

Transição Energética em Sistemas Isolados (TE Sisol)

Relatório Técnico-Jurídico – Produto 4

Como empresa federal de utilidade pública, a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH apoia o Governo Federal da Alemanha em seus objetivos na área de cooperação internacional.

Publicado por: Projeto Sistemas de Energia do Futuro

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH Sede social Bonn e Eschborn, Alemanha SCN Quadra 1 Bloco C Sala 1501, 15 andar, Ed. Brasília Trade Center. CEP 70711-902, Brasília-DF, Brasil Telefone: (61) 2101-2170 www.giz.de/brasil	Ministério de Minas e Energia Esplanada dos Ministérios, Bloco U Brasília/DF CEP: 70065-900 Telefone: (61) 2032-5555 www.gov.br/mme
--	--

Coordenação: Gustavo Pires da Ponte (EPE)
Roberto Castro (GIZ)
Leticia Maciel (GIZ)

Autores

Tiago de Barros Correia – Consultor / RegE Consultoria
Rafael Esteves Albieri – Consultor / RegE Consultoria
Paulo de Barros Correia – Consultor / RegE Consultoria
Daniel Odilio dos Santos – Consultor Técnico / IESS/IDEAL/ FV UFSC
Marília Braga – Consultora Técnica / IESS/IDEAL/ FV UFSC
Markus Vlasits – Consultor em Armazenamento / NewCharge Energy
Guilherme Nizoli – Consultor em Armazenamento / NewCharge Energy
José Rubens Morato Leite – Consultor Jurídico / Professor UFSC
Larissa Verri Boratti – Consultora Jurídica
Paula Galbiatti Silveira – Consultora Jurídica
José Sérgio da Silva Cristóvam – Consultor Jurídico / Professor UFSC

Colaboração

Osvaldo Livio Soliano Pereira – Consultor regulatório / CBEM
Tereza Mousinho – Consultora regulatória e econômica / CBEM

Revisão

Ricardo Ruther – IESS/IDEAL/FUV UFSC
Lucas Nascimento – IESS/IDEAL/FUV UFSC

Comitê Técnico – Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Gustavo Pires da Ponte
Guilherme Mazolli Fialho
Aline Couto de Amorim
Michele Almeida de Souza
Paula Monteiro Pereira

Fotografias

Antônio Pereira/Semcom Manaus

O projeto Sistemas de Energia do Futuro integra a Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável e é implementado pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH e pelo Ministério de Minas e Energia com recursos do Ministério Federal da Cooperação Econômica e Desenvolvimento (BMZ) da Alemanha.

Brasília, outubro de 2023.

SUMÁRIO

1. OBJETIVO	4
2. INTRODUÇÃO	5
2.1. Considerações levantadas na etapa das entrevistas	8
3. ANÁLISE PRÉVIA DOS IMPACTOS TÉCNICOS DA INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS EM MINIRREDES ISOLADAS COM GERAÇÃO TÉRMICA	13
3.1. Cenário com baixa penetração de fontes renováveis	14
3.1.1 VIABILIDADE TÉCNICA	14
3.1.2 DESPACHO ENERGÉTICO	18
3.2. Cenário com alta penetração de fontes renováveis	20
3.2.1 VIABILIDADE TÉCNICA	20
3.2.2 DESPACHO ENERGÉTICO	21
4. NECESSIDADE DE INTERVENÇÃO	26
5. IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO	27
6. IDENTIFICAÇÃO DOS AGENTES ECONÔMICOS AFETADOS	30
7. BASE LEGAL	31
7.1. Relações Jurídicas Relevantes	35
7.2. Quadro Síntese de Normas e Documentos Técnicos	37
8. ALTERNATIVAS DE INTERVENÇÃO	39
9. AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS	53
10. AVALIAÇÃO DE RISCOS	59
11. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	64
BIBLIOGRAFIA	67

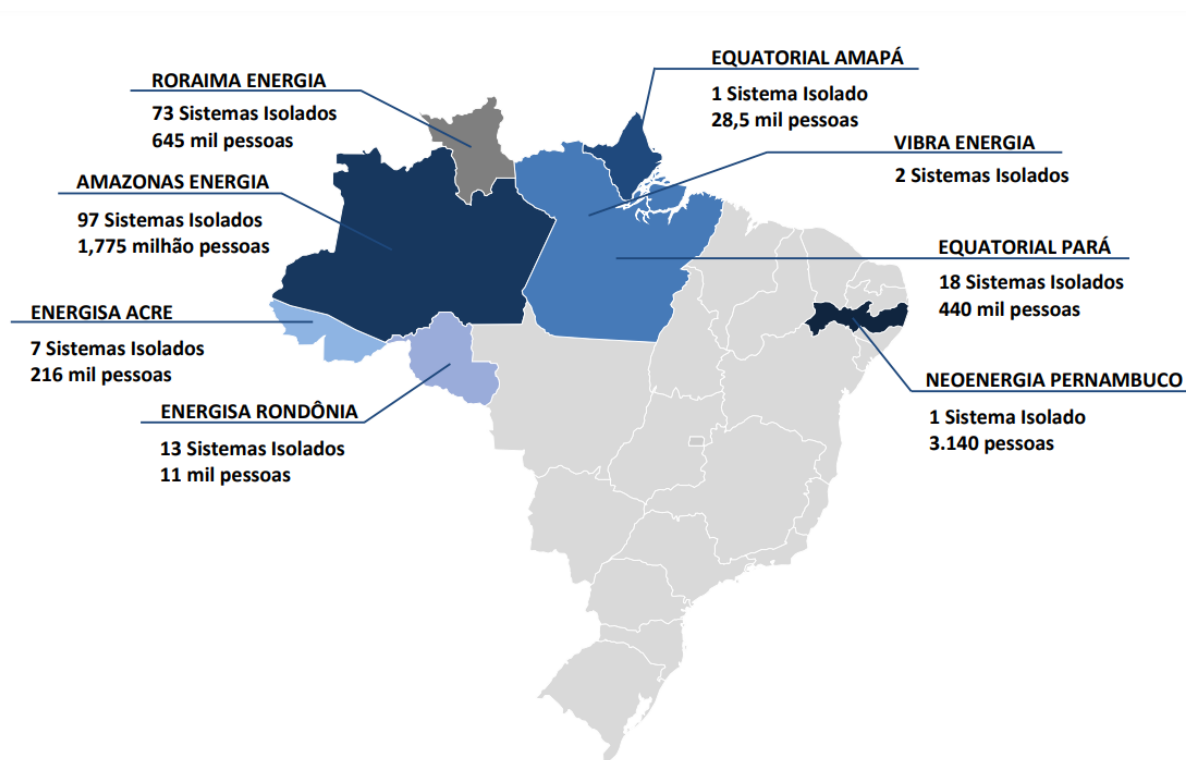
1. OBJETIVO

O objetivo deste relatório é analisar os principais desafios técnicos, econômicos, regulatórios e jurídicos associados à ampliação do uso de fontes de energia renováveis em Sistemas Isolados (SISOL). O documento enfoca especialmente a integração de fontes energéticas renováveis em contratos existentes, abordando aspectos como o potencial de alteração para a substituição de energia em usinas já estabelecidas e a harmonização entre as operações das novas usinas de energia renovável e as obrigações contratuais pré-existentes. Adicionalmente, este trabalho também avalia os impactos desta inserção nos contratos em vigor e realiza uma análise preliminar dos impactos técnicos da introdução de fontes renováveis em Usinas Termelétricas a Diesel (UTES).

2. INTRODUÇÃO

De acordo com o Planejamento do Atendimento dos Sistemas Isolados - Ciclo 2022 (EPE, 2022) o Brasil possui 212 sistemas isolados distribuídos em 7 estados e atendidas por 8 distribuidoras. Os sistemas isolados atendem uma população total de 3,1 milhão de habitantes, como uma variação de 15 habitantes em Moaci (RO) a 436.500 habitantes em Boa Vista (RR). A **FIGURA 1** apresenta a quantidade dos sistemas isolados e pessoas atendidas por estado

FIGURA 1: SISTEMAS ISOLADOS POR ESTADO EM 2022



Fonte: EPE (2022)

A contratação de energia elétrica no SISOL é regulamentada pela Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, e pelo Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, que determinam que as concessionárias de distribuição deverão atender à totalidade de seus mercados isolados por meio de licitação nas modalidades de concorrência ou leilão realizado, direta ou indiretamente, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para contratação de:

- a. energia e potência elétrica de agente vendedor;

- b. aluguel ou aquisição de unidades de geração de energia elétrica para operação pelos próprios agentes de distribuição; ou
- c. prestação de serviços de suprimento de energia elétrica em Regiões Remotas por meio de sistemas de geração descentralizada com redes associadas.

Inicialmente, a ANEEL adotou a abordagem de licitação indireta com a aprovação, em 2011, de um modelo de edital e de minutas contratuais para a contratação de suprimento de energia elétrica a comunidades e/ou a unidades individuais localizadas em regiões remotas dos sistemas isolados, por meio de sistemas de geração descentralizada com ou sem redes associadas e, em 2014, do modelo de edital e de contrato para aquisição de energia elétrica e potência associada de agente vendedor nos sistemas isolados.

A partir da publicação da Portaria MME n. 67/2018, que coloca fim a figura do projeto de referência e do alternativo, os leilões dos sistemas isolados passaram a contar com as soluções de suprimento. Como detalhado no relatório do **PRODUTO 3**, a partir de 2019 a ANEEL passou a realizar diretamente as licitações, organizando em maio de 2019 o Leilão nº 01/2019 para atendimento a Boa Vista e localidades conectadas e, em abril de 2021, o Leilão nº 03/2021 para atendimento a localidades isoladas agrupadas em cinco lotes nos estados do Acre, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima.

Os leilões para suprimento ao SISOL de 2019 e 2021 trouxeram como inovação a demanda por produtos específicos para soluções de suprimento apoiadas em fontes renováveis.

Como resultado, verificou-se uma participação significativa de empreendedores com cadastramento e habilitação de soluções de suprimento renováveis, em ambos os leilões. Para o Leilão nº 01/2019, foram cadastrados 156 empreendimentos, perfazendo um total de 5,85 GW de capacidade instalada com soluções de suprimento apoiadas em diversas fontes de energia, tais como solar fotovoltaica, eólica, biomassa, biocombustível, biogás, gás natural e óleo combustível, além de soluções híbridas. Das soluções cadastradas, 79 (4,61 GW) objetivavam a oferta do produto potência, que admitia soluções fósseis e híbridas, e 77 (1,24 GW) se destinavam ao produto energia, exclusivo para soluções de fontes renováveis. A EPE habilitou 124 soluções, sendo 53 (3,0 GW) para o produto potência e 71 (1,2 GW) para o produto energia. Ao final do certame, nove soluções de suprimento do produto potência foram contratados, totalizando 294 MW de capacidade instalada, sendo 126,29 MW de gás natural, 42,25 MW de diesel, 40 MW de cavaco e resíduos de madeira, 11,49 MW de

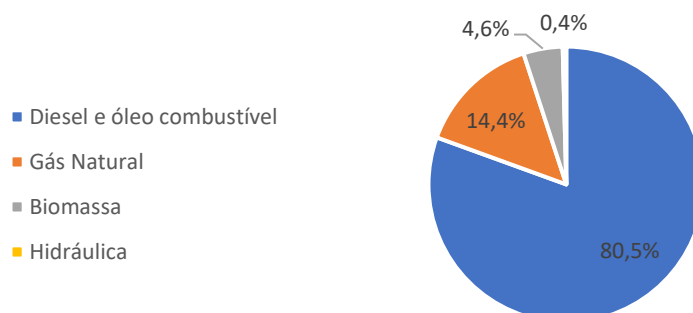
biocombustível e 73,84 MW de biocombustível e solar fotovoltaico. Não houve, entretanto, contratação do produto energia.

No caso do Leilão nº 03/2021, houve o cadastramento de 69 e a habilitação de 52 soluções de suprimento baseadas em gás natural, óleo diesel, biodiesel e soluções híbridas com a combinação dos combustíveis com geração solar fotovoltaica e sistemas de baterias. Como resultado da licitação, houve a contratação de 87,125 MW de diesel; 9,82 MW de gás natural e 37,55 MW de biocombustível.

O interesse dos agentes em apresentar soluções alternativas ao óleo diesel evidenciou que existe espaço para que fontes renováveis se insiram nos Sistemas Isolados. Todavia, o resultado de ambos os leilões indica a existência de possíveis barreiras econômicas e regulatórias que restringem a competitividade de soluções de suprimento renováveis, especialmente com uso de solar fotovoltaica e sistemas de baterias, (com exceção biodiesel produzida pelo próprio gerador).

Com isso, sem ajustes na forma de contratação e de seleção de projetos o SISOL continuaria fortemente dependente de geração à diesel, que atualmente já responde por mais de 80% do total dos 1.193 MW de capacidade instalada, conforme ilustrado pela **FIGURA 3**.

FIGURA 2: CAPACIDADE INSTALADA NO SISOL POR FONTE EM 2022



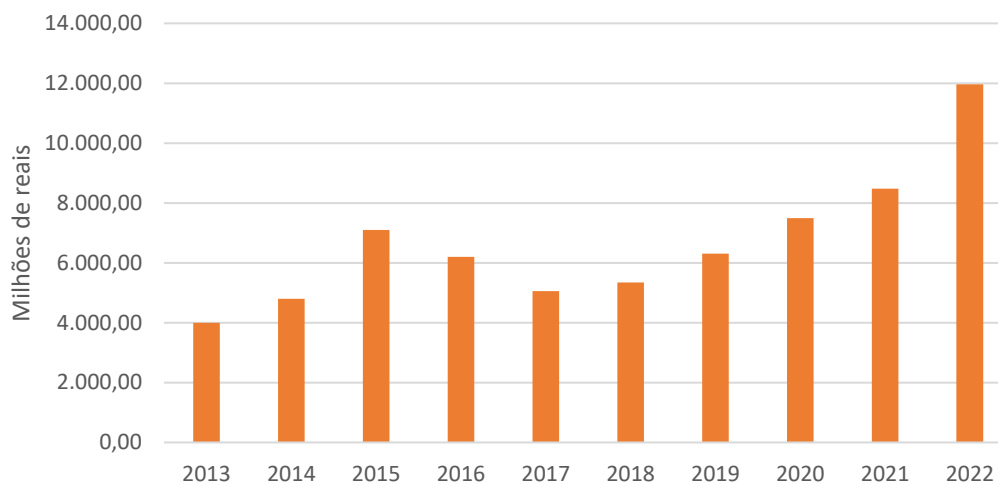
Fonte: ONS (2022)

Como resultado, o custo total de geração considerado pela ANEEL para o orçamento da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), que subsidia a geração de energia elétrica no SISOL, em 2022 deve ser da ordem de R\$ 10,75 bilhões, implicando um valor médio de R\$ 2.777,78/MWh, montante mais de dez vezes superior ao custo médio da energia elétrica

no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do SIN de R\$ 274,01/MWh (ANEEL 2021). A

FIGURA 4 apresenta a evolução histórica do orçamento da CCC.

FIGURA 3: EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO ORÇAMENTO DA CCC



Fonte: ANEEL (2022)

2.1. CONSIDERAÇÕES LEVANTADAS NA ETAPA DAS ENTREVISTAS

Com o intuito de levantar sugestões dos agentes envolvidos na geração e distribuição de energia elétrica no SISOL, no âmbito do **PRODUTO 2**, questionou-se os entrevistados sobre sugestões de aprimoramento que possibilitariam a maior contratação de renováveis em futuros leilões, foram abordados temas como mercado a ser atendido, horizonte de planejamento, interligação ao SIN, prazos contratuais para soluções de suprimento com fontes renováveis, sub-rogação, cota mínima para leilão não específico, leilão específico, fatores para melhorar a previsibilidade dos empreendedores, prazo de publicação das diretrizes do edital, indexação contratual, crédito de carbono, certificado de energia renovável e contratação de novo Produtor Independente de Energia (PIE) em localidades em que haja um PIE já existente.

Quando questionados sobre os prazos para a elaboração de soluções de suprimento durante o período de cadastramento, a maioria considera que são insuficientes. Muitos empreendedores entram com vários projetos e afirmaram necessitar de mais tempo para elaboração das soluções apresentadas. A grande maioria também concorda com a necessidade de prazos maiores para o cadastramento de soluções renováveis ou híbridas.

Ao serem indagados sobre quais outros fatores, além de saberem as datas dos leilões, poderiam auxiliar na previsibilidade dos empreendedores, todos concordaram que saber apenas a data não era suficiente. Saber a localidade e a necessidade de entrega de energia e potência desses sistemas foi mencionado como um dos fatores principais para facilitar a previsibilidade e organizar as estratégias internas das empresas. Um dos entrevistados também sugeriu alterar o horizonte de planejamento de 5 para 10 anos. Outra sugestão dada foi o fornecimento mais detalhado de consumo das localidades. Esses dados facilitariam muito a simulação dos sistemas renováveis e as análises técnicas e econômicas dos projetos.

Ao serem questionados sobre suas opiniões a respeito de haver um leilão exclusivo para soluções com renováveis e/ou híbridas, de modo geral, a maioria considera que essa poderia ser uma solução interessante, pois facilitaria o cadastramento e permitiria que os projetos concorressem de uma maneira mais isonômica.

Quando questionados sobre se leilões específicos para o produto energia nos Sistemas Isolados seria uma opção atrativa para soluções de suprimento a partir de energia renovável, alguns colocaram que isso só foi possível em Boa Vista pelas características dos sistemas existentes, porém em pequenas localidades seria mais difícil. Nesse sentido, um entrevistado respondeu que não seria uma boa solução em pequenos sistemas porque colocaria em risco a própria segurança do fornecimento da localidade.

Ao serem questionados sobre o recurso de sub-rogação da CCC, todos afirmaram nunca o ter usado. Alguns consideraram o seu uso como uma possibilidade, mas nunca foram a fundo. Outros entendiam muito pouco ou nada sobre esse assunto.

Ao serem questionados sobre a indexação contratual, um deles colocou a necessidade de ser ter alguns outros indexadores no caso do biodiesel. Outro empreendedor discordou sobre como o custo do diesel é calculado, argumentando que no leilão de 2021, por exemplo, o valor do combustível foi subestimado, beneficiando indevidamente soluções de suprimento apoiadas nessa fonte. Propõe colocar os combustíveis em paridade: fixar o mesmo valor de brent, tirando uma fotografia dos dois combustíveis, ou fazendo uma projeção para todos os combustíveis.

Sobre os mecanismos de crédito de carbono e de Certificados de Energia Renováveis (RECs), apenas um dos entrevistados confirmou utilizar créditos de carbono no SISOL e RECs no sistema interligado. Outro empreendedor sugeriu a criação de uma curva de emissões que ajustaria os prazos de contratação ou os preços de referência. Os demais afirmaram ter

interesse e estar investigando mais a fundo e um deles demonstrou descrédito nesse mecanismo.

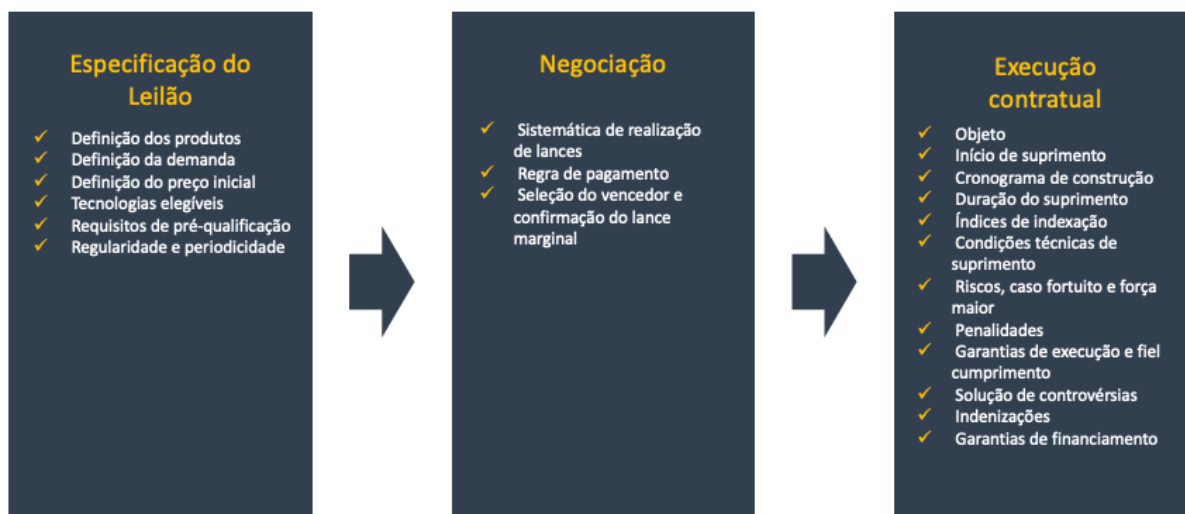
Quando foram questionados sobre quais deveriam ser as regras operativas para contratação de fonte renovável em sistema onde já existe produtor independente (PIE) com fonte fóssil, dificuldades sobre essa operação e quem deveria operar o sistema, a maioria dos entrevistados considerou que esse é um grande problema e que o Acordo Operativo na forma atual não resolve a situação. Alguns mencionaram a necessidade de uma participação da ONS ou um Acordo Operativo mais detalhado com as concessionárias, embora a maior parte destes reconheça que os contratos não podem ser quebrados. Um entrevistado defendeu a prorrogação dos contratos existentes. Não se observou uma tendência e/ou convergência das opiniões sobre como solucionar o problema de forma efetiva.

Outras sugestões adicionais recebidas de aspectos que poderiam ser aprimorados nas Diretrizes, Instruções, Edital e Contratos para licitar solução de suprimento para permitir uma maior expansão a partir de fontes renováveis, incluíram a opção de o leiloeiro poder recusar/desclassificar propostas que não fazem sentido e/ou que sejam inexecutáveis. Outra sugestão foi “A EPE deveria receber todas as ofertas e cravar a alternativa melhor para os sistemas isolados e todos os concorrentes deveriam se adequar para oferecer soluções de suprimento condizentes com a melhor alternativa anunciada. A ideia é a EPE voltar a ter um projeto de referência a partir das diferentes soluções de suprimento oferecidas pelos empreendedores e então licitar esse projeto”.

Também foi mencionado de que a interligação não deveria suspender o contrato, pois “quanto mais energia no sistema, mais robustez”. Outra sugestão foi a de propor um bônus para maior nível de renovável, com introdução de uma curva de benefício para maior penetração de renovável.

Uma outra sugestão disse respeito aos prazos de contratação que no caso das renováveis deveria ser maior, com um número na faixa de 20 anos e um pouco mais quando envolver armazenamento. Alguns mencionaram que dever-se-ia dar prazo para as renováveis maior do que para o gás natural. Pelo exposto, as contribuições colhidas ao longo das entrevistas realizadas, e compiladas no âmbito do **PRODUTO 2**, podem ser classificadas e analisadas com base nas três etapas elementares dos leilões de energia, conforme descritas na **FIGURA 5**.

FIGURA 4: ETAPAS ELEMENTARES DE LEILÕES DE ENERGIA E POTÊNCIA



Fonte: Adaptado de Correia, Tolmasquim & Hallack (2020)

Nesse sentido, a etapa de especificação do leilão deve ser ajustada para conferir informação e tempo suficiente para a elaboração e otimização das soluções de suprimento, de modo a considerar aspectos muitas vezes negligenciados nos leilões do SIN, tais como:

- identificação prévia das localidades a serem atendidas com a abertura de informações da sazonalização¹ e modulação² da carga e da topologia e condições técnicas da rede local de distribuição;
- disponibilização de prazo adicional para desenvolvimento de projetos, tendo em vista que questões relacionadas com os processos de licenciamento ambiental e de obtenção do direito de uso do solo para implantação de empreendimentos são mais complexas no SISOL;
- definição de produtos (soluções de suprimento) que considerem o suprimento adequado de potência e de energia em localidades que podem sofrer grandes variações de demanda em função de questões supervenientes; e
- avaliação da conveniência e oportunidade de se estabelecer quotas mínimas de participação de fontes renováveis na definição das tecnologias elegíveis.

A etapa de negociação, por sua vez, deve ser aprimorada para que a seleção das propostas vencedoras considere adequadamente todos os custos e benefícios econômicos,

¹ Variação mensal da carga.

² Variação horária da carga

sociais e ambientais, considerando, por exemplo, que a metodologia atual é muito sensível à definição dos valores de referência dos preços dos combustíveis e da taxa de câmbio, mas não incorpora nenhuma métrica para aferir o risco de volatilidade dessas variáveis. Além disso, deve ser avaliada a viabilidade e oportunidade de se ampliar o prazo contratual para soluções de suprimentos com renováveis e ou híbridas cujo mix seja predominante renovável e de se considerar o custo do carbono na comparação das propostas de soluções de suprimento.

Finalmente, para a etapa de execução contratual, verifica-se a necessidade de se ajustar as regras de indexação contratual, especialmente para soluções híbridas, e de se estabelecer critérios técnicos para a decisão de redução ou manutenção das obrigações contratuais em caso de interligação com o SIN.

3. ANÁLISE PRÉVIA DOS IMPACTOS TÉCNICOS DA INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS EM MINIRREDES ISOLADAS COM GERAÇÃO TÉRMICA

A inserção de fontes renováveis de energia elétrica em sistemas isolados requer análises complexas em comparação à inserção das mesmas fontes ao sistema interligado. Os sistemas isolados são sistemas mais sensíveis para a operação, pois não há capacidade de absorver as oscilações abruptas de potência, se fazendo necessário um sistema robusto e confiável para fornecer energia a esses locais. O fornecimento de energia elétrica para comunidades remotas isoladas é efetuado principalmente por usinas termelétricas alimentadas a óleo diesel (UTES), que, apesar de apresentarem um investimento inicial menor, apresentam custos operacionais e de geração mais elevados, além de possuírem maiores impactos ambientais.

As comunidades isoladas do SISOL podem ser vistas como minirredes, pois elas não contemplam um ente de importação ou exportação de energia. Sendo assim toda a energia gerada deve ser consumida de forma instantânea na minirrede e toda variação de carga deve ser suportada pela unidade geradora.

Entre as propostas para a descarbonização da Amazônia está a possibilidade de múltiplos empreendedores fornecerem energia na mesma minirrede, com um empreendedor utilizando combustíveis fósseis como fonte de energia. Nesse cenário, deve-se considerar um estudo técnico para a introdução de uma fonte renovável com geração intermitente na minirrede considerando as demais fontes de energia conectadas, buscando identificar os momentos possíveis de instabilidade no sistema, que serão denotados nesse documento como pontos de vulnerabilidade.

Pode-se dividir a análise da inserção de geração renovável em minirredes isoladas em dois cenários:

- Cenário com baixa penetração de uma fonte intermitente.
- Cenário com alta penetração de uma fonte intermitente.

Estes dois cenários apresentam diferentes barreiras técnicas que devem ser investigadas antes da inserção da fonte intermitente na minirrede. Nas seções seguintes, ambos os cenários são avaliados qualitativamente e as barreiras técnicas particulares a cada um são discutidas.

3.1. CENÁRIO COM BAIXA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

3.1.1 VIABILIDADE TÉCNICA

Em cenários com baixa penetração de renováveis a fonte pode ser inserida na minirrede sem um controle automatizado ou um sistema de armazenamento, pois o objetivo dessa inserção é aliviar a carga sem modificar a forma de operação da UTE. Portanto, a penetração máxima da fonte intermitente renovável deve ser avaliada visando a sua viabilidade na minirrede.

A viabilidade do uso de energia renovável intermitente, visando a segurança da minirrede, é diretamente relacionada ao uso de fontes de energia despacháveis. As oscilações de fontes intermitentes devem ser analisadas e consideradas para a correta operação das minirredes. Na análise de sistemas híbridos com fontes intermitentes e despacháveis, deve-se minimizar os momentos em que a minirrede está vulnerável. Nessas ocasiões são possíveis momentos de instabilidade, gerando indisponibilidade para a carga atendida.

3.1.1.1 Análise de vulnerabilidade da minirrede

O sistema pode apresentar vulnerabilidade quando um ou mais geradores diesel da UTE operam com carga baixa (subcarga). Isso pode acontecer quando a demanda é muito baixa ou quando a geração intermitente é muito alta em relação à baixa demanda a ser atendida pela UTE.

Outro ponto de vulnerabilidade pode ocorrer quando o sistema solicita um aumento súbito de potência para atender a demanda e os geradores não conseguem atender a este aumento em tempo hábil, sem margem para uma transição suave de carga. Esta situação pode ocorrer tanto em uma rampa de carga, quanto em uma redução abrupta da geração a partir da fonte intermitente, resultando em um aumento repentino da demanda líquida.

Os pontos de vulnerabilidade são momentos propícios para a ocorrência de eventos de instabilidade da minirrede. As análises de minirredes isoladas são geralmente realizadas em base horária, sendo esta tipicamente a resolução temporal dos dados disponibilizados aos empreendedores do setor. O uso de dados na base horária implica em uma atenuação de eventos de curta duração que podem afetar a geração intermitente a carga, como a passagem de nuvens, por exemplo.

Quando a minirrede não possui um sistema de armazenamento de energia, toda ou qualquer oscilação de geração deve ser absorvida pela UTE local. Em função disso, a UTE deve sempre possuir no mínimo a potência para atender a carga em sua totalidade.

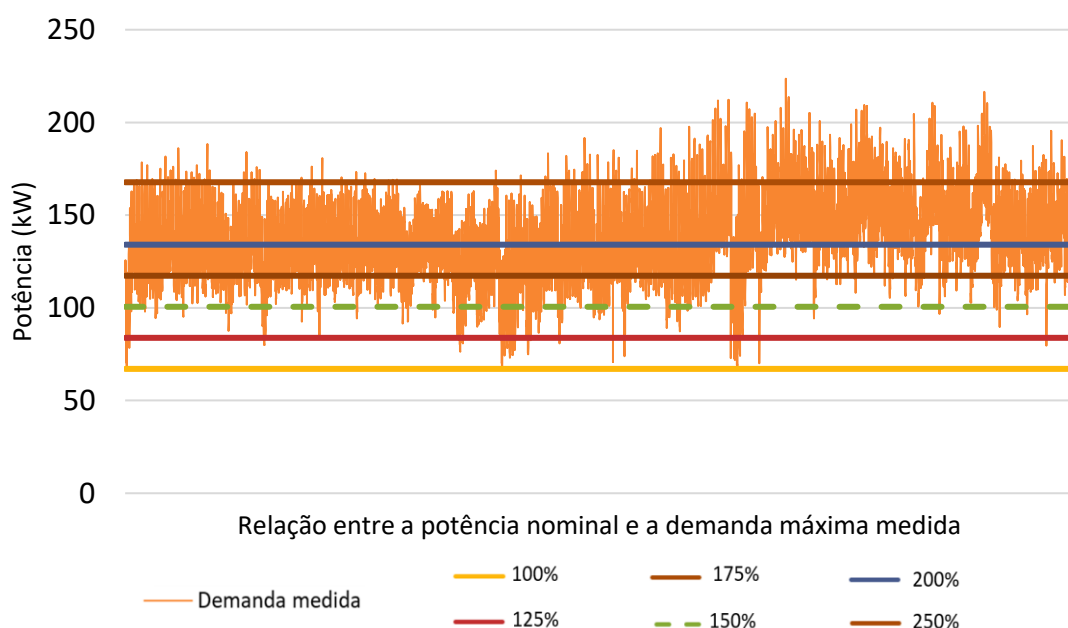
3.1.1.2 Operação de UTE com um gerador

Quando há sobredimensionamento na UTE e há apenas uma máquina atendendo a capacidade total da UTE, se tem momentos de vulnerabilidade intrínseca à minirrede, pois em determinados períodos do ano o gerador é submetido a eventos de subcarga provenientes da baixa demanda da minirrede.

Foi elaborada a **A** capacidade mínima de operação dos geradores diesel é tipicamente de 30%.(Wüllner et al., 2019)

FIGURA 5 que apresenta a curva de carga anual para uma comunidade do SISOL (Izidolândia-RO) em contraste com a potência mínima de trabalho sem vulnerabilidade para diferentes geradores (linhas contínuas). Os geradores apresentados são hipotéticos e sua capacidade de geração é relacionada com a demanda máxima medida na localidade. A capacidade mínima de operação dos geradores diesel é tipicamente de 30%.(Wüllner et al., 2019)

FIGURA 5 - RELAÇÃO ENTRE A DEMANDA MEDIDA A POTÊNCIA MÍNIMA DE TRABALHO SEM VULNERABILIDADE PARA DIFERENTES PORTES DE GERADOR DIESEL.



Observa-se que para todos os casos, quando há apenas uma máquina, existem períodos de vulnerabilidade na minirrede em função do baixo carregamento do gerador, mesmo sem a introdução de uma fonte intermitente.

Em função desta natureza de sistemas baseados em UTEs com apenas um gerador diesel, que operam próximos de seu limite inferior de potência, a inserção de uma fonte intermitente não despachável resulta em um aumento significativo nos eventos de vulnerabilidade, pois reduz ainda mais a demanda líquida. A inserção dessa fonte resulta em uma menor potência a ser atendida pela UTE, tornando o sistema suscetível a operação com subcarga e, conseqüentemente, sujeito a instabilidade da minirrede. Sendo assim, a inserção de fontes intermitentes de energia é facilitada em sistemas nos quais a potência da UTE é subdividida em múltiplos geradores, permitindo uma maior faixa flexível para a inserção de potência fotovoltaica.

3.1.1.3 Estratégia de mitigação de vulnerabilidade em UTEs com múltiplos geradores

Em UTEs com múltiplos geradores diesel, a penetração renovável continua sendo limitada pela ocorrência de eventos de vulnerabilidade; assim há necessidade da implantação de técnicas de modo a mitigar os impactos da geração intermitente no aumento da vulnerabilidade da minirrede, permitindo uma maior penetração.

Estudos preliminares mostraram que métodos passivos de mitigação permitem um maior nível de penetração de geração fotovoltaica (fonte intermitente de geração de energia elétrica) na minirrede, sendo eles: a dispersão geográfica da potência fotovoltaica total, evitando que a passagem de nuvens localmente impacte significativamente a geração fotovoltaica global; o uso de rastreadores de um eixo, resultando em uma maior geração no período entre o meio da manhã e da tarde, resultando em uma menor variação de potência neste período em dias de céu limpo; e o sobrecarregamento de inversores, que possui um efeito similar ao uso de rastreadores de um eixo ao reduzir a variação da geração fotovoltaica em períodos intermediários da manhã e da tarde, proporcionado pela limitação da potência gerada em função da potência do inversor (SANTOS, D. O. et al, 2021a). Os níveis máximos de penetração fotovoltaica empregando estas técnicas em minirredes com UTEs com diferentes configurações de geradores diesel obtidos em um estudo anterior são apresentados na

TABELA 1 .

TABELA 1 - RESULTADOS DE PENETRAÇÃO MÁXIMA DE POTÊNCIA E DE ENERGIA (NÚMERO ENTRE PARÊNTESES) DO GERADOR FOTOVOLTAICO EM SISTEMAS SEM AUTOMATIZAÇÃO COM O USO DE ESTRATÉGIAS PASSIVAS PARA AUMENTO DA PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA.

Estratégia	2 Geradores Diesel	4 Geradores Diesel	8 Geradores Diesel
Nenhuma	15% (5%)	21% (7%)	21% (7%)
Dispersão Geográfica	15% (5%)	30% (9%)	30% (9%)
Rastreador	21% (7%)	21% (7%)	21% (7%)
Sobrecarregamento	15% (5%)	24% (8%)	24% (8%)

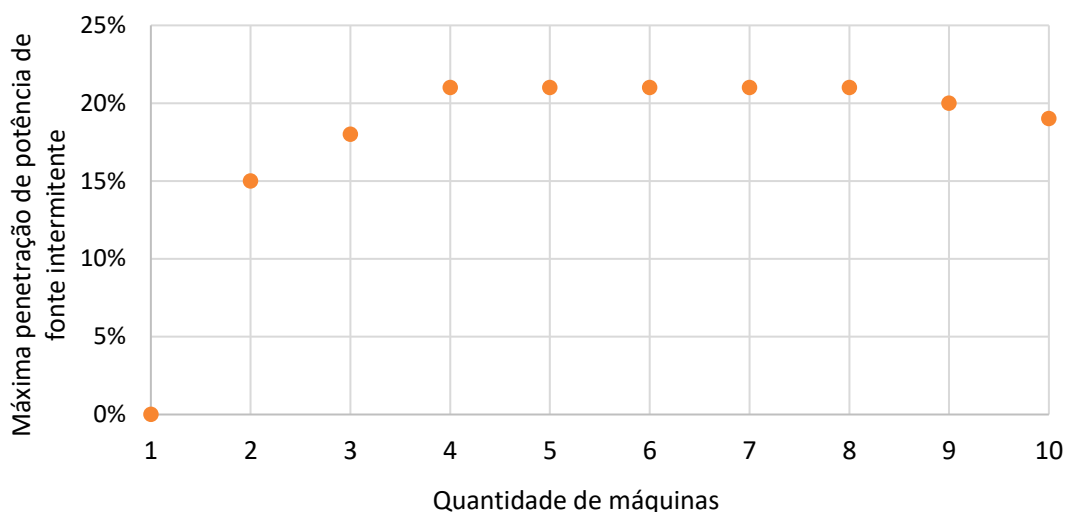
Fonte: SANTOS, D. O. et al (2021)

Observa-se que o uso de métodos passivos para mitigar a ocorrência de eventos de vulnerabilidade permite uma maior penetração de potência fotovoltaica, chegando em até 30%, resultando em uma penetração energética máxima de 9% da fonte renovável. Todavia, as estratégias passivas de aumento de penetração mencionadas são eficazes apenas na integração fotovoltaica em minirredes que possuem múltiplos geradores diesel na UTE.

Com base nos resultados e nas discussões apresentadas, observa-se que a quantidade de geradores diesel e suas potências nominais e mínimas individuais são informações essenciais ao empreendedor que deseja integrar um novo gerador em uma minirrede, especialmente se a fonte escolhida tem característica intermitente. Contudo, a penetração máxima para inserção de geração intermitente não é diretamente proporcional ao número máquinas geradoras diesel na UTE. Com a divisão da potência total da UTE em mais máquinas, há uma redução na margem de potência que pode ser entregue a cada instante à carga sem necessidade de inicialização de uma nova máquina, resultando em uma maior sensibilidade a eventos de vulnerabilidade por rampa.

Para observar o efeito do aumento do número de máquinas nas UTEs na máxima penetração renovável possível, foi analisado por simulação um sistema com penetração de potência fotovoltaica variável e uma UTE com diferentes quantidades de geradores. Nesta análise, os geradores da UTE são hipotéticos; assim a potência individual de cada gerador é a capacidade total da UTE dividida pela quantidade de máquinas. A **FIGURA 6** apresenta a análise de penetração máxima de potência na inserção de fonte intermitente em relação à quantidade de máquinas para uma UTE sem a aplicação de métodos passivos de mitigação dos eventos de vulnerabilidade para uma localidade do SISOL (Izidolândia-RO).

FIGURA 6 - RELAÇÃO ENTRE O NÚMERO DE MÁQUINAS DA UTE E A PENETRAÇÃO MÁXIMA DE POTÊNCIA DA FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA



Para o exemplo de Izidolândia-RO, observa-se que a penetração máxima é atingida para uma divisão da potência requerida em quatro máquinas, sendo que a penetração máxima se mantém para até oito máquinas por UTE. No entanto, com o aumento da quantidade de máquinas há uma redução na penetração máxima viável, pois os eventos de vulnerabilidade por rampa predominam, reduzindo a capacidade da UTE de absorver variações momentâneas de potência do sistema.

Com base no exposto, conclui-se que para um sistema sem armazenamento de energia a potência máxima inserida na minirrede proveniente de fonte renovável intermitente é limitada em cerca de 20% sem o uso de técnicas passivas para aumento da penetração, e 30% com o emprego de tais métodos. Ainda assim, há possibilidade de integração entre a planta de geração existente e uma nova fonte renovável. Para tal, o proponente do novo sistema deve ter acesso a dados técnicos das plantas existentes e realizar um estudo de vulnerabilidade com a integração da fonte renovável ao sistema existente, para garantir a estabilidade da minirrede.

3.1.2 DESPACHO ENERGÉTICO

Para a análise da ordem de despacho entre empreendedores de uma minirrede com geração intermitente sem automação e sem armazenamento, considera-se a fonte intermitente como uma carga negativa no sistema, pois a geração não é despachável. Sendo assim, a carga absorve toda energia gerada pela fonte intermitente, sendo que a UTE fornece

a energia faltante para o atendimento da minirrede (demanda líquida) e garante a sua estabilidade.

Portanto, nesse caso, para o empreendedor que gerencia a UTE ocorre o equivalente a uma redução média de carga sem que os limites de operação do sistema sejam afetados. Observa-se então que os custos fixos para manter o sistema de geração já existente na localidade se mantêm; entretanto, o volume de energia gerada e, consequentemente, o custo variável de operação serão reduzidos proporcionalmente à penetração energética da fonte renovável. Esse custo evitado deve ser considerado quando avaliado o fluxo de caixa com o sistema renovável, já que o mesmo não possui custo variável e, portanto, seu custo inicial deve ser amortizado ao longo de sua utilização

Entretanto, um ponto pertinente para análise da inserção da fonte intermitente na minirrede é o impacto desta geração no consumo específico médio de combustível da UTE. Esta análise foi realizada comparando-se um cenário com a maior penetração de fonte intermitente (fotovoltaica) sem automação nem sistema de armazenamento de energia (30% de penetração de potência, equivalendo a no máximo 9% de penetração energética), e um cenário base, em que não há fonte renovável e toda a demanda é suprida pela UTE. A **TABELA 2** apresenta os resultados obtidos para a variação do consumo específico da UTE com a inserção de fonte renovável em relação ao cenário base.

**TABELA 2 - VARIAÇÃO DO CONSUMO ESPECÍFICO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM
RELAÇÃO A MESMA MINIRREDE SEM FONTE INTERMITENTE.**

Quantidade de máquinas por UTE	Relação entre o consumo específico com a inserção de geração fotovoltaica em relação ao cenário base
8 máquinas	3,3%
4 máquinas	9,9%
2 máquinas	12,3%

Observa-se que os aumentos de consumo específico diesel diferem para a configuração com 8, 4 e 2 máquinas, com um aumento de 3,3%, 9,9% e 12,3%, respectivamente. A curva de carga da minirrede opera com um melhor consumo com 8 máquinas, pois o sistema consegue desligar mais unidades geradoras ao longo da operação, evitando que o sistema trabalhe com carga demasiadamente baixa e, consequentemente, elevado consumo específico. Para uma UTE com 4 máquinas, a faixa de potência de operação das máquinas da UTE é maior,

abrangendo pontos com consumo específico mais elevado, sendo que a inserção de fonte intermitente enfatiza esses momentos reduzindo a eficiência da geração de energia. Na configuração com 2 máquinas na UTE, os pontos onde o sistema opera com carga baixa são mais frequentes; assim a inserção da fonte intermitente impacta diretamente nesses pontos aumentando de forma mais significativa o consumo específico do sistema.

A partir destes resultados, observa-se que a inserção da fonte renovável intermitente com baixa penetração energética e sem sistema armazenamento de energia irá afetar os custos de operação e a receita da UTE em dois aspectos: (i) redução da energia total demandada da UTE (no caso da energia solar fotovoltaica, na ordem de até 9%) e (ii) aumento do consumo específico da UTE (no caso da energia solar fotovoltaica em mais do que 10%), a depender da configuração elétrica dela. Em especial quando se trata de uma UTE operada por um empreendedor independente da geração intermitente, se faz necessária uma análise prévia dos impactos técnicos e econômicos antes da inserção a fonte renovável em uma minirrede diesel.

3.2. CENÁRIO COM ALTA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

3.2.1 VIABILIDADE TÉCNICA

A inserção de uma fonte intermitente em uma minirrede possui limitações técnicas de penetração de potência e energia baseados na segurança da minirrede. Portanto, para cenários com alta penetração de fontes intermitentes é necessário inserir um sistema de armazenamento de modo a tornar o sistema (fonte intermitente + armazenamento de energia) controlável e despachável.

Em minirredes com sistema de armazenamento, os problemas que causam a sua vulnerabilidade ocasionados por fontes intermitentes de geração podem ser inicialmente desconsiderados, visto que um sistema de armazenamento bem dimensionado pode ser utilizado de modo a absorver oscilações de potência neste contexto, sejam elas provenientes de variações da demanda ou da geração intermitente. Sendo assim, em um sistema híbrido com armazenamento de energia, o número de geradores diesel por UTE não impacta significativamente a máxima penetração de energia proveniente de geração intermitente na minirrede, e o porte do sistema de armazenamento será diretamente proporcional à máxima penetração da fonte renovável.

Portanto, é importante destacar que, no caso de sistemas híbridos com bateria, assim como para sistemas automatizados com controle de despacho, a limitação de penetração e existência de pontos de vulnerabilidade do sistema é um problema secundário, sendo o principal obstáculo técnico o ponto de conexão na minirrede. Minirredes isoladas geralmente possuem um gerador centralizado que controla e regulariza as características elétricas em cada ponto do sistema de distribuição. Sendo assim, o melhor ponto de conexão para um sistema de armazenamento de energia é junto à conexão da UTE ou principal fonte de energia local. A conexão do sistema de armazenamento de energia em outro ponto pode incorrer custos de melhoria no sistema de distribuição da minirrede para distribuição da energia armazenada.

Em algumas comunidades, limitações de acesso e de espaço físico podem tornar a conexão do sistema de armazenamento de energia junto ao gerador principal inviável, sendo este um ponto de atenção para empreendedores visando a adição deste tipo de sistema. Neste sentido, deve ser realizado um estudo da rede de distribuição local, visando evitar problemas de escoamento de energia na rede após a inserção do novo sistema e, quando cabível, devem ser propostas melhorias e expansão de rede para viabilizar o empreendimento.

3.2.2 DESPACHO ENERGÉTICO

A ordem de mérito do despacho de energia de um sistema com alta penetração de fontes renováveis e intermitentes atreladas a um sistema de armazenamento é um ponto sensível que pode impactar os diferentes empreendedores da localidade de formas distintas. A integração de diferentes empreendimentos na mesma minirrede deve alinhar as questões financeiras e ambientais visando o atendimento da carga sem impactos negativos para a comunidade.

A análise do despacho deve avaliar os impactos financeiros direcionados ao empreendedor que controla a UTE e o impacto socioambiental da adoção da fonte renovável na localidade. Neste estudo, foram considerados três cenários para a ordem do despacho nas minirredes.

1. Maximização da fração renovável
2. Seguidor de carga com geração mínima na UTE
3. Geração diesel integrada ao sistema de armazenamento

As subseções seguintes detalharam a dinâmica de despacho para cada cenário. A presente análise ainda visa analisar os impactos da geração renovável na UTE e nas características socioambientais da localidade.

3.2.2.1 Maximização da fração renovável

Nesse cenário o empreendedor que possui o sistema de geração renovável intermitente com o sistema de armazenamento tem prioridade no despacho de energia; ele poderá realizar uma programação de carga e descarga da bateria visando atender o máximo de energia possível na localidade com energia renovável, seja diretamente ou através do armazenamento na bateria. O sistema de armazenamento atenderá a carga despachando conforme a sua capacidade e a sua programação, enquanto a UTE será utilizada apenas para garantir atendimento à carga quando não há energia armazenada nem geração renovável. A UTE nesse cenário pode ser totalmente desligada.

Neste cenário, o empreendedor que opera a UTE tem seu custo fixo garantido e o custo variável é mitigado, pois ele não será o fornecedor da maior parte da energia para a carga. Neste caso, tem-se uma menor geração de emissões, pois o sistema de geração a óleo diesel suprirá menos energia ao sistema, enquanto a penetração renovável é maximizada.

3.2.2.2 Aumento da confiabilidade da minirrede

Esse cenário é semelhante ao cenário de maximização da fração renovável; entretanto sempre haverá pelo menos uma máquina na UTE trabalhando com pelo menos sua potência mínima.

Essa alteração no sistema faz com que ele apresente uma maior segurança de atendimento à minirrede, pois a UTE sempre estará com pelo menos uma máquina pronta para assumir a carga em caso de variações que extrapolem os limites do sistema de armazenamento.

Esse cenário, em relação ao cenário anterior, proporciona ao empreendedor que opera a UTE uma maior receita provenientes do custo variável através de uma maior geração de energia em relação ao cenário anterior e, por consequência, um aumento na geração de gases poluentes.

3.2.2.3 Otimização do ponto de operação da UTE

Nesse cenário há uma otimização entre as fontes térmica e renovável e o sistema de armazenamento. Inicialmente a minirrede opera semelhante ao cenário de maximização da penetração renovável; entretanto sempre que um gerador é necessário, ele opera em plena capacidade, e a energia excedente carrega o sistema de armazenamento até um máximo estipulado.

Essa estratégia garante a operação do gerador diesel em sua potência nominal, permitindo uma melhor eficiência. Além disso, neste cenário pode-se utilizar o sistema de armazenamento como um complemento para o atendimento da minirrede mesmo em períodos com baixa geração da fonte renovável, pois ele é carregado pela UTE. Portanto, o operador da UTE pode utilizar o sistema de armazenamento para aliviar o pico de consumo da localidade de forma independente da geração renovável.

É importante destacar que esse cenário necessita que os dois empreendimentos tenham uma operação em tempo real centralizada. Esse modo de operação garante que a UTE esteja trabalhando eficientemente implicando assim em um menor consumo de combustível e custos, e maximizando a receita variável por unidade de energia gerada.

3.2.2.4 Impactos no consumo de combustível

As estratégias de despacho apresentadas visam contribuir para a consolidação da possibilidade de diferentes empreendimentos operarem juntos na mesma minirrede, sendo essa uma boa estratégia para o início da transição energética na Amazônia. Entretanto, políticas de operação devem ser estipuladas antes da liberação de múltiplos empreendedores atuarem na minirrede. Essas políticas devem detalhar os critérios para o despacho de energia na minirrede entre outros aspectos técnicos da interação entre os empreendimentos.

Visando demonstrar resultados das estratégias de despacho apresentadas, um estudo de caso foi realizado para o sistema isolado de Izidolândia-RO. O sistema simulado segue as premissas de um sistema otimizado técnica e economicamente para 15 anos de operação³

Para esta análise, foram modificadas as estratégias de despacho, observando o consumo de combustível e a emissão de gases em cada cenário. As análises consideraram o sistema em

³ Estudo disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-para-identificacao-de-modelos-tecnicos-e-economicos-de-integracao-renovavel-em-sistemas-isolados>

que não há a inserção de fontes renováveis como base, mostrando assim a variação relativa de consumo de combustível e da emissão de gases. A **TABELA 3** apresenta os resultados desta análise, sendo possível observar que em todas as simulações há uma redução considerável tanto no consumo de diesel, quanto na emissão de gases à atmosfera.

A estratégia de maximização da fração de renovável (1) apresenta uma redução considerável na geração de energia proveniente da UTE, e, conseqüentemente, no consumo de combustível e emissão de gases. Contudo, há um aumento no consumo específico dos geradores diesel (+27%), em função de sua operação em ponto de carga reduzida e menos eficiente, resultando em uma redução da margem de lucro do empreendedor responsável pela UTE em relação ao custo variável. Adicionalmente, neste cenário a geração térmica é minimizada, devendo também resultar em uma receita menor para este empreendimento. Contudo, neste cenário as máquinas trabalham por um período menor, diminuindo os custos com manutenções.

TABELA 3 - ANÁLISE DA VARIAÇÃO DO CONSUMO DE COMBUSTÍVEL E DAS EMISSÕES DE GASES PARA A ATMOSFERA EM DIFERENTES CENÁRIOS DE DESPACHO ENERGÉTICO.

Cenários de despacho energético	Variação do consumo absoluto de combustível em relação ao cenário base	Variação das emissões de gases em relação ao cenário base	Variação do consumo específico global da UTE em relação ao cenário base
1	-70%	-75%	+27%
2	-37%	-48%	+82%
3	-64%	-70%	-11%

A estratégia de aumento da confiabilidade da minirrede (2) resulta em um aumento significativo no consumo específico da UTE (+82%), resultado da operação contínua de ao menos uma máquina do sistema em carga mínima, e, portanto, pouco eficiente. A operação contínua do gerador diesel ainda resulta em uma penetração renovável reduzida (-37%) em relação às demais estratégias analisadas. Vale lembrar que nesta estratégia o gerador diesel está agindo como *backup* para resposta rápida do sistema em caso de rampas na demanda líquida, priorizando a segurança do sistema.

O cenário que emprega a estratégia de otimização do ponto de operação da UTE (3) é o único que apresenta uma redução no consumo específico médio da UTE (-11%). Esta redução do consumo específico permite ao empreendedor da UTE uma maior margem de lucro por

unidade de energia gerada, apesar do montante total de energia gerada ser reduzido em relação ao cenário base (-64%). É importante lembrar que nesse cenário, sempre que o gerador diesel for acionado ele busca o ponto ótimo de operação, injetando a energia excedente no sistema de armazenamento. Este modo de operação acaba resultando em uma fração de renovável reduzida em relação ao cenário 1, em função da geração diesel também ser injetada na bateria, fazendo com que um maior volume de energia renovável sofra redução (*curtailment*) por falta de capacidade remanescente para armazenamento da energia excedente.

Conclui-se que a inserção de fontes intermitentes com sistemas de armazenamento de energia em minirredes isoladas é uma alternativa adequada para a descarbonização dos sistemas isolados. Entretanto, deve-se investigar o ponto de conexão, verificando a robustez da rede de distribuição de energia na localidade. Adicionalmente, uma análise técnico-econômica detalhada para cada novo empreendimento e minirrede se faz necessária para quantificar e avaliar os impactos da inserção da fonte renovável nos empreendimentos já existentes. Além disso, o despacho de energia deve ser regulamentado e definido antes do início da operação, pois com o mesmo sistema instalado se tem uma grande variabilidade no consumo de diesel e no consumo específico médio da UTE, dependendo exclusivamente do modo de operação.

4. NECESSIDADE DE INTERVENÇÃO

Pelo que foi exposto, desde a publicação da Lei nº 12.111/2009, o governo brasileiro (em conjunto com a ANEEL e demais organizações do setor elétrico nacional) estabeleceu as seguintes bases normativas e regulatórias para o suprimento de energia elétrica no SISOL:

- a. Contratação de nova capacidade a partir de processos concorrenciais e leilões realizados pela ANEEL com base no critério de menor preço;
- b. Planejamento do atendimento dos sistemas isolados com horizonte de 5 anos;
- c. Consideração das especificidades dos sistemas isolados especialmente no caso de pequenos grupamentos de consumidores afastados das sedes municipais, e caracterizados pela ausência de economias de escala ou de densidade, definidos como Regiões Remotas, inclusive na definição dos requisitos de qualidade do suprimento; e
- d. Foco na busca de soluções integradas de suprimento de energia elétrica e potência que considerem a maximização da eficiência energética, a mitigação de impactos ao meio ambiente e a utilização de recursos energéticos locais e renováveis.

Os objetivos fundamentais dessas diretrizes são assegurar às comunidades isoladas acesso à energia elétrica de qualidade ao menor custo social possível, considerando o preço de geração (subsidiado pela CCC) e os impactos socioambientais locais, regionais e globais. A Lei nº 12.111/2009, por meio do pilar descrito no item “d” acima, também tem como objetivo possibilitar a transição da matriz elétrica do SISOL de uma base fortemente apoiada em geração à diesel e óleo combustível para fontes renováveis locais.

Todavia, conforme dados apresentados acima, o atendimento ao SISOL tem persistido em sua dependência do diesel, havendo até o momento uma participação muito baixa de fontes renováveis.

Sendo assim, há necessidade de estudo dos modelos de negócios e das normas e procedimentos de planejamento e de contratação de soluções de suprimento de energia elétrica e potência para identificação das barreiras econômicas e regulatórias que têm restringido a maior participação de fontes renováveis no suprimento de energia ao SISOL e para intervir em favor a maior inserção dessas fontes nos sistemas do SISOL.

5. IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO

Os processos de planejamento, desenvolvimento de projetos e contratação de energia elétrica e potência no SISOL e no SIN são conceitualmente distintos. No SIN o empreendedor geralmente desenvolve um projeto a partir de um potencial energético (vazão de um rio, radiação solar, vento, proximidade e disponibilidade de combustíveis, etc.), e o projeto possui um tempo de maturação até a participação no leilão. No SISOL os projetos são desenvolvidos a partir da publicidade de necessidade de atendimento de uma determinada localidade, momento no qual o empreendedor faz a avaliação de qual fonte pode ser adaptada ao local de suprimento, realizando a análise das diferentes alternativas de soluções de suprimento disponíveis. Contudo, como o tempo alocado nos mecanismos de leilão para o desenvolvimento de soluções de suprimento é relativamente pequeno quando comparado aos projetos desenvolvidos no âmbito do SIN, tipicamente os empreendedores do SISOL optam pela fonte com a qual possuem maior familiaridade, experiência e segurança, que é a geração diesel.

Por outro lado, muitas localidades do SISOL possuem previsão de interligação com o SIN no curto e no médio prazo. Com isso, e considerando que o preço médio da geração no SISOL é mais de dez vezes superior ao do SIN, as soluções de suprimento procuradas são de curto prazo (até 30 meses) e preveem a possibilidade de rescisão dos contratos, a pedido da distribuidora, na hipótese de interligação das localidades ao SIN, nos termos, por exemplo, da Portaria MME nº 341, de 11 de setembro de 2020, que definiu as diretrizes para o Leilão nº 03/2021:

“Art. 8º Os CCESIs conterão Cláusulas estabelecendo que o compromisso de entrega das Soluções de Suprimento consistirá em disponibilidade de potência, em MW, bem como a respectiva energia associada demandada pelo Sistema Isolado, em MWh, a serem aferidas no Ponto de Conexão da Solução de Suprimento com a Rede de Distribuição.

§ 1º Ficará alocado ao empreendedor o risco da incerteza da energia a ser efetivamente produzida pela Solução de Suprimento, inclusive nas hipóteses de atraso ou antecipação de interligações ou ainda de definição, em momento posterior à realização do Leilão, de obra de interligação com o Sistema Interligado Nacional - SIN ou outro Sistema Isolado.

Art. 15. Ficam autorizados, nos termos do Anexo II desta Portaria, aditamentos aos CCESIs para fins de extensão do período de suprimento para até noventa dias a contar da data prevista para:

I - a entrada em operação das Soluções de Suprimento contratadas em decorrência do Leilão de que trata o art. 1º desta Portaria, no caso das localidades sem previsão de interligação; ou

II - a interligação ao SIN, no caso das localidades com previsão de interligação.

Parágrafo único. Considerando o disposto no Anexo II desta Portaria, os aditamentos deverão:

I - prever novo término da vigência contratual compatível com as extensões dos períodos de suprimento das localidades, nos termos do disposto no caput; e

*II - **na hipótese de efetivação da interligação das localidades antes dos prazos previstos, prever a possibilidade de rescisão dos Contratos a pedido da Distribuidora, a qualquer tempo e sem ônus, desde que comunicadas aos respectivos vendedores com a antecedência mínima de noventa dias.***” (grifos nossos)

Sendo assim, como o peso relativo do CAPEX é maior para fontes renováveis e sistemas de baterias do que para geradores a diesel e como a desmobilização de um ativo renovável (e.g. fotovoltaico) possui maior dificuldade e custos quando comparado ao ativo com geração a diesel, tanto os prazos mais curtos de contratação quanto o risco de rescisão contratual por interligação favorecem a escolha por solução de suprimento a diesel em detrimento das fontes renováveis e sistemas de baterias. Finalmente, o próprio critério de seleção das soluções de suprimento vencedoras do leilão é falho, focando exclusivamente em valores de referência obtidos pela média de séries históricas e projeções sem considerar métricas de riscos para a volatilidade da taxa de câmbio⁴ e dos combustíveis fósseis⁵ (EPE 2020) ou outros aspectos socioambientais, como as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e o custo do carbono.

Pelo exposto, identifica-se os seguintes problemas regulatórios:

⁴ O valor de referência da taxa de câmbio do Leilão nº 03/2021 foi obtido pela média da cotação diária da venda do dólar dos Estados Unidos de outubro de 2019 a setembro de 2020.

⁵ O valor de referências dos combustíveis considerados foi obtido pela média histórica de 2017 a 2019 e projeções da *Energy Information Administration* (EIA) para os anos de 2020 a 2029

Problema Regulatório 1: Processos expeditos e prazos exíguos para desenvolvimento de projetos de soluções de suprimento com fontes renováveis que possuem maior complexidade para avaliar as necessidades sazonais e horárias da carga e as condições técnicas das redes de distribuição local e maior dificuldade para equacionar as questões fundiárias para obtenção do direito do uso do solo da área onde se localizará o empreendimento (especialmente no caso de solar fotovoltaica);

Problema Regulatório 2: Possibilidade de rescisão contratual na hipótese de interligação aplicada indiscriminadamente, sem considerar que soluções de suprimento baseadas na fonte solar fotovoltaica e sistemas de bateria possuem custo marginal de operação reduzidos e poderiam permanecer em operação sem onerar o custo da energia elétrica percebido pelos consumidores (inclusive do SIN) mesmo após a interligação;

Problema Regulatório 3: Critério de seleção de soluções de suprimento enviesado que favorece a contratação de projetos baseados em geração a óleo combustível e diesel; e

Problema Regulatório 4: Dificuldade técnica e regulatória para aditamento de contratos de soluções de suprimento existentes com a entrada de um novo PIE que utilize fontes renováveis.

6. IDENTIFICAÇÃO DOS AGENTES ECONÔMICOS AFETADOS

Os problemas regulatórios identificados afetam diretamente todos os consumidores de energia elétrica (dado o subsídio da CCC), as concessionárias de distribuição e PIEs do SISOL, a ANEEL, a EPE e o ONS. Ademais, espera-se impactos indiretos sobre a sociedade como um todo, considerando as externalidades positivas típicas das fontes renováveis de energia.

Em termos qualitativos, os impactos esperados são:

- a. A redução do uso de diesel e óleo combustível na geração de energia elétrica no SISOL, com consequente redução das emissões de GEE;
- b. A redução, no médio prazo, do custo médio de geração de energia elétrica no SISOL e, portanto, da necessidade de aportes de subsídios pela CCC;
- c. A melhoria dos indicadores de qualidade e de continuidade do suprimento de energia elétrica no SISOL;
- d. A geração local, regional e nacional de empregos de alta qualidade, associados com a cadeia de suprimento de equipamentos, insumos e serviços para fontes renováveis e sistemas de baterias.

7. BASE LEGAL

Os problemas regulatórios identificados no âmbito do Capítulo 5 deste relatório, bem como as intervenções regulatórias a serem sugeridas no Capítulo 8, referem-se a questões relativas às etapas de (i) planejamento e especificação e de (ii) negociação/realização de leilões para contratação de soluções de suprimento, bem como de (iii) execução contratual, no contexto do SISOL⁶ no Brasil (ver quadro síntese que consta da **FIGURA 5**). Cumpre, assim, identificar os agentes institucionais integrantes do setor elétrico responsáveis por tais ações (aqueles que exercem atividades de governo e regulatórias). Ou seja, os agentes competentes para implementar as recomendações propostas, que se referem à previsibilidade regulatória e de sistemática de certames (algumas de competência exclusiva do MME e da EPE, outras no escopo de responsabilidades da ANEEL) e/ou à adequação contratual (competência da ANEEL).

A respeito, a Lei nº 12.111/2009, que dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos SISOL, assim dispõe em seu art. 1º⁷:

*Art. 1º **As concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica nos denominados Sistemas Isolados deverão atender à totalidade dos seus mercados por meio de licitação, na modalidade de concorrência ou leilão, a ser realizada, direta ou indiretamente, pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, de acordo com diretrizes do Ministério de Minas e Energia.*** [grifou-se]

Portanto, o Ministério de Minas e Energia (MME), como agente responsável pela formulação de políticas públicas setoriais⁸ (atividade de governo)⁹, atua na etapa de

⁶ Art. 2º, III, Decreto nº 7.246/2010: “III – Sistemas Isolados: os sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, por razões técnicas ou econômicas”.

⁷ No mesmo sentido, o Decreto regulamentador (artigos 7º e 8º, Decreto nº 7.246/2010) e a Portaria MME nº 67/2018 (art. 6º e art. 12).

⁸ Art. 87, parágrafo único, Constituição Federal: “Compete ao Ministro de Estado, além de outras atribuições estabelecidas nesta Constituição e na lei: I - exercer a orientação, coordenação e supervisão dos órgãos e entidades da administração federal na área de sua competência e referendar os atos e decretos assinados pelo Presidente da República; II - **expedir instruções para a execução das leis, decretos e regulamentos**; III - apresentar ao Presidente da República relatório anual de sua gestão no Ministério; IV - **praticar os atos pertinentes às atribuições que lhe forem outorgadas ou delegadas pelo Presidente da República**”. [grifou-se] O MME foi criado pela Lei nº 8.422/1992. Ver, também, Lei nº 10.683/2003 (que dispõe sobre a organização básica dos Ministérios).

⁹ Além do MME, também exercem atividades de governo no contexto do setor elétrico o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) (Tolmasquim 2015, 31).

especificação dos leilões. O MME estabelece condições gerais para a contratação de soluções de suprimento¹⁰ (veja-se a Portaria MME nº 67/2018¹¹, que inclui, inclusive, previsão de calendário de leilões dos SISOL)¹². Também, é atribuição do MME emitir diretrizes sobre a sistemática para a realização de leilões dos SISOL, a orientar a elaboração dos correspondentes editais e documentos relacionados (veja-se, no caso do presente estudo, as Portarias nº 145/2019 e nº 341/2021, relativas aos Editais SISOL nº 01/2019 e nº 03/2021, respectivamente)¹³.

Importante destacar, ainda, a atribuição do MME quanto ao planejamento do atendimento do mercado consumidor nos SISOL, ao atuar na sistematização de informações disponíveis sobre a operação dos sistemas e a demanda de consumo, e, assim, na realização de projeções de mercado. A respeito, veja-se o disposto no Decreto nº 7.246/2010:

Art. 5º Os agentes de distribuição de energia elétrica deverão submeter à aprovação do Ministério de Minas e Energia, anualmente, o planejamento do atendimento dos mercados nos Sistemas Isolados, para o horizonte de cinco anos.

Parágrafo único. O Ministério de Minas e Energia estabelecerá as diretrizes para a elaboração e o prazo para apresentação do planejamento a que se refere o caput.

Destaca-se, nesta etapa, o papel da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública vinculada ao MME¹⁴, que apoia tecnicamente o MME através de estudos de planejamento. A partir de informações disponibilizadas pelas distribuidoras, conforme acima colacionado, a EPE, conjuntamente com o MME¹⁵, elabora estudos técnicos e emite

¹⁰ Art. 2º, IV, Portaria MME nº 67/2018: “IV – Solução de Suprimento: instalação ou conjunto de instalações destinadas à geração de energia e potência elétricas para suprimento a Sistema Isolado”.

¹¹ Sobre cronograma de leilões, ver, também, a Portaria nº 32/GM/MME/2021.

¹² Considere-se, neste âmbito, por exemplo, alternativas de intervenção regulatória indicadas no Capítulo 8 relacionadas à ampliação do horizonte de planejamento de 5 para 10 anos (Alternativa 1.1), antecipação do prazo de envio informações de planejamento das distribuidoras para a EPE (Alternativa 1.2) e estabelecimento de calendário anual para realização de leilões dos SISOL (Alternativa 1.3).

¹³ Considere-se, neste âmbito, por exemplo, alternativas de intervenção regulatória indicadas no Capítulo 8 relacionadas à base de cálculo para preço de referência (incorporação do risco de variação do preço do combustível e introdução de mecanismo de precificação de carbono – Alternativas 3.1 e 3.2), quota mínima de participação de fontes renováveis na solução de suprimento (Alternativa 3.3), ampliação de prazos contratuais para soluções de suprimento de fonte renovável (Alternativa 3.4). Todas com repercussão da redação dos CCESI.

¹⁴ Sua criação foi autorizada pela Lei nº 10.847/2004 (conversão da Medida Provisória nº 145/2003).

¹⁵ Ver, também, Portaria MME nº 67/2018: “Art. 3º Até 30 de junho de cada ano, os agentes de distribuição deverão submeter ao Ministério de Minas e Energia, por intermédio da Empresa de Pesquisa Energética – EPE,

documentos de análise sobre ciclos de planejamento dos SISOL (horizonte de 5 anos)¹⁶, que conferem suporte às decisões de planejamento do MME. Ainda, no processo licitatório, a EPE participa do cadastramento e habilitação técnica de propostas de solução de suprimento apresentadas por vendedores, nos termos do Decreto nº 7.246/2010 (art. 8º, §2º)¹⁷:

[...] § 2º Para participação na licitação de que trata o art. 7º, os agentes vendedores deverão apresentar propostas de solução de suprimento de energia e potência, que serão previamente habilitadas tecnicamente pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

§ 3º Os agentes de distribuição deverão fornecer, quando solicitadas pela EPE, as informações necessárias e relevantes para a elaboração das soluções de suprimento e a habilitação técnica de que trata o § 2º.

Quanto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao MME¹⁸, trata-se do órgão responsável pela implementação de políticas públicas setoriais, através de atividades de regulamentação e fiscalização (atividade regulatória). Consoante previsão legal, cabe à ANEEL, dentre outras atribuições:

- a. regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal (art. 2º, caput, Lei nº 9.427/1996);
- b. promover por delegação os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente (art. 3º, inciso II, Lei nº 9.427/1996) e promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado (art. 3º, XV, Lei nº 9.427/1996);
- c. gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica (art. 3º, IV, Lei nº 9.427/1996);

proposta de planejamento de atendimento aos seus respectivos mercados consumidores situados em Sistemas Isolados para o horizonte de 5 anos, a contar do ano subsequente [...]”.

¹⁶ Veja-se o documento intitulado “Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados – Horizonte 2026 – Ciclo 2021”, emitido pela EPE a partir de informações disponibilizadas pelas distribuidoras.

¹⁷ No mesmo sentido, art. 8º, §2º, Decreto nº 7.246/2010, e art. 6º, §4º, art. 8º e art. 10 da Portaria MME nº 67/2018.

¹⁸ A ANEEL foi criada pela Lei nº 9.427/1996, regulada pelo do Decreto nº 2.335/1997.

- d. dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, e entre esses agentes e consumidores (art. 3º, V, Lei nº 9.427/1996); e
- e. aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre (art. 3º, XIV, Lei nº 9.427/1996).

Assim, especificamente quanto ao regime regulatório dos SISOL, a ANEEL regula requisitos de qualidade do fornecimento e dos serviços (art. 3º, Decreto nº 7.246/2010) e aprova metodologias e procedimentos para otimização da operação desses sistemas, bem como de sistemas interligados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica (art. 4, VII, Decreto nº 2.335/1997). Destaca-se que a ANEEL é responsável pela elaboração dos editais e contratos de suprimento de energia elétrica (incluindo elaboração, gestão, fiscalização e aditamento), em conformidade com diretrizes gerais emitidas pelo MME¹⁹. Vide, por exemplo, o último edital para aquisição de energia e potência elétricas para atendimento aos mercados consumidores dos SISOL, o Edital do Leilão nº 03/2021-ANEEL. Neste caso, a Portaria MME nº 341/2020, que estabelece as diretrizes gerais para referido leilão, atribui à ANEEL a elaboração do edital e seus anexos, incluindo-se os respectivos contratos, bem como a adoção de demais medidas necessárias para realizar o leilão (art. 7º). Cabe à ANEEL, ainda, a homologação e adjudicação do certame.

Por fim, há que se considerar o Operador Nacional do Sistema (ONS), ente de direito privado com atribuição técnica de coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia do Sistema Integrado Nacional (SIN)²⁰. Entende-se que caberia consultar o ONS na hipótese de interligação de localidades dos SISOL ao SIN, de modo a assegurar adequada análise técnico-regulatória sobre eventual integração de PIE que operava nos SISOL ao SIN quanto à necessidade (segurança energética), condicionantes técnicas e regras de despacho.

¹⁹ Considere-se, neste âmbito, por exemplo, previsão em edital e adequação contratual (minuta padrão do CCESI) quanto às alternativas de intervenção regulatória identificadas no Capítulo 8 relacionadas à inclusão de cláusula no CCESI que permitissem redução de escopo da solução contratada, com manutenção apenas de geração renovável (Alternativa 2.1), incorporação do risco de variação do preço do combustível e introdução de mecanismo de precificação de carbono no cálculo do preço de referência (Alternativas 3.1 e 3.2), quota mínima de participação de fontes renováveis na solução de suprimento (Alternativa 3.3) e ampliação de prazos contratuais para soluções de suprimento de fonte renovável (Alternativa 3.4).

²⁰ Criado pela Lei nº 9.648/1998 (regulamentada pelo Decreto nº 5.081/2004 e alterada pela Lei nº 10.848/2004), trata-se de entidade com atuação autorizada pelo Poder Concedente e regulada e fiscalizada pela ANEEL.

7.1. RELAÇÕES JURÍDICAS RELEVANTES

Para o presente estudo, convém revisitar, ainda que sucintamente, a disciplina jurídica incidente em relação à produção independente de energia elétrica. A propósito, a figura do produtor independente de energia (PIE), como agente de geração²¹, é definida na redação do art. 11, da Lei Federal nº 9.074/1995, conforme segue²²:

Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Parágrafo único. O Produtor Independente de energia elétrica estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre, atendido ao disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou no ato de autorização, sendo-lhe assegurado o direito de acesso à rede das concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição e das concessionárias do serviço público de transmissão.

O PIE pode comercializar energia com os seguintes agentes setoriais, conforme disposto no art. 12, da Lei Federal nº 9.074/1995:

Art. 12. A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:

I - concessionário de serviço público de energia elétrica;

II - consumidor de energia elétrica, nas condições estabelecidas nos arts. 15 e 16;

III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;

²¹ A atividade de geração é regulada como atividade econômica de relevante interesse público (atividade econômica regulada), não estando sob o regime jurídico de serviço público, como ocorre com concessionários de transmissão e distribuição. Como categorias de agentes de geração, além do produtor independente, tem-se concessionário e autoprodutor.

²² Há capítulo específico sobre a produção independente de energia na Lei Federal nº 9.074/1995 (artigos 11 a 14). Ver, também, art. 2, I, do Decreto nº 2003/1996.

IV - conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

V - qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação.

Parágrafo único. A comercialização na forma prevista nos incisos I, IV e V do caput deste artigo deverá ser exercida de acordo com critérios gerais fixados pelo Poder Concedente.

Portanto, são duas as relações jurídicas relevantes que o PIE estabelece ao figurar como agente de geração, explorador de atividade econômica regulada²³:

- a. relação entre PIE e Poder Concedente (União), quando da outorga de concessão ou de autorização para geração de energia elétrica²⁴;
- b. relação entre PIE e comprador de energia, na comercialização de energia no ambiente regulado²⁵ ou no ambiente livre.

²³ Ver Moreira e Freitas (2015, 167). Ao tratar do modelo de regulação para competição relativamente ao segmento de geração no setor elétrico brasileiro, Santos e outros fazem a seguinte síntese, no sentido de aplicação de regime de direito privado com manutenção de regras de direito público: “Assim, percebe-se que mesmo se tratando de serviço submetido ao regime de direito privado, ao menos quanto à liberdade de preços e liberdade de investimentos, há regras de direito público relativas ao aproveitamento hidráulico, por exemplo, a reversão de ativos, dado que atrelados ao bem público (o potencial hidrelétrico)” (Santos, et al. s.d.).

²⁴ Quanto aos regimes de título de outorga das centrais geradoras, pode-se ter concessão ou autorização, conforme o disposto na Lei Federal nº 9.074/1998 (art. 11) e o que estabelece o Decreto nº 2003/1996. Ver, ainda, o disposto no art. 3º-A, II, da Lei nº 9.427/1996: “Além das competências previstas nos incisos IV, VIII e IX do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, aplicáveis aos serviços de energia elétrica, compete ao Poder Concedente: [...] II - celebrar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público e expedir atos autorizativos; [...] §3º A celebração de contratos e a expedição de atos autorizativos de que trata o inciso II do caput deste artigo poderão ser delegadas à ANEEL”. Relativamente à concessão para uso de bem público (UBP) envolvendo aproveitamento de potencial hidráulico (a título oneroso), tem-se fundamento no art. 176, §1º, da CF/1988 e conforme art. 13, da Lei Federal nº 9.074/1995. No que diz com outorga de autorização para PIE e Autoprodutores, ver Resolução Normativa ANEEL nº 921/2021. Análise da natureza jurídica da outorga de autorização no setor elétrico será incluída na entrega do Produto P16.

²⁵ Ver Tolmasquim (2015, 62): “Com o advento do Novo Modelo, a contratação de energia por parte das distribuidoras passou a ser uma atividade regulada, ou seja, a distribuidora não pode mais contratar energia livremente para atender a seus consumidores. Essa mudança buscou proporcionar tarifas módicas aos consumidores ‘cativos’, fomentando também a expansão competitiva da geração por meio de processo público, transparente e com igualdade de acesso a todos os interessados”. [grifos nossos] Ver: Lei nº 10.848/2004, art. 1º, §2º (no ambiente de contratação regulada, concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica estão obrigadas a comprar através de licitação) e Decreto nº 5.163/2004, art. 19 (no ambiente de contratação regulada, licitação na modalidade leilão).

No caso objeto de estudo, especificamente, tem-se o PIE:

- a. comercializando energia através de leilões SISOL²⁶, com Contratos de Comercialização de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados (CCESI) firmados com distribuidores (concessionários ou permissionários de serviço público de energia elétrica)²⁷;
- b. produzindo energia, predominantemente, por fonte a diesel (gerador termoeletrico a diesel)²⁸.

7.2. QUADRO SÍNTESE DE NORMAS E DOCUMENTOS TÉCNICOS

A **TABELA 4** e a **TABELA 5** apresentam de forma sintética as seguintes normas aplicáveis quanto ao regime regulatório dos SISOL no Brasil (legais, regulatórias e administrativas), que serão consideradas neste estudo e entendidas como base legal para a consideração dos problemas regulatórios apresentados:

TABELA 4 – QUADRO SÍNTESE DE NORMAS APLICÁVEIS AO SISOL.

Lei nº 12.111/2009	Dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos SISOL
Decreto nº 7.246/2010	Regulamenta o disposto na Lei nº 12.111/2009

²⁶ Conforme informações disponibilizadas pela Empresa Brasileira de Planejamento Estratégico (EPE), publicizadas em documento correspondente ao “Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados - Horizonte 2022/2026 – Ciclo 2021” (de 11/02/2022), identifica-se a existência, atualmente, de 271 Sistemas Isolados no Brasil, localizados em oito estados e atendidos por nove distribuidoras (EPE 2021, 08). Ainda, afirma-se que 77% das unidades geradoras em operação em 2023 serão decorrentes de contratação de Produtores Independentes de Energia (PIEs) via leilão (EPE 2021, 16). 2023 é o ano estimado de entrada em operação de todos os PIEs contratados em leilões até a presente data (EPE 2021, 57).

²⁷ Definição constante da Resolução Normativa ANEEL nº 783/2017 (art. 2, I, “e”): “Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Sistema Isolado - CCESI: aquele destinado à comercialização de energia elétrica nos sistemas isolados, por quantidade, proveniente de empreendimentos de geração existentes ou futuros, devendo ser celebrado por cada concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório com cada distribuidora compradora”. Ver, ainda, Resolução Normativa ANEEL nº 1.016/2022, art. 3º, V: “Agente Vendedor de Energia no Sistema Isolado: titular de concessão ou autorização para a geração de energia elétrica, vencedor de licitação para geração de energia nos Sistemas Isolados, sendo a comercialização celebrada por meio de Contrato de Comercialização de Energia Elétrica e Potência no âmbito dos Sistemas Isolados”. Análise da natureza jurídica dos CCESI será incluída na entrega do Produto P16.

²⁸ Segundo a EPE (2021, 57): “As usinas a diesel representavam mais de 90% da geração de energia elétrica nos sistemas isolados em 2021; todavia espera-se uma redução dessa participação nos próximos anos em razão da entrada em operação de usinas a gás natural e renováveis contratadas nos últimos leilões. [...] Para 2022 é esperada a entrada em operação comercial de parte das usinas de fontes renováveis e gás natural contratadas em 2019, no Leilão para atendimento a Boa Vista, conforme indicado na Tabela 6. Deve ser iniciada também a operação comercial das usinas a biodiesel contratadas no Leilão de 2021 para atendimento a Izidolândia/RO e Urucumacua/RO. As demais usinas contratadas no Leilão nº 03/2021 têm entrada em operação prevista para abril de 2023”.

Portaria MME nº 67/2018	Estabelece condições para contratação de Solução de Suprimento nos SISOL, na modalidade Leilão
Resolução Normativa ANEEL nº 921/2021	Estabelece os deveres, direitos e outras condições gerais aplicáveis às outorgas de autorizações para geração de energia por Produtores Independentes ou Autoprodutores
Resolução Normativa ANEEL nº 1.016/2022	Estabelece procedimentos para a adequação das instalações físicas, contratos comerciais e rotinas de operação, necessários à interligação de Sistemas Isolados ao SIN e os critérios para adição de unidades geradoras de fonte renovável em centrais geradoras nos Sistemas Isolados.

TABELA 5 – QUADRO SÍNTESE DE DOCUMENTOS TÉCNICO COM DIRETRIZES APLICÁVEIS AO SISOL.

	Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas 2019 (Leilão nº 01/2019)	Leilão para Suprimento de Sistemas Isolados 2021 (Leilão nº 03/2021)
Diretrizes	Portaria MME nº 512/2018 Portaria MME nº 145/2019	Portaria MME nº 341/2020 (alterada pela Portaria MME nº 425/2020)
Nota Técnica	---	Nota Técnica nº 6/2021-SEL-SRG/ANEEL (análise de contribuições apresentadas na Consulta Pública nº 070/2020)
Edital	01/2019-ANEEL	03/2021- ANEEL
Contrato	---	Minuta de Contrato de Compra de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados (CCESI) – fonte diesel
Produtos	potência (todas as tecnologias) e energia (tecnologias renováveis)	05 lotes (energia com potência associada) (todas as tecnologias)

8. ALTERNATIVAS DE INTERVENÇÃO

Pelo exposto, o **Problema Regulatório 1** consiste na incompatibilidade atual dos prazos disponibilizados e para o desenvolvimento de projetos de soluções de suprimento com fontes renováveis para localidades isoladas e a complexidade para avaliar as necessidades sazonais e horárias da carga e as condições técnicas das redes de distribuição local e maior dificuldade para equacionar as questões fundiárias para obtenção do direito do uso do solo da área onde se localizará o empreendimento (especialmente no caso de solar fotovoltaica).

Sendo assim, para a solução do referido problema regulatório, vislumbra-se as seguintes alternativas de intervenção:

Alternativa 1.1: ampliar o horizonte de planejamento de 5 anos para 10 anos;

Alternativa 1.2: ampliar o prazo disponível para elaboração de projetos por meio da antecipação do envio das informações de planejamento das distribuidoras para a EPE;

Alternativa 1.3: estabelecer um calendário anual para a realização de leilões do SISOL com identificação das localidades que serão leiloadas.

Em termos qualitativos, a aplicação da Alternativa 1.1 teria pouca eficácia e efetividade, visto que o impacto do alongamento do horizonte de planejamento teria efeito reduzido sobre a disponibilização de informações necessárias para a elaboração de projetos de novas soluções de suprimento. Adicionalmente, a Alternativa 1.1 tem a desvantagem de aumentar a incerteza dos dados de planejamento ao se ampliar o horizonte. É comum se verificar, entre dois ciclos subsequentes de planejamento, variações significativas das projeções de carga ou de previsão de interligação. Ou seja, mesmo com o horizonte de 5 anos a incerteza é considerável e seria ainda maior para 10 anos. De fato, muito embora as informações do planejamento possam ser utilizadas pelos investidores para estimar demandas futuras e anteciparem estudos prévios sobre potenciais energéticos e tentar equacionar questões fundiárias, em termos concretos, a qualidade da informação disponibilizada, pelas próprias características inerentes dos SISOL²⁹, será precária e terá pouca relevância na redução do risco dos desenvolvedores de projetos.

²⁹ Como apontado pela contribuição do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) à Consulta Pública nº 120/2022 do MME, o mercado do SISOL, especialmente na região amazônica, é diferenciado por possuir alternâncias entre momentos longos de crescimento lento com eventos de rápido aumento da carga, em função de modificações na economia local, com a chegada de novos habitantes ou ampliação do comércio (GESEL 2022).

Por outro lado, a Alternativa 1.2 possui o potencial de melhorar a qualidade dos projetos de soluções de suprimento com baixo custo administrativo para as distribuidoras e EPE, que deveriam antecipar as etapas do cronograma de envio e tratamento das informações do planejamento que atualmente, nos termos da Portaria MME nº 67/2018, devem ser encaminhados até 30 de junho de cada ano.

De acordo com a Nota Técnica nº 149/2021/DPE/SPE, a EPE publica os resultados dos estudos de planejamento de atendimento ao SISOL até 15 de dezembro cada ano, momento em que o MME inicia a análise sobre a necessidade de contratação de novas soluções de suprimento para as localidades que apresentem déficit de potência e energia nos primeiros três anos do horizonte de planejamento. O processo de formulação do novo leilão, todavia, demanda, ainda, cerca de um ano até a efetiva contratação das soluções de suprimento (MME 2021).

Nesse ponto, destaca-se que as distribuidoras passaram por um processo de aprendizado e capacitação para elaboração tempestiva do planejamento do atendimento ao SISOL e que, como apontado pela Nota Técnica nº 149/2021/DPE/SPE, o ano de 2021 foi o primeiro em que todas as concessionárias apresentaram as informações completas de planejamento tempestivamente (MME 2021).

Sendo assim, entende-se que o prazo para entrega das informações de planejamento das distribuidoras para a publicação do relatório final da EPE pode e deve ser gradativamente antecipado de modo a possibilitar que o relatório da EPE seja concluído até 30 de junho de cada ano. Com isso, seria possível antecipar a divulgação das localidades a serem atendidas por novas soluções de suprimento em seis meses, prazo que pode ser integralmente destinado aos desenvolvedores de projetos.

Em relação à Alternativa 1.3, destaca-se que os participantes dos leilões têm custos de transação significativos, incluindo desenvolvimento do projeto, obtenção das autorizações necessárias, obtenção das garantias, entre outros. Muitos destes custos ocorrem previamente ao leilão, para que o projeto esteja apto a participar. Desta forma, ter uma perspectiva plausível de vencer o leilão é importante para que os investidores tenham segurança em assumir esses custos e para que haja uma oferta adequada de soluções de suprimento factíveis e otimizadas do ponto de vista técnico, econômico e financeiro.

Nesse sentido, destaca-se que a Portaria MME nº 32/2021 estabeleceu o cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos

Empreendimentos de Geração, dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, dos Leilões para Contratação de Reserva de Capacidade e Leilões para Suprimento aos Sistemas Isolados para os anos de 2022, 2023 e 2024.

A referida Portaria prevê a realização de Leilões para Suprimento aos Sistemas Isolados nos meses de outubro de 2022, 2023 e 2024.

Ademais, o MME já reconhece implicitamente a importância de se estabelecer previsibilidade para a realização de leilões para a redução do custo de desenvolvimento de projetos e participação nas licitações.

O **Problema Regulatório 2**, por sua vez, decorre da previsão, nos arts. 8º e 15 Portaria MME nº 341/2020, que definiu as diretrizes para o Leilão nº 03/2021, colacionados acima, da possibilidade de rescisão unilateral, a critério da distribuidora, dos Contratos de Compra de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados (CCESI) na hipótese de a localidade isolada ser conectada ao SIN ou a outro SISOL.

A lógica por trás dos referidos dispositivos regulatórios é minimizar a necessidade de subsídio por meio da CCC em homenagem ao princípio da modicidade tarifária, especialmente considerando que o custo médio de suprimento no SISOL é mais de dez vezes superior ao do ACR no SIN. Todavia, em um contexto em que pode haver competição entre diversas fontes energéticas, a aplicação da regra de rescisão contratual pode ser contraproducente, no sentido em que ela:

- a. favorece a contratação de soluções de suprimento baseadas em diesel e óleo combustível, que possuem menor custo de investimento e de desmobilização e realocação em outras localidades ou mercados; e
- b. inibe a contratação de fontes renováveis cujo Custo Variável Unitário (CVU) é reduzido (ou mesmo desprezível) como no caso da fonte solar fotovoltaica ou que pode contribuir para geração de renda local, como no caso de biomassa e biocombustíveis.

Nesse sentido, para melhor atender o princípio da modicidade tarifária seria possível a adoção da **Alternativa 2.1**, que consiste na inclusão de cláusulas no CCESI que permitissem a redução do escopo da solução de suprimento contratada, com a interrupção da geração a combustíveis fósseis (e de sua respectiva remuneração fixa e variável), mas com a manutenção da geração renovável, e dos sistemas de armazenamento de energia.

Para tanto, sob a perspectiva jurídica, os CCESI poderiam ser ajustados para:

- a. contemplar a separação expressa dos componentes de remuneração associados à diferentes fontes de geração de modo a possibilitar o correto ajuste entre o serviço prestado e a remuneração percebida e a comutatividade contratual (garantindo segurança jurídica para correta avaliação dos riscos e custos econômicos e financeiros da prestação do serviço); e para
- b. adequar a previsão contratual sobre prazo de suprimento, de modo a não vincular o prazo de suprimento à data de interligação ao SIN, admitindo-se expressamente, assim, a continuação do CCESI pelo prazo remanescente até a data de vigência do contrato, mesmo que posterior à interligação.

Ademais seria necessário incluir previsão expressa a respeito no edital (continuidade do CCESI em seu escopo de geração por fonte renovável em caso de interligação ao SIN, com rescisão apenas parcial do objeto contratual, referente à fonte diesel, em caso de fontes híbridas), em observância ao princípio da vinculação ao edital e respeito à concorrência, bem como promover adequação dos termos do ato autorizativo correspondente;

Ademais da questão da CCC e da modicidade tarifária, a contribuição apresentada pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) à Consulta Pública nº 120/2022 do MME que existem localidades originalmente isoladas que permaneceram com problemas de continuidade e qualidade do suprimento mesmo após a interligação (GESEL 2022). Nesse sentido, a manutenção de fontes locais de geração asseguraria melhores níveis de qualidade e confiabilidade de modo que a Alternativa 2.1 de melhoria regulatória proposta está em consonância com os objetivos declarados da política pública setorial (notadamente, o disposto no art. 3º, §12, da Lei nº 12.11/2009³⁰) e com compromissos nacionais de mitigação (redução de emissões de GEE) no contexto da Política Nacional de Mudanças Climáticas (Lei nº 12.187/2009).

³⁰ “Art. 3º A Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, de que tratam o § 3º do art. 1º e o art. 8º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, passará a reembolsar, a partir de 30 de julho de 2009, o montante igual à diferença entre o custo total de geração da energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada - ACR do Sistema Interligado Nacional - SIN, conforme regulamento. [...] §12. O regulamento previsto no *caput* deverá prever mecanismos que induzam à eficiência econômica e energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais, visando a atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados”.

Por fim, em que pese haver previsão expressa no edital e no CCESI, poder-se-ia questionar se a interligação antecipada ao SIN, com consequente rescisão contratual, anteriormente ao prazo de suprimento (sob a regra estabelecida no Edital nº 03/2021), feriria direitos do PIE, de modo a ensejar pleito de ressarcimento (com base na remuneração fixa que se deixaria de auferir, para fins de assegurar amortização de investimentos).

A resposta jurídica imediata, conforme regras vigentes, é a de não cabimento de indenização, vez que:

- a. é característica da geração de energia nos SISOL a incerteza quanto a energia produzida, que corre por risco do empreendedor;
- b. tal risco se estende às hipóteses de interligação antecipada (ou ainda atrasada) ao SIN, o que seria considerado pelo PIE quando de sua participação no certame.

Adicionalmente, ressalta-se que as hipóteses de pleito indenizatório em virtude de resolução contratual expressamente previstas nas minutas de CCESI correspondentes ao Edital nº 03/2021 (gás natural, diesel ou óleo combustível e fontes renováveis) referem-se à ação ou omissão das partes que implique rescisão antecipada do contrato, no que não se inclui a questão em análise³¹. Estes os termos:

12.1 A PARTE que, por sua ação ou omissão, der causa à RESOLUÇÃO do CONTRATO por incorrer nas hipóteses tratadas na Cláusula 11^a³², ficará obrigada a pagar à outra PARTE, sem prejuízo de perdas e danos, penalidade de multa por RESOLUÇÃO,

³¹ Nas minutas citadas, há ainda previsão contratual de exclusão de responsabilidade em hipótese de ocorrência de caso fortuito ou força maior, com fundamento no Art. 393, do Código Civil (Cláusula 14^a). No entanto, a antecipação de interligação ao SIN não configura circunstância caracterizadora.

³² “11.1 Este CONTRATO poderá ser resolvido, a pedido da parte adimplente, desde que aprovado pela ANEEL, na ocorrência de quaisquer das seguintes hipóteses:

- (i) não prestação das Garantias Financeiras deste CCESI no prazo de que tratam as Subcláusulas 10.3 e 10.4;
- (ii) decretação da falência, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial de uma das PARTES, observada a emissão de aviso ou notificação à outra PARTE para dar ciência do ocorrido;
- (iii) na eventualidade de uma PARTE ter revogado qualquer autorização ou licença legal, governamental ou regulatória indispensável ao cumprimento das atividades e obrigações previstas no CONTRATO, especialmente, mas não se limitando, à concessão de serviço público, permissão, autorização ou registro;
- (iv) atraso superior a 30 (trinta) dias no adimplemento da obrigação de reconstituição dos valores originalmente aportados de garantia de fiel cumprimento da(s) USINA(S);
- (v) atraso superior a 180 (cento e oitenta) dias em qualquer um dos marcos de implantação da(s) USINA(S) constantes do(s) ATO(S) AUTORIZATIVO(S); e/ou
- (vi) descumprimento de qualquer obrigação contratual por uma das PARTES”.

*correspondente a um ano de faturamento, calculada de acordo com a fórmula abaixo descrita: [...]*³³

No entanto, o marco regulatório atual prevê a completa depreciação do ativo durante o período de suprimento. Portanto, o período de suprimento estipulado deve ser longo o suficiente para que os custos de investimento inicial sejam diluídos ao longo de toda a duração do contrato. Desta forma, o período de suprimento deve refletir a intensidade de capital das tecnologias elegíveis, a modalidade de financiamento utilizado e as taxas de desconto envolvidas (Relatório de Avaliação dos Leilões, Produto P03, p. 16).

Assim, poder-se-ia argumentar, a depender de demonstração na análise de caso concreto, que a redução do prazo estabelecido para o suprimento de energia, em decorrência da interligação ao SIN, resultaria em desbalanço da equação econômico-financeira do CCESI, vez que frustrada expectativa de recebimento pelo PIE ao menos da parcela fixa de remuneração até a data do contrato.

Assim, a interligação, nesta circunstância, poderia ser compreendida como operando extinção da outorga³⁴, podendo, eventualmente, caracterizar supressão de direitos do PIE. Se este for o caso, para análise da condição patrimonial do PIE, tem lugar a aplicação da Súmula 473 do Supremo Tribunal Federal (STF), que dispõe acerca do dever de a Administração respeitar os direitos adquiridos na hipótese de revogação dos atos administrativos³⁵. Isto porque, o poder de revogar demanda que a Administração respeite as relações jurídicas constituídas, devendo indenizar o particular que tem seus direitos lesados, inclusive sendo defeso relegar o autorizado a postular seus direitos na via judicial (Mello 2021, 376), de modo que a indenização deve ser debatida no processo administrativo que originou o ato revogado. É a hipótese, portanto, de redução da precariedade do ato de autorização, considerando a

³³ Cláusula semelhante é prevista nos modelos de CCESI para as demais fontes. Para fontes renováveis, a penalidade de multa por resolução é limitada a dois anos de faturamento (Cláusula 14.1). Para gás natural, contudo, não há previsão.

³⁴ Mesmo ainda vigente o ato autorizativo, é de ser notado que as demais hipóteses legais de venda de energia pelo empreendedor previstas na Lei nº 9.074/95 para o PIE após a interligação, não parecem factíveis ao cenário de geração nas localidades objeto dos leilões de geração de energia para SISOL. Portanto, a previsão de rescisão contratual em caso de interligação antecipada ao SIN conduziria não apenas à extinção do CCESI, mas à própria inativação (e inutilidade) da usina de geração de energia do PIE. Ou seja, em que pese ainda dentro do prazo de vigência do ato administrativo de autorização para geração de energia, cessaria (antecipadamente) sua finalidade nos ambientes econômico, social e jurídico.

³⁵ Súmula 473: “A administração pode anular seus próprios atos, quando eivados de vícios que os tornam ilegais, porque deles não se originam direitos; ou revogá-los, por motivo de conveniência ou oportunidade, respeitados os direitos adquiridos, e ressalvada, em todos os casos, a apreciação judicial”.

demanda por estabilidade de ato administrativo que produz relevantes efeitos econômicos e sociais a uma coletividade (Farias 2005, 38), de modo que a Administração está limitada em sua discricionariedade para revogar o ato.³⁶

Por fim, no ponto, caso se admitisse haver lesão à direito do PIE, ter-se-ia que enfrentar, ainda, a questão dos parâmetros para definição de indenização. Aqui, regras gerais sobre indenização de investimentos ainda não amortizados no caso de extinção de concessão³⁷ e regras correlatas aplicáveis especificamente ao setor elétrico³⁸ podem oferecer alguma orientação. Sem adentrar nas especificidades do teor das disposições normativas e das complexas nuances e elementos de cálculo inerentes à discussão sobre os investimentos não amortizados³⁹, destaca-se o disposto na Resolução Normativa nº 921/2021 da Aneel, que

³⁶ A exemplo de autorizações que conferem certa estabilidade ao particular, limitando a discricionariedade da Administração à sua revogação, destacam-se as licenças ambientais, as licenças para edificar, as autorizações no sistema financeiro e no setor de telecomunicações. Por outro lado, admitindo-se revestir o ato administrativo das características de concessão, conforme exposto, poder-se-ia argumentar estar-se diante da disciplina da rescisão por ato unilateral do poder concedente previsto na Lei nº 8.987/95 (art. 35, IV), pela modalidade do resgate, ou seja, o encerramento da concessão por ato do concedente, durante o transcurso do prazo avençado, em decorrência da substituição por outro tipo de prestação capaz de satisfazer o interesse público que, repercutindo sobre a equação econômico financeira da concessão, advém o dever de compensar as perdas financeiras e o capital não amortizado (Mello 2021, 722).

³⁷ Parte-se do disposto na Lei nº 8.987/1995 (Lei Geral de Concessões e Permissões de Serviços Públicos), ao tratar das hipóteses de extinção de concessão: “Art. 35. Extingue-se a concessão por: I - advento do termo contratual; II - encampação; III - caducidade; IV - rescisão; V - anulação; e VI - falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual. §1º **Extinta a concessão, retornam ao poder concedente todos os bens reversíveis, direitos e privilégios transferidos ao concessionário conforme previsto no edital e estabelecido no contrato.** [...] Art. 36. A reversão no advento do termo contratual far-se-á com a indenização das parcelas dos **investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados**, que tenham sido realizados com o **objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido**”. [grifou-se]

³⁸ Especificamente em relação ao segmento de geração de energia elétrica, a Lei nº 9.074/1995 estabelece regra de transição: Art. 4º As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da nº 8.987, e das demais. [...] § 2º As concessões de geração de energia elétrica anteriores a 11 de dezembro de 2003 terão o **prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos**, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado por até 20 (vinte) anos, a critério do Poder Concedente, observadas as condições estabelecidas nos contratos. (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004) [...] § 9º As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir da Medida Provisória no 144, de 11 de dezembro de 2003, **terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos**, contado da data de assinatura do imprescindível contrato. (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004) [grifou-se]

³⁹ A doutrina administrativista também se dedica ao tema dos critérios para avaliação de bens ao término da concessão. Ao esclarecer o significado dos métodos do custo histórico (contábil) e do custo de reposição, Justem Filho indica como melhor alternativa a determinação expressa do critério a ser utilizado pelo ato convocatório, de acordo com a circunstâncias específicas do certame. Registre-se: “Há dois critérios básicos para avaliação de bens, ao final da concessão. Existe o método do custo histórico e o método do custo de reposição. O primeiro toma por em vista o valor dos bens no momento de sua aquisição, o qual deverá ser avaliado e amortizado a partir de então. O segundo considera o valor necessário, no momento da reversão, a obter os mesmos bens. A disputa sobre o método mais adequado dentre os dois ainda não foi solucionada na doutrina, especialmente no âmbito do Direito comparado” (JUSTEM FILHO, 2003, p. 570).

“estabelece os deveres, direitos e outras condições gerais aplicáveis às outorgas de autorizações a pessoas jurídicas, físicas ou empresas reunidas em consórcio interessadas em se estabelecerem como Produtores Independentes de Energia Elétrica”⁴⁰:

A respeito, primeiramente, deve-se esclarecer que o fundamento de dita indenização é assegurar a amortização integral dos investimentos realizados face à reversão de bens ao Poder Concedente ao fim do contrato⁴¹. Segundo, consoante previsão legal, o edital e o contrato de concessão devem identificar previamente os bens passíveis de reversão (Art. 18, inciso X,⁴² e Art. 23, inciso X⁴³, da Lei nº 8.987/1995)⁴⁴. Terceiro, sobretudo com base na regulação setorial acima identificada, destaca-se que não estão contemplados os investimentos constantes no projeto original, mas tão somente investimentos novos ("posteriores"). Afinal, investimentos iniciais relativos à implantação do projeto integram a proposta do licitante, formulada em consideração às condições já estipuladas em edital (Santos, et al. s.d.) Este foi justamente o entendimento exarado pela Procuradoria Federal ao se manifestar sobre o tema⁴⁵.

Em relação ao **Problema Regulatório 3**, o critério de seleção de propostas vencedoras poderia, por um lado, ser ajustado de modo a considerar adequadamente os riscos das soluções de suprimento baseadas em combustíveis fósseis indexados ao dólar e a preços internacionais, ou para incorporar outros aspectos socioambientais como emissões de GEEs e preço do carbono. Por outro lado, para fomentar a participação de fontes renováveis nas soluções de suprimento também seria possível a aplicação de uma quota mínima de

⁴⁰ A Resolução Normativa nº 921/2021 da Aneel reproduz, no tema, a previsão constante do art. 20 do Decreto nº 2.003/1996, que regulamentou o disposto na Lei nº 9.074/1995 sobre a questão para produção de energia elétrica por PIE e Autoprodutores, para empreendimento hidrelétricos e termelétricos.

⁴¹ A reversão se assenta no princípio da continuidade do serviço público, considerando-se a afetação direta dos bens à própria prestação do serviço. Nesse sentido, ver: Di Pietro (DI PIETRO, 2002, p. 90), Blanchet (BLANCHET, 2000, p. 102) e Meirelles (MEIRELLES, 2003, p. 379). Ainda, conforme Justen Filho, “há bens privados do concessionário, aplicados à prestação do serviço público. São bens integrantes do patrimônio do próprio concessionário (em princípio). Esses bens se sujeitam a um regime jurídico especial. Não são bens públicos porque não integram o domínio do poder concedente. No entanto, sua afetação à prestação do serviço produz a aplicação do regime jurídico dos bens públicos. Logo, esses bens não são penhoráveis nem podem ser objeto de desapossamento compulsório por dívidas do concessionário. Esses bens não se confundem com a receita auferida pelo concessionário” (JUSTEN FILHO, 2012, p. 732).

⁴² “Art. 18. O edital de licitação será elaborado pelo poder concedente, observados, no que couber, os critérios e as normas gerais da legislação própria sobre licitações e contratos e conterà, especialmente: [...] X – a indicação dos bens reversíveis”.

⁴³ “Art. 23. São cláusulas essenciais do contrato de concessão as relativas: [...] X – aos bens reversíveis; [...]”.

⁴⁴ Ver Justen Filho (JUSTEN FILHO, 2003, p. 570).

⁴⁵ Parecer nº 0170/2013/PGE-ANEEL/PGF/AGU.

participação dessas fontes ou a adoção de prazos contratuais mais extensos, que reduzam o peso da amortização do investimento ao longo do tempo.

Sendo assim, haveria pelos menos as seguintes alternativas:

Alternativa 3.1: incorporação do risco de variação do preço do combustível e da taxa de câmbio na equação de cálculo do preço de referência para avaliação do lance do leilão;

Alternativa 3.2: introdução de um mecanismo de precificação de carbono;

Alternativa 3.3: aplicação de quota mínima de participação de fontes renováveis na solução de suprimento; e

Alternativa 3.4: adoção de prazos contratuais mais extensos para as soluções de suprimento com participação de fontes renováveis.

Para aplicação da **Alternativa 3.1**, a forma de cálculo do preço de referência poderia ser ajustada, partindo da Equação 1 para a Equação 2, que inclui o valor do risco do Custo do Combustível (R_{comb}), decorrente da variação cambial e dos preços internacionais de combustíveis fósseis.

$$P_{ref} = \frac{RF}{8760 \times Ener_{med}} + \frac{f_c \times P_{d,max} \times (C_{comb} + O \& M_{var})}{Ener_{med}} \quad (1)$$

$$P_{ref} = \frac{RF}{8760 \times Ener_{med}} + \frac{f_c \times P_{d,max} \times (R_{comb} \times C_{comb} + O \& M_{var})}{Ener_{med}} \quad (2)$$

Onde:

P_{ref} : Preço de referência para avaliação do lance e seleção do vencedor no leilão (R\$/MWh);

RF : Receita fixa da solução de suprimento, incluindo a remuneração do investimento e os custos fixos de operação e manutenção (R\$/ano);

f_c : Fator de capacidade da solução de suprimento estabelecido pela EPE (adimensional);

$P_{d,max}$: Potência disponível máxima da solução de suprimento no ponto de conexão (MW);

$Ener_med$: Energia anual média (MW);

C_{comb} : Custo de combustível (R\$/MWh);

$O\&M_{var}$: Custo de operação e manutenção variável (R\$/MWh);

R_{comb} : Valor do risco do custo de combustível (R\$/MWh).

Para tanto, o valor do risco poderia ser calculado a partir de diversas métricas possíveis, de risco que serão melhor endereçadas no **PRODUTO 05**.

Ademais, considerando o disposto na **Alternativa 2.1**, a Equação 2 poderia ser ajustada para a Equação 3 abaixo, com o R_{comb} ajustado para considerar a participação de biocombustível.

$$P_{ref} = \frac{a \times RF_{ren} + b \times RF_{BESS} + c \times RF_{term}}{8760 \times Ener_med} + (c) \times \frac{f_c \times P_{d,max} \times (O\&M_{var} + R_{comb} \times C_{comb})}{Ener_med} \quad (3)$$

Onde:

a : participação relativa da fonte solar fotovoltaica na solução de suprimento (%);

RF_{ren} : Receita fixa associada à parcela renovável variável, incluindo a remuneração do investimento e os custos fixos de operação e manutenção (R\$/ano);

b : participação relativa do sistema de armazenamento na solução de suprimento (%);

RF_{BESS} : Receita fixa associada ao sistema de armazenamento, incluindo a remuneração do investimento e os custos fixos de operação e manutenção (R\$/ano);

c : participação relativa à geração termelétrica na solução de suprimento (%); e

RF_{term} : Receita fixa associada à geração termelétrica, incluindo a remuneração do investimento e os custos fixos de operação e manutenção (R\$/ano).

Para aplicação da **Alternativa 3.2**, destaca-se que o MME instaurou em 21 de janeiro de 2022 a Consulta Pública nº 118 com o objetivo de avaliar alternativas de regulamentação do mecanismo de consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico brasileiro, previsto no art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei nº 14.120,

de 1º de março de 2021, com base na adoção conjunta de um Sistema de Comércio de Emissões (SCE), tendo ponto de regulação a geração de energia elétrica a partir de fontes fósseis, com um mercado de Certificados de Energia Renovável (REC) para geradores de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Sendo assim, e considerando que a proposta em debate pelo MME é ampla e abrangeria inclusive o SISOL, entende-se que a **Alternativa 3.2** deve ser avaliada no âmbito da Consulta Pública MME nº 118.

Ademais, considerando a conveniência e oportunidade de se acelerar o processo de penetração das fontes renováveis no SISOL, pode ser interessante a adoção de quota mínima de participação de fontes renováveis em todas as soluções de suprimento (**Alternativa 3.3**) ou a aplicação de prazos contratuais mais extensos para as soluções de suprimento que possuam uma participação de fontes renováveis igual ou superior a uma quota mínima definida pelo MME na forma de uma política pública de incentivo à maior penetração de fontes renováveis (**Alternativa 3.4**). Nesses casos, os contratos poderiam ser de 15 ou 20 anos, a depender da participação de fontes renováveis na solução de suprimento.

Em relação a alternativas para endereçamento do **Problema Regulatório 4** (Dificuldade técnica e regulatória para inserção de fontes renováveis por meio do aditamento de contratos de soluções de suprimento existentes), destaca-se que o tema da regulamentação da possibilidade de adição de fonte renovável em usinas objeto de leilão dos SISOL foi considerado quando da Consulta Pública nº 067/2020⁴⁶, sendo que a Resolução Normativa nº 961/2021, editada posteriormente, apresentou previsão regulatória expressa a respeito. Muito recentemente, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.016/2022 (publicada no Diário Oficial da União em 25/04/2022), que revogou a Resolução Normativa nº 961/2021, passou a regular a matéria.

Consoante a Resolução Normativa nº 961/2021, a ANEEL entendeu pela admissibilidade de aditamento de contratos de suprimento vigentes nos SISOL para fins de inclusão/integração de fonte renovável considerando-se a existência de previsão expressa em edital ou Contrato de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI). Veja-se o que dispõe o art. 1º de referida Resolução:

⁴⁶ A Consulta Pública nº 067/2020 divulgou o Relatório de Impacto Regulatório (AIR) n. 002/2019-SRG/ANEEL e minuta de Resolução Normativa. Problema regulatório apresentado: “[...] necessidade de regulamentação da possibilidade de adição de fonte renovável em usinas a objeto de Leilão nos Sistemas Isolados, a qual já foi prevista nos editais dos leilões e constam dos Contratos de Comercialização de Energia” (ANEEL, 2019, p. 05).

Art. 1º Posteriormente à outorga, contratação e instalação de central geradora decorrentes de leilão de energia e potência nos Sistemas Isolados, caso previsto no Edital e/ou no Contrato de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados - CCESI, a vendedora poderá adicionar à central geradora existente unidades geradoras de fonte renovável de energia, sistema de armazenamento, bem como utilizar outros combustíveis, desde que asseguradas as condições do respectivo Edital, o produto contratado e os montantes mínimos de potência e energia estabelecidos no respectivo CCESI.

Parágrafo único. O agente de geração interessado deverá solicitar a autorização para implantação das unidades geradoras, sistema de armazenamento e/ou para a troca de combustível junto à ANEEL, especificando qual CCESI deverá ser atendido, bem como o empreendimento associado.

Posteriormente, em 25 de abril de 2022, a Resolução Normativa nº 1.016/2022⁴⁷ revogou a Resolução Normativa nº 961/2021, mas, sobre o tema, esta reeditou a mesma disposição normativa nos termos de seu art. 59:

Art. 59. Posteriormente à outorga, contratação e instalação de central geradora decorrentes de leilão de energia e potência nos Sistemas Isolados, caso previsto no Edital e/ou no Contrato de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados - CCESI, a vendedora poderá adicionar à central geradora existente unidades geradoras de fonte renovável de energia, sistema de armazenamento, bem como utilizar outros combustíveis, desde que asseguradas as condições do respectivo Edital, o produto contratado e os montantes mínimos de potência e energia estabelecidos no respectivo CCESI.

Parágrafo único. O agente de geração interessado deverá solicitar a autorização para implantação das unidades geradoras, sistema de armazenamento e/ou para a troca de

⁴⁷ Resolução ANEEL nº 1.016/2022, art. 69: “Ficam revogados os seguintes atos normativos: [...] VI - Resolução Normativa nº 961, de 14 de dezembro de 2021”.

combustível junto à ANEEL, especificando qual CCESl deverá ser atendido, bem como o empreendimento associado.

Ademais, na Resolução Normativa nº 1.016/2022 há previsão de regra de compartilhamento de benefícios para a hipótese, a incidir sobre o preço de referência, em caso de eventual resultante redução dos custos de operação, na proporção de 70% para a vendedora e 30% a compradora:

Art. 60. Caso o prazo remanescente para o fim do CCESl seja inferior ou igual a 5 (cinco) anos, quando da solicitação da autorização a que se refere o art. 1º, não haverá redução do preço de referência estabelecido no respectivo contrato.

Parágrafo único. Caso o CCESl seja renovado, a avaliação referente à redução do preço de referência, nos termos desta Resolução, será realizada novamente no momento da renovação, considerando o período de operação das unidades geradoras renováveis e/ou sistema de armazenamento até o final do novo prazo contratual.

Art. 61. Salvo disposição em contrário explícita em Edital, caso o prazo remanescente para o fim do CCESl seja superior a 5 (cinco) anos, quando da solicitação da autorização a que se refere o art. 1º, e a central geradora existente não utilize unidades geradoras de fonte renovável, a redução das parcelas que compõe o preço de referência até o fim do contrato será definida em R\$/MWh, da seguinte forma:

Redução do preço de Referência = 30% X Benefício

§ 1º No caso de adição de usina fotovoltaica à usina termelétrica, sem o uso de sistema de armazenamento, o Benefício de que trata o caput será calculado da seguinte forma

$$\text{Benefício} = (\text{Custo Evitado Comb} - \text{Custo Fotovoltaica}) \times \frac{\text{Energia}_{\text{Renovável}}}{\text{Energia}_{\text{Requerida}}}$$

Sendo:

Custo Evitado Comb – definido de acordo a parcela atualizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE do Custo Variável do combustível, que contempla o preço médio do combustível, a parcela da logística e a parcela de tributos

do combustível, as quais compõem a Receita de Venda da usina constante do CCESI (R\$/MWh);

Energia_{Renovável} (MWh) – estimativa de produção energética anual para a planta renovável a ser instalada.

Energia_{Requerida} (MWh) – energia requerida no CCESI; e

Custo Fotovoltaica (R\$/MWh) - definido em função da quantidade de anos remanescentes do CCESI quando do início da operação comercial da usina fotovoltaica, e da respectiva potência a ser instalada, conforme Anexo III desta Resolução.

§2º No caso de configuração de geração distinta da definida no §1º, será avaliado o caso específico pela ANEEL para cálculo da redução do preço de referência.

§3º O CCESI deverá ser aditado de forma a contemplar a redução do preço de referência de que trata o caput na receita de venda.

§4º A redução do preço de referência que trata o caput será aplicada exclusivamente sobre a parcela referente ao empreendimento associado.

Portanto, considera-se, em síntese, que: o tema já foi devidamente endereçado por regulamentação recente (Resolução Normativa ANEEL nº 1.016/2022), estabelecendo-se que pode haver adição de unidade geradora de fonte renovável após o leilão e assinatura do CCESI, desde que previsto expressamente no edital e/ou CCESI correspondentes.

9. AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Para efeito do presente relatório, a avaliação das alternativas será baseada na análise de eficácia, eficiência, efetividade e economicidade, entendidos conforme as seguintes definições:

- **Eficácia:** dimensão de desempenho expressa pelo alcance do objeto (resultado) da política pública de ampliação da participação de fontes renováveis locais no suprimento de potência e energia elétrica ao SISOL;
- **Eficiência:** dimensão de desempenho expressa pela relação entre os custos econômicos, administrativos e de transação incorridos ou decorrentes da alternativa regulatória e o seu impacto esperado (efetividade);
- **Efetividade:** dimensão de desempenho expressa pelo alcance do objetivo (impacto) da política pública de melhoria da qualidade e continuidade do suprimento de energia elétrica e potência no SISOL com mínimo impacto ambiental negativo e máximo impacto social positivo; e
- **Economicidade:** dimensão de desempenho expressa pelo impacto da alternativa regulatória nas tarifas dos consumidores de energia elétrica e no orçamento da CCC utilizada para subsidiar o custo total de geração no SISOL.

Sendo assim, destaca-se que a **Alternativa 1.1** (ampliar o horizonte de planejamento de 5 anos para 10 anos) pretende alongar o perfil da informação disponibilizada para os desenvolvedores de projetos e, com isso, permitir que haja mais tempo útil para que as soluções de suprimentos adequadas sejam identificadas e otimizadas e, indiretamente, possibilitar a ampliação da participação de fontes renováveis locais.

Logo, verifica-se que a **Alternativa 1.1** possui impacto sobre condições preliminares para o desenvolvimento de projetos de soluções de suprimento e, portanto, possui baixa eficácia e efetividade. De fato, a simples ampliação do horizonte de planejamento não é suficiente para assegurar uma maior penetração de fontes renováveis locais e, a depender da qualidade das informações apresentadas pode, inclusive, ter efeitos contraproducentes, elevando o custo de planejamento e tornando o processo de entrega e consolidação das informações pela EPE mais moroso, impactando negativamente a possibilidade de aplicação da **Alternativa 1.2**, por exemplo.

A **Alternativa 1.1** também possui desempenho baixo em termos de eficiência e economicidade, visto que eleva os custos administrativos e de transação do processo de planejamento sem oferecer perspectiva concreta de impacto positivo sobre as dimensões de eficácia e efetividade.

A **Alternativa 1.2** (ampliar o prazo disponível para elaboração de projetos) consiste na antecipação progressiva do cronograma de entrega das informações do planejamento das distribuidoras para atendimento do SISOL de 30 de junho para 31 de janeiro de cada ano e, também, do cronograma de divulgação dos relatórios de planejamento consolidados da EPE de 15 de dezembro para 30 de junho. Com isso, haveria a ampliação do prazo para elaboração e otimização de projetos de novas soluções de suprimento em cerca de seis meses, o que reduziria o custo de elaboração dos projetos (mitigação do custo de transação associado a atividades urgentes) e conferiria mais tempo para a superação de questões fundiárias (apontadas como caminho crítico para o desenvolvimento de soluções com geração solar-fotovoltaica pelas entrevistas conduzidas no âmbito do Produto 2).

Desse modo, a **Alternativa 1.2** possui um desempenho positivo na dimensão de eficiência. Ainda assim, seu impacto sobre as dimensões de eficácia, efetividade e economicidade, embora um pouco superiores ao da **Alternativa 1.1**, são indiretos e modestos.

A **Alternativa 1.3** (estabelecimento de um calendário anual para a realização de leilões do SISOL, com identificação das localidades que serão leiloadas) confere previsibilidade aos investidores e reduz a percepção de risco associado à elaboração de projetos para participação de licitações competitivas sem agregar custos relevantes nas esferas administrativa e de transações. Com isso, percebe-se um desempenho médio-positivo nas dimensões de eficácia, efetividade, economicidade e eficiência.

A **Alternativa 2.1** (manutenção da geração renovável e dos sistemas de armazenamento de energia em caso de interligação na vigência do CCESI), por sua vez, possui um impacto direto na percepção do risco econômico e financeiro da solução de suprimento e, portanto, no preço e na competitividade de projetos com participação de fontes renováveis e sistemas de armazenamento. Com isso, sua adoção possui impacto positivo elevado sobre as dimensões de eficácia e efetividade.

Ademais, o impacto negativo da Alternativa 2.1 sobre a dimensão da economicidade é mitigado pela manutenção da possibilidade de redução da geração termelétrica a óleo

combustível e diesel na hipótese de interligação com o SIN ou com um SISOL com menor custo de suprimento.

A **Alternativa 3.1** (incorporação do risco de variação do preço do combustível e da taxa de câmbio na equação de cálculo do preço de referência do leilão) também possui impacto direto na competitividade das soluções de suprimento com participação de fontes renováveis e sistemas de armazenamento, obtendo desempenho positivo elevado nas dimensões de eficácia e efetividade, sem onerar os agentes com novos custos administrativos e de transação.

Ademais, ao representar mais adequadamente o custo de geração a partir de fontes indexadas à taxa de câmbio e ao preço internacional de combustíveis fósseis, a Alternativa 3.1 contribui positivamente para a modicidade tarifária e para a redução do orçamento da CCC, alcançando, portanto, um desempenho positivo elevado também na dimensão de economicidade.

Em termos quantitativos, conforme detalhado no Produto 5 – Relatório Resumo, a penetração energética renovável otimizada dentro de um sistema isolado não só é sensível aos valores de CAPEX esperados para o sistema de geração renovável, mas também ao custo do combustível. Ainda, observa-se que a metodologia atual de precificação leva a uma subestimação do custo efetivo do combustível, além de desconsiderar o risco intrínseco de aumento de preços ao longo do contrato. Estima-se que contemplando o efetivo custo do combustível, pode-se elevar o potencial econômico de penetração energética renovável de 50% para patamares superiores a 90%. Cabe ressaltar que o potencial de penetração energética pode ser limitado por aspectos técnicos de operação do SISOL, como discutido no Capítulo 3,

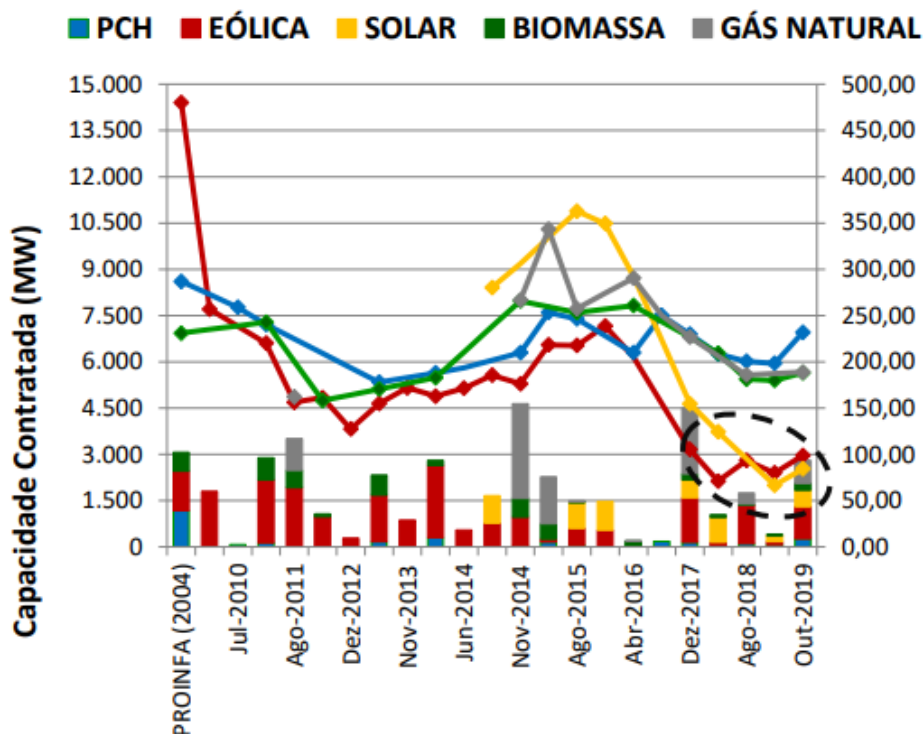
A **Alternativa 3.2** (introdução do preço do carbono no preço de referência do leilão) possui impactos semelhantes aos da Alternativa 3.1 sobre as dimensões de eficácia, efetividade e eficiência. Em relação à dimensão da economicidade, todavia, o impacto da Alternativa 3.2 extrapola a esfera da modicidade tarifária e do orçamento da CCC alcançando, de maneira mais abrangente, o custo social da geração fóssil. Ainda assim, entende-se que o desempenho da Alternativa 3.2 na dimensão economicidade também é médio-elevado.

Todavia, conforme indicado acima, entende-se que a Alternativa 3.2 deve ser avaliada no âmbito dos mecanismos de SCE e de REC debatidos no âmbito da Consulta Pública MME nº 118.

A **Alternativa 3.3** (aplicação de quota mínima de participação de fontes renováveis na solução de suprimento) é a medida regulatória de maior impacto nas dimensões de eficácia e efetividade, visto que o resultado é assegurado a priori e diretamente pela aplicação da alternativa, não dependendo de nenhuma outra variável além da existência de potencial de fontes renováveis locais na localidade do SISOL a ser atendida.

Por outro lado, ao remover a lógica de seleção por mercado competitivo, a Alternativa 3.3 implica a aceitação, pelo menos no curto prazo, de custos elevados de suprimento e de desempenho negativo na dimensão da economicidade. Ainda assim, ao se considerar a experiência do SIN, em que a política ativa para contratação de fontes renováveis mesmo em condições iniciais de baixa competitividade resultou em um rápido desenvolvimento e adensamento da cadeia produtiva local e na efetiva redução dos custos das referidas fontes, é possível admitir que uma estratégia semelhante no SISOL, apoiada com uma política ativa de desenvolvimento do mercado de soluções de armazenamento no SIN, teria impactos estruturais reduzidos sobre a modicidade tarifária e o orçamento da CCC.

FIGURA 7: REDUÇÃO DOS PREÇOS DE RENOVÁVEIS NO SIN



Entretanto, conforme detalhado no **PRODUTO 05**, estima-se que com os patamares de preços do combustível observados na região norte atualmente, uma penetração energética renovável acima de 85% já poderia atingir patamares de preços inferiores às soluções fósseis convencionais.

Por outro lado, estimar uma quota mínima, mesmo que apenas como uma solução de transição nos primeiros leilões é um incentivo para que os empreendedores, habituados com soluções convencionais, avaliem o atendimento via fontes renováveis.

Nas avaliações realizadas no **PRODUTO 5** para o sistema isolado de Izidolândia-RO, dada a variabilidade de fontes como a solar FV, contatou-se a necessidade de incorporação de um sistema de armazenamento, que implicaria uma penetração energética renovável superior a 50% em patamares de preço competitivos.

Ademais, as avaliações realizadas sobre emissões de gases de efeito estufa (GEEs) mostraram que soluções híbridas de fontes renováveis + BESS + diesel para atingir a equivalência de emissões com soluções a gás natural, necessitariam de uma penetração energética renovável superior a 60%, a depender das eficiências termodinâmicas consideradas para o gerador a diesel e a gás natural e das combinações utilizadas entre elas.

A **Alternativa 3.4** (adoção de prazos contratuais de 15 ou 20 anos para soluções de suprimento com participação de fontes renováveis) tem por objetivo permitir o alongamento do perfil de amortização do investimento e capital em geração renovável e sistemas de armazenamento, permitindo a redução da receita fixa anual requerida e a elevação de sua competitividade em relação à geração a óleo combustível e diesel, além de reduzir as emissões de GEE. Sendo assim, a Alternativa 3.4 possui impactos semelhantes aos da Alternativa 3.1 e 3.2 sobre as dimensões de eficácia, efetividade e eficiência.

Tomando o cenário pessimista apresentado no Produto 5, que representa os patamares de CAPEX atuais, e considerando os patamares de preço do óleo diesel divulgados pela ANP em abril de 2022 (R\$ 6,87/L), neste cenário avaliou-se o impacto do prazo contratual na TIR. Em um prazo de 5 anos, o investimento torna-se inviável do ponto de vista econômico. Para 10 anos de prazo contratual, o investimento já apresenta alguma viabilidade. Entretanto, o melhor resultado é atingido com prazos contratuais de 20 anos, com diferenças na ordem de 500 pontos percentuais.

Em relação à dimensão da economicidade, a Alternativa 3.4 possui um impacto positivo imediato (reduzindo a necessidade de subsídio da CCC) e um impacto negativo futuro, ao

manter as obrigações contratuais por prazo mais elevado, mesmo diante da perspectiva de interligação ou da contratação de nova solução de suprimento renovável beneficiada pela redução dos custos de investimentos decorrente do desenvolvimento do mercado e adensamento das cadeias produtivas. Com isso, do ponto de vista qualitativo, pode-se admitir que a Alternativa 3.4 possui um desempenho neutro em relação à dimensão da economicidade.

TABELA 6: RESUMO DA ANÁLISE DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS REGULATÓRIAS

	Eficácia	Efetividade	Eficiência	Economicidade
Alternativa 1.1	Baixo-positivo	Baixo-positivo	Baixo-negativo	Baixo-positivo
Alternativa 1.2	Médio-positivo	Médio-positivo	Médio-positivo	Médio-positivo
Alternativa 1.3	Médio-positivo	Médio-positivo	Médio-positivo	Médio-positivo
Alternativa 2.1	Alto-positivo	Alto-positivo	Neutro	Baixo-negativo
Alternativa 3.1	Alto-positivo	Alto-positivo	Neutro	Médio-positivo
Alternativa 3.2	Alto-positivo	Alto-positivo	Neutro	Médio-positivo
Alternativa 3.3	Muito alto-positivo	Muito alto-positivo	Neutro	Baixo-negativo
Alternativa 3.4	Muito alto-positivo	Muito alto-positivo	Neutro	Neutro

10. AVALIAÇÃO DE RISCOS

Para realização da avaliação do impacto das alternativas regulatórias apresentadas sobre os riscos associados com o suprimento de energia elétrica no SISOL adota-se a metodologia de gestão de riscos aprovada pelo Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União em 2018 (CGU 2018). Assim, os riscos com efeitos negativos (sinistro) da implantação das referidas alternativas regulatória são classificados qualitativamente a partir de critérios qualitativos de probabilidade e impacto, conforme especificados nas **TABELA 7** e **TABELA 8**.

TABELA 7: ESCALA DE PROBABILIDADE DO RISCO INERENTE

Probabilidade	Descrição da probabilidade, desconsiderando os controles	Peso
Improvável	Em situações excepcionais, o evento poderá até ocorrer, mas nada nas circunstâncias atuais indica essa possibilidade.	1
Pouco provável	De forma inesperada ou casual, o evento poderá ocorrer, mas as circunstâncias pouco indicam essa possibilidade.	2
Possível	De alguma forma, o evento poderá ocorrer, pois as circunstâncias indicam moderadamente essa possibilidade.	5
Provável	De forma até esperada, o evento poderá ocorrer, pois as circunstâncias indicam essa possibilidade.	8
Muito provável	Praticamente certa, o evento deverá ocorrer, pois as circunstâncias indicam fortemente essa possibilidade.	10

Fonte: CGU (2018)

TABELA 8: ESCALA DE IMPACTO DO RISCO INERENTE

Impacto	Descrição do impacto nos objetivos, caso o evento ocorra	Peso
Insignificante	Mínimo e recuperável ou reversível	1
Baixo	Pequeno e recuperável ou reversível	2
Moderado	Moderado, e recuperável ou reversível	5
Alto	Significativo, de difícil recuperação ou reversão	8
Extremo	Catastrófico e irreversível	10

Fonte: CGU (2018)

O produto dos valores atribuídos de probabilidade e de impacto define o nível do risco inerente, ou seja, o nível do risco sem considerar quaisquer controles que reduzam ou possam reduzir a probabilidade da sua ocorrência ou do seu impacto.

$$R_{In} = N_P \times N_I \quad (4)$$

Onde:

R_{In} : Nível do risco inerente

N_p : Nível de probabilidade

N_I : Nível de impacto

A partir do resultado da Equação 4, o risco pode ser classificado dentro das seguintes faixas apresentadas na **TABELA 9**.

TABELA 9: CLASSIFICAÇÃO DO NÍVEL DE RISCO

Classificação	Faixa
Risco Baixo (RB)	0 – 9,99
Risco Moderado (RM)	10 – 39,99
Risco Alto (RA)	40 – 79,99
Risco Extremo (RE)	80 – 100

Fonte: CGU (2018)

No caso concreto, partir das entrevistas realizadas com agentes de geração e de distribuição do SISOL no âmbito do Produto 2, identificou-se os seguintes riscos potenciais com efeitos sobre a atratividade econômica da prestação do serviço de suprimento de potência e energia para o SISOL, conforme resumidos na **TABELA 10**.

TABELA 10: RELAÇÃO DE RISCOS IDENTIFICADOS

Risco	Etapas	Descrição
1	Planejamento e especificação das soluções de suprimento	Informações incompleta e imperfeita sobre o planejamento do suprimento ao SISOL
2		Tempo insuficiente para elaboração e otimização de projetos de soluções de suprimento baseadas em fontes renováveis locais e soluções de armazenamento
3		Obtenção do direito de uso do solo para desenvolvimento da solução de suprimento
4		Incerteza sobre a realização de leilões
5	Negociação e seleção da melhor solução de suprimento	Seleção de solução de suprimento sem consideração dos riscos de variações cambiais e nos preços internacionais dos combustíveis fósseis
6		Seleção de solução de suprimento sem consideração dos custos ambientais
7	Execução contratual	Rescisão ou redução do contrato em caso de interligação com o SIN ou com SISOL de menor custo de suprimento

A **FIGURA 8** apresenta a matriz de classificação dos principais riscos inerentes identificados.

FIGURA 8: ANÁLISE QUALITATIVA DO RISCO INERENTE

		PROBABILIDADE				
		IMPROVÁVEL	POUCO PROVÁVEL	POSSÍVEL	PROVÁVEL	MUITO PROVÁVEL
IMPACTO	INSIGNIFICANTE					
	BAIXO					
	MODERADO			4	1	
	ALTO				2	3
	EXTREMO				7	5 e 6

Pelo exposto, verifica-se a existência de dois riscos extremos e três riscos altos que não podem ser transferidos a terceiros por meio de contratos de seguro por exemplo e cuja aceitação⁴⁸, como visto acima, reduz significativamente a competitividade de soluções de suprimento baseadas em fontes renováveis contribuindo para a manutenção do status quo de amplo domínio da geração a óleo combustível e diesel no SISOL.

Sendo assim, do ponto de vista do interesse público, é interessante que haja intervenção regulatória para mitigação dos referidos riscos de modo a possibilitar uma maior participação de fontes renováveis no SISOL.

Nesse sentido, a **TABELA 11** apresenta a matriz de impacto das alternativas regulatórias avaliada sobre os riscos extremos e altos identificados.

TABELA 11: RESUMO DO IMPACTO ALTERNATIVAS REGULATÓRIAS SOBRE OS RISCOS RELEVANTES

	Risco 2	Risco 3	Risco 5	Risco 6	Risco 7
Alternativa 1.1					
Alternativa 1.2	Reduz	Reduz			
Alternativa 1.3	Reduz	Reduz			
Alternativa 2.1					Elimina

⁴⁸ A aceitação de um risco implica a incorporação de seu custo esperado no modelo de negócios e na receita fixa requerida pelo investidor para implantação da solução de suprimento.

Alternativa 3.1			Reduz muito		
Alternativa 3.2				Reduz muito	
Alternativa 3.3					
Alternativa 3.4					

Pelo exposto, o Risco 2 (tempo insuficiente para elaboração de projetos) e o Risco 3 (dificuldade na obtenção do direito de uso do solo) são mitigados pelas Alternativas 1.2 e 1.3 que consistem na ampliação do prazo disponível para elaboração de projetos (por meio da antecipação do cronograma de planejamento) e no estabelecimento de um calendário anual de realização dos leilões. Com isso, ambas as medidas conferem prazo adicional para otimização das soluções de suprimento e equacionamento das questões fundiárias.

Ademais, no caso do Risco 3, a disponibilidade de prazo adicional para localização e negociação do direito de uso do solo, todavia, pode ser insuficiente para superação dos entraves fundiários típicos da região amazônica⁴⁹. Neste caso, é possível estudar a conveniência e oportunidade de utilização do instituto de desapropriação por meio de Declaração de Utilidade Pública (DUP) nos termos da Resolução Normativa nº 919, de 23 de fevereiro de 2021.

O Risco 5 (não consideração dos riscos de preços de combustíveis) e o Risco 6 (não consideração de impactos socioambientais) podem ser mitigados diretamente por meio da revisão da equação de cálculo do preço de referência dos leilões. Todavia, considerando que existe um contexto de incerteza que impede a perfeita valoração do risco de variação do câmbio e do preço internacional dos combustíveis e do preço do carbono, os referidos riscos podem ser amplamente reduzidos, mas não completamente eliminados.

A probabilidade de ocorrência do Risco 7 (rescisão contratual em caso de interligação), por sua vez, é virtualmente eliminada com a adoção da Alternativa 2.1, que consiste exatamente em afastar essa possibilidade e assegurar a manutenção dos direitos e obrigações contratuais relativos à geração renovável e aos sistemas de armazenamento, havendo apenas a redução da geração a óleo combustível e diesel.

O Risco 1 (informação incompleta e imperfeita sobre o planejamento) foi classificado como moderado e, considerando a dificuldade de sua mitigação, pode ser aceito pelos

⁴⁹ Registros conflitantes sobre a propriedade e posse do solo decorrente da ação de grileiros.

investidores. O Risco 4 (incerteza sobre a realização de leilões), por sua vez, foi significativamente reduzido pela publicação da Portaria MME nº 32/2021.

Com isso, a **FIGURA 9** apresenta a matriz de classificação dos riscos remanescentes, indicando que a adoção das alternativas regulatórias avaliadas possui um efeito positivo sobre o modelo de negócio de suprimento de potência e energia elétrica ao SISOL, o que gera uma contribuição adicional à dimensão da economicidade por meio da redução do risco total percebido.

FIGURA 9: ANÁLISE QUALITATIVA DO RISCO REMANESCENTE



11. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

No mérito das análises dos impactos técnicos associados à inserção de fontes renováveis intermitentes em UTEs a diesel, categorizados em três grupos principais: as minirredes FV+diesel, as minirredes FV+diesel com automação e as redes com sistema de armazenamento de energia.

Estratégias passivas destinadas a reduzir a variabilidade instantânea da energia solar em sistemas isolados não automatizados foram estudadas, demonstrando seu potencial para aumentar a máxima penetração FV. A estratégia mais eficaz identificada foi a divisão do gerador diesel em várias máquinas menores, especialmente quando combinada com a dispersão geográfica dos sistemas FV, foi capaz de aumentar a penetração FV de forma significativa, possibilitando um NP de 30% e uma penetração energética de 9%.

Em sistemas automatizados, as limitações técnicas passam a ser secundárias, com a viabilidade econômica de instalar sistemas FV sobredimensionados emergindo como o principal fator limitante. Por fim, foi também realizada uma análise de sistemas FV+bateria+diesel, que comprovou a utilidade de um sistema de armazenamento eletroquímico para absorver oscilações de potência, seja de variações de demanda ou da geração FV.

O presente relatório identifica e analisa a conveniência e oportunidade do aperfeiçoamento do processo de contratação de soluções de suprimento para o SISOL e a existência de barreiras técnicas, econômicas e jurídicas (problemas regulatórios) que inibem a ampliação da participação de fontes de geração renováveis e de sistemas de armazenamento.

Sendo assim, a partir dos fundamentos apresentados acima, identificou-se os seguintes problemas regulatórios que afetam diretamente todos os consumidores de energia elétrica (dado o subsídio da CCC), as concessionárias de distribuição e PIEs do SISOL, a ANEEL, a EPE e o ONS:

Problema Regulatório 1: Processos expeditos e prazos exíguos para desenvolvimento de projetos de soluções de suprimento com fontes renováveis que possuem maior complexidade para avaliar as necessidades sazonais e horárias da carga e as condições técnicas das redes de distribuição local e maior dificuldade para equacionar as questões

fundiárias para obtenção do direito do uso do solo da área onde se localizará o empreendimento (especialmente no caso de solar fotovoltaica);

Problema Regulatório 2: Possibilidade de rescisão contratual na hipótese de interligação aplicada indiscriminadamente, sem considerar que soluções de suprimento baseadas na fonte solar fotovoltaica e sistemas de bateria possuem custo marginal de operação reduzidos e poderiam permanecer em operação sem onerar o custo da energia elétrica percebido pelos consumidores (inclusive do SIN) mesmo após a interligação;

Problema Regulatório 3: Critério enviesado de seleção de soluções de suprimento que favorece a contratação de projetos baseados em geração a óleo combustível e diesel; e

Problema Regulatório 4: Dificuldade técnica e regulatória para inserção de fontes renováveis por meio do aditamento de contratos de soluções de suprimento existentes.

Ademais, verificou-se que a superação dos problemas regulatórios identificados possibilitaria o aumento da penetração de fontes renováveis locais no SISOL gerando os seguintes benefícios sociais qualitativos:

- a. A redução do uso de diesel e óleo combustível na geração de energia elétrica no SISOL, com consequente redução das emissões de GEE;
- b. A redução, no médio prazo, do custo médio de geração de energia elétrica no SISOL e, portanto, da necessidade de aportes de subsídios pela CCC;
- c. A melhoria dos indicadores de qualidade e de continuidade do suprimento de energia elétrica no SISOL;
- d. A geração local, regional e nacional de empregos de alta qualidade, associados com a cadeia de suprimento de equipamentos, insumos e serviços para fontes renováveis e sistemas de baterias.

Sendo assim, avaliou-se a conveniência e oportunidade de aplicação das seguintes alternativas de medidas regulatórias para superação dos problemas identificados:

Alternativa 1.1: ampliação o horizonte de planejamento de 5 anos para 10 anos;

Alternativa 1.2: ampliação o prazo disponível para elaboração de projetos por meio da antecipação do envio das informações de planejamento das distribuidoras para a EPE;

Alternativa 1.3: estabelecimento de um calendário anual para a realização de leilões do SISOL;

Alternativa 2.1: inclusão de cláusulas no CCESI que permitam a redução do escopo da solução de suprimento contratada, com a interrupção da geração fóssil (e de sua respectiva remuneração fixa e variável), com a manutenção da geração renovável e dos sistemas de armazenamento de energia em caso de interligação;

Alternativa 3.1: incorporação do risco de variação do preço do combustível e da taxa de câmbio na equação de cálculo do preço de referência para avaliação do lance do leilão;

Alternativa 3.2: introdução de um mecanismo de precificação de carbono;

Alternativa 3.3: aplicação de quota mínima de participação de fontes renováveis na solução de suprimento; e

Alternativa 3.4: adoção de prazos contratuais mais extensos para as soluções de suprimento com participação de fontes renováveis.

As referidas alternativas regulatórias foram avaliadas e termos qualitativos considerado:

- a. as dimensões de eficácia, efetividade, eficiência e economicidade para seus resultados esperados;
- b. os impactos quantitativos na competitividade de soluções de suprimento baseadas em fontes renováveis e sistemas de armazenamento frente a opção atualmente dominante de geração diesel.
- c. os impactos nos riscos inerentes ao desenvolvimento e operação de soluções de suprimento no SISOL.

Como resultado, recomenda-se que as alternativas regulatórias identificadas, com exceção da Alternativa 1.1, devem ser implantadas.

BIBLIOGRAFIA

- ANEEL. (2021). *Nota Técnica nº 294/2021-SGT-SRG-SFF-SRD*. Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2022). Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica: www.aneel.gov.br
- CGU. (2018). *Metodologia de Gestão de Riscos: Manual*. Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União.
- EPE. (2020). *Proposta de Formulação dos Preços de Referência e do Custo de Combustível para o Leilão dos Sistemas Isolados de 2021*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2021). *Outlook Lei nº 14.120/2021 - Considerações de benefícios ambientais no setor elétrico*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2022). *Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados - Horizonte 2022/2027*. Empresa de Pesquisa Energética.
- Farias, S. L. (2005). *Regulação jurídica dos serviços autorizados*. Rio de Janeiro: Lumen Juris.
- GESEL. (2022). *Contribuição à Consulta Pública MME nº 120/2022*. Grupo de Estudos do Setor Elétrico.
- Mello, C. B. (2021). *Curso de Direito Administrativo*. São Paulo: Malheiros.
- MME. (2021). *Nota Técnica nº 149/2021/DPE/SPE*. Ministério de Minas e Energia.
- MME. (2021). *Nota Técnica nº 149/DPE/SPE*. Ministério de Minas e Energia.
- Moreira, E. B., & Freitas, R. V. (2015). Contratos no Setor Elétrico, Pates Relacionadas e Conflitos de Interesse. Em F. Amorim, *Temas relevantes no Direito de Energia Elétrica* (pp. 155-175). Rio de Janeiro: Synergia.
- ONS. (2022). *Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados*. Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- Santos, D. O., Braga, M., Nascimento, L. R., & Ruther, R. (2019). *CONSULTORIA PARA IDENTIFICAÇÃO MODELOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DE INTEGRAÇÃO RENOVÁVEL EM SISTEMAS ISOLADOS — Produto 2 — Avaliação De Fatores Críticos Na Integração De Fontes Intermitentes De Energia Em Sistemas Isolados*. Florianópolis: Ideal Estudos e Soluções Solares - iess.
- Santos, D., Braga, M., Nascimento, L., & Ruther, R. (2021). *Consultoria para identificação de modelos técnicos e econômicos de integração renovável em Sistemas Isolados - Produto 3 - Otimização tecno-econômica da penetração de energia renováveis em Sistemas Isolados*. Florianópolis: Ideal Estudos e Soluções Solares - IESS.
- Santos, R. M., Santos, A. H., Cruz, R. A., Santos, A. A., & Santos, V. A. (s.d.). *Remuneração da Geração de Energia Elétrica e indenização dos Bens Reversíveis: Uma Análise Histórico-Regulatória*.
- Tolmasquim, M. T. (2015). *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia.

Transição Energética em Sistemas Isolados (TE Sisol)

Relatório Técnico-Jurídico – Produto 4