérito). Assim, com base nas projeções de PLD e armazenamento já realizadas pela Câmara quinzenalmente e divulgada no Encontro PLD, seria possível estimar a eventual geração térmica fora da ordem de mérito necessária para atendimento das referências estabelecidas, cujo montante poderá ser definido com base no posicionamento das trajetórias de armazenamento dos reservatórios frente a tais curvas de referências. Vale notar que tal estimativa seria uma simplificação para fins de projeção deste tipo de ESS já que, sob a ótica regulatória, os despachos fora da ordem de mérito são uma prerrogativa do CMSE.
- **Base de consumidores pagantes:** esses encargos são rateados entre todos os agentes consumidores do SIN, ou seja, o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida independentemente de sua localização. Apesar de, na prática, existirem formas distintas de rateio dos custos de cada tipo de ESS, para simplificação sugere-se adotar um modelo de rateio simples para os dois tipos que serão projetados. A projeção do consumo pagante seria possível tendo em vista que a demanda do SIN é projetada em conjunto com o processo de projeção de PLD realizado pela CCEE no Encontro PLD sendo deduzidas as perdas e os demais descontos aplicáveis.

As principais variáveis envolvidas neste cálculo são detalhadas na Figura 72:

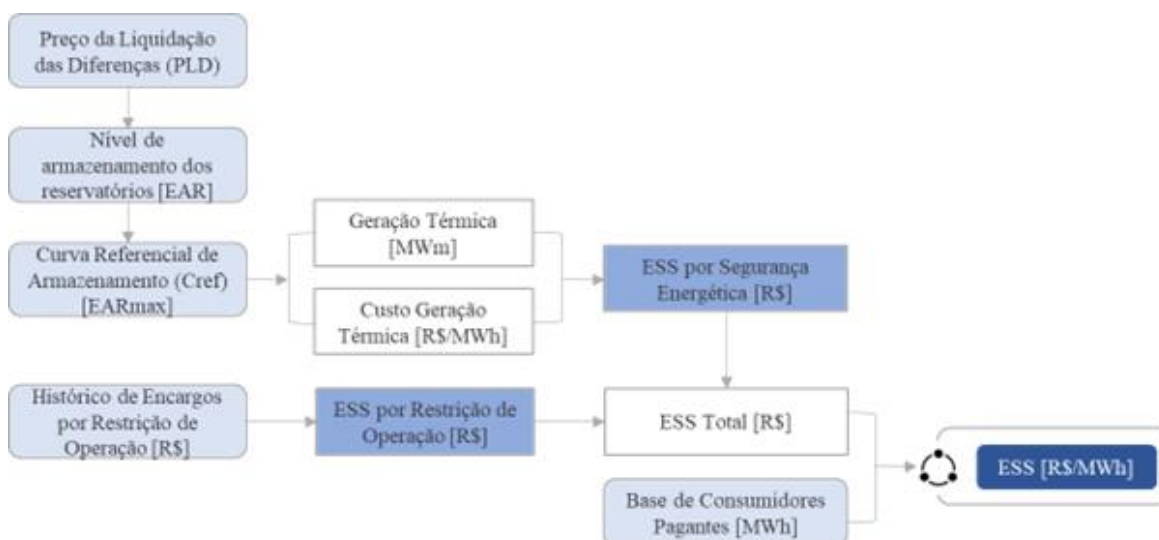
Figura 72 - Principais Variáveis para previsão do ESS



Fonte: Elaboração própria

Ainda, de maneira sumarizada, temos o seguinte fluxograma para cálculo do ESS sugerido: seria o seguinte:

Figura 73 - Fluxograma estimativa ESS



Fonte: Elaboração própria

Com base no exposto, temos que a estimativa de valores de ESS em R\$/MWh, ainda que simplificada, seria possível com base em aproximações e premissas assumidas pela CCEE.

iii. Previsão do Encargo de Capacidade (ERCAP)

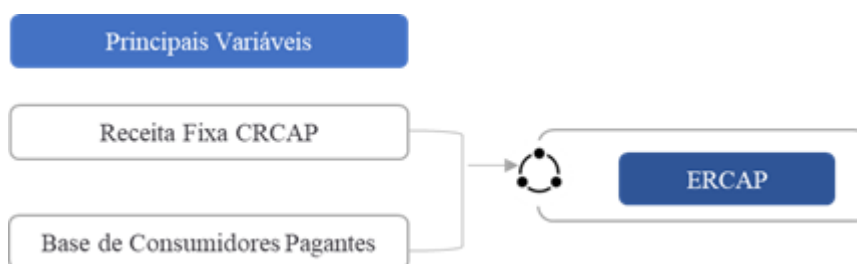
A Lei nº 14.120/21 incluiu a previsão de contratação de Reserva de Capacidade e o Decreto nº 10.770/21 tratou de suas diretrizes de contratação. Este tipo de contratação é diferente quando comparada aos Leilões de Energia de Reserva, pois este último envolve a contratação de energia (remunerando CAPEX e OPEX), enquanto esse novo mecanismo prevê remuneração pela disponibilidade de capacidade e flexibilidade de geração.

O Encargo de Capacidade (ERCAP) foi criado para remunerar as usinas cuja disponibilidade seja contratada nesses leilões, que devem receber uma receita fixa mensal. O custo deste encargo será rateado por todos os consumidores do SIN (livres e cativos) sendo que a gestão pela liquidação deste encargo será feita pela CCEE por meio da gestão da Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP).

Considerando que o ERCAP remunera a receita fixa das usinas contratadas na modalidade de Reserva de Capacidade, sua projeção é relativamente simples e envolve os seguintes passos:

- **Projeção da Receita Fixa Mensal:** Estimar os valores devidos às usinas contratadas nessa modalidade.
- **Base de Consumidores Pagantes:** O encargo é rateado entre todos os agentes consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN), com base na demanda de ponta de cada consumidor. Embora o rateio do ERCAP leve em conta a demanda de ponta, para simplificação, sugere-se um modelo de rateio baseado na média de consumo mensal. A projeção do consumo pagante é viável, considerando que a demanda do SIN é projetada no processo de cálculo PLD conduzido pela CCEE no Encontro PLD sendo deduzidas as perdas e os demais descontos aplicáveis.

Figura 74 - Principais Variáveis para previsão do ERCAP



Fonte: Elaboração própria

Assim, com base no transcorrido, temos que a estimativa de valores de ERCAP em R\$/MWh, ainda que simplificada, seria possível com base em aproximações e premissas assumidas pela CCEE.

iv. Do risco de Default do Consumidor Varejista

Para comercializadores varejistas, o risco de inadimplência é relevante devido ao crescimento de pequenos consumidores no mercado livre. No entanto, métricas de crédito baseadas no *rating* de agências é inadequada, já que essas empresas de menor porte raramente possuem avaliações publicadas.

Por este motivo, a recomendação da CCEE seria utilizar nesse caso a avaliação de risco de crédito do Serasa, ou de outra empresa de avaliação voltada ao varejo, para estimar o risco de *default* em uma carteira varejista específica. O Score CNPJ do Serasa, por exemplo, é uma ferramenta que indica a probabilidade de uma empresa honrar suas obrigações financeiras. A pontuação vai de 0 a 1000, sendo que notas mais altas indicam menor risco de inadimplência, e notas mais baixas, maior risco. Na Tabela 48 é possível verificar as faixas de classificação da metodologia de rating do Serasa assim como a equivalência sugerida para a utilização para fins de monitoramento prudencial.

Tabela 48 - Equiparação Serasa vs Agência de Classificação

Pontuação Serasa	Classificação Serasa	Equivalência sugerida
758 a 1000	Excelente: acesso a condições de crédito preferenciais.	AA
503 a 757	Bom: risco relativamente baixo, com acesso a boas condições de crédito.	BBB
352 a 502	Regular: alto grau de atenção, com acesso moderado a crédito.	B
0 a 351	Ruim: Risco elevado, a empresa pode enfrentar dificuldades para obter crédito no mercado.	CCC/C

Fonte: Elaboração própria

Essa abordagem permite uma análise de risco mais adequada para consumidores de pequeno porte representados por agentes com habilitação varejista, promovendo uma avaliação de crédito mais precisa e ajustada à realidade desse segmento.

3.4.3.Principais Conclusões

Conforme amplamente discutido no decorrer do presente relatório técnico, o cálculo do risco de crédito da carteira de um determinado agente se faz necessário para que o fator de alavancagem dos agentes do mercado passe a refletir não apenas o valor em risco com a exposição financeira causada pela volatilidade dos preços, mas também o risco de não cumprimento dos compromissos bilaterais já firmados entre os agentes.

Desta forma, a proposta da CCEE para o cálculo do RWA_CRED envolve duas propostas distintas:

i. Proposta risco de crédito geral, exceto para agentes com perfil varejista

Propõe-se calcular o risco de crédito (RWA_CRED) dos agentes com base nas exposições a mercado, considerando um horizonte de três meses, a probabilidade de inadimplência das contrapartes e eventuais valores garantidos em operações bilaterais por meio de garantias financeiras, conforme ilustrado no Quadro 33.

Além disso, para determinação da probabilidade de default, recomenda-se usar o rating de agências de classificação, considerando os valores para o horizonte contratual de 1 ano. Para empresas sem avaliação de agências, sugere-se:

- Aplicar o rating do conglomerado, se disponível;
- Adotar a probabilidade de default do rating CCC/C para empresas sem qualquer avaliação publicada.

Quadro 32 – Cálculo da parcela de Risco de Crédito

$$RWA_CRED_{\alpha,m,pd} = \max \left(0 ; \left(\sum_{mi} \sum_k EXP_CTP_{\alpha,k,m,pd} * PROB_DEFAULT_{k,pd} - GARANTIAS_{k,mi,pd} \right) \right) + RWA_CRED_VAREJISTA_{\alpha,m,pd}$$

<p>RWA_CRED_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de crédito</p> <p>EXP_CTP: Exposição Financeira por Contraparte</p> <p>PROB_DEFAULT_{k,pd}: “probabilidade de default” de uma determinada contraparte que compõe a lista dos maiores MtMs positivos</p> <p>GARANTIAS_{k,mi,pd}: valor financeiro das garantias, no formato de seguro garantia ou fiança bancária, cujo beneficiário é o agente declarante “α”</p> <p>RWA_CRED_VAREJISTA_{α,m,pd} (Risk-Weighted Asset): Ponderação das parcelas de risco de crédito da carteira varejista do agente</p> <p>“k”: número de maiores contrapartes definido pela regulação</p> <p>“α”: agente</p> <p>“m”: mês de apuração</p> <p>“mi”: Vértices. Mês de referência fins do Monitoramento Prudencial, cujo valor inicial é igual ao mês de apuração “m+0”, e valor final é igual ao mês “m+2” para fins de declaração das maiores contrapartes</p> <p>“pd”: período de declarações, a depender da classe do agente</p>
--

Fonte: Quadro 24 – Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0)

ii. Proposta de risco de crédito varejista aplicável a agentes com perfil varejista

A proposta da CCEE para o cálculo do RWA_CRED de agentes varejistas divide o risco de crédito em duas parcelas:

- 1. Mercado Atacado (RWA_CRED):** Segue a metodologia padrão do RWA_CRED resumida no item acima, considerando as maiores exposições e aplicando as mesmas regras já estabelecidas para outros agentes.
- 2. Mercado Varejista (RWA_CRED_VAREJISTA):** Inclui variações nos encargos setoriais (EER, ESS e ERCAP), risco de inadimplência no MCP e o risco de inadimplência associado à carteira varejista, projetando o valor financeiro dos encargos e PLD versus a expectativa de default.

Para o varejo, métricas baseadas no *rating* de agências são inadequadas devido à ausência de avaliações para pequenos consumidores. Assim, a CCEE recomenda utilizar ferramentas como o *Score* CNPJ do Serasa, que classifica empresas com base no risco de crédito, indicando a probabilidade de cumprimento de obrigações financeiras. Essa abordagem promove uma análise mais ajustada à realidade dos pequenos consumidores, garantindo maior precisão no monitoramento prudencial.

As alterações aqui propostas estão devidamente refletidas no Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial.

4. Outros aprimoramentos identificados

4.1. Classificação dos Comercializadores

Conforme a REN 1011/2022, as comercializadoras são anualmente classificadas como Tipo 1 ou 2, de acordo com o Patrimônio Líquido (PL) apresentado.

As comercializadoras de Tipo 1, que demonstram um PL mínimo de R\$ 10.611.604,00⁵¹, estão habilitadas a registrar montantes de venda sem restrições. Por sua vez, as comercializadoras de Tipo 2, cujo PL é inferior a esse valor, têm suas operações limitadas ao registro de até 30 MWm de venda mensalmente.

Embora a classificação por tipo tenha como objetivo fortalecer a segurança de mercado, ela possui limitações e pode não ser totalmente eficaz nesse propósito, pois a classificação em Tipo 1 e Tipo 2 aplica o mesmo tratamento a agentes com PL significativamente diferentes. Atualmente, o normativo permite que uma comercializadora com PL negativo e outra com PL de 9 milhões de reais fiquem sujeitas à mesma limitação de venda, apesar de estarem em situações financeiras distintas. Da mesma forma, uma comercializadora que atinge o valor mínimo exigido de PL é tratada de modo idêntico a outra com PL na casa de centenas de milhões. Assim, a classificação pode levar a avaliações imprecisas quanto à robustez financeira das comercializadoras e não reflete adequadamente as condições específicas de cada agente.

Além disso, a classificação desconsidera situações em que a comercializadora realiza vendas em montante superior a 30 MWm, mas possui lastro suficiente para suas vendas e não apresenta alavancagem financeira. Ao ser classificada como Tipo 2, essa comercializadora fica impossibilitada de registrar os contratos de venda firmados, o que é prejudicial a ela e a suas contrapartes. É importante destacar que, apesar de seu PL não atender ao valor mínimo exigido, essa comercializadora pode não representar risco financeiro significativo para o mercado, uma vez que suas operações não estão alavancadas e estão devidamente lastreadas em contratos de compra.

Adicionalmente, o uso do PL como métrica para a classificação também apresenta desafios. Em alguns casos, a marcação de contratos futuros de energia a valor justo representa uma parcela considerável do PL, fazendo com que o agente passe a ser classificado como Tipo 1. Ocorre que, a definição do preço que é utilizado para valorar esses contratos envolve um certo grau de subjetividade, uma vez que diferentes metodologias e fontes de referência podem levar a avaliações variadas entre os agentes. Além disso, como o PL é registrado em um momento específico (31 de dezembro), variações nos preços de mercado podem impactar o valor justo dos contratos futuros, reduzindo significativamente o ganho teórico dos contratos calculado na data de fechamento do balanço patrimonial. Assim, o PL pode apresentar mudanças significativas em um curto espaço de tempo, o que pode comprometer a eficiência da classificação realizada anualmente.

Nesse contexto, o Monitoramento Prudencial tem se mostrado uma ferramenta mais eficaz para análise de risco, permitindo o acompanhamento do nível de alavancagem dos agentes em relação ao seu PLA, que exclui os elementos de baixa liquidez e que possuem elevado nível de subjetividade de valoração.

Diferente da classificação, que aplica o mesmo tratamento a comercializadoras com realidades financeiras distintas, o Monitoramento Prudencial, por meio do FA, permite identificar com mais precisão as

⁵¹ Valor referenciado ao ano de 2024, sendo anualmente atualizado conforme previsto nos Procedimentos de Comercialização.

comercializadoras que representam risco financeiro ao mercado, uma vez que o FA reflete periodicamente as operações e a situação financeira específica de cada agente.

O acompanhamento do FA possibilita que as restrições de registro sejam impostas aos agentes que apresentarem risco financeiro efetivo ao mercado constatado no âmbito do Monitoramento Prudencial da CCEE. Nesse caso, o registro de operações de venda é condicionado ao pré-registro dos contratos de compra, evitando que o agente eleve sua exposição financeira no MCP, sem a necessidade de impor um limite específico de venda. Essa abordagem equilibra a segurança do mercado com a flexibilidade operacional, ao permitir que os agentes registrem os contratos de venda, desde que possuam o devido recurso.

Em relação à marcação de contratos futuros de energia a valor justo, o item 3.2.4 deste relatório propõe aprimoramentos no cálculo do PLA, tendo em vista que a metodologia atual do Monitoramento Prudencial considera tais valores no cálculo do FA.

Diante do exposto, a classificação em Tipo 1 e 2 foi relevante no período sombra, mas, com a regulação definitiva do Monitoramento Prudencial, entende-se que diante às limitações apresentadas, a segregação entre Tipos 1 e 2 podem ser mitigadas pelo Monitoramento Prudencial e sua atuação contínua, possibilitando um acompanhamento mais preventivo e eficaz das operações dos agentes.

Sugere-se então o encerramento da classificação de comercializadores entre Tipos 1 e 2, estabelecendo o Monitoramento Prudencial como a principal ferramenta de análise e controle de risco para as comercializadoras de energia. Desta forma, será necessária a alteração da REN 1.011/2022, notadamente com exclusão: (i) dos incisos do art. 2º, mantendo-se o *caput* e o § 1º; (ii) do art. 4º, § 5º; (iii) do art. 6º, IV e § 4º. Também deverá haver alteração dos Procedimentos de Comercialização, notadamente nos Submódulos 1.1 – Adesão à CCEE e 1.2 – Cadastro de agentes.

Ressalta-se que para a habilitação e manutenção da autorização varejista deverá ser mantida a exigência do valor mínimo de PL. Contudo, no item 3.4.2 também são sugeridos aprimoramentos que permitirão um melhor acompanhamento e gestão de risco dos agentes varejistas.

4.2. Duplo Flag

Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 401/2023 (DSP 401/2023), a CCEE encaminhou para a Agência a CT-CCEE07239/2023 em 26/05/2023 com as adequações no submódulo dos Procedimentos de Comercialização – PdC 3.1 – Contratos do Ambiente Livre contemplando as possibilidades de (i) registro de contratos com duplo flag, e (ii) os compradores iniciarem o registro de contrato de compra e venda de energia elétrica na CCEE. No mesmo documento, foi sugerido que as discussões relacionadas ao tema avançassem somente após o encerramento das análises decorrentes do período sombra do Monitoramento Prudencial.

Originalmente, a proposta do duplo flag tinha como objetivo incentivar o registro de contratos na CCEE logo após a negociação, e a Nota Técnica 4.925/2021 previa uma forma adicional de incentivo aos agentes, da possibilidade de recomposição de lastro retroativa para aqueles que utilizassem o duplo flag. No entanto, esse incentivo foi descartado durante a CP 11/2022.

Ao longo da operação do período sombra do monitoramento prudencial, observou-se que o duplo flag, para fins exclusivos do monitoramento, perdeu sua eficácia, tendo em vista que a análise dos dados

relativos a 7 meses (M+0 a M+6), tem se mostrado suficiente para atender às necessidades de acompanhamento das operações do mercado, no contexto de gestão de risco, sem a necessidade de retomar a proposta do duplo flag no cenário atual. Adicionalmente, quando necessário e sob demanda, o monitoramento tem solicitado o portfólio completo dos agentes e estes têm atendido prontamente, fornecendo as informações requeridas.

Dessa forma, conclui-se que a retomada da proposta do duplo flag no momento não se justifica após o período sombra, uma vez que o atual modelo de monitoramento tem demonstrado ser eficiente e suficiente para as análises necessárias.

4.3. Evolução dos Critérios de Entrada, Manutenção e Saída de Agentes

Como medidas iniciais de evolução do monitoramento, a Câmara propôs, pela NT nº 42/2019 e NT 62/2020⁵², alguns aprimoramentos dos critérios de entrada, manutenção e saída de agentes. Com a evolução das metodologias inicialmente propostas e aqui elencadas, observa-se a oportunidade de apresentar algumas evoluções sobre tais procedimentos.

Quanto aos critérios de entrada e manutenção, aqui incluídos os processos de habilitação varejista, confirmou-se que um rol restrito e não exemplificativo de documentos engessa os processos, tornando-os por vezes meramente burocráticos, sem refletir o caso concreto de determinados agentes, gerando prejuízos à dinâmica e ao desenvolvimento das relações de mercado, conforme apontado na CT-CCEE04541/2021 de, 10 de agosto de 2021⁵³.

Como exemplo, podemos citar o caso do Despacho ANEEL nº 646/2024, em que a Agência flexibilizou os critérios de habilitação, com base em uma percepção de baixo risco ao mercado, determinando que a CCEE, na aplicação do § 6º do art. 11, da REN 1.011/2022, para análise de novos pedidos de autorização para representar pessoas físicas ou jurídicas na comercialização varejista, considere o limite e a conduta estabelecidos no § 4º do artigo 51 da REN 957/2021.

Nessa linha, dada a evolução de metodologias de monitoramento, a CCEE teria autonomia para identificar situações em que seria possível a flexibilização de critérios regulatórios, avaliando-se a ausência de risco à segurança do mercado ou que as finalidades pretendidas com a imposição dos referidos dispositivos tenham sido alcançadas por mecanismos alternativos.

Quanto aos critérios de saída da CCEE, também se observa a necessidade de autonomia da Câmara para avaliação da ausência de risco ao mercado e de efetivo prejuízo, diante de caução ou regularização antes mesmo da formalização da instauração ou prosseguimento do procedimento de desligamento. Nesses casos, ainda que possa ser mantida eventual multa pelo cumprimento intempestivo de obrigação, não se justifica a instauração ou prosseguimento do procedimento de desligamento, sob a égide das finalidades pretendidas com o procedimento e tendo em vista a evolução do monitoramento, ao qual estarão sujeitos todos os agentes da CCEE indistintamente.

Nessa linha e diante do exposto, propõe-se a inserção de parágrafo específico no art. 21 da REN 957/2021 para que conste: “A CCEE poderá, por decisão de sua Diretoria, flexibilizar ou dispensar dispositivos

⁵² Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.001195/2021-00-1.

⁵³ Documento disponível sob o registro SEI/ANEEL de nº 48513.021628/2021-28.

regulatórios estabelecidos nesta Convenção ou em outra regulação da ANEEL aplicável, desde que avaliada ausência de risco à segurança de mercado ou que as finalidades pretendidas com a imposição dos referidos dispositivos tenham sido alcançadas por mecanismos alternativos”.

4.4. Demonstrativo financeiros

Nos termos da regulação vigente, em especial da REN 1.011/2022 e dos Submódulos 1.2 e 1.6 dos Procedimentos de Comercialização, os agentes comercializadores devem encaminhar, anualmente, as demonstrações financeiras auditadas referentes ao ano fiscal anterior, para fins de processos de manutenção de autorização para comercialização de energia elétrica, de manutenção da habilitação varejista.

O acompanhamento contínuo da situação financeira dos agentes é essencial para permitir um monitoramento preventivo eficaz. A análise das demonstrações financeiras permite a avaliação de índices que refletem tanto a solidez quanto a liquidez financeira dos agentes, possibilitando uma atuação proativa diante de risco iminente.

De acordo com o Submódulo 1.2 dos Procedimentos de Comercialização – Cadastro de Agentes, os agentes de comercialização devem enviar suas informações financeiras: (i) até o final do mês de abril de cada ano para fins de classificação; e (ii) no mês correspondente ao aniversário da adesão do agente para a manutenção da autorização de comercialização e manutenção da habilitação varejista.

Ocorre que, ao longo do ano, essas informações passam a oferecer uma visão defasada da situação financeira atual dos agentes. Em um mercado de energia dinâmico, com oscilações significativas de preços, o balanço patrimonial do ano anterior – ou mesmo de meses anteriores - pode não refletir a condição financeira real dos agentes.

Para viabilizar o monitoramento contínuo da situação financeira dos agentes comercializadores, propõe-se que o envio das demonstrações financeiras ocorra em periodicidade mínima semestral, considerando a característica dinâmica do setor. Dessa forma, esses agentes estariam obrigados a encaminhar informações financeiras auditadas até abril de cada ano, referentes ao exercício anterior, independentemente do término do processo de classificação, conforme proposto no item 4.1. Assim, adicionalmente à obrigação atual, até setembro de cada ano, os agentes estariam obrigados a enviar as demonstrações financeiras referentes ao primeiro semestre, auditadas e/ou assinadas por contador.

Embora haja documentos de envio obrigatório, há a possibilidade para a realização de envios adicionais, tanto por solicitação da CCEE no âmbito das atividades de monitoramento do mercado, quanto por iniciativa do próprio agente, se identificar a necessidade de atualizar sua capacidade financeira, quando esta não estiver sendo adequadamente refletida pelos números observados.

Por fim, como medida dissuasória, enquanto não houver processo sancionador regulamentado, sugere-se que os agentes que não apresentarem a documentação requerida passariam a ter restrição no sistema de registro, validação e ajuste de contratos, até que a disponibilização do documento seja encaminhada e o seu conteúdo aprovado, sem prejuízo da aplicação de sanções.

4.5. Risco de contágio

Atualmente, não há definição regulatória de risco sistêmico no âmbito do mercado de energia elétrica. Já, no mercado financeiro, o risco sistêmico é um dos principais riscos mapeados, sendo inclusive um dos focos principais da regulamentação dos Acordos de Basileia.

Ao longo dos anos, após eventos de alto impacto sistêmico no mercado de energia elétrica envolvendo agentes com comportamento de risco elevado e repercussões em cadeia para diversos participantes, e com a experiência adquirida durante o período sombra do Monitoramento Prudencial, tornou-se possível mapear e compreender melhor o risco de contágio no setor, um dos principais itens que desencadeiam o risco sistêmico.

Para o mercado de energia elétrica, esse risco representa a possibilidade de falhas em uma ou mais entidades (como consumidores, distribuidoras, geradoras e comercializadores), com potencial para desencadear uma reação em cadeia que afeta a estabilidade de todo o sistema. Isso é especialmente preocupante nas transações de energia elétrica, nas quais as partes envolvidas podem ser afetadas por problemas financeiros ou operacionais de outras entidades e outros agentes.

No mercado livre de energia elétrica, essa preocupação é crescente, pois a interconexão entre agentes pode amplificar os efeitos de crises financeiras e energéticas. Por exemplo, a falência de um gerador ou comercializador pode desencadear uma sequência de eventos que afeta outros participantes, potencialmente resultando em perdas significativas e na desestabilização do sistema. Logo, a volatilidade dos preços e as interdependências financeiras exigem uma vigilância constante, pois as perdas de um único agente podem se espalhar rapidamente, comprometendo a confiança e a segurança do mercado como um todo.

Além disso, a ausência de mecanismos adequados de mitigação de riscos, como garantias financeiras robustas e sistemas de monitoramento consolidados, pode aumentar a vulnerabilidade do setor a choques externos.

Assim sendo, revela-se essencial a implementação de estratégias que identifiquem e mitiguem riscos de contágio, sendo fundamental a criação de regulamentações que promovam a transparência e a resiliência dos agentes no mercado livre, de modo a proteger a integridade do sistema elétrico e garantir um ambiente competitivo e sustentável.

Diante deste contexto, durante o período sombra, o Monitoramento Prudencial pôde colocar em prática diversas estratégias a fim de identificar um possível risco de contágio entre portfólios de agentes, especialmente aqueles que representam situações atípicas. Com base nessas análises, foi possível selecionar agentes que precisaram ser acompanhados ativamente, desenvolvendo-se uma Metodologia de Mapeamento de Risco Sistêmico, conforme ilustrado na Figura 75 abaixo:

Figura 75 - Metodologia de Mapeamento de Risco Sistêmico



Fonte: Elaboração própria

É importante ressaltar que as ferramentas descritas neste capítulo representam um conjunto de opções relevantes e já utilizadas pelo monitoramento, mas não esgotam todas as possibilidades, uma vez que existem diversas situações em que agentes podem representar potenciais riscos ao mercado, tornando inviável prever todas as circunstâncias possíveis. Assim, a constante evolução das métricas utilizadas e a criação de novas ferramentas são esperadas e essenciais para garantir a efetividade do monitoramento.

Dentre as ferramentas utilizadas para mapeamento de maior risco de exposição que gera contágio destacam-se as elencadas a seguir:

Representatividade em Volume Energético

A representatividade em volume energético é um critério essencial na avaliação do risco de contágio. Agentes que negociam grandes volumes energéticos desempenham um papel crucial na operação do mercado. A falência de um desses agentes pode gerar consequências adversas que impactam não apenas a própria entidade, mas todo o mercado de energia. A identificação precisa da concentração energética dos agentes nos diferentes portfólios auxilia o processo de Monitoramento Prudencial a prever o impacto de um eventual default em outros agentes e os desdobramentos para o sistema como um todo.

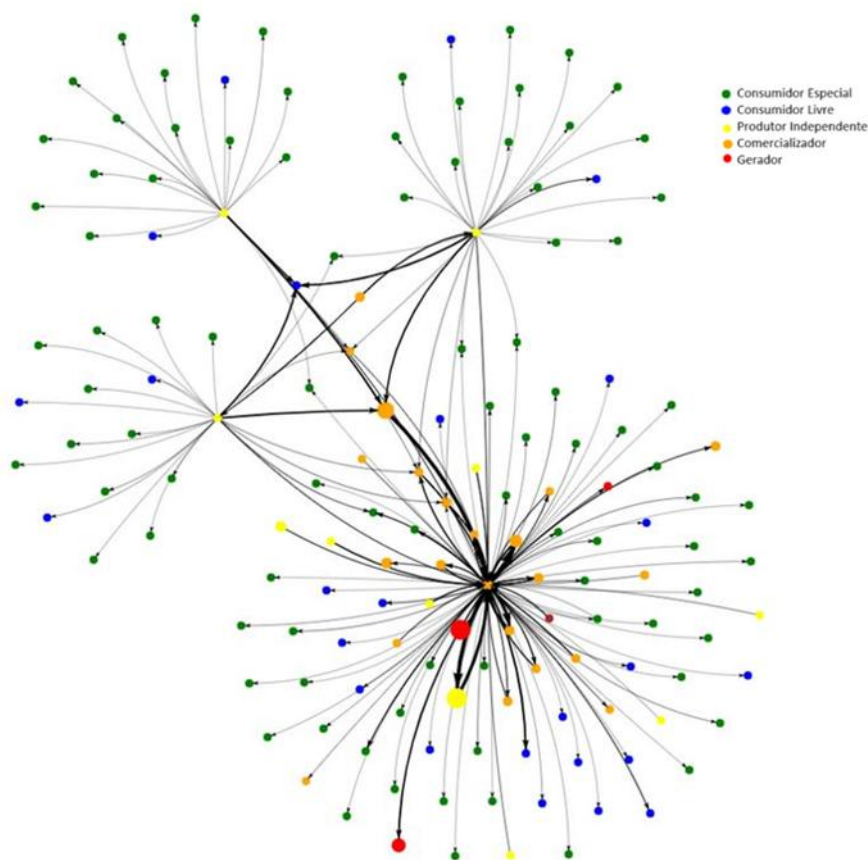
Capacidade Financeira em Caso de Default

A análise da capacidade financeira de agentes em situações de default é vital para a prevenção de risco de contágio. A interdependência entre a exposição financeira e a capacidade de absorção de perdas é um fator relevante, pois pode amplificar ou mitigar os riscos no mercado de energia. Essa análise permite avaliar a resiliência financeira dos agentes, indicando sua capacidade de suportar perdas bilaterais sem comprometer a continuidade operacional e, por conseguinte, a estabilidade do sistema.

Método Teia para Mapeamento de Risco de Contágio

A aplicação do método teia permite mapear as interconexões entre diferentes entidades do mercado. Esta abordagem facilita a identificação de interações e potenciais riscos, possibilitando a identificação de agentes cuja insolvência poderia provocar um efeito cascata no sistema. O mapeamento das relações entre agentes é essencial para a identificação de pontos críticos e para a prevenção de contágios no setor. Por meio desse método, também pode-se avaliar o impacto financeiro e energético em um determinado agente que possui relações bilaterais com duas ou mais contrapartes com risco elevado de default.

Figura 76 - Representação dos Agentes no Método Teia



Fonte: Elaboração própria

Como resultado das métricas aplicadas, a CCEE passou a dispor de alguns indicadores de apoio para a convocação seletiva de agentes a serem auditados, com base em critérios objetivos que consideram a representatividade em volume energético e a capacidade financeira de cada agente. Uma convocação para monitoramento bem fundamentada é essencial para garantir uma análise do risco de contágio abrangente, de modo a contribuir para a mitigação da propagação de riscos e promover a resiliência e segurança do sistema energético.

A experiência adquirida durante o período sombra revelou que a análise de risco, especialmente o contágio, deve ser contínua e abranger não apenas o índice de concentração de mercado de cada agente, mas também outros indicadores que auxiliem na identificação de riscos sistêmicos. Isso inclui métricas financeiras que considerem as particularidades de cada tipo de negócio e sua capacidade de resiliência em cenários de estresse. Essas métricas possibilitam um monitoramento proativo de agentes com maior potencial de risco para a operação do mercado, antecipando possíveis efeitos exógenos aos agentes.

4.5.1. Contrapartes

Conforme estabelecido no Manual do Monitoramento Prudencial, os agentes pertencentes à categoria de comercialização e geração devem informar semanalmente, à CCEE, as seguintes informações:

- Total de contratos de compra consolidados, em Reais e MW médios, em base mensal, para o mês atual e para o horizonte dos próximos 6 meses, por tipo de contrato (preço fixo, preço variável e derivativos), por tipo de energia e por submercado.

- Total de contratos de venda consolidados, em Reais e MWmédios, em base mensal, para o mês atual e para o horizonte dos próximos 6 meses, por tipo de contrato (preço fixo, preço variável e derivativos), por tipo de energia e por submercado.
- Previsão de geração em MWmédios, em base mensal, para o mês atual e para o horizonte dos próximos 6 meses, por tipo de energia e por submercado.
- Previsão de consumo em MWmédios, em base mensal, para o mês atual e para o horizonte dos próximos 6 meses, por tipo de energia e por submercado.
- Exposição das 5 maiores contrapartes, de forma individual e incluindo mitigadores, considerando marcação a mercado total e das operações que vencem e/ou são entregues no ciclo das próximas três contabilizações do mercado de curto prazo.
- Receita decorrente de contratações do mercado regulado (CCEAR-D, CER, CCGF, CCEN e de Itaipu), em base mensal, para o mês atual e para o horizonte dos próximos 6 meses.
- Patrimônio Líquido Ajustado.

Com base nas análises realizadas durante o período sombra e visando a melhoria contínua dos processos de gestão de riscos do mercado, entende-se necessário o aprimoramento na declaração de informações relacionadas às contrapartes das negociações bilaterais dos agentes.

Atualmente, a CCEE realiza as análises iniciais de exposição e risco de contágio considerando apenas as informações declaradas das cinco maiores contrapartes dos agentes, número que se mostra insuficiente para mapear adequadamente os riscos associados a cada agente nas operações do setor elétrico. Por isso, a Câmara propõe incluir todas as contrapartes, possibilitando uma avaliação mais robusta e precisa dos riscos envolvidos.

Com base nos casos mais críticos observados durante o período sombra, identificou-se que, na análise de risco de contágio, é necessário considerar um número maior de contrapartes do que as cinco atualmente exigidas na declaração, uma vez que os casos mais graves de contágio não estavam limitados às cinco maiores contrapartes observadas nos portfólios dos agentes.

Assim, seria mais adequado solicitar o portfólio completo (relativo ao horizonte de declaração), o que permitiria a realização automática do cálculo das contrapartes. Essa abordagem contribuiria ainda para a eliminação dos erros de preenchimento e cálculo observados durante o período sombra, além de gerar sinergias com outros métodos de avaliação, como o método de teia, indicado na Figura 76. Adicionalmente, essa medida ajudaria a eliminar as inconsistências nos índices de concentração de volume energético e nas exposições financeiras encontradas nos portfólios que, eventualmente, são analisados no âmbito do monitoramento, proporcionando maior clareza na análise de risco de contágio.

Adicionalmente, a metodologia atual limita a declaração das maiores contrapartes a um horizonte de exposição de três meses, o que também carece de revisão. Considerando que a declaração do portfólio dos contratos de compra e venda dos agentes abrange um período de sete meses (mês atual + horizonte de 6 meses), é evidente que a falta de alinhamento temporal prejudica a consistência dos dados para análises mais estruturadas.

Assim, para garantir uma análise mais coerente e comparável, propõe-se ajustar a declaração das contrapartes para que acompanhe o mesmo horizonte de sete meses da declaração do portfólio ou, se

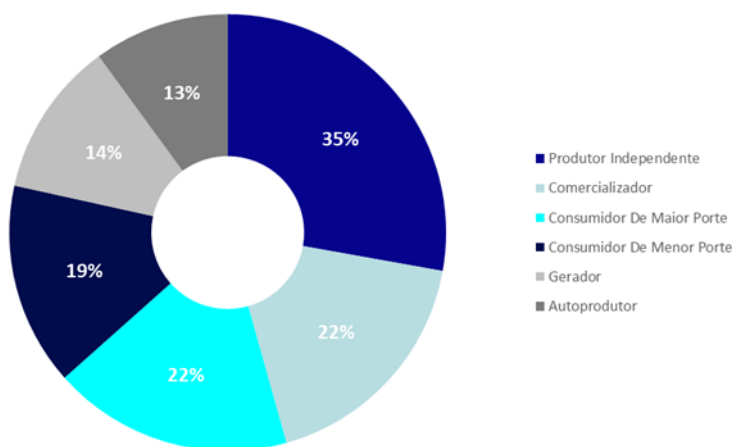
necessário, adotar um período ainda mais extenso, aproveitando os benefícios de uma declaração com prazo mais abrangente.

Uma vez que a CCEE tenha acesso a todas as contrapartes do horizonte de declaração, espera-se utilizar essas informações, juntamente com os dados de exposição, na formulação do RWA relacionado à parcela de risco de crédito, conforme exposto na seção 3.3 deste documento.

Além disso, com o portfólio completo e as contrapartes informadas, pode-se implementar no futuro um cálculo que reflita a contribuição de cada contraparte de um agente para o seu FA, refletindo não só as posições energéticas e financeiras dos agentes, mas também a concentração do seu portfólio com as diferentes contrapartes do mercado. Para isso, um número maior de contrapartes é essencial, pois permitirá um cálculo mais preciso e representativo. Além da uniformização do período de análise também para manter a consistência nas bases de comparação, garantindo que os dados sejam tratados de forma equitativa e que reflitam a realidade das exposições.

Também a reforçar a necessidade de um processo mais robusto e confiável, informamos que, durante o período sombra, foi constatado que mais de 25% dos agentes apresentam erros nos cálculos das contrapartes dentro da amostra sorteada aleatoriamente de 384 agentes que tiveram o parecer técnico enviado. Esse índice de erro é alto e ocorre de forma consistente, independentemente da categoria do agente, sejam eles comercializadores, geradores ou consumidores de diferentes portes. Nesse contexto, propõe-se aproveitar tecnologias avançadas, como o processamento e a computação criptografada, já usadas para calcular o FA, de forma a utilizar os dados de maneira confidencial e segura.

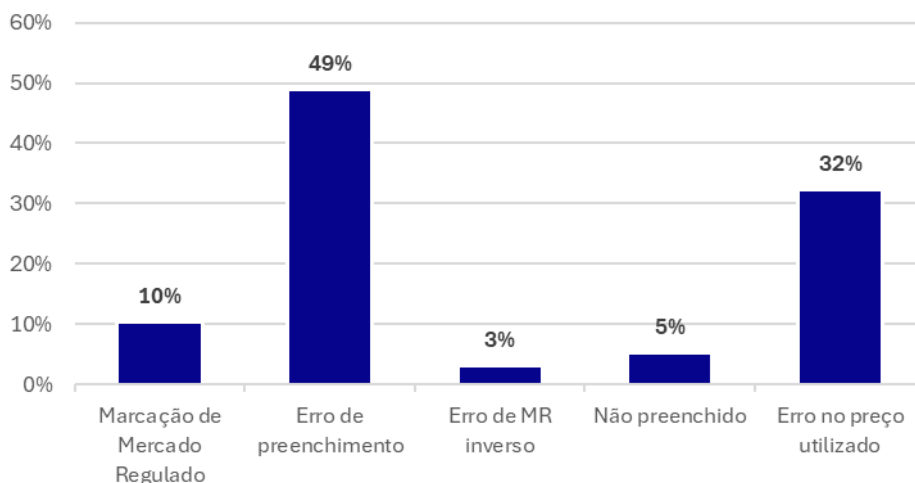
Figura 77 - Não conformidade da declaração das contrapartes por classe de agente



Fonte: Elaboração própria

Para complementar, observamos a distribuição dos erros declarados das 96 declarações em inconformidade por categoria de erro. Constatamos que 95% dos erros são decorrentes de algum desconhecimento sobre a forma correta de cálculo de contraparte (EXP_CTP), o que pode ser atribuído tanto a inconformidades nos cálculos quanto a falhas nas referências utilizadas como, por exemplo, a definição do preço a ser aplicado (32%) ou o portfólio regulado (10%), conforme ilustrado na Figura 78. Ademais, identificamos que os 5% restantes dos erros se referem à ausência de preenchimento das informações pelos agentes.

Figura 78 - Categoria de Erro



Fonte: Elaboração própria

Por fim, propõe-se que os agentes realizem: (i) a declaração de seus portfólios abrangendo todas as suas operações para o horizonte de 7 meses, conforme os prazos regulatórios estipulados, e (ii) exposição de todas as contrapartes, de forma individual. O cálculo automatizado, apoiado pela tecnologia utilizada, não apenas aumentará a eficiência, mas também proporcionará uma base de dados mais precisa para o cálculo do RWA crédito.

Vale destacar que as informações de identidade das contrapartes continuarão a ser tratadas de forma criptografada, utilizando a mesma metodologia de tratamento dos dados, e englobando todas as contrapartes do agente.

Para implementação das propostas expostas no presente tópico, serão necessárias alterações na regulação vigente, em especial no art. 135-B, V, da REN 957/2021, alterada pela REN 1.072/2023, e no Manual de Monitoramento Prudencial (versão 2023.2.0).

4.6. Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial

O Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial atualizado com as propostas apresentadas consta em anexo. Destaca-se que ao decorrer do período sombra, eventuais atualizações, poderia ocorrer por meio de despacho da SGM, adequando anexo da REN 1072/2023.

Para a metodologia definitiva propõe-se que o Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial se torne um documento da CCEE, podendo ser atualizado pela própria Câmara, desde que as alterações não impactem as metodologias estabelecidas e esteja em conformidade com a regulação vigente, como por exemplo ajuste de parâmetros como fator de confiança, peso da parcela de risco adicional, além de adequações de dimensões dos acrônimos, notas explicativas e descritivos dos cálculos, de forma a tornar as atualizações pontuais mais eficazes. Importante reforçar que eventuais atualizações devem ser comunicadas à ANEEL e posteriormente ao mercado, além da Câmara dispor do manual e suas versões anteriores em seu sítio eletrônico, permitindo o fácil acesso ao documento.

5. Conclusão

Diante das análises realizadas e das propostas de aprimoramento ao Monitoramento Prudencial estabelecido pela REN 1.072/2023, conclui-se que o aperfeiçoamento contínuo desse mecanismo é essencial para garantir a robustez e a estabilidade do mercado de energia elétrica. Mesmo durante o período sombra, o Monitoramento Prudencial demonstrou-se eficaz e de grande valor para o mercado, contribuindo para a mitigação de riscos e promovendo maior transparência. As sugestões concluídas em cada item deste relatório refletem a proposta de evolução e um esforço colaborativo em prol de um mercado mais seguro e resiliente, alinhado às melhores práticas.

Considerando que as propostas demandam grande investimento para desenvolvimento e adequação dos sistemas da Câmara, a CCEE solicita que a vigência da nova versão do Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial, bem como da resolução definitiva, esteja condicionada à efetiva implementação dos sistemas, a exemplo do ocorrido por ocasião das garantas financeiras do Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), nos termos do art. 7º da Resolução Normativa ANEEL nº 1.015/2022.

Além disso, a CCEE pondera que em breve fornecerá a proposta do Processo Sancionador e, em momento oportuno, indicará o retorno da Consulta Pública nº 10/2022 sobre Salvaguardas Financeiras. Essas iniciativas são essenciais para fortalecer o ambiente regulatório e garantir a segurança do mercado de energia elétrica.

Por fim, é importante ressaltar que o aprimoramento do Monitoramento Prudencial deve ser encarado como um processo contínuo e dinâmico. A CCEE seguirá promovendo revisões metodológicas sempre que necessário, encaminhando aprimoramentos à ANEEL em resposta às mudanças nas dinâmicas de mercado e às inovações tecnológicas. Paralelamente, os esforços de evolução sistêmica continuarão visando assegurar que o monitoramento seja realizado de forma eficiente, integrada e segura. Assim, reafirma-se o compromisso com a resiliência e a eficiência do setor elétrico brasileiro, garantindo sua sustentabilidade no longo prazo.

6. Anexos

- Anexo 1: Manual de Cálculo do Monitoramento Prudencial (versão 2024.1.0);
- Anexo 2: Consultoria Externa - Avaliação da Metodologia de Cálculo do PLA e Impacto no FA;
- Anexo 3: Consultoria Externa - Relatório de Simulação de Cálculo do FA.

7. Glossário

Ambiente de Contratação Livre (ACL): Ambiente no mercado de energia onde os consumidores têm liberdade para negociar contratos de fornecimento diretamente com os geradores ou comercializadores.

Ambiente de Contratação Regulada (ACR): Ambiente no mercado de energia onde os contratos são regulados e firmados por distribuidoras, geralmente através de leilões.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Responsável por regular e fiscalizar os serviços de energia elétrica e mediar conflitos de interesses entre os agentes do setor e os consumidores de energia elétrica.

Banco Central do Brasil (BCB): Autarquia federal autônoma integrante do Sistema Financeiro Nacional sem vinculação a Ministério.

Boxplot: Gráfico estatístico que exibe a distribuição de um conjunto de dados baseado em cinco estatísticas principais: mínimo, primeiro quartil, mediana, terceiro quartil e máximo.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do Poder Concedente; regulação e fiscalização da ANEEL, segundo a Convenção de Comercialização, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), cuja criação foi autorizada nos termos do artigo 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.

Compliance: Conformidade com normas, regulamentos e legislações aplicáveis a uma organização.

Confidential Computing: Tecnologia que protege dados em uso, permitindo que sejam processados em ambientes seguros e criptografados.

Constrained-On: Refere-se a uma situação em que uma unidade geradora de energia é forçada a operar acima do seu despacho econômico ideal devido a restrições do sistema, como limitações de transmissão ou necessidades operacionais específicas.

Constrained-Off: Refere-se a uma situação em que uma unidade geradora é forçada a reduzir sua geração, mesmo que seja economicamente viável produzir mais, devido a restrições do sistema, como limites de transmissão ou excesso de oferta.

Default: Situação em que uma pessoa, organização ou entidade deixa de cumprir suas obrigações financeiras ou contratuais, como o pagamento de dívidas ou entrega de um serviço/produto acordado.

Fator de Alavancagem (FA): É o índice de exposição do agente à liquidação do mercado de curto prazo. Trata-se de um indicador essencial para avaliar a robustez financeira das empresas e sua capacidade de gerenciar os riscos associados às contrapartes.

Loss Sharing: Mecanismo em que perdas financeiras são distribuídas entre participantes de um sistema ou mercado.

Market-to-Market (MtM): Método de avaliação que ajusta o valor de ativos e passivos ao seu valor de mercado atual.

Outliers: Dados que se diferenciam significativamente do restante de um conjunto de dados.

ONS: Operador Nacional do Sistema.

Pentest (*Penetration Test*): este de segurança usado para identificar vulnerabilidades em sistemas computacionais.

Portfólio: Conjunto de ativos ou investimentos detidos por um agente ou organização.

PL - Patrimônio Líquido: É um indicador financeiro utilizado no contexto do Monitoramento Prudencial. Ele reflete o valor contábil dos recursos próprios de uma empresa, após a dedução de todos os passivos do total de ativos. Este cálculo é essencial para avaliar a saúde financeira de agentes participantes no mercado de energia elétrica, especialmente em operações que envolvem riscos financeiros, como a liquidação de contratos de energia.

PLA - Patrimônio Líquido Ajustado: Patrimônio Líquido Ajustado por deduções, para apurar, de forma objetiva, os recursos disponíveis que possibilitem às instituições do setor elétrico suportarem a continuidade de suas atividades diante de oscilações e situações adversas, devendo ser líquido de elementos incorpóreos, de ativos de elevado nível de subjetividade de valoração ou que já garantam atividades financeiras similares, e de outros ativos cuja natureza seja considerada como imprópria para resguardar sua solvência.

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças: Preço a ser divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no Custo Marginal de Operação, limitado por preços mínimo e máximo, vigente para cada Período de Apuração e para cada Submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

Rating: Classificação de risco financeiro que avalia a capacidade de uma entidade honrar compromissos no mercado de energia.

Score: Pontuação atribuída com base em critérios específicos, usada para avaliar desempenho, risco ou qualidade em diversos contextos.

SEB: Setor elétrico Brasileiro

SGM - Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica: Unidade Organizacional da Aneel, que sucedeu a SEM.

SRM - Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado: Unidade Organizacional da Aneel, sucedida pela SGM.

Stress Test: Simulação utilizada para avaliar a capacidade de resistência de uma empresa ou sistema em cenários extremos.

Unit Commitment: Processo de planejamento e decisão que determina quais unidades geradoras devem ser acionadas, desligadas ou mantidas em operação em um determinado período, considerando custos econômicos, demandas de carga e restrições do sistema.

