FORMULÁRIO DE CONTRIBUIÇÕES

CONSULTA PÚBLICA Nº 101/2020, de 14/12/2020 a 13/01/2021

Este formulário deverá ser anexado como documento de contribuição na plataforma de Consultas Públicas do site do Ministério de Minas e Energia (http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/coconsultas-publicas), dentro do período estabelecido.

Documentos recebidos fora do prazo não serão considerados no processo de consulta. A análise destas contribuições será publicada após o término da consulta.

Contribuições para aprimoramento da minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030)

Nome: USINA TERMELETRICA NORTE FLUMINENSE S.A.

Instituição: EDF Norte Fluminense

( ) setor público
(x) setor privado
( ) organização não governamental
( ) instituição de pesquisa/ensino
( ) organizações sociais
( ) outros

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
3	3.2	"(...) Já com relação ao gás natural, este tem-se apresentado como principal combustível fóssil para expansão de geração nos últimos PDE. Além do GNL importado, combustível mais comumente utilizado em novas usinas sem geração compulsória (ou flexível), o desenvolvimento das reservas do pré-sal e as novas descobertas de bacias no pós-sal, como em Sergipe, vêm ampliando significativamente a oferta de gás natural nacional. Esses recursos com ofertas abundantes poderão contribuir significativamente para a segurança operativa da matriz elétrica brasileira no horizonte decenal, a depender do preço final do gás natural entregue na usina		Da mesma forma que no PDE 2029, para o PDE 2030 esta EPE indicou o combustível gás natural como principal fonte de suprimento para expansão da geração termelétrica, bem como ressaltou que o desenvolvimento das reservas do pré e pós-sal poderiam ampliar significativamente a oferta de gás nacional, de baixo custo, e, consequentemente, contribuir na matriz elétrica brasileira já no horizonte decenal. No PDE 2029, esta Empresa considerou que "(i) Usinas a ciclo aberto e combinado, com custo variável referenciado ao GNL e com três possibilidades de operação: flexível e com fatores

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		termelétrica. Espera-se ainda que aprimoramentos normativos decorrentes do Novo Mercado de Gás Natural favoreçam novos modelos de negócio para suprimento flexível de combustível às termelétricas. A figura do comercializador de gás natural em ambiente competitivo poderá promover o melhor aproveitamento da infraestrutura existente e a celebração de contratos para atendimento a padrões de consumo personalizados, mais aderentes aos requisitos futuros do setor elétrico, especialmente ao de capacidade. O PDE busca, cada vez mais, contribuir para as importantes discussões que envolvem a integração dos setores de gás e eletricidade, por esse motivo, na trajetória de referência foram consideradas as seguintes opções como candidatas a expansão: • Usinas com custo variável referenciado ao GNL, em ciclo simples ou combinado, e com três possibilidades de operação: (i) totalmente flexível (sem geração compulsória); (ii) com fator de inflexibilidade de 50%. • Usinas retrofit, de aproveitamento de parte da infraestrutura de empreendimentos em fim de vida útil contratual, com CAPEX da ordem de 40% de uma usina nova, com custo variável referenciado ao GNL e com operação totalmente flexível. • Usinas de pequeno porte, com tecnologias do tipo motores de combustão interna ou turbinas aeroderivadas, com contratos de gás natural com comercializadoras ou distribuidoras de gás canalizado, com operação totalmente flexível. • Usinas a ciclo combinado com aproveitamento de gás nacional, com menor preço de combustível e inflexibilidade de 50%.	(...) • Usinas com custo variável referenciado ao GNL, em ciclo simples ou combinado, e com três possibilidades de operação: (i) totalmente flexível (sem geração compulsória); (ii) com fator de inflexibilidade de 50%; **(iii) com fator de inflexibilidade superior a 50%.** • Usinas retrofit, de aproveitamento de parte da infraestrutura de empreendimentos em fim de vida útil contratual, com CAPEX da ordem de 40% de uma usina nova, com custo variável referenciado ao GNL e com operação totalmente flexível **e/ou com fator de inflexibilidade**. • Usinas de pequeno porte, com tecnologias do tipo motores de combustão interna ou turbinas aeroderivadas, com contratos de gás natural com comercializadoras ou distribuidoras de gás canalizado, com operação totalmente flexível **e/ou com fator de inflexibilidade**. • Usinas a ciclo combinado com aproveitamento de gás nacional, com menor preço de combustível e inflexibilidade de 50% **ou superior**. (...)	de **inflexibilidade de 50% e 100%** e (ii) Usinas a ciclo combinado com aproveitamento de gás nacional, com menor preço de combustível e inflexibilidade de 50%", poderiam compor a oferta termelétrica e realizou as projeções considerando essas premissas. Nota-se, contudo, que no presente Plano Decenal (2030), esta EPE não considerou como viável usinas a ciclo aberto e combinado com fatores de inflexibilidade superiores à 50% para a expansão da oferta de geração nacional. A fim de justificar a maior flexibilidade das usinas geradoras à gás natural, esta EPE sustenta que "aprimoramentos normativos decorrentes do Novo Mercado de Gás Natural favoreçam novos modelos de negócio para suprimento flexível de combustível às termelétricas. A figura do comercializador de gás natural em ambiente competitivo poderá promover o melhor aproveitamento da infraestrutura existente e a celebração de contratos para atendimento a padrões de consumo personalizados, mais aderentes aos requisitos futuros do setor elétrico, especialmente ao de capacidade". Também aponta, no item "Caso 3: Inflexibilidade Termelétrica e Integração Gás-Eletricidade" que o custo da geração compulsória (ou inflexível) associado ao custo de combustível, implicaria em um custo maior para a expansão, do que àquele relacionado a manutenção da expansão de referência (com termelétricas com maior flexibilidade). Não obstante o Grupo EDF concordar que iniciativas como o Gás Para Crescer e Novo Mercado de Gás Natural estão contribuindo com a abertura do mercado de gás Brasileiro, é necessário ressaltar que **o processo de abertura do mercado levará um tempo longo (>10 anos na Europa, por exemplo) e não é possível, hoje, conferir a segurança necessária para os**

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		Cabe destacar que a principal diferença entre as termelétricas candidatas a GNL e aquelas com contratos com comercializadores está na estrutura de custos fixos e variáveis associados ao suprimento de combustível. No primeiro caso, existe parcela dos custos que são fixos e assumidos pelo gerador, como por exemplo a disponibilidade do serviço de regaseificação. No segundo caso, praticamente todos os custos com a infraestrutura de gás natural e com a molécula são assumidos pela comercializadora ou distribuidora de gás, que os repassa ao cliente termelétrico na forma de custo variável de suprimento do gás natural. Os quatro modelos de negócio de termelétricas a gás natural disponíveis para a expansão permitem a viabilização de diferentes configurações de matriz elétrica. As termelétricas que adotam gás natural nacional e as termelétricas a GNL com fator de inflexibilidade tendem a ser mais competitivas no atendimento aos requisitos combinados de energia e potência do sistema elétrico. Desta forma, elas competem diretamente com outras soluções para a expansão do suprimento de energia, como as usinas eólicas, fotovoltaicas e hidrelétricas, além de competir com as usinas flexíveis no suprimento de capacidade. Já as usinas sem geração compulsória (flexíveis) tendem a competir no atendimento ao requisito de capacidade, sendo o requisito de energia atendido por outras soluções, com destaque as renováveis. Deste modo, o nível de penetração de cada um destes modelos de negócio de termelétricas a gás natural é explicado, em boa parte, pela competitividade da relação entre inflexibilidade, sazonalidade de produção, custos fixos e custos variáveis com combustível, intrínseca a cada modelo de negócio. Toda a oferta termelétrica candidata foi representada considerando projeções de variação de preço de combustível. Os custos fixos e		**investidores privados, tanto do lado da oferta, quanto do lado da demanda, que este mercado terá, no horizonte deste PDE e para os próximos leiloes, a liquidez necessária para responder a esta visão.** **Dar continuidade com o planejamento introduzido pela EPE no âmbito do PDE 2030 implicará na significativa redução de competitividade nos certames, uma vez que apenas poderão participar dos Leilões aqueles empreendimentos que podem fornecer tal flexibilidade (usualmente baseados no modelo *reservoir-to-wire*) ou àqueles que sustentam um modelo de abastecimento isolado baseado no GNL com flexibilidade.** Ademais, defendemos que **a viabilização dos investimentos iniciais para o desenvolvimento, produção e comercialização dos recursos localizados no pré e pós-sal dependerá da possibilidade de geração por usinas termelétricas com uma inflexibilidade superior a 50%.** Isso criará, ao nosso ver, um ciclo virtuoso, permitindo alcançar os objetivos de ambos os mercados (gás e energia), que poderá ser revisado à medida que o mercado de gás ganhar em liquidez e competitividade. Nesse contexto, cumpre destacar que a própria limitação física da capacidade de escoamento dos gasodutos de transporte e/ou distribuição pressupõe o estabelecimento de condições mínimas de consumo (Take or Pay) a fim de garantir ao transportador / comercializador / distribuidor uma maior previsibilidade da alocação da capacidade dos gasodutos. Isto, por sua vez, pressupõe que a comercialização da energia gerada ocorrerá com também com um percentual significativo de inflexibilidade. Independentemente do modelo contratual pactuado pelas partes para comercialização de gás natural, é razoável esperar que o setor elétrico – na

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		variáveis foram estimados para cada tecnologia e modalidade operativa. (...)”		figura de principal catalizador para o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil – reflita em seus leilões de compra de energia a inflexibilidade contratual pactuada. Tal premissa corrobora com o objetivo do Ministério de Minas e Energia de criar uma maior integração entre o mercado de gás e o mercado de energia. Nesse sentido, inclusive, o Ministério de Minas e Energia, quando da publicação das Portarias MME n. 435 e 436/2020 estabeleceu que nos Leilões a serem realizados de 2021 a 2023 “os empreendimentos termoelétricos poderão competir **sem restrição de limite de inflexibilidade operativa**”, permitindo aos participantes do certame adequarem sua realidade operativa aos contratos de compra de gás pactuados. Cumpre mencionar também que o Planejamento do Desenvolvimento Energético não deve considerar apenas o custo da matriz energética (termelétricas flexíveis vs. termelétricas inflexíveis), mas também os benefícios e recursos advindos da criação de uma malha de transporte e distribuição nacional de gás natural, o que não pode ser identificado no estudo realizado no Plano Decenal. Ao defender a implantação de termelétricas apenas na modalidade flexível (ou com inflexibilidade abaixo de 50%), esta EPE acaba por incentivar o desenvolvimento de uma malha de gás restrita aos terminais de regás e/ou FSRUs instalados no litoral Brasileiro, sem que haja a internalização dessas infraestruturas. Ou, ainda, incentiva a modalidade de exploração de gás *reservoir-to-wire* que satisfaz apenas a demanda de um grupo restrito de geradores de energia do segmento, sem que haja a expansão da malha para novos acessantes e/ou para a indústria nacional. Ademais, termelétricas movidas à GNL tem significativas dificuldade de sincronizar a

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				importação desse gás com o despacho horário. Assim, a fim de viabilizar a expansão da matriz com termelétricas flexíveis, é necessário primeiro desenvolver uma infraestrutura robusta de gás, para que então seja possível considerar térmicas flexíveis movidas à GNL / gás do pré-sal no horizonte decenal do planejamento energético. **Dessa forma, ainda que possa-se defender o estabelecimento de uma matriz composta por termelétricas flexíveis, é necessário refletir quais os impactos desse tipo de planejamento para os investimentos em infraestrutura, para a logística do gás natural e para o desenvolvimento de longo prazo da indústria nacional de gás natural.** Por fim, destacamos que as restrições de flexibilidade não serão adotadas apenas por novos projetos termelétricos. A UTE Norte Fluminense, prevê em seu plano de negócio a continuidade da operação do empreendimento por meio do aproveitamento do gás advindo de reservas do pré-sal, considerando um grau de inflexibilidade. Sendo assim, a EDF, visando o desenvolvimento do mercado de gás natural do brasil, bem como a viabilidade dos projetos termelétricos em desenvolvimento pela indústria nacional, defende perante essa EPE que seja considerado no planejamento decenal a adoção de termelétricas (novas, existentes e/ou existentes com necessidade de *retrofit*) com um grau de inflexibilidade superior a 50%.
3	3.3	(...) As termelétricas a Gás Natural integrantes do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e/ou com contratos no ambiente regulado (CCEAR) são removidas do sistema na maior data entre o término do seu respectivo contrato e o fim do PPT, que possui prazo estabelecido de 20 anos a partir da entrada de operação comercial da UTE, conforme disposto no Decreto n° 3.371/2000. **No**	(...) As termelétricas a Gás Natural integrantes do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e/ou com contratos no ambiente regulado (CCEAR) são removidas do sistema na maior data entre o término do seu respectivo contrato e o fim do PPT, que possui prazo estabelecido de 20 anos a partir da entrada de operação comercial da UTE, conforme disposto no Decreto n° 3.371/2000. No mês seguinte após serem	O Grupo EDF, conforme conhecimento desta EPE, é detentor do projeto termelétrico UTE Norte Fluminense. Destacamos que, dentre os planos de negócio da Companhia para viabilizar a manutenção da operação do empreendimento pelo próximo horizonte decenal, está a participação em Leilões

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		mês seguinte após serem retiradas, essas usinas tornam-se candidatas à expansão com custo de investimento definido por CAPEX de 40% de uma UTE a Ciclo Combinado nova, representando a possibilidade de realização de retrofit. Para essa oferta de expansão, o CVU foi revisado considerando: (i) o preço de referência do GNL utilizado para as termelétricas indicativas totalmente flexíveis, e (ii) o consumo específico de cada uma delas de acordo com o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do mês de janeiro de 2020; (...)	retiradas, essas usinas tornam-se candidatas à expansão com custo de investimento definido por CAPEX de 40% de uma UTE a Ciclo Combinado nova, representando a possibilidade de realização de retrofit e/ou *major overhauls*. Para essa oferta de expansão, o CVU foi revisado considerando: (i) o preço de referência do GNL utilizado para as termelétricas indicativas totalmente flexíveis, (ii) o preço de referência do GNL utilizado para termelétricas indicativas parcialmente inflexíveis e (iii) o consumo específico de cada uma delas de acordo com o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do mês de janeiro de 2020; (...)	de Energia, bem como a celebração de novos contratos de gás, seja por meio dos fornecedores já contratados, seja por meio de contratos advindos das reservas de gás do pré-sal. De todo modo, independente da modalidade de contratação adotada, ressaltamos que a expectativa é que seja pactuado um volume mínimo de inflexibilidade contratual (Take or Pay), conforme comumente adotado na indústria nacional. Dessa forma, requeremos que esta EPE considere nos estudos do planejamento que usinas em operação comercial, cujos contratos estejam próximos do fim, irão participar dos novos certames para compra de energia com um percentual de inflexibilidade. No mais, destacamos que as usinas existentes dependerão da realização de um *major overhaul* – e/ou de *retrofits* **serão tecnologias importantes para agregar, ao parque nacional gerador, capacidade de potência no sistema, bem como serviços de controle de tensão – em uma benéfica e clara complementariedade a expansão da fonte renovável identificada na matriz elétrica nacional.**
3.5	COMO VIABILIZAR A EXPANSÃO INDICATIVA COM O MARCO REGULATÓRIO ATUAL	(...) Dessa forma, fica claro que usinas e tecnologias que agregam o atributo de potência para o sistema enfrentam maior dificuldade na viabilização. Nesse sentido, recentemente, a Medida Provisória n° 998/202038 propõe algumas modificações na legislação do mecanismo de reserva que viabilizem a contratação de um produto específico de reserva de capacidade. De qualquer forma, desconsiderando possíveis perturbações que a utilização desse mecanismo possa ensejar no balanço de garantia física de energia do sistema, para fins dessa análise, considera-se o mecanismo para a contratação competitiva de fontes indicadas pela expansão de referência para o atendimento das necessidades de potência do sistema, visto que o mesmo	n/a	Atualmente, a viabilização da comercialização de empreendimentos existentes se dá em dois ambientes: no Ambiente de Contratação Livre (ACL), por meio de contratos Bilaterais e no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), por meio da comercialização de energia em Leilões de Energia Existente (LEE). Ocorre que, tanto o ACL, quanto o ACR (no modelo de LEE) apresentam significativos riscos para as geradoras de grande porte que dependem de robustos contratos de suprimento de combustíveis. No âmbito do ACL, questões atreladas à segurança do mercado livre – como inadimplências no âmbito do Mercado de Curto Prazo e falta de

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		promoveria a distribuição dos custos de contratação entre todos os agentes de consumo do sistema. Adicionalmente, tecnologias que não acrescentam Garantia Física de Energia, como modernização de hidrelétricas e mecanismos de resposta da demanda, podem ser contempladas nesse novo mecanismo. (...)		uma Clearing House – comprometem a comercialização integral da capacidade das usinas nessa modalidade. No ACR, por sua vez, a possibilidade de redução da capacidade contratada nos LEEs pelas Distribuidoras, estabelecida pelo Decreto n. 5.163/2004, cria uma situação de insegurança para a geradora, não compatível com as condições operativas e com o próprio contrato de gás pactuado para a continuidade da operação do empreendimento. Inclusive, ainda discorrendo sobre os LEEs, observa-se que a maior parte dos vendedores desses certames são, na realidade, agentes comercializadores, que dispõe de uma flexibilidade maior que os grandes geradores termelétricos. E que, em sua maioria, comercializam energia de submercados diversos daqueles nos quais a carga da distribuidora encontra-se alocada, criando distorções no portfólio das Distribuidoras. No mais, nos Leilões de Energia Existente, as Distribuidoras usualmente declaram uma demanda reduzida, a fim de apenas ajustar os volumes de seus portfólios, sendo insuficiente para viabilizar a operação de uma termelétrica de médio/grande porte. Nesse contexto, o Grupo EDF entende que o Leilão de Capacidade pode corroborar para a recontratação de térmicas existentes, em um ambiente seguro e viável economicamente tanto para o Gerador, quanto para as Distribuidoras. Ao mesmo tempo que a contratação de térmicas existentes irá corroborar para a disponibilidade da reserva de capacidade necessária para a operação segura do SIN. Assim, não obstante o Grupo EDF referendar o entendimento desta EPE que a modernização de hidrelétricas, o modelo de oferta de demanda e a adoção de usinas híbridas (com placas solares

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				flutuantes e/ou eólicas flutuantes) podem corroborar com o mercado de capacidades, gostaríamos de destacar que **a recontratação de térmicas em operação comercial, cujos contratos estejam próximos do fim, por meio de um mercado de capacidade atende a uma função dupla: permite a manutenção da operação desses empreendimentos, bem como garante um ambiente operativo seguro e estável com reserva de capacidade capaz de atender a eventuais flutuações de carga causadas pela variabilidade das fontes renováveis**.
3	CASO 3: INFLEXIBILIDADE TERMELÉTRICA E INTEGRAÇÃO GÁS-ELETRICIDADE	"(...)Estes resultados permitem mostrar que, caso a projeção de demanda do Cenário de Referência venha a ocorrer, o mínimo custo total que teria sido gasto seria R$ 64,6 bilhões, referente a expansão de Referência deste plano. Se a opção adotada tivesse sido a inclusão de 2.000 MW de inflexibilidade ao ano, ocorreria um gasto adicional de R$ 6,6 bilhões para atender a demanda de eletricidade. Caso o Cenário de Demanda Superior venha a ocorrer, o valor adicional seria de R$ 5,8 bilhões. (...)"		Conforme comentários incluídos no Tópico 3.1, o Grupo EDF entende que a integração entre o Setor de Energia e o Setor de Gás Natural é fundamental para o desenvolvimento de uma infraestrutura nacional e internalizada de escoamento de gás natural. Nesse contexto, o Grupo EDF reitera que cabe a esta EPE considerar elementos adicionais, que vão além do atributo preço da energia (lance em leilão) para projetar a matriz no horizonte nacional, considerando também os efeitos da fonte para a infraestrutura nacional e dos benefícios/atributos técnicos de cada fonte para a segurança operativa. Assim, cumpre-nos destacar que nos estudos deve-se considerar outros elementos essenciais e inerentes a introdução de mais inflexibilidade térmica no SIN como, por exemplo: (i) maior segurança e a maior rapidez de recuperação do sistema após distúrbios, uma vez que térmicas a gás natural possuem a possibilidade de partida rápida e geração de energia perto dos centros de carga; (ii) recomposição de reservatório equivalente via montante pré-determinado de termelétricas inflexíveis, com possível menor impacto na tarifa dos consumidores e maior previsibilidade operativa; (iii) melhor gerenciamento do nível de água dos reservatórios

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				e dando resiliência a expansão das outras renováveis intermitentes; (iv) redução da volatilidade do PLD, diminuindo consideravelmente impactos financeiros ao mercado ocasionados por repentinas elevações e/ou redução do preço da energia em um curtíssimo intervalo de tempo; (v) evitar o despacho por Garantia Energética das termelétricas de custos mais elevados, o que reduziria impactos financeiros para os consumidores; e (vi) expansão e amadurecimento da malha de gasodutos e da oferta de gás natural nacional. Observa-se que nos estudos realizados pela EPE sobre os impactos da inclusão de termelétricas inflexíveis no SIN, nenhum desses benefícios foram considerados, de maneira que suas conclusões não refletem de maneira fidedigna a realidade, no horizonte decenal, dos custos para os consumidores e dos efeitos da inclusão de mais termelétricas inflexíveis no SIN.
7	7.3.2 DEMANDA TERMELÉTRICA	(...) A demanda de gás natural para usinas termelétricas leva em conta a operação das instalações existentes, **a saída de UTEs pelo término dos contratos no horizonte do estudo**, e a contratação de novas UTEs conforme indicado no Capítulo 3. Para fins de balanço, são considerados os volumes máximos que podem ser consumidos pelas UTEs caso estas sejam despachadas; também são apresentados seus consumos na situação de despacho médio para fins de comparação. (...) **A demanda máxima apresenta uma redução de cerca de 18% entre 2023 e 2025 devido ao término de contrato de UTEs existentes e à não necessidade de sua recontratação em um primeiro momento, apresentando retomada de 2025 a 2030 associada a recontratações ou à contratação de novas UTEs mais eficientes.**		A premissa adotada pela EPE com relação a redução de cerca de 18% entre 2023 e 2025 da demanda de Termelétrica, em razão da saída de UTEs pelo término dos contratos no horizonte de estudo, é inconsistente com o que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o Ministério de Minas e Energia (MME) e os Agentes do Setor têm observado nos modelos computacionais de previsão de preço de energia/despacho (NEWAVE, DECOMP e DESSEN) e no dia a dia da operação. Conforme já mencionado neste documento e amplamente divulgado pelo Operador e pelo Planejador, a situação recente dos reservatórios, a necessidade de potência do Sistema Interligado Nacional e, não menos importante, o constante despacho de térmicas principalmente nos horários de ponta diante da intermitência das fontes renováveis, corroboram com a percepção de que a

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		(...)		fonte termelétrica é extremamente necessária para a garantia de segurança operativa do sistema. Inclusive, a publicação das Portarias 435 e 436 de 2020, que estabeleceram o cronograma dos Leilões de Energia Existente A-4 e A-5 de 2021, tendo em vista elevado montante de UTEs a gás natural (4,5GW) que ficarão sem contratos neste período, sinalizam a preocupação e interesse do Planejador na recontratação **imediata** dessas usinas. Desse modo, o Grupo EDF entende que a premissa de que não há a necessidade de recontratação no período de 2023 a 2025 das térmicas cujos contratos estão no fim é inconsistente com a Operação do Sistema, cabendo a esta EPE realizar estudos mais aprofundados de confiabilidade que demonstrarão a necessidade de recontratação imediata dessas termelétricas.