MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 24/2022/SE

PROCESSO Nº 48330.000167/2022-89

INTERESSADO: SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA, SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

1. **ASSUNTO**

1.1. Avaliação dos contratos decorrentes do Procedimento Competitivo Simplificado de 2021 - PCS e das possibilidades de manutenção dos contratos, rescisão unilateral ou solução negociada.

2. **REFERÊNCIAS**

2.1. Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021;

2.2. Lei nº 13.844, de 18 de junho de 2019;

2.3. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;

2.4. Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993;

2.5. Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002 (Código Civil);

2.6. Decreto nº 9.675, de 2 de janeiro 2019;

2.7. Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008;

2.8. Resolução MME/CREG nº 4, de 9 de setembro de 2021; e

2.9. Portaria nº 24/GM/MME, de 17 de setembro de 2021.

3. **SUMÁRIO EXECUTIVO**

3.1. Por meio do Relatório de Auditoria TC 001.722/2022-0, emitido pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica/TCU), foi proposta determinação ao Ministério de Minas e Energia que realize avaliação dos contratos decorrentes do Procedimento Competitivo Simplificado - PCS, implementado como medida excepcional frente a situação de escassez hídrica vivenciada pelo país entre os anos de 2020 e 2021.

3.2. Em síntese, o TCU aponta que, apesar de não haver indícios de que, à época, a contratação decorrente do PCS tenha sido antieconômica, o contexto atual indica para a necessidade de reavaliação dos seus resultados, sob o risco da manutenção de contratos antieconômicos e desnecessários, onerando excessivamente os consumidores do setor elétrico.

3.3. Adicionalmente, há pedido na Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL de rescisão contratual amigável para empreendimentos que entraram em operação comercial, conforme processo nº 48500.005601/2022-18; e solicitação no Ministério de Minas e Energia de alterações contratuais, como redução da inflexibilidade, por parte de outros agentes, conforme Carta Conjunta - Tevisa/Povoação/Linhares Geração (SEI nº 0679788).

3.4. Nesse sentido, esta Nota Técnica apresenta a referida avaliação e propõe a abertura de Consulta Pública para debater com a sociedade as diretrizes e condições para a rescisão amigável dos contratos referentes aos empreendimentos que entraram em operação comercial nos prazos contratados.

3.5. Para os empreendimentos que não entraram em operação comercial nos prazos acordados e para aqueles que não aceitarem a rescisão amigável, defende-se o estrito cumprimento dos contratos firmados e das regras do certame. Desse modo, para os casos enquadrados nas hipóteses de resolução por inadimplemento do vendedor, deve ser realizada a rescisão unilateral, com a consequente cobrança da penalidade de multa por resolução, conforme a previsão contratual; e, para aqueles empreendedores adimplentes e que não aceitarem a rescisão amigável, os contratos devem ser respeitados, preservando a segurança jurídica e a estabilidade nas relações contratuais estabelecidas.

3.6. A análise realizada nesta Nota Técnica leva em conta as orientações, as especificidades e as informações disponíveis no momento, ressalvando que mudanças posteriores, não invalidam as situações plenamente constituídas.

3.7. A eliminação de situações de incerteza jurídica ou possível situação contenciosa na aplicação do direito público podem ser objeto de consulta pública e, observado o interesse geral, de celebração de compromisso com os agentes que cumpram requisitos mínimos legais, regulatórios e lógicos para a solução das controvérsias.

4. **RELATÓRIO DE AUDITORIA SEINFRAELÉTRICA/TCU - PROCESSO TC 001.722/2022-0**

4.1. O Relatório de Auditoria TC 001.722/2022-0 trata de representação de autoria do Senhor Carlos Moisés da Silva, Governador do Estado de Santa Catarina, que pedia a suspensão cautelar da execução dos contratos decorrentes do Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade - PCS 1/2021, a fim de evitar grave lesão ao interesse público, notadamente o impacto tarifário na conta de energia dos consumidores. O referido Relatório reconheceu não haver indícios de que o PCS tenha representado, à época de sua realização, uma contratação antieconômica. Entretanto, o Tribunal de Contas da União - TCU entendeu que a reavaliação dos contratos firmados em decorrência do PCS é uma obrigação da administração pública, com base no seu poder-dever de autotutela, como se depreende da transcrição a seguir.

> Em que pese não haver indícios de que, à época, a contratação foi antieconômica, o contexto atual indica para a necessidade de reavaliação individualizada dos contratos, sob o risco da manutenção de contratos antieconômicos e desnecessários, onerando excessivamente os consumidores do setor elétrico. A reavaliação dos contratos, quanto à legalidade e ao mérito, é uma obrigação da administração pública, com base no seu poder-dever de autotutela. Considerando que há cláusulas contratuais específicas para rescisão contratual, inclusive com pagamentos de multas e indenizações, não há que se falar em insegurança jurídica.

4.2. Nesse sentido, o Tribunal ressalta que "*a administração pública, no exercício de seu poder-dever de autotutela, deve realizar avaliação da pertinência da manutenção dos contratos decorrentes do PCS*", fundamentada, entre outros aspectos, na melhoria significativa do cenário hidrológico nacional e no fato de o custo total estimado da execução dos contratos ser da ordem de R$ 39 bilhões. O TCU destaca ainda a existência de previsão contratual para a resolução dos instrumentos; o que, em sua visão, indica a necessidade de reavaliação governamental da pertinência, ou não, da rescisão dos contratos:

> A necessidade dessa reanálise está fundamentada, principalmente, em indícios de que esses contratos se tornaram antieconômicos em virtude dos seguintes aspectos:
>
> 13.1. Houve melhoria significativa do cenário hidrológico nacional, estando o volume dos reservatórios em um nível bastante superior aos dos quatro anos anteriores no mesmo período do ano, portanto, a situação de excepcionalidade que justificou a contratação extraordinária (com rito de realização mais simplificado, diversas flexibilizações e com valor da energia bem acima das contratações ordinárias) não se encontra mais presente;
>
> 13.2. Em face desse novo cenário, o CMSE inclusive diminuiu o valor teto do Custo Variável Unitário (CVU) de acionamento de termelétricas a valores bem abaixo do custo médio das termelétricas decorrentes do PCS, que, em decorrência da urgência da contratação, foram contratadas a valores superiores aos normalmente contratados em leilões ordinários;

> 13.3. A maioria das termelétricas contratadas no PCS possuem inflexibilidade operativa de 100%, ou seja, gerarão energia independentemente de serem mais caras, o que fará que os custos recaiam na tarifa dos consumidores;
>
> 13.4. Ainda não foi iniciado o fornecimento de eletricidade decorrente da contratação;
>
> 13.5. O custo total estimado da execução dos contratos é da ordem de R$ 39 bilhões, portanto, de alta materialidade;
>
> 13.6. Existe previsão contratual para a resolução dos instrumentos, o que indica que a necessidade de reavaliação governamental da pertinência, ou não, da rescisão dos contratos.

4.3. Ressalta-se que, em suas análises, o Tribunal reconhece que não houve irregularidade na "*contratação emergencial objeto do PCS, tendo em vista as condições críticas dos reservatórios e a ausência de prognóstico seguro da melhoria da situação de escassez de chuvas, que levavam ao risco de desabastecimento à época*'. Contudo, aponta que "*a situação hidrológica atual é bastante distinta em comparação com setembro do ano passado, quando foi determinada a realização da contratação emergencial, o que traz indícios da possibilidade de que os contratos do PCS tenham se tornado antieconômicos*". Mais ainda, o TCU afirma que:

> Mesmo que o PCS tenha sido devidamente motivado à época da realização do certame, ocorre que houve mudança da situação fática. Nos termos já destacados na instrução à peça 23, quando da realização do certame, entende-se que não era possível inferir a antieconomicidade da contratação, uma vez que a contratação se deu em um momento excepcional de crise hidroenergética. Contudo, diante das novas condições postas, é necessário que sejam avaliados os contratos no sentido de comparar se os custos de sua eventual resolução são inferiores aos custos de sua execução com base no poder-dever de autotutela da administração pública. A depender do resultado dessa análise, os contratos poderão ser rescindidos ou não.

4.4. Diante desse contexto, o Tribunal entende ser "*necessário que sejam avaliados os contratos no sentido de comparar se os custos de sua eventual resolução são inferiores aos custos de sua execução com base no poder-dever de autotutela da administração pública. A depender do resultado dessa análise, os contratos poderão ser rescindidos ou não*". De acordo com o TCU, "*as avaliações devem levar em conta não só a possibilidade de rescisão unilateral dos contratos, mas também uma possível solução negociada entre as partes, com fulcro no art. 26, caput e § 1º, do Decreto-Lei 4.657/1942 (Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro), incluído pela Lei 13.655/2018*". Acrescenta ainda que a "*negociação poderá buscar solução proporcional, equilibrando eventuais ônus entre os envolvidos*".

4.5. Dessa forma, por meio do Relatório de Auditoria TC 001.722/2022-0, foi proposta determinação ao Ministério de Minas e Energia que realize avaliação conclusiva sobre os contratos do PCS, nos seguintes termos:

> 37.1.1. determinar ao Ministério de Minas e Energia para que, no prazo de trinta dias, com base especialmente no seu poder-dever de autotutela, em face, entre outros, da melhoria do cenário hidrológico e dos elevados valores envolvidos, realize avaliação individualizada e conclusiva dos contratos decorrentes do PCS, comparando-se as vantagens e desvantagens quanto às possibilidades de manutenção dos contratos, rescisão unilateral ou solução negociada, indicando objetivamente a melhor solução para cada contrato, considerando impacto nas tarifas no curto, médio e longo prazos e a segurança do fornecimento de eletricidade, levando-se em conta também alternativas que possam substituir o aumento de oferta de energia e potência previstos nos instrumentos, com fulcro no art. 53 da Lei 9.784/1999; no art. 41, VII, da Lei 13.844/2019; nos art. 1º, VI; art. 16, XII; art. 20, IV; art. 21, II e VI, do Anexo I do Decreto 9.675/2019 e no art. 26, caput e § 1º, do Decreto-Lei 4.657/1942 (Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro).

4.6. Assim, com intuito de atender à referida determinação, esta Nota Técnica apresenta análise sobre os contratos decorrentes do PCS e propõe a abertura de Consulta Pública para debater com a sociedade as diretrizes e condições para a rescisão amigável dos contratos referentes aos empreendimentos que entraram em operação comercial nos prazos contratados.

5. PROCEDIMENTO COMPETITIVO SIMPLIFICADO – PCS

5.1. O Procedimento Competitivo Simplificado - PCS teve por objetivo a contratação de energia de reserva para garantir a segurança e a continuidade do suprimento eletroenergético no país, em face de restrições de oferta de energia ocasionadas pela escassez hidroenergética ocorrida entre os anos de 2020 e 2021. A realização do certame foi determinada pela Resolução CREG nº 4, de 9 de setembro de 2021, considerando as deliberações do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, e segundo as diretrizes estabelecidas na Portaria Normativa nº 24/GM/MME, de 17 de setembro de 2021.

5.2. Tendo em vista as condições excepcionais daquele momento, a contratação emergencial exigiu uma série de flexibilizações a fim de dar maior celeridade ao leilão, como a ausência de consulta pública para sua formulação, redução do prazo para o licenciamento ambiental, transferência aos empreendedores do risco de encontrar os pontos adequados para a conexão na rede, comprovação de combustível apenas após a realização do certame, entre outros. Dessa forma, o PCS não se tratou de uma contratação ordinária, mas de uma situação excepcional, motivada pela situação crítica em que os reservatórios se encontravam em 2021 e pelas incertezas para o ano de 2022.

5.3. O PCS fez parte das medidas excepcionais adotadas com o objetivo de garantir a manutenção da governabilidade das cascatas hidráulicas no país, preservar o uso da água, e manter a segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica ao longo do período seco de 2021 e dos anos seguintes. Essas ações foram coordenadas pelo Ministério de Minas e Energia, de acordo com suas atribuições dispostas no Decreto nº 9.675, de 2 de janeiro 2019, e decididas no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética - CREG, instituída pela Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021, com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica.

5.4. A definição dessas medidas refletiu um cenário de escassez de chuvas e de baixo armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, devido à observação, entre os meses de setembro de 2020 a maio de 2021, das piores afluências do histórico do Sistema Interligado Nacional - SIN, registrado desde o ano de 1931. Esse cenário levou à declaração, em maio de 2021, de emergência hídrica pelo Sistema Nacional de Meteorologia (SNM) para a região hidrográfica da Bacia do Paraná, o que ensejou ações para fazer frente ao momento adverso.

5.5. Durante todo ano 2021, foram tomadas ações pelo CMSE e pela CREG para garantir a segurança do fornecimento, entre as quais:

- Acionamento de geração termelétrica adicional e viabilização de ofertas adicionais de geração ao sistema;
- Importação de energia da Argentina e do Uruguai;
- Flexibilizações de restrições hidráulicas, de forma a preservar a governabilidade das cascatas hidráulicas do SIN e os usos múltiplos da água;
- Flexibilização dos limites de intercâmbios entre regiões, com respectivo aumento na transferência de energia entre elas;
- Uso racional de energia elétrica pela população a partir das campanhas de conscientização e dos incentivos viabilizados;
- Antecipação de obras de geração e transmissão;
- Publicação da Portaria nº 22/2021, em 23 de agosto de 2021, estabelecendo diretrizes para a Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica - RVD para atendimento ao Sistema Interligado Nacional – SIN (programa para os consumidores livres);
- Implantação do programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica para consumidores regulados, no período de setembro a dezembro de 2021;
- Implementação de patamar específico da Bandeira Tarifária, intitulado “Escassez Hídrica”;
- Diretrizes específicas relativas à geração de usinas termelétricas, bem como de recursos não despachados pelo ONS.

5.6. Além das ações listadas acima, com foco em aumentar a disponibilidade de energia, em 5 de agosto de 2021, durante a 3ª Reunião Ordinária da CREG, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e Empresa de Pesquisa Energética - EPE apresentaram estudos quanto ao atendimento ao SIN, concluindo, conforme Ata 3ª Reunião Ordinária da CREG (SEI nº 0542957), que:

> *Conforme resultados apresentados, para a garantia do fornecimento de energia elétrica e preservação do uso da água no País ao longo dos anos 2021 e 2022, é necessária a viabilização de novas ações que visam ao acréscimo de recursos energéticos e à adequada operação das cascatas hidráulicas, temas deliberados pelo*

CMSE e apresentados à CREG na oportunidade para avaliação, conforme registrado a seguir.

5.7. Dessa forma, na 254ª Reunião Ordinária do CMSE, realizada em 3 de setembro de 2021, foi deliberada como medida adicional a realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul:

> *Deliberação: Tendo em vista os estudos sobre as condições de atendimento eletroenergético na transição do período seco para o período úmido em 2021 e para o atendimento ao ano de 2022, realizados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que identificaram a necessidade de contratação de oferta adicional de recursos de geração, o CMSE delibera pela realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, podendo estar sujeito à disponibilidade de conexão, com suprimento a partir de 2022 até 2025, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 4º da Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021, levando em conta simplificação de prazos, habilitação técnica, publicação do Edital, operacionalização do certame, regras e procedimentos de comercialização, conforme diretrizes do MME.*
>
> *Deliberação: Considerando necessidade de realização de Procedimento Competitivo Simplificado para a contratação de oferta adicional de energia e potência na modalidade de Reserva de Capacidade, o CMSE recomenda à CREG que solicite providências aos órgãos competentes, nos processos de licença dos empreendimentos necessários ao incremento da oferta de energia elétrica do País, com vistas a estabelecer processo simplificado de licenciamento ambiental, em prazo compatível com o necessário para a contratação de Reserva de Capacidade (...).*

5.8. A Nota Técnica nº 31/2021/SE (SEI nº 0542448), de 8 de setembro de 2021, subsidiou a publicação da Resolução CREG nº 4, de 9 de setembro de 2021 (SEI nº 0546183), por meio da qual se determinou a realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade:

> *O PRESIDENTE DA CÂMARA DE REGRAS EXCEPCIONAIS PARA GESTÃO HIDROENERGÉTICA - CREG, no uso de suas atribuições, tendo em vista o disposto na Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, nos estudos sobre as condições de atendimento eletroenergético na transição do período seco para o período úmido em 2021 e para os anos seguintes, realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, nas deliberações do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, na deliberação da 6ª Reunião da CREG (Ordinária), realizada em 9 de setembro de 2021, e o que consta do Processo nº 48330.000088/2021-97, resolve:*
>
> *Art. 1º Determinar, conforme Diretrizes a serem estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia, a realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 4º da Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021, com vista à otimização do uso dos recursos hidroenergéticos no Sistema Interligado Nacional - SIN e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País.*
>
> *Parágrafo único. O Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade de que trata o caput deverá prever:*
>
> *I - simplificação de prazos e requisitos para: publicação das Diretrizes para o estabelecimento do Certame; cadastramento e habilitação técnica de Projetos; publicação do Edital; operacionalização do Certame; estabelecimento de regras e procedimentos de comercialização;*
>
> *II - delimitação de localização nos Subsistemas Elétricos Sudeste/Centro-Oeste e Sul, podendo estar sujeito à disponibilidade de Conexão; e*
>
> *III - período de suprimento a partir de 2022 até 2025.* (...)

5.9. Ato contínuo, foram iniciadas as tratativas para a realização do procedimento de contratação, respeitando as diretrizes emanadas pela CREG e pelo CMSE, além do marco legal vigente. Considerando se tratar de contratação para garantir a segurança do sistema, atendendo ao interesse público, incluindo os ambientes de contratação livre e regulado, o procedimento foi enquadrado como Reserva de Capacidade na Forma de Energia, conforme arts. 3º e 3º-A da Lei n° 10.848, de 2004.

5.10. A Nota Técnica nº 38/2021/SE (0546243), de 17 de setembro de 2021, apresentou as diretrizes propostas para a contratação, levando à publicação da Portaria nº 24/GM/MME, de 17 de setembro de 2021, que estabeleceu as Diretrizes para realização de Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para Contratação de Reserva de Capacidade, na forma de energia de reserva, denominado Procedimento Competitivo Simplificado de 2021.

5.11. Com base nesse arcabouço legal e normativo, o Procedimento Competitivo Simplificado - PCS nº 1/2021 foi realizado no dia 25 de outubro de 2021 e contratou 778,2 MWmédios, mediante contrapartida de uma receita fixa por disponibilidade de R$ 11,71 bilhões anuais, no período entre 1º de maio de 2022 e 31 de dezembro de 2025. Segundo informações da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, prestadas no âmbito da auditoria do TCU e citadas no Relatório de Auditoria nº TC 001.722/2022-0, seriam repassados anualmente às tarifas de distribuição R$ 8,99 bilhões, o que poderia representar um incremento médio de 4,49% nas tarifas de energia elétrica em todo o país.

5.12. A despeito da atuação prudente deste Ministério frente à situação hidrológica crítica, a melhora nas condições de atendimento demanda a avaliação quanto à necessidade de manutenção dos contratos resultantes do PCS. Nesse contexto, o TCU determinou a avaliação individualizada e conclusiva desses contratos, especialmente quanto às possibilidades de manutenção, rescisão unilateral ou solução negociada de cada contrato. Para tanto, apresenta-se, a seguir, a análise da situação dos empreendimentos contratados no certame e das possibilidades de atuação no sentido de reduzir os custos para os consumidores de energia elétrica.

6. SITUAÇÃO ATUAL DOS EMPREENDIMENTOS CONTRATADOS NO PCS

6.1. O Procedimento Competitivo Simplificado, realizado em 25 de outubro de 2022 pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, resultou na contratação de 1.221 MW, distribuídos em 17 usinas, em 7 Estados, para início de operação comercial até 1º de maio de 2022. Com as alterações de características técnicas aprovadas pela ANEEL no decorrer do período de implantação dos projetos, atualmente os empreendimentos contratados possuem 1.241 MW de capacidade de geração de energia.

6.2. Para o monitoramento desses projetos, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE deliberou em sua 257ª Reunião, realizada em 3 de novembro de 2021, pela criação de um Grupo de Trabalho para monitoramento dos projetos contratados (Ata de Reunião CMSE 0570284).

> *Deliberação: O Comitê deliberou pela criação de Grupo de Trabalho – GT, coordenado pela SEE/MME, e com participação de representantes das instituições que compõem o CMSE, para acompanhar a evolução da implementação dos projetos contratados no 1º Procedimento Competitivo Simplificado – PCS para a contratação de oferta adicional de energia e potência na modalidade de Reserva de Capacidade, ocorrido em 25 de outubro de 2021, com compromisso de entrar em operação comercial a partir de 1º de maio de 2022.*

6.3. Participam desse grupo integrantes do MME, da ANEEL, da CCEE, da EPE e do ONS, e a partir desse monitoramento – realizado por meio de reuniões internas do GT e com os empreendedores – são consolidadas as informações para a apresentação mensal ao CMSE das condições de cada empreendimento contratado no PCS.

6.4. Adicionalmente, as previsões de operação comercial são consolidadas na reunião mensal de monitoramento da expansão da geração de energia elétrica – coordenada pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico - DMSE, com a participação da Aneel, do ONS, da CCEE e da EPE. Essas previsões de operação comercial servem de entrada para o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS na elaboração do Plano Mensal de Operação - PMO.

6.5. Assim, frequentemente, as instituições têm se reunido para acompanhar e discutir a situação dos empreendimentos contratados nesse certame.

6.6. De acordo com a última consolidação – realizada em 20 de outubro de 2022 – a situação de cada um dos empreendimentos[1] é mostrada no Quadro 1 a seguir.

Quadro 1 - Situação atual dos empreendimentos do PCS (Ref.: 20/10/2022)

Empreendedor	Usina	UF	Situação	Potência Usina (MW)	Data da entrada em operação da última UG
Linhares Geração S.A.	Luiz Oscar Rodrigues de	ES	Em operação	36,00	20/07/2022
	Povoação I	ES	Em operação	74,96	02/08/2022
	Viana I	ES	Em operação	37,48	15/07/2022
Fênix Industrial	Fênix	MT	Em operação	32,50	27/10/2021
Âmbar	Edlux X	MT	Em construção	57,20	-
	Epp II	MT	Em construção	119,50	-
	Epp IV	MT	Sem previsão	62,88	-
	Rio de Janeiro I	MT	Em construção	114,99	-
Barra Bonita Óleo e Gás	Barra Bonita I	PR	Em operação	10,32	11/10/2022
Karpowership	Karkey 013	RJ	Em operação	20,22	-
	Karkey 013	RJ	Em teste	238,42	-
	Karkey 019	RJ	Em operação	115,92	30/09/2022
	Porsud I	RJ	Em operação	109,92	-
	Porsud I	RJ	Em teste	6,00	-
	Porsud II	RJ	Em teste	72,32	-
	Porsud II	RJ	Em construção	6,00	-
Rovema	Buritis	RO	Em operação	5,20	16/06/2022
	Machadinho	RO	Em operação	5,30	09/08/2022
	RE TG 100 02 01	SC	Sem previsão	100,20	-
Paulínia	Paulínia Verde	SP	Em operação	15,95	30/06/2022
	Total (MW)			**1.241,28**	

6.7. Em virtude da necessidade de entrada em operação dos empreendimentos no prazo estipulado pelo leilão, a Portaria Normativa nº 24/GM/MME, de 2021, trouxe em seu art. 3º, § 14, a previsão de rescisão do contrato de energia de reserva em caso de atraso maior que três meses do compromisso de entrada em operação comercial das usinas contratadas no PCS.

> § 14. O atraso na entrada em operação comercial superior a três meses ensejará a rescisão do CER e o pagamento de:
>
> I - penalidade prevista por não entrega da energia no período de atraso, nos termos do art. 5º, § 8º, e do art. 6º, § 4º;
>
> II - multa rescisória prevista no CER; e
>
> III - multa editalícia.

6.8. Esse prazo de três meses foi reforçado no Contrato de Energia de Reserva das usinas do PCS (SEI nº 0684972) que traz como hipótese de resolução contratual o atraso superior a 90 dias para entrada em operação comercial dos empreendimentos, nos termos da Cláusula 10ª dos contratos do produto quantidade e 12ª dos contratos do produto disponibilidade. De acordo com essas cláusulas contratuais, a resolução dos contratos deve ser precedida de notificação por escrito pela parte adimplente.

> 12.1. Este CONTRATO poderá ser objeto de resolução na ocorrência de quaisquer das seguintes hipóteses:
>
> .....
>
> III. atraso superior a 90 (noventa) dias para entrada em operação comercial;
>
> .....
>
> 12.2. Este CONTRATO será resolvido, a critério da PARTE adimplente, em caso de descumprimento de qualquer obrigação contratual pela outra PARTE.
>
> 12.2.1. Na ocorrência da hipótese prevista na subcláusula 12.2, a PARTE adimplente deverá enviar notificação por escrito à outra PARTE.
>
> 12.2.2. Caso não sanada a situação de inadimplemento contratual, no prazo máximo de 15 (quinze) dias úteis, contados do recebimento da notificação de que trata a subcláusula 12.2.1, a PARTE adimplente considerará resolvido o CONTRATO, após a manifestação da ANEEL.

6.9. Em 28 de julho de 2022, por meio do Ofício nº 471/2022–SFG-SRM/ANEEL (SEI nº 0684973), a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG e a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM, em resposta à Correspondência CT-CCEE06582/2022, de 14 de julho de 2022, esclareceram à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE as medidas estabelecidas no Contrato que são de sua responsabilidade, no que se refere à resolução de Contratos de Energia de Reserva – CERs:

> 2. Em relação à condição resolutiva de atraso superior a 90 (noventa) dias, esclarecemos que, conforme estabelecem os CER, a CCEE deverá notificar os geradores que não estiverem com todas as unidades em operação comercial na data estabelecida no inciso III das Subcláusulas 12.1 (CER-GAS) e 10.1 (CER-UFV-BIO).

6.10. Adicionalmente, o Ofício nº 471/2022–SFG-SRM/ANEEL (SEI nº 0684973) traz o entendimento da ANEEL sobre a regularização da inadimplência e rescisão dos contratos:

> 4. Após a notificação dos geradores pela CCEE, iniciará o prazo de 15 (quinze) dias úteis para a regularização do inadimplemento contratual (atraso superior a 90 dias), nos termos do disposto nas Subcláusulas 12.2.2 (CER-GAS) e 10.2.2 (CER-GAS).
>
> 5. Nos casos em que não houver a regularização do inadimplemento no prazo contratual, a CCEE deverá informar à ANEEL, para que seja examinada e autorizada a rescisão dos respectivos CERs.

6.11. Conforme o monitoramento realizado no âmbito do CMSE, doze empreendimentos não entraram totalmente em operação até 30 de julho de 2022 (90 dias após o prazo inicial de 1º de maio de 2022). Ressalva-se que a UTE Povoação I e a UFV Machadinho entraram em operação comercial dentro do prazo de 15 dias úteis após 30 de julho, nos termos delimitados pela ANEEL.

6.12. Dessa forma, em 1º de agosto de 2022, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de Compradora dos Contratos de Energia de Reserva - CER, emitiu as notificações a esses empreendedores. Ato contínuo, a CCEE informou essas ocorrências à Aneel, que, então, iniciou processos administrativos objetivando a rescisões dos CERs referentes aos empreendimentos que não cumpriram os prazos estabelecidos nos contratos.

6.13. Dessa forma, as superintendências de fiscalização da ANEEL, por meio das Notas Técnicas nº 160/2022-SFG-SRM/ANEEL (SEI nº 0684977), de 9 de setembro de 2022, nº 181/2022-SFG-SRM/ANEEL (SEI nº 0684981), de 27 de setembro de 2022, nº 182/2022-SFG-SRM/ANEEL (SEI nº 0684980), de 29 de setembro de 2022, e nº 189/2022-SFG-SRM/ANEEL (SEI nº 0684978), de 3 de outubro de 2022, recomendaram à Diretoria Colegiada da Aneel a rescisão dos Contratos de Energia de Reserva de dez usinas – Barra Bonita I, Edlux X, EPP II, EPP IV, Rio de Janeiro I, Karkey 013, Karkey 019, Porsud I, Porsud II e RE TG 100 02 01.

6.14. Em paralelo, a Aneel já vinha analisando administrativamente pedidos de exclusão de responsabilidade requeridos junto à Agência pelos empreendedores que não conseguiram entrar em operação até a data contratual. A exclusão de responsabilidade pode ensejar a repactuação contratual, postergando o início de suprimento e consequentemente o prazo limite definido na Portaria Normativa nº 24/GM/MME e no Contrato de Energia de Reserva. Resume-se, a seguir, a situação desses pedidos de excludente de responsabilidade:

- Para as usinas Karkey 013, Karkey 019, Porsud I e Porsud II, o pedido de excludente de responsabilidade foi negado pela ANEEL, conforme decisão consolidada no Despacho ANEEL nº 2.171, de 9 de agosto de 2022. O empreendedor interpôs recurso contra a decisão, que se encontra em análise na Agência. Destaca-se que parte desses empreendimentos (246,06 MW) encontra-se em operação comercial amparada cautelarmente em decisão judicial.

- Para as usinas Edlux X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I, o pedido de excludente de responsabilidade foi negado, conforme decisão consubstanciada no Despacho ANEEL nº 2.966, de 18 de outubro de 2022. Entretanto, ainda cabe recurso da decisão.
- Para as usinas Barra Bonita I e RE TG 100 02 01, ainda não houve decisão sobre os pedidos de excludente de responsabilidade.

6.15. Dessa forma, neste momento, podemos considerar que as usinas que entraram em operação nos prazos descritos no Contrato de Energia de Reserva foram as dispostas no quadro abaixo, perfazendo um total de 207 MW, com a ressalva que eventual decisão sobre excludente de responsabilidade na ANEEL ou decisões judiciais podem alterar essa lista.

Quadro 2 - Usinas que entraram completamente em operação conforme prazos definidos no CER. (Ref.: 20/10/2022)

Empreendedor	Usina	UF	Situação	Potência Usina (MW)	Data da entrada em operação da última UG
Linhares Geração S.A.	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	ES	Em operação	36,00	20/07/2022
	Povoação I	ES	Em operação	74,96	02/08/2022
	Viana I	ES	Em operação	37,48	15/07/2022
Fênix Industrial	Fênix	MT	Em operação	32,50	27/10/2021
Rovema	Buritis	RO	Em operação	5,20	16/06/2022
	Machadinho	RO	Em operação	5,30	09/08/2022
Paulínia	Paulínia Verde	SP	Em operação	15,95	30/06/2022
	Total (MW) [1]			**207,39**	

[1] Não considera os 246,06 MW das usinas da Karpowership em operação por decisão judicial cautelar.

Geração dos empreendimentos em relação ao cumprimento do contrato e multas contratuais

6.16. A CCEE realiza, mês a mês, a apuração da geração dos empreendimentos do PCS comparativamente ao previsto no contrato e apresenta ao CMSE os dados consolidados dessa apuração. No quadro abaixo, temos a situação das multas por não entrega de energia para cada usina perante à CCEE:

Quadro 3 - Usinas do PCS conforme penalidade por atraso apurada na CCEE. (Ref.: 20/10/2022)

Usina	Total - mai a ago/22 Penalidade apurada (R$)	Situação	Observação
UTE Paulínia Verde	18.147.067,08	Adimplente	-
BARRA BONITA I	2.550.114,68	Adimplente	Entrou com a 1ª UG no dia 24/08/22 (Após data limite do dia 22/08/22)
POVOAÇÃO 1	135.038.560,06	Adimplente	-
VIANA 1	56.004.480,00	Adimplente	-
LINHARES PCS	59.974.420,35	Adimplente	-
PORSUD I	107.658.468,78	Inadimplente*	Cobrança suspensa devido à decisão judicial* - Entrou em Op. Com. após 22/08/22
PORSUD II	71.193.937,50	Inadimplente*	Cobrança suspensa devido à decisão judicial*
Karkey 013	179.680.154,46	Inadimplente*	Cobrança suspensa devido à decisão judicial* - Entrou em Op. Com. após 22/08/22
Karkey 019	199.855.264,89	Inadimplente*	Cobrança suspensa devido à decisão judicial* - Entrou em Op. Com. após 22/08/22
RE TG 100 02 01	142.371.637,62	Inadimplente	-
EDLUX X	121.515.890,50	Inadimplente	-
EPP II	245.138.782,62	Inadimplente	-
EPP IV	134.459.999,78	Inadimplente	-
Rio de Janeiro I	245.001.523,02	Inadimplente	-
FENIX (Qtd)	-	Adimplente	Contrato suspenso - DSP nº 1.722/2022
BURITIS (Qtd)	189.336,00	Adimplente	-
MACHADINHO (Qtd)	328.619,74	Adimplente	-
Total	**1.719.108.257,08**		

6.17. O total já apurado em multas por não entrega de energia é de **R$ 1,7 bilhão** de reais, dos quais pouco mais de **R$ 272 milhões** já foram honrados pelas usinas adimplentes. Destaca-se que as penalidades referentes às usinas Karkey 013, Karkey 019, Porsud I e Porsud II estão suspensas judicialmente.

6.18. No quadro abaixo, apresenta-se a energia entregue por cada usina comparativamente à inflexibilidade de geração contratada para os meses de maio a agosto de 2022, conforme informado pela CCEE:

Quadro 4 - Usinas do PCS - situação de cumprimento de contratos por Geração (MWh). (Ref.: 20/10/2022)

Usina	mai/22		jun/22		jul/22		ago/22	
	Geração (MWh)	Inflexibilidade (MWh)	Geração (MWh)	Inflexibilidade (MWh)	Geração (MWh)	Inflexibilidade (MWh)	Geração (MWh)	Inflexibilidade (MWh)
UTE Paulínia Verde	-	11.710,56	2.300,87	11.332,80	10.602,95	11.710,56	10.745,72	11.710,56
BARRA BONITA I	-	2.618,52	-	2.534,05	-	2.618,52	122,92	2.618,52
POVOAÇÃO 1	-	52.809,33	-	51.105,80	2.512,93	52.809,33	51.253,45	52.809,33
VIANA 1	-	26.032,77	-	25.193,00	14.003,59	26.032,77	25.557,52	26.032,77
LINHARES PCS	-	25.720,08	-	24.890,40	8.797,34	25.720,08	25.205,62	25.720,08
PORSUD I	-	-	-	-	-	75.248,16	-	75.248,16
PORSUD II	-	-	-	-	-	49.751,28	-	49.751,28
Karkey 013	-	36.441,12	-	35.265,60	-	36.441,12	-	36.441,12
Karkey 019	-	8.213,76	-	79.509,60	-	8.213,76	-	8.213,76
RE TG 100 02 01	-	58.032,00	-	56.160,00	-	58.032,00	-	58.032,00
EDLUX X	-	39.603,12	-	38.325,60	-	39.603,12	-	39.603,12
EPP II	-	79.518,72	-	76.953,60	-	79.518,72	-	79.518,72
EPP IV	-	43.672,80	-	42.264,00	-	43.672,80	-	43.672,80
Rio de Janeiro I	-	79.518,72	-	76.953,60	-	79.518,72	-	79.518,72
FENIX (Qtd)	7.792,18	N/A	4.603,56	N/A	Contrato Suspenso	N/A	Contrato Suspenso	N/A
BURITIS (Qtd)	-	N/A	1,15	N/A	1.006,31	N/A	901,03	N/A
MACHADINHO (Qtd)	-	N/A	0,99	N/A	445,74	N/A	495,65	N/A

6.19. Cabe ressaltar que, em 27 de maio de 2022, a UTE Fênix entrou com Requerimento Administrativo junto à Aneel de reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Energia de Reserva firmado no âmbito do PCS. No expediente, a geradora requer *"(i) o reequilíbrio econômico-financeiro do CER atrelado à UTE Fênix oriundo do PCS n. 001/2021, a fim de majorar a receita de venda para valor compatível aos atuais custos de aquisição do combustível do empreendimento (cavaco de eucalipto) no cenário pós-guerra;* ***ou (ii) a rescisão amigável do CER, por força da Cláusula 13.1.1. do contrato."***. A Aneel não acatou o pedido da Fênix de reequilíbrio econômico-financeiro e, por meio do Ofício nº 73/2022-SRM/ANEEL (SEI nº 0668756), datado de 25 de julho de 2022, e

protocolado no Protocolo Geral do MME no dia 2 de setembro de 2022, submeteu ao MME a decisão quanto à *"rescisão amigável do CER, por força da Cláusula 13.1.1 do contrato*".

6.20. Nesse sentido, a avaliação quanto à rescisão amigável requerida pela Fênix faz parte dos aspectos analisados na presente nota técnica.

[1] A data dos empreendimentos refere-se à última consolidação realizada na 10ª reunião mensal de monitoramento da expansão da geração, em 20/10/2022, que são utilizadas como referência para o PMO. As atualizações posteriores não foram contempladas e não impactam no mérito da análise.

7. **AVALIAÇÃO ECONÔMICA - MELHORIA DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO VERSUS OS ELEVADOS VALORES ENVOLVIDOS**

7.1. Especificamente em relação às avaliações realizadas que respaldaram a realização do Procedimento Competitivo Simplificado – PCS nº 1/2021-ANEEL, menciona-se a Nota Técnica nº 31/2021/SE (SEI nº 0542448), de 8 de setembro de 2021, que apresentou em sua análise as conclusões e as recomendações relativas ao tema, conforme manifestadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na Carta CTA-ONS DGL 1748/2021, de 19 de agosto de 2021 (SEI nº 0542398). A referida nota técnica resume as principais conclusões e recomendações do ONS ao CMSE naquele momento:

4.13. As conclusões apresentadas pelo ONS ao CMSE foram:

*O atendimento energético de 2021 depende da efetividade das medidas em andamento para **viabilização de oferta adicional** e para redução voluntária do consumo;*

O atendimento à demanda de ponta implica, além da efetividade das medidas em andamento, na necessidade de utilização parcial da reserva operativa;

*A avaliação das condições de atendimento até abril de 2022 indicou que, para o cenário de precipitação 2020/2021, o armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em abril de 2022 estará em 23,3%, ou 11,4 p.p. abaixo do nível verificado em 30 de abril de 21. **Nestas condições, não é possível assegurar o atendimento energético para 2022.***

É possível melhorar as condições de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste reduzindo as vazões defluentes na cascata do rio Paraná, possibilitando a alocação de recursos adicionais.

4.14. As recomendações apresentadas pelo ONS ao CMSE foram:

Avaliar, ao longo do mês de setembro/2021, a efetividade das medidas em implantação para viabilização de oferta adicional e para redução voluntária do consumo;

Manter mobilizados os recursos adicionais até abril/2022;

Avaliar alternativas que possibilitem reduzir a vazão defluente na UHE Porto Primavera abaixo de 3.900 m3/s;

***Compensar a diferença do nível de armazenamento** no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, de 23 GWmês, **por meio da contratação simplificada de oferta adicional, localizada nas regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste**, entre maio/22 e dezembro/22.*

(...)

*4.16. Com relação **aos recursos de geração adicionais, ONS e EPE indicaram os montantes necessários**, o que se encontra documentado nos registros da reunião e não está divulgado por ser informação estratégica para a obtenção do melhor resultado do procedimento competitivo.*

4.17. Com base na apresentação realizada pela EPE, verificou-se que o horizonte adequado para essa contratação simplificada seria até 2025, horizonte para o qual não se vislumbra a contratação ordinária de reserva de capacidade, observando os ritos usualmente praticados para os leilões.

7.2. Em relação à necessidade da energia de reserva adquirida no PCS, destaca-se que sua delimitação foi motivada pelos estudos elaborados pelo ONS e pela EPE no contexto da situação de escassez hídrica excepcional vivenciada, conforme decisões do CMSE e da CREG. Sobre o tema, a Nota Técnica nº 31/2021/SE (SEI nº 0542448), de 8 de setembro de 2021, registrou que os recursos de geração adicionais foram indicados pelo ONS e pela EPE, documentados em reunião, e não divulgados por se tratarem de informações estratégicas para a realização do certame. Ademais, segundo o documento, a EPE indicou que o horizonte adequado para a contratação simplificada seria até o ano de 2025, horizonte para o qual não se vislumbrava a contratação ordinária de reserva de capacidade, observando os ritos usualmente praticados para os leilões.

7.3. Por sua vez, a Carta CTA-ONS DGL 1748/2021 e o Ofício nº 1131/2021/PR/EPE (SEI 0536588), documento conjunto elaborado por essas duas instituições, menciona que a avaliação realizada, e que balizou a necessidade de contratação emergencial, considerou como premissa para as prospecções relativas ao atendimento para o ano 2022 *"três cenários hidrológicos a partir das chuvas históricas de biênios coerentes às condições climatológicas vigentes (chuvas 2010-2011, 2013-2014, 2020-2021)."*.

7.4. Assim, os resultados encontrados à época apontaram para cenários desfavoráveis para as chuvas nos períodos 2013-2014 e 2020-2021, e a probabilidade da ocorrência desses cenários foi um dos fatores para a realização do PCS:

Como resultados das demais prospecções, observam-se os seguintes armazenamentos finais para o subsistema SE/CO, em abr/22:

• 17,7% EARmáx no cenário de chuvas 2020-2021; e

• 65,2% EARmáx no cenário de chuvas 2010-2011

7.5. No entanto, ao longo de 2022, conforme monitoramento permanente das condições de atendimento realizado pelas instituições que compõem o CMSE, observou-se relevante melhora dos cenários avaliados e perspectivas futuras, conforme registros realizados nas respectivas reuniões do colegiado.

7.6. Nesse sentido, na 264ª reunião ordinária do CMSE, realizada em 6 de abril de 2022 (Ata de Reunião CMSE 0619103), dentre outros assuntos, foi destacado que: "*O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS realizou apresentação sobre as condições de atendimento do SIN, que permanecem favoráveis, com destaque para a melhoria das condições de afluência da região Sul e, consequentemente, recuperação nas condições de armazenamento"*. E ainda, a respectiva ata de reunião registrou que *"Como resultado, e considerando as políticas adotadas para a recuperação dos principais reservatórios do SIN, houve aumento dos armazenamentos equivalentes de todos os subsistemas, contribuindo para que o SIN superasse a marca de **70% de seu volume armazenado já nos primeiros dias do mês de abril [de 2022]."*** (grifo nosso)**.**

7.7. Ainda, foram ressaltados pelo Operador alguns resultados importantes que foram alcançados, decorrentes do sucesso das estratégias adotadas para garantia do suprimento energético, dentre os quais cita-se:

- Atendimento aos compromissos relacionados aos usos múltiplos das águas, com suspensão majoritária de condicionantes indicadas em Resoluções da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA e retorno à operação ordinária;
- Atingimento da cota 325,4 m na usina hidrelétrica Ilha Solteira ao final do dia 29 de março de 2022, o que significou antecipação de 2 meses em relação ao compromisso estabelecido para o restabelecimento da navegabilidade plena na Hidrovia Tietê-Paraná;
- Alcance dos maiores armazenamentos verificados nos últimos anos em importantes reservatórios de usinas hidrelétricas no País, como: 82,1% UHE Furnas, 76,9% UHE Mascarenhas de Moraes, 99,4% UHE Sobradinho e 94,4% UHE Três Marias;
- Replecionamento de 20,7 pontos percentuais no reservatório equivalente do subsistema Sul desde a última reunião do CMSE.

7.8. No entanto, as ações adotadas, sobretudo em relação à geração térmica adicional, ocasionaram aumento de custo operacional do sistema elétrico, sendo necessárias medidas excepcionais para a sustentabilidade financeira do setor como a Medida Provisória nº 1.078, de 2021, que dispôs sobre medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica.

7.9. Diante do cenário apresentado pelo ONS, com relevante melhora das condições de atendimento e dos armazenamentos das usinas hidrelétricas do País, bem como das perspectivas futuras, inclusive para a região Sul, impactada nos meses anteriores por condições mais adversas, o CMSE, em sua 264ª reunião, decidiu *"revogar as deliberações da 262ª reunião (Extraordinária) sobre a adoção de medidas excepcionais para preservação dos estoques armazenados nas usinas hidráulicas do subsistema Sul."* Essa decisão representou a retomada da operação ordinária no SIN e suspensão das medidas excepcionais que autorizaram, nos meses anteriores, despachos fora da ordem de mérito econômico.

7.10. Ao final do mês de abril de 2022, conforme Ata da Reunião da 265ª Reunião Extraordinária do CMSE (Ata de Reunião CMSE nº 0628460), **os valores de armazenamento foram superiores às melhores estimativas analisadas pelo ONS e EPE** quando do estudo balizador para o PCS:

> *A melhora das condições de atendimento ao Sul se refletiu positivamente também sob a ótica sistêmica do SIN, contribuindo, juntamente com o sucesso das estratégias adotadas no passado recente, para que o período tipicamente úmido finalizasse com os maiores armazenamentos equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte verificados nos últimos anos. Foram alcançados ao final de abril, respectivamente,* ***armazenamentos equivalentes de 66,5%, 67,1%, 96,1% e 99,0% nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte,*** *e a previsão para o fim de maio nesses subsistemas é de 69,0%, 84,6%, 94,0% e 99,6%.*

7.11. Dessa forma, o cenário hidrológico favorável, muito além daqueles previstos nos estudos prospectivos do ONS realizados em 2021, quando da proposição do PCS, aliado às estratégias operativas adotadas, permitiram uma melhora significativa das condições de atendimento, o que se reflete também em perspectivas favoráveis para o SIN, garantindo a segurança e continuidade do atendimento no cenário atual e futuro.

Potência entregue no PCS no prazo (207 MW) x contratação esperada

7.12. Conforme descrito na seção anterior, somente 207 MW do PCS entraram em operação no prazo limite descrito no Contrato de Energia de Reserva. O custo de operação dessas usinas é de aproximadamente de **R$ 8 bilhões** em todo seu período de geração, como destacado no Quadro 5. A maior parte desses 207 MW possui uma alta inflexibilidade e um preço associado à sua geração e demais custos fixos em torno de **1.800 R$/MWh**, o que explica os altos montantes financeiros decorrentes da operação dessas usinas. As demais usinas não entraram em operação comercial no prazo limite.

Quadro 5 – Empreendimentos que entraram em operação comercial nos prazos definidos no CER, indicando o montante financeiro negociado, em reais, e a energia negociada, em MWh.

Empreendimento	Montante Negociado (R$)	Energia Negociada (MWh)
FENIX	220.782.240,00	643.680,00
BURITIS	11.039.112,00	32.184,00
MACHADINHO	13.401.417,60	38.620,80
MP Paulinia	809.371.599,84	505.288,80
VIANA 1	1.795.545.360,00	1.126.440,00
POVOAÇÃO 1	3.660.558.274,80	2.285.064,00
LINHARES	1.775.024.841,60	1.113.566,40
TOTAL	**8.285.722.845,84**	**5.744.844,00**

7.13. Para a presente análise, vale ressaltar que, conforme apontado pelo ONS nos estudos do Plano da Operação Energética (PEN) 2022-2026, revisão de 5 de setembro de 2022, espera-se que o período de possível necessidade de potência seja de no máximo 5 meses, entre outubro de 2025 e o início de 2026. Como o fornecimento de energia por meio das usinas do PCS vai até dezembro de 2025, para fins de avaliação desses contratos, pode-se delimitar a janela de análise nesses três meses (outubro a dezembro) em 2025 de possibilidade de déficit de potência apontado pelo ONS, período no qual poderão ser adotadas soluções alternativas para manter a segurança no suprimento, conforme explicado a seguir.

7.14. Nesse sentido, para fins de comparação, considerando uma usina hipotética de 207 MW, com custo de geração elevado (5.000,00 R$/MWh, próximo à atual estimativa média de 5.290 R$/MWh para o CVU para as usinas Povoação 1, Linhares e Viana 1, calculada pela CCEE e apresentada na 269ª reunião do CMSE, de 8 de setembro de 2022), gerando durante 8 horas por dia para atendimento à ponta de carga nos 3 meses citados, teríamos um custo ao consumidor de cerca de R$ 700 milhões, muito inferior aos custos decorrentes do PCS.

7.15. Incluindo os custos fixos de uma usina, tomando por base o custo de 1.025 R$/MWh, valor próximo a das usinas do PCS, o custo ao consumidor se aproxima de R$ 900 milhões de reais, valor ainda menor que os custos do PCS.

7.16. Assim, por mais que a contribuição energética de uma usina com inflexibilidade ao longo do contrato do PCS seja maior e que a intenção do poder público seja o efetivo cumprimento dos contratos, dada a melhora nas condições de atendimento e o fato de o período no qual se espera uma necessidade de potência ser somente nos meses finais de 2025, conforme indicado no PEN 2022-2026, isso possibilita que sejam estudadas alternativas de geração de energia para esse período de 2022 a 2025, conforme tratado nas seções seguintes.

8. **ALTERNATIVAS PARA SUBSTITUIR A OFERTA DE ENERGIA E POTÊNCIA OBJETO DOS DISTRATOS**

8.1. As avaliações atuais do ONS indicam que as limitações no atendimento devido ao reduzido nível dos reservatórios previstos em setembro de 2021 para novembro de 2021 e abril de 2022 estariam, a princípio, mitigadas devido à melhora das condições hidrológicas observadas no período úmido de 2022 e às políticas operativas adotadas, conforme depreende-se do Plano da Operação Energética (PEN) 2022-2026.

8.2. Além disso, podem ser discutidas alternativas que poderiam suprir uma demanda marginal nos próximos anos – especificamente até julho de 2026 - caso se configure cenário desfavorável - quando está prevista a entrada em operação das usinas termelétricas contratadas no 1º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência, de 2021. Nos itens a seguir discute-se cada uma dessas alternativas e sua viabilidade.

Programa Voluntário de Redução da Demanda e do Consumo

8.2.1. Em 1º de setembro de 2021 entrou em vigor o Programa Voluntário de Redução da Demanda, instituído pela Portaria MME 22/2021, de 23/8/2021, que estabeleceu, de forma excepcional e temporária, até 30/4/2022, diretrizes para apresentação de ofertas de redução de demanda de energia elétrica para atendimento ao SIN.

8.2.2. No relatório do Acórdão nº 1567/2022 – TCU – Plenário, de 6 de julho de 2022, o Tribunal de Contas da União (TCU) faz uma breve análise do programa:

> *226. Mesmo com os problemas aqui apontados, dados da Abradee demonstram o potencial que um programa desse tipo possui no sentido de contribuir para a redução do consumo de eletricidade em situações de restrição de oferta de energia. Segundo a Associação, o resultado do programa foi* ***a economia de energia da ordem de 5.702 GWh****, obtida com a adesão de aproximadamente 30.3 milhões de unidades consumidoras, que representam 35% das unidades consumidoras do mercado regulado das distribuidoras.* ***O valor total a ser pago como bônus para estes consumidores é de R$ 2.426 bilhões*** *(peça 223, p. 2). Portanto, conclui-se que o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica possui significativa relevância, sobretudo pelo potencial de aprendizado que poderia proporcionar à população, em termos de redução da demanda de energia elétrica a partir de um sinal econômico.*

8.2.3. Em análise rasa, a energia economizada citada no trecho acima teve um custo de R$ 425/MWh. Se for considerado um cenário hipotético de que a energia economizada reduziu o montante de contratações adicionais no mês de outubro de 2021, o benefício é ainda maior. Por exemplo, a ata da 254ª Reunião Ordinária do CMSE (https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2021/cmse_ata-da-254a-reuniao-ordinaria-03-09-2021.pdf/view) , realizada em 3 de setembro de 2021, cita a aceitação da oferta da UTE Termonorte II, como usina merchant, a um custo de R$ 2.039,69/MWh.

	CVU (R$/MWh) *	Montante (MW)
Proposta	R$ 1.819,69 (sem inclusão dos custos fixos)	210
	R$ 2.039,69 (com inclusão dos custos fixos)	
Parcela Custos Fixos	R$ 220,00 / MWh	
Montante de geração necessário para recuperação dos custos fixos	398.034,00 MWh	
Período de vigência da oferta	6 meses	

* O valor do CVU, periodicamente, precisará ser atualizado, mediante avaliação da ANEEL.

Fonte: Ata da 254ª Reunião Ordinária do CMSE, de 3/09/2021

8.2.4. Para atendimento energético em cenários adversos de escassez hídrica, verifica-se que um Programa de RVD se justifica, quando comparado com o custo de outras contratações. Entretanto, não se pode afirmar o mesmo quanto ao atendimento de ponta, uma vez que não se conhece o perfil da economia citada pela ABRADEE ao longo dos dias.

8.2.5. Nesse sentido, caso se vislumbre necessidade de complementação em curto prazo, o Programa RVD é uma opção viável, a ser avaliada pelas entidades competentes.

Recontratação das térmicas em fim de contrato ou contratação de merchant e usinas parcialmente contratadas

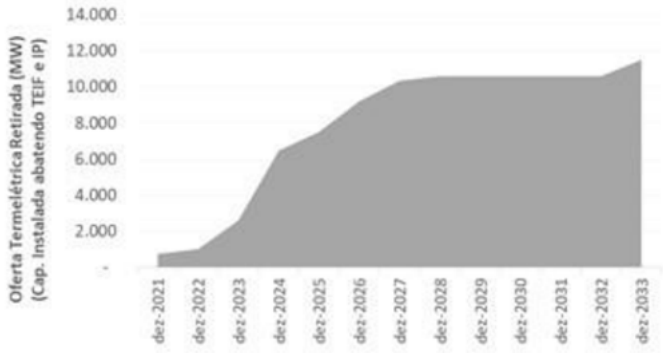
8.2.6. As reuniões do CMSE realizadas em 2021 acompanharam e aprovaram, mensalmente, as ofertas adicionais de blocos de geração de energia elétrica por parte de empreendimentos de geração.

8.2.7. Além da regra específica para usinas termelétricas a partir de biomassa, conforme Portaria Normativa n. 17/GM/MME, de 2021, houve também recebimento de ofertas de usinas *merchant*, no âmbito da Portaria Normativa nº 5 e 13/GM/MME, ambas de 2021.

8.2.8. Usina *Merchant* é aquela que, por opção de modelo de negócio, tem como principal característica a venda de energia exclusivamente no Mercado de Curto Prazo (MCP), ou seja, não possui contrato para fornecimento de energia.

8.2.9. Durante o ano de 2021 muitas dessas usinas ofereceram energia ao mercado, considerando a premência em adicionar recursos entregando energia ao sistema. E, considerando a finalização de um expressivo montante de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica (CCEARs) entre 2022 e 2033, de usinas térmicas contratadas de 2004 em diante, é provável que haja mais empreendimentos atuando como *merchants* no mercado em caso de necessidade de contratação temporária, conforme apontado no Gráfico 3 a seguir.

Gráfico 3 - 2: Oferta termelétrica retirada do Caso Base do PDE 2031



Fonte: PDE 2031, pg. 70

8.2.10. O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2031 indica que, até dezembro de 2033 há um montante de cerca de 11 GW em usinas termelétricas deixando o Sistema, algumas podendo se mostrar atrativas mesmo com a necessidade de investimentos em *retrofit*. Até o ano de 2026, coincidente com o horizonte de necessidade do 1º PCS de 2021, são cerca de 9GW - mais de 80% do previsto.

8.2.11. A viabilização dessas usinas, ainda que por curto período de tempo, deve ser considerada para fins de oferta adicional ao sistema em caso de necessidade. Destaque-se que, por ocasião do 1º PCS de 2021 essas usinas ainda constavam como disponíveis, e por isso não configurariam oferta adicional. No entanto, uma vez encerrados seus CCEARs, depende do empreendedor a permanência no atendimento ao sistema desses 8 a 11GW e, por isso, pode haver espaço para novas contratações.

Leilão de Reserva de Capacidade (1º LRCap)

8.2.12. As diretrizes do 1º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência, de 2021, foram dadas pela Portaria Normativa n. 20/GM/MME. Em seu artigo 12 as diretrizes estabelecem:

> *Art. 12. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade para Potência - CRCAPs e os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021.*
>
> *(...)*
>
> *§ 8º Os CRCAPs deverão prever a possibilidade de solicitação de antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel, condicionada à concordância do Poder Concedente para a nova data de início de suprimento.*

8.2.13. Os empreendimentos contratados no referido certame foram, em maioria, empreendimentos existentes. A data de início de suprimento de potência é 31 de junho de 2026, mas, caso haja necessidade de atendimento ao sistema em montantes marginais antes da data de suprimento, seria possível avaliar a antecipação de operação dos empreendimentos contratados nesse Leilão. Estimativas da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) preveem que a energia eventualmente gerada pelos empreendimentos contratados no certame terá custo de cerca de R$ 800/MWh, a preços de dezembro de 2021. Registre-se que a parcela de energia não é paga compulsoriamente pelo consumidor final, mas sim pelo Mercado de Curto Prazo (MCP).

8.2.14. Caso a exista necessidade após 2026, cabe avaliar a realização de novo Leilão de Reserva de Capacidade em 2023, na modalidade mais adequada (energia ou potência), buscando maior competitividade de preços do que seria obtida em uma contratação de curto ou curtíssimo prazo, tal qual foi o 1º PCS, de 2021.

8.2.15. Adicionalmente, uma alternativa é a realização de um Leilão de Reserva de Capacidade de Potência com foco na contratação de empreendimentos existentes e descontratados. Dessa forma, seria factível antecipar o início do período de suprimento para 2025, uma vez que as usinas participantes encontram-se em operação comercial. Neste caso, seria razoável a celebração de contratos de curta duração (2 a 5 anos) com vistas a suprir os déficits de potência identificados a partir de 2025 até a entrada em operação dos empreendimentos contratados no LRCAP de 2021.

8.2.16. Por fim, cabe também avaliar a possibilidade de adoção de uma contratação de capacidade em um modelo distinto, semelhante ao que internacionalmente se conhece como "reserva estratégica". Nesse modelo, são contratadas unidades geradoras, a partir de um processo competitivo (leilão), para atendimento às situações de demanda máxima. A geração contratada não seria modelada na formação de preço, atuando como uma espécie de *back-up* do Sistema em situações críticas.

8.2.17. A contratação no modelo de reserva estratégica poderia ser uma alternativa para o parque termelétrico existente cujos contratos se encerram no horizonte e que, atualmente, têm previsão de descomissionamento ou encerramento da operação comercial.

8.2.18. As reservas estratégicas têm sido utilizadas nos países nórdicos há vários anos. Esses países, assim como o Brasil, dependem fortemente da energia hidrelétrica e precisam garantir que a capacidade suficiente esteja disponível para atender à demanda em anos com baixa hidrologia. Reservas estratégicas também estão sendo implementadas na Bélgica e na Alemanha como solução provisória, e estão sendo discutidas na Polônia[2].

8.2.19. Cumpre ponderar, contudo, que tanto a solução de contratação de reserva estratégica como os Leilões de Capacidade de Potência para usinas existentes, não se caracterizam como soluções de mercado abrangentes e totalmente aderentes ao conceito de neutralidade tecnológica. Dessa forma, é preciso

avaliar o alinhamento de tais alternativa frente ao processo de modernização do setor elétrico, abertura de mercado e o marco regulatório vigente.

[2] LINKLATERS (2016), CAPACITY MECHANISMS. REIGNITING EUROPE'S ENERGY MARKETS, Disponível em linklaters.com/capacitymechanisms

9. **PONDERAÇÕES SOBRE RISCOS DE DÉFICIT DE MÉDIO (PEN 2022) E LONGO PRAZOS (PDE 2031) EM ESTUDOS OFICIAIS**

Avaliação do Plano da Operação Energética - PEN 2022-2026 e cenários adicionais requeridos ao ONS

9.1. O Plano da Operação Energética – PEN 2022-2026 é o documento norteador do planejamento da operação energética para o Sistema Elétrico Brasileiro. Segundo o ONS, *"o Plano da Operação Energética – PEN tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente, subsidiando assim o Ministério de Minas e Energia – MME, através do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia aos critérios de garantia de suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE."*

9.2. Na 268ª reunião ordinária do CMSE, de 3 de agosto de 2022, o ONS apresentou ao Comitê os resultados do Planejamento Energético para o horizonte de 2022 a 2026, apontando o cenário de atendimento à carga após o período úmido de grandes afluências que se concretizou em 2022.

9.3. Os estudos do ONS no PEN são apresentados na forma de uma análise conjuntural - para os anos de 2022 e 2023 - e de uma análise estrutural, com foco no horizonte 2024-2026. Das premissas colocadas para o PEN 2022-2026, serão apontados a seguir os que mais se relacionam com o assunto aqui abordado.

9.4. O ONS utilizou como referência para suas análises o Programa Mensal da Operação (PMO) de maio de 2022, no qual, no âmbito da oferta relacionada às usinas do PCS, constavam como "sem previsão de implantação" os seguintes empreendimentos: RE TG 001, EPP II, EPP IV, Edlux X e Rio de Janeiro I. Assim, foram considerados na análise 744 MW da potência contratada do PCS, correspondente às usinas listadas no quadro a seguir o que contém previsão de entrada em operação comercial, conforme indicado na 4ª Reunião de Monitoramento da Expansão da Geração:

Quadro 6 – Empreendimentos do PCS considerados no PEN 2022 - 2026

Código Único do Empreendimento de Geração (CEG)	Usina	Situação	Potência Usina (MW)	Data de Tendência
UTE.GN.PR.037896-8.01	Barra Bonita I	Em obras	9,389	01/08/2022
UTE.GN.MS.055592-4.01	Edlux X	Sem Previsão de Implantação	56,000	-
UTE.GN.MS.055739-0.01	Epp II	Sem Previsão de Implantação	112,902	-
UTE.GN.RJ.055740-4.01	Epp IV	Sem Previsão de Implantação	62,010	-
UTE.GN.RJ.055914-8.01	Karkey 013	Não iniciada	255,000	01/08/2022
UTE.GN.RJ.055917-2.01	Karkey 019	Não iniciada	115,000	01/08/2022
UTE.GN.ES.030054-3.01	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Em obras	36,000	15/07/2022
UTE.GN.SP.055998-9.01	Paulínia Verde (Antiga MP Paulinia)	Em obras	15,950	01/06/2022
UTE.GN.RJ.055706-4.01	Porsud I	Não iniciada	115,000	01/08/2022
UTE.GN.RJ.055707-2.01	Porsud II	Não iniciada	75,000	01/08/2022
UTE.GN.ES.056045-6.01	Povoação I	Em obras	74,960	15/07/2022
UTE.GN.SC.056139-8.01	RE TG 100 02 01	Sem Previsão de Implantação	100,200	-
UTE.GN.RJ.055856-7.01	Rio de Janeiro I	Sem Previsão de Implantação	112,902	-
UTE.GN.ES.056350-1.01	Viana I	Em obras	37,480	15/07/2022
UFV.RS.RO.056129-0.01	Buritis	Em obras	5,200	15/05/2022
UFV.RS.RO.056130-4.01	Machadinho	Em obras	5,300	15/05/2022

9.5. Ademais, no caso de referência, foram consideradas as disponibilidades das usinas termelétricas conforme declarações realizadas pelos agentes, mesmo àquelas com contratos vincendos. Os efeitos da retirada dessas usinas foram analisados em caso de sensibilidade, o que representou, conforme informações do ONS: *"até o final de 2026 foram retiradas da configuração 4.428 MW de potência instalada no Sudeste/Centro-Oeste, 603 MW no Sul, 3.018 MW no Nordeste e 898 MW no Norte,* ***totalizando 8.948 MW no SIN."***

Quadro 7 - Usinas descontratadas - Potência considerada nos Cenários PEN 2022 - 2026.

Subsistema	Data	Potência Retirada (MW)
SUDESTE / C.OESTE	dez-21	0,0
	jan-22	87,1
	dez-22	44,4
	dez-23	1128,9
	mar-24	827,0
	dez-24	746,7
	dez-25	1594,3
SUL	mar-21	249,0
	dez-21	0,0
	dez-23	3,6
	dez-24	350,0
NORDESTE	dez-22	147,6
	dez-23	1404,6
	fev-24	185,9
	dez-24	1249,1
	dez-25	31,0
NORTE	dez-21	566,7
	dez-24	331,7

9.6. Adicionalmente, foi também avaliado caso de sensibilidade em relação às previsões de expansão da Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD), conforme perspectivas apresentadas no Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2031.

9.7. Foram simulados 3 cenários no PEN:

I - Cenário de Referência,

II - Cenário de Referência com maior expansão de MMGD; e

III - Cenário de Referência com Descontratação das UTEs com contratos vincendos.

9.8. Assim, considerando as premissas adotadas, não foi identificada pelo ONS, para o horizonte até o final do ano de 2023, a necessidade de energia e de potência para atendimento ao Sistema Interligado Nacional, conclusão também registrada na ata da 268ª Reunião do CMSE (SEI nº 0665766):

> *Na análise conjuntural, até 2023, foi mencionada a expectativa de que os armazenamentos continuem em patamares mais elevados do que os verificados no passado recente, bem como a aderência do comportamento com as curvas referenciais de armazenamento utilizadas pelo CMSE. Em relação ao atendimento dos requisitos de potência, há sinalização do pleno atendimento.*
>
> *Já em relação ao panorama estrutural, entre os anos 2024 e 2026, dentre outras conclusões, há a perspectiva de pleno atendimento aos critérios de suprimento de energia.* ***Sobre o atendimento da demanda de potência, para alguns cenários futuros prospectados, é apontada necessidade de ações no sentido de se manter o equilíbrio estrutural no atendimento à ponta, o que continuará a ser avaliado pelas instituições setoriais****.*

9.9. Dessa maneira, o PEN 2023 aponta que, nos cenários estruturais, compreendendo os anos de 2024 a 2026, há a violação de critérios de atendimento definidos pelo CNPE e adotados no planejamento setorial, referente à CVaR 5% da potência não suprida, tanto para o caso de referência quanto para os demais casos de sensibilidade, bem como referente à probabilidade de perda de carga (LOLP, do inglês *Loss of Load Probability*) para o caso de referência e também para a consideração de descontratação de termelétricas vincendas. A Figura 1 ilustra os resultados apresentados no estudo:

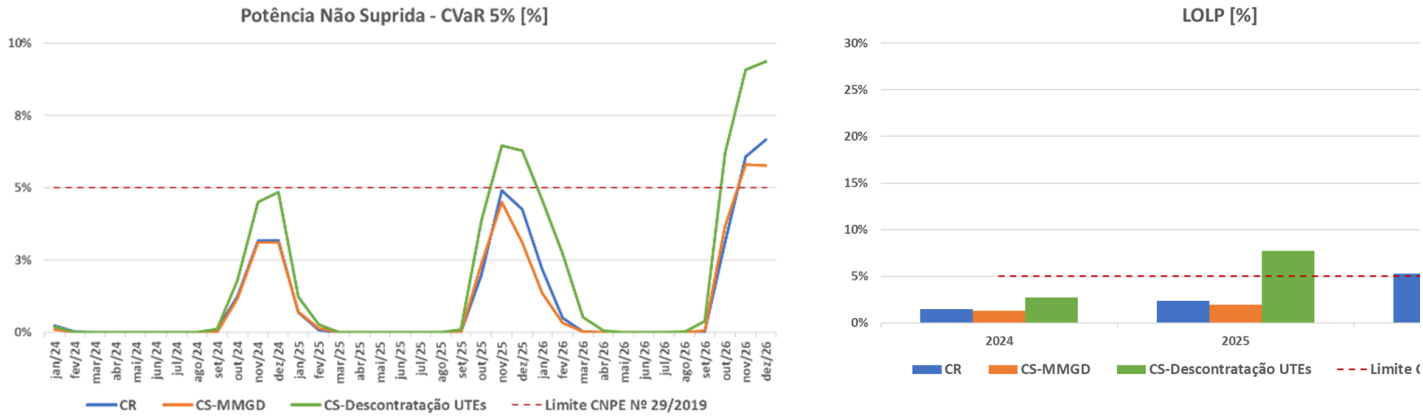


Figura 1 - Potência Não Suprida - Cenários PEN 2022 - 2026

9.10. É fundamental observar que a premissa de descontratação das usinas termelétricas que vencem seu contrato até 2026 é a **causa da violação dos parâmetros de suprimento de potência já em 2025**. Conforme já mencionado, segundo o ONS, *"até o final de 2026 foram retiradas da configuração 4.428 MW de potência instalada no Sudeste/Centro-Oeste, 603 MW no Sul, 3.018 MW no Nordeste e 898 MW no Norte,* ***totalizando 8.948 MW no SIN."***

9.11. Com vistas a avaliar as contribuições das usinas do PCS tanto do ponto de vista do suprimento de energia quanto de potência, considerando as atuais condições de atendimento e perspectivas futuras, bem como balizados pelos estudos realizados pelo Operador, o MME solicitou ao ONS análise complementar àquelas apresentadas no PEN 2023 de forma a contemplar os impactos da retirada das usinas do PCS da oferta de geração. Ademais, foi indicada a necessidade de que o Operador indicasse, a partir dos resultados obtidos, as eventuais medidas adicionais necessárias, bem como os respectivos montantes, associados à eventual necessidade de se complementar a potência requerida de forma a se garantir o equilíbrio estrutural do SIN. Essas informações foram apresentadas pelo ONS (SEI nº 0687362).

9.12. Dessa maneira, o ONS atualizou primeiramente a relação das termelétricas com contratos vincendos que num primeiro momento serão descontratadas, considerando as atualizações referentes às usinas que venderam energia no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 e novas informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Assim, o novo montante considerado referente à capacidade instalada dessas usinas termelétricas descontratadas, utilizado nas análises, representou o total de 5.933 MW, distribuídos conforme o quadro abaixo.

Quadro 8 - Usinas descontratadas - Potência considerada nos Estudos Adicionais - ONS

MW	2022	2023	2024	2025	Total
Sudeste	226	825	1427	1617	**4095**
Sul	0	4	350	0	**354**
Nordeste	0	373	779	0	**1153**
Norte	0	0	332	0	**332**
SIN	**226**	**1203**	**2888**	**1617**	**5933**

9.13. Esse é a situação a ser avaliada para estimar se a continuidade dos contratos das usinas do PCS que cumpriram os prazos pode ter influência no atendimento de potência entre 2023 e 2025. Nesse sentido, foi solicitada ao Operador análise de 3 cenários adicionais incorporando:

- a indisponibilidade total das usinas termelétricas em fim de contrato, devendo ser indicada nominalmente a potência requerida para o equilíbrio estrutural; e
- eventuais medidas adicionais a serem realizadas caso haja a necessidade complementação de potência.

9.14. Também foi solicitado ao ONS considerar somente as usinas do PCS em operação, conforme o caso de referência adotado no PMO de outubro de 2022. Ressalta-se que, na análise, as usinas da Karpowership, bem como Barra Bonita I, foram consideradas no sistema, uma vez que estavam liberadas para operação comercial nessa data, ainda que haja processo a ser deliberado pela ANEEL referente a excludentes de responsabilidade conforme solicitado pelos empreendedores. Assim, esses cenários alternativos estudados pelo ONS consideram a operação de 405 MW das usinas do PCS.

9.15. Em resumo, os cenários adicionais seriam:

- A Sensibilidade 1 considera o montante de MMGD e ACL conforme foi utilizado nas premissas que fundamentaram o Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, ou seja, 4 GW e 19 GW, respectivamente, até 2026. Esse cenário é o mais crítico, considerando uma expansão da MMGD e ACL menor do que atualmente é vista no monitoramento da expansão da geração.
- A Sensibilidade 2 considera o montante de MMGD com adequação em relação aos valores realizados em 2022, em que a Geração Distribuída atingir cerca de 14 GW até outubro de 2022. Além disso, foi considerada a expansão de geração do Ambiente de Contratação Livre segundo o critério definido após a tomada de subsídios 09/2021. Tal cenário representa que, caso não haja disponibilidade das usinas termelétricas em fim de contrato, medidas já em implantação, como a MMGD e a expansão do Ambiente de Contratação Livre, poderiam contribuir para o déficit de potência.
- A Sensibilidade 3 considera o montante de MMGD e ACL conforme a projeção utilizada para o PEN 2022-2026. Esse cenário é considerado como o de referência, para o qual se considerado duas situações: (i) o montante de usinas em operação do PCS e (ii) a total indisponibilidade das usinas que terão contratos vencidos.

9.16. Considerando as premissas indicadas para os três cenários de Sensibilidade, não foi identificada pelo ONS até o fim do ano de 2023 a necessidade adicional de energia e potência para atendimento ao SIN.

9.17. Já em relação aos cenários estruturais, utilizando séries sintéticas e históricas, entre os anos de 2024 e 2026 alguns cenários simulados para atendimento de potência **violam o CVaR 5% da Potência não Suprida e da LOLP em 2024 a 2026, ainda que o critério de suprimento de energia não seja violado, estimando pleno atendimento.**

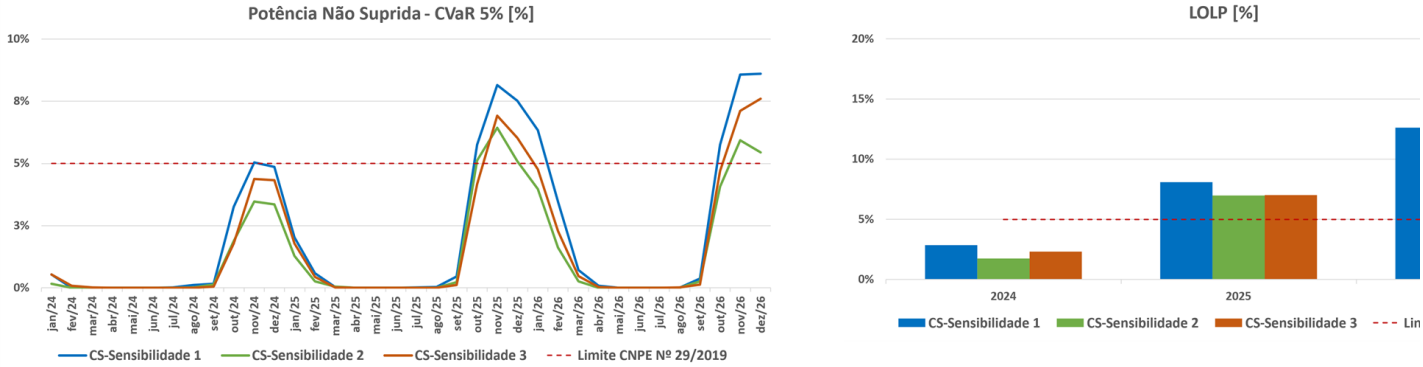


Figura 2 - Potência Não Suprida - Série Sintéticas - Cenários Estudos Adicionais

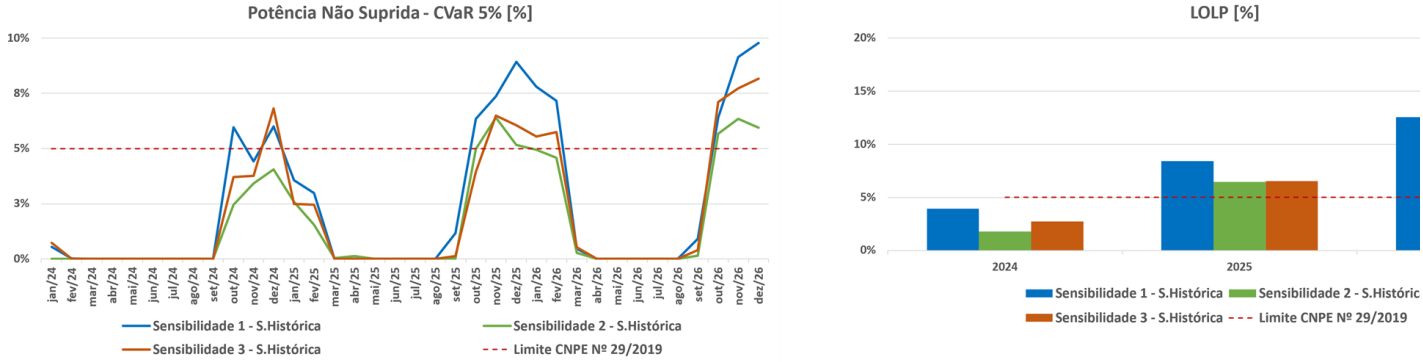


Figura 3 - Potência Não Suprida - Séries Históricas - Cenários Estudos Adicionais

9.18. Conforme esperado, o cenário de maior estresse apresenta maiores necessidades de potência, ao não dispor de quase 6 GW de potência das usinas em fim de contrato.

Necessidade de Potência

Sintético - 2000 séries	2024	2025	2026
Sensibilidade 1 [MW]	0	3.295	3.850
Sensibilidade 2 [MW]	0	1.502	1.008
Sensibilidade 3 [MW]	0	2.012	2.765

Histórico	2024	2025	2026
Sensibilidade 1 [MW]	1.320	4.415	5.385
Sensibilidade 2 [MW]	0	1.780	1.925
Sensibilidade 3 [MW]	1.915	2.018	2.875

Figura 4 - Necessidade de Potência para Equilíbrio Estrutural

9.19. Não obstante o risco, entende-se que as eventuais necessidades nominais identificadas poderiam ser recompostas com medidas adicionais ou mesmo com a recontratação dessas usinas, similar ao que foi feito em 2021, na auge da escassez hídrica enfrentada.

9.20. Mais especificamente, em 2021, foram adotadas medidas operativas que, em seu melhor momento (avaliados individualmente e, por isso, não necessariamente coincidentes no tempo) conseguiram acrescentar mais 6.000 MW ao sistema elétrico brasileiro:

Importação + Oferta Adicional em 2021 (Crise Hídrica)

Importação	**2.270 MW**
CV Melo - Uruguai	500
CV Rivera - Uruguai	70
Garabi 1B - Argentina	1.100
Garabi 2B - Argentina	1.100

Resposta da Demanda Portaria 22/2021	**822 MW**
Sudeste/Centro-Oeste	573
Sul	70
Nordeste	109
Norte	70

Oferta Adicional Portaria 17/2021	**1.143 MW**

UTE Merchant Portaria 5 e 13/2021	**1.240 MW**
W. Arjona	177
Araucaria	484
Cuiaba	529
Agente Enguia	50

Disponibilidade Total: 5.975 MW

Figura 5 - Medidas adicionais em 2021

9.21. Dessa forma, mesmo que seja necessário, sob a ótica da segurança da operação e confiabilidade do atendimento eletroenergético do SIN, ter os recursos suficientes para atendimento aos requisitos apontados pelo Operador, primeiro registra-se que a contribuição associada às usinas contratadas no 1º PCS/ 2021, que representam 207 MW relativos aos empreendimentos adimplentes com os contratos de energia de reserva, não são significativos em relação aos déficits apontados, dependentes das sensibilidades e premissas consideradas. Segundo, registra-se novamente a possibilidade do atendimento das necessidades sistêmicas a partir de outras alternativas, as quais devem ser identificadas e conduzidas com a temporalidade suficiente para fazer frente aos requisitos sistêmicos, inclusive de forma a se observar a devida modicidade tarifária em benefício dos consumidores brasileiros de energia elétrica.

9.22. Destaca-se também que, nos cenários de rescisões do contrato de energia de reserva das usinas do PCS, essas, a critério dos empreendedores, poderão se enquadrar em casos similares de usinas sem contrato, mas que contribuem para a segurança do suprimento em condições específicas do sistema,

como as usinas Merchant e usinas parcialmente contratadas.

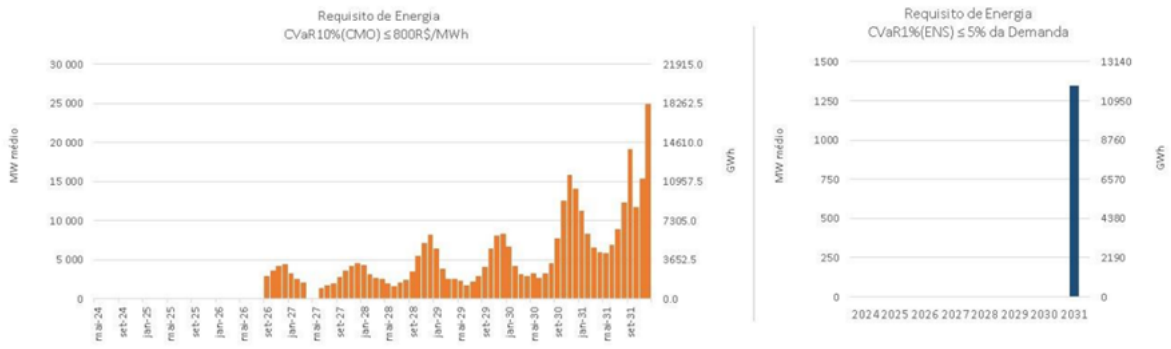
Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2031)

9.23. No caso do PDE 2031, aprovado em abril de 2022, não há impacto dos empreendimentos oriundos do 1º PCS devido ao fato de seus contratos se finalizarem ainda cedo no horizonte do estudo (2021 a 2031). Sobre isso a EPE destaca na pag. 102 do PDE 2031:

> *Como as simulações do PDE 2031 não consideram os resultados do PCS, os gráficos serão apresentados a partir de 2026. Cabe registrar, mais uma vez, que a efetivação da oferta contratada no procedimento simplificado é importante para a garantia das condições de atendimento de potência do SIN até o ano de 2025. Além disso, o acompanhamento constante das condições operativas do sistema, tal como é feito pelo CMSE, também se faz necessário. A região Sul do país carece de especial atenção nesse sentido, por ser recebedora de potência das demais regiões do SIN, principalmente em cenários hidrológicos críticos.*

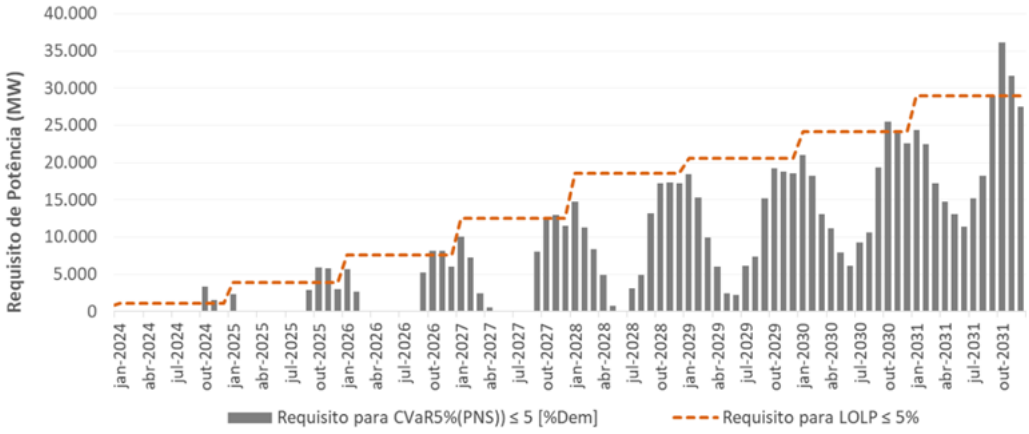
9.24. Mediante essa premissa, associada à saída do bloco de usinas termelétricas citado anteriormente, o PDE 2031 apresenta o panorama a seguir:

Gráfico 3 - 17: Requisito de energia calculado para métricas CVaR10%(CMO) ≤ 800[R$/MWh] e CVaR1%(ENS) ≤ 5 [% da Demanda]



Fonte: PDE pg 81

Gráfico 3 - 19: Requisitos de potência calculados para métricas CVaR5%(PNS) ≤ 5 [%Dem] e LOLP ≤ 5%



Fonte: PDE 2031 pg 82

9.25. Do ponto de vista de suprimento de energia elétrica (MWh), o PDE aponta necessidade apenas após 2026; ou seja, quando os empreendimentos do 1º PCS, de 2021, já não estariam mais contratados.

9.26. No entanto, a avaliação não considera os 3,6GW de disponibilidade de potência incontroversos contratados no 1º LRC, de 2021. Portanto, é provável que no PDE 2032, ainda em elaboração, tal requisito se afaste mais no horizonte.

9.27. Já para o atendimento de potência, o PDE 2031 indica risco maior que 5% já em outubro e novembro de 2024, janeiro e outubro de 2025, em montantes menores que 5GW. Nessa janela, a menos que as alternativas citadas anteriormente sejam viabilizadas, há risco de déficit de potência no SIN, em nível maior do que o permitido como critério de segurança do sistema.

Resumo - necessidade de medidas adicionais caso cenário menos provável se caracterize

9.28. Os estudos do ONS e da EPE indicados são importantes para o mapeamento de medidas a serem realizadas até 2025, devido a não entrada em operação de usinas do Procedimento de Contratação Simplificada, ou eventual desistência dos agentes já em operação, conforme o caso da UTE Fênix.

9.29. Assim, associado à proposta de ato normativo apresentada, propõe-se que sejam realizadas as seguintes tratativas ao longo de 2022 a 2025:

- Monitoramento mensal pelo CMSE das condições de atendimento a potência até o ano de 2025, em virtude da possibilidade de não possuir parte das usinas do PCS;
- Possibilidade de recontratação das usinas termelétricas que possuem contratos vencendo em até 2025;
- Possibilidade de enquadramento como "merchant" das usinas termelétricas que possuem contratos vencendo;
- Avaliação prévia de necessidade de realizar um Leilão de Reserva de Capacidade de Potência com 2 anos de suprimento;
- Avaliação prévia de necessidade de realizar um Leilão de Reserva de Capacidade de Potência, na modalidade de supridor de última instância;
- Utilização do Programa de Resposta da Demanda já em vigor, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 2022;
- Avaliar a adequação dos critérios operativos adotados, especialmente quanto às políticas de intercâmbio entre os subsistemas do SIN, com vistas ao aprimoramento da otimização eletroenergética do SIN;
- O cumprimento de ações preconizadas no Plano de Recuperação de Reservatórios - PRR, bem como a flexibilização de restrições hidráulicas, com análise e comunicação prévia;
- Avaliação prévia da necessidade de acordos bilaterais de importação de energia elétrica e mecanismos de incentivo à oferta adicional de energia.

9.30. Dessa forma, por meio da continuidade do monitoramento permanente realizado pelo CMSE, bem como da atuação das instituições do setor elétrico, conforme competências próprias e de maneira integrada, as condições de abastecimento e o atendimento ao mercado de energia elétrica do País continuarão a ser avaliados para se garantir a necessária segurança e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores brasileiros no cenário atual e futuro, aos menores custos associados.

10. ANÁLISE DAS POSSIBILIDADES DE MANUTENÇÃO DOS CONTRATOS, RESCISÃO UNILATERAL OU SOLUÇÃO NEGOCIADA

10.1. O Relatório de Auditoria TC 001.722/2022-0 propõe determinação ao Ministério de Minas e Energia para que avalie "*as vantagens e desvantagens quanto às possibilidades de manutenção dos contratos, rescisão unilateral ou solução negociada, indicando objetivamente a melhor solução para cada contrato, considerando impacto nas tarifas no curto, médio e longo prazos e a segurança do fornecimento de eletricidade*". Desse modo, a seguir, apresenta-se a referida análise.

Manutenção dos contratos firmados em decorrência do PCS

10.2. O respeito a regras e contratos é princípio basilar da atuação deste Ministério. O estrito cumprimento das diretrizes definidas para o Procedimento Competitivo Simplificado vai ao encontro da previsibilidade das regras e mantém a credibilidade dos investidores nos processos licitatórios do setor elétrico. Dessa forma, a manutenção dos contratos é uma possibilidade que deve estar presente entre as alternativas ofertadas aos empreendedores que se sagraram vencedores do certame e que cumpriram as obrigações pactuadas no contrato.

10.3. O PCS, dada sua característica excepcional, conforme apresentado na Seção 5 desta nota técnica, trazia consigo riscos expressivos, tanto para os empreendedores, que tinham prazo exíguo para a implantação dos empreendimentos, quanto para os consumidores, tendo em vista o alto custo da energia contratada. Esse contexto reforça a importância do cumprimento das condições pactuadas. Se por um lado, cabe aos consumidores arcar com o pagamento das receitas associadas aos empreendimentos entregues à operação comercial nos prazos pactuados; por outro lado, cabe ao MME, à CCEE e à ANEEL dar cumprimento ao que foi definido no edital do certame e nos contratos de energia de reserva.

10.4. Nesse sentido, a vantagem da manutenção dos contratos firmados é que ela preserva a segurança jurídica e a estabilidade das relações contratualmente estabelecidas. Isso traz ganhos de longo prazo para o setor elétrico, na medida em que reduz a percepção de risco de investidores. De outra forma, alterações nas regras contratuais definidas podem trazer riscos relevantes para a segurança jurídica e a estabilidade regulatória do setor.

10.5. Por sua vez, tendo em vista a mudança significativa nas condições de atendimento, em cenário muito diferente daquele que motivou o PCS, conforme explicado na Seção 7 desta nota técnica, o custo dessa contratação, hoje, não reflete o valor atribuído à energia elétrica. Assim, a desvantagem de manter os contratos está associada aos elevados valores que serão arcados pelos consumidores de energia elétrica, mesmo em condições favoráveis de suprimento.

Rescisão unilateral dos contratos firmados em decorrência do PCS

10.6. A rescisão unilateral dos contratos firmados em decorrência do PCS tem previsão na Cláusula 10ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Quantidade de Energia Elétrica e na Cláusula 12ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Disponibilidade de Energia Elétrica. Essas cláusulas relacionam algumas hipóteses de resolução do contrato e estabelecem a possibilidade de rescisão a critério da parte adimplente, em caso de descumprimento de qualquer obrigação contratual pela outra parte.

> **CONTRATOS DE CONTRATO DE ENERGIA DE RESERVA – CER, NA MODALIDADE QUANTIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA**
>
> **CLÁUSULA 10ª – DA RESOLUÇÃO**
>
> 10.1. Este CONTRATO poderá ser objeto de resolução na ocorrência de quaisquer das seguintes hipóteses:
>
> I. decretação da falência, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial do VENDEDOR, mediante aviso ou notificação com antecedência de dez dias;
>
> II. revogação de qualquer autorização ou licença legal, governamental ou regulatória indispensável ao cumprimento das atividades e obrigações previstas no CONTRATO, inclusive, mas não se limitando, à concessão de serviço público, permissão ou autorização e revogação de garantia física;
>
> III. atraso superior a 90 (noventa) dias para entrada em operação comercial;
>
> IV. desligamento do VENDEDOR da CCEE, nos termos das normas de regência;
>
> V. atraso superior a trinta dias no adimplemento da obrigação de reconstituição dos valores originalmente aportados de garantia de participação e de fiel cumprimento da USINA;
>
> VI. aquela estabelecida na Subcláusula 13.1.1.
>
> 10.2. Este CONTRATO poderá ser resolvido, a critério da PARTE adimplente, em caso de descumprimento de qualquer obrigação contratual pela outra PARTE.
>
> **CONTRATO DE ENERGIA DE RESERVA – CER, NA MODALIDADE DISPONIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA**
>
> **CLÁUSULA 12ª – DA RESOLUÇÃO**
>
> 12.1. Este CONTRATO poderá ser objeto de resolução na ocorrência de quaisquer das seguintes hipóteses:
>
> I. decretação da falência, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial do VENDEDOR, mediante aviso ou notificação com antecedência de dez dias;
>
> II. revogação de qualquer autorização ou licença legal, governamental ou regulatória indispensável ao cumprimento das atividades e obrigações previstas no CONTRATO, inclusive, mas não se limitando, à concessão de serviço público, permissão ou autorização e revogação de garantia física;
>
> III. atraso superior a 90 (noventa) dias para entrada em operação comercial;
>
> IV. desligamento do VENDEDOR da CCEE, nos termos das normas de regência;
>
> V. atraso superior a trinta dias no adimplemento da obrigação de reconstituição dos valores originalmente aportados de garantia de participação e de fiel cumprimento da USINA;
>
> VI. aquela estabelecida na subcláusula 15.1.1.
>
> VII. durante o período definido na subcláusula 6.2, não apresente geração durante 60 (sessenta) dias consecutivos.
>
> 12.2. Este CONTRATO será resolvido, a critério da PARTE adimplente, em caso de descumprimento de qualquer obrigação contratual pela outra PARTE.

10.7. Por sua vez, a Cláusula 11ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Quantidade de Energia Elétrica e a Cláusula 13ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Disponibilidade de Energia Elétrica tratam da indenização a ser paga pela parte que, por sua ação ou omissão, der causa à resolução do contrato. Esses dispositivos definem as penalidades de multa por resolução, as quais podem chegar a valores equivalentes à receita anual do empreendimento.

10.8. A resolução contratual e as penalidades previstas nessas cláusulas devem ser aplicadas, por exemplo, para os empreendimentos que não entraram em operação comercial ou entraram em operação com atraso superior a noventa dias, bem como para os casos de desligamento do vendedor da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

10.9. Como destacado anteriormente, dez empreendimentos não entraram em operação comercial nos prazos acordados e devem ter seus contratos resolvidos por inadimplência. As multas associadas a esses contratos passam dos **R$ 9,2 bilhões**, como detalhado no Quadro 9.

Quadro 9 – Empreendimentos que não entraram em operação comercial nos prazos definidos no CER, indicando o valor da penalidade de multa por resolução, em reais, o montante financeiro negociado, em reais, e a energia negociada, em MWh.

Empreendimento	Penalidade de Multa por Resolução (R$)	Montante Negociado (R$)	Energia Negociada (MWh)
RE TG 100 02 01	1.069.411.610,00	3.537.554.727,96	2.211.040,80
BARRA BONITA I	60.051.095,06	200.075.054,40	125.517,60
EDLUX X	829.031.644,40	2.730.667.185,79	1.712.188,80
EPP II	1.672.439.756,09	5.511.666.703,90	3.440.469,60
EPP IV	917.344.810,00	3.022.740.172,01	1.889.200,80
Rio de Janeiro I	1.671.503.312,09	5.508.226.234,30	3.440.469,60
Karkey 013	1.066.394.950,32	3.612.421.631,52	2.259.316,80
Karkey 019	1.040.707.828,62	3.459.558.574,08	2.162.764,80
PORSUD I	569.772.715,62	1.909.845.226,80	1.194.026,40
PORSUD II	376.616.212,75	1.262.401.308,00	788.508,00
TOTAL	**9.273.273.934,95**	**30.755.156.818,75**	**19.223.503,20**

10.10. Para esses casos, a rescisão unilateral decorre da inadimplência do vendedor e, portanto, cabe a ele pagar a penalidade de multa por resolução, conforme definido no contrato. Destaca-se que a rescisão desses contratos reduz os custos do PCS, devido ao não pagamento da energia associada aos contratos resolvidos; além disso, o recebimento das multas aumenta os recursos da Conta de Energia de Reserva – CONER, trazendo benefícios para os consumidores de energia elétrica.

10.11. Já **para os empreendimentos que entraram em operação comercial**, a decisão pela rescisão unilateral depende da escolha entre (i) manter a energia negociada disponível ao SIN, pagando ao gerador o valor acordado no contrato; ou (ii) pagar a penalidade de multa por resolução, sem ter como contrapartida a energia negociada. Nesse caso, a rescisão unilateral ocorreria por interesse público, ou seja, por parte do contratante e, dessa forma, o vendedor teria direito ao recebimento da penalidade de multa por resolução. As vantagens e desvantagens dessa rescisão unilateral estariam relacionadas ao montante de geração disponível para o SIN e aos valores a serem pagos pelos consumidores de energia elétrica.

10.12. A vantagem desse tipo de rescisão unilateral seria a redução dos valores devidos pelos consumidores de energia elétrica para cerca de 30% do total negociado em cada contrato, associado à penalidade de multa por resolução, como detalhado no Quadro 10.

Quadro 10 – Empreendimentos que entraram em operação comercial nos prazos definidos no CER, indicando o valor da penalidade de multa por resolução, em reais, o montante financeiro negociado, em reais, e a energia negociada, em MWh.

Empreendimento	Penalidade de Multa por Resolução (R$)	Montante Negociado (R$)	Energia Negociada (MWh)
FENIX	60.093.600,00	220.782.240,00	643.680,00
BURITIS	3.305.148,00	11.039.112,00	32.184,00
MACHADINHO	3.951.636,00	13.401.417,60	38.620,80
MP Paulinia	245.665.260,21	809.371.599,84	505.288,80
VIANA 1	545.110.433,87	1.795.545.360,00	1.126.440,00
POVOAÇÃO 1	1.110.740.033,57	3.660.558.274,80	2.285.064,00
LINHARES	538.847.772,25	1.775.024.841,60	1.113.566,40
TOTAL	**2.507.713.883,90**	**8.285.722.845,84**	**5.744.844,00**

10.13. A desvantagem seria o pagamento de valor ainda elevado, de cerca de **R$ 2,5 bilhões** em multas rescisórias, sem ter como contrapartida a entrega da energia contratada.

10.14. Importante destacar que os contratos preveem que o pagamento da penalidade de multa por resolução ocorre sem prejuízo de perdas e danos. Desse modo, a rescisão unilateral baseada no interesse público pode imputar riscos jurídicos à administração, tendo em vista a possibilidade de o vendedor reclamar perdas e danos decorrentes da resolução contratual.

Solução negociada entre as partes do contrato

10.15. A terceira alternativa apontada no Relatório de Auditoria TC 001.722/2022-0 foi a solução negociada. Essa alternativa tem sido apresentada por alguns geradores que venderam energia no PCS. As propostas dos vendedores são de (i) redução da inflexibilidade de geração, como aventado pelas usinas Viana 1, Povoação 2 e Linhares, na Carta Conjunta - Tevisa/Povoação/Linhares Geração (SEI nº 0679788), de 5 de outubro de 2022; e (ii) rescisão amigável do contrato, como pleiteado pela Fênix e relatado pela Aneel no Ofício nº 73/2022-SRM/ANEEL (SEI nº 0668756), de 25 de julho de 2022. Assim, apresenta-se a seguir a avaliação dessas duas possibilidades.

a) Redução da inflexibilidade de geração

10.16. A redução da inflexibilidade de geração reduz os custos fixos a serem pagos pelos consumidores em montante equivalente à componente da receita fixa vinculada ao custo do combustível, denominada no contrato de RFComb. Nessa alternativa, os geradores continuam recebendo a parte da receita fixa vinculada aos demais custos da usina - RFDemais e permanecem disponíveis para o sistema, com geração de energia elétrica apenas quando houver despacho pelo ONS. Nesse caso, a energia eventualmente gerada é valorada pelo Custo Variável Unitário - CVU.

10.17. As vantagens dessa alternativa são a redução dos custos fixos pagos pelos consumidores e a permanência das usinas em situação de disponibilidade para uma eventual necessidade de geração de energia. Todavia, os custos a serem pagos pelos consumidores até o final do período de contratação, mesmo com a redução da inflexibilidade a zero, ainda são expressivos, cerca de **R$ 4,5 bilhões**, considerando os 207 MW associados às usinas que entraram em operação comercial. Além disso, caso as usinas fossem chamadas a operar, o custo variável seria muito alto (superior a 5.000 R$/MWh, conforme estimativa média de 5.290 R$/MWh para o CVU das usinas Povoação 1, Linhares e Viana 1, calculada pela CCEE e apresentada na 269ª reunião do CMSE, de 8 de setembro de 2022), tendo em vista que o CVU é atualizado por índices que refletem a variação dos custos do combustível, hoje em cenário de forte alta em todo o mundo.

10.18. Além dos custos elevados de geração, essa alternativa tem como desvantagem o aumento do risco jurídico e regulatório associado ao certame, uma vez que ela afronta as diretrizes do PCS. Isso porque a Portaria Normativa nº 24/GM/MME, de 2021, veda a alteração da inflexibilidade da usina após a assinatura do CER, como se verifica no trecho transcrito a seguir.

> Art. 4º A autorização para implantar e explorar os empreendimentos novos de geração será emitida pela Aneel.
>
> § 2º Os empreendedores poderão alterar as características técnicas das Usinas, após a assinatura do CER, desde que as modificações:
>
> (...)
>
> **VIII - não alterem a inflexibilidade da Usina; e**

10.19. No mesmo sentido, o Edital do PCS, em seu item 14.10, reforçou essa vedação.

> 14.10 Poderá ser solicitada à ANEEL a alteração das características técnicas de empreendimento que se sagre vencedor, após a assinatura do CER, mantido o prazo contratual de entrega de energia, observado o disposto no § 2º do art. 4º da Portaria Normativa MME nº 24/2021, desde que:
>
> (...)
>
> **g) não altere a inflexibilidade;**

10.20. Ressalta-se que o Ministério de Minas e Energia defende que as regras e diretrizes estabelecidas para o Procedimento Competitivo Simplificado devem ser cumpridas. Esse foi o posicionamento do MME, por exemplo, em relação ao pleito da Âmbar de entrega da energia por usina diferente das que foram

contratadas, em afronta às diretrizes da Portaria Normativa nº 24/GM/MME, de 2021, ao edital e às normas setoriais, como consta na Nota Técnica nº 9/2022/SEE (SEI nº 0666582) e no Parecer nº 268/2022/CONJUR/MME/CGU/AGU (SEI nº 0667168).

10.21. Logo, permitir a redução da inflexibilidade das usinas vai em sentido oposto ao que o Ministério tem defendido e fragiliza a defesa do interesse público em questões judiciais que possam surgir em relação ao PCS. Ademais, há alternativa mais benéfica aos consumidores de energia elétrica e menos prejudicial à segurança jurídica e à credibilidade do certame.

b) Rescisão amigável dos contratos firmados em decorrência do PCS

10.22. Diante das atuais condições de suprimento, do valor elevado a ser pago pelos consumidores de energia elétrica e do cenário mundial de alta dos preços dos combustíveis, refletida nas atuais expectativas de CVU, pode ser vantajoso para ambas as partes a rescisão amigável dos contratos.

10.23. **Na rescisão amigável não se aplicam as penalidades de multa por resolução previstas nos contratos, uma vez que neste caso não haveria inadimplência por nenhuma das partes**. Ou seja, no caso da rescisão amigável, não haveria multas rescisórias a serem arcadas nem pelo consumidor nem pelo gerador. Além disso, por ser uma solução negocial, não caberia discussões relativas a prejuízos de perdas e danos. Assim, esse tipo de resolução tende a reduzir os riscos jurídicos para ambas as partes.

10.24. Como vantagens da rescisão amigável: (i) o consumidor deixaria de pagar os custos da geração contratada no PCS; (ii) o gerador não teria mais a obrigação de entregar a energia negociada; e (iii) os riscos de disputas judiciais seriam minimizados. A desvantagem, assim como na possibilidade de rescisão unilateral, seria a indisponibilidade para o sistema elétrico da energia e potência associadas a esses contratados, o que pode ser mitigado por outras medidas, como explicado na Seção 8.

10.25. Diferentemente da alternativa de redução da inflexibilidade de geração, a rescisão dos contratos não afronta os princípios do certame nem as regras contratuais. O mecanismo da rescisão, seja amigável seja unilateral, tem amparo jurídico tanto no Código Civil quanto na Lei nº 8.666, de 1993, que rege os contratos da administração pública.

Resumo das vantagens e desvantagens de cada possibilidade

10.26. O Quadro 11, a seguir, resume as vantagens, as desvantagens e os riscos das possibilidades abordadas.

Quadro 11 - Análise qualitativa de vantagens, desvantagens e riscos das alternativas.

ALTERNATIVA	VANTAGENS	DESVANTAGENS	RISCOS
Manutenção dos contratos	Previsibilidade das regras e credibilidade dos investidores nos processos licitatórios do setor elétrico. Preservação da segurança jurídica e da estabilidade das relações contratualmente estabelecidas. Disponibilidade para o sistema elétrico da energia e potência contratadas.	Valores elevados a serem arcados pelos consumidores de energia elétrica, mesmo em condições favoráveis de suprimento.	Deslocamento de despacho de geração mais barata no sistema elétrico.
Rescisão unilateral por inadimplência do vendedor	Redução dos custos do PCS devido ao não pagamento da energia associada aos contratos resolvidos. Recolhimento à CONER das penalidades de multa por resolução contratual.	Indisponibilidade para o sistema elétrico da energia e potência contratadas.	Disputas judiciais decorrentes da rescisão unilateral.
Rescisão unilateral por interesse público	Redução dos custos do PCS para cerca de 30% do total negociado por contrato resolvido.	Pagamento ao vendedor das penalidades de multa por resolução contratual. Indisponibilidade para o sistema elétrico da energia e potência contratadas.	Disputas judiciais decorrentes da rescisão unilateral, inclusive relacionadas a prejuízos de perdas e danos.
Rescisão amigável	Redução dos riscos jurídicos para as partes. Redução dos custos do PCS devido ao não pagamento da energia associada aos contratos resolvidos. Redução dos riscos para o gerador decorrentes da alta dos combustíveis.	Indisponibilidade para o sistema elétrico da energia e potência contratadas.	Ausência de interesse dos vendedores na solução negociada.
Redução da inflexibilidade de geração das usinas	Redução dos custos fixos a serem pagos pelo consumidores. Permanência das usinas em situação de disponibilidade para o sistema.	Desrespeita as diretrizes e o edital do PCS. Custo variável muito alto no caso de necessidade de geração.	Fragiliza a defesa do interesse público em questões judiciais que possam surgir em relação ao PCS.

10.27. Adicionalmente à análise qualitativa de vantagens, desvantagens e riscos, resumida no Quadro 11, o Quadro 12, a seguir, apresenta os custos que serão percebidos pelos consumidores no caso da adoção de cada alternativa. Os valores não consideram os montantes efetivos da geração já realizada nem as penalidades por não entrega de energia computadas na liquidação da CCEE, tendo em vista que qualquer decisão que seja tomada deve preservar os direitos e obrigações assumidos até então.

Quadro 12 - Custos que serão percebidos pelos consumidores no caso da adoção de cada alternativa.

Empreendimento	Valor Contratado (R$)	Situação	Manutenção dos contratos	Soluções Alternativas			Rescisão unilate por inadimplên do vendedor
				Redução da Inflexibilidade [3]	Rescisão unilateral por Interesse público	Rescisão amigável	
FENIX	220.782.240,00	Adimplente	220.782.240,00	220.782.240,00	60.093.600,00	0,00	Não se aplica
BURITIS	11.039.112,00	Adimplente	11.039.112,00	11.039.112,00	3.305.148,00	0,00	Não se aplica
MACHADINHO	13.401.417,60	Adimplente	13.401.417,60	13.401.417,60	3.951.636,00	0,00	Não se aplica
MP Paulinia	809.371.599,84	Adimplente	809.371.599,84	426.762.110,49	245.665.260,21	0,00	Não se aplica
VIANA 1	1.795.545.360,00	Adimplente	1.795.545.360,00	945.676.150,89	545.110.433,87	0,00	Não se aplica
POVOAÇÃO 1	3.660.558.274,80	Adimplente	3.660.558.274,80	1.933.205.366,40	1.110.740.033,57	0,00	Não se aplica
LINHARES	1.775.024.841,60	Adimplente	1.775.024.841,60	935.171.802,30	538.847.772,25	0,00	Não se aplica
BARRA BONITA I	200.075.054,40	Inadimplente [1]	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	-60.051.09
RE TG 100 02 01	3.537.554.727,96	Inadimplente	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	-1.069.411.61
EDLUX X	2.730.667.185,79	Inadimplente	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	-829.031.64
EPP II	5.511.666.703,90	Inadimplente	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	-1.672.439.75
EPP IV	3.022.740.172,01	Inadimplente	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	-917.344.81
Rio de Janeiro I	5.508.226.234,30	Inadimplente	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	-1.671.503.31
Karkey 013	3.612.421.631,52	Inadimplente [2]	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	-1.066.394.95
Karkey 019	3.459.558.574,08	Inadimplente [2]	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	-1.040.707.82
PORSUD I	1.909.845.226,80	Inadimplente [2]	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	-569.772.71
PORSUD II	1.262.401.308,00	Inadimplente [2]	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	-376.616.21
TOTAL	**39.040.879.664,59**		**8.285.722.845,84**	**4.486.038.199,68**	**2.507.713.883,90**	**0,00**	**-9.273.273.934**

[1] Adimplente na CCEE, mas entrou em operação após o prazo contratual.

[2] Decisão judicial vigente em favor do gerador.

[3] Redução da inflexibilidade para zero no período entre 1º de janeiro de 2023 e 31 de dezembro de 2025.

10.28. Como se vê no Quadro 12, o custo total do PCS de **R$ 39 bilhões**, respeitadas as regras do contrato, hoje seria de cerca de **R$ 8,2 bilhões**, considerando que apenas parte das usinas entrou em operação comercial nos prazos contratuais. Além disso, as usinas que não entraram em operação nos prazos acordados, a partir da rescisão unilateral dos contratos por inadimplência, deverão recolher penalidades de multa que passam de **R$ 9,2 bilhões**.

10.29. A redução de inflexibilidade para zero no período de 1º de janeiro de 2023 a 31 de dezembro de 2025, reduziria os custos do PCS de R$ 8,2 bilhões para cerca de **R$ 4,5 bilhões**, enquanto a rescisão unilateral por interesse público levaria esses valores para **R$ 2,5 bilhões**. Por sua vez, caso os geradores aceitem a rescisão amigável, não haveria custos para os consumidores a partir da resolução do contrato e seriam minimizados os riscos de disputas judiciais em torno do certame.

10.30. Do ponto de vista jurídico, a redução da inflexibilidade das usinas e a rescisão por interesse público trazem grandes riscos. A redução da inflexibilidade das usinas fragiliza a defesa da União nas disputas judiciais, na medida em que altera as regras do leilão e afronta as diretrizes do PCS. Por outro lado, a rescisão por interesse público pode resultar em disputas judiciais referentes a prejuízos de perdas e danos. Os resultados da concretização desses riscos são imprevisíveis e podem representar prejuízos para os consumidores ou para a União em valores maiores do que aqueles decorrentes da manutenção dos contratos.

10.31. Assim, sopesando todos os aspectos, entende-se que, para os contratos nos quais não tenha sido caracterizada nenhuma das hipóteses de resolução por inadimplemento do vendedor, a solução que reduz de forma expressiva os custos para o consumidor, mantendo a segurança jurídico-regulatória do setor e com baixo risco para as condições de atendimento no horizonte até 2026, seria a rescisão amigável e, portanto, sem penalidades de multa rescisória para nenhuma das partes. Isso motiva a proposição de Portaria que define as diretrizes e condições para a resolução amigável dos Contratos de Energia de Reserva – CER firmados em decorrência do Procedimento Competitivo Simplificado de 2021.

10.32. Para os casos enquadrados nas hipóteses de resolução por inadimplemento do vendedor, cabe a rescisão unilateral dos contratos, com a consequente cobrança da penalidade de multa por resolução, conforme a previsão contratual.

10.33. Por fim, para aqueles empreendedores adimplentes e que não aceitarem a rescisão amigável, defende-se que os contratos sejam respeitados em sua íntegra, preservando a segurança jurídica e a estabilidade nas relações contratuais estabelecidas, fundamentais para a credibilidade do setor elétrico e para o ambiente de negócios do país.

11. PROPOSTA DE PORTARIA COM AS DIRETRIZES E CONDIÇÕES PARA A RESCISÃO AMIGÁVEL DOS CONTRATOS

11.1. Tendo em vista as análises apresentadas, propõe-se a submissão a Consulta Pública de Portaria que define as diretrizes e condições para a resolução amigável dos Contratos de Energia de Reserva – CER firmados em decorrência do Procedimento Competitivo Simplificado de 2021, conforme proposta transcrita a seguir:

> O **MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA**, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 3º-A, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, no art. 4º, parágrafo único, do Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, na Portaria Normativa nº 24/GM/MME, de 17 de setembro de 2021, e o que consta do Processo nº 48340.002907/2021-11, resolve:
>
> Art. 1º Estabelecer, nos termos desta Portaria, as diretrizes e condições para a resolução amigável dos Contratos de Energia de Reserva – CER firmados em decorrência do Procedimento Competitivo Simplificado - PCS, de 2021, realizado em 25 de outubro de 2021.
>
> Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, na qualidade de gestora dos CER firmados em decorrência do Procedimento Competitivo Simplificado de 2021 – PCS 01/2021-ANEEL, poderá resolver os referidos contratos de forma amigável, desde que:
>
> I - no prazo de 30 (trinta) dias contados da publicação desta Portaria, o vendedor apresente à ANEEL o Termo de Aceitação de Resolução Amigável, conforme modelo em anexo;
>
> II - não tenha sido caracterizada nenhuma das hipóteses de resolução descritas na Cláusula 10ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Quantidade de Energia Elétrica e na Cláusula 12ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Disponibilidade de Energia Elétrica; e
>
> III – sejam realizados todos os pagamentos e recebimentos devidos pelas partes, conforme as disposições estabelecidas no respectivo CER e na liquidação financeira relativa à contratação de energia de reserva, inclusive no que se refere às penalidades por não entrega de energia apuradas até a data do distrato.
>
> § 1º A resolução amigável terá caráter irrevogável e irretratável e desobrigará as partes do pagamento da penalidade de multa por resolução contratual prevista na Cláusula 11ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Quantidade de Energia Elétrica e na Cláusula 13ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Disponibilidade de Energia Elétrica.
>
> § 2º A resolução do contrato não libera as partes dos direitos e obrigações assumidos até a data do distrato.
>
> Art. 3º A resolução amigável de que trata o art. 2º não se aplica aos casos em que tenha sido caracterizada quaisquer das hipóteses de resolução descritas na Cláusula 10ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Quantidade de Energia Elétrica e na Cláusula 12ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Disponibilidade de Energia Elétrica, para os quais se aplica a resolução por descumprimento de obrigação contratual, com o consequente pagamento pelo vendedor da penalidade de multa por resolução prevista na Cláusula 11ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Quantidade de Energia Elétrica e na Cláusula 13ª dos Contratos de Energia de Reserva na modalidade Disponibilidade de Energia Elétrica.
>
> Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação

11.2. As rescisões amigáveis poderão ser realizadas pela ANEEL, na qualidade de gestora dos contratos, desde que (i) não haja pendências contratuais e de liquidação financeira; (ii) não tenha ocorrido nenhuma das hipóteses de resolução previstas na Cláusula 12ª do CER; e (iii) a vendedora apresente à Agência, em até trinta dias, o seguinte Termo de Aceitação de Resolução Amigável:

> **TERMO DE ACEITAÇÃO DE RESOLUÇÃO AMIGÁVEL**
>
> A (pessoa jurídica), inscrita no CNPJ sob o nº (00.000.000/0000-00), com sede em (endereço completo), representada na forma de seu estatuto social, doravante designada simplesmente VENDEDORA, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolve firmar o presente TERMO DE ACEITAÇÃO DE RESOLUÇÃO AMIGÁVEL DO CONTRATO DE ENERGIA DE RESERVA – CER Nº XXX/21 PRODUTO 2021-XXX, nas seguintes condições:
>
> 1. A VENDEDORA reconhece que a resolução amigável tem caráter irrevogável e irretratável e desobrigará as partes do pagamento da penalidade de multa por resolução contratual prevista na Cláusula XXª do CER, sendo condicionada a:
>
> I – apresentação à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL deste TERMO DE ACEITAÇÃO, no prazo de 30 (trinta) dias contados da publicação da Portaria Normativa nº XX/GM/MME, de XX de novembro de 2022;
>
> II - não ter havido a caracterização de nenhuma das hipóteses de resolução descritas na Cláusula XXª do CER; e
>
> II – realização de todos os pagamentos e recebimentos devidos pelas partes signatárias do contrato, conforme as disposições estabelecidas no CER e na liquidação financeira relativa à contratação de energia de reserva, inclusive no que se refere às penalidades por não entrega de energia apuradas até a data do distrato.
>
> 2. A VENDEDORA está ciente de que a resolução do contrato não libera as partes dos direitos e obrigações assumidos até a data do distrato.
>
> 3. A VENDEDORA, em caráter irrevogável e irretratável, renuncia ao direito de questionar, no âmbito da justiça comum ou arbitral, as condições, os procedimentos, os direitos e as obrigações estabelecidos no Contrato de Energia de Reserva – CER objeto do distrato amigável, inclusive no que se refere a prejuízos de perdas e danos.

12. CONCLUSÃO

12.1. O 1º Procedimento Competitivo Simplificado (PCS), de 2021, foi concebido em uma situação de escassez hídrica que indicava impossibilidade de assegurar o atendimento energético e de potência para 2022. Entretanto, as condições hidroenergéticas observadas no ano de 2022 foram significativamente distintas do cenário considerado nos estudos prospectivos que embasaram o certame. Diante disso, o Tribunal de Contas da União tem apontado para a necessidade de uma avaliação pelo Ministério de Minas e Energia das possibilidades de manutenção dos contratos, rescisão unilateral ou solução negociada, de modo a reduzir os impactos do PCS nas tarifas dos consumidores de energia elétrica.

12.2. Considerando as condições de atuais do atendimento eletroenergético e as perspectivas para o horizonte de contratação do certame, entende-se que, **para os empreendimentos que entraram em operação comercial nos prazos contratados**, a rescisão amigável do contrato, nas condições estabelecidas na Portaria ora proposta, representa a solução que: (i) reduz de forma expressiva os custos para o consumidor; (ii) mantém a segurança jurídico-regulatória do setor; e (iii) apresenta baixo risco para as condições de atendimento no horizonte até 2026. A rescisão depende de expressa concordância dos vendedores com o Termo de Aceitação de Rescisão Amigável, o qual que deve ser apresentado à ANEEL em até trinta dias da publicação da Portaria.

12.3. Ressalta-se que, para os empreendimentos que não entraram em operação comercial nos prazos acordados e para aqueles que não aceitarem a rescisão amigável, cabe o estrito cumprimento dos contratos firmados e das regras do certame. Ou seja, para os casos enquadrados nas hipóteses de resolução por inadimplemento do vendedor, deve ser realizada a rescisão unilateral dos contratos, com a consequente cobrança da penalidade de multa por resolução, conforme a previsão contratual. Por outro lado, para aqueles empreendedores adimplentes e que não aceitarem a rescisão amigável, os contratos devem ser respeitados na sua íntegra, preservando a segurança jurídica e a estabilidade nas relações contratuais estabelecidas.

12.4. Não obstante a solução apresentada, sugere-se que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE mantenha a avaliação criteriosa do atendimento sob as mesmas premissas aqui indicadas, de forma a identificar eventuais medidas adicionais a serem tomadas, tal qual sugerido na Seção 9 desta nota técnica, e o momento oportuno para sua decisão.

12.5. Ante ao exposto, recomenda-se a abertura de Consulta Pública, por 30 (trinta) dias, objetivando coletar contribuições da sociedade em relação à minuta de Portaria que estabelece as diretrizes e as condições para a rescisão amigável dos contratos firmados em decorrência do PCS.

12.6. Para a realização da Consulta Pública, recomenda-se que seja disponibilizada esta Nota Técnica.

12.7. Por fim, sugere-se encaminhar o presente processo à Consultoria Jurídica - CONJUR, deste Ministério, para análise e emissão de parecer jurídico, nos termos do Anexo I, art. 10, incisos I, II, III, V e VI, alínea b, do Decreto nº 9.675, de 2 de janeiro de 2019.

Documento assinado eletronicamente por **João Daniel de Andrade Cascalho**, **Secretário-Adjunto de Energia Elétrica**, em 27/10/2022, às 11:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Marques Alves Pereira**, **Secretário de Energia Elétrica**, em 27/10/2022, às 11:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Joao Aloisio Vieira**, **Coordenador(a)-Geral de Monitoramento da Expansão da Geração**, em 27/10/2022, às 11:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **José Guilherme de Lara Resende**, **Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**, em 27/10/2022, às 11:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles**, **Secretário-Adjunto de Planejamento e Desenvolvimento Energético**, em 27/10/2022, às 11:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Thiago Guilherme Ferreira Prado**, **Diretor(a) do Departamento de Planejamento Energético**, em 27/10/2022, às 12:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Lorena Melo Silva**, **Assessor(a)**, em 27/10/2022, às 12:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Hailton Madureira de Almeida**, **Secretário-Executivo**, em 27/10/2022, às 12:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Isabela Sales Vieira**, **Diretor(a) de Programa**, em 27/10/2022, às 12:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0683458** e o código CRC **2EAD18D8**.