



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DAVI VIANA FORTE

**HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS RENOVÁVEIS NO BRASIL: UMA ANÁLISE
TÉCNICA, ECONÔMICA E REGULATÓRIA**

FORTALEZA

2025

DAVI VIANA FORTE

HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS RENOVÁVEIS NO BRASIL: UMA ANÁLISE TÉCNICA,
ECONÔMICA E REGULATÓRIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Ernande Eugenio Campelo Morais.

FORTALEZA

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

F841h Forte, Davi Viana.
Hibridização de usinas renováveis no Brasil : uma análise técnica, econômica e regulatória. / Davi Viana Forte. – 2025.
63 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2025.

Orientação: Prof. Dr. Ernande Eugenio Campelo Moraes.

1. Usinas híbridas. 2. Energia renovável. 3. Sistema elétrico. 4. Marco regulatório. 5. Viabilidade econômica. . I. Título.

CDD 621.3

DAVI VIANA FORTE

HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS RENOVÁVEIS NO BRASIL: UMA ANÁLISE TÉCNICA,
ECONÔMICA E REGULATÓRIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 01/08/2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Ernande Eugenio Campelo Morais (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara
Universidade Estadual do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Ronny Glauber de Almeida Cacao
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

A São José e à Virgem Maria.

À minha família, Marcondes, Viviane e Levi.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, a São José e à Virgem Maria, por sustentarem minha caminhada com fé, sabedoria e proteção em cada etapa desta trajetória.

À minha família, especialmente a Marcondes, Viviane e Levi, pelo apoio firme, pelo amor constante e por acreditarem em mim mesmo quando eu duvidei.

À minha namorada Bárbara, pelo incentivo diário, pela paciência nos momentos de pressão e por ser parte essencial deste ciclo final.

Aos professores da Universidade Federal do Ceará, por todo o conhecimento transmitido, pelas cobranças que me fizeram crescer e pelos exemplos de excelência.

Ao professor orientador Dr. Ernande Eugenio Campelo Morais, por ter aceitado embarcar comigo neste trabalho, orientando com clareza e profissionalismo.

A todos os colegas e amigos que, de forma direta ou indireta, contribuíram por estarem sempre comigo em bons e maus momentos durante a graduação.

Este TCC é mais que uma exigência acadêmica — é um marco de superação, de aprendizado e de conquista pessoal e profissional.

“Tudo o que estiver a teu alcance faze - o com empenho, pois não se trabalha nem se planeja, não há conhecer nem saber no Abismo para onde te encaminhas.” (Eclesiastes, 9:10).

RESUMO

A crescente inserção de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira tem impulsionado a busca por soluções que assegurem a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN). Nesse contexto, a hibridização de usinas renováveis, especialmente em arranjos que combinam energia solar fotovoltaica e eólica, surge como alternativa estratégica para otimizar o uso de diferentes recursos energéticos, promovendo maior estabilidade na geração e melhor aproveitamento da infraestrutura existente. Este trabalho analisa os principais aspectos técnicos, econômicos e regulatórios das usinas híbridas no Brasil, com ênfase nos avanços proporcionados pela Resolução Normativa nº 954/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), nos desafios operacionais e nos potenciais ganhos em eficiência e redução de custos. A avaliação da viabilidade econômica é realizada por meio de indicadores como o Custo Nivelado de Energia (LCOE) e um estudo de caso representativo. Os resultados indicam que a hibridização pode representar um vetor estratégico para a transição energética nacional, contribuindo para um sistema elétrico mais resiliente, competitivo e sustentável.

Palavras-chave: Usinas híbridas; energia renovável; sistema elétrico; marco regulatório; viabilidade econômica.

ABSTRACT

The increasing integration of intermittent renewable sources into Brazil's electricity matrix has driven the search for solutions to ensure the reliability of the National Interconnected System (SIN). In this context, the hybridization of renewable power plants—particularly in configurations that combine photovoltaic solar and wind energy—emerges as a strategic alternative to optimize the use of diverse energy resources, enhancing generation stability and maximizing the use of existing infrastructure. This study analyzes the main technical, economic, and regulatory aspects of hybrid power plants in Brazil, with emphasis on the progress enabled by Normative Resolution No. 954/2021 of the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL), operational challenges, and potential gains in efficiency and cost reduction. The assessment of economic feasibility is carried out using indicators such as the Levelized Cost of Energy (LCOE) and a representative case study. The results suggest that hybridization may serve as a strategic vector for Brazil's energy transition, contributing to a more resilient, competitive, and sustainable electricity system.

Keywords: Hybrid power plants; renewable energy; electric system; regulatory framework; economic feasibility.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Usinas Adjacentes	25
Figura 2 – Usinas Associadas	26
Figura 3 – Usinas Híbridas	28
Figura 4 – Portfólios Comerciais.....	30
Figura 5 – Gráfico de complementariedade de Usinas Solar e Eólica	32
Figura 6 – Arranjo híbrido (Solar - Eólica) e Sistema de Proteção.....	36
Figura 7 – Grau de maturidade regulatória em hibridização	44
Figura 8 – Fluxograma simplificado do processo de licenciamento ambiental de projetos energéticos no Brasil.	46
Figura 9 – Tempo médio de tramitação de processos de licenciamento e outorga por tipologia de projeto no Brasil.	47
Figura 10 – Comparação dos indicadores econômicos (LCOE e Payback) para diferentes arranjos	56
Figura 11 – Evolução do LCOE para o arranjo híbrido nos diferentes cenários simulados.....	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação ilustrativa de custos médios e LCOE para projetos isolados e híbridos.	53
Tabela 2 – Comparativo entre indicadores econômicos e operacionais de diferentes tipos de projetos	61

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Principais instrumentos normativos relacionados à hibridização no Brasil.	40
Quadro 2 – Comparação internacional de matriz renovável e incentivos para hibridização. ..	42
Quadro 3 – Critérios de Pontuação por Dimensão Avaliada	43
Quadro 4 – Principais barreiras regulatórias e operacionais enfrentadas por projetos híbridos no Brasil.....	49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CAPEX	Capital Expenditure (Investimentos de Capital)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CNE	Comisión Nacional de Energía
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
DECOMP	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GIZ	Cooperação Alemã para o Desenvolvimento
IESS	Instituto Escolhas Sustentáveis
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável
ISO	Independent System Operator
LCOE	Custo Nivelado de Energia
LI	Licença de Instalação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
NEWAVE	Modelo de Planejamento Energético de Longo Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	Operational Expenditure (Custos Operacionais)
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia

PNE	Plano Nacional de Energia
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
RN	Resolução Normativa
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
UFV	Usina Fotovoltaica
UGH	Usina Geradora Híbrida
UHE	Usina Hidrelétrica
USD	Dólar Americano

LISTA DE SÍMBOLOS

Σ	Somatório
t	Ano de operação
I	Investimento inicial
O	Custo operacional anual
R_t	Receita líquida no ano t
C_t	Custo operacional no ano t
E_t	Energia entregue no ano t
r	Taxa de desconto anual
n	Vida útil do projeto
%	Porcentagem
W	Watt
Wh	Watt-hora
k	Quilo
M	Mega
h	hora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Motivação e importância	19
1.2	Objetivos	20
1.2.1	<i>Objetivo geral</i>	20
1.2.2	<i>Objetivos específicos</i>	20
1.3	Estrutura do trabalho	20
2	TECNOLOGIAS E CONCEITOS DE HIBRIDIZAÇÃO	23
2.1	Definições técnicas e regulatórias	23
2.2	Usinas Adjacentes	24
2.3	Usinas Associadas	26
2.4	Usinas Híbridas	28
2.5	Portfólios Comerciais	30
2.6	Exemplos reais no Brasil	32
2.7	Vantagens e desafios técnicos da hibridização	34
2.7.1	<i>Vantagens técnicas</i>	34
2.7.2	<i>Desafios técnicos</i>	36
3	MARCO REGULATÓRIO E POLÍTICAS DE INCENTIVO	39
3.1	Leis nacionais e diretrizes	39
3.2	Comparação com modelos internacionais	41
3.3	Processo de licenciamento e regulação no Brasil	45
3.4	Barreiras e entraves normativos identificados	48
4	VIABILIDADE ECONÔMICA E ESTUDO DE CASO	51
4.1	Análise do LCOE e retorno do investimento	51
4.1.1	<i>Definição e metodologia do LCOE</i>	51
4.1.2	<i>Payback: conceito e equação</i>	52
4.2	<i>Cálculo econômico com dados médios do setor</i>	53
4.2.1	<i>Comparação dos custos diretos: CAPEX, OPEX, LCOE e payback</i>	53
4.2.1.1	<i>Cálculo do indicador LCOE</i>	53
4.2.1.2	<i>Cálculo do indicador de retorno: payback</i>	55
4.2.3	<i>Conclusão preliminar</i>	56
4.3	Cenários técnicos com parâmetros ajustados	57

4.3.1	<i>Cálculo do LCOE com fator de capacidade ajustado</i>	57
4.3.2	<i>Cálculo do LCOE com redução do custo efetivo</i>	59
4.4	<i>Considerações finais sobre a viabilidade econômica</i>	59
5	CONCLUSÃO	62
5.1	Trabalhos futuros	62
	REFERÊNCIAS	64

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira passou por transformações significativas ao longo do século XX. Nas primeiras décadas, a geração de energia era majoritariamente termelétrica, com destaque para o uso de carvão mineral e derivados de petróleo nos centros urbanos. A partir da segunda metade do século, o país iniciou uma ampla expansão baseada em grandes aproveitamentos hidrelétricos, impulsionada pela abundância de recursos hídricos e pelo baixo custo marginal de operação. Essa mudança consolidou o Brasil como um dos líderes mundiais em energia renovável, com destaque para a elevada capacidade de armazenamento dos reservatórios, que conferem flexibilidade e segurança operacional ao sistema elétrico nacional segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020a).

No entanto, a partir dos anos 2000, o país começou a enfrentar desafios associados à variabilidade hidrológica, à crescente demanda por eletricidade e às limitações socioambientais para a construção de novas grandes usinas. Como resposta, o governo e os agentes setoriais passaram a incentivar a diversificação da matriz elétrica, fomentando a inserção de fontes alternativas como a energia eólica e a solar fotovoltaica. Esses movimentos foram impulsionados por programas como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e pelos sucessivos leilões de energia promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e EPE.

Segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN), a participação das fontes solar e eólica na matriz elétrica saltou de menos de 1% em 2010 para mais de 17% em 2023, refletindo o dinamismo e a competitividade dessas tecnologias. No entanto, apesar do avanço, essas fontes apresentam como característica comum a intermitência e a variabilidade, o que impõe novos desafios ao planejamento e à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). A geração eólica, por exemplo, é mais intensa à noite e em períodos sazonais específicos, enquanto a solar é diurna e sensível à cobertura de nuvens.

Nesse contexto, a hibridização de usinas surgiu como uma solução estratégica e tecnicamente vantajosa. O conceito envolve a combinação de diferentes fontes de geração — como solar, eólica, hídrica ou biomassa — conectadas em um mesmo ponto de acesso ao sistema elétrico. Essa integração permite explorar a complementaridade entre os perfis de geração, aumentando a previsibilidade, a estabilidade e o aproveitamento da infraestrutura já existente. Destaca-se que esse modelo pode reduzir custos operacionais, evitar investimentos redundantes em linhas de transmissão e melhorar a inserção de renováveis no sistema (EPE, 2019a).

Com a publicação da Resolução Normativa nº 954/2021 pela ANEEL, o Brasil deu um passo importante no sentido de regulamentar a operação de usinas híbridas e associadas (ANEEL, 2021). O marco regulatório abriu espaço para modelos de negócios mais eficientes e flexíveis, com ganhos técnicos, econômicos e ambientais. Contudo, ainda há barreiras significativas para a consolidação dessa abordagem em larga escala, como a complexidade no licenciamento ambiental integrado, a falta de padronização tarifária e a ausência de incentivos mais robustos para investidores.

Portanto, compreender os fundamentos históricos da matriz elétrica nacional e a importância crescente da hibridização é essencial para analisar como o setor pode evoluir diante dos novos paradigmas de planejamento energético. A presente pesquisa busca aprofundar essa análise, contribuindo para o debate sobre como as usinas híbridas podem atuar como vetor de transição energética no Brasil.

1.1 Motivação e importância

A crescente inserção de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira tem imposto novos desafios ao planejamento energético nacional. A predominância histórica das grandes usinas hidrelétricas conferiu ao sistema elétrico um grau elevado de flexibilidade, possibilitando a regulação sazonal da geração e o atendimento de picos de demanda com relativa segurança. No entanto, com a redução do potencial hidrelétrico economicamente viável, especialmente em regiões próximas aos grandes centros de carga, tornou-se necessário buscar alternativas que garantam confiabilidade e equilíbrio no suprimento de energia.

Nesse cenário, a hibridização de usinas apresenta-se como uma alternativa promissora. Ao permitir a combinação entre fontes com perfis de geração complementares, como a solar e a eólica, ou mesmo entre fontes renováveis e armazenamento, a hibridização contribui para a redução da variabilidade da geração, otimização do uso de infraestrutura compartilhada e melhor aproveitamento das características regionais dos recursos energéticos. A literatura técnica, como os estudos da EPE (2020b; 2023a) e da Cooperação Alemã para o Desenvolvimento/ Instituto Escolhas Sustentáveis GIZ/IESS (2021), ressalta que essas vantagens tornam o modelo híbrido uma ferramenta poderosa para melhorar a eficiência e a previsibilidade do sistema elétrico.

Adicionalmente, o modelo híbrido favorece a expansão do sistema elétrico com menor impacto ambiental e social, já que permite a reutilização de áreas previamente licenciadas, diminuindo a necessidade de novos empreendimentos em áreas ambientalmente

sensíveis. Isso é especialmente relevante no contexto atual, em que a sociedade civil, órgãos reguladores e investidores internacionais exigem, cada vez mais, critérios rigorosos de sustentabilidade e responsabilidade socioambiental nos projetos energéticos.

Outro fator que motiva a pesquisa sobre usinas híbridas é a necessidade de modernização regulatória. A Resolução Normativa nº 954/2021 da ANEEL trouxe avanços ao estabelecer diretrizes para a caracterização, conexão e comercialização da energia proveniente de empreendimentos híbridos. Contudo, diversos aspectos ainda carecem de amadurecimento, como a definição de critérios tarifários, o tratamento da complementaridade nas modelagens computacionais de planejamento e os mecanismos de incentivo financeiro para projetos com maior complexidade tecnológica.

Por fim, a hibridização insere-se de maneira estratégica na agenda de transição energética global. À medida que o Brasil busca atingir metas de descarbonização e ampliar a segurança energética sem comprometer o desenvolvimento socioeconômico, as usinas híbridas podem desempenhar um papel central na composição de um sistema mais resiliente, competitivo e sustentável. Estudar esse modelo, portanto, não é apenas relevante do ponto de vista técnico, mas também essencial para orientar políticas públicas, decisões de investimento e estratégias de longo prazo no setor elétrico.

1.2 Objetivos

Esta seção apresenta os objetivos que nortearam o desenvolvimento desta pesquisa, contemplando tanto a meta principal do trabalho quanto suas metas específicas, que foram desdobradas para garantir uma abordagem abrangente e estruturada da temática proposta.

1.2.1 Objetivo geral

Analisar de forma integrada os principais aspectos técnicos, econômicos e regulatórios envolvidos na implantação de usinas híbridas com fontes renováveis no Brasil, evidenciando suas contribuições para a confiabilidade do sistema elétrico nacional, sua viabilidade econômica e os desafios enfrentados no atual marco normativo.

1.2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos desse trabalho são:

- Investigar os conceitos e arranjos tecnológicos das usinas híbridas e associadas, com foco nas combinações mais relevantes para o contexto brasileiro (solar-eólica, solar-hidrelétrica, entre outras);
- Avaliar os benefícios operacionais da complementaridade energética entre fontes renováveis intermitentes;
- Estudar a viabilidade econômica de usinas híbridas com base em indicadores como o Custo Nivelado de Energia (LCOE), *payback* e análise de sensibilidade;
- Apresentar um estudo de caso técnico e econômico de um projeto híbrido no Brasil, exemplificando oportunidades, gargalos e perspectivas futuras;
- Propor recomendações para o aprimoramento de políticas públicas, instrumentos de planejamento e incentivos ao desenvolvimento de empreendimentos híbridos no país.

1.3 Estrutura do trabalho

Este está estruturado em cinco capítulos, distribuídos de forma a permitir uma compreensão progressiva dos aspectos técnicos, regulatórios e econômicos envolvidos na hibridização de usinas renováveis no Brasil.

No Capítulo 1 apresenta o contexto histórico da matriz elétrica brasileira, a motivação para o estudo da hibridização, os objetivos da pesquisa e a organização do trabalho.

O Capítulo 2 explora os fundamentos técnicos das usinas híbridas e associadas, descrevendo os tipos de arranjos possíveis, os principais modelos de integração, e os ganhos técnicos associados à complementaridade entre diferentes fontes.

O Capítulo 3 é examinado a evolução normativa do setor elétrico em relação às usinas híbridas, com foco na Resolução Normativa nº 954/2021 da ANEEL. Analisa os principais entraves jurídicos, institucionais e burocráticos enfrentados pelos agentes e compara políticas adotadas em outros países com modelos avançados de hibridização.

No Capítulo 4 é realizado uma análise econômica detalhada da viabilidade de empreendimentos híbridos, com base em indicadores como LCOE e *payback*. Apresenta um estudo de caso de um projeto híbrido em desenvolvimento ou operação no Brasil, com dados reais ou simulados que ilustram os benefícios e desafios desse modelo.

O Capítulo 5 reúne os principais achados do trabalho, sintetiza as contribuições teóricas e práticas da pesquisa e propõe diretrizes para a evolução do modelo híbrido no Brasil.

São também apresentadas sugestões para futuras investigações acadêmicas e para o aperfeiçoamento de políticas públicas voltadas à transição energética.

2 TECNOLOGIAS E CONCEITOS DE HIBRIDIZAÇÃO

Considerando os objetivos estabelecidos no capítulo anterior, este capítulo tem como finalidade apresentar os fundamentos técnicos e regulatórios que embasam os diferentes modelos de hibridização no setor elétrico brasileiro. São discutidas as principais definições normativas, os arranjos tecnológicos possíveis, bem como os avanços institucionais que viabilizaram a estruturação e o enquadramento de usinas híbridas e associadas no país.

2.1 Definições técnicas e regulatórias

A consolidação dos modelos de hibridização no setor elétrico brasileiro ganhou robustez normativa com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 954, de 2021, que estabeleceu as diretrizes técnicas e regulatórias para o enquadramento de Centrais Geradoras Híbridas (UGHs) e Centrais Geradoras Associadas. Conforme disposto na própria norma, considera-se usina híbrida o empreendimento que reúne duas ou mais fontes primárias de energia conectadas a um único ponto de conexão, com medição unificada ou segregada por fonte, desde que operando sob uma mesma titularidade e outorga.

Já as usinas associadas são formadas por centrais com diferentes tecnologias, cada qual detendo sua própria outorga e titularidade, mas que compartilham fisicamente o mesmo ponto de conexão à rede elétrica. Apesar de parecer uma distinção meramente formal, essa separação tem impactos operacionais significativos: enquanto nas usinas híbridas a gestão é unificada, exigindo infraestrutura mais integrada e complexa de monitoramento e despacho, nas associadas as operações permanecem juridicamente independentes.

A EPE corrobora esse entendimento ao afirmar que o compartilhamento de infraestrutura — como transformadores, subestações e sistemas de controle — é um dos diferenciais mais relevantes dos arranjos híbridos em comparação com os modelos convencionais. A hibridização busca não apenas a complementaridade energética entre fontes, mas também a racionalização da infraestrutura elétrica existente, contribuindo para eficiência na ocupação da rede e mitigação dos efeitos da intermitência. (EPE, 2018)

Contudo, mesmo com o avanço regulatório representado pela RN nº 954/2021, ainda persistem limitações importantes para a plena viabilização técnica e comercial desses arranjos. Um dos principais desafios é a ausência de mecanismos regulatórios que reconheçam e valorizem os ganhos sistêmicos decorrentes da operação coordenada entre as fontes — tais como a suavização da curva de carga ou a redução da variabilidade da geração. Esses benefícios

ainda não são devidamente internalizados nos modelos de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) nem refletidos nos mecanismos de precificação dos leilões de energia do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Adicionalmente, lacunas permanecem em relação à remuneração da flexibilidade operacional e da capacidade de resposta rápida que caracterizam as UGHs. Tais atributos são cada vez mais críticos em um contexto de transição energética com crescente participação de fontes intermitentes. A própria ANEEL reconhece, em documentos técnicos complementares, a necessidade de evolução normativa que contemple temas como a incorporação do armazenamento, o compartilhamento do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e critérios mais adequados para o despacho de unidades híbridas (ANEEL, 2021).

Portanto, embora o marco regulatório atual represente um avanço institucional relevante, ele ainda se mostra insuficiente para assegurar um ambiente regulatório capaz de fomentar a difusão dos modelos híbridos no Brasil. A consolidação desse processo exige a integração de métricas de desempenho híbrido nos modelos computacionais do setor, o desenvolvimento de incentivos regulatórios claros e a harmonização entre a legislação federal e os procedimentos técnicos praticados por ONS, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e EPE.

2.2 Usinas Adjacentes

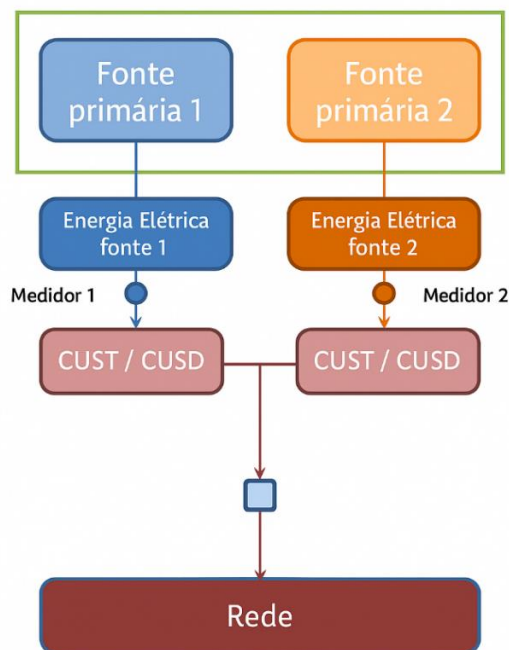
As chamadas usinas adjacentes são arranjos mais simples e recorrentes no setor elétrico brasileiro, definidos pela proximidade geográfica entre empreendimentos, como ilustrado na Figura 1. Trata-se de um modelo frequentemente adotado em regiões com disponibilidade de área e sinergias logísticas entre projetos distintos.

Esse modelo caracteriza-se por projetos localizados em terrenos vizinhos, que podem até compartilhar algumas facilidades logísticas, como estradas de acesso, áreas de apoio ou, eventualmente, se beneficiar do mesmo corredor de transmissão (EPE, 2018). No entanto, do ponto de vista técnico-regulatório, cada usina mantém sua independência total quanto à titularidade, outorga, medição e contratos de uso do sistema elétrico.

Sob a perspectiva operacional, esses empreendimentos funcionam de maneira totalmente independente, mesmo que estejam instalados em áreas vizinhas. A inexistência de compartilhamento de componentes essenciais da infraestrutura elétrica primária — como transformadores, sistemas de proteção e controle ou subestações integradas — impede que

sejam formalmente classificados como usinas híbridas, conforme os critérios estabelecidos pela regulação vigente (ANEEL, 2021; EPE, 2018).

Figura 1 – Usinas Adjacentes



Fonte: Adaptada de (EPE, 2018).

Essa distinção tem impacto direto no tratamento regulatório, já que as usinas adjacentes são despachadas separadamente pelo ONS e contabilizadas individualmente na CCEE, sem qualquer consideração de sinergia operacional. Ressalta-se que, embora exista apenas uma proximidade física entre os empreendimentos, a ausência de compartilhamento de equipamentos de geração ou conexão faz com que sejam tratadas como usinas distintas pelo sistema elétrico (EPE, 2018).

Um exemplo prático são os *clusters* eólicos e solares no semiárido nordestino. Municípios como Caetité (BA), Pindaí (BA) ou a região de Serra do Mel (RN) concentram dezenas de projetos renováveis em áreas contíguas, o que facilita a implantação conjunta de estruturas secundárias e reduz custos indiretos — por exemplo, na manutenção das vias de acesso ou na gestão territorial. Entretanto, cada empreendimento opera com sua própria subestação ou *bay* dedicado em subestação compartilhada, sem consolidar despacho ou controle centralizado.

Do ponto de vista crítico, embora as usinas adjacentes possam representar uma oportunidade para economias logísticas e eventuais parcerias comerciais, não exploram o principal potencial técnico da hibridização, que é a complementaridade de perfis de geração e o uso otimizado do MUST. Além disso, não há redução de encargos ou incentivos tarifários

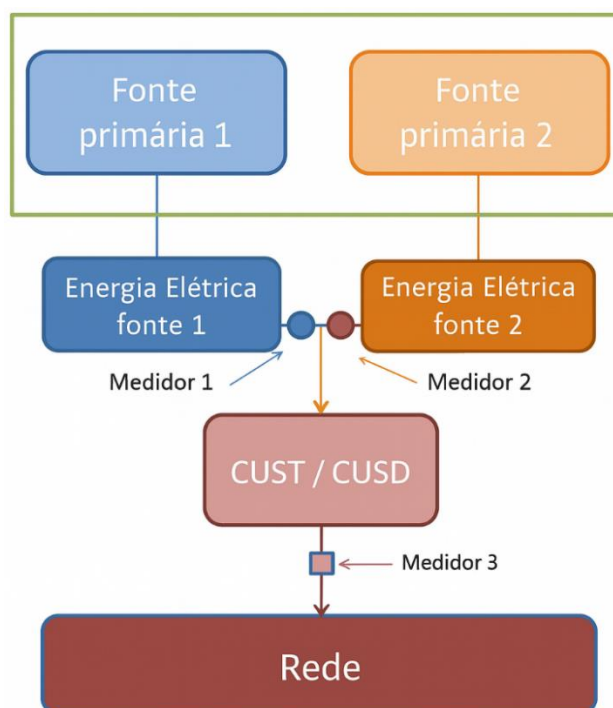
pela mera proximidade física, já que o setor elétrico brasileiro opera sobre regras que remuneram a potência despachada e não a topologia espacial do empreendimento.

Outro ponto que merece reflexão é que, em cenários de alta concentração territorial de projetos intermitentes (como ocorre em certas áreas do Nordeste), a soma de usinas adjacentes sem coordenação operacional pode até intensificar problemas de variabilidade local, elevando a necessidade de reforços na rede e de capacidade reserva sistêmica. Assim, apesar de logisticamente interessantes, as usinas adjacentes não oferecem ganhos elétricos intrínsecos à operação conjunta — razão pela qual muitos especialistas e documentos setoriais defendem a evolução para modelos de associação ou hibridização plena, onde a infraestrutura elétrica e o controle são compartilhados, gerando maior estabilidade e previsibilidade para o sistema.

2.3 Usinas Associadas

As usinas associadas representam uma configuração de complexidade intermediária, posicionando-se entre a mera proximidade física das usinas adjacentes e a plena integração das centrais híbridas. A Figura 2 ilustra esse arranjo caracterizado pelo compartilhamento de infraestrutura de conexão ao sistema elétrico.

Figura 2 – Usinas Associadas



Fonte: Adaptada de (EPE, 2018).

Esses empreendimentos são definidos como unidades geradoras distintas, cada uma com sua própria titularidade, outorga e medição, mas que compartilham fisicamente o ponto de conexão ao sistema elétrico. Esse compartilhamento pode abranger estruturas como *bays* em subestações, linhas de transmissão ou conjunto de Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST). Mesmo com essa interligação física, cada agente permanece responsável por sua operação e obrigações contratuais, o que garante autonomia administrativa e regulatória no interior do arranjo.

Esse modelo tem sido adotado por empreendedores que buscam reduzir custos de implantação e operação da infraestrutura de conexão, sem abrir mão da autonomia regulatória e comercial. O uso compartilhado de subestações ou linhas de transmissão permite, por exemplo, a contratação de um MUST com capacidade otimizada — geralmente inferior à soma das potências nominais das usinas consideradas de forma isolada —, o que favorece a viabilidade técnica e econômica dos projetos, especialmente em áreas com restrições de escoamento na rede elétrica (EPE, 2018, 2019a).

Apesar das vantagens, o compartilhamento do ponto de conexão exige atenção a alguns desafios operacionais. Embora cada usina mantenha seu próprio despacho, a operação precisa respeitar os limites de escoamento do ponto comum, o que demanda uma coordenação mínima entre os agentes envolvidos. Situações de geração simultânea elevada — como a ocorrência de picos simultâneos em plantas solar e eólica conectadas ao mesmo *bay* — podem ocasionar cortes de geração se a conexão não tiver sido dimensionada adequadamente. Além disso, falhas elétricas em uma das unidades podem afetar a confiabilidade local, exigindo sistemas de proteção compatíveis e acordos operacionais bem definidos. O fato de cada usina possuir titularidade própria implica autonomia decisória, mas a interdependência técnica decorrente do compartilhamento exige alinhamento entre as partes para mitigar riscos e garantir a operação segura e coordenada (EPE, 2019a).

Um exemplo prático desse arranjo ocorre em projetos no estado de Goiás, onde usinas solares e plantas de biomassa pertencentes a grupos empresariais distintos firmaram acordos para compartilhar subestações e acessar a mesma rede de transmissão. Essa configuração se mostrou vantajosa por reduzir o custo médio do CUST por megawatt instalado. No entanto, as próprias empresas envolvidas ressaltaram, em discussões setoriais promovidas pela EPE, a importância de cláusulas contratuais específicas para definir responsabilidades sobre manutenção, expansões futuras e resolução de eventuais conflitos operacionais.

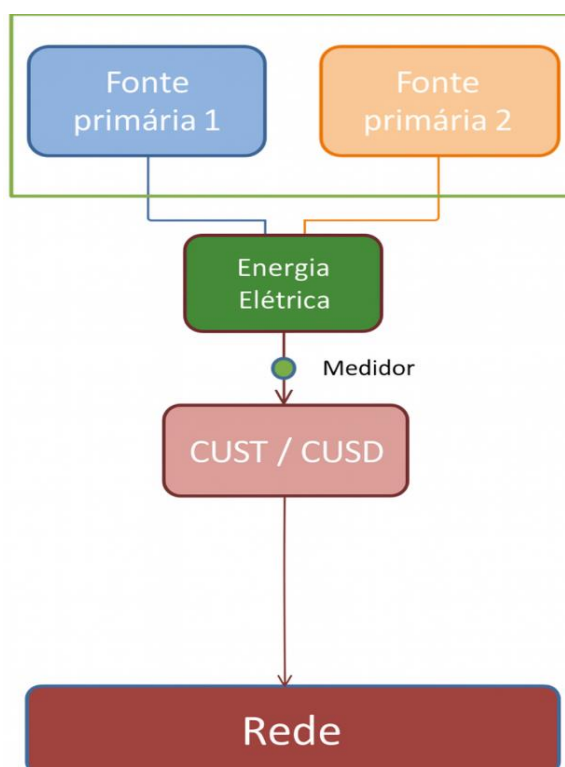
Do ponto de vista crítico, observa-se que, embora as usinas associadas representem um avanço no aproveitamento da infraestrutura elétrica existente, elas ainda não exploram

plenamente os benefícios técnicos da complementaridade entre fontes. Como cada unidade é despachada e medida individualmente, não há uma lógica de operação integrada nem mecanismos de controle otimizados para tirar proveito da complementaridade temporal entre as tecnologias. Além disso, esse modelo carece de incentivos regulatórios que valorizem atributos coletivos, como a redução da variabilidade ou o aumento da firmeza combinada, permanecendo limitado, na prática, à estratégia de redução de custos com conexão, sem impactos diretos no desempenho energético sistêmico.

2.4 Usinas Híbridas

As usinas híbridas, também chamadas de UGH pela regulação brasileira, representam o arranjo mais integrado e tecnicamente avançado entre os diferentes modelos de combinação de fontes renováveis. De acordo com a Resolução Normativa nº 954/2021 da ANEEL, esse tipo de usina reúne duas ou mais tecnologias de geração conectadas a um único ponto de acesso, com medições unificadas ou separadas por fonte, mas sempre sob uma única outorga e titularidade. Esse conceito é ilustrado na Figura 3, que evidencia a convergência estrutural e operacional entre diferentes fontes de energia.

Figura 3 – Usinas Híbridas



Fonte: Adaptada de (EPE, 2018).

Essa concepção regulatória confere às UGHs características únicas do ponto de vista técnico e operacional. A centralização da gestão, controle e medição sob um único titular permite desenvolver estratégias de operação integradas, que exploram com eficiência a complementaridade entre perfis distintos de geração. É o caso clássico da associação entre energia solar fotovoltaica e eólica, onde a produção solar tende a se concentrar durante o dia, enquanto o regime de ventos, em diversas regiões brasileiras, se intensifica à noite. Essa complementaridade suaviza a curva de geração diária, reduz a necessidade de reservas girantes e otimiza o uso do MUST.

Destaca-se que esse tipo de arranjo apresenta elevado potencial para ampliar o aproveitamento da infraestrutura elétrica já existente, reduzir o custo marginal sistêmico e atenuar os efeitos da intermitência associados às fontes renováveis isoladas. O compartilhamento de ativos como transformadores, subestações, sistemas de proteção e linhas de transmissão pode resultar não apenas em economia de CAPEX (investimentos de capital) e OPEX (custos operacionais), mas também em maior eficiência na ocupação do solo, com impactos positivos sobre o licenciamento ambiental (EPE, 2019a). Essa visão reforça a ideia de que as usinas híbridas oferecem vantagens que vão além da redução de custos, sinalizando uma tendência de maior racionalidade no uso do espaço físico e dos ativos elétricos — o que representa um passo relevante na direção de uma matriz mais eficiente e resiliente.

Apesar desses avanços, o modelo híbrido ainda enfrenta desafios técnicos que dificultam sua disseminação no Brasil. A integração de fontes com diferentes características eletromecânicas exige soluções sofisticadas de controle, capazes de gerenciar a geração combinada, acomodar flutuações rápidas de potência e manter os parâmetros de qualidade da energia dentro dos padrões regulatórios. Questões como a coordenação entre os sistemas de proteção, mitigação de harmônicos, compensação de reativos e estabilidade transitória exigem maior grau de engenharia e, frequentemente, investimentos adicionais em automação e digitalização.

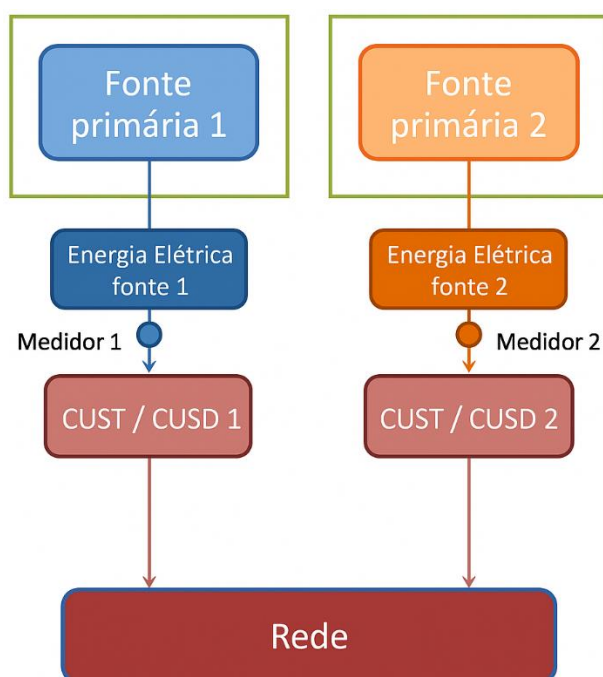
Além disso, embora a regulação já reconheça formalmente o conceito de UGH, ainda não há mecanismos de contratação ou precificação que atribuam valor explícito aos benefícios sistêmicos dessa configuração. A ausência de incentivos específicos para atributos como redução de variabilidade, aumento de firmeza ou melhor uso da rede faz com que os projetos híbridos sejam, muitas vezes, avaliados apenas com base no investimento total necessário, desconsiderando as externalidades positivas que poderiam aumentar sua competitividade frente a modelos tradicionais.

Portanto, as usinas híbridas representam o estado da arte na engenharia de sistemas de geração elétrica, reunindo alta eficiência, flexibilidade e potencial de mitigação de riscos operacionais. No entanto, o pleno aproveitamento desse modelo depende de avanços em modelagem computacional, normas técnicas mais consolidadas e, sobretudo, de incentivos regulatórios que valorizem suas contribuições para a confiabilidade e flexibilidade do SIN. Esse amadurecimento requer articulação entre agentes setoriais, planejadores, reguladores e investidores para que a transição energética brasileira incorpore, de forma plena, os benefícios do modelo híbrido.

2.5 Portfólios Comerciais

Os chamados portfólios comerciais constituem um arranjo distinto dos modelos físicos de integração abordados anteriormente. A Figura 4 ilustra essa estratégia, que se baseia na coordenação contratual entre diferentes unidades geradoras, sem depender de conexão física conjunta ou compartilhamento de infraestrutura elétrica.

Figura 4 – Portfólios Comerciais



Fonte: Adaptada de (EPE, 2018).

Ao contrário das usinas adjacentes, associadas ou híbridas, esse modelo não pressupõe vínculos físicos entre as unidades geradoras. Trata-se de uma estrutura de gestão

contratual e comercial, na qual um mesmo agente ou grupo empresarial administra diferentes usinas, que podem estar espalhadas geograficamente e utilizar fontes variadas, como solar, eólica, hidrelétrica ou biomassa. A integração ocorre no nível de gestão e operação de contratos no mercado de energia, e não no âmbito técnico-operacional.

Essa estratégia tem se consolidado especialmente no Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde agentes comercializadores, autoprodutores e geradores independentes buscam minimizar sua exposição ao mercado de curto prazo. Ao combinar diferentes tecnologias e localizações, é possível suavizar a curva de geração agregada do portfólio, reduzindo a necessidade de compra de energia complementar e evitando penalidades contratuais decorrentes da variabilidade das fontes renováveis.

Esse modelo é visto como uma forma eficaz de equilibrar riscos comerciais e garantir maior previsibilidade na entrega de energia, mesmo sem integração física entre os ativos. A centralização da gestão permite uma operação mais estratégica, voltada para o desempenho econômico do conjunto, ainda que cada usina mantenha sua independência operacional.

Do ponto de vista técnico, no entanto, os portfólios comerciais não geram ganhos diretos para o sistema elétrico em termos de uso eficiente da infraestrutura ou racionalização do MUST. Cada unidade permanece com seu próprio ponto de conexão ao SIN, contratos individuais de acesso e responsabilidades distintas perante a ONS e a CCEE. A complementaridade entre fontes, nesse caso, ocorre exclusivamente no nível econômico e contratual, sem resultar em sinergias técnicas efetivas no despacho ou na operação do sistema.

Sob uma análise crítica, observa-se que, embora os portfólios comerciais funcionem como instrumentos eficazes para maximizar receitas e reduzir riscos em um ambiente competitivo, eles não resolvem os desafios técnicos da intermitência das fontes renováveis no contexto do planejamento energético. Ainda que o agente consiga estabilizar financeiramente seu portfólio, o sistema elétrico continua exposto às oscilações individuais de cada usina, exigindo reservas operacionais ou investimentos adicionais em reforços estruturais.

Dessa forma, o portfólio comercial se apresenta como uma ferramenta importante no contexto da liberalização do setor elétrico, especialmente para investidores que atuam no ACL. No entanto, ele não substitui a necessidade de promover arranjos físicos, como as usinas híbridas ou associadas, que possam efetivamente contribuir para a confiabilidade técnica e a flexibilidade do sistema. Essa distinção ressalta que soluções centradas apenas em contratos — ainda que eficientes do ponto de vista privado — carecem de mecanismos regulatórios que

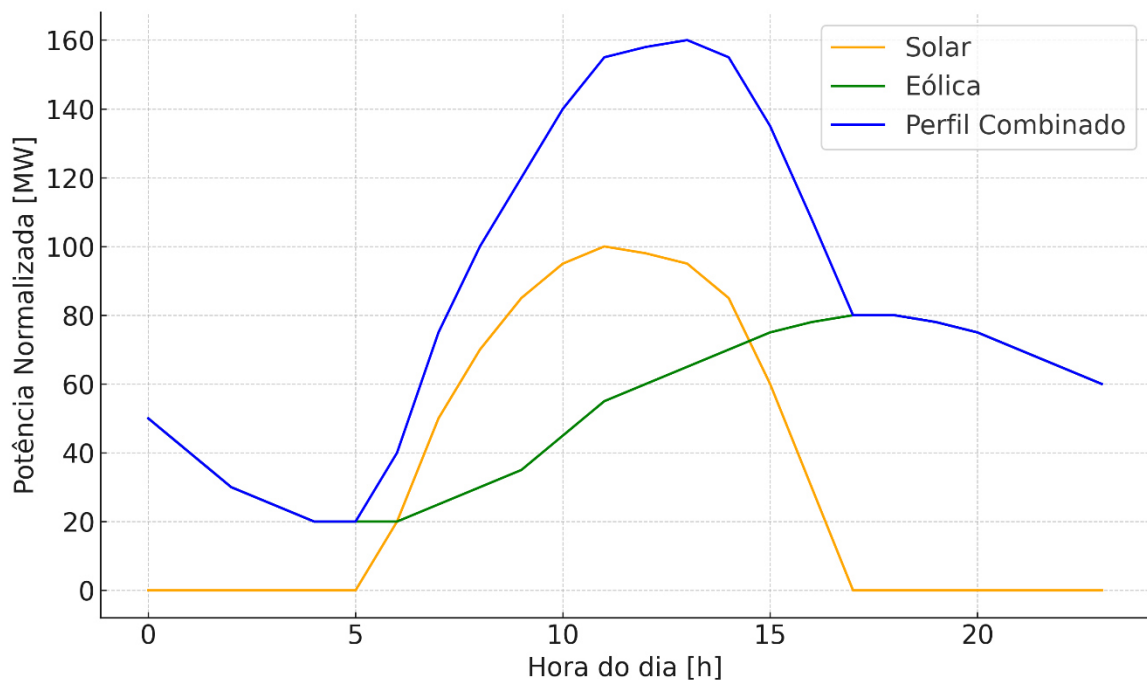
incentivem externalidades positivas para o setor como um todo, promovendo a convergência entre os objetivos econômicos individuais e a robustez coletiva do SIN.

2.6 Exemplos reais no Brasil

Apesar das discussões sobre hibridização terem ganhado corpo técnico e regulatório apenas nos últimos anos, alguns projetos já concretizaram arranjos híbridos ou avançaram significativamente em estudos de viabilidade no Brasil, tornando-se referências práticas para o setor elétrico. Esses casos são valiosos não apenas pelos resultados individuais, mas sobretudo por evidenciar os desafios técnicos, econômicos e institucionais que ainda limitam uma difusão mais ampla do modelo híbrido no país.

Um dos casos mais emblemáticos é o Complexo Sol do Piauí, desenvolvido pelo grupo Voltalia. Localizado no semiárido nordestino, esse projeto foi estruturado inicialmente como um *cluster* de usinas solares e eólicas adjacentes, mas evoluiu para soluções associadas, compartilhando parte da infraestrutura elétrica e do ponto de conexão. Nesse projeto em si, outros fatores para hibridização são envolvidos, como é o caso da complementaridade entre as usinas solares e eólicas como outro fator de decisão para ocorrer a hibridização. Na Figura 5, vemos uma exemplificação da complementaridade de geração entre essas usinas.

Figura 5 – Gráfico de complementariedade de Usinas Solar e Eólica



Fonte: elaborado pelo autor baseado em (EPE, 2019a).

Estudos publicados pela EPE em relatórios setoriais apontam que esse arranjo proporcionou ganhos operacionais relevantes, ao reduzir a ociosidade do MUST e explorar a complementaridade sazonal entre ventos constantes e alta irradiação solar. Entretanto, como destacou a própria Voltalia em *workshop* promovido pela EPE, a ausência de incentivos tarifários específicos para usinas híbridas ou associadas fez com que o projeto fosse tratado essencialmente como um somatório de ativos independentes, limitando a otimização integral do controle e do despacho conjunto.

Outro exemplo importante é o projeto piloto conduzido pela Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) em Fernando de Noronha, que integrou geração solar fotovoltaica com sistemas de armazenamento por baterias e suporte complementar a partir de geradores a diesel. Esse modelo foi analisado pela Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) e pela EPE como um caso estratégico para o futuro de ilhas e localidades isoladas, onde a redução do consumo de combustível fóssil por meio da hibridização se torna ainda mais urgente do ponto de vista econômico e ambiental. O relatório IRENA *Innovation Outlook: Renewable Mini-grids* menciona que arranjos similares poderiam reduzir em até 50% o consumo anual de diesel em regiões insulares, demonstrando o impacto potencial do conceito quando aplicado a sistemas isolados (IRENA, 2020).

Há também menções recorrentes em relatórios do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) a projetos no estado de Goiás, que associaram pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) a usinas solares. Embora não tenham avançado formalmente para o status de usinas híbridas plenas segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021, esses empreendimentos demonstraram viabilidade técnica para operar em complementaridade, utilizando áreas já licenciadas e infraestrutura elétrica preexistente — o que reduz prazos de implantação e impactos socioambientais.

Contudo, ao confrontar a realidade brasileira com exemplos internacionais, percebe-se que o país ainda caminha de forma tímida. Na Alemanha, por exemplo, a agência reguladora *Bundesnetzagentur* já estabeleceu regras claras para compensar economicamente a redução de variabilidade trazida por usinas híbridas, enquanto o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) investe em pesquisas para melhorar a modelagem e a proteção de parques híbridos com *storage* (armazenamento), criando programas específicos de financiamento via U.S. *Energy Storage Grand Challenge*. Esse tipo de estrutura institucional e política ainda é incipiente no Brasil, o que faz com que muitos projetos locais sejam viabilizados apenas em regime de piloto ou através de ajustes pontuais em contratos privados, sem um programa federal robusto para a hibridização.

Do ponto de vista crítico, os exemplos brasileiros demonstram capacidade técnica e inventividade local para adaptar o modelo híbrido, mas expõem também barreiras estruturais. A ausência de mecanismos de remuneração pelos ganhos sistêmicos — como a menor necessidade de reserva ou a redução do *curtailment* (corte de geração) na rede — limita o apetite de investidores em optar por arranjos híbridos em vez de projetos isolados. Além disso, o fato de que o mercado de energia brasileiro ainda remunera essencialmente pela energia entregue (MWh) e não pela firmeza ou pela previsibilidade do perfil, faz com que vantagens operacionais importantes para o SIN não sejam internalizadas no preço do projeto.

Portanto, embora existam casos concretos no Brasil que servem como referência e aprendizado, a disseminação em larga escala dos modelos híbridos ainda depende de ajustes regulatórios e de um amadurecimento das políticas públicas de expansão da matriz elétrica, capazes de valorizar economicamente atributos como complementaridade, uso eficiente do MUST e a redução da variabilidade. Apenas com esses avanços será possível que a hibridização deixe de ser exceção ou piloto para se tornar um vetor estruturante da transição energética brasileira.

2.7 Vantagens e desafios técnicos da hibridização

A adoção de usinas híbridas com fontes renováveis impõe uma série de implicações técnicas que merecem atenção. Por um lado, os arranjos híbridos oferecem benefícios operacionais que podem contribuir significativamente para a estabilidade do sistema elétrico. Por outro, introduzem novos desafios em termos de compatibilidade eletromecânica, modelagem, controle e operação conjunta das tecnologias envolvidas. Os próximos tópicos discutem essas vantagens e limitações com base na literatura técnica e na experiência internacional.

2.7.1 Vantagens técnicas

A hibridização de usinas renováveis no contexto brasileiro desponta como uma alternativa estratégica não apenas para maximizar o aproveitamento energético, mas também para enfrentar os desafios típicos de um sistema elétrico que avança em direção a uma matriz progressivamente mais dependente de fontes intermitentes. Entre os principais benefícios técnicos, destaca-se em primeiro lugar a complementaridade temporal e espacial entre tecnologias distintas, como a solar fotovoltaica e a energia eólica. No Brasil, sobretudo no

Nordeste, os regimes de vento apresentam padrões que se intensificam durante a noite e em determinadas estações do ano, enquanto a insolação é marcadamente diurna e relativamente estável ao longo das estações. A combinação dessas características resulta em uma curva de geração agregada menos sujeita a variações abruptas, o que contribui para reduzir a necessidade de acionamento de térmicas e o custo marginal de operação do sistema.

Estudos realizados indicam que a hibridização pode elevar o fator de capacidade combinado dos empreendimentos em patamares que variam entre 15% e 25%, dependendo da configuração e do regime local de recursos (EPE, 2019a). Esse ganho se dá pela redução dos períodos de ociosidade do ponto de conexão e pelo melhor aproveitamento do MUST. Ao integrar fontes com perfis complementares, o agente consegue utilizar mais intensamente a capacidade instalada da rede, evitando que linhas e transformadores permaneçam subutilizados durante janelas significativas do dia.

Além disso, a hibridização tem potencial para mitigar o *curtailment*, um problema crescente em regiões com alta penetração de fontes renováveis, onde a soma das produções isoladas pode, em determinados momentos, ultrapassar a capacidade da rede local, forçando cortes na geração. A operação coordenada de diferentes fontes permite manter a produção agregada dentro dos limites do sistema, reduzindo perdas econômicas tanto para o empreendedor quanto para o sistema elétrico como um todo. A integração física de diferentes tecnologias em um único ponto de conexão pode reduzir a necessidade de reforços na rede elétrica, aumentar a confiabilidade do fornecimento e aproveitar o alto potencial técnico do Brasil devido à complementaridade entre os recursos solar e eólico (IRENA, 2020).

Outra vantagem relevante é o aproveitamento conjunto da infraestrutura, que viabiliza reduções de CAPEX e OPEX ao compartilhar subestações, linhas de transmissão, sistemas de proteção e até mesmo plataformas de supervisão e controle *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA). Essa economia estrutural pode ser decisiva em projetos localizados em regiões com custos elevados de implantação logística, como áreas remotas do semiárido ou corredores eólicos isolados do Nordeste. Além do mais, ao concentrar múltiplas tecnologias em um mesmo local, facilita-se o licenciamento ambiental e a aceitação social, uma vez que se reduz o número de terrenos e comunidades diretamente impactadas.

Sob uma perspectiva mais ampla do sistema elétrico, a hibridização contribui ainda para atenuar as oscilações de frequência e tensão, ao diminuir a variabilidade combinada e reduzir a exigência por reservas girantes. Isso significa menor necessidade de despachos complementares de usinas hidrelétricas e térmicas exclusivamente para fins de estabilidade,

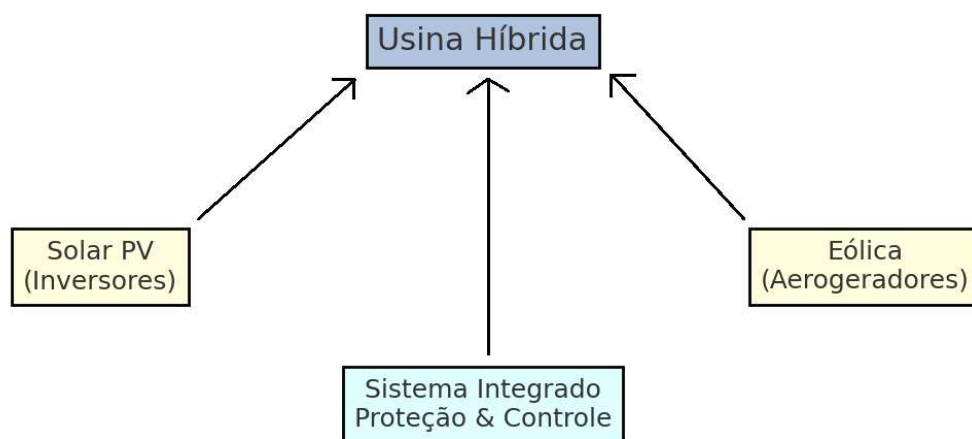
liberando essas plantas para operar prioritariamente com foco no valor econômico e estratégico da água e do combustível.

Contudo, é importante destacar que muitos desses benefícios permanecem, por ora, mais teóricos do que plenamente internalizados nos modelos de remuneração e planejamento do setor elétrico brasileiro. A própria EPE, em suas projeções decenais (PDE 2031 e PDE 2034), reconhece que a operação mais previsível e o melhor uso do MUST proporcionados pela hibridização ainda não são refletidos de forma direta nos critérios de seleção dos leilões regulados ou nos modelos computacionais de otimização do ONS. Assim, embora o potencial técnico seja inequívoco, sua materialização efetiva exige a evolução simultânea do arcabouço regulatório e dos instrumentos de precificação que considerem externalidades positivas, como a redução da intermitência e o alívio sobre a rede.

2.7.2 Desafios técnicos

Embora os benefícios técnicos da hibridização sejam amplamente reconhecidos por especialistas e planejadores do setor elétrico, sua implementação prática ainda enfrenta desafios relevantes — desde limitações tecnológicas até barreiras institucionais e regulatórias. Um dos principais obstáculos está na integração dos sistemas de controle e proteção, que precisam operar de forma coordenada para gerenciar múltiplas tecnologias com dinâmicas eletromecânicas distintas. Como ilustrado na Figura 6, a combinação de geração solar fotovoltaica com eólica impõe a necessidade de ajustes nos relés, compensação reativa e filtros harmônicos, a fim de mitigar distúrbios como flutuações de tensão e frequência.

Figura 6 – Arranjo híbrido (Solar - Eólica) e Sistema de Proteção



Fonte: elaborado pelo autor baseado em (EPE, 2019a).

A consolidação de usinas híbridas demanda não apenas novos projetos elétricos integrados, mas também uma evolução nos padrões normativos que hoje tratam cada tecnologia de maneira isolada. A falta de referenciais consolidados para a proteção coordenada de diferentes fontes em um mesmo ponto de conexão amplia a necessidade de estudos específicos, encarecendo o desenvolvimento do empreendimento e elevando a percepção de risco por parte dos investidores (EPE, 2019a).

Outro desafio crítico está relacionado à modelagem computacional dos arranjos híbridos. Os modelos de planejamento atualmente utilizados no setor elétrico brasileiro, como o Modelo de Planejamento Energético de Longo Prazo (NEWAVE) e o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (DECOMP) com representação detalhada da rede elétrica, além das ferramentas operacionais do ONS, ainda não incorporam de forma adequada a lógica combinada das diferentes fontes em um mesmo nó do sistema. Isso significa que benefícios como a redução do fator de variabilidade da geração agregada ou o menor impacto sobre o MUST não são plenamente capturados nos cenários de expansão e operação, o que penaliza a atratividade desses projetos quando comparados às usinas isoladas.

A compatibilidade eletromecânica entre as tecnologias integradas representa outra barreira relevante. Enquanto sistemas eólicos empregam aerogeradores com características de resposta dinâmica distintas dos módulos fotovoltaicos — que por sua vez dependem fortemente de inversores com algoritmos de controle rápido — a convivência de ambos em um mesmo ponto de interligação pode introduzir distúrbios eletromagnéticos, resultando em harmônicos ou transientes. Isso obriga o projeto a investir em filtros e dispositivos compensatórios adicionais, encarecendo o CAPEX e aumentando a complexidade das análises de curto-circuito e seletividade das proteções.

Ademais, a gestão da previsibilidade operacional em projetos híbridos constitui um desafio adicional. Embora a complementaridade das fontes possa suavizar a curva horária de geração, a presença de variáveis meteorológicas diferentes para cada tecnologia — como regimes de vento e insolação — cria um cenário em que o erro de previsão combinada não é trivial de modelar. Isso pode impactar o despacho do sistema e a programação dos recursos de reserva, forçando o ONS a adotar margens de segurança maiores, que reduzem o ganho sistêmico pretendido com a integração.

Por fim, destaca-se o papel ainda incipiente do armazenamento nas configurações híbridas brasileiras. Apesar das baterias representarem uma solução técnica evidente para aumentar a firmeza e a previsibilidade da entrega de energia, seu custo elevado, somado à ausência de mecanismos tarifários ou leilões específicos que remunerem serviços

complementares como regulação de frequência e reserva rápida, limita sua difusão. Enquanto não houver regras claras de remuneração pela capacidade de resposta instantânea ou pela contribuição à estabilidade do SIN, a inclusão de *storage* permanecerá restrita a casos pontuais ou projetos pilotos, sem escala significativa (EPE, 2019b).

Portanto, observa-se que, mesmo diante das vantagens teóricas e de exemplos internacionais bem-sucedidos, os projetos híbridos no Brasil ainda esbarram em uma série de limitações técnicas e estruturais. Para que a hibridização cumpra seu papel como vetor central da transição energética e não apenas como exceção estratégica em projetos isolados, será necessário avançar no desenvolvimento de normas específicas, na modelagem detalhada dessas usinas nos sistemas de planejamento e na criação de políticas públicas que internalizem os benefícios coletivos desses arranjos na lógica econômica do setor.

3 MARCO REGULATÓRIO E POLÍTICAS DE INCENTIVO

Após a apresentação dos conceitos, arranjos tecnológicos e fundamentos operacionais relacionados à hibridização de fontes renováveis no Capítulo 2, este capítulo passa a tratar dos aspectos institucionais e legais que condicionam sua implementação. O avanço da hibridização no setor elétrico brasileiro depende diretamente do desenvolvimento de um arcabouço regulatório compatível com essa nova configuração tecnológica. Serão analisadas, a seguir, as principais normas, leis e políticas de incentivo aplicáveis, com destaque para as experiências nacionais e internacionais.

3.1 Leis nacionais e diretrizes

O processo de consolidação normativa para a hibridização de usinas renováveis no Brasil é relativamente recente e guarda fortes marcas do modelo setorial tradicional, historicamente centrado na expansão hidrelétrica. Durante décadas, o ordenamento jurídico do setor elétrico brasileiro priorizou a integração de grandes aproveitamentos hidráulicos, orientados por políticas públicas que visavam sobretudo a segurança energética e o custo marginal baixo. Foi apenas a partir dos anos 2000, com o aumento da participação de fontes como eólica e solar na matriz, que começou a se discutir a necessidade de marcos regulatórios capazes de acomodar múltiplas tecnologias em um mesmo arranjo.

A principal inflexão nesse sentido ocorreu com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021, que instituiu formalmente as figuras das UGHs e das centrais associadas. Essa norma representa um divisor de águas ao criar critérios objetivos para outorga e operação desses empreendimentos, reconhecendo juridicamente a possibilidade de diferentes tecnologias compartilharem infraestrutura, contratos e responsabilidades técnicas. De acordo com o artigo 2º da RN 954, são definidas como centrais híbridas aquelas compostas por mais de uma tecnologia de geração, conectadas a um único ponto de conexão, sob a titularidade de um mesmo agente. Já as centrais associadas, por sua vez, compartilham o ponto físico de conexão mas permanecem independentes em termos de outorga e medição, cada uma sujeita a seus próprios contratos na CCEE (ANEEL, 2021).

A Quadro 1 sintetiza o arcabouço legal e normativo atualmente vigente no Brasil para a hibridização, destacando o caráter ainda fragmentado das regulamentações.

Quadro 1– Principais instrumentos normativos relacionados à hibridização no Brasil.

Norma/Documento	Órgão Emissor	Escopo	Ano
RN nº 954/2021	ANEEL	Regula UGHs e usinas associadas	2021
Procedimentos de Rede ONS	ONS	Conexão e operação multi-tecnologia	2022
PDE 2031 / PDE 2034	EPE/MME	Projeções e diretrizes para expansão elétrica	2022/ 2023
CONAMA nº 01/1986	MMA	Licenciamento ambiental geral	1986

Fonte: elaborado pelo autor baseado em (ANEEL,2021), (EPE, 2023a) e ONS.

Sob uma análise mais detalhada, fica claro que, embora a RN 954/2021 tenha criado a espinha dorsal jurídica para a existência de usinas híbridas no país, ela não foi acompanhada por mecanismos tarifários ou por um redesenho dos leilões regulados que valorizasse os atributos sistêmicos desses projetos. O modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil, centrado na remuneração puramente volumétrica (MWh entregues), não reconhece externalidades como a maior previsibilidade horária da geração ou a redução da necessidade de reserva girante proporcionadas por arranjos híbridos. Isso significa que, na prática, mesmo após a consolidação do conceito regulatório, empreendimentos híbridos continuam disputando leilões nas mesmas condições que usinas monofonte, sem qualquer prêmio por oferecerem uma curva de geração mais estável.

Outro ponto crítico é que, apesar dos avanços na definição conceitual promovidos pela ANEEL, os Procedimentos de Rede do ONS ainda carecem de padronizações robustas para a modelagem dinâmica e para a análise integrada de sistemas multitecnologia. O resultado é que cada projeto precisa desenvolver estudos customizados para comprovar a compatibilidade eletromecânica entre as diferentes fontes, o que encarece o investimento e aumenta a percepção de risco pelos financiadores.

Além disso, o Brasil ainda opera sob um regime de licenciamento ambiental que não foi desenhado para lidar com empreendimentos híbridos. A Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) nº 01/1986, que estabelece as diretrizes gerais para o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), não contempla a avaliação integrada de múltiplas tecnologias em um mesmo site, forçando desenvolvedores a negociar caso a caso com os órgãos licenciadores estaduais. Isso pode gerar interpretações divergentes, prazos prolongados e custos adicionais para comprovação dos impactos ambientais.

Por outro lado, documentos como o (PDE 2031 e PDE 2034) e mesmo o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) sinalizam, em nível estratégico, que a hibridização será fundamental para garantir a segurança e a flexibilidade do SIN nos próximos ciclos de expansão. No entanto, tais diretrizes ainda não se converteram em instrumentos normativos ou econômicos concretos, criando um descompasso entre a visão de longo prazo do planejamento energético e o ambiente regulatório e comercial vigente.

Em suma, o arcabouço legal brasileiro evoluiu ao reconhecer a hibridização como conceito formal e ao permitir sua implementação, mas não avançou o suficiente para construir um ecossistema de incentivos que torne esses projetos preferenciais frente às soluções monofonte. Para que a hibridização transcenda o status de inovação pontual e passe a ocupar papel central na expansão da matriz elétrica, será necessário alinhar normas técnicas, procedimentos de rede e mecanismos tarifários aos objetivos traçados nos planos decenais — sob pena de se manter restrita a nichos impulsionados por estratégias empresariais isoladas.

3.2 Comparação com modelos internacionais

A análise comparada das políticas e arcabouços regulatórios de países que avançaram na adoção de usinas híbridas evidencia que o Brasil ainda se encontra em estágio inicial no que se refere à valorização sistêmica da complementaridade entre fontes. Em diversas jurisdições, a integração de múltiplas tecnologias em um mesmo arranjo energético surgiu não apenas como resposta à transição renovável, mas como uma estratégia técnica para reduzir o custo marginal do sistema e ampliar sua confiabilidade operacional (IRENA, 2021).

Na Alemanha, por exemplo, a agência reguladora *Bundesnetzagentur* desenvolveu programas específicos para remunerar atributos sistêmicos de projetos híbridos. Esses programas incluem incentivos diretos, como tarifas *premium* (prêmio) para empreendimentos que contribuem com a suavização da curva de carga ou com a firmeza adicional do sistema (IRENA, 2021). Além disso, a participação em leilões dedicados é condicionada à demonstração da capacidade de atenuar variabilidades, reduzindo os custos futuros com reservas e serviços auxiliares.

Nos Estados Unidos, o DOE instituiu o programa U.S. *Energy Storage Grand Challenge*, que destina recursos ao desenvolvimento de sistemas híbridos com armazenamento, reconhecendo seu valor econômico em termos de flexibilidade e resposta rápida (DOE, 2020). Operadores independentes como o *California Independent System Operator* (CAISO) e o *ISO-New England* já incorporaram algoritmos específicos para despacho coordenado de recursos

híbridos, criando mecanismos de precificação para atributos como controle de rampa, redução da intermitência e diminuição da necessidade de *backup* (reserva) térmico (IRENA, 2021).

O Chile, por meio da *Comisión Nacional de Energía* (CNE), estruturou editais que priorizam perfis de geração "*flat*" (plano, constante), premiando projetos com entregas estáveis ao longo do dia (CNE, 2020). Essa abordagem incentivou a formação de empreendimentos que combinam parques solares no deserto do Atacama com eólicos em zonas costeiras, explorando o descompasso natural entre radiação e ventos. Adicionalmente, o país adaptou seu processo de licenciamento ambiental para arranjos multi-tecnologia, permitindo que os Estudos de Impacto Ambiental considerem cumulativamente os efeitos das fontes envolvidas, o que reduz prazos e custos para o empreendedor (IRENA, 2021).

Para evidenciar essas diferenças estruturais, o Quadro 2 apresenta indicadores quantitativos aproximados das matrizes elétricas e dos incentivos específicos praticados nesses países.

Quadro 2 – Comparação internacional de matriz renovável e incentivos para hibridização.

País	% matriz renovável	% solar	% eólica	Incentivo específico para híbridos
Brasil	~85 (pred. hídrica)	~2	~10	Não
Alemanha	~50	~9	~27	Sim (tarifa firmeza + leilões)
EUA	~20	~3	~9	Sim (<i>storage programs</i>)
Chile	~45	~8	~15	Sim (leilões perfil <i>flat</i>)

Fonte: elaborado pelo autor baseado em (IRENA, 2021), (DOE,2020) e (CNE, 2020).

Além disso, a Figura 7 demonstra qualitativamente o grau de maturidade regulatória voltada para hibridização em cada país, considerando critérios como incentivos diretos por firmeza, licenciamento ambiental adaptado e incorporação dos arranjos híbridos nos modelos operacionais dos operadores de sistema (ONS/ISO).

O gráfico da Figura 7 foi construído a partir de uma avaliação comparativa de três dimensões centrais da regulação para usinas híbridas: (i) licenciamento integrado, que considera se o país adota um processo unificado e adaptado para análise de projetos híbridos; (ii) incentivo por firmeza, que avalia se há políticas de remuneração explícita pela previsibilidade e confiabilidade da entrega de energia; e (iii) modelagem nos sistemas de operação (ONS/ISO), que verifica se os modelos computacionais utilizados pelos operadores nacionais de sistema já integram, com razoável precisão, os arranjos híbridos e seus efeitos operacionais.

Essas três dimensões foram escolhidas por representarem os principais gargalos normativos que limitam a difusão de empreendimentos híbridos no Brasil. Cada uma delas reflete aspectos complementares da maturidade institucional necessária para que a hibridização se torne uma estratégia consolidada no planejamento e na operação do sistema elétrico. Além disso, os critérios estabelecidos possibilitam comparações horizontais entre países com diferentes perfis regulatórios, tecnológicos e territoriais.

Para cada critério, foram atribuídas notas de 1 a 5, com base em diretrizes regulatórias e documentos oficiais que descrevem o nível de implementação de mecanismos voltados à integração de usinas híbridas. O Quadro 3 apresenta os critérios utilizados e suas definições. A seguir, são detalhadas as justificativas da pontuação atribuída a cada país.

Quadro 3 - Critérios de Pontuação por Dimensão Avaliada

Dimensão	Nota	Critério
Licenciamento Integrado	5	Processo ambiental unificado e específico para híbridos
	3	Permite híbridos, mas sem adaptação do licenciamento
	1	Ausência total de previsão normativa
Incentivo por Firmeza	5	Tarifa <i>premium</i> + pontuação técnica em leilões + precificação explícita
	3	Incentivo indireto ou menções normativas sem remuneração efetiva
	1	Nenhum instrumento regulatório existente
Modelagem no ONS/ISO	5	Modelos computacionais já implementados para despacho híbrido
	3	Planejamento previsto, mas ainda não implementado
	1	Fontes modeladas separadamente

Fonte: elaborado pelo autor baseado em (IRENA, 2021), (DOE,2020),(CNE, 2020) e (Bundesnetzagentur, 2021).

As pontuações atribuídas a cada país refletem o grau de alinhamento regulatório em relação aos critérios definidos. No caso do Brasil, todas as dimensões foram avaliadas com nota 1, dado que ainda não há um licenciamento ambiental adaptado especificamente para arranjos

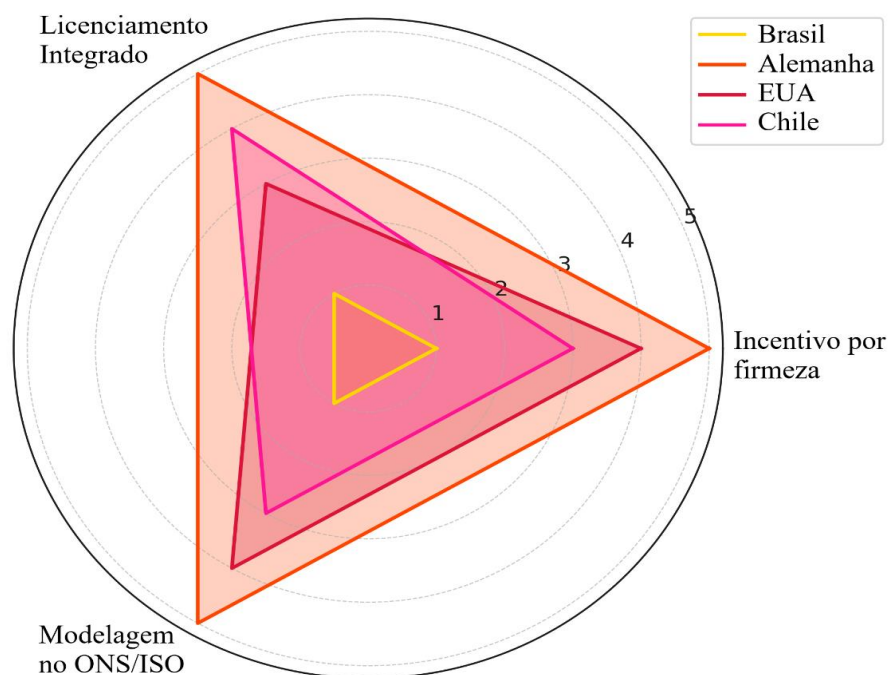
híbridos — prevalece a aplicação da Resolução CONAMA nº 01/1986 —, não existem instrumentos regulatórios de incentivo explícito por firmeza e o ONS continua tratando as fontes de forma separada em seus modelos computacionais (ANEEL, 2021).

A Alemanha obteve nota 5 nas três dimensões analisadas. A agência *Bundesnetzagentur* implementou diretrizes específicas para o licenciamento conjunto de projetos híbridos, estabeleceu mecanismos de remuneração por atributos sistêmicos como firmeza e controle de rampa, e já integra tais projetos nos modelos de despacho do sistema, promovendo sua operação coordenada (*Bundesnetzagentur*, 2021).

Nos Estados Unidos, cada critério recebeu nota 4. O DOE lançou o programa *Energy Storage Grand Challenge* para estimular a integração de tecnologias híbridas com armazenamento, e operadores como CAISO e ISO-New England já utilizam algoritmos específicos para despacho conjunto. Apesar desses avanços, ainda existem diferenças significativas entre jurisdições estaduais, o que limita a padronização nacional (DOE, 2020).

Por fim, o Chile foi pontuado com nota 4 em licenciamento integrado, 3 em incentivo por firmeza e 3 em modelagem. A CNE estruturou um processo de licenciamento ambiental adaptado a projetos com múltiplas fontes e criou leilões que valorizam perfis de geração estáveis. No entanto, ainda não há instrumentos formais de precificação da firmeza nem integração plena nos modelos operacionais do sistema (CNE, 2020).

Figura 7 – Grau de maturidade regulatória em hibridização



Fonte: elaborado pelo autor baseado em (IRENA, 2021), (DOE,2020) e (CNE, 2020).

Esse comparativo deixa claro que o Brasil, embora tenha uma matriz fortemente renovável por herança histórica do parque hidrelétrico, ainda possui um arcabouço regulatório fragmentado para remunerar atributos típicos da hibridização, como previsibilidade e flexibilidade. Na prática, enquanto Alemanha e EUA remuneraram explicitamente a redução da necessidade de reservas, o Brasil trata o MWh despachado de forma homogênea, não importando se foi entregue por uma usina solar isolada sujeita a nuvens ou por um arranjo híbrido que suaviza o perfil de geração.

Sob uma análise crítica, é possível afirmar que, ao não valorizar atributos como previsibilidade e firmeza, o Brasil acaba por perpetuar uma expansão renovável fragmentada, que gera custos sistêmicos mais elevados e posterga investimentos em soluções integradas. A experiência de Alemanha, EUA e Chile demonstra que o desenvolvimento massivo de usinas híbridas só ocorreu quando reguladores e planejadores internalizaram nos modelos econômicos as externalidades técnicas desses projetos. Para o Brasil avançar rumo a uma matriz elétrica realmente sustentável e eficiente, será indispensável transpor o conceito regulatório hoje existente para instrumentos concretos de precificação e incentivo, alinhando o interesse privado ao benefício coletivo do Sistema Interligado Nacional.

3.3 Processo de licenciamento e regulação no Brasil

O processo de implantação de usinas híbridas no Brasil segue, em sua essência, o mesmo trâmite estabelecido para empreendimentos convencionais monofonte, o que revela um certo descompasso entre o avanço regulatório conceitual — consagrado com a RN nº 954/2021 — e a realidade institucional dos procedimentos técnicos e ambientais. Esse desalinhamento gera insegurança e custos adicionais para os agentes, comprometendo a atratividade econômica de projetos que, em tese, poderiam contribuir para reduzir a variabilidade da matriz elétrica e otimizar o uso da infraestrutura existente.

No plano ambiental, o licenciamento de empreendimentos híbridos é regido pela Resolução CONAMA nº 01/1986, complementada por legislações estaduais. Essa normativa, concebida numa época em que sequer se discutia a integração de fontes renováveis variáveis, estabelece a obrigatoriedade do EIA e respectivo RIMA para projetos que causem significativa degradação. Ocorre que não há um rito processual específico para arranjos multitecnologia, o que faz com que a análise ambiental de usinas híbridas seja, muitas vezes, tratada como a soma de empreendimentos independentes. Isso eleva a complexidade dos estudos, aumenta a quantidade de campanhas de campo exigidas e pode gerar redundância em etapas

procedimentais, resultando em prazos de licenciamento superiores aos observados em projetos monofonte.

A partir da Figura 8, tem-se um fluxograma típico que representa o processo de licenciamento ambiental aplicado a projetos de geração de energia no Brasil. Esse modelo foi construído com base nas diretrizes do PDE 2034, mais especificamente no Anexo II, que trata dos aspectos ambientais. O fluxograma descreve de forma sequencial e simplificada as etapas necessárias, iniciando-se pelo requerimento junto ao órgão ambiental e passando pelas análises de viabilidade, elaboração de estudos técnicos e realização de audiências públicas. Em seguida, ocorre a emissão das licenças obrigatórias — Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO) —, sendo cada uma delas condicionada à aprovação técnica e ao atendimento das exigências legais em vigor. Esse processo busca garantir que os empreendimentos estejam alinhados às normas de proteção ambiental, mitigando riscos e promovendo maior transparência junto à sociedade.

Figura 8 – Fluxograma simplificado do processo de licenciamento ambiental de projetos energéticos no Brasil.



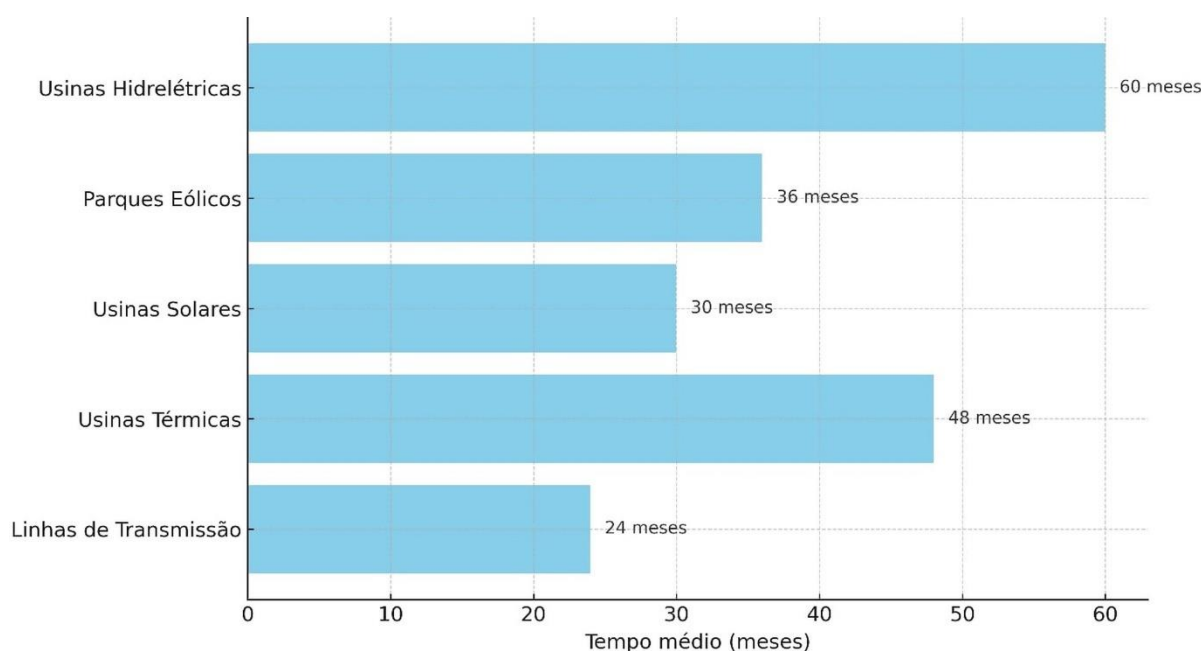
Fonte: elaborado pelo autor baseado em (EPE, 2023a).

Ao mesmo tempo, o rito de obtenção da outorga junto à ANEEL para centrais híbridas ou associadas segue a mesma lógica procedimental aplicada a usinas tradicionais. O agente precisa requerer a autorização para construir e operar, demonstrando capacidade técnica, econômica e jurídica, bem como atender às exigências de compartilhamento do ponto de conexão previstas pela RN nº 954/2021. Embora a resolução tenha trazido clareza quanto à titularidade única (no caso das UGHs) e à possibilidade de outorgas múltiplas (nas usinas associadas), não existem diretrizes específicas para acelerar ou modular o processo para projetos multitecnologia.

Sob o ponto de vista do acesso à rede elétrica, o ONS e as distribuidoras exigem estudos detalhados para comprovar que o arranjo híbrido não compromete a estabilidade do sistema. Tais estudos incluem análise de fluxo de carga, curto-circuito e estabilidade transitória. Entretanto, como não há modelos padronizados no NEWAVE, DECOMP ou Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) que são principais softwares do planejamento brasileiro para representar a complementaridade de diferentes tecnologias operando de forma coordenada, esses projetos acabam sendo tratados de maneira fragmentada, o que pode mascarar benefícios como redução de *curtailment* ou uso otimizado do MUST.

A Figura 9 tem como base os dados da (EPE. 2023a), especificamente em seus relatórios do PDE 2031 e PDE 2034, que destaca gráficos comparando o tempo médio de tramitação de processos de licenciamento e outorga para diferentes tipologias de projetos. Tais dados indicam que empreendimentos de maior complexidade — como projetos híbridos — tendem a enfrentar prazos superiores, em função da ausência de procedimentos específicos e da necessidade de estudos técnicos adicionais.

Figura 9 – Tempo médio de tramitação de processos de licenciamento e outorga por tipologia de projeto no Brasil.



Fonte: elaborado pelo autor baseado em (EPE, 2023a)

Sob uma análise crítica, constata-se que, embora o Brasil tenha avançado ao criar o conceito regulatório de UGHs e usinas associadas, não promoveu ainda uma revisão estruturante de seus procedimentos institucionais. O resultado é que o licenciamento ambiental

e o processo de autorização continuam operando em um modelo pensado para grandes hidrelétricas ou térmicas, forçando empreendimentos híbridos a se adaptarem a regras que não consideram suas especificidades. Isso cria custos transacionais elevados, alonga cronogramas e aumenta o risco regulatório, desestimulando justamente o tipo de projeto que poderia trazer maior previsibilidade à matriz e reduzir a necessidade de reforços pesados na rede de transmissão.

Portanto, para que o Brasil avance não apenas no reconhecimento jurídico, mas na efetiva viabilização de projetos híbridos em larga escala, será indispensável modernizar o licenciamento ambiental e o processo de outorga, incorporando diretrizes específicas para arranjos multitecnologia e internalizando, nos estudos do ONS e nos critérios de análise da ANEEL, as externalidades positivas que esses empreendimentos podem oferecer ao Sistema Interligado Nacional.

3.4 Barreiras e entraves normativos identificados

Embora o arcabouço regulatório brasileiro tenha dado passos importantes ao reconhecer a figura das usinas híbridas e associadas, consolidado sobretudo pela Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021, o ambiente institucional do país ainda apresenta um conjunto expressivo de barreiras que dificultam a consolidação desse modelo em larga escala. Essas barreiras não se restringem apenas ao campo normativo, mas se estendem aos procedimentos operacionais, aos modelos computacionais utilizados nos estudos de expansão e mesmo à ausência de instrumentos econômicos que incentivem diretamente a adoção de arranjos multitecnologia.

Uma das principais lacunas está na inexistência de mecanismos tarifários que internalizem os benefícios sistêmicos proporcionados pela hibridização. Enquanto mercados como o alemão ou mesmo o chileno remuneram explicitamente atributos como previsibilidade, firmeza e redução da variabilidade horária — seja via tarifas diferenciadas ou leilões específicos para perfis estáveis, o Brasil ainda opera sob uma lógica de comercialização predominantemente volumétrica, na qual o MWh gerado é tratado de forma homogênea, independentemente do impacto que possa ter sobre a necessidade de reservas ou sobre a expansão do sistema de transmissão. Esse desalinhamento faz com que investidores tenham pouca motivação econômica para optar por arranjos híbridos, uma vez que os custos adicionais de integração e automação não são compensados por receitas superiores.

Outro entrave relevante reside na falta de padronização técnica consolidada para projetos híbridos, tanto do ponto de vista dos estudos elétricos quanto dos critérios de aprovação nos órgãos competentes. Destaca-se que empreendimentos que combinam tecnologias distintas exigem análises de compatibilidade eletromecânica mais detalhadas, envolvendo estudos adicionais de fluxo de carga, curtos-circuitos, harmônicos e estabilidade dinâmica (EPE, 2019a). Como não há guias ou padrões nacionais específicos para esses casos, cada projeto precisa construir sua argumentação técnica praticamente do zero, o que eleva custos de engenharia, aumenta prazos e amplia o risco de retrabalho durante a tramitação do processo de acesso e de outorga.

Do ponto de vista do licenciamento ambiental, a inexistência de diretrizes próprias para arranjos híbridos obriga os empreendedores a seguir o mesmo rito estabelecido para empreendimentos isolados, previsto pela Resolução CONAMA nº 01/1986 e legislações estaduais correlatas. Isso significa que os estudos de impacto ambiental precisam avaliar de forma cumulativa os efeitos de cada tecnologia, muitas vezes sem metodologias consolidadas para identificar sinergias ou mitigação conjunta de impactos. O resultado prático são relatórios ambientais mais complexos, maior volume de dados exigidos e um processo decisório que, ao invés de ser simplificado pela integração, acaba por se tornar mais oneroso e prolongado.

Além disso, observa-se uma lacuna relevante no planejamento sistêmico. Os modelos computacionais utilizados pelo ONS e pela EPE — como o NEWAVE, DECOMP e o SDDP — ainda tratam os arranjos híbridos como somatórios independentes de capacidade instalada, sem refletir suas especificidades operacionais. Isso dificulta a internalização de benefícios como a redução do *curtailment* ou o uso mais eficiente do MUST nos cenários de expansão, desvalorizando esses projetos nos estudos que embasam a contratação de energia no mercado regulado. Para sintetizar essas barreiras, o Quadro 3 apresenta um panorama consolidado, destacando os principais impactos e seus efeitos práticos.

Quadro 4 – Principais barreiras regulatórias e operacionais enfrentadas por projetos híbridos no Brasil

Barreiras	Quem Enfrenta	Consequência prática
Falta de tarifa por firmeza	Empreendedores	Menor atratividade econômica
Modelos ONS não integram UGHs	Planejamento setorial	Subestima ganhos sistêmicos
Licenciamento ambiental genérico	Órgãos e agentes	Aumenta prazos e custos
Ausência de padronização técnica	ANEEL / empreendedores	Eleva custos de engenharia e análises

Fonte: elaborado pelo autor baseado em (EPE, 2019a) e (ANEEL,20201).

Sob uma perspectiva crítica, fica claro que a hibridização no Brasil avança mais por força de estratégias empresariais isoladas — que buscam reduzir a ociosidade do MUST ou se posicionar em nichos de mercado — do que por uma política pública estruturada. Para que esses projetos deixem de ser exceção e passem a compor a espinha dorsal da transição energética brasileira, será necessário não apenas consolidar o conceito regulatório, mas sobretudo criar um ambiente institucional que valorize seus atributos técnicos e remunere as externalidades positivas que trazem para o SIN.

4 VIABILIDADE ECONÔMICA E ESTUDO DE CASO

A análise da viabilidade econômica é essencial para validar a atratividade de projetos híbridos frente às alternativas tradicionais do setor elétrico. Este capítulo apresenta, portanto, uma abordagem quantitativa que considera indicadores consolidados na engenharia econômica, utilizando parâmetros reais e simulações baseadas em documentos técnicos de referência.

4.1 Análise do LCOE e retorno do investimento

Diante do que foi exposto no Capítulo 3, que abordou o marco regulatório, as comparações internacionais e as principais barreiras normativas encontradas para a expansão dos projetos híbridos no Brasil, este capítulo concentra-se em analisar a viabilidade econômica desses empreendimentos. Para isso, são empregados indicadores clássicos como o LCOE e o *payback*, fundamentais para qualquer estudo de engenharia econômica no setor elétrico. O objetivo é demonstrar, a partir de dados reais e simulações baseadas em notas técnicas da EPE e em relatórios internacionais, como arranjos híbridos podem oferecer competitividade superior quando comparados a projetos isolados, ainda que enfrentem custos iniciais mais elevados.

4.1.1 Definição e metodologia do LCOE

O LCOE é a métrica que expressa o custo nivelado da energia ao longo da vida útil do projeto, permitindo comparar tecnologias distintas em bases equivalentes. Sua importância cresce em projetos híbridos por quantificar como o aumento do fator de capacidade, o uso compartilhado de infraestrutura e a redução do *curtailment* podem impactar o custo final do MWh.

A equação geral do LCOE, consolidada em estudos da EPE (2019a) e da IRENA (2021), é dada pela Equação (1):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Sendo que:

- I_t = Investimentos de capital no ano t (CAPEX), incluindo implantação, engenharia e equipamentos;
- O_t = Custos operacionais e de manutenção (OPEX) no ano t , como manutenção, operação e seguros;
- F_t = Outros custos fixos (taxas, encargos regulatórios, seguros adicionais) no ano t ;
- E_t = Energia líquida entregue ao sistema no ano t (em MWh);
- r = Taxa de desconto anual (WACC ou TMA do investidor);
- n = Vida útil do projeto (geralmente entre 20 e 25 anos em renováveis).

Em projetos brasileiros, frequentemente adota-se uma versão simplificada, especialmente para estimativas preliminares, na qual se considera investimento único inicial e custos operacionais constantes segundo a Equação (2):

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{O}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

Essa versão simplificada é útil para análises comparativas rápidas entre projetos com perfis semelhantes, porém deve ser aplicada com cautela em cenários com sazonalidade elevada, fontes intermitentes ou estrutura de custos variáveis.

4.1.2 Payback: conceito e equação

O *payback* é o tempo necessário para que o fluxo de caixa líquido acumulado iguale o investimento inicial, ele é obtido pela Equação (3):

$$Payback = \frac{I}{R - O} \quad (3)$$

Sendo que:

- I = Investimentos inicial total (CAPEX)
- R = Custos operacionais Receita bruta anual (em função do preço do MWh e da energia gerada).
- O = Custo operacional anual (OPEX).

Esse indicador permite avaliar não apenas o custo unitário da energia, mas também a atratividade temporal do projeto, fundamental para tomada de decisão de investidores e financiadores.

4.2 Cálculo econômico com dados médios do setor

A Tabela 1 mostra uma síntese adaptada dos estudos da EPE (2019a) e IRENA (2021), comparando custos e fatores de capacidade.

Tabela 1 – Comparação ilustrativa de custos médios e LCOE para projetos isolados e híbridos.

Tipo de projeto	Fator de Capacidade (%)	CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW)	LCOE (USD/MWh)
Solar isolado	~24	~950	~19	~38
Eólico isolado	~38	~1450	~43,5	~36
Solar + Eólico Híbrido	~33	~1700	~42,5	~32

Fonte: elaborado pelo autor baseado em (EPE, 2019a) e (IRENA,2021).

Observa-se que mesmo com CAPEX mais elevado, o aumento do fator de capacidade e a diluição do custo fixo sobre uma base maior de MWh reduzem o LCOE nos projetos híbridos, além de proporcionar menor volatilidade na entrega de energia ao sistema.

4.2.1 Comparação dos custos diretos: CAPEX, OPEX, LCOE e payback

Dando continuidade ao que foi demonstrado no item 4.1, que apresentou as definições do LCOE e *payback*, esta seção realiza uma comparação direta entre esses arranjos. O objetivo é evidenciar as diferenças em termos de custos totais, risco operacional e potencial de receita, consolidando o raciocínio econômico que sustenta a viabilidade ou as restrições dos projetos híbridos no Brasil.

4.2.1.1 Cálculo do indicador LCOE

O cálculo do LCOE será baseado nos dados da Tabela 1 e nos dados médios a seguir:

- Vida útil do projeto: 20 anos;
- Taxa de desconto (r): 8% a.a.

Primeiramente a partir dos dados considerados pode-se encontrar a energia anual por kW de cada arranjo:

$$E_{híbrido} = 8760h \times 33\% = 2,89 \frac{MWh}{ano} \quad (4)$$

$$E_{solar} = 8760h \times 24\% = 2,10 \frac{MWh}{ano} \quad (5)$$

$$E_{eólico} = 8760h \times 38\% = 3,33 \frac{MWh}{ano} \quad (6)$$

Inserindo os dados acordados nesta seção 4.2.1.1 e o resultado da Equação (4), fazemos a substituição na Equação (2) para cálculo do LCOE híbrido, considerando o valor médio de fator de capacidade, bem como os parâmetros econômicos adotados ao longo deste capítulo:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{O}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E}{(1+r)^t}} \stackrel{(4)}{\Rightarrow} LCOE = \frac{1700 + \sum_{t=1}^{20} \frac{42,5}{(1+0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{20} \frac{2,89}{(1+0,08)^t}}$$

$$LCOE_{híbrido} = 74,6 \text{ USD/MWh} \quad (7)$$

Em seguida, para o cálculo do LCOE da usina solar, é feita a substituição dos dados fornecidos e do resultado da Equação (5) diretamente na Equação (2), mantendo os mesmos critérios metodológicos estabelecidos anteriormente:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{O}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E}{(1+r)^t}} \stackrel{(5)}{\Rightarrow} LCOE = \frac{950 + \sum_{t=1}^{20} \frac{19}{(1+0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{20} \frac{2,10}{(1+0,08)^t}}$$

$$LCOE_{solar} = 55,2 \text{ USD/MWh} \quad (8)$$

Da mesma forma, ao aplicar os parâmetros específicos da usina eólica isolada junto ao resultado da Equação (6) na Equação (2) obtém-se seu respectivo LCOE, conforme demonstrado a seguir.

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{O}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E}{(1+r)^t}} \stackrel{(6)}{\Rightarrow} LCOE = \frac{1450 + \sum_{t=1}^{20} \frac{43,5}{(1+0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{20} \frac{3,33}{(1+0,08)^t}}$$

$$LCOE_{eólico} = 57,4 \text{ USD/MWh} \quad (9)$$

4.2.1.2 Cálculo do indicador de retorno: payback

Para estimar o *payback* dos três arranjos, foram utilizados os dados da Tabela 1, combinados com uma receita bruta anual calculada com base em um valor médio de comercialização da energia de 60 USD/MWh. Sendo assim, primeiramente foi calculado a receita anual bruta para cada arranjo a partir dos resultados das Equações (4), (5) e (6):

$$R_{híbrido} = 2,89 \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \times 60 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} = 173,4 \text{ USD/ano} \quad (10)$$

$$R_{solar} = 2,10 \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \times 60 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} = 126,0 \text{ USD/ano} \quad (11)$$

$$R_{eólico} = 3,33 \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \times 60 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} = 199,80 \text{ USD/ano} \quad (12)$$

Com os valores de receita anual bruta obtidos pelas Equações (10), (11) e (12), e utilizando os dados de CAPEX e OPEX constantes na Tabela 1, foi possível aplicar a Equação (3), que define o cálculo do *payback* simples. Esse procedimento permitiu estimar, para cada arranjo — híbrido, solar e eólico —, o tempo necessário para que a receita líquida anual acumulada iguale o investimento inicial realizado.

$$Payback_{híbrido} = \frac{I}{R - O} \stackrel{(10)}{\Rightarrow} Payback_{híbrido} = \frac{1700}{173,4 - 42,5}$$

$$Payback_{híbrido} = 13 \text{ anos} \quad (13)$$

$$Payback_{solar} = \frac{I}{R - O} \stackrel{(11)}{\Rightarrow} Payback_{solar} = \frac{950}{126 - 19}$$

$$Payback_{solar} = 8,9 \text{ anos} \quad (14)$$

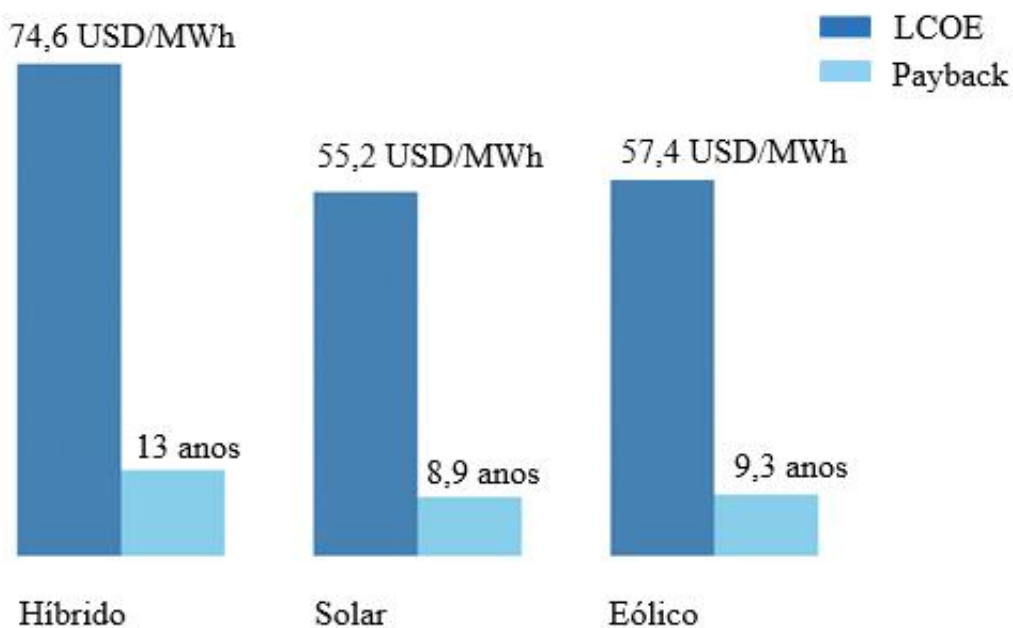
$$Payback_{eólico} = \frac{I}{R - O} \stackrel{(12)}{\Rightarrow} Payback_{eólico} = \frac{1450}{199,80 - 43,5}$$

$$Payback_{eólico} = 9,3 \text{ anos} \quad (15)$$

4.2.3 Conclusão preliminar

A Figura 4 apresenta uma comparação entre os principais indicadores econômicos calculados nesta etapa — LCOE, CAPEX, OPEX e *Payback* — para os arranjos solar, eólico e híbrido. A partir desses resultados, observa-se que o projeto híbrido apresenta um LCOE de 74,6 USD/MWh, superior aos valores obtidos para os projetos isolados solar (55,2 USD/MWh) e eólico (57,4 USD/MWh). Essa diferença decorre, sobretudo, do CAPEX mais elevado do arranjo híbrido (1.700 USD/kW), reflexo da necessidade de sistemas adicionais de controle, proteção e automação, além da complexidade na integração das duas fontes. Em contrapartida, o OPEX anual do híbrido, estimado em 42,5 USD/kW, é inferior à soma dos OPEXs das usinas separadas (19 + 43,5 = 62,5 USD/kW), o que evidencia uma sinergia operacional relevante.

Figura 10 – Comparação dos indicadores econômicos (LCOE e *Payback*) para diferentes arranjos



Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2019a)

No que se refere ao *Payback*, o arranjo híbrido apresentou um retorno estimado de 13 anos, contra 8,9 anos (solar) e 9,3 anos (eólico). Embora o prazo de retorno seja mais longo, ele ainda se mantém dentro dos limites considerados aceitáveis para empreendimentos do setor

elétrico, especialmente em contextos de maior previsibilidade e estabilidade de entrega — atributos característicos dos projetos híbridos.

Esses resultados preliminares indicam que, sob a ótica de uma análise econômica direta, os arranjos híbridos ainda enfrentam obstáculos para competir em igualdade com usinas isoladas. No entanto, essa comparação simplificada desconsidera diversos benefícios sistêmicos, como a redução da exposição ao mercado de curto prazo, a maior previsibilidade da curva de geração e a otimização do uso da infraestrutura elétrica existente. Tais atributos não são devidamente internalizados nos modelos de contratação do ACR, o que limita o retorno financeiro direto para o investidor.

Do ponto de vista regulatório, embora a Resolução Normativa nº 954/2021 represente um avanço institucional importante ao reconhecer formalmente as usinas híbridas, ainda faltam instrumentos que valorizem seus atributos operacionais — como firmeza, suavização de carga e flexibilidade de despacho. O resultado é uma assimetria em que os ganhos são distribuídos no sistema como um todo, enquanto os custos adicionais são absorvidos exclusivamente pelo empreendedor.

A próxima seção propõe um cenário técnico mais robusto, com ajuste do fator de capacidade, buscando refletir de maneira mais realista o desempenho de um projeto híbrido bem dimensionado.

4.3 Cenários técnicos com parâmetros ajustados

Com base nas análises apresentadas nos itens anteriores, que demonstraram o impacto do LCOE, do *payback* e do risco operacional em arranjos híbridos comparados a projetos isolados, este item busca ilustrar tais resultados por meio de um estudo de caso prático adaptado a partir de dados reais disponíveis em notas técnicas e relatórios setoriais. O objetivo é contextualizar o modelo híbrido no ambiente brasileiro, destacando benefícios diretos e desafios ainda presentes no cenário regulatório e econômico.

4.3.1 Cálculo do LCOE com fator de capacidade ajustado

Estudos recentes avaliaram cenários de complementaridade entre parques eólicos e solares no semiárido brasileiro — região que concentra alguns dos melhores fatores de capacidade do país para essas tecnologias. Nessas análises, observou-se que o fator de capacidade médio esperado para usinas solares de grande porte varia entre 23% e 25%,

enquanto para as eólicas pode atingir de 38% a 42%. Destaca-se ainda o descompasso temporal entre os picos de geração: a radiação solar se concentra entre 10h e 15h, ao passo que os ventos mais intensos ocorrem a partir das 17h (EPE, 2019a).

A partir desses dados, a própria EPE simulou o desempenho de um projeto híbrido hipotético, dimensionado para compartilhar o mesmo ponto de conexão ao sistema MUST, reduzindo custos indiretos com infraestrutura e elevando o fator de capacidade agregado para 32% a 35%, dependendo do *mix* entre as duas fontes.

Sendo assim, é possível exemplificar o cálculo do LCOE para um projeto híbrido idealizado com o ajuste do fator de capacidade, com parâmetros médios discutidos na seção 4.1. Considera-se:

- Fator de capacidade ajustado para 35%, refletindo ganhos de complementaridade entre fontes;
- CAPEX de 1.700 USD/kW;
- OPEX de 42,5 USD/kW;
- Vida útil do projeto: 20 anos;
- Taxa de desconto (r): 8% a.a.

Calculando-se a energia anual por *kW*:

$$E = 8760h \times 35\% = 3,07 \frac{MWh}{kW} \cdot ano \quad (16)$$

Atualizando os valores ao longo do tempo pela Equação (2) do LCOE temos:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{O}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E}{(1+r)^t}} \stackrel{(16)}{\implies} LCOE = \frac{1700 + \sum_{t=1}^{20} \frac{42,5}{(1+0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{20} \frac{3,07}{(1+0,08)^t}}$$

$$LCOE = \frac{2117,3}{30,1} = 70,4 \text{ USD/MWh} \quad (17)$$

O resultado obtido de 70,4 USD/MWh, conforme apresentado na Equação (17), já representa uma redução considerável frente ao cenário base, no qual o LCOE havia sido calculado em 74,6 USD/MWh. Essa diferença evidencia o impacto positivo do ajuste no fator de capacidade, mesmo mantendo constantes os valores de CAPEX e OPEX. Ainda que o indicador se mantenha acima dos valores das usinas isoladas, o ganho de desempenho ilustra

como o aproveitamento sinérgico entre as fontes pode elevar a eficiência global do arranjo híbrido. A próxima subseção explora um segundo refinamento, agora considerando a redução do custo efetivo total em função do compartilhamento de infraestrutura.

4.3.2 Cálculo do LCOE com redução do custo efetivo

A racionalização da infraestrutura em arranjos híbridos, por meio do compartilhamento de ativos como transformadores, linhas de transmissão e sistemas de controle, pode proporcionar uma redução de até 15% no custo total do projeto em comparação à implantação de usinas separadas (EPE, 2019a).

Considerando o valor do LCOE obtido no cenário base 74,6 USD/MWh obtido na Equação (7) e aplicando essa redução, tem-se:

$$LCOE_{híbrido} = 74,6 \times (1 - 0,15) = 63,24 \text{ USD/MWh} \quad (18)$$

Esse valor é apresentado na Equação (18) e representa o cenário mais favorável estimado neste estudo. Ele incorpora simultaneamente os ganhos proporcionados pela complementaridade energética e os efeitos da economia estrutural resultante do uso integrado de infraestrutura, simulando assim um arranjo híbrido dimensionado de forma otimizada.

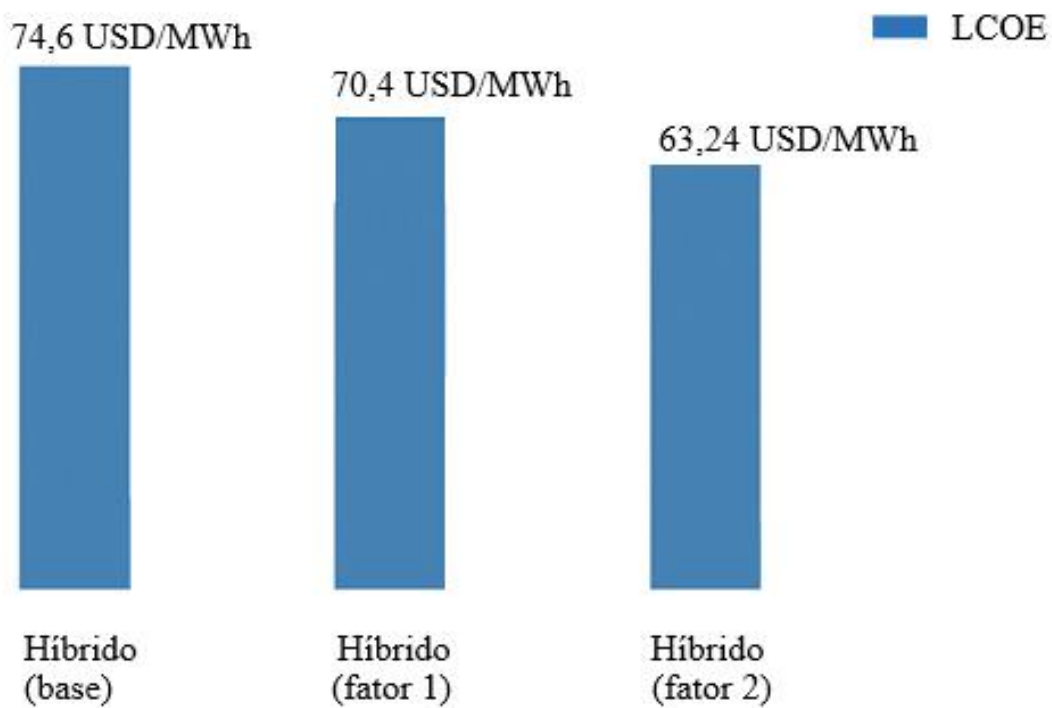
4.4 Considerações finais sobre a viabilidade econômica

Após os cálculos apresentados nas seções anteriores, esta seção tem como objetivo consolidar os principais resultados obtidos para os projetos híbridos e posicioná-los frente a outras tecnologias relevantes do setor elétrico brasileiro. Importante destacar que esta comparação não pretende equiparar diretamente os arranjos híbridos a fontes consolidadas como Usina Hidrelétrica (UHE), biomassa ou térmicas, pois cada tecnologia possui características operacionais, ambientais e regulatórias distintas. O que se busca aqui é ilustrar, a partir de dados médios e simulações realistas, como a evolução dos parâmetros técnicos impacta a competitividade econômica dos projetos híbridos.

A Figura 11 apresenta a evolução do LCOE para o arranjo híbrido ao longo das simulações realizadas neste capítulo, com destaque para três configurações distintas. O ponto de partida, identificado como “Híbrido (base)”, representa o cenário original com fator de capacidade de 30%. A seguir, “Híbrido (fator 1)” considera o ajuste técnico do fator de

capacidade para 35%, refletindo ganhos operacionais decorrentes da complementaridade entre as fontes. Por fim, “Híbrido (fator 2)” incorpora, além do fator ajustado, a redução de 15% no custo efetivo total em virtude do compartilhamento de infraestrutura. O objetivo da figura é demonstrar graficamente como ajustes técnicos e estruturais impactam o LCOE, principal indicador econômico de projetos híbridos.

Figura 11 – Evolução do LCOE para o arranjo híbrido nos diferentes cenários simulados



Fonte: Elaborado pelo autor com base em simulações apresentadas nas seções 4.2 e 4.3

Na sequência, a Tabela 2 apresenta uma visão comparativa entre diferentes tecnologias quanto aos indicadores de fator de capacidade, CAPEX, OPEX e LCOE. Essa comparação tem por finalidade oferecer um referencial técnico para análise de competitividade, reforçando a lógica de que o desempenho econômico dos projetos híbridos está diretamente relacionado à sua configuração e ao grau de sinergia entre as fontes.

Com base nos resultados obtidos para os arranjos híbridos ao longo deste capítulo, torna-se pertinente contextualizá-los frente às alternativas tecnológicas que compõem a matriz elétrica nacional. A comparação não se limita a valores absolutos, mas busca evidenciar como ajustes técnicos e estruturais podem posicionar os projetos híbridos em patamares competitivos. O objetivo é oferecer uma referência que apoie a tomada de decisão em projetos reais, levando em conta as particularidades operacionais de cada fonte.

Tabela 2 – Comparativo entre indicadores econômicos e operacionais de diferentes tipos de projetos

Tipo de projeto	Fator de Capacidade (%)	CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW)	LCOE (USD/MWh)
Solar isolado	24	950	19	55,2
Eólico isolado	38	1450	43,5	57,4
Solar + Eólico (base)	30	1700	42,5	74,6
Solar + Eólico (fator 1)	35	1700	42,5	70,4
Solar + Eólico (fator 2)	35	1700	42,5	63,24
Hidrelétrica (UHE)	50	2100	30	47
Biomassa	70	1700	40	55
Termelétrica a gás	85	1000	28	65

Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2019a), IRENA (2021) e dados médios de mercado.

A análise dos dados evidencia que, embora o arranjo híbrido apresente um CAPEX mais elevado, seu LCOE otimizado (63,24 USD/MWh) já se aproxima de tecnologias consolidadas como biomassa (55 USD/MWh) e supera em desempenho a geração térmica a gás (65 USD/MWh). O fator de capacidade ajustado para 35 e a redução de custos operacionais contribuem para essa melhora, sem que seja necessário alterar os valores de CAPEX ou OPEX unitários de referência.

Ainda assim, o reconhecimento econômico desses benefícios depende da existência de mecanismos regulatórios que valorizem atributos como previsibilidade, resposta rápida e uso eficiente da infraestrutura. Em um ambiente onde o investidor é remunerado apenas pelo MWh entregue, tais ganhos permanecem invisíveis do ponto de vista financeiro, o que compromete a viabilidade dos arranjos híbridos mesmo quando tecnicamente superiores.

Esses resultados reforçam a importância de ajustar a regulação para que ela internalize as vantagens sistêmicas dos projetos híbridos. A análise realizada neste capítulo não busca encerrar a discussão, mas fornecer subsídios técnicos robustos para que a hibridização seja reconhecida como um caminho economicamente viável, desde que acompanhada da devida valorização regulatória.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve por objetivo analisar a viabilidade técnica, econômica e regulatória da hibridização de usinas renováveis no Brasil, com foco na combinação das fontes solar e eólica. Para isso, foi adotada uma abordagem integrada que contemplou desde os fundamentos conceituais da hibridização até a avaliação de normativas recentes, como a Resolução Normativa nº 954/2021 da ANEEL, além de cálculos econômicos baseados em dados médios setoriais e simulações ajustadas de desempenho.

A utilização de indicadores como o LCOE e o *payback* permitiu comparar, de forma objetiva, os arranjos híbridos em relação a projetos isolados. Os resultados apontaram que, embora apresentem um investimento inicial mais elevado, os projetos híbridos oferecem vantagens operacionais significativas, como maior previsibilidade da geração, redução da exposição ao mercado de curto prazo e uso mais eficiente da infraestrutura de transmissão. Esses fatores contribuem para compensar os custos adicionais e indicam um potencial competitivo relevante, especialmente em regiões com alta complementaridade entre os recursos.

Do ponto de vista regulatório, observou-se que, apesar dos avanços institucionais representados pela RN nº 954/2021, o Brasil ainda carece de mecanismos que reconheçam economicamente atributos sistêmicos como firmeza e estabilidade de entrega. Isso limita o retorno direto ao investidor, já que os ganhos promovidos pelos projetos híbridos tendem a beneficiar o sistema elétrico como um todo, e não os agentes que assumem os custos.

Conclui-se, portanto, que a hibridização de fontes renováveis representa uma alternativa tecnicamente consolidada e economicamente promissora, com potencial de contribuir para a diversificação e a resiliência da matriz elétrica brasileira. No entanto, sua expansão em larga escala dependerá do amadurecimento do ambiente regulatório, da incorporação de incentivos que internalizem seus benefícios e da adequação dos modelos computacionais e de planejamento atualmente utilizados no setor.

5.1 Trabalhos futuros

Considerando as limitações e as oportunidades identificadas, recomenda-se para futuras pesquisas:

- Aplicar modelos probabilísticos e simulações estocásticas, capazes de captar incertezas associadas a ventos, radiação solar e flutuações do despacho, utilizando ferramentas como NEWAVE, DECOMP ou SDDP.

- Realizar estudos específicos por região, considerando microclimas, características do MUST local e políticas estaduais de incentivo, a fim de avaliar com maior granularidade os benefícios econômicos da hibridização.
- Analisar cenários tarifários hipotéticos, incorporando remuneração por atributos como firmeza e previsibilidade, para mensurar o impacto direto em LCOE e *payback* dos projetos híbridos.
- Incluir variáveis socioambientais, como redução do uso de áreas adicionais e diminuição de impactos cumulativos no licenciamento, comparando arranjos híbridos com a expansão separada de usinas isoladas.
- Investigar o comportamento do mercado livre, analisando potenciais prêmios pagos por consumidores e comercializadoras para contratos híbridos mais estáveis, o que pode alterar a lógica de viabilidade no ACL.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 954, de 03 de dezembro de 2021**. Brasília: ANEEL, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Despacho nº 1.907, de 15 de julho de 2022**. Brasília: ANEEL, 2022.

ANEEL. **Bibliografia Temática: Armazenamento de energia: usinas híbridas, usinas reversíveis e aplicação em sistemas de potência**. Brasília: CEDOC/ANEEL, 2023.

ANDRADE SANTOS, J. A. F.; TORRES, E. A. **Criação da regulação brasileira para usinas híbridas e a geração combinada das energias eólica e solar**. In: CONGRESSO TÉCNICO CIENTÍFICO DA ENGENHARIA E DA AGRONOMIA – CONTECC. Anais [...]. Brasília: CONFEA, 2022.

BUNDESNETZAGENTUR. *Leitfaden Kombinierte Erzeugungsanlagen: Integration erneuerbarer Energien durch Hybridkraftwerke*. Bonn: Bundesnetzagentur, 2021.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA – CNE. *Bases de Licitación para el Suministro de Energía Eléctrica y Potencia a Clientes Regulados*. Santiago: CNE, 2020.

DOE – UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. *Energy Storage Grand Challenge Roadmap*. Washington, D.C.: DOE, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Nota Técnica EPE-DEE-NT-011/2018-r0: Usinas Híbridas**. Rio de Janeiro: EPE, 2018a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Nota Técnica EPE-DEE-NT-029/2019-r0: Potencial de Complementariedade Eólica-Fotovoltaica**. Rio de Janeiro: EPE, 2019a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Nota Técnica EPE-DEE-NT-098/2019: Sistemas de Armazenamento em Baterias**. Rio de Janeiro: EPE, 2019b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Nota Técnica NT-EPE-DEE-084/2020-r1: Avaliação técnica de usinas associadas**. Rio de Janeiro: EPE, 2020a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Nota Técnica EPE-DEA-SMA-020/2020: Análise Socioambiental das Fontes Energéticas do PDE 2030**. Rio de Janeiro: EPE, 2020b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Nota Técnica NT-EPE-DEA-SMA-004/2022: Análise Socioambiental das Fontes Energéticas do PDE 2031**. Rio de Janeiro: EPE, 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Nota Técnica NT010/24 DEA_SMA: Análise Socioambiental das Fontes Energéticas do PDE 2034**. Rio de Janeiro: EPE, 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Nota Técnica DEA 12/2019: PDE 2029 Pós CP**. Rio de Janeiro: EPE, 2019c.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Nota Técnica PR 007/2018: Premissas e custos da oferta de energia elétrica**. Rio de Janeiro: EPE, 2018b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Relatório do PDE 2034 e Anexo II: Proposição de Diretrizes para o PDE 2035**. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2030**. Brasília: MME/EPE, 2020c.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Informe Leilões 2019 – EPE-DEE-IT-104/2019-r0**. Rio de Janeiro: EPE, 2019d.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; GIZ; IESS. **Insumos Técnicos para Avaliação Econômica da Transição Energética – Produto 2**. Florianópolis: EPE, 2021a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; GIZ; IESS. **Insumos Técnicos para Avaliação Econômica da Transição Energética – Produto 3**. Florianópolis: EPE, 2021b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. GPL_0217 – **Apresentação do Plano de Expansão de Longo Prazo da Geração e Transmissão**. Rio de Janeiro: EPE, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Caderno de Estudos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – 2019**. Rio de Janeiro: EPE, 2020d.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Caderno de Estudos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – 2020**. Rio de Janeiro: EPE, 2021e.

GOMES, D. B. M.; OLIVEIRA, L. L. S.; SOUZA, C. P. M. **Metodologia para avaliação de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas**. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande, 2021.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Power Generation Costs in 2021**. Abu Dhabi: IRENA, 2021.