

Transição Energética em Sistemas Isolados (TE Sisol)

Relatório Resumo – Produto 5



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

Daniel Odilio dos Santos – Consultor Técnico / IESS/IDEAL/ FV UFSC

Guilherme Galvão Nizoli – Consultor em Armazenamento / NewCharge

José Rubens Morato Leite – Consultor Jurídico / Professor UFSC

José Sérgio da Silva Cristóvam – Consultor Jurídico / Professor UFSC

Laís Vidotto — Consultora Técnica / IESS/IDEAL/ FV UFSC

Larissa Verri Boratti – Consultora Jurídica

Lucas do Nascimento – Coordenação / IESS/IDEAL/ FV UFSC

Marília Braga – Consultora Técnica / IESS/IDEAL/ FV UFSC

Markus Vlasits – Consultor em Armazenamento / NewCharge

Oswaldo Livio Soliano Pereira – Consultor Regulatório / CBEM

Paula Galbiatti Silveira – Consultora Jurídica

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, julho de 2022.

SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO.....	5
OBJETIVO	16
1. INTRODUÇÃO	17
2. PERCEPÇÕES DOS ATORES DO SETOR SOBRE AS DIRETRIZES DOS LEILÕES DO SISTEMAS ISOLADOS.....	20
2.1. OPINIÃO DOS EMPREENDEDORES - CONSIDERAÇÕES LEVANTADAS NAS ENTREVISTAS	21
2.1.1 DESCARBONIZAÇÃO DO SISOL.....	21
2.1.2 CONFIABILIDADE DAS TECNOLOGIAS RENOVÁVEIS	22
2.1.3 INVESTIMENTO INICIAL	22
2.1.4 PROJETOS RENOVÁVEIS VS. PROJETOS HÍBRIDOS.....	22
2.1.5 PREÇO DE REFERÊNCIA E INDEXADORES.....	23
2.1.6 PRAZO PARA ELABORAÇÃO DOS PROJETOS E IDENTIFICAÇÃO DAS LOCALIDADES.....	23
2.1.7 PRAZO CONTRATUAL.....	23
2.1.8 PARTICIPAÇÃO DE FONTE FÓSSIL EM SOLUÇÃO HÍBRIDA.....	24
2.1.9 LEILÕES EXCLUSIVOS PARA SOLUÇÕES COM FONTES RENOVÁVEIS	24
2.1.10 INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS EM COMUNIDADES COM GERAÇÃO TÉRMICA DIESEL JÁ ESTABELECIDO PREVIAMENTE	24
2.1.11 CONSUMO DE REFERÊNCIA.....	25
2.2. CONSIDERAÇÕES SOBRE AS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CP120/2022	25
3. PROPOSIÇÕES LEGAIS E REGULATÓRIAS.....	37
3.1. IMPLICAÇÕES LEGAIS PARA OS PRODUTORES INDEPENDENTES (PIE) DE FONTE DIESEL COM CONTRATOS VIGENTES NO ÂMBITO DOS SISOL QUANDO DA INSERÇÃO DE UM NOVO PIE DE FONTE RENOVÁVEL PARA MESMA LOCALIDADE	47
3.1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DA ANÁLISE JURÍDICA	47
3.1.2 COEXISTÊNCIA DE PIES OPERANTES E HIPÓTESES AUTORIZATIVAS EXPRESSAS DE ADITAMENTO CONTRATUAL PARA FINS DE ADEQUAÇÃO DE RECEITA	49
3.1.3 REEQUILÍBRIO CONTRATUAL NA PRODUÇÃO INDEPENDENTE	51
4. PROPOSIÇÕES TÉCNICAS.....	59
4.1. ANÁLISE PRÉVIA DOS IMPACTOS TÉCNICOS DA INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS EM MINIRREDES ISOLADAS COM GERAÇÃO TÉRMICA	59
4.1.1 CENÁRIO COM BAIXA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS	59
4.1.2 CENÁRIO COM ALTA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS.....	62
4.1.3 REFERÊNCIAS INTERNACIONAIS COM ALTA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS	64
4.2. ANÁLISE PRÉVIA DE VIABILIDADE TÉCNICA DE SUGESTÕES RECEBIDAS NAS ENTREVISTAS	70
4.2.1 GERAÇÃO SOLAR FV DISTRIBUÍDA EM TELHADOS DAS COMUNIDADES ISOLADAS	70
4.2.2 GERAÇÃO SOLAR FV FLUTUANTE EM RIOS DA REGIÃO AMAZÔNICA	72

5. PROPOSIÇÃO DE NOVA METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA	73
5.1. PRINCIPAIS CONSIDERAÇÕES SOBRE A METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO	73
5.1.1 CONSIDERAÇÕES TÉCNICAS	73
5.1.2 CONSIDERAÇÕES ECONÔMICAS	76
5.1.2.1 EVOLUÇÃO DE PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS	78
5.1.2.2 EVOLUÇÃO DO CAPEX PARA SISTEMAS DE GERAÇÃO RENOVÁVEL	81
5.2. ESTUDO DE CASO: SISTEMA ISOLADO DE IZIDOLÂNDIA	82
5.2.1 PREMISSAS ECONÔMICAS E CENÁRIOS	83
5.3. PROPOSTA DE MECANISMOS DE CONTRATAÇÃO	88
5.3.1 PERCENTUAL MÍNIMO DE RENOVÁVEIS	89
5.3.2 PRAZOS CONTRATUAIS PARA A PARCELA DE RENOVÁVEL	89
5.4. PROPOSTA DE METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO	92
5.4.1 METODOLOGIA ATUAL	92
5.4.2 PROPOSTA DE NOVA METODOLOGIA	93
5.5. SIMULAÇÃO DE LANCES	95
5.5.1 PREMISSAS DE SIMULAÇÃO	95
5.5.2 PRECIFICAÇÃO DO <i>C_{comb}</i> E DO COEFICIENTE <i>R_{comb}</i>	96
5.5.3 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO:	97
5.5.4 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS E SUGESTÕES DE PRÓXIMOS PASSOS	98
6. PROPOSIÇÕES REFERENTES À REDUÇÃO DE EMISSÕES	100
6.1. MECANISMOS DE PRECIFICAÇÃO DO CO₂	101
6.1.1 BENEFÍCIOS AMBIENTAIS NO ÂMBITO DA LEI Nº. 14.120/2021	101
6.1.2 METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO COM PENALIZAÇÃO NO PREÇO DE REFERÊNCIA	102
6.2. EQUIVALÊNCIA DE EMISSÕES DOS GASES DE EFEITO ESTUFA: SDS GÁS NATURAL VS. SDS RENOVÁVEL HÍBRIDA	103
6.3. EQUIVALÊNCIA DO PRAZO CONTRATUAL PARA AS SOLUÇÕES DE SUPRIMENTO	106
6.4. FIXAÇÃO DE PRAZO CONTRATUAL EM 20 ANOS COM VARIAÇÕES DECRESCENTES DO NÍVEL DE PENETRAÇÃO DO DIESEL	107
REFERÊNCIAS	109

SUMÁRIO EXECUTIVO

No Brasil pela dificuldade na interconexão com o sistema interligado nacional (SIN), segundo dados do ONS, ainda 0,6% do consumo (442 MW médios) são atendidos por sistemas isolados. São 165 sistemas, na área de 9 agentes de distribuição e localizados, majoritariamente, na região norte, atendendo cerca de 3 milhões de brasileiros (1,5% da população brasileira).

O atendimento deste conjunto de Sistemas Isolados (SISOL) baseia-se predominantemente em usinas térmicas que usam como combustível o óleo diesel e caracterizam-se pelo elevado número de unidades geradoras de pequeno porte e pela grande dificuldade logística de abastecimento. Para o ano de 2022, a expectativa da Operadora Nacional do Sistema (ONS) é que a penetração energética do diesel permaneça elevada, respondendo por 80,5% da geração no SISOL.

A energia elétrica necessária para o suprimento destas regiões é contratada via leilões. O último leilão para o suprimento de energia no SISOL aconteceu no ano de 2021, com a contratação de 54,4 MW médios, sendo mais de 55% provenientes de empreendimentos à diesel.

Ao longo das últimas décadas as tentativas de redução da participação da geração diesel na matriz do SISOL não têm atingido este objetivo, e o mecanismo de sub-rogação da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) não se mostrou efetivo, principalmente pela elevada percepção de risco que os agentes têm com relação à realização de investimentos em fontes renováveis de energia e armazenamento de energia em bancos de baterias.

1.1. PERCEPÇÃO E PROPOSIÇÕES DOS AGENTES ENVOLVIDOS

Visando ampliar a percepção dos agentes responsáveis pela implementação dos leilões no SISOL buscou-se avaliar proposições de aprimoramento técnico, legal e regulatório nos leilões.

Inicialmente foram realizadas entrevistas com empreendedores e concessionárias que atuam na região Norte em relação às diretrizes, instruções e procedimentos adotados nos leilões realizados em 2019 e 2021. No total foram realizadas 12 entrevistas; nove foram realizadas com empreendedores e outras três com os agentes de distribuição. Quando

questionados sobre a conveniência e/ou sugestões de mudanças nas regras atuais dos leilões, a maioria dos entrevistados propôs algum tipo de mudança, sobretudo em relação aos projetos de empreendimentos com fontes renováveis de energia.

Nesse sentido, destacam-se as propostas de **(i) ampliação do prazo entre a publicação do edital e o cadastramento das soluções de suprimento e dos prazos contratuais para projetos com fontes renováveis**, a **(ii) divulgação prévia das localidades e o tamanho dos sistemas a serem atendidos**, além das datas dos leilões, o **(iii) fornecimento mais detalhado (pelo menos horário) de consumo das localidades**, a **(iv) revisão da metodologia de cálculo do preço de referência**, o **(v) aumento do horizonte de planejamento do mercado**, a **(vi) promoção de leilão exclusivo para soluções de suprimento com fontes renováveis de energia**, a **(vii) manutenção dos contratos de suprimento com fonte renovável após a interligação da localidade ao SIN**, bem como a **(viii) definição de regras operativas claras sobre como será a operação do sistema no caso em que um produtor independente de energia (PIE) existente passe a compartilhar a operação do sistema com um novo PIE vencedor do leilão**.

1.2. ANÁLISE REGULATÓRIA

A partir da avaliação das entrevistas com os empreendedores e concessionárias também foi realizado um processo de revisão sobre elementos do leilão que podem influenciar no resultado do processo de contratação. Na avaliação realizada identificaram-se quatro problemas regulatórios que podem afetar diretamente todos os consumidores de energia elétrica (dado o subsídio da Conta de Consumo de Combustível - 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.

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: 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 nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados (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.

Todas as referidas alternativas regulatórias foram avaliadas; como resultado recomenda-se que todas as alternativas regulatórias identificadas, com exceção da Alternativa 1.1, devem ser implantadas.

1.3. ANÁLISE JURIDICA

Do ponto de vista jurídico foram analisados os questionamentos legais quanto ao processo de licitação e contratação para Solução de Suprimento em Sistemas Isolados (SISOL), especificamente as implicações contratuais para a inserção de fontes renováveis. Para tanto, inicialmente, (i) identificou-se a base legal quanto à atuação dos agentes institucionais do setor elétrico no âmbito dos leilões dos SISOL. Em seguida, (ii) apresentou-se um quadro-síntese de normas que disciplinam o regime jurídico da produção independente de energia no SISOL, bem como de documentos técnicos correspondentes aos certames mais recentes (2019 e 2021). Finalmente, (iii) elaborou-se conclusões parciais quanto a questionamentos sobre aspectos legais identificados. Foram abordados os seguintes temas:

(1) Análise jurídica relativa aos impactos nos CCESI em caso de interligação antecipada ao SIN, sendo que cumpre destacar, em síntese, 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 12.111/2009) e com compromissos nacionais de mitigação (redução de emissões de GEE) no contexto da Política Nacional de Mudanças Climáticas (Lei nº 12.187/2009);
- entende-se **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;

- sugere-se **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;
- sugere-se **prever em edital regra sobre preço de referência para o período de vigência contratual anteriormente e posteriormente à interligação ao SIN**, com o intuito de ofertar segurança ao gerador (na sua avaliação de riscos e análise financeira), bem como de evitar incremento de custos à CCC (a depender de análise técnico-regulatória);

(2) Possibilidade de aditamento dos contratos de suprimento vigentes nos SISOL que operam unicamente a óleo diesel para incluir fontes renováveis, sendo que se considera, em síntese, que:

- o tema já foi devidamente endereçado por regulamentação recente (Resolução Normativa ANEEL nº 1.016/2022, que revogou a Resolução Normativa nº 961/2021), 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**;
- quando inexistente previsão expressa no edital e/ou CCESI correspondentes, haveria necessidade de lançar mão de interpretação jurídico-regulatória com reduzida segurança jurídica para sustentar a sua admissibilidade.

(3) Implicações legais para os produtores independentes (PIE) de fonte diesel com contratos vigentes no âmbito dos SISOL quando da inserção de um novo PIE de fonte renovável para mesma localidade, sendo que se considera, em síntese, que:

- **inexiste impedimento normativo-regulatório para contratação de novo PIE em mesma localidade**;
- acordos formais sobre ajustes/adequações técnico-operacionais para assegurar a prestação de solução de suprimento de forma conjunta por mais de um PIE em

mesma localidade podem ser necessários, o que, no entanto, seria objeto de Acordo Operativo; sugere-se a inserção de previsão a respeito nas diretrizes gerais e edital de leilões correspondentes.

- Do ponto de vista econômico foi avaliado que as atuais metodologias de precificação estão orientadas exclusivamente para fontes térmicas e efetivamente dificultam a inclusão de fontes renováveis.

1.4. ANÁLISE TÉCNICA

As fontes renováveis intermitentes (solar e eólica) podem apresentar variações abruptas de potência em virtude das variações de seus recursos (sol e vento). Do ponto de vista da fonte solar, que possui maior facilidade de implantação, dada as características modulares de seus componentes é observado que sem o uso de sistemas de armazenamento é possível atingir uma penetração de potência FV pequena, chegando em até 30%, resultando em uma penetração energética de apenas 9% da fonte renovável. Contudo esses resultados só são possíveis de serem atingidos em usinas FV que utilizam uma série de técnicas passivas para permitir que a variação do recurso solar diminua seu impacto sobre a usina diesel.

Para aumentar a penetração de fontes renováveis em sistemas isolados, há a necessidade de se utilizar um sistema de armazenamento de energia, havendo no mundo diversos sistemas em operação utilizando soluções híbridas diesel + solar + armazenamento onde a fonte solar possui penetração energética de até 90%. Nestes projetos é comum identificar sistemas com penetrações da ordem de 50-90% em regiões com dificuldades logísticas para transporte do diesel.

Em virtude de potenciais dificuldades da integração da fonte solar FV em áreas em solo na região amazônica, devido a restrições ambientais ou fundiárias, foi realizado um estudo do potencial de geração FV em telhados em duas localidades isoladas: Izidolândia – RO e Fernando de Noronha – PE. Os resultados das análises de integração FV sobre os telhados destas localidades mostram que penetrações energéticas renováveis acima de 60%, poderiam ser atingidas instalando-se geradores FV exclusivamente nos telhados das edificações. Apesar dos resultados encontrados, não se propõe que toda a potência do sistema isolado seja integrada nas edificações das comunidades isoladas, em virtude do maior prazo e

planejamento que esta atividade representaria. Por outro lado, estas áreas podem ser ocupadas parcialmente diminuindo e mitigando as ocupações de área em solo, além da criação de postos de trabalho local para a instalação destes sistemas.

Por fim uma importante questão associada à integração de fontes renováveis a fontes fósseis (usina híbrida) é a interação do sistema de gerenciamento da usina com os diferentes componentes do sistema (sistemas de armazenamento, inversores e geradores) de modo a permitir uma operação ótima de todo o sistema. Nas simulações realizadas observa-se que uma usina onde o sistema de gerenciamento não possui capacidade de desligar os geradores diesel em momentos de elevada participação solar, apresenta aumento de consumo específico dos geradores e uma penetração energética renovável pouco efetiva. Isto leva à conclusão de que obrigatoriamente deve haver uma integração lógica da operação de um sistema isolado onde já existe um PIE com solução de suprimento exclusivamente diesel e posterior integração de uma usina FV com armazenamento, ou vice-versa. Neste cenário deve haver a necessidade de parâmetros e métricas de operação que podem ser elaboradas em um acordo operativo visando este tipo de condição. Logo uma alternativa enquanto a elaboração deste acordo operativo não aconteça é que empreendimentos híbridos poderiam ter um único prazo de contrato, de modo a evitar integrações de diferentes usinas ao longo do horizonte de suprimento de um projeto.

1.5. MECANISMO DE CONTRATAÇÃO VIGENTE

Para o ano de 2022, a expectativa de penetração energética do diesel no SISOL, ainda que levemente reduzida em comparação a anos anteriores, será superior a 80%. No caso desta solução de suprimento o peso do investimento inicial no custo total é relativamente baixo; no entanto, o custo operacional (combustível, frete de combustível, operação e manutenção dos geradores) é elevado. No caso de sistemas renováveis a relação é inversa – o investimento inicial em componentes (gerador renovável, inversores, sistema de armazenamento) é elevado, mas, em contrapartida, o custo operacional é muito baixo. Este custo também é significativamente influenciado pela penetração renovável do sistema. Tomando como exemplo uma penetração de 50% de energia renovável, para aumentar esta penetração para 90%, seria necessário um aumento de cerca de 180% na capacidade do sistema de armazenamento, ou seja, quase triplicar a capacidade do sistema de armazenamento. Esta característica técnica e econômica dos sistemas intermitentes renováveis leva à conclusão de

que apesar de ser possível do ponto de vista técnico dimensionar uma usina híbrida 100% renovável com fonte intermitente, esta solução possivelmente seja proibitiva do ponto de vista econômico no cenário atual de preços destes equipamentos.

A metodologia de precificação usada nos últimos leilões do SISOL estabelece um preço de lance que consiste em dois componentes de remuneração – uma receita fixa, destinada à remuneração do investimento inicial e despesas recorrentes de O&M, e uma parcela variável destinada ao ressarcimento das despesas de O&M variável, combustível e logística de transporte do combustível. No caso de óleo diesel, o preço de referência, usado para calcular a parcela variável, é o preço médio do combustível na região tomando como base a média de preços da região ao longo dos últimos 12 meses. Adicionalmente, após implementação e início de operação dos empreendimentos, a remuneração dos agentes está sujeita a dois tipos de atualização: ajuste anual, pelo IPCA da receita fixa e do O&M variável, e ajuste mensal do custo de combustível, conforme tabela da Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Assim, pode-se argumentar que na contratação de usinas a diesel para atendimento aos sistemas isolados há um risco intrínseco de elevação dos preços do combustível, fazendo com que os lances apresentados nos leilões sejam artificialmente mais baixos que o efetivo custo de geração no momento quando os empreendimentos de geração termelétrica entram em operação.

1.6. PROPOSIÇÃO DE NOVO MECANISMO DE CONTRATAÇÃO

Com o objetivo de solucionar os problemas identificados no modelo de contratação vigente, propõe-se alterações nos seguintes critérios:

- 1) Proposição de caracterização como renovável a empreendimento que apresente um percentual de pelo menos 65% de penetração energética por fonte de geração renovável, mesmo se associado a fonte diesel (usina híbrida).
- 2) Estabelecimento de prazo diferenciado (20 anos) para a parcela renovável (fonte renovável e sistema de armazenamento), independente da interconexão com o SIN. No caso de usina híbrida (Renovável + Fóssil) a componente fóssil da solução terá

prazo de apenas 5 anos ou até interconexão com SIN, com leilões subsequentes caso necessário (**FIGURAS: FIGURA 1 e FIGURA 2**).

FIGURA 1 - SISTEMÁTICA SEM PREVISÃO DE INTERCONEXÃO

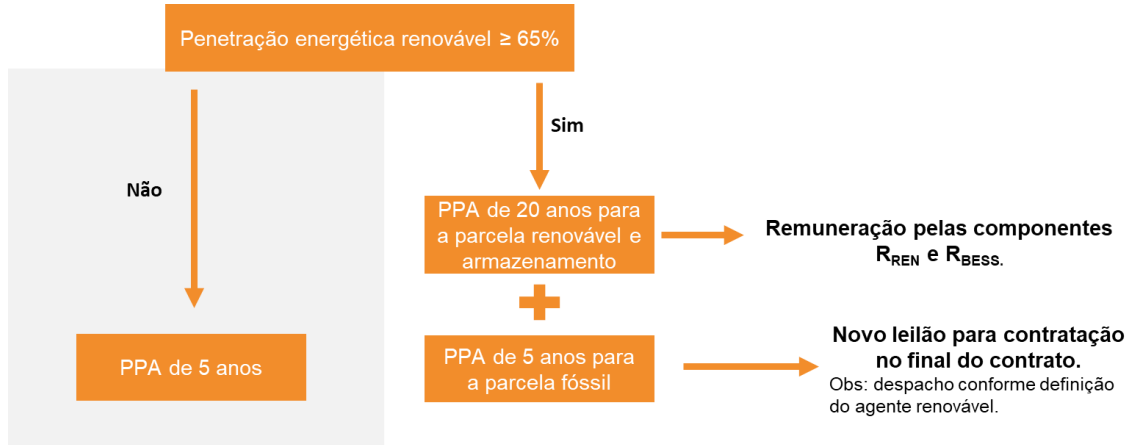
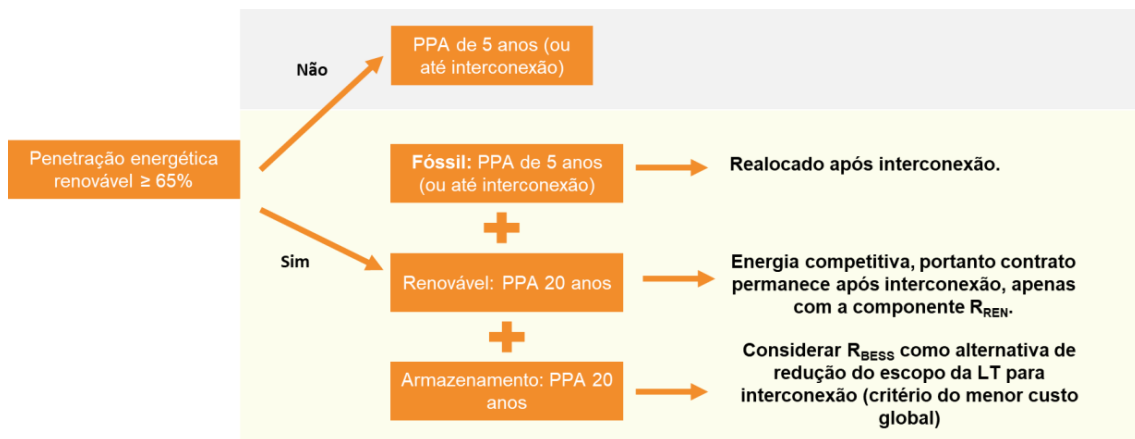


FIGURA 2 - SISTEMÁTICA COM PREVISÃO DE INTERCONEXÃO



- 3) Estabelecimento de nova proposta de metodologia de precificação, que contemplará componentes renováveis, fósseis e uma componente de risco de variação do preço dos combustíveis. Conforme equação A:

$$P_{ref} = \frac{RF_{ren} + RF_{BESS} + RF_{term}}{8760 \times Ener_{med}} + (a) \times (O\&M_{var} + R_{comb} \times C_{comb}) \quad (A)$$

Onde,

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

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

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

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

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

1.7. AVALIAÇÃO DE EMISSÕES

Contrariamente ao que se verifica na matriz elétrica do SIN, de fonte predominante renovável, as emissões no SISOL são significativas, com níveis de emissões por energia gerada (kCO_2/MWh) bastante acima das emissões médias observadas no SIN. A descarbonização dos sistemas isolados da região amazônica foi considerada pelos entrevistados que participaram dos leilões em 2019 e/ou 2021 como uma das questões de maior relevância, em face às crescentes pressões da sociedade, instituições públicas e privadas, consumidores, empresas e organizações da sociedade civil no sentido de uma redução significativa das emissões dos gases de efeito estufa (GEEs) pelo uso dos combustíveis fósseis, em particular o diesel, no fornecimento de energia elétrica à região Norte. Neste contexto são apresentadas quatro propostas para a redução de emissões no SISOL:

- 1) A Lei n. 14.120/2021, estabeleceu que o Poder Público Federal deveria definir diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade. Neste âmbito é sugerido **tomar o SISOL como experiência piloto no País**, no qual seria de fácil implementação e estruturação um sistema de medição, relato e verificação (MRV), sem possibilidades de vazamento de carbono e com resultados imediatos e muito promissores.
- 2) **Precificar o carbono com penalização no preço de referência** seria uma alternativa de estabelecer no critério de seleção de propostas vencedoras um ajuste de modo a considerar adequadamente os riscos das soluções de suprimento baseadas em

combustíveis fósseis ao incorporar uma componente μ , adimensional, relacionando às emissões de GEE do diesel às do gás natural

- 3) De acordo com o valor das emissões estimadas pela geração de energia nos Sistemas Isolados em 2023 pela EPE, o óleo diesel emitirá 1,612 MtCO₂eq, com geração de 2.465.843 MWh e o gás natural, 0,401MtCO₂eq, gerando 721.950 MWh, ou seja, 655kgCO₂eq/MWh e 555kgCO₂eq/MWh, respectivamente. Nessas condições, a eficiência termodinâmica média dos geradores a diesel e a gás natural no SISOL correspondem, aproximadamente, a 41% para os geradores a diesel e 36,5% para os geradores a gás natural. Considerando que seja proposta uma participação mínima de fontes renováveis associadas a geração diesel, as emissões equivalentes da solução híbrida seriam menores que uma solução exclusivamente diesel. Neste contexto é **sugerido uma penetração renovável energética de pelo menos 65%** (35% diesel + 65% renovável), sendo que nestes patamares de penetração, mesmo se comparada a uma solução de suprimento utilizando gás natural de ciclo combinado de alta eficiência, poderia se propor um prazo de contratação de até 20 anos, sendo a solução híbrida diesel menos poluente que a alternativa a gás natural, mesmo se mantendo a fonte diesel por todo este período contratual.
- 4) Sistemas híbridos renováveis com fósseis, em particular diesel, podem resultar em menores volumes de emissões acumuladas que aquelas associadas às soluções a gás natural, desde que a participação fóssil na composição das fontes que compõem o sistema híbrido seja pequena. Nesse sentido pode-se propor cenários para **reduzir a participação do diesel no sistema híbrido paulatinamente, p.e. a cada 5 anos, de forma que no último período haja uma participação acima de 90% de renováveis, tendendo a *net-zero***. Para atingir o *net-zero*, vários níveis de participação podem ser compostos de forma a se emitir valores muito menores e, no limite, até poder neutralizar as emissões no fim do período contratual de 20 anos, com compensações ou RECs.

OBJETIVO

Este documento tem como objetivo resumir as proposições de melhorias para os próximos leilões a partir dos Produtos 02, 03 e 04 deste projeto. Para além de resumir os produtos anteriores, este relatório também traz análises adicionais mais detalhadas de alguns pontos levantados naqueles produtos, trazendo assim desfechos para tópicos deixados em aberto previamente. A mencionar:

- Considerações sobre as contribuições recebidas na CP 120/2022 (**CAPÍTULO 2.2**);
- Implicações legais para os produtores independentes (PIE) de fonte diesel com contratos vigentes no âmbito dos sistemas isolados (SISOL) quando da inserção de um novo PIE de fonte renovável para mesma localidade (**CAPÍTULO 3.1**)
- Análise prévia de viabilidade técnica de sugestões recebidas nas entrevistas: (1) geração solar fotovoltaica (FV) em telhados das comunidades isoladas, e (2) geração solar FV flutuante em rios da região amazônica. (**CAPÍTULO 4.2**)
- Proposição de nova metodologia de preço de referência (**CAPÍTULO 5**)
- Proposições referentes à redução de emissões de CO₂ (**CAPÍTULO 6**)

Para apresentação de tais conteúdos, este relatório está estruturado em 4 temáticas principais:

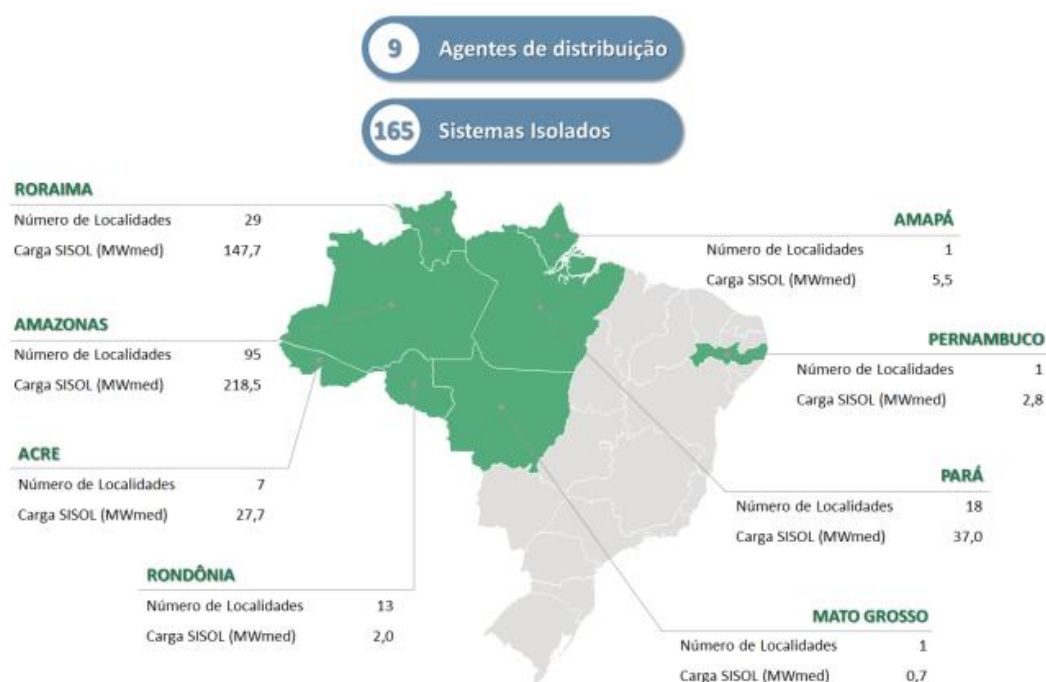
- (1) Percepção dos atores do setor sobre as diretrizes dos leilões dos sistemas isolados;
- (2) Proposições legais e regulatórias;
- (3) Proposição de nova metodologia de preço de referência;
- (4) Proposições referentes à redução de emissões de CO₂

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), mais de 99,4% da carga é atendida pelo sistema interligado nacional, uma malha de mais de 169 mil km de linhas de transmissão que conecta as grandes usinas às distribuidoras, que por sua vez levam a energia elétrica a mais de 96 milhões de consumidores, de acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de março de 2022.

Entretanto, pela dificuldade na interconexão, segundo dados do ONS, ainda 0,6% do consumo é atendido por sistemas isolados, aproximadamente 442 MW médios. São 165 sistemas, na área de 9 agentes de distribuição e localizados, majoritariamente, na região norte, sendo Roraima e Amazonas os estados com maior participação na carga total (**FIGURA 3**).

FIGURA 3 - PREVISÃO DE CARGA DE ENERGIA POR ESTADO - HORIZONTE 2022 (MW MÉDIOS)

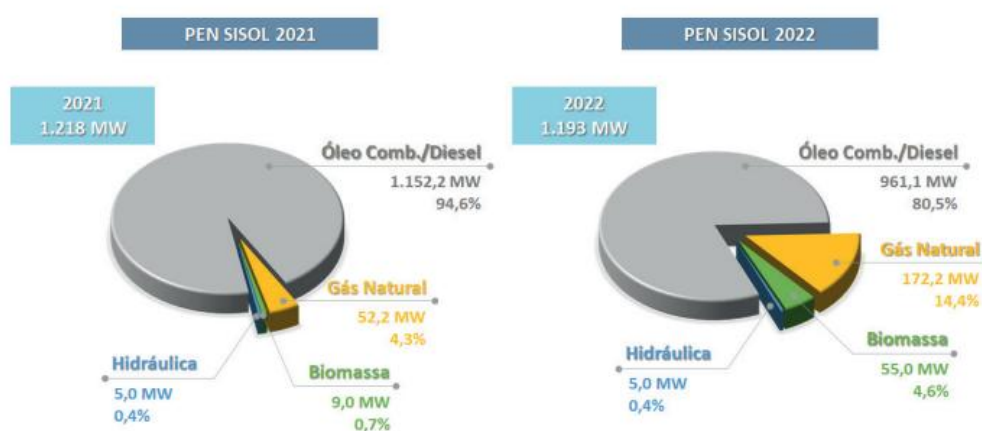


Fonte: ONS, 2022.

Pela localização destes sistemas isolados, em muitos casos há dificuldade com a disponibilidade de recursos como biomassa, gás natural, hídrico, eólico, entre outros. Fontes

como a solar FV, pela variabilidade na geração, ficariam limitadas a baixas penetrações, ou necessitariam de recursos de armazenamento, que tornariam a solução mais cara. Desta forma, vemos uma participação majoritária de geradores à diesel. Em 2021, a participação destes geradores representou 94,6% deste consumo. Para o ano de 2022, a expectativa do ONS é que a penetração energética do diesel permaneça elevada, ainda que reduzida para 80,5%, com a entrada em operação de novos empreendimentos contratados no Leilão nº002/2016 e Leilão nº 01/2019, sobretudo plantas a gás natural em Roraima (**FIGURA 4**).

FIGURA 4 - MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA - PEN SISOL 2021 E 2022 (MW)



Fonte: ONS, 2022.

A energia elétrica necessária para o suprimento destas regiões, é contratada via leilões. O último desta natureza aconteceu no ano de 2021, com a contratação de 54,4 MW médios, sendo mais de 55% provenientes de empreendimentos à diesel. Nestes leilões, há uma metodologia específica para precificação dos lances, estipulada pela ANEEL. No geral, contempla-se uma componente fixa, reportada pelo agente e uma parcela variável. Dentro desta parcela variável, há uma componente responsável pela remuneração do O&M do empreendimento e uma segunda, responsável pelo custo do combustível, que representa uma parcela relevante do preço total do lance, em se tratando de projetos de geração com usinas térmicas.

Entretanto, tal metodologia de precificação, apesar de aceita no mercado, não contempla os riscos inerentes a variação de custos dos combustíveis, o que pode subestimar o custo real de geração e refletir em aumentos consideráveis ao longo do prazo de contrato;

além de penalizar os consumidores e se apresentar como uma barreira artificial para que soluções com participação total ou parcial de fontes renováveis, como solar com armazenamento, por exemplo, pareçam menos competitivas.

2. PERCEPÇÕES DOS ATORES DO SETOR SOBRE AS DIRETRIZES DOS LEILÕES DO SISTEMAS ISOLADOS

Visando ampliar a percepção dos agentes responsáveis pela implementação dos leilões no SISOL e avançar nas proposições de aprimoramento técnico, legal e regulatório, levantou-se, de forma qualitativa, a opinião de alguns empreendedores e concessionárias que atuam na região Norte em relação às diretrizes, instruções e procedimentos adotados nos leilões realizados em 2019 e 2021. As entrevistas buscaram coletar:

- (i) as percepções sobre a efetividade das mudanças promovidas nos Leilões dos Sistemas Isolados de 2019 e 2021;
- (ii) as opiniões sobre a dificuldade em se integrar a geração a diesel com fontes renováveis em sistemas isolados;
- (iii) as sugestões de aprimoramentos que possibilitariam a maior contratação de projetos a partir de fontes renováveis nos futuros leilões para suprimento aos sistemas isolados.

No total foram realizadas 12 entrevistas; nove foram realizadas com empreendedores e outras três com os agentes de distribuição. A nomear:

- TECNOGERA Locação e Transformação de Energia S/A / Lalcama-MA Eng e Serv Ltda;
- Enerwatt Engenharia;
- Rovema Energia;
- Oliveira Energia;
- (Re)energisa (Antiga Alsol);
- Eneva;
- Roraima Energia;
- Aggreko;
- Brasil Bio Fuels;
- Amazonas Energia;
- Neoenergia;
- Voltália

Em geral, os empreendedores buscam se adaptar às orientações emanadas do MME, EPE e ANEEL, responsáveis pela implementação dos leilões. Entretanto, quando questionados sobre a conveniência e/ou sugestões de mudanças nas regras atuais, a maioria dos entrevistados propôs algum tipo de mudança, sobretudo em relação aos projetos de empreendimentos com fontes renováveis de energia.

Nesse sentido, destacam-se as propostas de **(i) ampliação do prazo entre a publicação do edital e o cadastramento das soluções de suprimento e dos prazos contratuais para projetos com fontes renováveis**, a **(ii) divulgação prévia das localidades e o tamanho dos sistemas a serem atendidos**, além das datas dos leilões, o **(iii) fornecimento mais detalhado (pelo menos horário) de consumo das localidades**, a **(iv) revisão da metodologia de cálculo do preço de referência**, o **(v) aumento do horizonte de planejamento do mercado**, a **(vi) promoção de leilão exclusivo para soluções de suprimento com FRE**, a **(vii) manutenção dos contratos de suprimento com fonte renovável após a interligação da localidade ao SIN**, bem como a **(viii) definição de regras operativas claras sobre como será a operação do sistema no caso em que um PIE existente passe a compartilhar a operação do sistema com um novo PIE vencedor do leilão**.

Esta seção apresenta, de maneira resumida a visão dos entrevistados (empreendedores e concessionárias) no escopo deste projeto e também algumas reflexões e percepções dos consultores deste estudo referente às contribuições recebidas na CP 120/2022.

2.1. OPINIÃO DOS EMPREENDEDORES - CONSIDERAÇÕES LEVANTADAS NAS ENTREVISTAS

2.1.1 Descarbonização do SISOL

De maneira unânime, os entrevistados mencionaram que o fator de maior relevância é a tendência global de descarbonização das matrizes energéticas dos países. Como consequência, muitos veem mudanças para as renováveis como uma ação estratégica das empresas. “Diesel é ruim para a imagem da empresa”, foi comentado por um dos entrevistados. Não houve, no entanto, sugestão por parte dos entrevistados sobre qual o sinal econômico (precificação), taxaço ou de um mecanismo de mercado, deveria ser adotado para incentivar projetos que reduzem as emissões dos gases do efeito estufa (GEEs). A maioria reconheceu ter pouca familiaridade com o tema.

2.1.2 Confiabilidade das tecnologias renováveis

Alguns empreendedores ainda possuem dúvidas sobre a confiabilidade e durabilidade de tecnologias, principalmente com relação ao desempenho dos sistemas de armazenamento. Este ceticismo é compreensível, dado o número limitado de sistemas de armazenamento em operação no Brasil. No entanto, existem referências internacionais em vários países, principalmente nos Estados Unidos e na Austrália que comprovam a confiabilidade e o desempenho de fontes renováveis e de sistemas de armazenamento no âmbito de sistemas isolados. Como exemplo, pode-se citar as usinas FV e de armazenamento operando na ilha de Kaua'i, no arquipélago do Havai¹.

2.1.3 Investimento inicial

A maioria dos entrevistados ressaltam que o 'CAPEX' da geração renovável, e principalmente dos sistemas de armazenamento, ainda é muito elevado, o que dificulta a escolha por uma solução renovável. Quase todos os entrevistados mencionaram que em todos os leilões prepararam e tiveram habilitadas propostas utilizando fontes renováveis, mas na hora de apresentar lances optaram pela tecnologia tradicional por conta do baixo risco associado à alternativa diesel, cuja tecnologia dominam muito bem. Neste contexto é importante ressaltar que a carga tributária incidente em sistemas de armazenamento com baterias industrializadas no Brasil é de 65%, sendo que esta carga aumenta para 79% para sistemas importados.

2.1.4 Projetos renováveis vs. projetos híbridos

A maioria dos entrevistados relata dificuldades em realizar projetos 100% renováveis, haja vista necessidade de sobredimensionamento principalmente do armazenamento, necessário para atingir penetrações energéticas perto dos 100%, exceto nos casos em que haja disponibilidade de biomassa, biodiesel ou outros combustíveis termelétricos renováveis. Vários entrevistados comentaram que do ponto de vista econômico uma solução contemplando entre 60 e 90% de penetração renovável seria vantajoso, e sugeriram a introdução de quotas mínimas para que um projeto ainda possa ser considerado renovável.

¹ <https://pv-magazine-usa.com/2020/04/23/kauai-was-56-renewably-powered-in-2019/>

2.1.5 Preço de Referência e indexadores

Parte dos entrevistados consideram que o preço de referência é muito baixo, tornando-se limitador para participação das renováveis e beneficiando as fontes térmicas, mesmo considerando o prazo contratual de 15 anos para Soluções de Suprimento (SdS) renováveis contra 5 para SdS a diesel. Questionados sobre o que fazer, alguns sugeriram individualizar os preços em função das tecnologias utilizadas e equalizar critérios de determinação e indexação dos preços dos combustíveis e do gás. Outra sugestão foi de incorporar um maior número de indexadores para biodiesel, gás e diesel, visando garantir uma maior segurança para o empreendedor, mas também para o produtor.

2.1.6 Prazo para elaboração dos projetos e identificação das localidades

Quando questionados sobre os prazos para a elaboração de soluções de suprimento durante o período de cadastramento, a maioria considera que são insuficientes, sendo particularmente crítico para o cadastramento de soluções renováveis ou híbridas. Ao serem indagados sobre quais outros fatores poderiam auxiliar na previsibilidade dos empreendedores, todos concordaram que conhecer desde cedo a localidade e o tamanho desses sistemas são fatores principais para facilitar a previsibilidade e organizar as estratégias internas das empresas. Outra sugestão dada foi o fornecimento mais detalhado (pelo menos horário) de consumo das localidades. A questão fundiária também foi mencionada como uma das principais dificuldades para encontrar terrenos para usinas solares nos sistemas isolados. Saber de antemão onde serão as localidades facilitaria a busca por terrenos, além de resolver, quando necessário, um eventual problema de conexão e de fornecimento do gás.

2.1.7 Prazo contratual

Houve consenso entre os entrevistados que projetos de geração renovável e/ou projetos híbridos (geração renovável e fóssil acoplado a uma única central geradora) requerem, para viabilização econômica, prazos superiores a 15, preferencialmente atingindo 25 anos, em linha com a vida-útil esperada dos ativos de geração de fonte solar FV. Em caso de comunidades com previsão de interligação antes do término deste prazo, os entrevistados indicaram a possibilidade de contratações com prazo diferenciados para o componente fóssil e renovável de uma usina híbrida, possibilitando a manutenção destes ativos renováveis mesmo após a interligação, com remuneração proporcional a esta parcela.

Acerca do desempenho das fontes fósseis, muitos empreendedores criticaram os prazos contratuais de 15 anos para gás natural no último leilão, prazo este que foi equiparado ao das soluções renováveis.

2.1.8 Participação de fonte fóssil em Solução Híbrida

Ao serem questionados sobre a partir de que percentual de fonte renovável a solução de suprimento poderia se beneficiar dos critérios definidos para renovável, percebeu-se que esse percentual sugerido variou com a familiaridade técnica do entrevistado com o dimensionamento dos sistemas e também com determinada tecnologia. Para alguns o percentual depende da localidade em questão, sendo necessária uma análise caso a caso. Para os que arriscaram sugerir alguma porcentagem, a grande maioria mencionou 80% - 90% renovável (20% - 10% diesel). Um deles mencionou 60%-70% de renováveis como o melhor cenário para a viabilidade técnica.

2.1.9 Leilões Exclusivos para soluções com fontes renováveis

Ao serem questionados sobre um leilão exclusivo para soluções com renováveis e/ou híbridas, 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. Sobre leilões específicos para o produto energia, 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 de fornecimento da localidade.

2.1.10 Integração de fontes renováveis em comunidades com geração térmica diesel já estabelecida previamente

Os entrevistados reconheceram ser este um grande problema, sem, no entanto, expressarem opiniões e/ou sugestões sobre como solucioná-lo. A maioria concorda que o Acordo Operativo na forma atual não contempla procedimentos para a operação conjunta das fontes, possivelmente seria necessária uma participação do ONS ou um Acordo Operativo mais detalhado com as concessionárias. Todos colocaram que na eventualidade desta operação conjunta das usinas os termos dos contratos existentes não podem ser quebrados.

2.1.11 Consumo de referência

Alguns entrevistados se manifestaram contrários ao consumo de referência adotado nos leilões porque, segundo eles, penaliza soluções com fontes renováveis, caso o crescimento de carga realizado seja muito maior do que a carga projetada para o leilão. Daí ser muito importante uma maior confiabilidade dos dados de mercado para que descompasso significativos entre a carga prevista e realizada não provoque desequilíbrio econômico-financeiro no contrato.

2.2. CONSIDERAÇÕES SOBRE AS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CP120/2022

Em 28 de janeiro de 2022, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 606/GM/MME, com o objetivo de fazer uma consulta pública (CP MME 120/2022), visando receber subsídios para o aprimoramento das Diretrizes para a realização dos Leilões dos Sistemas Isolados. Em última instância o MME gostaria de receber contribuições dos agentes e demais interessados no processo de formulação dos Leilões do SISOL, que já tem um calendário de realizações, sendo o do ano em curso previsto para outubro de 2022.

Vários dos temas em consulta estão em total alinhamento com os objetivos deste estudo de Transição Energética em Sistemas Isolados (TE SISOL), a saber:

- Planejamento do atendimento aos sistemas isolados e de novos leilões;
- Impulso a soluções que evitem o uso de geração a diesel;
- Aumento do prazo contratual para soluções de suprimento;
- Novas políticas públicas para a transição energética;
- Busca por novas abordagens na avaliação econômica das soluções de suprimento.

Foram feitas 19 contribuições, que incluíram entre os agentes e demais interessados, associações (ABRACE, ABSOLAR, APINE), empreendedores, organizações não governamentais, concessionárias de energia (Amazonas Energia e Roraima Energia), dentre outros. A seguir lista-se as principais sugestões alinhadas com os objetivos do TE SISOL, muitas delas já identificadas nas entrevistas formuladas pela equipe do projeto:

ABSOLAR

- Leilões em duas fases:
 - 1ª. Fase de lances para fontes renováveis; e

- 2ª. Fase de lances para demais fontes, incluindo híbridas
- Extensão dos prazos contratuais vigentes para os empreendimentos que substituírem a fonte diesel por soluções de energia FV com armazenamento de energia elétrica;
- Formulação do preço de referência para soluções não-diesel deve possuir mecanismos que tornem as fontes renováveis mais competitivas frente às soluções a diesel;
- Realização de leilões exclusivos para fontes renováveis, tal como feito no passado, para incentivar o desenvolvimento desses empreendimentos na região;
- Valoração dos atributos ambientais das fontes renováveis;
- Soluções renováveis devem ser contratadas por períodos independentes ao prazo de interligação, sem ensejar sobrecusto à Conta de Consumo de Combustível (CCC). Os contratos devem ter duração suficiente para remunerar o empreendedor, com postergação dos investimentos de transmissão;
- Soluções 100% renováveis podem ser contratadas após a interligação na forma de energia de reserva do SIN, com preço de energia sendo renegociado de forma a reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do empreendimento e favorecendo a modicidade tarifária;
- Prazos de PV + armazenamento e de híbridos de 240 meses;
- Créditos de Carbono como uma receita adicional, numa transação que deveria acontecer dentro de um ambiente regulado, trazendo garantia do recebimento de receita adicional.

Amazonas Energia

- Desenvolvimento de software de projeção de mercado que, ao alimentá-lo com os dados, projete os anos vindouros, levando em consideração sazonalidade, clima e dados macroeconômicos regionais que auxiliem nas projeções carga, consumo e demanda;
- Prioridade na expansão para o próprio PIE existente, podendo ser considerada redução das componentes de preço (em prol da modicidade tarifária e competitividade) e aumento no prazo de contratação. Alternativamente

interoperabilidade destas seja feita por ordem de mérito, garantindo a redução de custos;

- Maior percentual da carga a ser leiloada para fornecedores que tenham máquinas que utilizem fontes não-diesel.

Amazon Power

- Reduzir o volume de emissões de gases de efeito estufa, com previsão de alcançar 2,018 MtCO₂equivalente/ano em 2023, através da exigência de adoção de tecnologias que garantam redução significativa dos níveis de emissão de gases de efeito estufa quando comparadas aos níveis atuais;
- Definir e implementar limites máximos de emissões para as soluções de suprimento a serem cadastradas para habilitação técnica junto à EPE para participação em leilões, em prol da descarbonização da matriz energética dos sistemas isolados.

APINE

- Incentivo claro como extensão dos prazos contratuais vigentes para aqueles que substituírem a fonte diesel por soluções de energia FV + armazenamento, licenciamento ambiental simplificado, garantia de pagamento da remuneração via CCC e remuneração adequada dos novos investimentos;
- Acrescentar as novas fontes alternativas de geração, como por exemplo, solar + armazenamento de energia em baterias ao rol de possibilidades de sub-rogação da CCC;
- Os investimentos em transmissão poderiam ser postergados, para que ocorra um casamento entre o término do CCESl e a interligação da região isolada com o SIN;
- Manutenção do contrato dos PIEs renováveis após a interligação;
- Gradualmente os PIEs deveriam ser modelados minimamente de forma híbrida, para atingir a transição para a fonte 100% renovável. Os prazos dos CCESls deveriam ser maiores de forma a remunerar adequadamente os empreendedores;
- Desenhar mecanismo, tratando como uma receita adicional, a eventual valoração de Créditos de Carbono que não deverá entrar na composição da receita fixa ou variável do Leilão. Esta transação deveria acontecer dentro de um ambiente

regulado (CCEE, por exemplo), trazendo garantia do recebimento de receita adicional. Mediante regulação e modelagem deste sistema, o empreendedor entende como uma solução bem-vinda, podendo esta receita adicional, ser capturada pelos consumidores, através da modicidade tarifária (70% Empreendedor - 30% Consumidores).

BBF

- Possibilidade de se recompor parte dos investimentos com a utilização de Crédito de Carbono. Adicionalmente no mercado voluntário, os créditos de carbono podem ser vendidos para brokers / traders e para clientes finais que precisam de compensação;
- Termelétricas a biomassa com contratos de 20 anos.

ENEVA

- Inclusão de localidades com previsão de interligação nos Leilões do SISOL, sem atrelar o prazo de suprimento necessariamente à data de interligação;
- Avaliar possibilidades de se ter benefício para a CCC com a redução de custos variáveis de geração, ainda que com a adição de Receita Fixa para nova solução de suprimento em mesma localidade;
- Horizonte de planejamento de 10 anos.

FÓRUM DE RORAIMA

- Exclusividade para as Energias Renováveis nos Leilões de Suprimento aos Sistemas Isolados;
- Contratos com duração de 25 anos, ainda que com eventual interligação;
- Procedimento de autorização de utilização de áreas ou terrenos para instalação dos empreendimentos seja simplificado ou pré-aprovado, dadas as eventuais particularidades fundiárias das respectivas áreas de instalação dos empreendimentos;
- Valoração do carbono capturado: representa uma receita relevante que, revertida ao projeto, vai contribuir para a modicidade tarifária, tal como toda ação que resulte em menor custo final do produto energia.

FPE-UFAM

- Chamada de projeto de P&D estratégico para desenvolvimento de metodologia de projeção de mercado exclusiva para os SISOL;
- Caso a expansão seja necessária a partir de três anos ou mais da realização do leilão, que somente possa ser feita via o uso de tecnologias de energias renováveis;
- Possibilidade de renovação dos contratos para geradores à diesel, desde que viabilizem soluções de geração renovável, não somente para a expansão, mas também para substituição do parque gerador atual;
- Caso o leilão não seja exclusivamente para fontes renováveis, é recomendável incluir na métrica para tomada de decisão sobre o vencedor, outros parâmetros associados a temática ambiental e de desenvolvimento socioeconômico local;
- Implementação de leilões de energia renovável para o contexto amazônico;
- Três produtos são relevantes, quais sejam: energia, potência com energia associada e, certificado de energia limpa;
- Adoção de mecanismos matemáticos que visem comparar as ofertas de energia, disponibilidade e certificados de energia em um processo de seleção unificado;
- Avaliação multicritério no leilão substituindo a comparação por preço.

GESEL

- Horizonte maior que cinco anos geraria maior incerteza na previsão de carga;
- Para crescimentos na faixa de 10% a 20% poderia se utilizar o mecanismo de leilão específico de sistemas de fontes renováveis (solar e eólica). Para facilitar a interface destes novos sistemas com os atuais recomenda-se que seja estudada a instalação de sistemas de armazenamento. Acima deste percentual de 20% recomenda-se a adoção do mecanismo de leilão em três etapas;
- Promoção dos leilões para novos sistemas, que incluam uma parcela de energias renováveis, e para instalação de sistemas renováveis em localidades que já utilizam combustíveis fósseis, notadamente diesel;
- Aumento do prazo de contratação para 15 anos ou mais para soluções totalmente renováveis, mesmo em lugares com previsão de interligação, a possibilidade da remuneração após a interligação ser equivalente ao custo da potência e da energia estimados para o SIN;

- Definição de um custo de potência firme e de energia no SIN que seria a remuneração para os contratos mais longos após a data prevista para a interligação;
- Realização de uma Chamada de Pesquisa Desenvolvimento e Inovação (PD&I) estratégica para os Sistemas Isolados: Uso dos recursos de P&D, do PEE e do fundo criado pela lei nº 14.182/2019 para redução dos custos de operação na região amazônica;
- Metodologia de três etapas do leilão, separando o grupo de propostas em geração térmica e de geração com fontes renováveis solar, eólica, com ou sem armazenamento:
 - Na primeira etapa participam os proponentes de sistemas térmicos, com custo variável unitário (CVU) diferente de zero, que apresentam suas propostas considerando que toda a energia será fornecida pelo sistema proposto. Será selecionado um conjunto de propostas com o menor custo total anualizado (receita fixa ofertada pelo participante somada ao custo variável estimado) e que atenda o requisito de potência do local.
 - Na segunda etapa do leilão participam os sistemas de geração renováveis que não possuem custo variável. Um projeto que aporte energia para o sistema, mas não potência firme, só será viável se a sua receita fixa por energia gerada for inferior ao valor da parcela variável da geração térmica. Caso a solução renovável tenha potência firme, ela poderá substituir parte da capacidade instalada térmica classificada na primeira etapa. Isso ocorrerá quando a receita fixa proposta pela solução renovável for menor do que a soma das parcelas fixa e variável (preço de referência) esperadas de uma solução térmica classificada na primeira etapa.
 - Caso a segunda etapa não classifique projetos com potência firme o leilão se encerra e se sagram vencedores os projetos primeiro classificados nas duas etapas. Caso entre os projetos na segunda etapa se classifiquem projetos com potência firme, estará configurada uma situação em que a potência firme dos projetos classificados nas duas etapas excede as necessidades do sistema. Neste caso haverá uma terceira etapa do leilão em que os empreendedores

classificados poderão fazer novas ofertas para receita fixa de forma a conquistarem efetivamente um contrato.

GUASCOR

- Importante ter mecanismos pré-estabelecidos no Edital sobre o controle de carga, mérito do despacho, etc., de tal forma que permita ao novo PIE precificar a Energia adicional;
- Prazo contratual de 20 anos, considerando que a vida útil do módulo FV/inversor é de 25 anos;
- Após a interligação, condições de desconto de tarifa com regras e indicadores pré-estabelecidos no contrato original como por exemplo o preço de referência base do último leilão de energia A-X, cabendo ao PIE a opção de não seguir com a operação do projeto;
- Considerar o Custo de Emissões de CO₂ como fator adicional de determinação do Vencedor do Lance, de forma a favorecer os empreendimentos híbrido e renováveis.
- Precificação do Mercado de Carbono para soluções renováveis;
- Previsibilidade de continuidade do contrato de geração de energia (a valores ajustados com regra pré-definida no CCESI) após interconexão para renováveis ou a térmicas a gás;
- Prazo de divulgação e preparação do Leilão mais dilatado permitindo desenvolvimento de soluções alternativas a tempo;
- No caso dos créditos de carbono, na qualificação técnica o proponente poderia declarar o volume de crédito ofertado com base em um volume fixo. Um leilão paralelo poderia ser desenvolvido para tal comercialização, onde o ônus/bônus na venda deste crédito de carbono será utilizado para ajuste da RAF/CVU a para equilíbrio das contas.

IDEC

- Planejamento indicativo com percentuais de participação das diferentes fontes e/ou metas de participação de cada fonte. Incluir estimativas de custos e de emissões.
- Contratos com previsão de mudanças e avanços tecnológicos. Reserva de mercado para renováveis. Leilões específicos;

- Separar regiões passíveis de interligação separadas das que não são possíveis. Nas primeiras se faria uma análise de custo benefício. Nas segundas se estenderia os prazos para mais de 15 anos;
- Mercado de carbono regional e regulado é um ambiente com menor risco para realizar as transições de carbono. Seguir o modelo do RenovaBio e dar preferência a um mecanismo de ACV.

MOURA

- As soluções de suprimento híbridas, com renováveis despacháveis, devem ter contratos estendidos pelo período mínimo de 10 anos;
- Após interligação, a PV pode ser negociada num formato específico de usina renovável despachável, cujo preço seja inferior ao ofertado no leilão para o período antes da interligação, em que o alto preço se dá pelo custo dos combustíveis na composição da PV;
- Solução de diesel com FV e armazenamento com contribuição relevante da parcela renovável deveria também ter maior prazo contratual.

REDE ENERGIA E COMUNIDADE

- A solução da sub-rogação da CCC deveria fazer competir a interligação com uma solução de suprimento com fonte renovável não fóssil em termos de CUSTO da energia entregue ao SISOL;
- “Incentivar”, por um período bastante curto (2 a 4 anos) a aquisição de BESS;
- Continuar o suprimento com fontes renováveis após a interligação se o custo da energia for menor do que a energia do SIN;
- Hibridização de usinas térmicas a diesel com geração FV e baterias;
- Leilões Exclusivos para soluções com fontes renováveis, ou melhor ainda que, doravante, todos os leilões dos sistemas isolados sejam exclusivos para as fontes renováveis.

RORAIMA ENERGIA

- Leilão poderia ter diretrizes para priorizar o aumento de potência instalada da usina existente com fontes renováveis, podendo ser considerada redução das componentes

de preço (em prol da modicidade tarifária e competitividade) e aumento no prazo de contratação.

- Destinar o maior percentual da carga a ser leiloada a soluções não-diesel.

TECNOGERA

- Para soluções mais estruturadas seria necessário que os potenciais ofertantes de solução de geração tivessem conhecimento antecipado em pelo menos um ano das localidades e características do certame, para viabilizar projetos consistentes.
- Necessidade de informações sobre planejamento de mercado, características da carga (evolução, curvas anuais horárias, e características de estabilidade do subsistema isolado – para dimensionamento de bancos de baterias – geração híbrida).
- Após interligação, a conversão dos contratos CCES para ACR com previsão mais bem detalhada nos editais.
- Resgatar o conceito de projetos de referência para viabilizar créditos de carbono.

UNICOPA

- Realizar leilões para contratação exclusiva de soluções de geração de energia com fontes renováveis associadas ou não ao armazenamento de energia, com os lotes de contratação concebidos por tipo de tecnologia de fonte renovável.
- Prazos diferentes para renováveis e gás natural.
- Prazo do contrato de soluções de energia com armazenamento seja de no mínimo 20 anos.
- Mensurar economicamente o valor da redução de gases que contribuem com o aquecimento global ao longo do horizonte contratual, sendo a variável em questão somada aos custos fixo e variável e considerada na comparação dos lances.

YOU-ON

- Incluir riscos ambientais relacionados ao derramamento de combustível;
- Os contratos de comercialização de energia elétrica para a fonte solar FV devem possuir contratos compatíveis com a tecnologia de 20 (vinte) anos de duração;
- Para sistemas híbridos com a utilização de sistemas de armazenamento, é recomendado prazos contratuais com pelo menos 20 anos para compatibilizar a

tecnologia e ao prazo de amortização de ativos com elevado custo de investimento inicial;

- Em caso de expansão do mercado do sistema isolado com PIE existente com o objetivo de promover a inserção de fontes renováveis o leilão deve ser realizado em duas etapas;
 - 1. Fase de lances para fontes renováveis com sistemas de armazenamento.
 - 2. Fase de lances para fontes renováveis sem sistemas de armazenamento.
 - 3. Fase de lances para fontes a gás natural
 - 4. Fase de lances para demais fontes
- Reduzir os percentuais de redução do Preço de Referência previsto na Resolução ANEEL 961 de 14 de dezembro de 2021 e reduzir o percentual de compartilhamento com a distribuidora no caso de inclusão de equipamento de geração de fonte renovável de energia que resulte na redução da parcela variável;
- As soluções renováveis devem ser contratadas por períodos independentes ao prazo de interligação, sem ensejar sobrecurso à CCC. Após a interligação o despacho atenderá o despacho por ordem de mérito do ONS, o Poder Concedente poderá contratar os montantes de energia na forma de energia de reserva para o SIN de forma a garantir a segurança energética com preço de energia sendo renegociado de forma a reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do empreendimento e favorecendo a modicidade tarifária;

Em síntese, a CP120 levantou muitas questões em comum com os questionamentos feitos nas entrevistas a agentes como parte do TE SISOL. Destaca-se que questões como a controvérsia sobre o período de planejamento, variando dos atuais cinco anos para dez anos; a necessidade de leilões exclusivos para renováveis e de prazos mínimos de 20 anos para soluções renováveis ou híbridas são praticamente consensuais. Sugestões sobre o uso do mecanismo de sub-rogação também foram muito limitadas na CP, sem contribuições efetivas sobre sua implementação. A extensão dos prazos contratuais vigentes para os empreendimentos que substituírem a fonte diesel por soluções de energia FV com armazenamento de energia elétrica também foi uma contribuição comum às duas consultas. Um consenso também foi estabelecido na questão sobre a manutenção das renováveis após

a interligação, sendo que na CP do MME, foram feitas algumas sugestões sobre como operacionalizar esse processo, incluindo:

- Contratação na forma de energia de reserva do SIN, com preço de energia sendo renegociado de forma a reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do empreendimento e favorecendo a modicidade tarifária (ABSOLAR);
- Postergação dos investimentos em transmissão, para que ocorra um casamento entre o término do CCESI e a interligação da região isolada com o SIN (APINE);
- Remuneração após a interligação ser equivalente ao custo da potência e da energia estimados para o SIN (GESEL);
- Condições de desconto de tarifa com regras e indicadores pré-estabelecidos no contrato original como por exemplo o preço de referência base do último leilão de energia A-X, cabendo ao PIE a opção de não seguir com a operação do projeto (Guascor);
- FV poder ser negociada num formato específico de usina renovável despachável com preço inferior ao ofertado no leilão para o período antes da interligação, já que o alto preço se dá pelo custo dos combustíveis na composição da PV (Moura);
- Continuação do suprimento com fontes renováveis após a interligação se o custo da energia for menor do que a energia do SIN (Rede Energia e Comunidade);
- Conversão dos contratos CCESI para ACR com previsão mais bem detalhada nos editais originais (TECNOGERA);
- Despacho deverá atender a ordem de mérito do ONS. O Poder Concedente poderá contratar os montantes de energia na forma de energia de reserva para o SIN de forma a garantir a segurança energética com preço de energia sendo renegociado de forma a reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do empreendimento e favorecendo a modicidade tarifária (YOU-ON).

Outro ponto em que as proposições foram muito mais específicas foi no que diz respeito ao mercado de carbono. Elas incluíram:

- Créditos de Carbono como uma receita adicional, numa transação que deveria acontecer dentro de um ambiente regulado, trazendo garantia do recebimento de receita adicional (ABSOLAR).

- Definir e implementar limites máximos de emissões para as soluções de suprimento a serem cadastradas para habilitação técnica junto à EPE para participação em leilões, em prol da descarbonização da matriz energética dos sistemas isolados (Amazon Power).
- Desenhar mecanismo, tratando como uma receita adicional, a eventual valoração de Créditos de Carbono que não deverá entrar na composição da receita fixa ou variável do Leilão. Esta transação deveria acontecer dentro de um ambiente regulado (CCEE, por exemplo), trazendo garantia do recebimento de receita adicional (APINE).
- Adotar mecanismos que visem comparar os três produtos relevantes, quais sejam: energia, potência com energia associada e certificado de energia limpa, num processo de seleção unificado (FPE-UFAM).
- Considerar o Custo de Emissões de CO₂ como fator adicional de determinação do Vencedor do Lance, de forma a favorecer os empreendimentos híbrido e renováveis (Guascor).
- Quando da qualificação técnica o proponente poderia declarar o volume de crédito ofertado com base em um volume fixo. Um leilão paralelo poderia ser desenvolvido para tal comercialização, onde o ônus/bônus na venda deste crédito de carbono seria utilizado para ajuste da RAF/CVU a para equilíbrio das contas (Guascor).
- Estabelecer um mercado de carbono regional e regulado reduzindo o risco para realizar as transições de carbono. Seguir o modelo do RenovaBio e dar preferência a um mecanismo de ACV (IDEC).
- Quantificar economicamente o valor da redução de gases que contribuem com o aquecimento global ao longo do horizonte contratual, sendo a variável em questão somada aos custos fixo e variável e considerada na comparação dos lances.

A Proposta do GESEL tratando da sistemática dos leilões tem um nível alto de originalidade, trabalha pela modicidade tarifária, com neutralidade tecnológica, sem criar nenhum incentivo para as renováveis ou a descarbonização do SISOL, ainda que em uma outra contribuição a entidade mencione prazos maiores de contratação para as renováveis. A contribuição propõe uma metodologia de leilão em três etapas, separando o grupo de propostas em geração térmica e de geração com fontes renováveis solar, eólica, com ou sem armazenamento. Seu detalhamento foi apresentado acima.

A questão da expansão do mercado do sistema isolado com PIE existente com o objetivo de promover a inserção de fontes renováveis foi tratada por alguns agentes nessa CP do MME, com as seguintes sugestões:

- O leilão poderia ser realizado em duas etapas (YOU-ON).
 - 1. Fase de lances para fontes renováveis com sistemas de armazenamento.
 - 2. Fase de lances para fontes renováveis sem sistemas de armazenamento.
 - 3. Fase de lances para fontes a gás natural
 - 4. Fase de lances para demais fontes
- O leilão poderia ter diretrizes para priorizar o aumento de potência instalada da usina existente com fontes renováveis, podendo ser considerada redução das componentes de preço (em prol da modicidade tarifária e competitividade) e aumento no prazo de contratação (Roraima Energia).
- Prioridade na expansão para o próprio PIE existente, podendo ser considerada redução das componentes de preço (em prol da modicidade tarifária e competitividade) e aumento no prazo de contratação. (Amazonas Energia).
- Possibilidade de renovação dos contratos para geradores à diesel, desde que viabilizem soluções de geração renovável, não somente para a expansão, mas também para substituição do parque gerador atual (FPE-UFAM).

Finalmente, uma questão que foi percebida nas entrevistas do TE-SISOL referente aos problemas fundiários na Região Amazônica recebeu uma sugestão do Fórum de Energias Renováveis de Roraima no sentido de se estabelecer um procedimento de autorização de utilização de áreas ou terrenos para instalação dos empreendimentos que seja simplificado ou pré-aprovado, dadas as eventuais particularidades fundiárias das respectivas áreas de instalação dos empreendimentos.

3. PROPOSIÇÕES LEGAIS E REGULATÓRIAS

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 realizada, 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.

Todavia, 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. Todavia, como ilustrado pela **FIGURA 5**, a hegemonia da geração fóssil permaneceu nos leilões de 2019 e 2021.

Com objetivo de identificar a adequação do modelo de contratação atual, foi realizada uma revisão teórica sobre elementos do leilão que podem influenciar no resultado final do processo de contratação de um bem, ativo ou serviço, avaliando um estudo de caso dos últimos leilões realizados no SISOL, considerando as etapas de especificação do leilão, de negociação e da execução contratual (**FIGURA 6**).

FIGURA 5 - CAPACIDADE CONTRATADA NO LEILÃO Nº 01/2019 E Nº 03/2021 DO SISOL POR FONTE

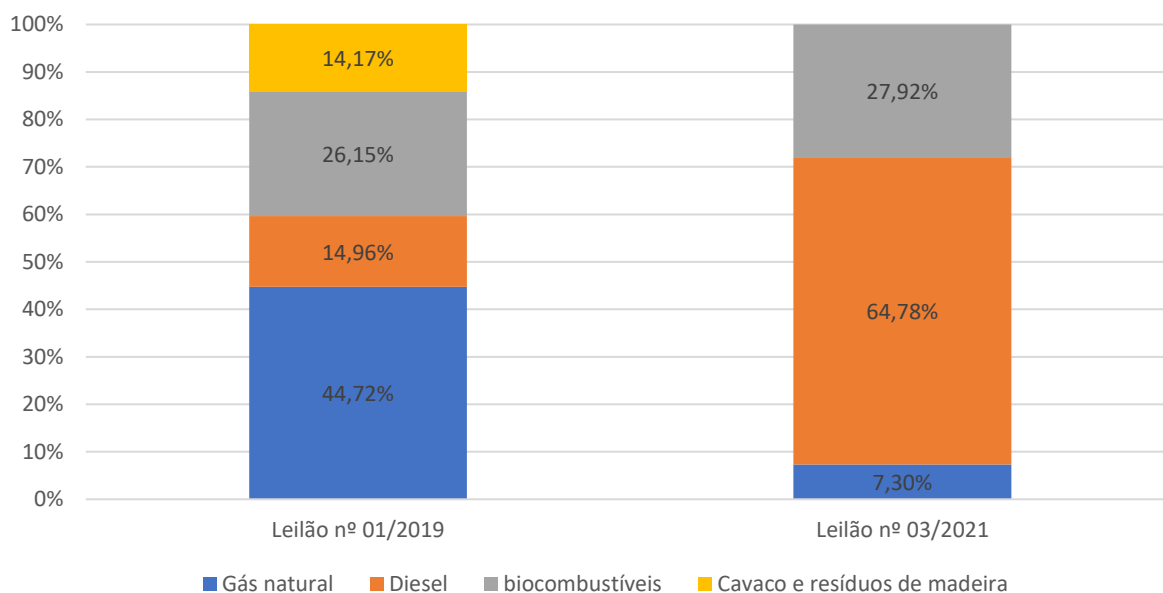
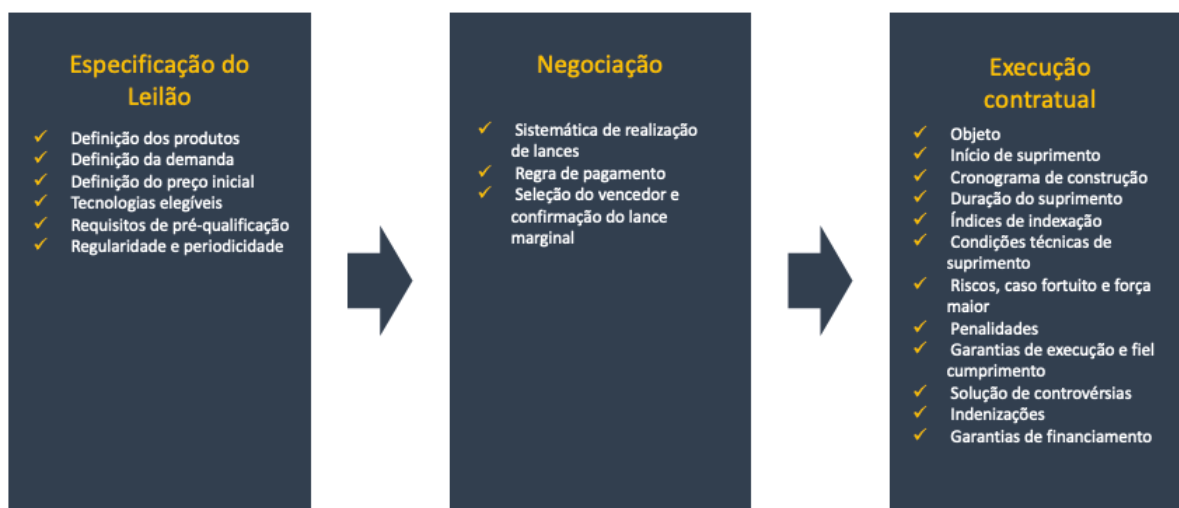


FIGURA 6 - ELEMENTOS DE DESENHO DE LEILÕES



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

A partir da avaliação das entrevistas compiladas e da análise dos elementos de desenho dos leilões, identificou-se os seguintes pontos de aprimoramento que serão abordados como problemas regulatórios:

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 FV);

Problema Regulatório 2: Possibilidade de rescisão contratual na hipótese de interligação aplicada indiscriminadamente, sem considerar que soluções de suprimento baseadas na fonte solar FV 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.

Os referidos problemas regulatórios foram avaliados de modo a identificar e propor alternativas regulatórias para ampliação da inserção de fontes renováveis no SISOL. Estas propostas seguem as diretrizes da norma de organização ANEEL nº 40, que dispõe sobre realização de Análise de Impacto Regulatório no âmbito da agência (**FIGURA 7**).



Sendo assim, avaliou-se as seguintes alternativas de intervenção regulatória:

Para o Problema Regulatório 1:

- **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.

Para o Problema Regulatório 2:

- **Alternativa 2.1:** incluir cláusulas no CCESI que permitam 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 o Problema Regulatório 3:

- **Alternativa 3.1:** incorporar o 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:** introduzir um mecanismo de precificação de carbono;
- **Alternativa 3.3:** aplicar quota mínima de participação de fontes renováveis na solução de suprimento; e
- **Alternativa 3.4:** adotar prazos contratuais mais extensos para as soluções de suprimento com participação de fontes renováveis.

Adicionalmente, considerou-se a existência do 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. Nesse caso, enfrentou-se dois temas regulatórios:

- a. a possibilidade de aditamento dos contratos de suprimento vigentes nos SISOL que operam unicamente a óleo diesel para incluir fontes renováveis;
- b. as implicações legais para os PIEs de fonte diesel com contratos vigentes no âmbito dos SISOL quando da inserção de um novo PIE de fonte renovável para a mesma localidade.

Em relação ao primeiro tema, verificou-se que a questão já havia sido devidamente endereçada 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.

Quanto ao segundo tema, concluiu-se que

- a. inexistente impedimento normativo-regulatório para contratação de novo PIE em mesma localidade;
- b. se poderia argumentar que o ingresso de novo PIE de fonte renovável poderia, eventualmente, gerar impacto financeiro no âmbito de contratação de PIE de fonte diesel já estabelecido;
- c. no entanto, entende-se que tal não justificaria suficientemente pleito por revisão ou rescisão contratual pelo PIE já estabelecido, contanto que a parcela fixa da remuneração seja observada pelo período de vigência do CCESI;
- d. acordos formais sobre ajustes/adequações técnico-operacionais para assegurar a prestação de solução de suprimento de forma conjunta por mais de um PIE em mesma localidade podem ser necessários, o que, no entanto, seria objeto de Acordo Operativo firmado entre as partes, sugerindo-se a inserção de previsão a respeito nas diretrizes gerais e edital de leilões correspondentes.

Sendo assim, não se verificou a necessidade de avaliação de novas alternativas regulatórias para o Problema Regulatório 4. As alternativas regulatórias apresentadas para os demais problemas regulatórios, por sua vez, foram avaliadas qualitativamente com base nos critérios 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.

O resumo da avaliação das alternativas está apresentado na **TABELA 1**.

TABELA 1 - 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

Ademais, avaliou-se o impacto da implementação das alternativas regulatórias identificadas sobre o risco inerente da prestação do serviço de suprimento de potência e energia para o SISOL identificados a partir das entrevistas compiladas e classificadas segundo a metodologia de gestão de riscos aprovada pelo Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União em 2018 (CGU, 2018).

A **FIGURA 8** apresenta a relação e a classificação dos riscos inerentes identificados.

FIGURA 8 - RISCO INERENTE DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA E ENERGIA PARA O SISOL

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

- 1 Informação incompleta e imperfeita sobre o planejamento
- 2 Tempo insuficiente para elaboração dos projetos
- 3 Dificuldade na obtenção do direito de uso do solo
- 4 Incerteza sobre a realização de leilões
- 5 Não consideração dos riscos de preços de combustíveis
- 6 Não consideração de impactos socioambientais
- 7 Rescisão contratual em caso de interligação

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 aceitação², 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 2** apresenta a matriz de impacto das alternativas regulatórias avaliada sobre os riscos extremos e altos identificados.

TABELA 2 - 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
Alternativa 3.1			Reduz muito		
Alternativa 3.2				Reduz muito	
Alternativa 3.3					
Alternativa 3.4					

² 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.

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 amazônica³, nesse 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 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

³ Registros conflitantes sobre a propriedade e posse do solo decorrente da ação de grileiros.

contribuição adicional à dimensão da economicidade por meio da redução do risco total percebido.

FIGURA 9- RISCO REMANESCENTE DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA E ENERGIA PARA O SISOL



Como conclusão, avaliou-se a conveniência e oportunidade de aplicação das alternativas de medidas regulatórias para superação dos problemas identificados.

Entende-se como **não recomendável** a aplicação da **Alternativa 1.1**: ampliação o horizonte de planejamento de 5 anos para 10 anos. Esta alternativa teria pouca eficácia e efetividade, visto que a qualidade da informação, pelas próprias características inerentes dos SISOL⁴, será precária e terá pouca relevância na redução do risco dos desenvolvedores de projetos.

O MME instaurou a Consulta Pública nº 118 com o objetivo de avaliar alternativas de regulamentação do mecanismo de consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico brasileiro. Sendo assim, e considerando que a proposta em debate pelo MME é ampla e abrangência inclusive o SISOL, entende-se que a **Alternativa 3.2**: introdução de um mecanismo de precificação de carbono; **deve ser avaliada no âmbito da Consulta Pública MME nº 118, apesar de contribuições serem apresentadas neste relatório.**

⁴ 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 **Fonte bibliográfica inválida especificada.**

Ademais, entende-se que as alternativas listadas a seguir são **recomendadas** para aplicação:

- **Alternativa 1.2:** 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 a combustíveis fósseis e manutenção da geração renovável
- **Alternativa 3.1:** incorporação do risco de variação do preço do combustível e da taxa de câmbio no preço de referência
- **Alternativa 3.3:** aplicação de quota mínima de participação de fontes renováveis na solução de suprimento
- **Alternativa 3.4:** adoção de prazos contratuais mais extensos para as soluções de suprimento com participação de fontes renováveis.

3.1. IMPLICAÇÕES LEGAIS PARA OS PRODUTORES INDEPENDENTES (PIE) DE FONTE DIESEL COM CONTRATOS VIGENTES NO ÂMBITO DOS SISOL QUANDO DA INSERÇÃO DE UM NOVO PIE DE FONTE RENOVÁVEL PARA MESMA LOCALIDADE

3.1.1 Contextualização da análise jurídica

Entre os riscos observados na análise regulatória identificou-se, dentre riscos potenciais com efeitos sobre a atratividade econômica no contexto dos SISOL a “rescisão ou redução do contrato em caso de interligação com o SIN ou com SISOL de menor custo de suprimento” (ver Risco 7 da Tabela 5, inserida no item “Avaliação de Riscos”). A primeira circunstância (interligação ao SIN) é o foco principal da análise de riscos levada a efeito, com inclusão de sugestão de alternativa de intervenção regulatória correspondente, já tendo sido abordada anteriormente. A segunda circunstância (novo player de menor custo de suprimento), embora

não identificada como problema regulatório específico, é destacada a partir dos resultados das entrevistas com agentes de geração e distribuição nos SISOL⁵.

Impõe-se analisar, portanto, sob perspectiva jurídica, eventuais implicações para PIE de fonte diesel com contrato vigente (CCESI) no âmbito dos SISOL quando da inserção, a partir de novo leilão, de um outro PIE de fonte renovável em mesma localidade (com menor custo de suprimento)⁶. A respeito, considera-se, em síntese, que:

- a. inexistente impedimento normativo-regulatório para contratação de novo PIE em mesma localidade (possibilidade de existência de múltiplos agentes competindo para soluções de suprimento em um mesmo mercado consumidor), a depender de planejamento relativo à necessidade de expansão de oferta⁷;
- b. se poderia argumentar que o ingresso de novo PIE de fonte renovável poderia, eventualmente, gerar impacto financeiro no âmbito de contratação de PIE de fonte diesel já estabelecido naquela localidade, com contrato ainda vigente; isto no que diz com frustração de expectativas quanto à receita decorrente de parcela variável de remuneração, vez que fonte renovável, se correspondesse à solução de suprimento de menor custo (custo variável mais competitivo), teria preferência de despacho;
- c. no entanto, em que pese esta hipótese poder representar redução de atratividade econômica, entende-se que tal não justificaria suficientemente pleito por revisão ou rescisão contratual pelo PIE já estabelecido, contanto que a parcela fixa da remuneração seja observada pelo período de vigência do CCESI; afinal, a parcela variável de remuneração estaria na esfera de risco assumido pelo PIE;

⁵ O tema também foi suscitado no contexto da Consulta Pública nº 120/2022. Ver Eixo I, questionamento IX: “para a contratação da expansão do mercado de um sistema isolado com PIE existente e em operação, quais devem ser as diretrizes do leilão para garantir a operação do sistema?”.

⁶ Está fora do escopo da presente análise avaliação sobre impactos regulatórios específicos decorrentes desta circunstância (como, por exemplo, eventuais benefícios para a CCC em razão de menor custo variável de novo empreendimento ou eventual acréscimo de dispêndio pela CCC em razão de existência de custos fixos de dois empreendimentos, ou, ainda, ganho em garantia de segurança de suprimento e em modicidade tarifária).

⁷ Conforme art. 5º da Portaria MME nº 67/2018, caso o planejamento aprovado pelo MME indique a necessidade de contratação de Solução de Suprimento para a expansão ou substituição da oferta existente, o MME definirá diretrizes para a realização dos leilões para este fim.

- d. acordos formais sobre ajustes/adequações técnico-operacionais para assegurar a prestação de solução de suprimento de forma conjunta por mais de um PIE em mesma localidade podem ser necessários, o que, no entanto, seria objeto de Acordo Operativo; embora isto reste fora do escopo da presente análise, a fim de promover segurança jurídica, sugere-se inserção de previsão a respeito nas diretrizes gerais e edital de leilões correspondentes.

3.1.2 Coexistência de PIES operantes e hipóteses autorizativas expressas de aditamento contratual para fins de adequação de receita

A realização de novo leilão de geração de energia por fonte renovável para atender região com contrato de geração de energia a diesel no contexto dos SISOL parece caracterizar ato legítimo da Administração. Isso porque (i) não obstada pelas normas regulatórias afeitas ao tema e executada na seara extracontratual, bem como (ii) amparada em objetivos de política pública setorial, (iii) a depender de justificativa com base em planejamento relativo à necessidade de expansão de oferta⁸. Tal significa a possibilidade de existência de múltiplos agentes competindo para soluções de suprimento em um mesmo mercado consumidor.

Para o tema, relevante a questão da ordem de mérito de despacho. Afinal, ajustes/adequações técnico-operacionais para assegurar a prestação de solução de suprimento de forma conjunta por mais de um PIE em mesma localidade podem ser necessários. A respeito, conforme minuta padrão do CCESI correspondente ao leilão de 2021 (Edital nº 03/2021), quando da previsão de obrigatoriedade de celebração de Acordo Operativo entre comprador e vendedor, estabelece-se critério de despacho: cabe à distribuidora gerir o despacho, devendo observar o princípio do menor custo operativo, precedência para fontes intermitentes (solar FV) e a segurança do sistema, inclusive caso exista mais de um supridor na localidade (Cláusula 4.12.1).⁹

⁸ Conforme art. 5º da Portaria MME nº 67/2018, caso o planejamento aprovado pelo MME indicar a necessidade de contratação de Solução de Suprimento para a expansão ou substituição da oferta existente, o MME definirá diretrizes para a realização dos leilões para este fim.

⁹ 4.12. No prazo de até 180 (cento e oitenta) dias antes da DATA DE INÍCIO DO SUPRIMENTO, as PARTES deverão celebrar ACORDO OPERATIVO no qual obrigatoriamente constará:

4.12.1. Critérios de despacho, entre o quais, o menor custo de operação, precedência para fontes intermitentes (solar fotovoltaica) e a segurança do sistema, inclusive no caso de haver mais de um supridor na localidade.

Portanto, pode-se verificar circunstância em que o PIE (fonte diesel) com contrato vigente quando do ingresso de novo gerador (fonte renovável) em mesma localidade poderia ser afetado, eventualmente, com redução de despacho (risco de não ser despachado em razão de constituir alternativa de maior custo operativo). Isto impactaria, a princípio, somente em relação à parcela variável de remuneração, cuja estrutura sobre o modelo de remuneração adotado nos leilões dos SISOL¹⁰, que contempla parcela de remuneração fixa¹¹ e parcela de remuneração variável¹², já foi apresentada anteriormente. A remuneração variável estaria, no entanto, na esfera de risco/álea natural do negócio, conscientemente assumido quando da participação no certame, vez que incerteza de despacho da solução de suprimento é risco assumido pelo vendedor (TOMALSQUIM, 2015, p. 134-135; Produto P03, p. 7).

Assim, entende-se que tal não justificaria suficientemente pleito por revisão ou rescisão contratual pelo PIE já estabelecido por desequilíbrio econômico-financeiro, contanto que a parcela fixa da remuneração seja observada pelo período de vigência do CCESI, de modo a resguardar seus interesses patrimoniais. Isto visto que a receita fixa (R\$/MW/ano) objetiva, preponderantemente, remunerar o capital investido e os custos fixos de operação e manutenção. Assim, representa previsibilidade de receita ao vendedor, de modo a assegurar amortização de investimento e, eventualmente, obtenção de financiamento ao empreendimento (previsibilidade de receita durante o período de suprimento, também orientando análise de risco e de viabilidade do projeto).

A respeito, cumpre referir que a legislação incidente não apresenta disciplina expressa sobre critérios autorizadores e requisitos para reequilíbrio contratual em relação ao PIE em

4.12.2. Mecanismos de aferição e acompanhamento, pelo COMPRADOR, da condição operativa da USINA, inclusive quanto à sua disponibilidade de potência em base horária.

4.12.3. Condições gerais e procedimentos referentes aos testes e à operação e manutenção na fase de OPERAÇÃO COMERCIAL da USINA, as indisponibilidades e as respectivas causas e ações corretivas, descrição dos procedimentos operacionais, LIMITES TÉCNICOS, registro de operação e manutenção, comunicação operacional, protocolos de testes, requerimento de dados e informações, e critérios para a elaboração da programação de geração.

¹⁰ Conforme CCESI ao Edital nº 03/2021, Cláusula 7.1. “A RECEITA DE VENDA, calculada mensalmente a partir do início do PERÍODO DE SUPRIMENTO e da entrada em operação comercial da(s) USINA(S) integrante(s) da SOLUÇÃO DE SUPRIMENTO, será definida com base na obrigação de entrega de POTÊNCIA e ENERGIA ASSOCIADA. 7.1.1. A celebração do ACORDO OPERATIVO entre as PARTES é condição obrigatória para o pagamento da RECEITA DE VENDA. 7.2. Após a entrada em operação comercial, para todo o PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO, o valor da RECEITA DE VENDA será dado pela soma das componentes RECEITA FIXA e PARCELA VARIÁVEL.”

¹¹ Conforme CCESI ao Edital nº 03/2021, receita anual fixa (receita fixa) é “o valor de remuneração anual de cada USINA apresentado pelo VENDEDOR no LEILÃO, expresso em R\$/ano, para remunerar os custos de investimento e os custos fixos de operação e manutenção.”

¹² Cláusula 7.17: “na fase de operação em teste será devido ao VENDEDOR o pagamento da energia efetivamente injetada na rede durante o período de teste, valorada pela parcela variável”.

geral (LEÃO e BERNARDES, 2016, p.170)¹³, tampouco quando operando nos SISOL. Ainda, as hipóteses previstas contratualmente são limitadas. Importa aqui identificar previsão expressa de hipóteses autorizativas de adequação de remuneração para assegurar equilíbrio contratual, que se relacionam a situações que impactam em algum componente da receita de venda, e, portanto, no CCESI. Toma-se como exemplo o Edital nº 03/2021 e correspondentes minutas de CCESI. Veja-se que ausente qualquer referência a risco de despacho:

- a. Cláusula 4.6: “Caso sejam criados, após a data de assinatura do CONTRATO, novos TRIBUTOS, encargos setoriais ou contribuições parafiscais e outros encargos legais, ou modificada a base de cálculo, as alíquotas e/ou regime de arrecadação dos atuais, de forma a aumentar ou diminuir o ônus das PARTES, com repercussão no equilíbrio contratual, a RECEITA DE VENDA poderá ser adequada, de modo a refletir tais alterações, para mais ou para menos, e entrará em vigor após homologação pela ANEEL”.
- b. Cláusulas 7.15¹⁴ ou 7.18¹⁵: o CCESI poderá ser aditivado em razão de alterações de características técnicas, desde que concordadas com ANEEL e EPE, para refletir eventual redução de parcela fixa ou variável negociadas; nestes casos, eventual redução da parcela variável, incide critério de compartilhamento de benefícios obtidos na proporção de 70% para o vendedor e 30% para o comprador (reversão de ganhos para a modicidade tarifária) (Cláusula 7.15.1 ou 7.18.1).

3.1.3 Reequilíbrio contratual na produção independente

Como referido acima, a legislação incidente não apresenta disciplina expressa sobre critérios autorizadores para reequilíbrio contratual em relação ao PIE nos SISOL e as hipóteses previstas contratualmente são limitadas. Com base no texto da Lei nº 9.074/1995, há quem interprete o PIE como “aquele que comercializa energia elétrica por sua conta e risco, ou seja,

¹³ Cumpre destacar que, em relação ao regime jurídico de serviço público, há previsão expressa a respeito de mecanismos relacionados à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro. Veja-se, nesse sentido, a Lei Federal nº 8.987/1995 (art. 9) e a Lei Federal nº 9.074/1995 (art. 35).

¹⁴ Modelo CCESI gás natural e fontes renováveis.

¹⁵ Modelo CCESI diesel ou óleo combustível.

sem garantia de equilíbrio econômico-financeiro” (TOMALSQUIM, 2015, p. 08). Também, não se localizou decisões no âmbito da ANEEL, nem decisões judiciais, quanto ao tema do direito de revisão contratual envolvendo especificamente o PIE nos SISOL e os CCESI. Assim, faz-se necessário explorar outros elementos na busca de resposta.

Posicionamento ANEEL¹⁶

A ANEEL já se manifestou, no âmbito administrativo, sobre demandas relacionadas a pleito de reequilíbrio contratual formulado por PIE. Trata-se de precedentes relativamente a casos em que o PIE atua sob regime de concessão (contrato de concessão de uso de bem público para geração de energia elétrica – potencial hidráulico, portanto, com disciplina da Lei Federal nº 9.074/1995). É análise relevante para orientar o presente estudo, sendo aqui considerada.

A matéria parece remanescer controversa, havendo entendimentos divergentes manifestos em decisões da ANEEL. Notadamente, para os fins aqui pretendidos, cabe destacar, em rápida síntese, dentre os argumentos aventados pela ANEEL quando de entendimento pela inadmissibilidade de reequilíbrio contratual¹⁷, e conforme análise desenvolvida por Leão e Bernardes (2016, pp. 153-169)¹⁸, os seguintes:

- i. o regime remuneratório mediante preço (caso do PIE), e não tarifa, assim como a ausência de previsão contratual expressa, não autorizariam pleito de reequilíbrio econômico-financeiro;
- ii. a expressão “por conta e risco” disposta no art. 11, da Lei Federal nº 9.074/1995, ao se referir à atividade do produtor independente, vedaria ao reequilíbrio contratual, vez que corresponderia à transferência integral do risco.

A respeito, Leão e Bernardes (2016) contrapõem as premissas apresentadas pela ANEEL. Os autores afirmam (i) que inexistente qualquer previsão legal vinculando equilíbrio contratual à

¹⁶ Em razão das dificuldades de busca de jurisprudência administrativa através dos websites institucionais oficiais, não se pode afirmar que se realizou pesquisa exaustiva sobre o tema.

¹⁷ A ANEEL expressa entendimento pela admissibilidade, por exemplo, no caso de atraso de implantação de empreendimentos em razão de atraso no licenciamento ambiental que não pode ser atribuído ao empreendedor.

¹⁸ Os outros argumentos mencionados referem-se a vetos presidenciais relacionados ao tema e a interpretação do art. 4-A, da Lei Federal nº 9.074/1995.

remuneração baseada em tarifas; que o pedido (nos casos analisados) não envolve recálculo de preço da energia comercializada, mas adequação de ônus ou extensão de prazo de concessão; bem como que independe de cláusula expressa, vez que se baseia no art. 37, XXI, da CF/88, e na boa-fé objetiva que rege os contratos administrativos (pp. 154-155).

Ainda, em alinhamento com doutrina especializada, destacam (ii) que a expressão “por conta e risco” corresponderia à “alocação dos riscos ordinários do negócio a esse agente” (p. 162), e não a caso de transferência integral de riscos. Assegurada, portanto, a possibilidade de revisão contratual no evento de fatos extraordinários e imprevisíveis que resultem no agravamento de ônus (PAZETO, 2012). Assim, os autores postulam pela aplicação subsidiária da disciplina da Lei de Licitações a autorizar o reequilíbrio contratual nestes casos.

Adicionalmente, de acordo com manifestação já exarada pela Procuradoria Federal junto à ANEEL quanto à incidência de regras de direito civil e, também, das aplicáveis aos contratos administrativos, o conteúdo dos contratos de comercialização de energia seriam divididos em cláusulas de natureza regulamentar e econômica. Dessa forma, à Administração Pública é resguardado o direito de livre alteração tão somente das cláusulas de natureza regulamentar, enquanto as cláusulas de natureza econômica, notadamente as relativas ao estabelecimento do preço, se encontram fora da esfera de influência do Poder Público, ficando eventuais modificações discricionárias e unilaterais destas atreladas à compensação do agente privado. Nesse sentido, o Parecer nº 00305/2016/PFANEEL/PGF/AGU e a Nota Técnica nº 040/2015-SRM¹⁹:

Parecer 00305

[...]

29. Evidentemente, a necessária tutela da entidade reguladora não pode interferir em cláusulas de natureza puramente contratuais ou econômicas, como, por exemplo, as cláusulas que tratam de preço. Cláusulas regulamentares, todavia, podem ser alteradas pelo regulador, tal qual se dá nos contratos administrativos.

30. De fato, é sabido que a doutrina é uniforme no admitir que o poder de alteração e rescisão unilateral do contrato é inerente à Administração Pública, podendo ser exercido ainda que nenhuma cláusula expressa o consigne, porém, a alteração somente pode atingir as

¹⁹ Parecer nº 00305/2016/PFANEEL/PGF/AGU.

denominadas cláusulas regulamentares, isto é, aquelas que dispõem sobre o objeto do contrato e o modo de sua execução. Contudo, no que concerne às cláusulas econômicas, ou seja, aquelas que estabelecem a remuneração e os direitos do contratado perante a Administração e dispõem acerca da equação econômico-financeira do contrato administrativo, estas são inalteráveis, unilateralmente, pelo Poder Público sem que se proceda à devida compensação econômica do contratado, visando restabelecer o equilíbrio financeiro inicialmente ajustado entre as partes.

Nota Técnica 040

43. Sendo assim, é recomendável que uma cláusula contratual não deva ser alterada para determinado agente de determinado certame sem que haja uma motivação adequada, pois é provável que possa estar sendo alterado o parâmetro de concorrência e de preço que viabilizaram uma usina e não outra participante do Leilão.

Ainda, esta manifestação exarada no Parecer nº 0060/2012/PGE – ANEEL/PGF/AGU ao distinguir entre as relações estabelecidas pelo PIE com o Poder Concedente²⁰ e na comercialização de energia e impactos na remuneração estabelecida contratualmente (manifestando-se no sentido de que eventual revisão para restabelecimento de equilíbrio econômico-financeiro contratual seria apenas admissível no âmbito da concessão para uso de bem público, não cabendo na relação de comercialização de energia, pelo entendimento de ser a cláusula de preço cláusula de natureza econômica):

[...]

Por outro lado, tem-se a relação do produtor independente enquanto agente que comercializa energia, seja no ACL, no qual “não cabe qualquer ingerência estatal nas negociações de compra e venda, que se sujeitam às condições de mercado” ou no ACR, em que “uma vez fixado o preço de venda da energia nos leilões, o mesmo está adstrito aos mecanismos de reajuste fixado no contrato, que não admite a interferência da Administração, e do qual esta não é parte.

²⁰ No caso sob análise em referido Parecer, tratava-se de concessão de uso de bem público (potencial hidráulico).

[...] o valor da energia decorreu de valor fixado pelo próprio agente²¹, quando participou do certame licitatório, ou foi livremente pactuado no ambiente livre, não cabendo, dessa forma, intervenção do poder público para revisar os valores relativos à comercialização da energia elétrica”. (p. 17)

No entanto, cumpre destacar que tanto quando da aplicação de regras de direito privado quanto daquelas relacionadas aos contratos administrativos para a análise e interpretação dos contratos de comercialização de energia, incidentes os deveres decorrentes da boa-fé objetiva. Afinal, a boa-fé objetiva (art. 422, Código Civil) também se irradia para as relações de direito público, o que conta com fundamento constitucional (art. 37, caput, CF/1988)²² e no expressamente disposto na Lei Federal nº 9.784/1999 (art. 2º, parágrafo único, IV)²³ e na Lei de Licitações. No mesmo sentido, o instituto do reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos (art. 317, Código Civil), que consiste, em verdade, em expressão da boa-fé objetiva²⁴. Porém, a demonstração da quebra do equilíbrio e, portanto, da necessidade de recomposição da equação original através de revisão contratual, deve ser analisada no caso concreto²⁵.

Fundamentos de Direito Administrativo

Consoante previsão legal e doutrina administrativista, a revisão do pactuado em razão de mudança do cenário econômico independe de previsão contratual que a autorize²⁶, sendo

²¹ Ver item 10.4 do Edital nº 03/2021: “O LANCE constitui obrigação de comercialização irrevogável e irretroatável por parte da PROPONENTE”.

²² “Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte: [...]”.

²³ “Art. 2º A Administração Pública obedecerá, dentre outros, aos princípios da legalidade, finalidade, motivação, razoabilidade, proporcionalidade, moralidade, ampla defesa, contraditório, segurança jurídica, interesse público e eficiência. Parágrafo único. Nos processos administrativos serão observados, entre outros, os critérios de: [...] IV - atuação segundo padrões éticos de probidade, decoro e boa-fé; [...]”.

²⁴ O instituto do reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos (art. 317 do Código Civil) autoriza a revisão dos termos contratuais quando, em contratos de prestação diferida ou continuada, sobrevier, por motivos imprevisíveis (Teoria da Imprevisão), desproporção entre a obrigação originalmente acordada e as prestações obrigacionais. Para serem consideradas imprevisíveis, as causas do desequilíbrio, todavia, devem ultrapassar a mera mudança das condições pré-contratuais (REsp 1947694/SP, Rel. Ministra NANCY ANDRIGHI, TERCEIRA TURMA, julgado em 14/09/2021, DJe 16/09/2021, pp. 15-16).

²⁵ O tema será objeto de análise na entrega do Produto P16.

²⁶ JUSTEN FILHO, Marçal. *Comentários à lei de licitações e contratos administrativos*. 16ª ed. rev., atual. e ampl. São Paulo. Revista dos Tribunais, 2014, p. 1040.

a materialização da previsão constitucional de manutenção das condições da proposta para os contratos administrativos²⁷, constituindo a equação econômico-financeira do contrato direito adquirido do contratado²⁸. Aplicável ao tema a disposição do art. 65, II, “d” da Lei de Licitações²⁹, que autoriza o reestabelecimento da relação inicialmente pactuada, objetivando o reequilíbrio do pacto, em condições específicas. Para o caso em estudo, parece que se trataria de hipótese de revisão do pacto em decorrência de fato do príncipe, ensejador de álea extraordinária e extracontratual.

O fato do príncipe é caracterizado quando a execução do contrato é onerada por ato lícito, regular e perfeito proveniente da administração, exercida em campo estranho e geral ao contrato, do qual derive lesão patrimonial ao particular (JUSTEN FILHO, 2014, p. 1021). Em outras palavras, é o agravo econômico resultante de medida tomada sob titulação diversa da contratual, isto é, no exercício da *alea administrativa*, cujo desempenho vem a ter repercussão direta na economia contratual estabelecida na avença (MELLO, 2021, p. 713). O Tribunal de Contas da União, em direta aplicação da lei, reiteradamente reconhece a ocorrência de fato do príncipe como hipótese de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato³⁰.

Enfim, se diante de alteração unilateral de critério objetivo, afetando a receita do empreendedor, se está diante do rompimento da equação econômico-financeira da relação,

²⁷ Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte:

XXI - ressalvados os casos especificados na legislação, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, nos termos da lei, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações.

²⁸ MELLO, Celso Antônio Bandeira de. *Curso de Direito Administrativo*. 35ª ed.rev. e atual. São Paulo. Malheiros. 2021, p. 582.

²⁹ Art. 65. Os contratos regidos por esta Lei poderão ser alterados, com as devidas justificativas, nos seguintes casos:

II - por acordo das partes: [...]

b) quando necessária a modificação do regime de execução da obra ou serviço, bem como do modo de fornecimento, em face de verificação técnica da inaplicabilidade dos termos contratuais originários; [...]

d) para restabelecer a relação que as partes pactuaram inicialmente entre os encargos do contratado e a retribuição da administração para a justa remuneração da obra, serviço ou fornecimento, objetivando a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato, na hipótese de sobrevirem fatos imprevisíveis, ou previsíveis porém de consequências incalculáveis, retardadores ou impeditivos da execução do ajustado, ou, ainda, em caso de força maior, caso fortuito ou fato do príncipe, configurando álea econômica extraordinária e extracontratual.

³⁰ Neste sentido: Acórdão nº 2932/2021 – Plenário, Rel. Min. Aroldo Cedraz. Acórdão de Relação nº 2779/2021 – Plenário, Rel. Min. Jorge Oliveira. Acórdão nº 167/2015 – Segunda Câmara, Rel. Min. Raimundo Carreiro.

ensejando sua recomposição. No ponto, entretanto, de ser notado que não obstante ser dever da Administração a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, não trata do dever do recompor a expectativa de lucro, mas sim a readequação do ônus financeiro, de acordo com os riscos assumidos pelo empreendedor, e que podem (devem) ser suportados pela Administração. (MELLO, 2021, p. 712).

Há que avaliar, ainda, se é caso de caracterização de supressão em patamar superior a 25% do previsto em contrato, o que foge aos patamares aos quais o contratado fica obrigado a aceitar a alteração quantitativa do contrato, conforme disciplina do art. 65, §1º, da Lei nº 8.666/1993³¹. Apesar das reiteradas críticas doutrinárias ao conceito e à forma como redigida a disposição, inclusive por sua aplicação linear ao valor do contrato desconsiderando especificidades constantes da formação do preço (JUSTEN FILHO, 2014, 1007), a alteração quantitativa até os patamares previstos em lei é entendida como prerrogativa da Administração a concretizar o interesse público, não constituindo arbitrariedade³². Contudo, em sendo o caso de supressão em patamar que supere em 25%, se estaria diante de autorização legal ao contratado pretender a rescisão do contrato³³, possuindo os mesmos

³¹ Art. 65. Os contratos regidos por esta Lei poderão ser alterados, com as devidas justificativas, nos seguintes casos:

§ 1º O contratado fica obrigado a aceitar, nas mesmas condições contratuais, os acréscimos ou supressões que se fizerem nas obras, serviços ou compras, até 25% (vinte e cinco por cento) do valor inicial atualizado do contrato, e, no caso particular de reforma de edifício ou de equipamento, até o limite de 50% (cinquenta por cento) para os seus acréscimos.

³² PROCESSUAL CIVIL. ADMINISTRATIVO. RECURSO ESPECIAL. AÇÃO DE RESCISÃO CONTRATUAL CUMULADA COM PEDIDO DE COBRANÇA. REDUÇÃO UNILATERAL DO VALOR DO CONTRATO (PRESTAÇÃO DE SERVIÇO) EM 25%. ALEGADA VIOLAÇÃO DO ART. 65, I, B, §§ 1º E 2º, DA LEI 8.666/93. NÃO-OCORRÊNCIA. EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO. VEDAÇÃO AO ENRIQUECIMENTO SEM CAUSA. SUPOSTA OFENSA AO ART. 79, § 2º, II, DA LEI 8.666/93. REEXAME DE FATOS E PROVAS. SÚMULA 7/STJ. HONORÁRIOS ADVOCATÍCIOS. GRAU DE SUCUMBÊNCIA (CPC, ART. 21). REAPRECIAÇÃO. INADMISSIBILIDADE. FAZENDA PÚBLICA VENCIDA. INAPLICABILIDADE DOS LIMITES MÍNIMO (10%) E MÁXIMO (20%) PREVISTOS NO § 3º DO ART. 20 DO CPC. PRECEDENTES.

1. É lícito à Administração Pública proceder à alteração unilateral do contrato em duas hipóteses: (a) quando houver modificação do projeto ou das especificações, para melhor adequação técnica; (b) quando for necessária a modificação do valor contratual em decorrência de acréscimo ou diminuição quantitativa de seu objeto (Lei 8.666/93, art. 65, I, a e b).

2. O contratado fica obrigado a aceitar, nas mesmas condições contratuais, os acréscimos ou supressões que se fizerem nas obras, serviços ou compras, até 25% do valor inicial atualizado do contrato, e, no caso particular de reforma de edifício ou de equipamento, até o limite de 50% para os seus acréscimos (Lei 8.666/93, art. 65, § 1º).

3. O poder de alterar unilateralmente o ajuste representa uma prerrogativa à disposição da Administração para concretizar o interesse público. Não se constitui em arbitrariedade nem fonte de enriquecimento ilícito.

4. A modificação quantitativa do valor contratado (acrécimo/supressão) deve corresponder, em igual medida, à alteração das obrigações dos sujeitos da relação jurídica (Administração Pública e particular), ou seja, a variação do preço deve guardar uma relação direta de proporcionalidade com aumento/diminuição do objeto, sob pena de desequilíbrio econômico-financeiro, enriquecimento sem causa e frustração da própria licitação.

(REsp 666.878/RJ, Rel. Ministra DENISE ARRUDA, PRIMEIRA TURMA, julgado em 12/06/2007, DJ 29/06/2007, p. 492)

³³ Art. 78. Constituem motivo para rescisão do contrato: [...] XIII - a supressão, por parte da Administração, de obras, serviços ou compras, acarretando modificação do valor inicial do contrato além do limite permitido no § 1º do art. 65 desta Lei;

direitos patrimoniais da hipótese de rescisão unilateral³⁴, ou seja, o ressarcimento dos prejuízos regularmente comprovados, pagamento por serviços prestados e desmobilização, além de indenização por danos emergentes e lucros cessantes.

Os critérios a serem adotados para reequilibrar o contrato variam caso a caso, mediante detida análise dos efeitos incidentes a partir do fato em questão³⁵, considerando inclusive os custos e valores da época da licitação (NIEBUHR, 2015, p. 1043), de modo que parece inviável estimar o potencial custo deste reajuste sem a devida análise do caso concreto.

³⁴ Art. 79. A rescisão do contrato poderá ser: I - determinada por ato unilateral e escrito da Administração, nos casos enumerados nos incisos I a XII e XVII do artigo anterior [...]

Art. 78. Constituem motivo para rescisão do contrato:

I - o não cumprimento de cláusulas contratuais, especificações, projetos ou prazos;

II - o cumprimento irregular de cláusulas contratuais, especificações, projetos e prazos;

III - a lentidão do seu cumprimento, levando a Administração a comprovar a impossibilidade da conclusão da obra, do serviço ou do fornecimento, nos prazos estipulados;

IV - o atraso injustificado no início da obra, serviço ou fornecimento;

V - a paralisação da obra, do serviço ou do fornecimento, sem justa causa e prévia comunicação à Administração;

VI - a subcontratação total ou parcial do seu objeto, a associação do contratado com outrem, a cessão ou transferência, total ou parcial, bem como a fusão, cisão ou incorporação, não admitidas no edital e no contrato;

VII - o desatendimento das determinações regulares da autoridade designada para acompanhar e fiscalizar a sua execução, assim como as de seus superiores;

VIII - o cometimento reiterado de faltas na sua execução, anotadas na forma do § 1o do art. 67 desta Lei;

IX - a decretação de falência ou a instauração de insolvência civil;

X - a dissolução da sociedade ou o falecimento do contratado;

XI - a alteração social ou a modificação da finalidade ou da estrutura da empresa, que prejudique a execução do contrato;

XII - razões de interesse público, de alta relevância e amplo conhecimento, justificadas e determinadas pela máxima autoridade da esfera administrativa a que está subordinado o contratante e exaradas no processo administrativo a que se refere o contrato;

[...]

XVII - a ocorrência de caso fortuito ou de força maior, regularmente comprovada, impeditiva da execução do contrato.

³⁵ Acórdão nº 1905/2020 – Plenário, Rel. Min. Ana Arraes.

4. PROPOSIÇÕES TÉCNICAS

4.1. 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 a inserção das mesmas fontes ao sistema interligado. Os sistemas de isolados são sistemas mais sensíveis para a operação. O fornecimento de energia elétrica para comunidades remotas 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.

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. 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 subseções seguintes, ambos os cenários são avaliados qualitativamente e as barreiras técnicas particulares a cada um são discutidas.

4.1.1 Cenário com baixa penetração de fontes renováveis

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, considerando que a ultrapassagem deste limiar sem implementação de outras soluções pode acarretar momentos de vulnerabilidade da 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. Essas ocasiões são possíveis momentos de instabilidade, gerando indisponibilidade para a carga atendida.

Estudos preliminares de Santos *et al* (2021) mostraram que métodos passivos de mitigação dos impactos da intermitência na vulnerabilidade da minirrede permitem um maior nível de penetração de geração FV (fonte intermitente de geração de energia elétrica). Os níveis máximos de penetração FV empregando estas técnicas em minirredes com UTEs com diferentes configurações de geradores diesel são apresentados na **TABELA 3**

TABELA 3 - RESULTADOS DE PENETRAÇÃO MÁXIMA DE POTÊNCIA E DE ENERGIA (NÚMERO ENTRE PARÊNTESES) DO GERADOR FV EM SISTEMAS SEM AUTOMATIZAÇÃO COM O USO DE ESTRATÉGIAS PASSIVAS PARA AUMENTO DA PENETRAÇÃO FV.

Estratégia	2 Geradores Diesel	4 Geradores Diesel	8 Geradores Diesel
<i>Caso Base sem Estratégia Passiva</i>	15% (5%)	21% (7%)	21% (7%)
<i>Dispersão Geográfica dos Sistemas FV</i>	15% (5%)	30% (9%)	30% (9%)
<i>Rastreador (tracker) no Sistema FV</i>	21% (7%)	21% (7%)	21% (7%)
<i>Sobrecarregamento do Inversor FV</i>	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 FV, chegando em até 30%, resultando em uma penetração energética de 9% da fonte renovável. Todavia, as metodologias mencionadas são eficazes apenas na integração FV em minirredes que possuem múltiplos geradores diesel na UTE. Em função do 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.

No caso do tipo de integração aqui discutido, ocorre o equivalente a uma redução média de carga para o empreendedor que gerencia a UTE, 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, conseqüentemente, o custo variável de operação serão reduzidos proporcionalmente à penetração energética da fonte renovável.

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 (FV) sem automação nem sistema de armazenamento de energia (30% de penetração de potência, equivalendo à 9% de penetração energética), e um cenário base, em que não há fonte renovável e toda a demanda é suprida pela UTE. A **TABELA 4** apresenta os resultados obtidos para a variação do consumo específico da UTE com a inserção de fonte renovável em relação ao cenário base.

TABELA 4 - VARIAÇÃO DO CONSUMO ESPECÍFICO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FV EM RELAÇÃO A MESMA MINIRREDE SEM FONTE INTERMITENTE.

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

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 FV, na ordem de até 9%) e (ii) aumento do consumo específico da UTE (no caso da energia solar FV 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.

4.1.2 Cenário com alta penetração de fontes renováveis

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 vulnerabilidade 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 a fonte intermitente passa a ser despachável e a máxima penetração de energia proveniente da fonte renovável será diretamente proporcional ao porte do sistema de armazenamento, que irá permitir que a energia excedente gerada em horários de pico seja aproveitada em outros momentos.

É importante destacar que, no caso de sistemas híbridos com bateria, assim como para sistemas automatizados com controle de despacho, o principal obstáculo técnico se dá pelo 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.

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 outro 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 em minirredes híbridas 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

Visando observar as variações de consumo de combustível para os diferentes despachos energéticos foram realizadas análises considerando o sistema em que não há a inserção de fontes renováveis como base, mostrando assim a variação relativa de consumo de combustível e da emissão de gases nocivos. A

TABELA 5 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 nocivos à atmosfera.

TABELA 5 - ANÁLISE DA VARIAÇÃO DO CONSUMO DE COMBUSTÍVEL E DAS EMISSÕES DE GASES NOCIVOS 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 nocivos 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 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 nocivos à atmosfera. Contudo, há um aumento no consumo específico dos geradores diesel (+27%). 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.

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. 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. 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 restrição (*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 excelente escolha para 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.

4.1.3 Referências internacionais com alta penetração de fontes renováveis

Embora o conceito de minirredes com elevada penetração de fontes renováveis seja bastante recente, é importante ressaltar que já existem referências práticas em outros países, tanto a nível de projetos P&D, mas também a nível de projetos comerciais. Vale a pena ressaltar que os dados apresentados neste capítulo são resultado de pesquisa de literatura e de informações disponíveis na internet, havendo a possibilidade de aprofundamentos em etapas posteriores do estudo, conforme necessário.

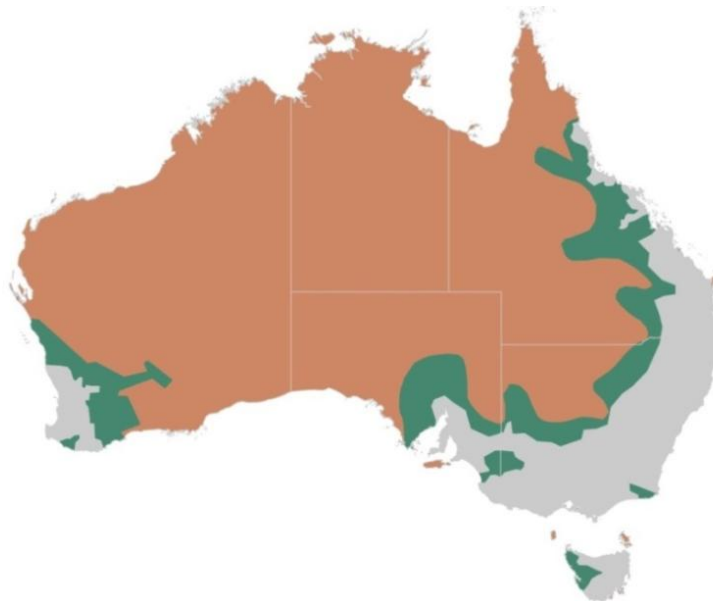
4.1.3.1 Austrália Ocidental

A Austrália opera duas redes elétricas interligadas, porém separadas fisicamente. Uma delas atende a cidade de Perth, localizada no sudoeste do país, e as regiões vizinhas (Wheatbelt, South West, Great Southern); a outra atende as cidades no litoral leste do país, estendendo-se de Port Douglas no Nordeste, até Melbourne, no Sudeste, além da ilha da Tasmânia. No entanto, conforme pode ser visto na **FIGURA 10**, a maior parte do território do país (destacado em marrom) não possui conexão elétrica nenhuma. Outras áreas, chamadas de 'fringe-of-grid' (borda de rede, destacados em verde), têm alguma conexão com as redes interligadas, porém têm limitações de carga e adicionalmente são afetadas por quedas de energia de forma mais frequente.

É importante destacar que apenas 2% da população australiana mora nas regiões 'off-grid'; no entanto aquelas cidades representam aproximadamente 6% da carga nacional, número substancialmente maior que a participação de sistemas isolados no consumo de energia elétrica no Brasil (menos de 1%). A participação comparativamente elevada de sistemas isolados na carga australiana se deve às operações de mineração, das quais muitas se encontram em regiões remotas na Austrália Ocidental. Todos os sistemas isolados naquela região são atendidos por uma única concessionária, a Horizon Power (

FIGURA 11).

FIGURA 10 – ÁREAS 'OFF-GRID' (MARROM) E 'FRINGE-OF-GRID' (VERDE) NA AUSTRÁLIA



Fonte: Arena, 2014

FIGURA 11 - ÁREA DE ATUAÇÃO DA HORIZON POWER



Fonte: Horizon Power (2022)

Tradicionalmente, a Horizon Power tem operado geradores termelétricos, abastecidos por gás natural, ou óleo diesel. No entanto, ao longo dos últimos anos, a empresa tem complementado geradores termelétricos com sistemas de geração renovável, utilizando predominantemente a tecnologia solar FV, além de sistemas de armazenamento. Adicionalmente, para fazendas e outros consumidores individuais de menor porte, a Horizon Power tem substituído linhas de distribuição por sistemas autônomos, compostos por geradores FV, bancos de baterias e geradores diesel de contingência.

Segundo informações da revista PV-Magazine Australia (2022), a Horizon Power instalou mais de 50 sistemas individuais, chamados de SAPS (*Stand Alone Power Systems*) (FIGURA 12). Dados coletados ao longo do ano 2019 indicam que os geradores diesel que fazem parte dos SAPS foram acionados durante menos de 500 horas ao ano, o que equivale a uma penetração energética da geração FV (com bateria) de 94%.

FIGURA 12 - STANDALONE POWER SYSTEMS DA HORIZON POWER

Fonte: PV-Magazine Australia (2022)

Na cidade de Onslow, localizada na província de Pilbara, a Horizon Power tem implementado uma minirrede composta pelos seguintes sistemas (**FIGURA 13**):

- 1.941 kWp de sistemas FVs de geração distribuída residenciais e comerciais;
- 551 kWh de sistemas de armazenamento residenciais e comerciais, denominados de '*smoothing storage*';
- Usina FV de 1 MWp;
- Sistema de armazenamento centralizado de 500 kWh;
- 1 gerador termelétrico pré-existente;

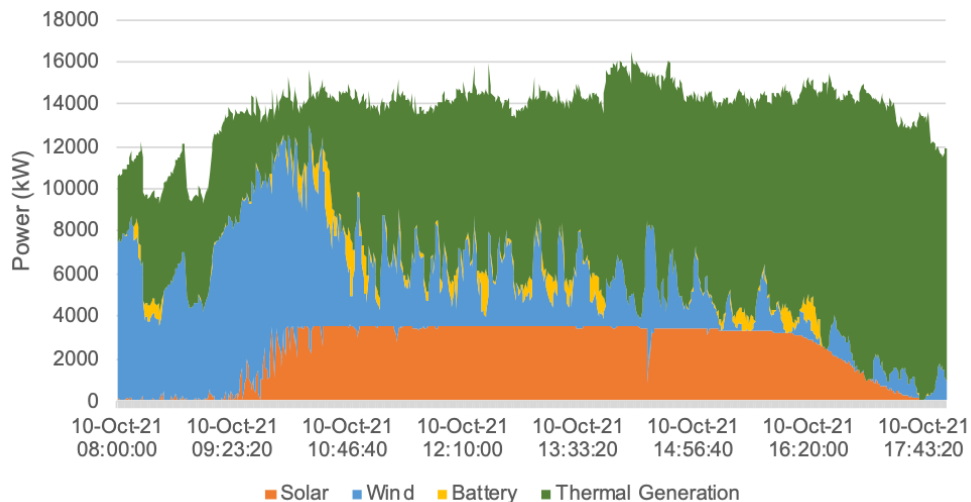
O sistema entrou em operação em novembro de 2019, e segundo a Horizon Power o software supervisor, chamado de DERMS (*distributed energy resources management system*), é essencial para a operação integrada de todos os recursos energéticos. A empresa não informa a penetração energética média ao longo do tempo, mas afirma que em vários momentos o conjunto de geradores FVs e de sistemas de armazenamento tem fornecido 100% da energia consumida.

FIGURA 13 - USINA FV E SISTEMA DE ARMAZENAMENTO CENTRALIZADO EM ONSLOW, AUSTRÁLIA

Fonte: Horizon Power (2022)

A Pacific Energy, uma das principais empresas de EPC (*'engineering', 'procurement', 'construction'*) fornecedora de geradores termelétricos para sistemas isolados, relata que já em 2015 foi contratada pela Horizon Power para implementar soluções englobando geração FV, geração fóssil (diesel, gás), e armazenamento. Chamado de *Horizon Midwest* o projeto levou à instalação de 7 microrredes em cidades remotas, e segundo a Pacific Energy, a penetração renovável tem sido de 85%.

Outro projeto interessante foi realizado para uma mina de ouro, a *Agnew Gold Mine*. Neste caso, o gerador à gás natural de 21 MW foi complementado por uma usina FV de 4 MW, um parque eólico de 18 MW, e de um sistema de armazenamento de 13 MW / 4 MWh. O projeto entrou em operação em 2020, e ao longo de um ano a penetração renovável tem sido de 54%. Conforme apresentado na **FIGURA 14**, o papel do sistema de armazenamento, neste caso, não tem sido de elevar a participação da geração renovável, e sim de 'firmar' a intermitência, principalmente do gerador eólico.

FIGURA 14 - EXEMPLO DE DESPACHO DO SISTEMA HÍBRIDO PARA A MINA DA AGNEW

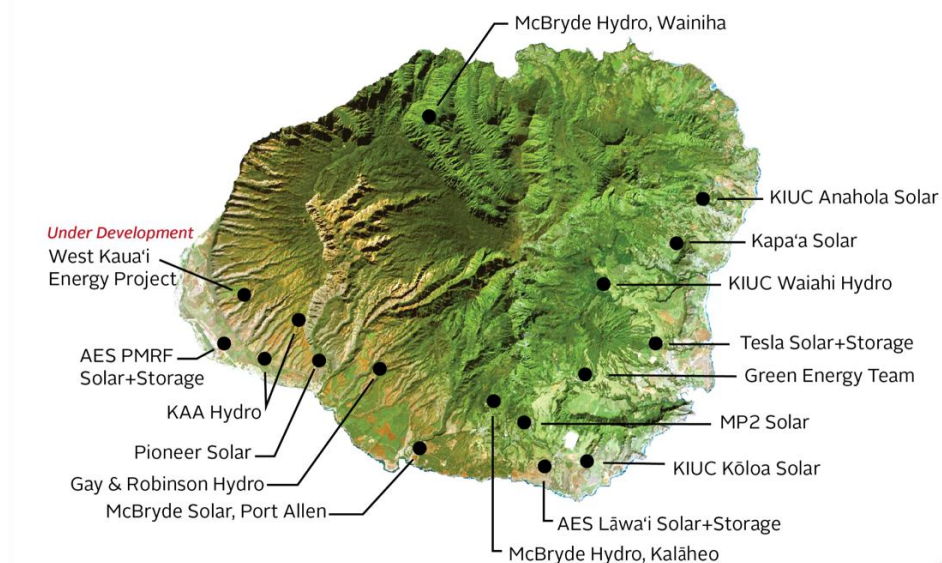
Fonte: EDL/Gold Fields (2022)

4.1.3.2 Havaí

Kaua'i é uma ilha que faz parte do arquipélago de Havaí e fica a aproximadamente 120 km de Honolulu. Tem uma população de aproximadamente 70.000 habitantes e até recentemente sua energia elétrica foi produzida por geradores Diesel. Com o combustível sendo importado, a ilha teve uma das tarifas de energia elétrica mais caras dos Estados Unidos. Ao longo dos últimos anos foram realizados uma série de projetos de geração renovável e de armazenamento (**FIGURA 15**), incluindo uma usina FV com potência de 28 MW e capacidade de armazenamento de 100 MWh (AES Lawa'i Solar + Storage), e outra com potência FV de 13 MW e 52 MWh de armazenamento (Tesla Solar + Storage).

Para aumentar ainda mais a participação da energia renovável na matriz energética da ilha, será implantado um novo projeto composto por uma usina FV de 35 MW e duas usinas hidrelétricas reversíveis com capacidade total de 24 MW, que serão usadas como dispositivos de armazenamento de longa duração. Atualmente, a distribuidora atendendo os consumidores da ilha, a Kaua'i Island Utility Cooperative (KIUC) opera sua rede com energia renovável durante a maior parte do dia. A implantação das usinas hidrelétricas junto com a implantação da usina FV de 30 MW permitirão o aumento das fontes renováveis para 80%.

FIGURA 15 - ATIVOS DE GERAÇÃO RENOVÁVEL E DE ARMAZENAMENTO NA ILHA DE KAUAI



Fonte: Kauai Island Cooperative, 2021

4.2. ANÁLISE PRÉVIA DE VIABILIDADE TÉCNICA DE SUGESTÕES RECEBIDAS NAS ENTREVISTAS

4.2.1 Geração solar FV distribuída em telhados das comunidades isoladas

Em virtude de potenciais dificuldades da integração da fonte solar FV em áreas em solo na região amazônica, devido a restrições ambientais ou fundiárias, foi realizado um estudo do potencial de geração FV em telhados em duas localidades isoladas: Izidolândia – RO e Fernando de Noronha – PE. A localidade de Izidolândia (latitude 12°36'46.098"S e longitude 62°10'47.344"W) fica no município de Alta Floresta D'Oeste. Fernando de Noronha (latitude 3°50'52.7"S e longitude 32°24'48.4"W) é uma ilha localizada no município de mesmo nome, e, apesar de pertencer ao estado de Pernambuco, está em latitude próxima à de Fortaleza.

Inicialmente foram obtidos dados de consumo de energia das localidades, disponibilizados pela EPE. Para calcular a energia que poderia ser gerada nos telhados das localidades foram medidas as áreas de todos os telhados das edificações através de imagens de satélite. O valor de área resultante para cada localidade foi multiplicado por uma ocupação máxima dos telhados de 60%, de modo a encontrar uma “área útil”, considerando que nem toda a área de telhado disponível seria adequada para a instalação de um gerador FV. A partir da área útil foi calculada a potência total que poderia ser instalada e o potencial energético das edificações.

A partir do resultado de potência total que pode ser gerada nos telhados foram identificadas as potências necessárias para as duas localidades para atingir cenários de penetrações energéticas de 65%, 68% e 75% utilizando a energia solar FV. Depois, foram comparados os valores de potência total necessária e de capacidade de potência em telhados. Os principais dados utilizados nos cálculos, assim como os resultados da proporção da potência dos telhados em relação à potência total necessária para as penetrações de geração FV estão dispostos na **TABELA 6**.

Esses valores representam apenas uma estimativa inicial do potencial presente nos telhados das localidades. Os resultados mostram que para todos os cenários de penetração energética os telhados das residências seriam suficientes para atingir as potências necessárias dos geradores FV nessas localidades. Contudo, como apenas duas localidades foram avaliadas como estudo de caso, não se pode generalizar que todas as comunidades do SISOL teriam esta mesma área disponível nas coberturas das edificações. Além disto, não se propõe que toda a potência da comunidade fosse integrada nas edificações das comunidades isoladas, em virtude do maior prazo e planejamento que esta atividade representaria. Por outro lado, estas áreas podem ser ocupadas parcialmente diminuindo e mitigando as ocupações de área em solo, além da criação de postos de trabalho local para a instalação destes sistemas.

TABELA 6 – POTENCIAL ENERGÉTICO DAS COBERTURAS DE EDIFICAÇÕES PARA INTEGRAÇÃO DE GERADORES FVS

	Izidolândia	Fernando de Noronha	Fonte
<i>Consumo (MWh/dia)</i>	3,58	71,15	EPE
<i>Irradiação Global Horizontal (kWh/m².dia)</i>	4,7	5,9	Atlas Brasileiro de Energia Solar (Izidolândia) e Meteonorm 8.0 (Fernando de Noronha)
<i>Área de telhados (m²)</i>	15.428	162.279	Imagens do Google Earth 2017 (Izidolândia) e imagens do Google Earth 2020 (Fernando de Noronha)
<i>Área útil de telhados (m²)</i>	9.256	97.367	-
<i>Potência que pode ser gerada em telhados (kWp)</i>	1.388	14.605	-
Pot telhados / Pot necessária (para 60% de penetração FV)	228%	151%	-

Pot telhados / Pot necessária (para 65% de penetração FV)	211%	140%	
Pot telhados / Pot necessária (para 68% de penetração FV)	202%	134%	-
Pot telhados / Pot necessária (para 75% de penetração FV)	183%	121%	-

4.2.2 Geração solar FV flutuante em rios da região amazônica

Outra alternativa que vem sendo discutida a fim de mitigar a ocupação de áreas em solo é a utilização de sistemas FV flutuantes, que poderiam ser instalados nas margens dos rios sob as margens dos quais estão localizadas boa parte das comunidades isoladas. Estes sistemas, muito utilizados em localidades com alta densidade demográfica e baixa disponibilidade de áreas em solo e.g. (Cingapura, Japão, Taiwan, entre outros) são tipicamente instalados em lagos ou reservatórios, locais de água parada, com movimentação de água somente associada ao vento no local. A viabilidade técnica de instalação de sistemas flutuantes em águas com correnteza apresenta grande resistência pelos principais e mais experientes fabricantes de sistemas flutuantes, não sendo uma alternativa razoável a se propor para projetos na região amazônica. Sistemas flutuantes nestes casos somente seriam adequados em locais sem correnteza, onde o rio cria lagos e reservatórios naturais.

5. PROPOSIÇÃO DE NOVA METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Esta seção tem por objetivo propor uma metodologia de precificação que facilite a inclusão de fontes renováveis em leilões futuros. Neste contexto é importante lembrar que as atuais metodologias de precificação estão orientadas exclusivamente para fontes térmicas e efetivamente dificultam a inclusão de fontes renováveis.

É importante mencionar que a penetração energética otimizada de fontes renováveis em um sistema isolado depende de fatores como: curva de carga, CAPEX e OPEX de cada fonte, tributação, mecanismos de estruturação de capital, macroeconomia, apetite a risco de cada empreendedor, entre outros.

Assim, é imprescindível que tal metodologia possa avaliar os benefícios de cada fonte e ainda assim, proporcionar um grau de liberdade aos empreendedores proponentes na definição de sua matriz de geração. Neste sentido, não será possível chegar a uma conclusão definitiva de preços de referência. No entanto, será proposto um arcabouço quantitativo para o cálculo de tal preço.

Tal metodologia tomará como base as conclusões das análises anteriores, em especial o Produto 2 – Entrevistas com os empreendedores, o Produto 3 – Relatório de Leilões e o Produto 4 – Relatório técnico-jurídico, bem como avaliará a penetração energética renovável em um caso concreto em diferentes conjunturas, de modo a orientar valores mínimos de penetração renovável nos produtos do leilão.

5.1. PRINCIPAIS CONSIDERAÇÕES SOBRE A METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO

5.1.1 Considerações técnicas

Antes de apresentar uma nova metodologia de precificação que facilite a inserção de recursos energéticos renováveis na matriz elétrica de sistemas isolados é importante considerar vários aspectos técnicos centrais, conforme exposto nos pontos a seguir.

5.1.1.1 Disponibilidade de recursos renováveis na região amazônica:

A região amazônica e demais regiões com ocorrência de sistemas isolados é caracterizada por uma ampla disponibilidade de recursos renováveis. Observa-se que a irradiação solar atinge valores médios em torno de 4 a 5 kWh/m²/dia, taxa comparável àquela na região sul do Brasil onde já existe um uso expressivo da fonte FV no âmbito da geração distribuída. No

entanto, a velocidade média anual de vento é muito menor que em regiões que hoje fazem um bom aproveitamento desta fonte (litoral e interior do Nordeste e do Sul). Em 50 metros de altura estas regiões atingem velocidade superiores a 7,5 metros/segundo, enquanto na Amazônia são valores abaixo de 4,5 metros/segundo. Além da baixa disponibilidade, o melhor aproveitamento do recurso eólico exige instalações de grande porte, de múltiplos MW, o que no contexto de sistemas isolados no Norte do país nem sempre é possível ou economicamente viável. No caso da fonte solar, no entanto, uma instalação de pequeno porte em princípio pode atingir os mesmos índices de produtividade que uma usina de grande porte. A geração FV é altamente modular, o que facilita o seu uso, tanto para sistemas de pequeno porte, como para realização de usinas. Em tese, existe uma abundante oferta de insumos de biomassa para a geração de energia elétrica na região Amazônica. No entanto, esta fonte enfrenta duas dificuldades. Embora existam projetos de manejo sustentável, em muitos casos, a biomassa é resultado de ações de desmatamentos ilegais. Evidentemente, não seria nada aconselhável incentivar essa atividade, que tanto degrada a Amazônia, através de projetos de aproveitamento de resíduos. Além disto, a disponibilidade em quantidades relevantes desta biomassa é restrita casos lugares específicos, o que dificulta seu uso como fonte prioritária para a descarbonização de sistemas isolados. Boa parte das comunidades do SISOL se encontram às margens de rios, onde se poderia propor a geração de energia através do uso de turbinas hidrocinéticas para aproveitar a velocidade das águas. No entanto, o baixo rendimento destes equipamentos, bem como o seu elevado custo em comparação ao das instalações solares FVs, inviabilizam o uso desta tecnologia no cenário atual.

Diante do exposto é razoável concluir que embora existam várias fontes renováveis disponíveis, em muitas localidades na região Norte, a geração solar FV muito provavelmente será a fonte mais adequada tecnicamente e de menor custo para reduzir o uso de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica. Maiores informações sobre a disponibilidade das diferentes fontes renováveis serão contempladas no Produto 8 deste estudo.

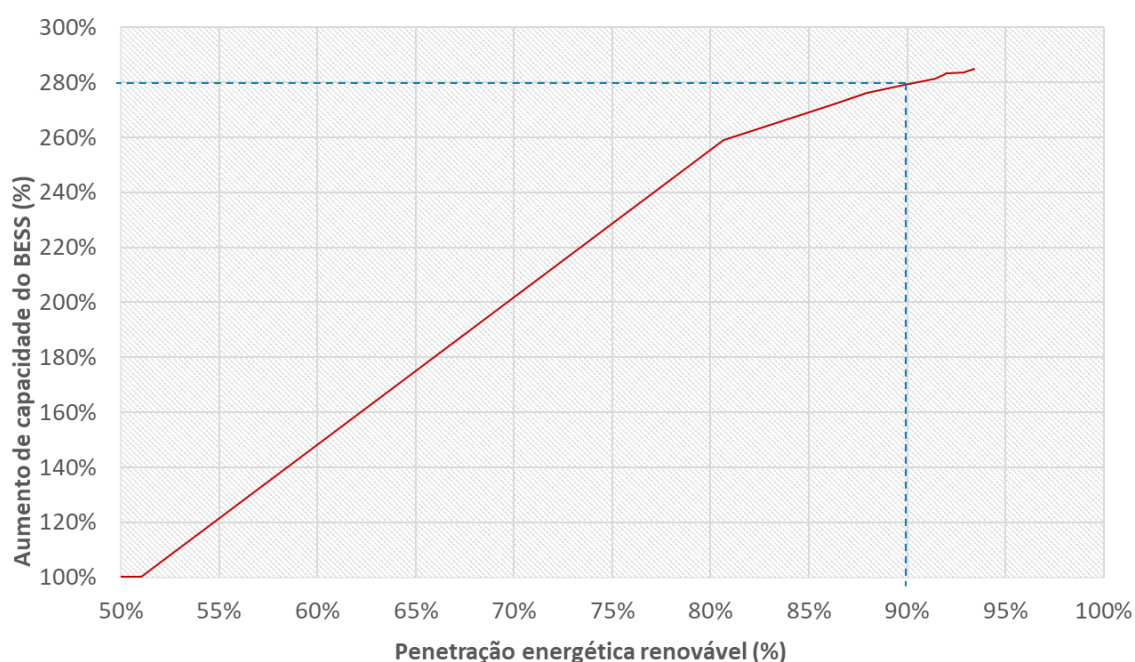
5.1.1.2 Alto coeficiente de inclinação na relação entre penetração energética renovável e capacidade do sistema de armazenamento

De acordo com dados apresentados no **CAPÍTULO 4**, deste documento, simulados para a sistema isolado de Izidolândia-RO, percebe-se que há um grande coeficiente de inclinação no

aumento da capacidade de armazenamento em relação a curva de aumento da penetração energética renovável.

No exemplo em questão, conforme a **FIGURA 16**, partindo de uma penetração de 50% de energia renovável, seria necessário um aumento de cerca de 180% na capacidade do sistema de armazenamento, para atingir uma penetração de aproximadamente 90%, ou seja, quase triplicar a capacidade do sistema de armazenamento.

FIGURA 16 - RELAÇÃO DE AUMENTO ENTRE PENETRAÇÃO ENERGÉTICA RENOVÁVEL E CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO



Este gráfico sugere que embora seja possível, do ponto de vista técnico dimensionar uma usina híbrida 100% renovável, esta solução possivelmente seja proibitiva do ponto de vista econômico. O equilíbrio econômico dependerá de vários fatores, entre eles o preço do combustível fóssil e o CAPEX do sistema renovável, conforme detalhamento no capítulo 4 deste estudo.

A nível conceitual é importante ressaltar que na ausência de geradores termelétricos abastecidos com biocombustíveis (biomassa, biogás, etanol), soluções 100% renováveis exigirão um sobredimensionamento significativo, e portanto, poderão ser difíceis de serem viabilizadas do ponto de vista técnico e econômico.

5.1.2 Considerações econômicas

Em relação ao equilíbrio econômico de fontes renováveis no âmbito dos sistemas isolados é importante observar as diferenças fundamentais entre sistemas termelétricos fósseis e sistemas de geração renovável, no que tange a composição dos custos totais para a operação e implantação desses sistemas. No caso de geradores termelétricos o peso do investimento inicial no custo total é relativamente baixo; no entanto, o custo operacional (combustível, frete de combustível, operação e manutenção dos geradores) é elevado. No caso de sistemas renováveis a relação é inversa – o investimento inicial em componentes (painéis FVs e/ou outro dispositivo para o aproveitamento de recursos renováveis, banco de baterias, inversores, ...) é elevado, mas, em contrapartida, o custo operacional é irrisório.

A título de exemplo meramente ilustrativo, considere-se o fornecimento de 1,2 GWh/ano, consumo do sistema isolado de Izidolândia e sem considerar reajustes ao longo do período. Em 10 anos, o fornecimento da energia com 100% de participação diesel seria de R\$ 18,39 milhões, dos quais 97% seria custo com o combustível, conforme **FIGURA 17**.

Da mesma forma, também a título de exemplo meramente ilustrativo, considere-se o dimensionamento de um sistema para uma penetração energética de 50% de diesel e o restante atendido por sistema solar FV com armazenamento, também sem reajustes ao longo do tempo. Neste caso, o custo ao longo do tempo seria de R\$ 13,04 milhões (**custo mais de 30% inferior**), dos quais apenas 68% são referentes ao combustível (**FIGURA 18**).

Diante do exposto, é importante explorar com maiores detalhes a dinâmica de preços, tanto para combustíveis fósseis, como para os componentes que compõem os sistemas de energias renováveis.

FIGURA 17 - EXEMPLO ILUSTRATIVO - GERAÇÃO 100% DIESEL (CAPEX VS OPEX)

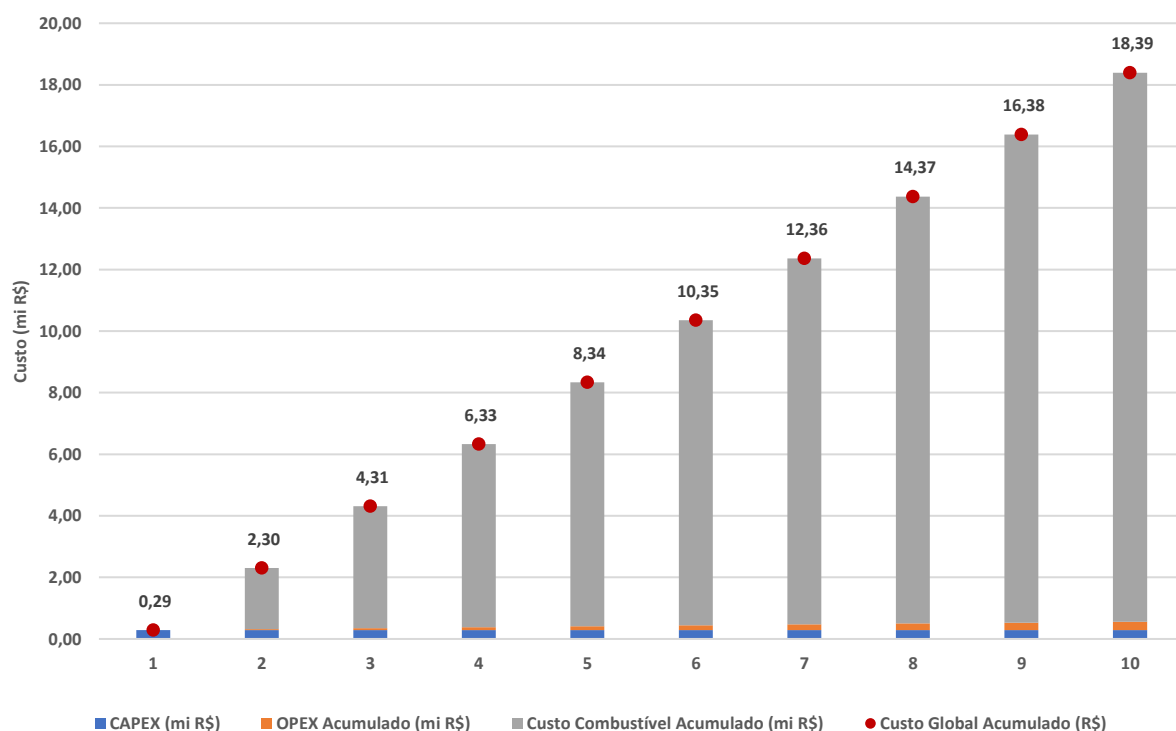
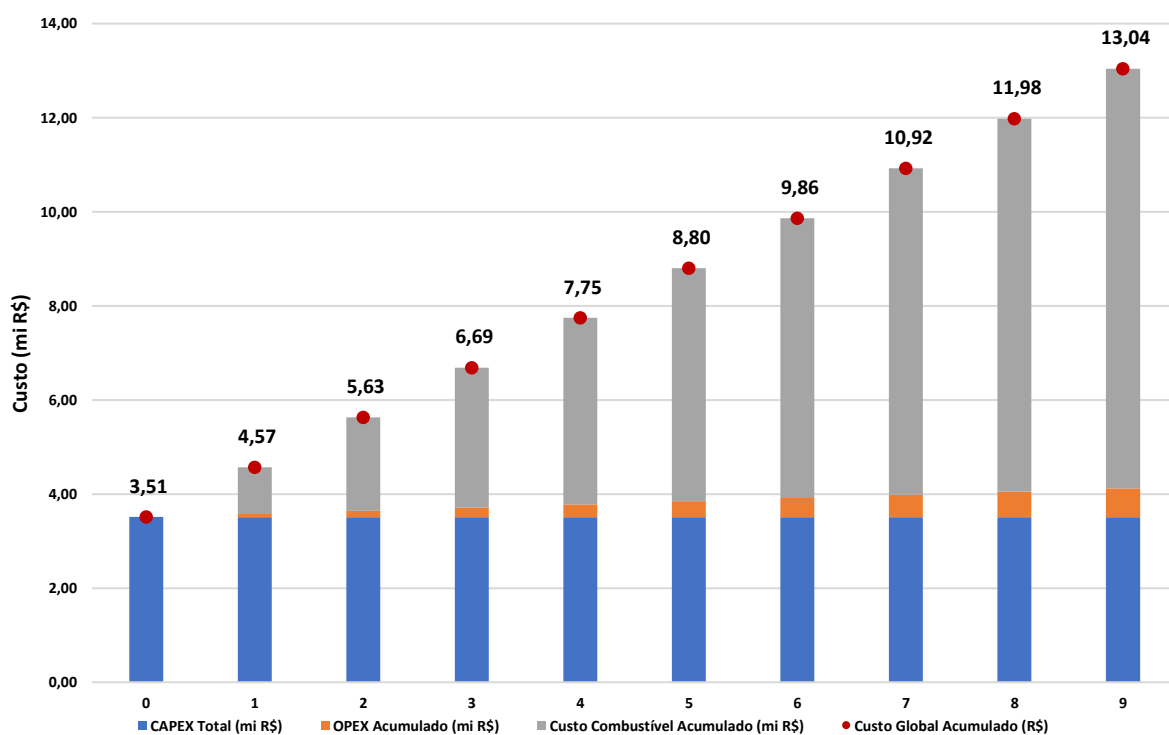


FIGURA 18 - EXEMPLO ILUSTRATIVO - GERAÇÃO 50% DIESEL (CAPEX VS OPEX)



5.1.2.1 Evolução de preços dos combustíveis fósseis

Dada a preponderância da geração à óleo diesel, este subcapítulo apenas analisa a dinâmica de preços do óleo diesel, sem avaliar os demais combustíveis, tais como gás natural, biodiesel ou etanol. É importante levar em consideração que a metodologia de precificação usada nos últimos leilões de sistemas isolados estabelece um preço de lance que consiste em dois componentes de remuneração – uma receita fixa, destinada à remuneração do investimento inicial e das despesas recorrentes de operação e manutenção, e uma parcela variável destinada ao ressarcimento das despesas com O&M variável, combustível e logística de combustível. No caso de óleo diesel, o preço de referência, usado para calcular a parcela variável, é o preço médio do combustível na região Norte, conforme estabelecido pela ANP. É importante ressaltar que a metodologia estipulada pela ANEEL estabelece que o custo do combustível, neste exemplo o diesel, deve ser calculado pela EPE, tomando como base a média de preços da região norte ao longo dos últimos doze meses. No último leilão de sistemas isolados, de abril 2021, os preços divulgados pela EPE foram conforme **TABELA 7**:

TABELA 7 - PREÇOS DE REFERÊNCIA PARA O DIESEL CALCULADOS PELA EPE

Lote	PMPF (R\$/litro)	ICMS _{OD}	Ptrib - óleo diesel
LOTE I - ACRE	4,3501	17%	0,7395
LOTE II - AMAZONAS	3,3052	18%	0,5949
LOTE III - PARÁ	3,766	17%	0,6402
LOTE IV - RONDÔNIA	3,575	17%	0,6078
LOTE V - RORAIMA	3,442	17%	0,5851

Fonte: Ato COTEPE PMPF nº 26 de 2020 e Secretarias Estaduais de Fazenda

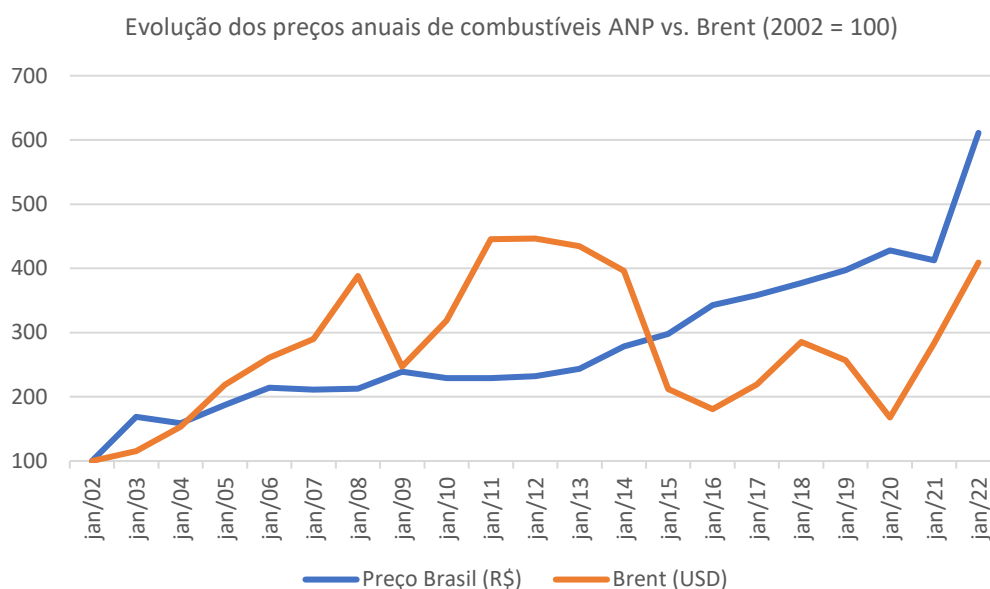
Fonte: EPE, 2020.

Adicionalmente, após implementação e início de operação dos empreendimentos, a remuneração dos agentes está sujeita a dois tipos de atualização: ajuste anual, pelo IPCA da receita fixa e do O&M variável, e ajuste mensal do custo de combustível, conforme tabela da ANP.

Neste contexto é importante entender a dinâmica dos preços do óleo diesel no Brasil, bem como os recentes eventos geopolíticos no Brasil e no mundo, que resultaram em preços para o diesel que em junho/2022 de pelo menos o dobro dos preços apresentados na tabela acima. A **FIGURA 19** compara dois indicadores – a evolução do preço do óleo diesel na região

Norte, conforme apurado pela ANP, em reais por litro, e a evolução do petróleo cru tipo Brent, em dólares por barril. Para facilitar a comparação, foram apurados valores anuais e indexados.

FIGURA 19 - RELAÇÃO ENTRE BRENT E PREÇOS DE COMBUSTÍVEL LEVANTADOS PELA ANP



Fonte: Elaborado com base em dados da ANP e Macrotrends,

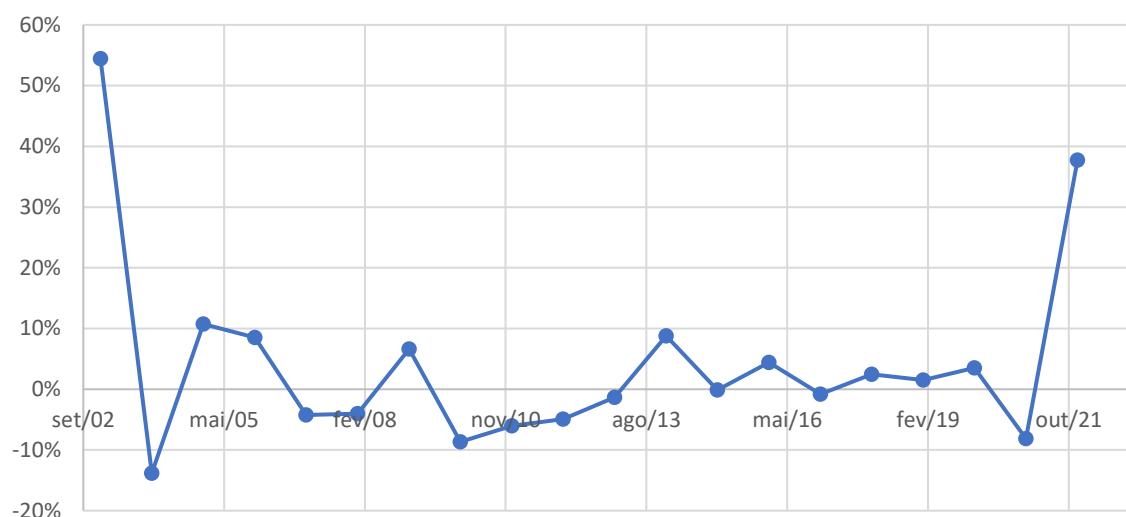
Fica evidente que preços internacionais e preços nacionais do óleo diesel seguem dinâmicas diferentes. Por um lado, o fato da compensação variável ser atrelada ao preço do óleo diesel nacional e não a um indicador internacional reduz a volatilidade desta parcela da compensação. Em contrapartida, não houve períodos com reduções significativas do preço ao longo dos últimos 20 anos. Embora a resolução semanal ou mensal dos preços possa revelar alguma volatilidade, a resolução anual não a captura.

Com exceção de um único ano (2021) os preços nacionais do óleo Diesel sempre tiveram tendência de alta. Importante ressaltar que este aumento não é apenas nominal, mas também real. Ou seja, na maioria dos anos o aumento do preço do diesel tem sido superior que a inflação brasileira, conforme apurada pelo indicador IPCA-IBGE.

Ao longo dos últimos 20 anos, o aumento anual real tem sido de 9,0%. Conforme se pode constatar na **FIGURA 20**, esta tendência de alta real tem sido impulsionada por anos específicos, como os anos de 2002, 2005, 2009, 2014 e, principalmente, 2022. Assim, embora

seja impossível prognosticar a evolução exata dos preços futuros do Diesel, parece razoável supor que a tendência de aumentos reais persistirá.

FIGURA 20 - AUMENTO ANUAL REAL DO PREÇO DO ÓLEO DIESEL (DIESEL VS. IPCA)



Fonte: Elaborado com base em dados da ANP e IBGE

Na realidade, é a dinâmica de preços dos combustíveis que impulsiona o aumento do IPCA. Embora a cesta de produtos e serviços usada para apurar o IPCA não inclua combustíveis de forma direta, estes influenciam de forma indireta, tanto pelo preço dos serviços de transportes, como no preço de alimentação e bebidas.

Assim, pode-se argumentar que na contratação de usinas a diesel para atendimento aos sistemas isolados há um risco intrínseco de elevação dos preços do combustível, fazendo com que os lances apresentados nos leilões sejam artificialmente mais baixos que o efetivo custo de geração, no momento quando os empreendimentos de geração termelétrica entrarem em operação. E, como foi mostrado, o problema não está na volatilidade dos preços do óleo diesel, mas no fato deste preço aumentar quase sempre mais do que a inflação.

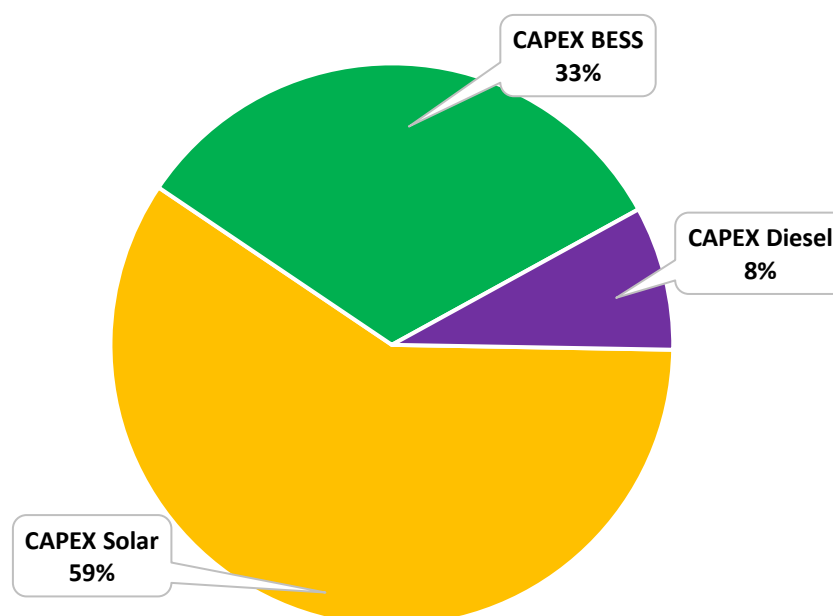
Desta forma, soluções que possuam um elevado investimento inicial, demandarão uma receita fixa maior, como a solar FV com armazenamento, mas com uma parcela variável mais baixa, representando apenas o O&M destes empreendimentos, naturalmente baixo e um eventual excedente de combustível fóssil, são penalizadas demonstrando menor competitividade nos preços dos leilões. Quando na verdade, caso devidamente precificados

os riscos de aumento de preços dos combustíveis ao longo do prazo de contrato, tais soluções poderiam se mostrar extremamente competitivas.

5.1.2.2 Evolução do CAPEX para sistemas de geração renovável

Sistemas de geração de energia renovável com armazenamento são compostos por uma série de componentes (**FIGURA 21**). Entre os mais relevantes destacam-se os dispositivos para a geração de energia (por exemplo, painéis FVs), bancos de baterias ou outro dispositivo de armazenamento, e os inversores.

FIGURA 21 - EXEMPLO DE ESTRUTURAÇÃO DE CAPEX PARA PENETRAÇÃO ENERGÉTICA RENOVÁVEL DE 50% NO SISTEMA ISOLADO DE IZIDOLÂNDIA COM VALORES ATUAIS



É importante destacar três características fundamentais na dinâmica desses preços. Primeiro, os preços para estes componentes costumam ser cotados em dólares americanos, ou mesmo atrelados à moeda norte-americana. Segundo, os preços desses componentes têm experimentado reduções significativas ao longo dos últimos anos, conforme se pode ver no capítulo a seguir. Terceiro, na hora compor o preço de lance não existe a possibilidade de repassar o risco de uma evolução futura adversa desses preços à sociedade, conforme acontece com os combustíveis fósseis. É o empreendedor quem assume este risco.

Outro aspecto importante é a carga tributária incidente nos componentes de um sistema de geração renovável, principalmente os tributos incidentes em componentes e

sistemas de armazenamento. Conforme apurado na tabela a seguir, a carga tributária incidente em sistema de armazenamento com baterias (SAEB, ou BESS na sigla mais utilizada e conhecida em inglês), tecnologia mais divulgada, é de 65% para sistemas industrializados no Brasil, e de 80% para sistemas importados (**TABELA 8**).

Trata-se de uma carga tributária muito significativa, que dificulta a viabilidade de sistemas com capacidade de armazenamento e representa um obstáculo significativo para a descarbonização da matriz elétrica na Amazônia e outros lugares com sistemas isolados.

TABELA 8 - CARGA TRIBUTÁRIA EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Equipamento	II	IPI	PIS	COFINS	ICMS	Carga bruta
BESS nacional	-	15%	1,65%	7,60%	12%	65,18%
BESS importado	18%	15%	2,10%	9,65%	18%	79,82%
<i>Referência: turbina a gás (NCM 8411.82.00)</i>	0%	5%	0%	0%	12%	31,32%

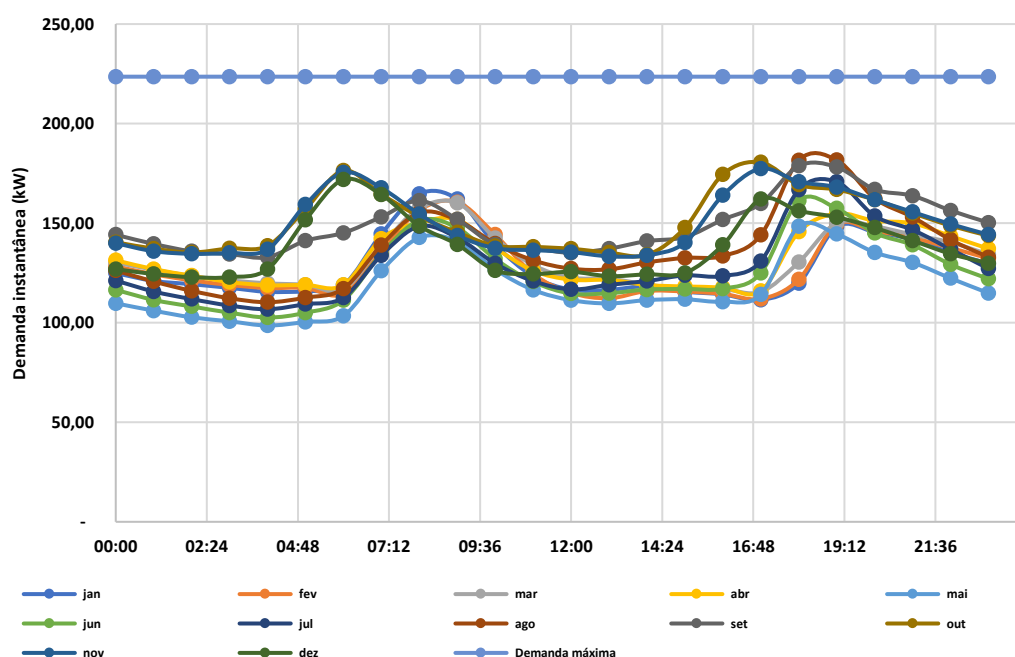
Fonte: Elaborado com base em dados da RFB.

5.2. ESTUDO DE CASO: SISTEMA ISOLADO DE IZIDOLÂNDIA

Como estudo de caso, pela disponibilidade de dados, foi selecionado sistema isolado em Izidolândia, localizada em Alta Floresta D'Oeste em Rondônia. O sistema, integrante do Lote IV do Leilão dos Sistemas Isoladores de 2021, possui uma população de 187 habitantes e um consumo de 1.2 GWh/ano, alimentado por geradores à diesel.

Observa-se na **FIGURA 20**, o comportamento da carga do sistema, com baixa variabilidade ao longo do ano, possuindo um pico de carga no começo da manhã e um segundo no início da noite. Ao longo do ano, o valor máximo de demanda observável foi 224 kW.

FIGURA 20 - CURVA DE CARGA MENSAL DE IZIDOLÂNDIA



Fonte: Elaborado com base em dados de consumo horários do ano de 2018 disponibilizados pela EPE.

5.2.1 Premissas econômicas e cenários

5.2.1.1 Evolução do CAPEX para solar FV

Pela ausência de dados de CAPEX destinados exclusivamente aos sistemas isolados, adotou-se como premissas os valores observados para geração distribuída, conforme apresentado na **FIGURA 21**.

FIGURA 21 - EVOLUÇÃO DE PREÇOS DE SISTEMAS SOLARES FV



Fonte: Greener, 2021.

Com base nos dados apresentados na **FIGURA 21**, observa-se uma leve mudança na tendência de redução de preços, devido ao aumento dos custos da pandemia de COVID-19. Assim, realizou-se um ajuste nestes preços, levando em consideração uma taxa de redução de custos de 2,9%, em linha com os valores utilizados pela EPE em suas projeções para o PDE 2031.

Assim, considerando um horizonte mais longo até o investimento dos proponentes, realizou-se uma projeção para 2025 (**TABELA 9**), conforme tabela acima. Assim, como uma média entre os cenários conservador e pré-pandemia, adotou-se o valor de R\$ 3.478,89/kWp como projeção base para 2025.

TABELA 9 - EVOLUÇÃO DE PREÇOS CAPEX SOLAR FV

	2022	2023	2024	2025
Conservador	4.090,00	3.971,39	3.856,22	3.744,39
Pré-pandemia	3.510,00	3.408,21	3.309,37	3.213,40

5.2.1.2 Evolução do CAPEX para armazenamento

De maneira análoga ao observado para a energia solar FV, o armazenamento de energia elétrica, sobretudo as baterias de Lítio-Ferro-Fosfato (LFP), mais utilizadas para aplicações estacionárias por sua relação entre custo e vida-útil, também tiveram um aumento considerável ao longo do período de pandemia. Havendo expectativa de estabilização aos preços pré-pandemia apenas em 2023.

Para o mesmo horizonte de 2025, a projeção da BNEF (2020) era de US\$ 209/kWh, com uma redução de 8% nos anos de 2023 e 2024. Entretanto, pelos motivos mencionados, adotou-se para 2023 o CAPEX observado no mercado em 2020, com a respectiva redução de custos esperada pela BNEF para os anos seguintes (**TABELA 10**).

TABELA 10 - EVOLUÇÃO DE CAPEX PARA ARMAZENAMENTO

	2023	2024	2025
Custo CIF (US\$/kWh)	295	272	258

Fonte: Com base em dados de fornecedores e da BNEF (2020).

5.2.1.3 Outras premissas

Foram consideradas outras premissas para simulação, conforme detalhado na **TABELA 11**.

TABELA 11 - OUTRAS PREMISSAS

Premissas	Valores	Justificativa/Referência
OPEX Sistema Fotovoltaico (% CAPEX a.a.)	2%	EPE, 2021.
Recapex FV no 10º ano (% CAPEX)	15%	EPE, 2021.
OPEX Sistema de armazenamento (% CAPEX a.a.)	1%	EPE, 2021.
Recapex armazenamento no 10º ano (% CAPEX)	8%	Fornecedores.
Degradação FV média	0,5%	EPE, 2021.
Taxa de inflação média esperada	5,2%	Média desde 2017.
Prazo de contrato	20 anos	Em linha com mercado regulado.

5.2.1.4 Metodologia de simulação e cenários

Para simulação, foram utilizados dois softwares diferentes:

- Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources* (HOMER®): software especializado em simulações de otimização de múltiplas fontes de energia em uma microrrede, com simulações que buscam reduzir o custo nivelado de energia **Levelized Cost of Energy (LCOE)**.
- Ferramenta própria que realiza múltiplas simulações considerando participações de energia solar FV, armazenamento e geradores a combustível fóssil de modo a otimizar a **Taxa Interna de Retorno (TIR)** do projeto.

As simulações foram feitas considerando diferentes participações de energia solar FV, armazenamento e diesel para o perfil de carga de Izidolândia, visando a minimização do preço de PPA até o limite da Taxa Mínima de Atratividade para diferentes preços do combustível.

Por motivos de segurança de suprimento, considerou-se que o sistema de armazenamento para atendimento do sistema deve ser de, no mínimo a potência de pico do sistema acrescida de uma margem de segurança de 30%, para o caso estudado, 290 kW de potência de saída dos conversores bidirecionais. Assim, por restrições tecnológicas, o mínimo de capacidade para o sistema de armazenamento seria de 290 kWh (potência nominal por uma hora). Assim, o sistema seria suficientemente robusto para suportar oscilações da energia solar FV na ordem de 100% e ainda assim assegurar que haveria tempo hábil para acionamento do gerador fóssil, mesmo no pico de carga.

Assim, foram avaliados dois cenários de CAPEX, conforme **TABELA 12**.

TABELA 12 - CENÁRIOS AVALIADOS

Premissas	Projeção Base (2025)	Cenário Pessimista
CAPEX FV	R\$ 3.478,89/kWp	R\$ 4.090,00/kWp
CAPEX BESS	R\$ 2.715,09 /kWh	R\$ 3.936,28/kWh

Para a projeção base, considerou-se as premissas definidas acima para o horizonte de 2025. Para uma projeção pessimista, de modo a reproduzir um pior caso de penetração de renováveis, considerou-se que ambas as tecnologias manter-se-ão com os preços de CAPEX atual, sem qualquer redução de preços.

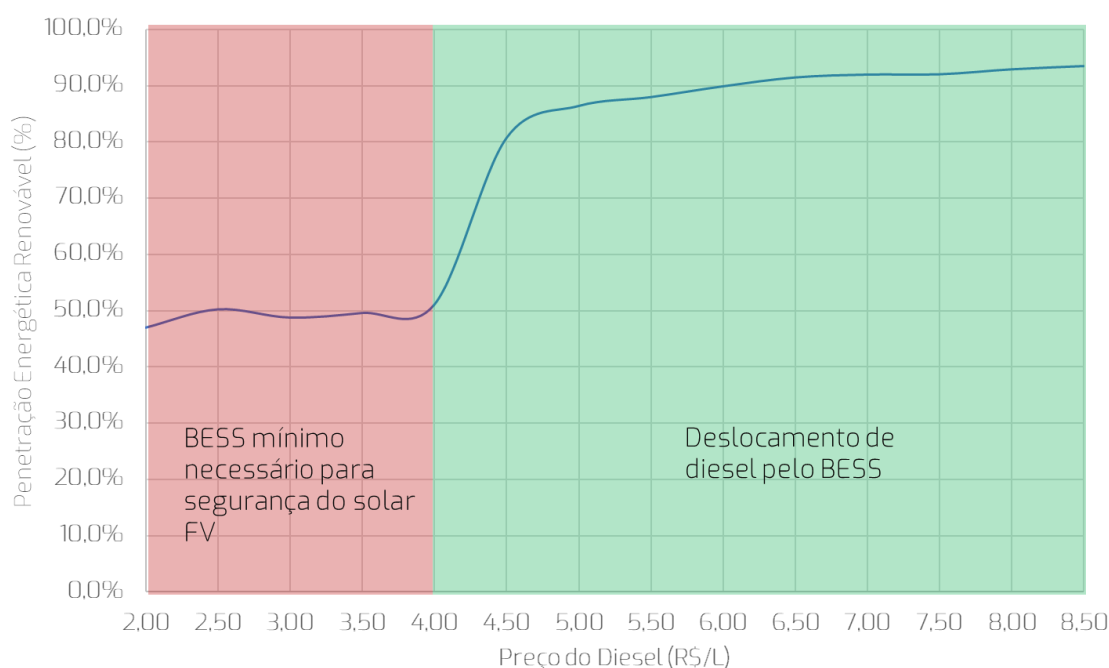
5.2.1.5 Resultados da simulação

Conforme mencionado no capítulo anterior, o dimensionamento mínimo da usina híbrida, composta por gerador FV, sistema de armazenamento e gerador Diesel foi feita de forma, para que a geração renovável possa segurar o pico de potência registrada em Izidolândia (290 kW) com segurança. Além da inserção do sistema de armazenamento com

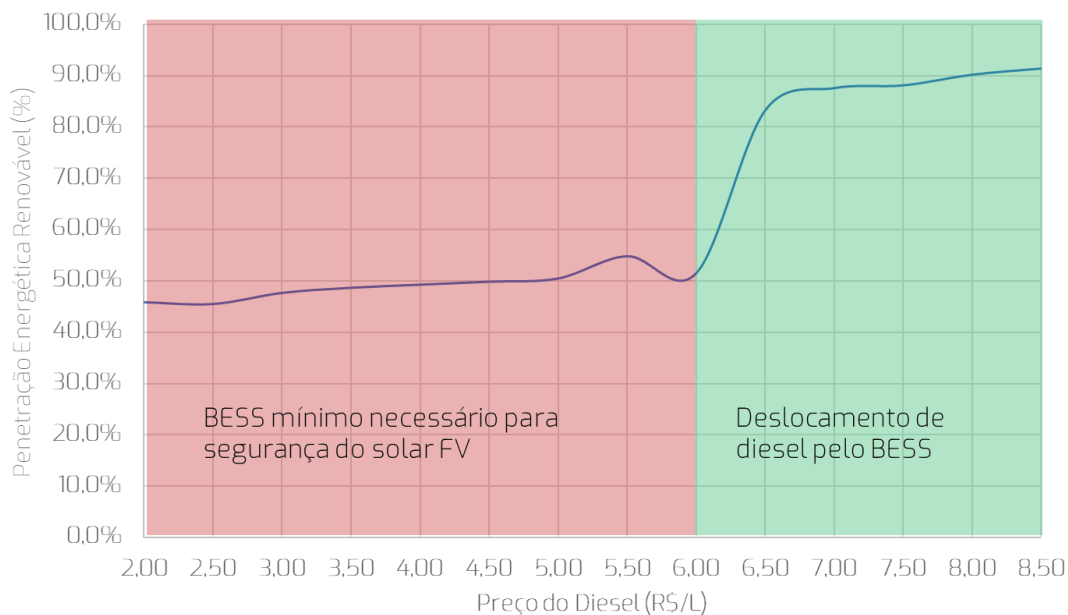
potência (kW) e capacidade (kWh) equivalente ao pico de demanda, torna-se economicamente vantajosa a inclusão de recursos renováveis nesta mesma proporção, resultando em uma penetração renovável mínima de 50%.

Assim, para o cenário base, considerando uma evolução de CAPEX para 2025 e um prazo de contrato de 20 anos, **observa-se que até limites de preço do diesel de R\$ 4,00/L a decisão pela implementação de energia solar e armazenamento é feita por esta estipulação de limites mínimos (FIGURA 22). A partir deste patamar de preços, há competitividade econômica na solução renovável e a recomendação de implementação de valores próximos a 90% de penetração energética renovável é a decisão mais atrativa do ponto de vista econômico.**

FIGURA 22- ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NO CENÁRIO BASE



Já para o cenário pessimista, não considerando qualquer redução de CAPEX, observa-se um comportamento semelhante (FIGURA 23). Até o patamar de preços de R\$ 6,00/L a recomendação de renováveis acontece pela mesma limitação técnica. A partir deste limite, observa-se o ganho de competitividade econômica na solução renovável e a penetração energética renovável sobe para patamares próximos a 90%. Assim fica evidente que mesmo no cenário mais pessimista a solução renovável é a de mais baixo custo.

FIGURA 23 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NO CENÁRIO PESSIMISTA

Em regiões como Rondônia, em abril de 2022, com preços médios de R\$ 6,87/L ou mesmo o Acre, com o maior preço-médio do Brasil, chegando a R\$ 7,73/L, conforme banco de dados da ANP, o ganho de competitividade é ainda maior.

5.3. PROPOSTA DE MECANISMOS DE CONTRATAÇÃO

A respeito dos mecanismos de contratação, com o objetivo de solucionar os problemas identificados ao longo nos demais capítulos, propõe-se a atuação nas seguintes frentes:

- Estabelecimento de nova proposta de metodologia de precificação, que contemplará uma componente de risco de variação do preço dos combustíveis (conforme será aprofundado no capítulo 6.4);
- Estipulação de percentual mínimo de penetração energética renovável, para elegibilidade da solução;
- Estabelecimento de prazos diferenciados para a parcela renovável e de armazenamento; e
- Estipulação de opções para extensão de contratos renováveis e de armazenamento no caso de interconexão dos sistemas isolados;

5.3.1 Percentual mínimo de renováveis

Pelo grau de familiaridade dos empreendedores com soluções fósseis, pelo menos em um primeiro passo, será necessária a adoção de percentuais mínimos para os quais a solução será elegível a participar do produto renovável do leilão.

Tal percentual, assume como premissas as simulações realizadas para Izidolândia no Capítulo 6.2, que apresentam, mesmo nos casos com premissas pessimistas de CAPEX para a componente renovável variável e para o armazenamento, penetrações energéticas renováveis acima de 50%.

Entretanto, visando garantir que soluções parcialmente renováveis tragam benefícios do ponto de vista de redução de emissões de gases de efeito estufa, é necessário se traçar um comparativo com usinas térmicas a gás natural, dada a emissão reduzida em relação ao gás.

Assim sendo, conforme será detalhado no Capítulo 7, de modo a atingir a neutralidade entre soluções parcialmente renováveis e soluções a gás natural, será necessária uma penetração energética do diesel inferior a 35%.

Desta forma, propõe-se que o percentual mínimo para elegibilidade ao produto renovável será de pelo menos 65% de penetração energética renovável.

5.3.2 Prazos contratuais para a parcela de renovável

Tomando como base as simulações apresentadas ao longo deste relatório, considerado o cenário pessimista de CAPEX 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 é inviável do ponto de vista econômico. Para 10 anos de prazo contratual, o investimento já apresenta alguma viabilidade, mas que pode ser consideravelmente incrementada para se tornar mais atrativa.

Assim, conforme apresentado na **TABELA 13**, apesar do melhor resultado ser atingido com prazos contratuais de 25 anos, com 430 p.p. acrescidos à TIR do horizonte contratual de 10 anos, tal horizonte apresenta ganhos irrisórios, em relação ao cenário de 20 anos contratuais, tornando esta ampliação de prazo injustificável. Desta forma, considerando o ganho de competitividade em função do tempo acrescido, recomenda-se um prazo contratual de 20 anos, que representa uma diferença de 420 p.p. em relação ao cenário de 10 anos contratuais e apenas 10 p.p. de diferença em relação ao cenário de 25 anos contratuais.

TABELA 13 – GANHOS NA TIR

	15 anos	20 anos	25 anos
Ganhos na TIR em relação a um contrato de 10 anos (p.p.)	320 p.p.	420 p.p.	430 p.p.

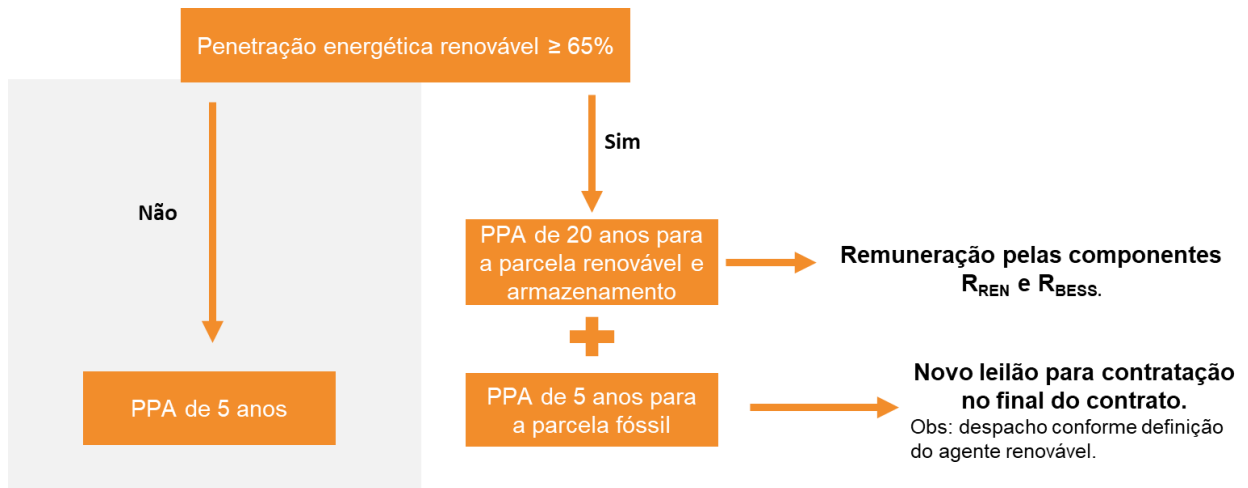
Por outro lado, permitir que toda a solução, inclusive o remanescente fóssil, tenha o benefício de prazos contratuais maiores, traz uma grande incerteza relacionada ao preço dos combustíveis, risco este que não existe na parcela renovável e de armazenamento.

Para esta parcela, há diversos riscos intrínsecos relacionados majoritariamente ao CAPEX da solução. Entretanto, pela forma de remuneração desta parcela, por meio de uma componente fixa, este risco é do empreendedor proponente e não traz risco ao consumidor dos sistemas isolados.

Assim, conforme apresentado na **FIGURA 24**, propõe-se a diferenciação de prazos contratuais para a componente renovável e para a componente fóssil. Desta forma, caso o contratado possua uma solução integralmente fóssil, haverá um PPA de 5 anos, como já acontece atualmente.

Já para o caso de uma contratação parcialmente renovável, a componente renovável e de armazenamento terá um PPA de 20 anos e o remanescente fóssil, um PPA de 5 anos. Assim, após o término deste contrato da parcela fóssil, o empreendedor permanecerá apenas com as receitas fixas relacionadas à fonte renovável e ao armazenamento, devendo ser o adicional fóssil recontratado por meio de leilão, do qual este empreendedor também poderá participar.

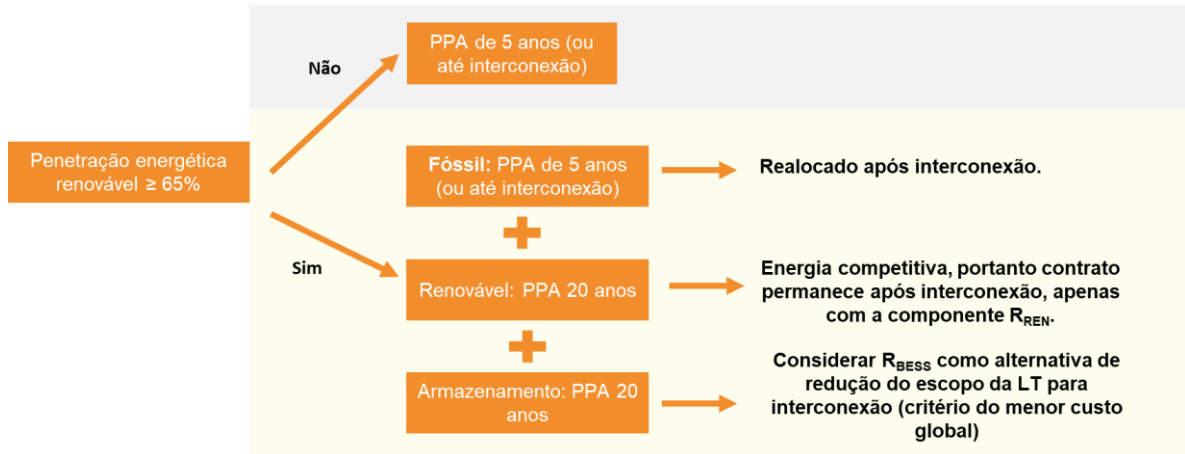
FIGURA 24- SISTEMÁTICA SEM PREVISÃO DE INTERCONEXÃO



Para os casos nos quais há previsão de interconexão (**FIGURA 25**), propõe-se um mecanismo similar, no qual para a parcela fóssil as regras permanecem semelhantes, sendo o prazo de contratação de 5 anos, ou até a data da interconexão, podendo o agente ser recontratado por meio de leilão. Para a parcela renovável, dada a competitividade de custos com as demais fontes conectadas no SIN, bem como a inviabilidade econômica na transferência do ativo para outras localidades, prevê-se a manutenção do contrato por 20 anos, mesmo após a interconexão, com a remuneração equivalente à parcela renovável da receita fixa.

Já para o armazenamento, entende-se que tem grande potencial de agregar benefícios à rede elétrica mesmo após a interconexão do sistema isolado e até mesmo reduzir o investimento necessário para esta interconexão por meio de linhas de transmissão. Assim, é importante que a tecnologia seja considerada pela EPE nas análises de menor custo global no momento da proposição de interconexão, evitando investimentos em infraestrutura convencional de transmissão. Desta forma, propõe-se a extensão do contrato por até 20 anos, com a manutenção da remuneração equivalente à parcela de armazenamento da receita fixa.

FIGURA 25 - SISTEMÁTICA COM PREVISÃO DE INTERCONEXÃO



5.4. PROPOSTA DE METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO

5.4.1 Metodologia atual

A metodologia de precificação atual, dada pela **EQUAÇÃO 1**, contempla uma remuneração dada por duas partes, sendo a primeira fixa e definida pelo empreendedor e uma segunda, dependente das parcelas variáveis, composta basicamente do custo do combustível e O&M.

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

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);

Por sua vez, o valor C_{comb} possui metodologias diferentes para cálculo entre gás natural (**EQUAÇÃO 2**):

$$C_{comb} = i \times (a \times HHref + b \times Brentref + c \times NBPref + d \times JKMref + e + f/e0) \times e_0 \quad (2)$$

Onde,

i : Fator de conversão fixo, informado pelo agente
 a, b, c : Constantes definidos pelo agente
 $HHref, Brentref, NBPref, JKMref$: Indicadores de preços internacionais de gás natural
 $e0$: Média de taxa de câmbio R\$-USD dos 12 meses anteriores à portaria que define as diretrizes do leilão
 e : parcela de preços atrelados ao dólar americano
 f : preços atrelados à moeda nacional

Bem como, uma segunda metodologia para cálculo dos combustíveis líquidos
(EQUAÇÃO 3):

$$C_{comb} = i \cdot \{ [(1 - x) \cdot P_m + x \cdot P_{bio}] + P_{log} + P_{trib} \} \quad (3)$$

Onde,

i : Fator de conversão fixo
 x : Percentual volumétrico de biodiesel, conforme estabelecido pela lei 13.033
 P_m : Preço médio do combustível na região Norte, conforme estabelecido pela ANP;
 P_{bio} : Preço médio do biocombustível na região Norte, conforme estabelecido pela ANP;
 P_{log} : Custo de logística, conforme estabelecido pelo agente;
 P_{trib} : Parcela de tributos de combustível;

5.4.2 Proposta de nova metodologia

Objetivando a incorporação de componentes específicas para precificação das parcelas referência às fontes renováveis, ao sistema de armazenamento, bem como contemplar o risco de aumento de preços dos combustíveis no horizonte desde o cálculo do custo de combustível pela EPE até o final do contrato, modificou-se a equação de cálculo do preço de referência, conforme **EQUAÇÃO 4**:

$$P_{ref} = \frac{RF_{ren} + RF_{BESS} + RF_{term}}{8760 \times Ener_{med}} + (a) \times (O\&M_{var} + R_{comb} \times C_{comb}) \quad (4)$$

Onde,

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

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

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

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

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

Para cálculo da componente C_{comb} , propõe-se apenas uma alteração na fórmula de apuração da componente P_m na Equação (3). Atualmente, o valor considerado é a média dos últimos 12 meses. Entretanto, tal metodologia desconsidera aumentos como os observados ao longo dos anos de 2021 e 2022. Assim, propõe-se utilizar o valor mais recente publicado pela ANP como referência.

Por sua vez, como uma das principais modificações na equação, a componente responsável pelo risco de variação do combustível (R_{comb}) é dada conforme a **EQUAÇÃO 5**. Em linhas gerais, ela implica na apuração das variações médias no respectivo índice a ser avaliado a depender da fonte (diesel, biodiesel ou gás natural) e a utiliza para extrair um fator de ajuste a ser aplicado ao C_{comb} . As duas componentes multiplicadas, resultam em um preço-médio esperado ao longo dos anos de vigência do contrato (desconsiderada a influência do IPCA).

$$R_{comb} = q \times \frac{\sum_{n=1}^{n+t-1} (1 + \alpha_g)^n}{t} + w \times \frac{\sum_{n=1}^{n+t-1} (1 + \alpha_d)^n}{t} + v \times \frac{\sum_{n=1}^{n+t-1} (1 + \alpha_b)^n}{t} \quad (5)$$

Onde,

$\alpha_{g,d,b}$ = variação média anual do combustível nos últimos 20 anos (gás, diesel e biodiesel, respectivamente)

n = prazo desde o cálculo do C_{comb} da EPE até a entrada em operação

t = prazo do contrato

q = participação energética do gás

w = participação energética do diesel

v = participação energética do biodiesel

Caberá a EPE a definição dos coeficientes do $\alpha_{g,d,b}$, tomando como base de dados os mesmos índices utilizados para cálculo do preço C_{comb} .

Ficarão sob responsabilidade do empreendedor a escolha das seguintes variáveis:

- Receitas fixas referentes à fonte renovável, do sistema de armazenamento e da geração termelétrica;
- α : participação relativa geração termelétrica na solução de suprimento (%);
- $O\&M_{var}$;
- Com relação ao C_{comb} , continuará à critério do agente a definição de i (fator de conversão) e do P_{log} , igual como na metodologia existente;

5.5. SIMULAÇÃO DE LANCES

Com o objetivo de precificar a mudança trazida pela metodologia proposta, simulou-se no presente capítulo, lances de referência para soluções compostas por termelétricas à diesel, bem como por usinas compostas por energia solar FV, armazenamento e uma participação residual de 85% de geração à diesel.

5.5.1 Premissas de simulação

As simulações foram realizadas considerando como base as premissas elencadas na

TABELA 14.

TABELA 14 – PREMISSAS PARA SIMULAÇÃO DE PREÇO BASE DE ENERGIA UTILIZANDO METODOLOGIA PROPOSTA

Premissa	Valor
Curva de carga considerada	Baseada em Izidolândia
Dados fornecidos pela EPE	Rfterm = R\$ 300 mil até R\$ 420 mil / ano O&Mvar = R\$ 30 até R\$ 50 / MWh Fator i = 200 até 280 L/MWh Plog = R\$ 0,4 até R\$ 0,6 / L
Prazos	• 2 anos desde o cálculo até a entrada em operação; • PPA térmica: 5 anos • PPA renovável: 20 anos;
Dados de combustível (ANP)	• Diesel médio em 2021: R\$ 4,66/L • Diesel jan/22: R\$ 5,70/L • Aumento real médio: 4,3% a.a.

CAPEX FV	- Cenário 2025: R\$ 3.478/kWp - Cenário pessimista: R\$ 4.090/kWp
CAPEX BESS	- Cenário 2025: R\$ 2.715/kWh - Cenário pessimista: R\$ 3.936/kWh
Taxa mínima de atratividade	IPCA + 5,2% (considerando alavancagem de 50% com linhas de financiamento de fundos constitucionais).

5.5.2 Precificação do C_{comb} e do Coeficiente R_{comb} :

Tomando como premissas, prazos de contratação de 5 anos, com um horizonte de 2 anos desde o cálculo do C_{comb} pela EPE e a entrada em operação do empreendimento.

Como média dos preços da Região Norte de 21/03/2021 até 20/03/2022 levantados pela ANP, o C_{comb} seria de R\$ 4,66/L, valor considerado para precificação na metodologia atual.

Já na nova metodologia, usar-se-ia o valor de referência da ANP para a região mais recente, a título deste exemplo, usar-se-á a média de valores para janeiro/2022 de R\$ 5,70/L.

Tomando como base os valores anuais do preço do diesel levantados pela ANP de janeiro/2002 até janeiro de 2022, assim, constatou-se uma média de aumento anual de 4,3% acima da inflação.

Aplicando-se a **EQUAÇÃO 5**, estima-se um valor médio de combustível ao longo do contrato de 5 anos, de 1,19 vezes o C_{comb} , conforme apresentada na **TABELA 15**.

TABELA 15 - EXEMPLO DE CÁLCULO DO R_{comb}

Ano	Valor médio em relação ao C_{comb}	Comentário
0	1,00	Cálculo da EPE
1	1,04	
2	1,09	Ano n (entrada em operação)
3	1,14	
4	1,18	
5	1,24	
6	1,29	Ano n+t-1 (fim do contrato)
R_{comb}	1,19	

5.5.3 Resultados da simulação:

Assim, simulou-se conforme apresentado na **TABELA 16**, cenários máximos (contemplando o maior valor para os parâmetros relacionados ao diesel relatados pela EPE) e mínimos (contemplando os mínimos valores relatados pela EPE), bem como, os cenários pessimistas e para 2025 do CAPEX solar FV e do armazenamento.

Inicialmente, como forma de controle, foi simulado o custo de um lance composto por termelétricas à diesel usando a metodologia de precificação atual, atingindo valores de referência superiores àqueles relatados no leilão do SISOL em 2021. Naquela ocasião a fonte Diesel foi contratada por R\$ 989/MWh (Roraima) e R\$ 1.089/MWh (Acre). Substituindo os preços de referência para o combustível Diesel usados no leilão pelos valores da ANP para a região Norte vigentes em janeiro de 2022, e usando os valores informados pela EPE para as demais variáveis (receita fixa, custo de logística, custo O&M) se obtêm valores de lance de R\$ 1.393,20/MWh até R\$ 1.872,80/MWh. As divergências entre os valores contratados em leilão e os valores de lance atualizados refletem em primeiro lugar o aumento do custo do óleo Diesel que os empreendedores repassarão à sociedade quando iniciarem sua operação. Em segundo lugar, indicam divergências entre os valores informados pela EPE para receita fixa, custo de logística e custo O&M e os valores usados pelos agentes vencedores.

Em um segundo momento, simulou-se o mesmo lance, mas utilizando a nova metodologia de precificação, considerando o risco de aumento dos combustíveis, conforme R_{comb} calculado no capítulo anterior, assim atingindo valores de R\$ 1.854,63/MWh até R\$ 2.460,08/MWh, sendo 33% e 31,4% superiores ao mesmo lance na metodologia atual. Tal aumento se deve à expectativa de aumentos futuros no preço do óleo Diesel.

Como base comparativa, também se simulou um lance com uma penetração de energia renovável de 85%. Para estas simulações, há necessidade de cálculo das componentes de receitas fixas atribuíveis à geração FV e ao armazenamento de energia. Para este cálculo, utilizou-se uma simulação de fluxo de caixa no horizonte de contratação de 20 anos, tendo as receitas destas componentes variadas até se obter um valor que permitisse uma remuneração do capital conforme a taxa mínima de atratividade do investidor.

Nestes casos, para o cenário pessimista de CAPEX, atingiram-se valores de R\$ 1.514,37/MWh até R\$ 1.683,37/MWh, sendo respectivamente 18% e 31% menores aos valores calculados pela solução integralmente fóssil na nova fórmula. Já para o cenário 2025,

a economia potencial foi ainda superior, com valores de R\$ 1.220,87/MWh até R\$ 1.389,88/MWh, representando 34% até 43% de economia em relação a solução integralmente fóssil.

TABELA 16 – RESULTADOS DA SIMULAÇÃO UTILIZANDO NOVA METODOLOGIA PARA PREÇO BASE.

	Mínimo	Máximo	%
100% Diesel – Metodologia de Precificação Atual	1.393,20	1.872,80	N/A
100% Diesel – Nova Metodologia de Precificação	1.854,63 (+33%)	2.460,08 (+31,4%)	Referência
85% Renovável – Cenário Pessimista	1.514,37	1.683,37	-18% até -31%
85% Renovável – Cenário 2025	1.220,87	1.389,88	-34% até -43%

Cabe mencionar que nas simulações apresentadas não foram consideradas desonerações tributárias na componente de armazenamento, que hoje apresenta carga tributária extremamente elevada, como mencionado nos capítulos anteriores. Estima-se que tais desonerações poderiam contribuir com valores que representariam até 50% de economia em relação à solução fóssil com geração 100% à óleo Diesel.

5.5.4 Avaliação dos resultados e sugestões de próximos passos

Conforme mostrado no capítulo anterior, um sistema híbrido com participação elevada de geração renovável poderá contribuir não somente para a redução na emissão de gases causadores do efeito estufa, mas também para a modicidade tarifária no âmbito de sistemas isolados, e, conseqüentemente, para uma redução da conta de consumo de combustíveis (CCC). Diante dos aumentos da CCC ao longo dos últimos anos, qualquer medida de contenção de custos deveria ser muito bem-vinda.

Recomenda-se que esta nova metodologia seja submetida a testes adicionais com diferentes cenários de evolução futura do preço dos combustíveis fósseis e do CAPEX de geradores renováveis e sistemas de armazenamento. Adicionalmente, recomenda-se que

sejam realizados testes de sensibilidade, tentando antecipar estratégias de otimização de lances por parte dos empreendedores. É importante lembrar que a metodologia de precificação proposta não conseguirá eliminar eventuais assimetrias de informação entre os agentes e os órgãos públicos responsáveis pela elaboração dos editais e realização dos leilões, principalmente no que diz respeito ao verdadeiro custo de combustível fóssil. Agentes com custos de combustível inferiores aos preços de referência continuarão tendo um incentivo para usar valores artificialmente baixos para outras variáveis, tais como o fator i , $O\&Mvar$ ou $Plog$, conforme explicado na **EQUAÇÃO 1** e **EQUAÇÃO 3**, na hora de computar o valor dos seus lances. Evidentemente, estas estratégias poderão aumentar, de forma artificial a participação de fontes fósseis em leilões futuros, o que resultará em uma matriz menos renovável, e, conseqüentemente, mais propensa a choques de preços futuros. Como medida mitigatória poderiam ser adotados valores mínimos para parâmetros críticos, baseados na experiência da própria EPE e ANEEL.

6. PROPOSIÇÕES REFERENTES À REDUÇÃO DE EMISSÕES

A descarbonização da geração de eletricidade dos sistemas isolados da região amazônica foi considerada pelos entrevistados que participaram dos leilões em 2019 e/ou 2021 como uma questão da maior relevância, em face às crescentes pressões da sociedade, instituições públicas e privadas, consumidores, empresas e organizações da sociedade civil no sentido de uma redução significativa das emissões dos gases de efeito estufa (GEEs) pelo uso dos combustíveis fósseis, em particular o diesel, no fornecimento de energia elétrica à região Norte. Contrariamente ao que se verifica na matriz elétrica do SIN, as emissões no SISOL são significativas, com níveis de emissões por energia gerada (kCO_2/MWh) bastante acima das emissões médias observadas no SIN.

Na matriz elétrica do SISOL a substituição da geração a diesel por outras fontes não emissoras dos GEEs é um grande desafio a ser enfrentado. 85% do atendimento nessa região é feito por meio de geração a diesel e óleo combustível, com penetrações pontuais de usinas movidas a gás natural e biocombustíveis (biodiesel, biomassas e óleo vegetal). Portanto, a busca e apresentação de proposições de soluções de fornecimento que reduzam a presença dos combustíveis fósseis se impõe como tarefa prioritária para todos os agentes envolvidos no planejamento, implementação e atendimento às localidades remotas da área. Para tanto, as Leis, Diretrizes e Regulações emanadas do poder público jogam um papel fundamental para acelerar ou retardar o processo de descarbonização.

Nesse sentido, chama a atenção o tratamento dispensado às proposições de descarbonização que contemplam na sua formulação a adoção de solução de suprimento híbrida que, embora predominantemente renovável, admite na sua composição uma pequena participação do diesel. Com efeito, de acordo com as diretrizes dos leilões do SISOL e nos contratos de fornecimento (CCESI), apenas para as soluções de suprimento (SdS) exclusivamente renováveis e as soluções a gás natural o prazo contratual é de 15 anos. Todas as demais SdS são comparáveis à SdS exclusivamente a diesel ou a óleo combustível, com prazo contratual de 5 anos.

6.1. MECANISMOS DE PRECIFICAÇÃO DO CO₂

6.1.1 Benefícios ambientais no âmbito da Lei nº. 14.120/2021

A Lei n. 14.120/2021, de 01/03/2021, estabeleceu que o Poder Público Federal deveria definir diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade. A EPE ficou encarregada de propor para o MME um esboço dessas diretrizes. O relatório final focou nas emissões de GEE. Vários argumentos foram apresentados para essa abordagem, incluindo: (i) a consideração dos co-benefícios ambientais associados à redução do uso de combustíveis fósseis; (ii) os desafios conceituais e em nível de complexidade para a consideração de outros benefícios; (iii) a existência de mecanismos de controle por meio de legislação e licenciamento ambiental, para outros aspectos ambientais; (iv) uma pesquisa realizada pela EPE que sinalizou, da parte de vários agentes do setor, um consenso sobre a consideração da externalidade relacionada às emissões de GEE como benefício ambiental. Uma vez consolidado o documento, ele foi submetido a Consulta Pública (CP 118).

Na nova versão contemplando a análise das contribuições recebidas, além da consideração da externalidade relacionada às emissões de GEE como principal benefício ambiental, optou-se por adotar um Sistema de Comércio de Emissões (SCE), com formato teto-e-comércio de certificados (*cap-and-trade*), como instrumento de precificação de carbono, ou seja um Mercado de Carbono Regulado em mercado de capitais organizado, com abordagem multisetorial, etapas progressivas, com distribuição gradual de permissões, consideração dos mercados de energia regulado e livre, metas absolutas e mensuração das emissões no ciclo de vida. Decidiu-se ainda promover uma implementação gradual a partir de uma experiência piloto.

O principal argumento para a prioridade do Mercado de Carbono ser multisetorial (ou seja, além do Setor Elétrico) foi de que o panorama e a perspectiva do setor elétrico nacional sinalizam uma alta e crescente participação das fontes renováveis (hidrelétrica, solar e eólica) fazendo se questionar sobre a eficácia da implementação de mecanismo de precificação de carbono intrasetorial, já que resultaria em muito mais oferta de permissão de emissão (créditos de carbono) do que demanda, gerando tendência de baixa do preço do certificado de CO₂. Ademais, devido a eventual escassez, a precificação das fontes fósseis nesse cenário

não teria capacidade de alterar a ordem de mérito de despacho, onerando as usinas térmicas que estariam sendo fundamentais no suprimento de energia e de potência, em função da variabilidade das fontes solar e eólica.

Mas todo esse cenário é típico do Sistema Interligado Nacional (SIN) e o inverso do SISOL onde em torno de 95% da capacidade instalada, e mais de 90% da energia a ser gerada em 2022 é de fontes fósseis (PEN SISOL 2022). Assim sendo, apesar de ter sido feita uma opção inicial por um mercado de carbono de maior abrangência, multisetorial, e a EPE indicar em suas respostas às contribuições que o prazo de implementação do piloto requer a definição do escopo e de outros detalhamentos de desenho de mercado de carbono multisetorial, tomar o SISOL como experiência piloto no País seria de fácil implementação e estruturação de um sistema de medição, relato e verificação (MRV), sem possibilidades de vazamento de carbono e com resultados imediatos e muito promissores.

6.1.2 Metodologia de precificação com penalização no preço de referência

Uma possibilidade de precificar o carbono com penalização no preço de referência seria estabelecer no critério de seleção de propostas vencedoras um ajuste de modo a considerar adequadamente os riscos das soluções de suprimento baseadas em combustíveis fósseis ao incorporar uma componente μ , adimensional, relacionando as emissões de GEE do diesel às do gás natural na **EQUAÇÃO 4** já apresentada no item anterior e aqui reproduzida como **EQUAÇÃO 6**. As emissões do diesel seriam aquelas referentes ao valor do consumo específico médio (l/MWh) aceito para o SISOL. A emissão do GN seria aquela referente ao nível de melhor emissão das plantas de GN do sistema isolado. Um valor de μ igual a um ($\mu = 1$) representaria um sistema híbrido de FRE em que o percentual do diesel resultaria num nível de emissões do sistema iguais às do GN.

Assim, ter-se-ia a introdução de um mecanismo de precificação de carbono incorporado na definição do preço de referência, que penalizaria qualquer emissão de fósseis acima do melhor padrão do GN e poderia beneficiar soluções híbridas que, fazendo uso do diesel ou do próprio GN, pudessem resultar em emissões menores que às do GN.

$$P_{ref} = \frac{RF_{ren} + RF_{BESS} + RF_{term}}{8760 \times Ener_{med}} + (\alpha) \times (O\&M_{var} + \mu R_{comb} \times C_{comb}) \quad (6)$$

Onde,

μ : emissões do diesel + FRE/emissões do GN

6.2. EQUIVALÊNCIA DE EMISSÕES DOS GASES DE EFEITO ESTUFA: SDS GÁS NATURAL VS. SDS RENOVÁVEL HÍBRIDA

Com vistas a melhorar o entendimento sobre a emissão dos GEEs associadas a diferentes soluções de suprimento compara-se as emissões associadas a SdS híbrida com uma SdS a gás natural (GN). Busca-se determinar a participação da fonte fóssil que torna as emissões dos GEEs da usina híbrida equivalentes às emissões de uma usina totalmente movida a gás natural, que deveria resultar num mesmo prazo de contratação de 15 anos.

De acordo com o valor das emissões estimadas pela geração de energia nos Sistemas Isolados em 2023 pela EPE³⁶, o óleo diesel emitirá 1,612 MtCO₂eq, com geração de 2.465.843 MWh e o gás natural, 0,401MtCO₂eq, gerando 721.950 MWh, ou seja, 655kgCO₂eq/MWh e 555kgCO₂eq/MWh, respectivamente. Nessas condições, a eficiência termodinâmica média dos geradores a diesel e a gás natural no SISOL corresponde, aproximadamente, a 41% para os geradores a diesel e 36,5% para os geradores a gás natural (**FIGURA 26**).

Com base nesses valores de eficiência média dos geradores, foram desenvolvidas três simulações de emissões dos GEEs comparando-se as emissões associadas a uma solução híbrida com uma pequena participação do diesel com outra totalmente movida a gás natural. Para definir a participação da geração a diesel na solução de suprimento híbrida considerou-se três patamares de atendimento da carga com a fonte fóssil associadas às eficiências dos geradores a diesel e a gás natural. O patamar da carga inicial a ser atendida com fonte fóssil foi definido a partir dos resultados das simulações da viabilidade técnica e econômica apresentadas no **CAPÍTULO 6** do presente relatório para a localidade de Izidolândia.

O método de cálculo das emissões, **EQUAÇÃO 7**, considera a carga total da localidade, o prazo contratual, o percentual da carga a ser atendida com gerador a diesel, o fator de emissão dos combustíveis³⁷ e as eficiências termodinâmicas dos geradores que estão sendo comparados em termos de emissões dos GEEs. Na **FIGURA 26** encontram-se as emissões dos

³⁶ EPE (2021). Planejamento do atendimento aos sistemas isolados – _Horizonte 2022/2026 – _Ciclo 2021, pg 57, Tabela 7.

³⁷ 2006 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2 – Energy

GEE em função das eficiências termodinâmicas dos geradores e, na **TABELA 17**, os parâmetros utilizados na **EQUAÇÃO 7** para calcular as emissões associadas às soluções a gás natural e híbrida, com participação decrescente de diesel no *mix*, a partir de um patamar de 35%.

FIGURA 26 - EMISSÃO (kgCO₂eq/MWh) X EFICIÊNCIA TERMODINÂMICA GERADORES

Eficiência %	100%	60%	55%	50%	45%	41,0%	40%	36,5%
GN	202,15	336,92	367,55	404,30	449,22	481,31	505,38	553,84
Diesel	267,63	446,05	486,60	535,26	594,73	652,76	669,08	723,32

Fonte: Elaboração CBEM a partir do IPCC, 2006)

$$Emissão\ SdSg = \sum_{i=1}^{15} CTlocj * \lambda g * FEg * FXg / \beta g \quad (7)$$

Onde,

Emissão SdSg = Emissão GEEs da geração associada ao combustível *g*

g= tipo de combustível

i = número de anos do prazo contratual

CTlocj = Carga anual da localidade *j*

j= localidade

λg= participação no atendimento à carga da geração associada ao combustível *g*

FEg = Fator de emissão do combustível *g*¹ (100% oxidação e 100% ef. termodinâmica)

FXg = Fator de oxidação do combustível *g*

βg= Eficiência termodinâmica do gerador movido ao combustível

TABELA 17 - PREMISSAS DE EFICIÊNCIA DOS EQUIPAMENTOS E FATORES DE EMISSÃO DOS GEEs

	Simulação 1	Simulação 2	Simulação 3
$\sum CTlocj^{38}$ – MWh	21966	21966	21966
λg – % carga atendida diesel	35%	25%	10%
λg – % carga atendida GN	100%	100%	100%
<i>FEg</i> - kgCO ₂ eq/MWh – GN	202,15	202,15	202,15
βg – eficiência GN	36,5%	36,5%	36,5%
<i>FXg</i> - Oxidação GN	99,5%	99,5%	99,5%
<i>FEg</i> -kgCO ₂ eq/MWh - Diesel	267,63	267,63	267,63
βg – eficiência Diesel	41%	41%	41%
<i>FXg</i> – oxidação Diesel	99,0%	99,0%	99,0%

Os resultados, apresentados na **TABELA 18**, mostraram que a emissão da solução a GN é quase 2,5 vezes superior à emissão da SdS híbrida, considerando a participação de diesel na solução de 35%. Para níveis de participação do diesel abaixo deste percentual, p.e, 25% e 10%,

³⁸ - Carga Total da localidade de Izidolândia

as emissões da SdS a gás natural são de 3,4 e 8,6 vezes superior a SdS híbrida, conforme resultados das simulações 2 e 3, respectivamente (**TABELA 18**).

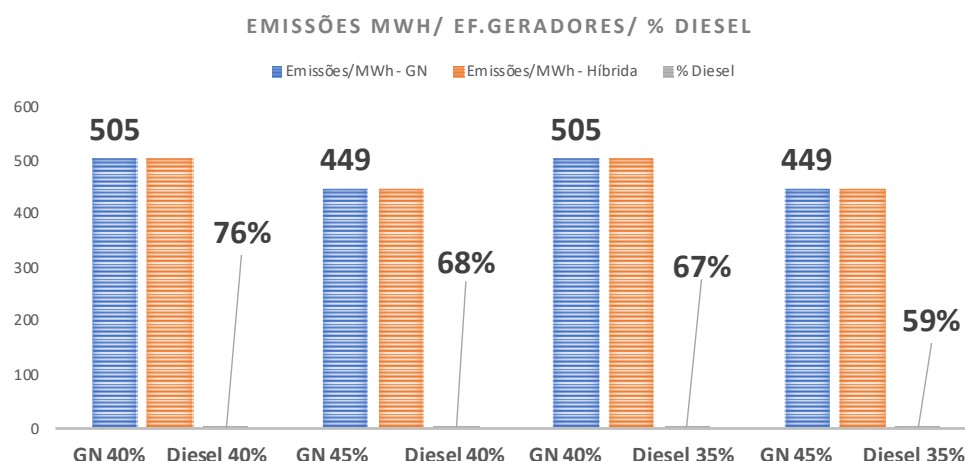
As emissões por MWh das duas soluções tornam-se equivalentes, considerando os valores de emissões calculados pela EPE, para níveis de penetração bastante elevados de participação do diesel na SdS híbrida. Com efeito, mantidas as mesmas eficiências termodinâmicas dos geradores a gás natural e a diesel estimados a partir das emissões calculadas pela EPE, a participação do diesel na SdS híbrida poderia chegar a 85%, com penetração de apenas 15% de fonte renovável. Neste caso, as emissões de ambas as soluções (híbrida com diesel e GN) seriam de 554tCO₂eq/MWh. Obviamente, este cenário não seria o mais desejado porque, como já demonstrado em seção anterior, do ponto de vista técnico, a penetração inicial do diesel seria de 35% na SdS híbrida.

TABELA 18 - RESULTADOS: EMISSÕES USINA A GÁS NATURAL VS. USINA HÍBRIDA PARA A COMUNIDADE DE IZIDOLÂNDIA - RO

tCO ₂	Simulação 1 (Percentual de atendimento diesel 35%)	Simulação 2 (Percentual de atendimento diesel 25%)	Simulação 3 (Percentual de atendimento diesel 10%)
Usina Gás Natural	12.105	12.105	12.105
Usina - Híbrida	4.968	3.549	1.419

Para uma análise de sensibilidade das emissões por MWh, considerou-se outras eficiências termodinâmicas dos geradores a diesel e a gás natural, com vistas a determinar as participações máximas do diesel na SdS híbrida que tornariam as emissões das duas soluções equivalentes. Observou-se que, mesmo para eficiências do gás natural mais elevadas do que aquelas estimadas para 2023 pela EPE, e para eficiências mais baixas para os geradores a diesel, as participações do diesel na SdS híbrida equivalente à solução a gás natural, ainda seriam bastante elevadas, entre 76% e 59%, a depender das combinações entre eficiências dos dois combustíveis. Na **FIGURA 27** são apresentados os resultados encontrados.

FIGURA 27: EMISSÕES EQUIVALENTES: SdS HÍBRIDAS VS. SdS A GN PARA DIFERENTES EFICIÊNCIAS TERMODINÂMICAS DAS FONTES



Demonstra-se, portanto, que sob a ótica das emissões dos GEEs, considerar uma usina a gás natural como renovável e uma usina híbrida, predominantemente renovável, como fóssil, além de prejudicar a solução híbrida em relação ao prazo contratual (5 contra 15 anos) não reflete a realidade das emissões efetivamente provocadas pelas duas soluções, no âmbito do SISOL.

6.3. EQUIVALÊNCIA DO PRAZO CONTRATUAL PARA AS SOLUÇÕES DE SUPRIMENTO

Considerando que para determinadas composições do *mix* de combustíveis, soluções de suprimento híbridas predominantemente renovável são menos emissoras que uma solução exclusivamente a gás natural, pergunta-se: Sob a ótica das emissões dos GEEs, deveria a solução híbrida ter o mesmo prazo contratual que uma solução a gás natural? Se não, qual deveria ser o prazo contratual adicional oferecido à solução híbrida menos emissora?

Para responder a essa questão considerou-se as emissões associadas às soluções a gás natural e a híbrida com participação de 35% de diesel. Os números mostram que as emissões da solução híbrida representam, aproximadamente 40% da solução a gás natural. Considerando que o prazo contratual para os projetos a gás natural é de 15 anos, uma solução híbrida poderia ter, do ponto de vista de equivalência de emissões, seu prazo ampliado para cerca de 36 anos, prazos que fogem do padrão adotado para as fontes renováveis no setor elétrico brasileiro, sendo aqui apenas apresentado de maneira a ilustrar a emissão reduzida da solução híbrida quando comparada com a do gás natural.

Numa outra simulação considera-se que a solução a gás natural adote a opção de ciclo combinado, o que elevaria a eficiência dessas usinas para a faixa de 60%. Neste cenário,

mantendo-se a eficiência do diesel em 40% e com uma penetração de 35% do diesel na SdS híbrida, permitindo um prazo contratual de 20 anos para a SdS híbrida e de 15 anos para o gás natural, as emissões do diesel na Sds híbrida seriam cerca de 92% das emissões do gás natural. Caso sejam realizados leilões subsequentes a cada cinco anos para a fonte fóssil, conforme modelo de preço de referência desenvolvido no Capítulo 6, com possível redução da penetração da fonte diesel em 5% a cada cinco anos, e permitindo um prazo contratual de 20 anos, as emissões da SdS híbrida seriam 73% das emissões da SdS a GN. Se a redução da penetração do diesel fosse de 10% a cada cinco anos, as emissões da SdS híbrida seriam 52% daquelas da alternativa a gás natural. Os resultados mostram que mesmo em um cenário de alta eficiência da SdS utilizando gás natural, poderia se propor um prazo de contratação de até 20 anos da solução híbrida com penetração renovável de 65% (35% de penetração diesel), podendo este fornecimento ser feito sem necessidade de contratações subsequentes com participação diesel decrescente a cada cinco anos. Neste cenário a solução híbrida diesel + solar FV seria ainda menos poluente que a alternativa a gás natural.

6.4. FIXAÇÃO DE PRAZO CONTRATUAL EM 20 ANOS COM VARIAÇÕES DECRESCENTES DO NÍVEL DE PENETRAÇÃO DO DIESEL

Como resultado das opiniões das entrevistas e até da CP 120, houve uma certa convergência para um contrato de 20 anos para as fontes renováveis, o que seria justificado pelo maior volume de reduções de GEEs em relação às alternativas fósseis. Como se mostrou acima sistemas híbridos renováveis com fósseis, em particular diesel, podem resultar em menores volumes de emissões acumuladas que aquelas associadas às soluções a gás natural, desde que haja pequenas participações do fóssil na composição das fontes que compõem o sistema híbrido. Naturalmente deve-se levar em conta o nível de eficiência dos motores diesel e a gás natural. Aqui pode-se trabalhar com os valores médios praticados na região, com algum *benchmark* ou com valores de estado da arte.

Nesse sentido, alguns cenários podem ser desenvolvidos para reduzir a participação do diesel no sistema híbrido paulatinamente, p.e. a cada 5 anos, de forma que no último período haja uma participação acima de 90% de renováveis, tendendo a *net-zero*. Para atingir o *net-zero*, vários níveis de participação podem ser compostos de forma a se emitir valores muito

menores e, no limite, até poder neutralizar as emissões no fim do período contratual de 20 anos, com compensações ou RECs.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Sistema de Levantamento de Preços – SLP**. Disponível em: <https://preco.anp.gov.br>

Australian Renewable Energy Agency – ARENA. **Australia's off-grid clean energy market**. Disponível em: https://arena.gov.au/assets/2014/12/ARENA_RAR-report-20141201.pdf

Bloomberg New Energy Finance – BNEF. **New Energy Outlook 2020**.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2031**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT_Metodologia_4MD_PDE_2031.pdf

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **EPE-DEE-IT-071/2020-r1 - Proposta de Formulação dos Preços de Referência e do Custo de Combustível (Ccomb) para o Leilão dos Sistemas Isolados de 2021**. Disponível em: [Proposta de formulação do Preço de Referência para o produto Potência - Leilão para suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas \(epe.gov.br\)](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT_Metodologia_4MD_PDE_2031.pdf)

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Leilão dos Sistemas Isolados de 2021**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-dos-sistemas-isolados-2021>

GREENER. **Estudo estratégico - geração distribuída – 1º Semestre de 2021**. Disponível em: [https://d335luupugsy2.cloudfront.net/cms/files/12882/1631223446Estudo_Estratgico_de_Gerao_Distribuda_2021 - Mercado Fotovoltaico 1 semestre v4.pdf](https://d335luupugsy2.cloudfront.net/cms/files/12882/1631223446Estudo_Estratgico_de_Gerao_Distribuda_2021_-_Mercado_Fotovoltaico_1_semestre_v4.pdf)

Gold Fields. **Agnew Hybrid Microgrid Knowledge Sharing Final Report**. 2022. Disponível em: <https://arena.gov.au/assets/2022/03/gold-fields-agnew-gold-mine-final-report.pdf>

Horizon Power. **Who we serve**. 2022 Disponível em: <https://www.horizonpower.com.au/about-us/who-we-serve/>

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.**

Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>

JUSTEN FILHO, Marçal. **Curso de Direito Administrativo.** 8. ed. Belo Horizonte: Fórum, 2012.

Kaua'i Island Utility Cooperative. **Portfolio.** 2022. Disponível em: <https://kiuc.coop/renewable-portfolio>

LEÃO, Fernanda Lage; BERNARDES, Gabriel Faria. **Do pedido de reequilíbrio contratual por parte do produtor independente: fundamentos e análise crítica dos precedentes da ANEEL sobre a matéria.** In: SOARES, Cristina Nepomuceno de Sousa; TOSCANO, Renata (Org.). *Direito de Energia & Áreas Afins.* Vol. II. Rio de Janeiro: Synergia, 2016. p.135-174.

MACROTRENDS. **Brent Crude Oil Prices – 10 Year Daily Chart.** Disponível em: <https://www.macrotrends.net/2480/brent-crude-oil-prices-10-year-daily-chart>

MELLO, Celso Antônio Bandeira de. **Curso de Direito Administrativo.** 35ª ed. rev. e atual. São Paulo. Malheiros, 2021.

NIEBUHR, Joel Menezes. **Licitação pública e contrato administrativo.** 4ª ed. rev. e ampl. Belo Horizonte. Forum, 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Plano SISOL 2022.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20-%20PEN%20SISOL%202022.pdf>

PAZETO, Márcio Abreu. **Prorrogação de prazo como forma de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de uso de bem público para geração de energia elétrica.** A&C – Revista de Direito Administrativo e Constitucional, Belo Horizonte, ano 12, n. 48, p. 223-245, abr./jun. 2012.

PV magazine Australia. **Distribution network set to shrink: standalone solar hybrid systems are safer, more reliable.** Disponível em: <https://www.pv-magazine-australia.com/2021/11/15/distribution-networks-set-to-shrink-standalone-solar-hybrid-systems-are-safer-more-reliable/>

RECEITA FEDERAL BRASILEIRA – RFB. **Simulador do Tratamento Tributário e Administrativo das Importações.** Disponível em: <http://www4.receita.fazenda.gov.br/simulador/>

TOLMASQUIM, Maurício T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** 2. ed. ver. atual. Rio de Janeiro: Synergia, 2015.

SANTOS, Daniel. O., BRAGA, Marília., NASCIMENTO, Lucas. R., & RUTHER, Ricardo., **Avaliação de estratégia passiva para aumento da penetração da geração solar fotovoltaica em minirredes híbridas FV+diesel.** IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2022.

Transição Energética em Sistemas Isolados (TE Sisol)

Relatório Resumo – Produto 5



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

