

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS – GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

NATÁLIA CORNÉLIA SILVA CAMPOS

**REGULAMENTAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICO
HIDRELÉTRICO: DESAFIOS GLOBAIS, ANÁLISE CRÍTICA E PROPOSTAS
DE DIRETRIZES PARA A CONSTRUÇÃO DE UM MARCO REGULATÓRIO
NO BRASIL**

UBERLÂNDIA - MG

Novembro de 2025

NATÁLIA CORNÉLIA SILVA CAMPOS

REGULAMENTAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICO HIDRELÉTRICO: DESAFIOS GLOBAIS, ANÁLISE CRÍTICA E PROPOSTAS DE DIRETRIZES PARA A CONSTRUÇÃO DE UM MARCO REGULATÓRIO NO BRASIL

Trabalho apresentado a Universidade Federal de Uberlândia – UFU, Campus Santa Mônica, como requisito para obtenção do título de Mestre em Ciência.

Orientador: Prof. Dr. Ivan Nunes Santos

UBERLÂNDIA - MG

Novembro de 2025

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA – UFU

Reitor: Carlos Henrique de Carvalho

Pró-Reitor de Graduação: Waldenor Barros Moraes Filho

Pró-Reitor de Pós-graduação: Thiago Gonçalves Paluma Rocha

Diretor da Faculdade de Engenharia Elétrica: Wellington Maycon Santos Bernardes

Coordenador do Programa de Pós-Graduação Engenharia Elétrica: Luiz Carlos Gomes de Freitas

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

C198	Campos, Natália Cornélia Silva, 1993-
2025	REGULAMENTAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICO HIDRELÉTRICO: DESAFIOS GLOBAIS, ANÁLISE CRÍTICA E PROPOSTAS DE DIRETRIZES PARA A CONSTRUÇÃO DE UM MARCO REGULATÓRIO NO BRASIL [recurso eletrônico] : REGULAMENTAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICO HIDRELÉTRICO: DESAFIOS GLOBAIS, ANÁLISE CRÍTICA E PROPOSTAS DE DIRETRIZES PARA A CONSTRUÇÃO DE UM MARCO REGULATÓRIO NO BRASIL / Natália Cornélia Silva Campos. - 2025.
<p>Orientador: Ivan Nunes Santos. Coorientador: Nao há . Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. DOI http://doi.org/10.14393/ufu.di.2025.660 Inclui bibliografia.</p>	
<p>1. Engenharia elétrica. I. Santos, Ivan Nunes, 1976-, (Orient.). II. Nao há , - , (Coorient.). III. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.</p>	
CDU: 621.3	

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091

Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

NATÁLIA CORNÉLIA SILVA CAMPOS

**REGULAMENTAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICO
HIDRELÉTRICO: DESAFIOS GLOBAIS, ANÁLISE CRÍTICA E PROPOSTAS
DE DIRETRIZES PARA A CONSTRUÇÃO DE UM MARCO REGULATÓRIO
NO BRASIL**

**Dissertação de Mestrado apresentada a Faculdade de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do título de Mestre em Ciências.**

Comissão Examinadora:

**Prof. Dr. Ivan Nunes Santos
(Orientador – UFU)**

**Prof. Dr. Carlos Eduardo Tavares
(Examinador – UFU)**

**Prof. Dr. Humberto Cunha de Oliveira
(Examinador – UFSC)**

Uberlândia, 14 de novembro de 2025



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia

Elétrica

Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP
38400-902

Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado, 811, PPGEELT				
Data:	Catorze de Novembro de Dois mil e vinte e cinco	Hora de início:	9:00	Hora de encerramento:	12:00
Matrícula do Discente:	12312EEL007				
Nome do Discente:	Natália Cornélia Silva Campos				
Título do Trabalho:	Regulamentação de sistemas híbridos fotovoltaico hidrelétrico: desafios globais, análise crítica e propostas de diretrizes para a construção de um marco regulatório no brasil				
Área de concentração:	Sistemas de Energia Elétrica				
Linha de pesquisa:	Sistemas Elétricos de Potência				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Coordenador do projeto: Ivan Nunes Santos. Título do projeto: Desenvolvimento de ferramentas para otimização do planejamento da operação no contexto de complementariedade de fontes renováveis, hibridização e emprego de SAEs. Vigência do projeto: 2020-atual.				

Reuniu-se através de videoconferência, a Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta:

Doutores: Carlos Eduardo Tavares (UFU), Humberto Cunha de Oliveira (UFSC) e Ivan Nunes Santos, orientador da discente.

Iniciando os trabalhos o presidente da mesa, Dr. Ivan Nunes Santos, apresentou a Comissão Examinadora e a candidata, agradeceu a presença do público, e concedeu à discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação da discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos examinadores, que passaram a arguir a candidata. Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando a candidata:

APROVADA.

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre. O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme, foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Humberto Cunha de Oliveira, Usuário Externo**, em 14/11/2025, às 11:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ivan Nunes Santos, Professor(a) do Magistério Superior**, em 14/11/2025, às 11:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Eduardo Tavares, Professor(a) do Magistério Superior**, em 14/11/2025, às 11:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6861288** e o código CRC **6A7239AD**.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, Cátia e Itamar, cujo amor, dedicação e incentivo constantes foram fundamentais em cada etapa desta caminhada. Às minhas avós, Zulmira e Carmem (in memoriam), cuja presença afetuosa e exemplos de força permanecem vivos em meu coração. Aos meus amigos, em especial à Aline, que nunca deixou de me incentivar ou de me “cobrar” para que eu concluísse esta dissertação.

À minha psicóloga, Isadora, por seu inestimável apoio e escuta acolhedora desde os tempos de graduação, sustentando-me emocionalmente e ajudando-me a manter o equilíbrio necessário nos momentos mais desafiadores. Sou grata, também, à Universidade Federal de Uberlândia, a todo o corpo docente e aos funcionários, que me ofereceram uma formação sólida e um ambiente de aprendizado e pesquisa.

Estendo meu sincero agradecimento ao meu orientador, Ivan Nunes, por suas valiosas contribuições e orientações que me guiaram ao longo deste percurso acadêmico.

"Deixe tudo acontecer com
você, beleza e terror, apenas
continue, nenhum sentimento é
definitivo."

(RAINER RILKE, 1939)

RESUMO

O estudo investiga o desenvolvimento dos projetos de geração solar fotovoltaica no Brasil e no contexto internacional, abarcando as modalidades de Geração Centralizada, Geração Distribuída e, de forma especial, suas variantes híbridas com destaque para a complementaridade entre fontes hidrelétrica e solar. O trabalho revisa o estado da arte dos sistemas híbridos solar-hidrelétricos a partir de dados atualizados até o primeiro semestre de 2025, mapeando experiências nacionais e internacionais e evidenciando ganhos operacionais como a redução de evaporação em reservatórios, o aumento do fator de capacidade e a elevação da segurança energética. Analisa-se como políticas públicas, incentivos econômicos, tarifários e instrumentos de créditos de carbono influenciam a adoção dessas tecnologias, examinando os principais aspectos regulatórios que regem tanto a instalação de grandes usinas quanto a difusão de sistemas descentralizados e híbridos. Discutem-se tendências de mercado e projeções de crescimento da capacidade instalada, bem como lacunas nos marcos legais que podem limitar a consolidação de projetos híbridos, seja no compartilhamento de infraestrutura, nos processos de contabilização e liquidação de energia, ou nos trâmites de licenciamento ambiental. O trabalho demonstra que o licenciamento e a contabilização de energia híbrida ainda se encontram fragmentados entre diferentes órgãos, como ANEEL, ANA e Ibama, e carecem de regras específicas para o rateio de encargos e para o registro junto ao MRE. Como contribuição, a pesquisa organiza estatísticas dispersas, identifica lacunas normativas e propõe um marco integrado de outorga, leilões de complementaridade e incentivos financeiros de longo prazo, estruturando recomendações estratégicas que visam aprimorar o ambiente regulatório e fomentar a competitividade, a inovação e a sustentabilidade na geração híbrida. Os resultados reforçam que a modalidade hidrelétrica-solar configura uma alternativa viável e promissora para o desenvolvimento sustentável do setor elétrico brasileiro e para o avanço das energias renováveis no cenário global.

Palavras-chave: Hibridização; Complementaridade Hidrelétrica-Solar; Regulação; Energias Renováveis; Mercado de Energia; Sistemas Híbridos.

ABSTRACT

The study investigates the development of solar photovoltaic generation projects in Brazil and in the international context, encompassing Centralized Generation, Distributed Generation, and particularly their hybrid variants, with special emphasis on the complementarity between hydropower and solar sources. The work reviews the state of the art of solar-hydroelectric hybrid systems based on data updated through first semester of 2025, mapping both national and international experiences and highlighting operational gains such as reduced reservoir evaporation, increased capacity factors, and enhanced energy security. The analysis explores how public policies, economic and tariff incentives, and carbon credit instruments influence the adoption of these technologies, examining the main regulatory aspects governing both the installation of large-scale plants and the diffusion of decentralized and hybrid systems. Market trends and projections for installed capacity growth are discussed, as well as gaps in the legal and regulatory framework that may limit the consolidation of hybrid projects—whether in infrastructure sharing, energy accounting and settlement processes, or environmental licensing procedures. The study demonstrates that licensing and energy accounting for hybrid energy projects remain fragmented among different authorities, such as ANEEL, ANA, and IBAMA, and still lack specific rules for cost allocation and registration within the MRE framework. As a contribution, the research organizes dispersed statistics, identifies regulatory gaps, and proposes an integrated framework for licensing, complementary auctions, and long-term financial incentives, structuring strategic recommendations aimed at improving the regulatory environment and fostering competitiveness, innovation, and sustainability in hybrid generation. The results reinforce that the hydropower-solar hybrid modality is a viable and promising alternative for the sustainable development of the Brazilian electricity sector and for the advancement of renewable energies on a global scale.

Keywords: Hybridization; Hydropower-Solar Complementarity; Regulation; Renewable Energy; Energy Market; Hybrid Systems.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIRD	Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CTG	China Three Gorges (CTG Brasil)
DEWA	Dubai Electricity and Water Authority
EDP	Energias de Portugal
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand
EMAE	Empresa Metropolitana de Águas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERC	Energy Regulatory Commission (Tailândia)
GSR	<i>Global Status Report</i> (REN21)
GC	Geração Centralizada

GD	Geração Distribuída
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IEA	International Energy Agency
IHA	International Hydropower Association
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
2. ANÁLISE DA REGULAÇÃO VIGENTE – NORMAS E CLASSIFICAÇÕES DE GERAÇÃO	26
3. LEVANTAMENTO DE DADOS SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, CENTRALIZADA E HÍBRIDA: CAPACIDADE INSTALADA E IMPACTOS NO PANORAMA MUNDIAL E BRASILEIRO	49
4. CASOS DE SUCESSO E MELHORES PRÁTICAS DE FONTES HÍBRIDAS (SOLAR E HÍDRICA) E PANORAMA MUNDIAL DAS MODALIDADES.....	66
5. DISCUSSÕES E PROPOSIÇÕES: DESAFIOS E MELHORIA REGULATÓRIA PARA PROJETOS HÍBRIDOS (SOLAR E HÍDRICA) NO BRASIL	93
6. CONCLUSÃO.....	108
7. REFERÊNCIAS	112

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução Da Capacidade Instalada De Fontes Renováveis (2015-2025).....	12
Figura 2: Distribuição percentual da matriz elétrica brasileira em 2025.....	15
Figura 3:Linha do tempo da evolução regulatória da Geração Centralizada (GC), Geração Distribuída (GD) e Híbridos no Brasil	34
Figura 4: Panorama dos projetos híbridos solar-hídricos no Brasil: Capacidade operacional (Status) vs. projetos em desenvolvimento (Pipeline) em 2025.....	57
Figura 5: Comparação de Geração de Energia após a introdução de uma fonte híbrida.	71
Figura 6:Geração Mensal de Energia no Reservatório Tengeh (GWh).....	75
Figura 7: Evolução do nível do Reservatório e da Geração Fotovoltaica com Acionamento do Sistema Híbrido.	78
Figura 8: Curva Diária de Carga em Hatta Dam (EAU).	81

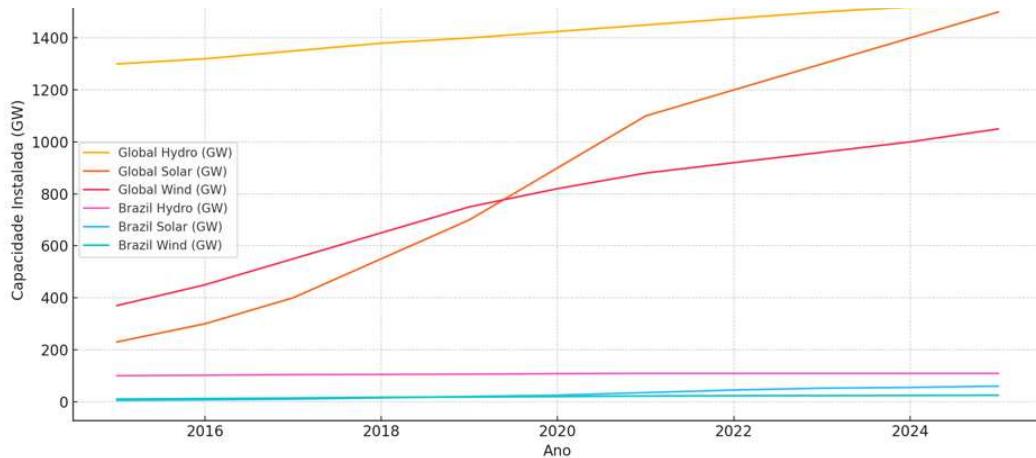
1. INTRODUÇÃO

O avanço das energias renováveis marcou definitivamente o cenário energético mundial entre 2024 e 2025. Segundo o *Renewable Capacity Statistics 2025* da *International Renewable Energy Agency* (IRENA), a capacidade global de fontes renováveis atingiu 4.448 GW ao final de 2024, um crescimento impulsionado pelo acréscimo recorde de 585 GW em apenas um ano, dos quais 452 GW corresponderam a novas instalações solares fotovoltaicas, elevando esse segmento para 1.858 GW globais (IRENA, 2025). Segundo a Figura 01, no mesmo período, a potência hidroelétrica global manteve-se como a segunda principal fonte renovável, somando 1.425 GW, enquanto a participação da energia eólica alcançou 1.016 GW, confirmando a tendência de diversificação das matrizes energéticas mundiais. A liderança do setor coube novamente à China, que encerrou 2024 operando cerca de 887 GW em solar e 436 GW em hidrelétrica, reforçando seu papel central tanto em escala industrial quanto em inovação tecnológica e regulatória (IRENA, 2025; NEA, 2025).

No contexto brasileiro, o ritmo de expansão também se manteve robusto. Em dezembro de 2024, a potência solar totalizava 52,2 GW, com 37,0 GW provenientes da geração distribuída e 15,2 GW de usinas centralizadas. Em março de 2025, esse valor avançou para 55,2 GW, equivalente a aproximadamente 22% da capacidade elétrica nacional, consolidando a solar como a segunda fonte mais relevante da matriz, atrás apenas da hídrica, que permanece estável em 109 GW, 44,5% da matriz instalada (ABSOLAR, 2025; ONS, 2025). Projeções da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) indicam que, considerando os empreendimentos já contratados e em construção, a capacidade fotovoltaica brasileira deve atingir cerca de 64,7 GW até dezembro de 2025, representando um crescimento de quase 25% em relação a 2024 (ABSOLAR, 2025; ONS, 2025).

Esse avanço é resultado da convergência de políticas públicas estáveis, redução contínua dos custos de instalação (CAPEX), ampliação das linhas de financiamento e um ambiente regulatório cada vez mais favorável, destacando-se a promulgação da Lei n.º 14.300/2022 e a atuação normativa da ANEEL (ANEEL, 2022; ANEEL, 2023). A ampla disponibilidade de radiação solar no território nacional e o fortalecimento da cultura de autoconsumo contribuíram para que a energia solar representasse, em 2024, cerca de 12,3% da energia elétrica efetivamente produzida no Brasil (EPE, 2025).

Figura 1 - Evolução Da Capacidade Instalada De Fontes Renováveis (2015-2025)



Fonte: IRENA (2025)

Nesse cenário de expansão, destaca-se especialmente a dinâmica acelerada da Geração Distribuída, modalidade definida no Brasil pela Lei nº 14.300/2022 como instalações elétricas com potência máxima de até 5 MW, destinadas principalmente ao atendimento do consumo próprio do produtor, seja no mesmo local ou remotamente por meio do sistema de compensação de créditos energéticos (ANEEL, 2022). A GD compreende sistemas fotovoltaicos instalados em telhados residenciais, comerciais, industriais e propriedades rurais, além de pequenos parques solares dedicados ao autoconsumo remoto ou compartilhado. Essa modalidade difere fundamentalmente da geração centralizada pela proximidade entre geração e consumo, reduzindo perdas na distribuição e proporcionando benefícios econômicos e ambientais diretos aos consumidores finais (ABSOLAR, 2025; ANEEL, 2025).

O arcabouço regulatório da GD no Brasil evoluiu significativamente a partir da publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que instituiu originalmente o mecanismo de compensação de energia elétrica (*net metering*). Com o crescimento exponencial da modalidade, tornou-se necessária uma legislação específica, culminando na promulgação da Lei nº 14.300, em janeiro de 2022. Essa lei consolidou as regras de acesso e compensação para microgeração (até 75 kW) e minigeração distribuída (até 5 MW), estabelecendo uma transição gradual para a cobrança da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD fio B), garantindo, contudo, a segurança jurídica e financeira tanto para consumidores-geradores quanto para as distribuidoras de energia elétrica (Brasil, 2022; ANEEL, 2022). A regulamentação foi complementada ao longo de 2023 e 2024,

com resoluções adicionais da ANEEL que detalham os critérios técnicos de conexão, medição e compensação energética, proporcionando maior clareza aos investidores e consumidores (ANEEL, 2023; ANEEL, 2024).

Como reflexo desse ambiente regulatório favorável e da contínua redução nos custos dos sistemas fotovoltaicos, o segmento de GD fotovoltaica alcançou, ao final de 2024, uma potência instalada de 37 GW, representando 67% do total solar nacional naquele ano. No primeiro trimestre de 2025, aproximadamente 300 mil novos consumidores aderiram ao sistema, acrescentando 2,15 GW, elevando a capacidade instalada acumulada para cerca de 38 GW, distribuídos entre 3,4 milhões de instalações e aproximadamente 5 milhões de consumidores ativos (ABSOLAR, 2025; ANEEL, 2025). Esse crescimento é impulsionado predominantemente pelos segmentos residencial e comercial, com significativo avanço também no setor rural, que percebe a geração distribuída como uma solução efetiva para redução de custos operacionais e independência energética.

Simultaneamente, a Geração Centralizada vem consolidando sua relevância na matriz elétrica brasileira. Definida como a modalidade de geração de energia elétrica em larga escala, a GC envolve empreendimentos conectados diretamente ao sistema de transmissão nacional, com potência superior a 5 MW, destinados prioritariamente à comercialização de energia elétrica nos mercados regulado ou livre (ANEEL, 2023). Essas usinas incluem grandes empreendimentos hidrelétricos, solares, eólicos e térmicos, operando sob uma regulamentação diferenciada e mais rigorosa devido à sua escala, impactos ambientais e infraestrutura necessária para conexão e integração ao Sistema Interligado Nacional (ONS, 2025; ANEEL, 2024).

Historicamente, a regulamentação da GC no Brasil estruturou-se principalmente a partir da Lei nº 10.848/2004 e do Decreto nº 5.163/2004, que organizaram o setor elétrico nacional em dois ambientes distintos de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre. No ACR, os empreendimentos de GC têm a energia comercializada através de leilões públicos, com contratos de longo prazo (15 a 25 anos), promovendo previsibilidade tarifária para consumidores cativos. No ACL, geradores comercializam diretamente com consumidores livres ou especiais por meio de contratos bilaterais, com condições comerciais negociadas livremente entre as partes (MME, 2024; CCEE, 2024).

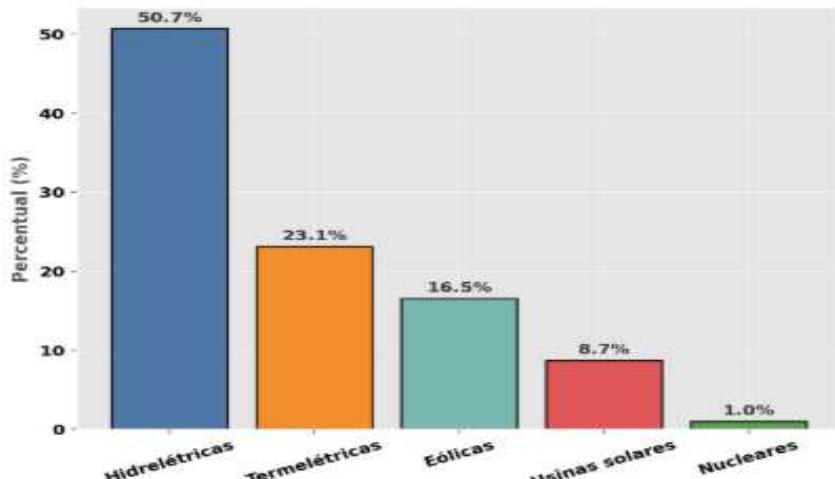
A partir de 2022, com a edição da Portaria MME nº 52/2022, o governo federal passou a incorporar oficialmente projetos híbridos e solares especificamente nos leilões de

capacidade e energia, ampliando a diversidade tecnológica e reconhecendo explicitamente os benefícios dos empreendimentos solares centralizados na segurança energética nacional. Adicionalmente, a Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021, complementada pela Resolução nº 1.068/2023, regulamentou claramente os empreendimentos híbridos na geração centralizada, permitindo o compartilhamento de infraestrutura elétrica entre fontes solares e hidrelétricas, otimizando custos de transmissão e aumentando a eficiência global das plantas híbridas (ANEEL, 2021; ANEEL, 2023).

Em março de 2025, o parque de geração centralizada brasileiro atingiu 209,9 GW de potência instalada total, distribuídos entre 103,2 GW provenientes de grandes hidrelétricas, 33,74 GW eólicos, 47,07 GW térmicos, 17,67 GW solares fotovoltaicos e 1,99 GW nucleares (ONS, 2025). Esse cenário demonstra claramente a relevância da GC fotovoltaica como elemento estratégico para diversificação da matriz, reduzindo a dependência hídrica e térmica e aumentando a segurança operacional. Porém, a rápida expansão também traz desafios regulatórios e operacionais, especialmente relacionados ao *curtailment* solar imposto pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) à empreendimentos do tipo GC, que alcançou uma média de 17,1% entre abril de 2024 e março de 2025 devido à insuficiência de capacidade de transmissão em determinados períodos e regiões, destacando a necessidade urgente de expansão e modernização da infraestrutura elétrica (ONS, 2025). Essas duas modalidades, GD e GC, interagem estrategicamente para formar uma matriz energética mais robusta, diversificada e sustentável, alinhada às tendências internacionais e à transição energética global, posicionando o Brasil como um protagonista no contexto mundial das energias renováveis.

Além disso, o avanço da geração solar fotovoltaica em larga escala reforça a importância da integração entre planejamento energético e expansão da rede de transmissão. É possível observar na Figura 02 a elevada concentração de usinas em regiões de alto potencial solar, como o Nordeste, evidenciando um descompasso entre a velocidade de implantação dos projetos e a disponibilidade de infraestrutura para escoar a energia gerada. Esse cenário exige não apenas investimentos em linhas de transmissão, mas também o desenvolvimento de soluções tecnológicas, como sistemas de armazenamento em baterias e mecanismos de resposta da demanda, capazes de mitigar os impactos do *curtailment* e aumentar a flexibilidade operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Figura 2-Distribuição percentual da matriz elétrica brasileira em 2025



Fonte: (ANEEL, 2025)

Entretanto, o contexto de expansão de fontes renováveis traz questionamentos sobre variabilidade e intermitência: a fonte solar, por exemplo, depende da disponibilidade diária e sazonal de radiação. Já a hídrica, embora mais consolidada, enfrenta períodos de escassez hídrica e competição pelo uso da água (abastecimento e irrigação), o que pode comprometer o desempenho das usinas (CARVALHO; SILVA; ALMEIDA, 2021; MME, 2024). Esse cenário reforça a importância de soluções que otimizem o uso dos recursos energéticos, viabilizando um sistema mais resiliente e confiável. Nesse sentido, a hibridização de fontes, combinação de mais de uma tecnologia em um mesmo local, vem ganhando destaque (BELUCO, 2001; EPE, 2018). A possibilidade de integrar usinas hidrelétricas e sistemas fotovoltaicos tem o potencial de ampliar a oferta de energia renovável, atenuar a variabilidade das fontes intermitentes e maximizar o aproveitamento das linhas de transmissão existentes (ANEEL, 2021). Essa complementaridade hídrico-solar permite reduzir a pressão sobre os reservatórios em períodos de alta insolação, minimizando riscos de crise hídrica, ao mesmo tempo em que a disponibilidade de água compensa os horários de menor radiação (EPE, 2023; Sunlution, 2024).

A combinação dessas fontes é apontada como estratégia-chave para sustentar o avanço brasileiro rumo à descarbonização da matriz elétrica e à redução da dependência de fontes fósseis, em consonância com as metas climáticas internacionais (COP28, 2024; MME, 2025).

Apesar das vantagens, a implementação de centrais geradoras híbridas ainda enfrenta desafios de definição regulatória, licenciamento ambiental e viabilidade econômica. A

instalação de painéis solares flutuantes sobre reservatórios, por exemplo, requer estudos específicos para avaliar possíveis impactos sobre a fauna, a flora aquática e os usos múltiplos do recurso hídrico (IBAMA, 2022; CONAMA, 1997). Além disso, é necessário esclarecer os procedimentos de outorga adicionais quando se adiciona outra fonte a uma usina já existente, bem como as metodologias de contabilização de energia no Mecanismo de Realocação de Energia (ANEEL, 2017; CCEE, 2022).

Nesse esforço de regulamentação, a Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021 introduziu parâmetros para as usinas híbridas e associadas, diferenciando-as pelo compartilhamento de infraestrutura e a forma de medição (ANEEL, 2024). Entre os benefícios práticos dessas plantas, destacam-se, o melhor aproveitamento da capacidade de transmissão; a redução de custos de conexão e uso de terrenos, maior eficiência na gestão operacional e a complementaridade na geração e menor ociosidade do sistema (EPE, 2018; MME, 2024).

O armazenamento de energia também se mostra crucial para dar suporte às fontes intermitentes, principalmente em cenários de menor disponibilidade hídrica. Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) podem funcionar como baterias de grande escala, armazenando excedentes de geração solar ou eólica para uso posterior e aumentando a confiabilidade.

A consolidação das fontes renováveis complementares (ERC) e dos sistemas híbridos requer o aperfeiçoamento de marcos legais e incentivos econômicos. O custo inicial de usinas renováveis, sobretudo as que adotam tecnologias ainda em evolução, pode ser elevado, exigindo linhas de crédito acessíveis e mecanismos que reduzam riscos, como garantia de compra de energia (PPAs) ou leilões específicos (ANEEL, 2023; BNDES, 2022). As políticas energéticas brasileiras, historicamente, têm definido metas de expansão das fontes limpas, mas a variabilidade intrínseca das ERC demanda regulação clara para acesso à rede, compartilhamento de infraestrutura e definição de responsabilidade pelos custos de expansão (EPE, 2024; Lei nº 14.300/2022).

Essas medidas permitem atrair diferentes perfis de investidores, fomentando a competição e reduzindo custos de geração ao longo do tempo. Além do arcabouço regulatório, existem aspectos financeiros e tributários que afetam a competitividade das fontes renováveis. Isenções de impostos, créditos de carbono e políticas de abatimento na conta de energia são exemplos de incentivos adotados para acelerar a adoção das energias solar e hídrica, isoladas ou em sistemas híbridos (ANEEL, 2022; MME, 2024).

As fontes híbridas de geração de energia, combinando sistemas solares fotovoltaicos e hidrelétricos, têm ganhado destaque em diversas partes do mundo devido à sua capacidade de complementariedade e eficiência. A integração dessas tecnologias permite aproveitar a variabilidade sazonal e diária das duas fontes: enquanto a geração hidrelétrica é mais abundante durante períodos de chuvas, a solar apresenta maior desempenho em épocas de estiagem, criando um sistema mais estável e resiliente. Países como China, Brasil e Estados Unidos têm implementado projetos híbridos em larga escala, maximizando o uso de infraestruturas existentes, como reservatórios de hidrelétricas, para instalação de placas solares flutuantes, reduzindo custos e impactos ambientais (IRENA, 2024). Esses sistemas híbridos têm se mostrado promissores não apenas para atender às metas globais de transição energética, mas também para diversificar a matriz elétrica e assegurar a segurança energética em regiões vulneráveis às mudanças climáticas (IEA, 2024).

A trajetória de expansão da energia fotovoltaica no Brasil, aliada à consolidação histórica da hidrelétricidade, sinaliza um cenário propício para a adoção de sistemas híbridos. Estudos da Sunlution (2024) apontam para a possibilidade de aportar R\$ 76 bilhões em investimentos e criar cerca de 475 mil empregos em um intervalo de 10 anos, apenas com projetos que combinem diferentes fontes renováveis. A experiência de outros países (e.g., China, Estados Unidos e Índia) reforça que a hibridização pode otimizar o uso de linhas de transmissão, reduzir emissões e promover maior flexibilidade no despacho energético (IRENA, 2023; IEA, 2022).

Apesar do grande potencial, a materialização dos benefícios dessa integração depende de ajustes regulatórios, avanços tecnológicos e modelos de negócios que considerem as particularidades de cada região. A instalação de painéis solares em hidrelétricas a fio d'água, por exemplo, exige ponderações distintas das aplicáveis a hidrelétricas com grandes reservatórios. Além disso, projetos híbridos de menor escala (GD-híbrida) podem contribuir para a segurança energética de comunidades isoladas, mas demandam linhas de financiamento específicas e regulamentação adaptada a micro ou minigeração (ANEEL, 2023; ABGD, 2024).

Em suma, a evolução do setor elétrico brasileiro passa necessariamente pela adoção de diferentes estratégias de geração, seja centralizada, distribuída ou híbrida. As regulações recentes, como a Lei nº 14.300/2022 e a Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021, fornecem base legal para a expansão da GD e da hibridização. Contudo, lacunas ainda

persistem, sobretudo no que tange à contabilidade de energia, ao licenciamento ambiental e ao rateio de custos de transmissão e distribuição (ANEEL, 2021; EPE, 2022). A expectativa é que, com a convergência de esforços de pesquisa, inovação tecnológica e aprimoramento institucional, o país consolide um modelo robusto, competitivo e renovável, contribuindo para a transição energética global e para o desenvolvimento sustentável em âmbito nacional.

Diante disso, este trabalho visa analisar o atual panorama da geração solar no Brasil e no mundo, investigando as modalidades de Geração Centralizada, Geração Distribuída e suas variantes híbridas, por meio da avaliação do papel das políticas públicas e marcos regulatórios na promoção dessas fontes e por fim propor recomendações para o aprimoramento do ambiente de negócio e regulação, visando à expansão sustentável das fontes renováveis. Apesar dos avanços, desafios regulatórios e operacionais persistem.

Entre abril de 2024 e março de 2025, o ONS, conforme já mencionado, impôs um *curtailment* médio de 17,1% à geração das usinas solares centralizadas, forçando maior despacho hidráulico para compensação da energia não injetada (ONS, 2025). Além disso, a governança setorial permanece fragmentada entre ANEEL, ANA, IBAMA e órgãos estaduais, resultando em processos de licenciamento que frequentemente ultrapassam 960 dias e criam insegurança para cerca de 12 GW de projetos híbridos em análise (IBAMA, 2025). O reconhecimento formal das usinas híbridas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ainda encontra obstáculos na contabilização da garantia física no MRE e na harmonização da outorga fotovoltaica sobre concessões hidráulicas pré-existentes (ANEEL, 2024).

Nesse contexto, destaca-se a importância de ajustes regulatórios, como a criação de um marco integrado de outorga e licenciamento, a revisão dos critérios de *curtailment* e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão compartilhada, além de incentivos financeiros diferenciados, incluindo linhas de crédito estendidas, isenções tributárias temporárias e leilões temáticos para arranjos híbridos (MME, 2025; BNDES, 2025).

A superação desses entraves será decisiva para consolidar os sistemas híbridos solar-hidrelétricos como vetor estratégico para a expansão sustentável e resiliente do setor elétrico brasileiro, além de permitir que o país mantenha protagonismo internacional em inovação, integração de renováveis e descarbonização da matriz energética. A ênfase recaiu, sobretudo, na complementaridade entre hidrelétricas e usinas fotovoltaicas, tendo

em vista o expressivo potencial hídrico nacional e o rápido avanço dos sistemas solares (MME, 2024; EPE, 2023).

1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é realizar uma análise crítica, aprofundada e comparativa das modalidades de geração solar fotovoltaica no Brasil, abrangendo a Geração Centralizada, a Geração Distribuída e, com ênfase especial, os sistemas híbridos integrados à fonte hidrelétrica. Para tanto, a pesquisa investiga, de forma sistemática, a regulamentação vigente e as possibilidades de seu aperfeiçoamento, considerando as dinâmicas de mercado, as perspectivas futuras do setor e os desafios enfrentados pelos projetos de geração solar tanto em âmbito nacional quanto internacional. O estudo examina como políticas públicas, marcos legais e incentivos econômicos influenciam a expansão das energias renováveis, identificando lacunas normativas, entraves técnico-econômicos e oportunidades de mercado que afetam o desenvolvimento dessas modalidades. No desenvolvimento da pesquisa, integra-se uma revisão bibliográfica detalhada sobre a hibridização de fontes, com ênfase na complementaridade entre as gerações hidrelétrica e solar, avaliando os principais benefícios e limitações associados a esses arranjos. Exemplos desses benefícios incluem o incremento do fator de capacidade e a mitigação de emissões de gases de efeito estufa, além da análise dos desafios relacionados à utilização das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional e aos processos de contabilização e liquidação da energia gerada por usinas híbridas. Dessa forma, quantificando tais impactos a partir da análise de dados recentes do setor e, a partir desse diagnóstico, é possível propor diretrizes regulatórias integradas e recomendações estratégicas para viabilizar a expansão sustentável dessas soluções. Por fim, pretende-se oferecer contribuição técnicas e regulatórias ao setor elétrico brasileiro e contribuir com referências e boas práticas que possam ser adaptadas a outros contextos internacionais em prol do avanço sustentável da matriz energética.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para alcançar o objetivo geral proposto, os objetivos específicos desta pesquisa são:

- Realizar um levantamento abrangente do panorama atual da geração solar fotovoltaica no Brasil e no cenário internacional, distinguindo as particularidades das modalidades de Geração Centralizada e Geração Distribuída, bem como detalhando a evolução de projetos híbridos de grande porte e de pilotos nacionais finalizados até o primeiro trimestre de 2025. Essa etapa incluirá uma análise comparativa das práticas

regulatórias e de mercado adotadas em diferentes países, evidenciando tendências que influenciam a adoção, o desempenho e a expansão desses modelos, com especial atenção ao impacto do arcabouço regulatório vigente sobre a viabilidade e o crescimento dos projetos de geração solar.

- Analisar, sob uma perspectiva jurídico-institucional e regulatória, o papel das políticas públicas brasileiras e internacionais na promoção e no desenvolvimento de projetos de geração solar, considerando incentivos fiscais, mecanismos de precificação de carbono, instrumentos tarifários e modelos de contratação por leilões. Essa análise englobará a comparação entre legislações, decretos e resoluções nacionais, como a Lei nº 14.300/2022, as Resoluções Normativas da ANEEL e portarias do Ministério de Minas e Energia e políticas internacionais que impulsionam a complementaridade entre fontes, especialmente solar e hidrelétrica.
- Avaliar detalhadamente os desafios técnicos, econômicos, ambientais e regulatórios que limitam a adoção e a expansão de arranjos híbridos, com ênfase em questões como *curtailment* fotovoltaico, rateio da TUST, procedimentos de contabilização no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), licenciamento ambiental junto a órgãos como ANEEL, ANA e Ibama, além do financiamento de soluções energéticas para comunidades isoladas. O objetivo é compreender como barreiras técnicas e financeiras impactam a implementação e a sustentabilidade dos projetos híbridos, bem como de que maneira a regulamentação pode mitigar ou intensificar tais desafios.
- Examinar as perspectivas futuras do mercado de geração fotovoltaica no Brasil e no mundo, considerando os impactos das regulamentações sobre a competitividade do setor em relação a outras fontes energéticas, a adoção de tecnologias emergentes, como módulos flutuantes, sistemas de armazenamento (BESS), hidrogênio verde e redes inteligentes e as projeções de crescimento da capacidade instalada, com destaque para o papel da hibridização das fontes no incremento da eficiência e da segurança energética. Essa análise também identificará oportunidades e ameaças decorrentes das mudanças regulatórias, das inovações tecnológicas e das transformações nos modelos de negócios do setor elétrico.
- Propor recomendações estratégicas para o aprimoramento do ambiente regulatório e de mercado, visando à otimização do desenvolvimento sustentável e à expansão dos projetos de geração solar, especialmente em modalidades híbridas que integrem

GC e GD. Essas recomendações contemplarão sugestões para a revisão de procedimentos de outorga e licenciamento, partilha eficiente das tarifas de uso do sistema de transmissão, aprimoramento dos instrumentos de contratação de energia e adaptação dos mecanismos de incentivos públicos. Busca-se, assim, contribuir para um ambiente mais favorável à inovação, competitividade, segurança energética e descarbonização da matriz elétrica brasileira, além de oferecer subsídios para a adoção de boas práticas em contextos internacionais.

1.3 METODOLOGIA

A metodologia adotada nesta pesquisa combina uma abordagem teórica e aplicada para investigar, de modo crítico e comparativo, o marco regulatório dos sistemas híbridos solar-hídricos no Brasil, com ênfase no período de 2024 e 2025 e na comparação com experiências internacionais. O estudo será desenvolvido em etapas interligadas, articulando revisão de literatura, análise documental, levantamento de dados setoriais e aplicação de ferramentas computacionais para organização, tratamento estatístico e visualização dos resultados, permitindo uma compreensão aprofundada do ambiente regulatório e de suas repercussões técnicas e econômicas.

A delimitação da análise à hibridização entre hidrelétricas e sistemas solares fotovoltaicos decorre de uma decisão metodológica fundamentada na relevância estratégica dessas fontes para o setor elétrico brasileiro. As usinas hidrelétricas, por representarem historicamente a maior parcela da matriz elétrica nacional, e a energia solar, que se consolida como a fonte de maior expansão nos últimos anos, oferecem uma combinação singular para a investigação de sinergias e desafios regulatórios. Assim, o recorte adotado justifica-se tanto pelo impacto estrutural dessas fontes na configuração atual da matriz quanto pela pertinência acadêmica de explorar um arranjo híbrido que articula a tecnologia consolidada com aquela em franca expansão. Outras formas de hibridização, embora reconhecidas como relevantes, não foram aprofundadas neste trabalho por apresentarem menor expressão relativa no contexto brasileiro contemporâneo.

A primeira etapa consiste em uma revisão sistemática da literatura nacional e internacional, envolvendo artigos científicos, dissertações, teses, publicações técnicas, relatórios institucionais e documentos normativos oficiais, com o objetivo de mapear o estado da arte dos sistemas híbridos e identificar os instrumentos legais, as resoluções, portarias e mecanismos de incentivo que orientam a geração centralizada, distribuída e híbrida no Brasil e no exterior. Serão privilegiadas fontes regulatórias nacionais, como a

REN ANEEL nº 954/2021, a REN ANEEL nº 1.068/2023, a Lei nº 14.300/2022 e a Portaria MME 52/2022, além de resoluções da CCEE, documentos da Empresa de Pesquisa Energética e análises do Operador Nacional do Sistema Elétrico. O levantamento normativo internacional se concentrará em experiências consolidadas na Europa, América do Norte e Ásia, permitindo identificar padrões, desafios e estratégias regulatórias bem-sucedidas em outros mercados.

Em seguida, será realizada uma análise documental e quantitativa dos dados setoriais mais recentes, abrangendo o período de 2024 até o primeiro trimestre de 2025. O levantamento contemplará informações oficiais sobre potência instalada, incidência de *curtailment*, impacto sobre a economia hídrica, redução de emissões de CO₂ e variações no fator de capacidade nas principais regiões brasileiras, conforme detalhado no artigo-base. Serão também examinados dados relativos a projetos híbridos já implementados, pilotos concluídos e ao portfólio de projetos em análise no país, considerando as principais restrições técnicas, operacionais e de mercado identificadas pelo ONS, ANEEL e CCEE. Estes dados serão complementados por estatísticas de desempenho econômico, custos de integração, indicadores de sustentabilidade e parâmetros tarifários, evidenciando as barreiras regulatórias e operacionais que ainda persistem no setor.

A etapa de análise contará com o uso de ferramentas computacionais e softwares de processamento de dados, com destaque para o desenvolvimento de rotinas em Python, utilizando bibliotecas como *Pandas* e *Matplotlib*. Essas ferramentas permitirão organizar, tratar e visualizar os resultados de maneira sistemática, viabilizando procedimentos estatísticos descritivos, análises comparativas e a construção de gráficos e painéis ilustrativos. A avaliação objetiva dos benefícios e limitações dos arranjos híbridos, a identificação dos entraves normativos e a quantificação dos ganhos sistêmicos, como a redução da evaporação dos reservatórios, a economia financeira, a mitigação do uso de geração térmica e o potencial de elevação do fator de capacidade, será realizada de forma integrada e comparativa.

Simultaneamente, serão examinadas as particularidades dos modelos de geração centralizada, com foco em projetos de grande escala e nos parâmetros que asseguram sua viabilidade, bem como da geração descentralizada, abordando as condições para implementação em nível distribuído, os mecanismos de compensação e os desafios para a integração com o Sistema Interligado Nacional. A análise dará especial destaque aos arranjos híbridos, permitindo comparar as diferentes modalidades de geração fotovoltaica

e avaliar sua inserção no contexto regulatório brasileiro. O estudo comparativo entre o contexto nacional e o internacional permitirá identificar boas práticas e estratégias regulatórias eficazes que possam ser adaptadas para o cenário brasileiro.

O trabalho realizará ainda uma análise comparativa aprofundada entre o marco regulatório brasileiro e os modelos internacionais de referência para sistemas híbridos, considerando mecanismos de outorga, licenciamento, rateio de tarifas, garantias físicas e critérios para contabilização no Mecanismo de Realocação de Energia. Serão avaliados também os instrumentos de governança interinstitucional, a harmonização de competências entre ANEEL, ANA, IBAMA e órgãos estaduais, bem como a introdução de leilões temáticos, incentivos tarifários diferenciados, contratos de longo prazo e instrumentos de financiamento voltados à expansão sustentável dessas soluções no Brasil.

Por fim, os desafios contemporâneos, como a fragmentação regulatória, a morosidade nos processos de licenciamento, a insegurança jurídica para projetos híbridos e os efeitos da governança setorial sobre o ambiente de negócios, serão discutidos com base em evidências concretas, dados recentes do setor e recomendações extraídas do artigo-base e das melhores práticas internacionais. Com base nas análises normativas, estatísticas e comparativas desenvolvidas, serão propostas recomendações estratégicas para a otimização do marco regulatório brasileiro, contribuindo para a formulação de políticas públicas, a atualização dos instrumentos de incentivo e a promoção de um ambiente regulatório mais favorável à inovação, à sustentabilidade e à expansão da energia solar integrada à matriz hidrelétrica nacional.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está estruturado em capítulos que promovem o desenvolvimento lógico e integrado dos temas regulatórios, tecnológicos e de mercado inerentes à geração fotovoltaica, seja centralizada, descentralizada ou híbrida.

No primeiro capítulo, apresenta o contexto da pesquisa, enfatizando a importância estratégica da energia solar e das soluções híbridas para a descarbonização da matriz elétrica brasileira e mundial. Expõe os objetivos geral e específicos, justifica a escolha do tema e aborda a relevância do estudo diante dos desafios e oportunidades observados no setor entre 2024 e 2025. Além disso, apresenta as motivações do trabalho para a análise do ambiente regulatório que permeia os sistemas híbridos e os projetos fotovoltaicos. Este capítulo também aborda a relevância no contexto atual da transição energética e as contribuições esperadas para o setor de energia renovável.

O segundo capítulo aprofunda a análise do arcabouço regulatório vigente, discutindo os principais instrumentos normativos, incentivos e resoluções que orientam a implementação das usinas híbridas e dos sistemas fotovoltaicos. São examinados os dispositivos da ANEEL, EPE, CCEE e Ministério de Minas e Energia, bem como as classificações aplicáveis às modalidades de geração centralizada e descentralizada, evidenciando desafios como *curtailment*, licenciamento ambiental e rateio de tarifas. Ademais, este capítulo aborda as classificações específicas aplicáveis à geração centralizada e descentralizada fotovoltaica, evidenciando as particularidades, os desafios e os incentivos fiscais, tarifários e de créditos de carbono associados a cada modalidade. A discussão incluirá uma comparação entre as regulamentações brasileiras e internacionais, destacando as melhores práticas e os aprendizados que podem ser adaptados para o contexto nacional.

No terceiro capítulo, concentra-se no levantamento de dados e análise quantitativa e qualitativa dos projetos fotovoltaicos e híbridos em operação e desenvolvimento no Brasil e no exterior. São apresentadas informações sobre capacidade instalada, desempenho operacional, economia hídrica, redução de emissões, impactos econômicos, incidência de *curtailment* e fatores de capacidade em diferentes regiões do país. Essa etapa envolve a utilização de fontes secundárias, como relatórios institucionais, bancos de dados governamentais e publicações acadêmicas, para compilar dados relevantes. A análise incluirá métricas de desempenho, indicadores de sustentabilidade e avaliações econômicas, permitindo uma compreensão detalhada dos efeitos práticos das políticas públicas e dos instrumentos normativos. A comparação com dados internacionais permitirá identificar tendências globais e avaliar a posição do Brasil no cenário mundial de energia renovável.

O quarto capítulo dedica-se à análise de casos práticos e melhores práticas, tanto no mercado brasileiro quanto no internacional. São examinados dados fornecidos por agências reguladoras e utilizados métodos computacionais para organização e ilustração dos resultados, com gráficos que demonstram o sucesso da integração solar-hídrica em cenários regulatórios distintos. Essa análise permite avaliar de maneira objetiva os ganhos sistêmicos, como a redução de até 12% na evaporação de reservatórios, a diminuição de 0,28 Mt CO₂ anuais e os ganhos econômicos associados à mitigação do uso de geração térmica, conforme evidenciado nos dados recentes de 2024 e 2025. A partir desse conjunto de informações, foi desenvolvida uma rotina em *Python* com biblioteca

Matplotlib para organizar, processar e ilustrar os resultados por meio de gráficos e estatísticas descritivas. Dessa forma, foi possível identificar, de maneira objetiva, como a combinação de usinas hidrelétricas e fontes fotovoltaicas pode potencializar a eficiência energética, reduzir custos de conexão e aprimorar a confiabilidade do fornecimento. A abordagem comparativa realizada, com a utilização de dados oficiais, permite observar, de forma sistematizada, em que medida a implementação de arranjos híbridos fotovoltaicos e hidrelétricos contribui para o sucesso dos projetos em diferentes cenários regulatórios.

O quinto capítulo destina-se à discussão crítica dos desafios identificados, à apresentação das recomendações estratégicas para aprimoramento do ambiente regulatório e ao debate sobre as propostas para simplificação dos processos de outorga e licenciamento, implementação de leilões temáticos, incentivos financeiros e mecanismos para fortalecer a governança setorial. Baseando-se nas análises anteriores, este capítulo debate as limitações e os entraves que dificultam a expansão dos projetos híbridos e dos sistemas fotovoltaicos, sugerindo caminhos para a adaptação das políticas públicas e dos mecanismos de incentivo. Serão abordadas questões como a burocracia regulatória, a necessidade de harmonização entre diferentes órgãos governamentais, e a importância de incentivos financeiros mais robustos. As recomendações incluirão propostas para simplificar processos regulatórios, aumentar a transparência nas consultas públicas e incentivar a inovação tecnológica por meio de parcerias público-privadas. Destacam-se a necessidade de uma plataforma digital integrada e a atuação de uma comissão interinstitucional permanente para coordenação e padronização das exigências regulatórias entre ANEEL, ANA e IBAMA.

Por fim, o último capítulo sintetiza os principais resultados da pesquisa, ressaltando a viabilidade técnica e econômica dos modelos de geração centralizada e descentralizada fotovoltaica e das usinas híbridas. As conclusões destacam as contribuições do estudo para o avanço do conhecimento na área, apontam as implicações para o desenvolvimento sustentável do setor elétrico brasileiro e internacional, e sugerem direções para pesquisas futuras. Este capítulo enfatiza a necessidade de uma contínua revisão e aprimoramento do ambiente regulatório frente aos desafios da transição energética, destacando a importância de um marco regulatório adaptável e resiliente para sustentar o crescimento das energias renováveis.

2. REGULAÇÃO VIGENTE – NORMAS E CLASSIFICAÇÕES DE GERAÇÃO

O presente capítulo apresenta a regulação aplicável à geração de energia renovável no Brasil, com foco na complementariedade entre as fontes solar fotovoltaica e hidrelétrica. A ênfase na hibridização entre usinas hidrelétricas e sistemas solares fotovoltaicos resulta de um recorte metodológico baseado na relevância dessas fontes no contexto brasileiro: as hidrelétricas, que historicamente sustentam a maior parcela da matriz elétrica nacional, e a energia solar, que se destaca como a fonte de maior expansão. Outras combinações híbridas, embora relevantes, não foram aprofundadas neste estudo por apresentarem menor representatividade no cenário atual.

Dessa forma, discute-se tanto a Geração Centralizada quanto a Geração Distribuída, apresentando o arcabouço legal e regulatório, principais leis, decretos e resoluções, além de mudanças legislativas recentes. Além disso, são abordados os fatores que incentivam a adoção de soluções híbridas como complementaridade sazonal, otimização de infraestrutura e segurança energética, bem como os desafios e oportunidades dessas configurações.

Examina-se também o ambiente regulatório para implantação de projetos, desde o licenciamento ambiental e a outorga pela Agência Nacional de Energia Elétrica, até os mecanismos de contratação e comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada e no Ambiente de Contratação Livre. São descritas as modalidades de GC, GD e híbridas, evidenciando requisitos técnicos, capacidade instalada e vantagens e limitações. Além disso, explora-se o funcionamento do Sistema Interligado Nacional e a contabilização de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, contemplando medição, liquidação financeira e alocação de créditos.

2.1 CLASSIFICAÇÃO DAS FONTES E MODALIDADES DE GERAÇÃO

A classificação das fontes de energia e modalidades de geração decorre de aspectos técnicos e regulatórios, além de refletir a forma como a energia é injetada na rede e comercializada. Neste item, é apresentado de forma sintética e fundamentada, as características das diferentes categorias de geração, com base nas definições consolidadas em legislações, resoluções e na literatura técnica.

2.1.1 Geração Centralizada

A GC caracteriza-se por grandes empreendimentos que injetam energia elétrica em alta tensão, usualmente no Sistema de Transmissão, seguindo o modelo instituído pela Lei nº

10.848/2004, que reorganizou o setor elétrico brasileiro e estabeleceu dois ambientes de contratação (regulado e livre). Nesse âmbito, enquadram-se a maioria das usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares de grande porte do país, formando o alicerce responsável por atender a maior parcela da demanda nacional de eletricidade. De acordo com dados publicados pela Empresa de Pesquisa Energética em 2024, a capacidade instalada brasileira alcançou aproximadamente 190 GW, com mais de 70% desse montante oriundo de empreendimentos de grande escala. Em março de 2025, a capacidade instalada total da geração centralizada no Brasil era de aproximadamente 209,9 GW, sendo composta por 103,2 GW de grandes hidrelétricas, 47,07 GW de termelétricas, 33,74 GW de eólicas, 17,67 GW de solares fotovoltaicas e 1,99 GW de nucleares.

Projeções constantes no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2032) indicam que, até 2032, a oferta poderá ultrapassar 220 GW, reforçando o papel de destaque da GC como sustentáculo da segurança energética e da diversificação da matriz elétrica.

No que diz respeito ao arcabouço regulatório, a Lei nº 10.848/2004 foi um marco ao promover a reestruturação do setor, definindo tanto a forma de contratação da energia elétrica quanto a organização dos agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Nesse contexto, os projetos de Geração Centralizada podem optar pelo Ambiente de Contratação Regulada, no qual são firmados contratos de longo prazo com as distribuidoras por meio de leilões periódicos organizados pelo Governo Federal, ou pelo Ambiente de Contratação Livre, em que a negociação se dá diretamente com consumidores livres e especiais. Essa estrutura dual, aliada a mecanismos de fiscalização e incentivo promovidos pelo Ministério de Minas e Energia e pela Agência Nacional de Energia Elétrica, garante o equilíbrio entre segurança de suprimento, competição e modicidade tarifária (ANEEL, 2024). O marco regulatório da GC tem origem na Lei nº 10.848/2004 e no Decreto nº 5.163/2004, responsáveis pela reorganização do setor elétrico nacional em ambientes distintos de comercialização, definindo claramente as responsabilidades de geração, transmissão e distribuição. Essa estrutura regulatória foi reforçada pela Portaria MME nº 52/2022, que introduziu a possibilidade de participação de projetos híbridos nos leilões de capacidade e energia, e pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.068/2023, que regulamenta especificamente as Centrais Geradoras Híbridas, esclarecendo aspectos de outorga, medição e uso compartilhado da infraestrutura de transmissão.

Ainda no que se refere à Lei nº 10.848/2004, cabe observar que ela estabeleceu premissas fundamentais para o funcionamento do mercado de energia no país, como a separação entre as atividades de geração, transmissão e distribuição, e a obrigatoriedade de leilões públicos para contratação de nova capacidade de geração no ACR. Além disso, ao prever a possibilidade de os geradores comercializarem energia livremente com grandes consumidores, a lei fomentou a expansão de grandes usinas renováveis, sobretudo eólicas e solares, cuja competitividade tem aumentado em razão da progressiva redução dos custos de implantação. Essa confluência regulatória permitiu a consolidação de um ambiente propício ao investimento e ao planejamento de longo prazo, fator decisivo para o robustecimento da GC no território brasileiro (EPE, 2024).

Do ponto de vista técnico e operacional, a conexão dos empreendimentos de GC ao Sistema Interligado Nacional envolve a implantação ou ampliação de subestações de alta tensão, bem como o desenvolvimento de linhas de transmissão capazes de transportar grandes blocos de energia a longas distâncias, além do aproveitamento da infraestrutura já existente. Esse processo é coordenado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, que atua no planejamento da operação e na supervisão em tempo real do SIN, assegurando o equilíbrio entre geração e consumo (ONS, 2025). Para tanto, são realizados estudos de fluxo de carga, análise de contingências e avaliação de estabilidade, buscando verificar a capacidade da rede de absorver a potência adicional sem comprometer a confiabilidade do sistema.

Além dos aspectos técnicos de transmissão, a engenharia da GC também abrange a implantação de sistemas de automação e controle que permitem a supervisão remota das usinas, otimizando a operação e a manutenção dos equipamentos. Nesse contexto, tecnologias de medição avançada e de telecomunicação favorecem a integração em larga escala de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica e a eólica, cuja intermitência exige respostas mais dinâmicas do sistema de controle. O avanço de soluções em subestações digitais e redes inteligentes tem possibilitado, assim, ganhos significativos em eficiência operacional e redução de custos, consolidando a GC como um pilar fundamental na expansão sustentável do setor elétrico brasileiro (EPE, 2023).

2.1.2 Geração Distribuída

A GD compreende instalações de menor e médio porte, até 5 MW, que produzem energia elétrica junto ou próxima ao ponto de consumo, normalmente em baixa ou média tensão, conforme estabelecido pela Lei nº 14.300/2022. Esse modelo apresenta vantagens

expressivas, sobretudo a redução de perdas em linhas de transmissão e a maior independência energética dos usuários. De acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica, em março de 2025, a capacidade instalada acumulada da GD fotovoltaica atingiu 38 GW, representando cerca de 67% da potência solar total instalada no país. Aproximadamente 5 milhões de consumidores aderiram a essa modalidade, somando 3,4 milhões de instalações fotovoltaicas individuais ou coletivas.

Do ponto de vista regulatório, a Lei nº 14.300/2022 constitui o marco legal mais recente para a Geração Distribuída no Brasil, regulamentando detalhes como prazos de transição, faixas de potência para micro e minigeração e a cobrança de tarifas de uso do sistema de distribuição. Essa lei, sancionada com o objetivo de organizar e dar maior segurança jurídica ao segmento, prevê diferentes etapas de implementação até meados de 2029, período durante o qual os consumidores-geradores gradualmente passam a arcar com custos relativos à infraestrutura de distribuição. Ademais, a norma estimula a ampliação de projetos de *shared generation*, em que grupos de consumidores compartilham uma única usina fotovoltaica ou de outra fonte renovável, viabilizando o fracionamento dos investimentos e dos benefícios da GD (MME, 2023).

A comercialização de energia no âmbito da GD no Brasil ocorre, essencialmente, por meio do Sistema de Compensação de Energia, previsto inicialmente na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e aperfeiçoado pelas normas subsequentes. Nesse modelo, o excedente de energia injetada na rede pelas unidades gera créditos que podem ser utilizados para abater o consumo em períodos posteriores, ou ainda compartilhados entre diferentes unidades consumidoras, desde que estejam vinculadas ao mesmo titular ou façam parte de uma cooperativa ou consórcio. Esse arranjo tem incentivado a adoção de pequenos sistemas fotovoltaicos em residências e estabelecimentos comerciais, pois permite reduzir substancialmente a fatura de energia e, em alguns casos, praticamente zerar os custos ao final de cada ciclo de medição (ANEEL, 2024). Paralelamente, novas modalidades de comercialização têm surgido, como a criação de condomínios e comunidades solares, nos quais diversos usuários desfrutam de uma única usina fotovoltaica central, compartilhando a energia gerada de forma proporcional aos investimentos realizados ou de acordo com contratos de adesão específicos (MME, 2024).

Em contrapartida ao sistema de compensação, o Marco Legal da Geração Distribuída, Lei nº 14.300/2022, prevê uma transição gradual para a aplicação de tarifas de uso do sistema de distribuição. Assim, à medida que a GD se expande, busca-se equilibrar a viabilidade

econômica desses projetos com a necessidade de cobertura dos custos de manutenção e expansão da rede, garantindo que todos os usuários, geradores ou não, contribuam adequadamente para o serviço de distribuição. O escalonamento proposto pela lei propicia segurança regulatória para investidores e consumidores-geradores, favorecendo tanto a continuidade do crescimento da GD quanto a estabilidade econômica e financeira das concessionárias. Embora ainda haja debates em torno da forma e da velocidade dessa transição, os aperfeiçoamentos contínuos no arcabouço regulatório sinalizam a consolidação de um mercado cada vez mais dinâmico e competitivo para a comercialização de energia proveniente de sistemas distribuídos no Brasil (EPE, 2024).

Em complemento a esse arcabouço legal, os aspectos de micro e minigeração foram originalmente regulamentados pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, a qual introduziu o sistema de compensação de energia no país. Posteriormente, tal resolução passou por aprimoramentos por meio de normativas subsequentes, como a ANEEL nº 687/2015 e a ANEEL nº 786/2017, que detalharam critérios técnicos de conexão, faixas de potência e procedimentos de medição. Tais regras ajudaram a consolidar a GD no cenário nacional, tornando o processo de adesão mais ágil e conferindo maior transparência na relação entre consumidores, concessionárias e geradores de pequeno porte (ANEEL,2024). Em paralelo, o aprimoramento contínuo da legislação tem buscado equilibrar o incentivo à geração renovável descentralizada com a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras.

Do ponto de vista técnico e operacional, as unidades de GD conectam-se em níveis de tensão mais baixos do que as grandes usinas e, em consequência, exigem sistemas de controle e proteção adequados à rede de distribuição local. Geralmente, a instalação de sistemas fotovoltaicos em telhados ou pequenos terrenos é o modelo predominante, mas existem também arranjos híbridos (por exemplo, solar e biomassa) e aplicações em cooperativas ou condomínios. Para que a energia excedente seja injetada na rede com segurança, é imprescindível a adoção de inversores certificados, proteções antisilhamento, para evitar energização da rede em casos de falta, e comunicação bidirecional com a concessionária, o que possibilita o registro preciso da geração e do consumo (ABGD, 2023). Embora o nível de complexidade seja inferior ao das grandes subestações, a expansão rápida da GD impõe desafios de monitoramento e adequação de infraestrutura, em especial para concessionárias que lidam com transformadores e alimentadores próximos ao limite de capacidade.

A operação do Sistema Interligado Nacional, coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, também sofre impactos da GD, uma vez que as projeções de carga devem levar em conta a autogeração em residências, comércios e pequenas indústrias. A crescente penetração de GD implica a necessidade de revisar modelos de previsão de demanda e de reforçar a confiabilidade das redes de distribuição, mitigando eventuais oscilações de tensão e frequências. Nesse sentido, projetos de pesquisa desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética e pela própria ANEEL demonstram que, mediante controle adequado e políticas de tarifação eficientes, a GD pode contribuir positivamente para a estabilidade do sistema, reduzindo a sobrecarga em linhas de transmissão e trazendo benefícios sociais e ambientais de longo prazo (EPE, 2024).

2.1.3 Modalidades Híbridas: Solar e Hídrica

A hibridização entre geração solar e hídrica tem ganhado crescente destaque no cenário energético mundial pela capacidade de combinar duas fontes renováveis complementares, aproveitando a disponibilidade sazonal de cada uma. De acordo com o relatório mais recente da *International Renewable Energy Agency* em 2024, projetos que integram painéis fotovoltaicos a usinas hidrelétricas vêm se expandindo em países como China, Estados Unidos, Índia, Indonésia e Brasil, podendo agregar mais de 15 GW de capacidade adicional no mundo até 2030. Entre 2024 e 2025, os primeiros projetos comerciais híbridos no Brasil, como Sobradinho (BA), Balbina (AM) e Billings (SP), adicionaram 17 MW operacionais, demonstrando benefícios como redução de evaporação, economia de água e maior estabilidade operacional (ANEEL, 2025).

Conforme mencionado anteriormente, no contexto brasileiro, de acordo com o Painel de Informações de Geração da ANEEL (março de 2025), a capacidade instalada das usinas hidrelétricas convencionais corresponde a 109 GW. Em paralelo, a fonte solar fotovoltaica, considerando a integração das modalidades de Geração Centralizada e Geração Distribuída, estima-se atingir 64,7 GW até dezembro de 2025, em função dos empreendimentos já contratados ou atualmente em fase de implantação (ABSOLAR, 2025).

Além de projetos de painéis fixos em terrenos adjacentes às barragens, destacam-se as instalações fotovoltaicas flutuantes, as quais aproveitam a superfície do reservatório. Essa tecnologia reduz a evaporação de água, fator relevante em regiões suscetíveis a períodos de estiagem prolongada, e mitiga conflitos de uso do solo. Em países como a China, há complexos solares flutuantes que superam 320 MW de capacidade instalada, enquanto,

no Brasil, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) iniciou projetos piloto em reservatórios da região Nordeste, demonstrando a viabilidade técnica e ambiental da proposta (EPE, 2024). Embora ainda incipientes, essas iniciativas indicam o potencial de sinergia entre fontes renováveis em um país reconhecido por sua ampla matriz hídrica e pelo crescente protagonismo da energia solar.

Em termos regulatórios, a Lei nº 9.427/1996, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica, e a Lei nº 10.848/2004, que reorganizou o setor elétrico, fornecem o arcabouço básico para a concessão e a comercialização de energia no Brasil. Entretanto, as normativas específicas para a hibridização entre geração solar e hídrica ainda se encontram em processo de amadurecimento. A ANEEL conduz discussões e consultas públicas acerca da inclusão de uma segunda fonte em usinas outorgadas, especialmente com foco no compartilhamento de infraestruturas de transmissão e na contabilização separada da energia solar e hídrica dentro do Mecanismo de Realocação de Energia (ANEEL, 2023). Nesse sentido, a criação de uma regulamentação abrangente que trate, de maneira integrada, da outorga e da expansão de capacidade em usinas híbridas é vista como um passo crucial para estimular investimentos e reduzir incertezas jurídicas (MME, 2022).

Do ponto de vista das resoluções e portarias, o Ministério de Minas e Energia e o Conselho Nacional de Política Energética têm emitido diretrizes que abrem espaço para a contratação de energia associada de diferentes fontes, sobretudo em leilões de energia nova. Embora os editais não contemplem, de forma explícita, todas as particularidades das usinas híbridas, alguns contratos já demonstram a possibilidade de associar módulos fotovoltaicos a empreendimentos hidrelétricos, por meio de adaptações pontuais das cláusulas de capacidade e despacho (EPE, 2024). Essa tendência pode ser reforçada com o avanço de programas de P&D que avaliam a eficácia operacional e os impactos ambientais dos arranjos híbridos, subsidiando, assim, a formulação de normas mais específicas e seguras para todos os agentes.

Do ponto de vista de engenharia, a implantação de sistemas híbridos exige a análise da disponibilidade de área ou superfície de reservatórios para instalação dos módulos, bem como o dimensionamento cuidadoso de subestações e linhas de transmissão existentes. Na prática, a usina hidrelétrica outorgada passa a compartilhar sua infraestrutura de escoamento com o novo sistema fotovoltaico, o que demanda revisões em estudos de fluxo de carga e ajustes em sistemas de proteção e controle (ONS, 2025). Além disso, a

operação coordenada de duas fontes com perfis de geração distintos requer algoritmos de despacho e previsão mais avançados, capazes de otimizar a produção horária de energia a partir das condições meteorológicas e hidrológicas vigentes.

Em termos de conexão ao SIN, o ONS é responsável por assegurar que a potência adicional advinda dos painéis solares em uma usina hídrica não comprometa a confiabilidade e a estabilidade da rede. Assim, a instalação de medidores específicos para a produção fotovoltaica e o estabelecimento de pontos de controle independentes tornam-se essenciais. As usinas híbridas podem ainda demandar reforços pontuais nos troncos de transmissão, caso o acréscimo de capacidade interfira nos limites de carregamento dos circuitos (EPE, 2023). Na esfera de geração distribuída, embora ainda sejam menos comuns, sistemas híbridos menores, pequenas Centrais Hidrelétricas combinadas a painéis fotovoltaicos, começam a surgir em locais isolados ou em topologias de *microgrids*, consolidando uma abordagem local de geração múltipla.

Ao se considerar a geração distribuída híbrida e a geração centralizada híbrida, percebe-se que a segunda modalidade tem sido mais explorada nos últimos anos, em razão do porte das usinas hidrelétricas e da maior disponibilidade de áreas para a implantação de painéis. De acordo com levantamentos da ANEEL, até 2025, foram registradas cerca de dez solicitações de acréscimo de fonte solar em usinas hidroelétricas de médio e grande porte, majoritariamente no Nordeste e no Sudeste. Já a GD-híbrida, embora contenha grande potencial, enfrenta desafios de custo e de licenciamento, tendo em vista as dimensões menores das pequenas centrais hidrelétricas e o investimento adicional requerido para módulos e inversores adequados. O surgimento de cooperativas e consórcios interessados em gerar energia para consumo próprio, porém, demonstra um caminho de crescimento para a GD-híbrida, especialmente em regiões de boa insolação e disponibilidade hídrica (ANEEL, 2024).

Em síntese, a modalidade híbrida solar e hídrica apresenta vantagens significativas ao conjugar fontes renováveis complementares em termos de sazonalidade e perfil de geração. Contudo, a consolidação desse modelo depende de um arcabouço regulatório mais coeso, que permita a outorga ágil de capacidade adicional, a segregação adequada da energia produzida pelas duas fontes e a distribuição justa de custos de transmissão. No Brasil, a perspectiva de avanço se mostra promissora, seja pela extensa infraestrutura hidrelétrica já instalada, seja pela atratividade crescente da fonte solar, que em 2023 atingiu valores de Leilão de Energia Nova competitivos em relação a alternativas

renováveis. Dessa forma, a expansão de sistemas híbridos pode representar um passo importante rumo à maior diversificação e resiliência da matriz elétrica nacional (CARVALHO; SILVA; ALMEIDA, 2023).

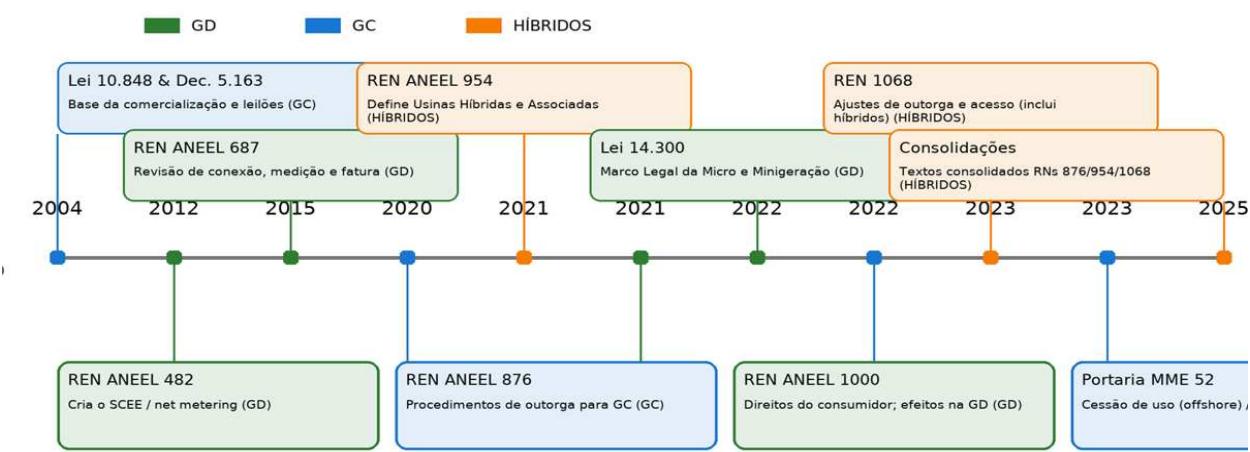
2.2 REGULAÇÃO – BASES E EVOLUÇÃO NORMATIVA

Nesta segunda parte do capítulo, aprofunda-se a análise sobre os marcos legais e os atos regulatórios que regem a Geração Centralizada, a Geração Distribuída e os arranjos híbridos. A consolidação normativa desses temas reflete, em grande medida, o esforço do legislador e das agências reguladoras em incentivar fontes renováveis e incorporar novos modelos de negócio ao setor elétrico.

2.2.1 Principais Normativos e Leis

O desenvolvimento das energias renováveis no Brasil apoia-se em um arcabouço legal e regulatório amplo, conforme sintetizado na Figura 03, composto por leis federais, decretos, portarias ministeriais e resoluções emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Esse conjunto normativo orienta a forma como cada modalidade de geração, seja ela centralizada, distribuída ou híbrida, se estabelece e comercializa energia no país. A seguir, apresenta-se uma análise histórica e detalhada dos principais dispositivos legais que deram forma ao atual modelo, conferindo especial atenção às normas vigentes para híbridas.

Figura 3:Linha do tempo da evolução regulatória da Geração Centralizada (GC), Geração Distribuída (GD) e Híbridos no Brasil.



Fonte: Autoria própria

O ponto de partida para o marco regulatório da Geração Centralizada no Brasil remonta à Lei nº 9.427/1996, a qual criou a ANEEL e estabeleceu diretrizes iniciais para a regulação do setor elétrico. Essa lei atribuiu à Agência a competência de editar resoluções

e fiscalizar a prestação de serviços, além de zelar pelos contratos de concessão e autorizações em geração, transmissão e distribuição. Posteriormente, a Lei nº 10.848/2004 promoveu uma reorganização setorial mais abrangente, criando dois ambientes de contratação, o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre e separando formalmente as atividades de geração, transmissão e distribuição.

Para viabilizar as regras de comercialização definidas pela Lei nº 10.848/2004, o Decreto nº 5.163/2004 regulamentou os procedimentos de contratação de energia elétrica, introduzindo leilões públicos periódicos destinados ao atendimento das distribuidoras no ACR, além de estabelecer diretrizes para a expansão da oferta via energia nova e de reserva. Nesse cenário, os projetos de grande escala, sejam eles hidrelétricos, eólicos ou solares, passaram a concorrer em leilões organizados pelo Ministério de Minas e Energia, com apoio da Empresa de Pesquisa Energética na avaliação técnica. Em paralelo, a possibilidade de negociação direta com consumidores livres e especiais no ACL estimulou a diversificação de empreendimentos na Geração Centralizada, permitindo ao investidor optar pelo regime contratual mais adequado às suas estratégias (ANEEL, 2023).

2.2.3 Geração Distribuída: Marco Legal e Evolução das Normas

O histórico que levou à consolidação da Geração Distribuída no Brasil teve seu marco inaugural com a edição da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que implementou o sistema de compensação de energia (*net metering*) para micro e minigeração distribuída. Essa resolução atendeu à demanda crescente por inserção de pequenos geradores, em especial fotovoltaicos, ligados em baixa ou média tensão, possibilitando que o excedente de energia fosse injetado na rede e convertido em créditos para abater o consumo em momentos futuros. A RN nº 482/2012 foi, posteriormente, aprimorada pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 687/2015 e nº 786/2017, as quais revisaram as faixas de potência, as exigências técnicas de conexão e os procedimentos de medição (ANEEL, 2015; ANEEL, 2017). Contudo, a regulamentação da GD alcançou maior robustez com a Lei nº 14.300/2022, conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída, que unificou regras antes dispersas em diferentes atos regulatórios e forneceu maior segurança jurídica aos investidores e consumidores-geradores. Essa lei definiu prazos de transição para que a cobrança de tarifas de uso do sistema de distribuição fosse incorporada gradualmente, estabelecendo diferentes critérios de faturamento e faixas de potência para micro e

minigeração. Além disso, a Lei nº 14.300/2022 previu expressamente a possibilidade de geração compartilhada, por meio de cooperativas, condomínios e consórcios, promovendo um ambiente mais inclusivo, capaz de estimular ainda mais a adoção de painéis solares em telhados e áreas de pequeno porte (MME, 2024).

2.3 MODALIDADE HÍBRIDA SOLAR-HÍDRICA: REGAMENTOS ESPECÍFICOS E PERSPECTIVAS

No que tange à modalidade híbrida, a legislação brasileira encontra-se em fase de consolidação, pois, embora as leis estruturantes do setor (Lei nº 9.427/1996 e Lei nº 10.848/2004) e o Decreto nº 5.163/2004 forneçam as bases para concessão e comercialização de energia, não há ainda uma norma unificada que trate detalhadamente da adição de capacidade solar a usinas hidrelétricas já outorgadas. Nesse sentido, a ANEEL promoveu, desde 2017, consultas públicas para discutir a regulamentação de usinas híbridas ou associadas, envolvendo tanto aspectos de outorga quanto os critérios de contabilização e rateio de custos de transmissão (ANEEL, 2023).

A adoção de painéis solares em estruturas flutuantes ou em áreas contíguas a reservatórios hidrelétricos gera desafios particulares, como a necessidade de revisões na garantia física e no Mecanismo de Realocação de Energia. A legislação vigente permite, em tese, a inclusão de outra fonte em um mesmo ponto de conexão, mas a formalização de processos de medição segregada e a definição de responsabilidades ainda requerem portarias e resoluções específicas. Em 2024, o Ministério de Minas e Energia e o Conselho Nacional de Política Energética publicaram novas diretrizes em portarias que incentivam a pesquisa e o desenvolvimento de projetos-piloto de hibridização hídrica-solar, visando testar arranjos de compartilhamento de infraestrutura de transmissão e a contabilização independente da energia gerada (MME, 2023; CNPE, 2024).

Em suma, a hibridização avançou com a REN ANEEL nº 954/2021, que instituiu as Centrais Geradoras Híbridas (UGH) e as Centrais Associadas. A diferença essencial é que a UGH opera com outorga única e um ponto de medição único que consolida a energia de todas as suas fontes, enquanto as Centrais Associadas são projetos distintos, com outorgas separadas, que exigem medição individualizada para cada usina, embora compartilhem a infraestrutura de conexão. A Portaria MME nº 52/2022 passou a incluir projetos híbridos nos leilões de capacidade; na sequência, a REN ANEEL nº 1.068/2023 detalhou critérios de medição, cálculo de garantia física, rateio preliminar da TUST e exigência de SCADA único. Em janeiro 2025, o Manual de Contabilização Híbrida da

CCEE permitiu medição segregada ou integrada e o lastro incremental condicionado a fator de diversidade entre as fontes. Complementarmente, a Consulta Pública Conjunta nº 22/2025 (ANEEL–ANA–IBAMA) propôs licenciamento ambiental integrado via plataforma única, com prazo máximo de 540 dias. Persistem, contudo, desafios operacionais: *curtailment* solar médio de 17,1% (abril/2024 e mar/2025) por congestionamentos NE–SE, necessidade de rateio definitivo de TUST/TUSD e de reconhecimento de serviços sistêmicos, com discussão de priorização do despacho coordenado no PR-10/2025 (ANEEL; CCEE).

2.3.1 Portarias do MME e CNPE: Diretrizes de Expansão para Fontes Renováveis Híbridas

As Portarias do MME e as resoluções do CNPE desempenham papel crucial no direcionamento da expansão da matriz elétrica, pois estabelecem metas e critérios para a contratação de energias renováveis em leilões públicos e definem incentivos específicos para tecnologias emergentes. Ao longo dos últimos anos, vários dispositivos têm contemplado metas de expansão para a energia solar e hídrica, ainda que, até pouco tempo, não houvesse menções explícitas à hibridização. Recentemente, contudo, portarias publicadas em 2023 vêm ampliando o escopo de programas de P&D e de incentivo, sinalizando a possibilidade de contratações que envolvam múltiplas fontes e reforçando o compromisso com a modernização das usinas hidrelétricas já existentes (MME, 2023). No caso das usinas híbridas, a expectativa é que novas portarias detalhem, em breve, aspectos como limites de capacidade adicional, requisitos de medição e o processo de inclusão da fonte solar em contratos de concessão de geração hídrica. Além disso, o CNPE discute a criação de uma política setorial que valorize a complementaridade entre diferentes fontes, conferindo maior previsibilidade de suprimento e reduzindo os custos de expansão de linhas de transmissão. Essas iniciativas, embora ainda em fase inicial, apontam para a construção de um arcabouço regulatório mais robusto e adequado às necessidades de arranjos híbridos no Brasil (CNPE, 2024).

2.3.2 Resoluções Normativas da ANEEL e Procedimentos de Rede para Hibridização Solar-Hídrica

Ao lado das leis e portarias, as Resoluções Normativas da ANEEL continuam sendo instrumentos-chave para regulamentar detalhes técnicos e comerciais da geração hídrica. Entre as normas já existentes, destacam-se aquelas relacionadas aos Procedimentos de Rede, que estabelecem parâmetros de conexão ao sistema, bem como o compartilhamento

de subestações e linhas de transmissão. O desafio reside em adaptar tais procedimentos a usinas que operem simultaneamente com duas fontes, exigindo medidores individualizados e metodologias de cálculo capazes de distinguir a produção solar daquela oriunda da fonte hídrica (ANEEL, 2025).

Essa adequação técnica se faz necessária para permitir, por exemplo, que a fonte hídrica continue participando do Mecanismo de Realocação de Energia, enquanto a fonte solar, adicional ao empreendimento, seja contabilizada de forma independente, seja no ACR ou no ACL. Até o momento, a ANEEL tem conduzido debates setoriais e publicado notas técnicas que sinalizam caminhos para a formalização de tais regras, mas não há, ainda, uma resolução normativa exclusiva para projetos híbridos. A consolidação dessa regulação se mostra essencial para reduzir incertezas regulatórias e atrair investimentos de maior porte, garantindo a efetiva expansão da hibridização entre geração solar e hídrica no mercado brasileiro.

Em síntese, o arcabouço legal e regulatório que rege a Geração Distribuída, a Geração Centralizada e as modalidades híbridas no Brasil tem evoluído de forma progressiva, acompanhando a maturidade do setor e as inovações tecnológicas. Enquanto a GD passou a contar com um marco legal próprio, a Lei nº 14.300/2022, a GC se consolidou após a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004. No que tange à hibridização entre geração solar e hídrica, as bases normativas ainda estão em desenvolvimento, mas a crescente divulgação de portarias e consultas públicas do MME, da ANEEL e do CNPE indica um interesse efetivo em incentivar arranjos que combinem diferentes fontes renováveis. Essa trajetória de aperfeiçoamento deve se intensificar nos próximos anos, à medida que os resultados de projetos-piloto e de P&D forneçam subsídios técnicos e regulatórios mais sólidos para a formulação de leis e regulamentos específicos.

2.3.3 Outorga e Reconhecimento da Capacidade Adicional

A implantação de uma segunda fonte em uma usina hidrelétrica outorgada, como é o caso da adição de painéis solares fotovoltaicos, requer a devida adequação do processo de outorga junto à Agência Nacional de Energia Elétrica. A outorga é o ato administrativo que autoriza o agente a explorar o serviço público de energia elétrica, conforme previsto na Lei nº 9.427/1996, que criou a própria ANEEL e definiu suas atribuições regulatórias. Além disso, a Lei nº 10.848/2004, que reestruturou o setor elétrico e o Decreto nº 5.163/2004 que regulamenta a comercialização de energia também servem de fundamento para a concessão ou autorização de projetos de geração. Ao se propor a inclusão de uma

fonte solar em uma usina previamente outorgada, o empreendedor deve apresentar à ANEEL estudos técnicos que demonstrem a nova capacidade instalada, bem como a viabilidade de conexão ao sistema (ANEEL, 2023).

O reconhecimento dessa capacidade adicional visa atualizar a autorização original, de modo que a fonte solar seja formalmente incorporada ao empreendimento e possa participar adequadamente dos mecanismos de contratação e contabilização de energia, sejam eles no Ambiente de Contratação Regulada ou no Ambiente de Contratação Livre. Caso essa ampliação implique acréscimo significativo de potência ou envolva intervenções físicas relevantes, a ANEEL poderá exigir reexame das condições de outorga, inclusive em termos de garantias e prazos de concessão. Nos casos em que a expansão não ultrapasse certos limites de potência ou não altere substancialmente as instalações, o trâmite de outorga tende a ser simplificado. Ainda assim, todos os procedimentos devem obedecer às diretrizes estabelecidas nas Resoluções Normativas e despachos da Agência, bem como às disposições do Decreto nº 5.163/2004 (ANEEL, 2023).

2.3.4 Licenciamento Ambiental e Análise de Impacto

Sob a ótica ambiental, a instalação de uma fonte solar em conjunto com uma hidrelétrica pode demandar, dependendo do porte do acréscimo de capacidade e da localização dos painéis, por exemplo as áreas flutuantes no reservatório, a obtenção de uma nova licença ou a atualização da licença vigente. No Brasil, o licenciamento ambiental é fundamentado principalmente pela Lei nº 6.938/1981, que instituiu a Política Nacional de Meio Ambiente, pela Resolução CONAMA nº 237/1997, que define as diretrizes gerais para o licenciamento, e pela Lei Complementar nº 140/2011, que estabelece competências entre as esferas federal, estadual e municipal para a concessão de licenças (CONAMA, 2024).

Quando o incremento de potência for expressivo ou houver interferência em áreas sensíveis do reservatório, pode ser exigido um novo Estudo de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental em conformidade com a Resolução CONAMA nº 01/1986. Em situações de menor porte ou em que as intervenções físicas sejam limitadas, é possível que seja suficiente uma Licença de Instalação ou a simples atualização dos estudos existentes, abarcando a inclusão da fonte solar. A depender da classificação do empreendimento, a competência para emissão das licenças pode recair sobre o órgão ambiental estadual ou o IBAMA, no caso de impactos interestaduais ou localizados em áreas federais (CONAMA, 1997; IBAMA, 2022). Desse modo, a

modalidade híbrida (solar-hidráulica) requer uma análise mais apurada quanto aos possíveis efeitos sinérgicos das duas fontes, incluindo, por exemplo, o potencial de alteração na biodiversidade aquática decorrente da instalação de painéis flutuantes e a avaliação do uso múltiplo dos recursos hídricos.

Complementando, em 2024–2025 houve avanços federais que afetam diretamente o licenciamento de híbridos FV-hídrico. A atualização de normas do CONAMA reforçou a comunicação obrigatória ao gestor de Unidades de Conservação mesmo em processos sem EIA/RIMA, relevante para FPV em reservatórios inseridos em zonas de amortecimento; a ANA padronizou e alongou prazos de outorga de uso da água, facilitando o alinhamento entre autorizações hídricas e outorgas/concessões de geração; e o IBAMA atualizou o enquadramento de tipologias no Cadastro Técnico Federal, dando mais clareza a componentes ambientais de empreendimentos de energia (CONAMA, 2025; ANA, 2024; IBAMA, 2024; CETESB, 2024; ANEEL; ANA; IBAMA, 2025).

Como precedente operacional, a LO da CETESB para a FPV na Represa Billings (abril/2024) explicitou condicionantes típicas (monitoramento limnológico, manejo de usos múltiplos, regras de segurança e balizamento), que tendem a se tornar referência para novos arranjos híbridos em espelhos d’água. Em paralelo, a consulta pública conjunta ANEEL–ANA–IBAMA (2025) propôs licenciamento ambiental integrado via plataforma única com prazo máximo de 540 dias, sinalizando convergência procedural entre energia e recursos hídricos (CONAMA, 2025; ANA, 2024; IBAMA, 2024; CETESB, 2024; ANEEL; ANA; IBAMA, 2025).

No plano estadual, observou-se um movimento de padronização e detalhamento para FPV/arranjos híbridos: estados como Ceará revisaram regras de ocupação de espelhos d’água e tramitação de outorgas, enquanto o Paraná publicou instrução normativa com critérios documentais, distanciamentos, limites de cobertura do espelho d’água, diretrizes de ancoragem e monitoramento, insumos práticos para anteprojetos e EIAs focados em biodiversidade aquática, navegação, pesca e usos múltiplos. Em nível federal, a ANA abriu em 2025 consulta para uniformizar procedimentos de DRDH/outorgas em aproveitamentos hidrelétricos, o que tende a reduzir assimetrias entre estados e a encurtar o caminho de licenciamento para híbridos quando combinado ao “guichê” integrado proposto pela consulta conjunta. Na *due diligence*, recomenda-se checar previamente limites de parcela do espelho d’água ocupada, faixas de proteção, protocolos de monitoramento de fauna/qualidade da água e compatibilização com planos de bacia,

mitigando risco de retrabalho e de condicionantes onerosas (CEARÁ, 2024; PARANÁ, 2025; ANA, 2025).

2.3.5 Compartilhamento de Subestações e Linhas de Transmissão

Outro aspecto crucial na implementação de usinas híbridas diz respeito ao compartilhamento de subestações e linhas de transmissão entre fontes distintas. Historicamente, esse tema é tratado pelos Procedimentos de Rede (Prodist) e pelas Resoluções Normativas da ANEEL, que regulamentam o acesso e a conexão ao Sistema Interligado Nacional. Embora a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004 não tratem explicitamente de arranjos híbridos, eles fornecem a base legal para o planejamento e a autorização das expansões de infraestrutura de transmissão (ANEEL, 2017).

Na prática, quando um parque solar é acoplado à subestação de uma usina hidrelétrica, é necessário avaliar se a capacidade de escoamento e a infraestrutura existente suportam o fluxo adicional de potência. Isso exige estudos de curto-círcuito, fluxo de carga e estabilidade, conforme os procedimentos técnicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Além disso, a correta divisão dos custos de manutenção e eventual reforço da rede é essencial para evitar distorções tarifárias e conflitos entre agentes, tema disciplinado pela ANEEL e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica que seguem critérios de rateio proporcionais à capacidade instalada e ao uso efetivo do sistema (CCEE, 2022). Nos últimos anos, várias consultas públicas têm debatido a necessidade de uma regulamentação específica para definir parâmetros de compartilhamento de infraestrutura entre fontes complementares, o que tende a aumentar a atratividade dos projetos híbridos.

2.3.6 Contabilização, Liquidação e o Papel da CCEE

No âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica a contabilização e liquidação da energia gerada por usinas híbridas requerem a implementação de sistemas de medição capazes de distinguir a produção de cada fonte, como o projeto-piloto de Sobradinho - BA. Essa segregação é fundamental para o cumprimento das obrigações contratuais assumidas no Ambiente de Contratação Regulada, em leilões de energia, e no Ambiente de Contratação Livre, por meio de contratos bilaterais (GARCIA; SANTOS, 2024). Normas como a Resolução Normativa ANEEL nº 846/2019 e demais atos referentes à medição e à apuração de geração orientam o registro de dados e o envio das informações à CCEE.

Uma vez identificada a quantidade de energia produzida separadamente por cada fonte, a liquidação financeira ocorre no Mercado de Curto Prazo (MCP) ou mediante contratos de longo prazo, conforme as regras de comercialização vigentes. A depender do contrato celebrado, a energia solar pode receber incentivos ou estar sujeita a mecanismos diferenciados de garantia, como o caso de Certificados de Energia Renovável (RECs) ou créditos de carbono, ampliando a atratividade do projeto híbrido para investidores (CCEE, 2022). Essa distinção também é relevante para viabilizar subsídios e isenções fiscais, quando aplicáveis, o que reforça a importância de um arcabouço regulatório claro e de ferramentas de medição adequadas. Por fim, no ACR, os Leilões de Reserva 2026 incorporarão o produto “Energia Firme Híbrida”, prevendo bônus de até R\$ 35/MWh para projetos que comprovem economia hídrica $\geq 10\%$ (EPE, 2025). No ACL, difundem-se PPAs “*slot horário*” que remuneram bloco 24 horas a preço médio único, com aproximadamente 620 MW contratados em 2024–2025 (CCEE, 2025). No crédito, o BNDES lançou em maio de 2025 a linha “Renova-Híbridos”, com prazo de até 25 anos, carência de 54 meses e desconto de 0,4% na taxa para projetos que comprovem economia hídrica $> 8\%$, instrumentos que, combinados, reduzem custo de capital, melhoram bancabilidade e aceleram a conversão do pipeline híbrido em lastro efetivo (BNDES, 2025).

2.3.7 Integração com o Mecanismo de Realocação de Energia

A questão do Mecanismo de Realocação de Energia ganha especial relevância no caso de usinas hidrelétricas participantes que passam a incorporar fonte solar adicional. Esse foi instituído pela Lei nº 10.848/2004 e disciplinado por resoluções e procedimentos específicos da ANEEL e do ONS, objetiva compartilhar os riscos hidrológicos entre os geradores, alocando os montantes de geração hidrelétrica conforme a Garantia Física de cada usina. Quando se adiciona potência solar a um empreendimento hídrico, torna-se necessário avaliar se a garantia física total do complexo deve ser recalculada, bem como como se dará a repartição de custos e benefícios no âmbito do mercado de energia (CCEE, 2022).

Essa análise é sensível, pois pode alterar o *Generation Scaling Factor* que reflete o nível de afluência e a disponibilidade hídrica em determinado período. Caso a porção solar eleve substancialmente a capacidade de geração no período seco, por exemplo, é possível que a garantia física do conjunto seja revisada para cima, impactando a liquidação das diferenças de energia no MCP e a remuneração dos agentes. Por outro lado, se a fonte

solar complementar não for considerada para fins de MRE, apenas a parcela hidrelétrica permanecerá sujeita às oscilações hidrológicas, ao passo que a energia fotovoltaica será contabilizada à parte, gerando créditos específicos ao gerador (GARCIA; SANTOS, 2024). Esse ponto continua em debate no setor, com a ANEEL e a CCEE recebendo contribuições de empresas e associações para esclarecer o procedimento de cálculo e a forma de inserção de empreendimentos híbridos no MRE.

No biênio 2024–2025, houve mudanças institucionais que tangenciam diretamente o MRE e criam base para tratar usinas híbridas no cálculo de garantia física, despacho e preço: a Resolução CNPE nº 1/2024 reformou a governança dos modelos do setor (planejamento, definição de garantia física e formação do PLD), determinando integração metodológica entre MME, EPE, ONS e CCEE; em 2025 a ANEEL abriu a CP nº 20/2025 para regulamentar o Comitê de Governança Específica previsto nessa resolução, que passará a avaliar aprimoramentos de parâmetros e modelos; a CCEE, por sua vez, anunciou a adoção do “*NEWAVE Híbrido*” para formação do PLD a partir de janeiro de 2025 (com período-sombra em 2024), alinhando simulação e contabilização e o CMSE editou norma sobre a governança do nível de aversão ao risco, reforçando previsibilidade nas decisões que afetam MRE e preços. Em paralelo, a Medida Provisória nº 1.300/2025 instituiu mecanismo concorrencial para encerrar litígios do GSF (risco hidrológico) no MCP mediante conversão de montantes financeiros em títulos negociáveis e extensão de concessões, reduzindo passivos que distorciam a liquidação e a alocação de riscos no MRE e a Portaria ANEEL nº 6.909/2024 fixou a Agenda Regulatória 2025–2026, incluindo temas de *curtailment* e regras de comercialização que influenciam a inserção de potência solar em complexos hídricos. Em conjunto, esses atos aumentam a coerência entre modelos e a segurança jurídica para endereçar, até 2026, questões como a revisão de garantia física de complexos híbridos, a segregação/integração de medições e os reflexos no rateio do MRE (CNPE, 2024; ANEEL, 2024; ANEEL, 2025; CCEE, 2024; CCEE, 2025; CMSE, 2025).

2.3.8 Regulação Específica para Projetos Híbridos: Desafios e Tendências

Embora o Brasil já disponha de um arcabouço legal que, em tese, viabiliza a implementação de projetos híbridos, inexistem, até o momento, resoluções normativas integradas capazes de consolidar todos os procedimentos aplicáveis a tais empreendimentos. Assim, as usinas híbridas necessitam recorrer a diversas normas elaboradas majoritariamente para projetos de fonte única, suscitando incertezas jurídicas,

prazos de licenciamento mais longos e eventuais entraves burocráticos (EPE, 2022). O principal desafio regulatório consiste em harmonizar requisitos de outorga, medição, utilização de infraestrutura, participação em leilões e alocação de riscos, considerando a natureza complementar das fontes solar e hídrica. Sinais de avanço surgem, todavia, com as discussões promovidas pela ANEEL e pelo Ministério de Minas e Energia, que avaliam a possibilidade de instituir procedimentos simplificados para a instalação de módulos fotovoltaicos em usinas hidrelétricas pré-existentes (ANEEL, 2017).

A regulação brasileira para híbridos avançou, mas ainda carece de consolidação unificada. A REN ANEEL nº 954/2021 instituiu as Centrais Geradoras Híbridas e as Centrais Associadas, exigindo medição por tecnologia quando necessário e abrindo caminho para compartilhamento de infraestrutura. Na sequência, a REN nº 1.068/2023 atualizou acesso e procedimentos correlatos, enquanto o ONS revisou Procedimentos de Rede com foco em implantação, acesso e contratos envolvendo arranjos híbridos.

No âmbito de contabilização, a CCEE publicou em 2025 versão atualizada do módulo “Medição Contábil”, detalhando o tratamento de medições e agregações para fins de mercado, o que facilita modelagens com medição segregada ou integrada. Do lado hídrico, a Resolução ANA nº 236/2024 padronizou e ampliou prazos de outorga de direito de uso da água, permitindo até 35 anos e alinhamento aos prazos de concessões/autorizações, o que ajuda a sincronizar cronogramas de projetos solares acoplados a usinas hídricas (ANEEL, 2021; ANEEL, 2023; ONS, 2022).

No planejamento setorial, o PDE 2034 baliza a expansão e reforça a necessidade de integrar regulação de conexão, medição e uso de rede à agenda de confiabilidade e escoamento. Em conjunto, esses atos formam a base para 2024–2028: padronizar acesso e rateio em ativos compartilhados, explicitar diretrizes de medição/contabilização para reconhecer a complementaridade solar-hídrica e coordenar outorgas hídricas com o licenciamento e a operação do SIN (ANEEL, 2021; ANEEL, 2023; ONS, 2022; CCEE, 2025; ANA, 2024; EPE/MME, 2024).

Apesar do avanço, persistem desafios que afetam a bancabilidade e o cronograma dos híbridos. No horizonte imediato, as agendas regulatórias de ANEEL, ONS, CCEE e ANA, ancoradas em atualizações de Procedimentos de Rede, módulos de medição e regras de outorga, tendem a endereçar esses pontos, mas a efetiva conversão do pipeline em lastro firme dependerá de fechar essas lacunas com diretrizes padronizadas e aplicáveis nacionalmente (ANEEL, 2023; ONS, 2022; CCEE, 2025; ANA, 2024; EPE/MME, 2024).

2.3.9 Dinâmicas de Mercado, Perspectivas e Principais Desafios

A dinâmica recente do mercado brasileiro para projetos híbridos, solar e hídrico, vem sendo moldada por um conjunto de normas que reduziram incertezas e criaram sinais econômicos, a Resolução Normativa ANEEL 954 de 2021 definiu formalmente as Centrais Geradoras Híbridas e as Centrais Associadas, abrindo caminho para o compartilhamento de infraestrutura e para a medição adequada entre fontes, a Resolução Normativa ANEEL 1.068 de 2023 detalhou critérios de medição, garantia física, rateio preliminar de TUST e a exigência de supervisão integrada por SCADA, a Portaria MME 50 de 2022 ampliou o acesso ao Ambiente de Contratação Livre a partir de 2024 para consumidores conectados em alta tensão, impulsionando PPAs de longo prazo com perfis horários.

A Lei 15.042 de 2024 instituiu o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões, gerando um horizonte regulatório para precificação de carbono que pode ser internalizado em contratos de energia e em financiamentos, a agenda de planejamento avançou com os cadernos do PDE 2034, publicados em 2024 e 2025, que sinalizam necessidades de capacidade e atributos de flexibilidade, enquanto o governo conduziu a consulta pública da Taxonomia Sustentável Brasileira entre novembro de 2024 e o primeiro semestre de 2025, instrumento que tende a baratear capital para projetos elegíveis, como híbridos que comprovem benefícios ambientais e sistêmicos, por exemplo redução de vertimentos e economia hídrica (ANEEL,2025).

Em contrapartida, persistem desafios operativos como cortes de geração por restrições de transmissão em corredores Nordeste–Sudeste, que reforçam a necessidade de regras definitivas para rateio de TUST e de um tratamento claro para a participação da parcela solar em mecanismos como o MRE e para a valoração de serviços sistêmicos, como suavização de rampas e conservação de água em reservatórios, além da continuidade das consultas da ANA sobre procedimentos de DRDH e outorga, relevantes para agilizar projetos que combinem módulos fotovoltaicos em faixas marginais ou flutuantes, em reservatórios já outorgados, cenário em que exemplos de PPAs corporativos com produto horário, de leilões que exigem atributos de capacidade e de financiamentos lastreados em metas climáticas tendem a se multiplicar à medida que a regulamentação se consolida e que instrumentos de finanças sustentáveis, como a Taxonomia e o SBCE, ganham operacionalidade (ANEEL,2025).

Nesse ambiente, as perspectivas de médio prazo apontam para a expansão de híbridos ancorados em infraestrutura existente, por exemplo reservatórios com subestações e transformadores ociosos, combinados a contratos no mercado livre que remuneram blocos de 24 horas e a linhas de crédito verdes, como BNDES Finem Energia e Fundo Clima, que já financiam geração renovável e podem incorporar condições associadas a desempenho ambiental, ao mesmo tempo em que o avanço da Taxonomia Sustentável Brasileira busca padronizar critérios para elegibilidade e reduzir risco de *greenwashing* (ANEEL,2025).

Por outro lado, os principais entraves continuam concentrados em três frentes, a necessidade de reforços de transmissão para mitigar *curtailment* e evitar perda de energia em horas de alta irradiação, a definição regulatória sobre a alocação de custos e benefícios entre as fontes no mesmo ponto de conexão, incluindo tarifas TUST e TUSD e o enquadramento da parcela solar no MRE, a harmonização dos ritos de licenciamento e outorga hídrica, tema atualmente tratado em consultas da ANA sobre DRDH e outorgas e em cadernos do PDE, se esses pontos forem endereçados, com regras estáveis para contabilização e para produtos de capacidade (ONS, 2025).

Os projetos híbridos tendem a apresentar custo nivelado competitivo e maior valor sistêmico, viabilizando PPAs corporativos com metas de descarbonização, por exemplo siderurgia e mineração intensivas em energia, e participação eficiente em leilões que exijam entrega firme em horas críticas, cenário amparado por marcos recentes no mercado livre, pela institucionalização do mercado regulado de carbono e pela agenda de planejamento do PDE 2034 (ONS, 2025).

2.3.10 Uso do Sistema Interligado Nacional e Contabilização em Projetos Híbridos

O Sistema Interligado Nacional, reconhecido como uma das maiores redes de transmissão do mundo (MME, 2022), integra as várias regiões do país e conta com o Operador Nacional do Sistema Elétrico para coordenar sua operação. Já o planejamento de longo prazo se desenvolve com o suporte de instituições como a Empresa de Pesquisa Energética. Nos projetos híbridos, o SIN oferece oportunidades de otimizar a alocação de energia, permitindo despachar a fonte mais favorável a cada momento. O uso do Sistema Interligado Nacional e a contabilização em projetos híbridos assentam-se, juridicamente, no arranjo instituído pela Lei n.º 10.848, de 2004, e regulamentado pelo Decreto n.º 5.163, de 2004, que estruturam a contratação regulada e livre, definem competências do poder concedente, da ANEEL, do ONS e da CCEE, e fixam as bases para o lastro contratual, a

formação de preços e a liquidação no Mercado de Curto Prazo. A esses diplomas soma-se a Convenção de Comercialização da CCEE que, desde 2004, organiza a governança e as obrigações dos agentes, inclusive quanto ao registro de contratos e à comprovação de lastro, sobre esse tronco normativo, os projetos híbridos passam a operar e contabilizar energia no SIN, observando os mesmos princípios de medição, registro e liquidação aplicáveis às demais usinas, com as adaptações específicas introduzidas pelas normas setoriais recentes (Lei n.º 10.848/2004; Decreto n.º 5.163/2004; ANEEL, 2004).

A moldura regulatória própria para arranjos híbridos decorre, principalmente, da REN ANEEL n.º 954, de 2021, que definiu as figuras de Central Geradora Híbrida e de Centrais Geradoras Associadas, disciplinou outorga e associação de fontes, determinou medição por tecnologia quando necessário e incumbiu o ONS de propor atualizações dos Procedimentos de Rede para tratar, entre outros pontos, de mecanismos de corte de geração para evitar sobrecargas resultantes da operação conjunta. A resolução permanece vigente em versão consolidada, com ajustes pontuais promovidos ao longo de 2022 a 2025, e serve de referência para a conexão, o uso de rede e a contabilização de usinas híbridas no SIN (ANEEL, 2021; ANEEL, 2025).

No plano infralegal, a REN ANEEL n.º 1.068, de 2023, atualizou requisitos de outorga e de alteração de capacidade para usinas eólicas, fotovoltaicas, híbridas e associadas, endereçando, entre outros temas, a necessidade de sistemas SCADA integrados e diretrizes para a medição e para a coordenação com o ONS e as Regras dos Serviços de Transmissão. Parte de seus dispositivos foi posteriormente revogada no processo de consolidação normativa conduzido pela REN n.º 1.116, de 2025, mas o núcleo de tratamento de híbridas, hoje ancorado na REN n.º 954, permanece como base para o acesso ao SIN e para a segregação da produção por fonte quando exigida pela contabilização (ANEEL, 2023; ANEEL, 2025).

No âmbito da CCEE, a contabilização observa a Convenção, as Regras e os Procedimentos de Comercialização, que disciplinam o cadastro de agentes, o Sistema de Medição para Faturamento, o mapeamento de pontos de medição, o registro de contratos e a apuração das diferenças entre energia medida e contratada. Documentos atualizados em 2025 detalham atribuições do agente de medição, o fluxo de dados e a incorporação de valores como ESS, rentabilizações e ajustes, permitindo a operacionalização de usinas híbridas com medição segregada ou integrada conforme o arranjo e a exigência

regulatória, inclusive para fins de lastro e de eventuais descontos tarifários aplicáveis, (CCEE, 2025).

Desde 2024, o aperfeiçoamento desse arcabouço vem sendo pautado por agendas regulatórias e consultas públicas, com destaque para a REN ANEEL n.º 1.116, de 2025, que revogou e consolidou atos esparsos, para a Resolução CNPE n.º 1, de 2024, que reforçou a integração entre planejamento e operação, e para a CP n.º 037, de 2023, que tratou de ajustes nas Regras de Comercialização para viabilizar descontos de TUST a associações e híbridas sem desalinhamento com o ciclo de contabilização, além de notas técnicas de 2025 que alinhavam os Procedimentos de Rede aos requisitos do Sistema de Medição para Faturamento, tais movimentos apontam, para os próximos anos, a tendência de unificação procedural de licenças e outorgas, de padronização definitiva do rateio TUST e TUSD em arranjos híbridos e de explicitação, de critérios para medição, lastro e contabilização por fonte, reduzindo incertezas na operação e na liquidação no SIN, (ANEEL, 2025; CNPE, 2024; ANEEL, 2023–2025).

3. LEVANTAMENTO DE DADOS SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, CENTRALIZADA E HÍBRIDA: CAPACIDADE INSTALADA E IMPACTOS NO PANORAMA MUNDIAL E BRASILEIRO

A transição energética global, impulsionada pela necessidade de mitigar as mudanças climáticas e assegurar a sustentabilidade do sistema elétrico, tem colocado em evidência diferentes modelos de geração de energia. (JUNGINGER; FAAIJ; TURKENBURG, 2024). Entre esses modelos, destacam-se a Geração Distribuída, a Geração Centralizada e as configurações híbridas, que combinam fontes fotovoltaicas e hídricas. Este capítulo objetiva apresentar um levantamento de dados abrangente sobre essas modalidades, com foco na capacidade instalada e nos impactos socioeconômicos e ambientais, tanto no cenário mundial quanto no brasileiro.

De forma específica, este capítulo busca organizar e analisar dados atualizados sobre a expansão da capacidade instalada em Geração Distribuída, Geração Centralizada e arranjos híbridos, ressaltando não apenas o volume de potência conectada, mas também os efeitos regulatórios, ambientais e socioeconômicos que acompanham cada modalidade. Assim, além de expor números consolidados e projeções de crescimento, o texto procura evidenciar as diferenças estruturais entre os modelos, bem como seus papéis complementares no processo de transição energética.

O levantamento é desenvolvido em duas dimensões principais, abrangendo tanto o contexto nacional quanto o internacional. No caso brasileiro, serão destacados os avanços normativos, as políticas públicas de incentivo e os marcos de expansão tanto da GD quanto da GC, com ênfase na crescente hibridização entre solar e hídrica. No cenário internacional, serão analisados os exemplos de países líderes em geração fotovoltaica e híbrida, de modo a permitir comparações que enriqueçam a compreensão do posicionamento brasileiro. Ao final, espera-se oferecer uma visão clara e didática do panorama atual, identificando oportunidades e desafios que norteiam a integração dessas diferentes formas de geração de energia.

3.1 PANORAMA DE CAPACIDADE INSTALADA EM GD, GC E ARRANJOS HÍBRIDOS (SOLAR – HIDRICA) NO BRASIL

A GD se consolidou como vetor de democratização do acesso à energia renovável, associada principalmente à energia solar fotovoltaica em baixa tensão e permanece ancorada no sistema de compensação de energia (*net-metering*), mas já sofre a transição

gradual de TUSD prevista para iniciar em 2029. A queda de 43% no CAPEX médio dos kits fotovoltaicos entre 2020 e 2024, as linhas de crédito do Programa Casa Verde e Amarela e a difusão de consórcios e cooperativas solares explicam a forte adesão de residências (58% das conexões), comércios (24%), propriedades rurais (13%) e pequenas indústrias (5%). Em 2024 a ANEEL passou a autorizar formalmente projetos híbridos de GD (solar + PCH/CGH de até 5 MW), abrindo caminho para soluções em localidades isoladas da Amazônia e para consórcios agroindustriais que desejam reduzir a volatilidade hídrica com módulos fotovoltaicos de reforço. A expansão é sustentada pela queda de preços dos módulos, já abaixo de US\$ 0,15, pelas linhas de crédito específicas do Pronampe Energia Verde e do BNDES (BNDES, 2025) e por incentivos estaduais que mantêm a taxa interna de retorno média acima de 16% ao ano para pequenos geradores (ABSOLAR, 2025).

A GC, por sua vez, sustenta a espinha dorsal do Sistema Interligado Nacional, as fazendas solares, geralmente acima de 30 MW, vêm conquistando espaço tanto nos Leilões de Energia Nova do Ambiente de Contratação Regulada quanto em *Power Purchase Agreements* (PPAs) bilaterais no Ambiente de Contratação Livre, impulsionados pela migração de médios consumidores. A GC está sujeita à Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, à disponibilidade de conexões de alta tensão e a licenciamento ambiental robusto, mas oferece economias de escala: o LCOE médio das plantas solares centralizadas contratadas em 2024 ficou próximo de US\$ 36 MWh⁻¹, contra US\$ 50–55 MWh⁻¹ em pequenos sistemas de GD. Na geração centralizada fotovoltaica, o Brasil alcançou 17,7 GW em operação no SIN em março de 2025, concentrados principalmente nos corredores solares do Nordeste e do Norte de Minas Gerais; outros 4,5 GW estão em construção com entrada prevista até meados de 2026, levando o pipeline nacional para quase 22 GW (ANEEL, 2025; EPE, 2025).

No contexto brasileiro, os sistemas híbridos solar-hídricos vêm ganhando relevância como alternativa estratégica para conciliar segurança energética e redução de custos. A regulamentação recente da ANEEL e do MME abriu espaço para projetos que integram usinas solares flutuantes em reservatórios hidrelétricos ou módulos em faixa marginal, reduzindo perdas e maximizando a utilização dos ativos, nos últimos 18 meses, a Portaria MME 52/2022 e a REN ANEEL 1 068/2023 viabilizaram as Centrais Geradoras Híbridas, permitindo que usinas hidrelétricas acrescentem módulos fotovoltaicos flutuantes ou em faixa marginal, como os 300 MWp em licenciamento em Balbina-AM e os 200 MWp em

Itumbiara-GO, aproveitando transformadores e linhas de 500 kV já amortizados. Essas diferenças estruturais geram papéis complementares. A GD reduz perdas técnicas, alivia alimentadores de distribuição e engaja o consumidor como “prossumidor” já a GC oferece energia firme em larga escala, participa do despacho centralizado do ONS e ancora a expansão do sistema de transmissão. A tendência para 2025-2030 aponta para uma convivência cada vez mais sinérgica: ajustes regulatórios (medição híbrida, tarifas locacionais, leilões de complementaridade) e a difusão de “*minihubs*” de armazenamento deverão suavizar os limites entre GC e GD, maximizando a complementaridade solar-hídrica e acelerando a descarbonização da matriz elétrica brasileira.

3.1.1 Dados de Capacidade Instalada no Brasil

O cenário energético nacional tem sido marcado pela consolidação da fonte solar fotovoltaica no Sistema Interligado Nacional (SIN). A expansão tem se dividido entre as vertentes de Geração Distribuída e Geração Centralizada, sendo a GD a força motriz que impulsiona o volume total instalado no país. Este crescimento reconfigura a matriz energética, que ainda se apoia na capacidade hidrelétrica como sua principal fonte, embora esta se mantenha em patamares estáveis (ANEEL, 2025; EPE, 2025).

Esses números refletem uma trajetória de expansão iniciada em 2012, quando a Resolução Normativa 482 introduziu o sistema de compensação de energia e impulsionou a micro e a minigeração. O arcabouço foi aprimorado pela RN 687/2015, consolidado na Lei 14.300/2022 e preservado após ajustes tarifários graduais que mantiveram o ritmo de adesões (ANEEL, 2024). No segmento centralizado, o salto veio dos leilões de 2014-2019 e, a partir de 2021, dos contratos corporativos de longo prazo que precisam metas de descarbonização (ABSOLAR, 2025).

Dessa forma, o país combina matriz majoritariamente hídrica e crescente oferta solar, criando sinergia sazonal (estiagem com maior irradiação) e mitigando restrições hidrológicas (EPE, 2025). Na GC, o parque total do SIN era 209,9 GW em mar/2025 (103,2 GW hídrica; 47,1 GW térmica, 33,7 GW eólica, 17,7 GW solar; 2,0 GW nuclear), com LCOE médio de FV centralizada aproximadamente US\$ 36/MWh em 2024 e US\$ 50–55/MWh em GD. O *pipeline* solar centralizada soma 22 GW (17,7 GW operando mais 4,5 GW em construção) concentrados em corredores do NE/Norte de MG (ANEEL, 2025; EPE, 2025). Na GD, o país chegou a 38,0 GW (mar/2025), após queda de 87% no preço de módulos desde 2010 e forte expansão de financiamento, elevando as unidades

consumidoras com micro/minigeração para 5 milhões e participação de 12,4% da energia injetada em 2024 (ANEEL, 2025; BloombergNEF, 2025; ABSOLAR, 2025).

3.1.2 Evolução da Geração Distribuída Solar no Brasil

Entre 2010 e 2024 o preço dos módulos fotovoltaicos caiu cerca de 87%, enquanto linhas de crédito específicas, BNDES Finem Renováveis, FINEP Inova e, em 2025, o programa Renova-Híbridos, reduziram o CAPEX médio de grandes instalações para 530-580 US\$/kW (BloombergNEF, 2025). No varejo, bancos privados e cooperativas oferecem prazos de dez a quinze anos, permitindo *payback* residencial inferior a cinco anos em estados onde a tarifa final supera 70 US\$/MWh (ABSOLAR, 2025). Assim, o número de unidades consumidoras com micro ou minigeração saltou de 1,8 milhão em 2022 para quase 5 milhões em março de 2025, espalhando-se por todos os 5.570 municípios e respondendo por 12,4% da energia injetada na rede de distribuição em 2024 (ANEEL, 2025).

3.1.3 Evolução da Geração Centralizada Solar no Brasil

O segmento centralizado consolidou-se sobre a infraestrutura de leilões e, mais recentemente, sobre contratos no mercado livre. A hibridização entre geração solar e hídrica ganhou base jurídica em 2021, quando a REN 954 instituiu as Centrais Geradoras Híbridas e Associadas; a Portaria MME 52/2022 permitiu a participação desses arranjos em leilões de capacidade, e a REN 1.068/2023 detalhou garantia física, rateio preliminar da TUST e exigiu SCADA único (MME, 2024; ANEEL, 2023).

Em 2025, a CCEE passou a registrar a energia solar agregada à hidrelétrica como “lastro incremental”, e a Consulta Pública Conjunta 22/2025 (ANEEL-ANA-IBAMA) propôs licenciamento unificado em 540 dias. Apesar de os pilotos de Sobradinho-BA, Balbina-AM e Billings-SP somarem apenas 17 MW operacionais, o pipeline híbrido já supera 11,8 GW distribuídos por 38 reservatórios com transformadores ociosos (EPE, 2025). Estudos indicam que adicionar 200-300 MWp solares em grandes hidrelétricas pode reduzir a evaporação em 12%, elevar o fator de capacidade horário em até cinco pontos-percentuais e evitar 0,28 Mt CO₂ anuais de térmicas (ONS, 2025).

Desafios persistem, como o *curtailment* médio de 17,1% nas usinas solares do Nordeste entre abril 2024 e março 2025 e a necessidade de regras definitivas para o rateio da TUST. Contudo, com licenciamento integrado e leilões de complementaridade já programados,

o país está em posição de converter, antes de 2030, os 12 GW licenciados em lastro efetivo, reforçando a segurança elétrica e a liderança na integração das fontes.

3.1.4 Arranjos Híbridos Fotovoltaico-Hídricos no Brasil

O Brasil destaca-se por possuir uma das matrizes elétricas mais renováveis do mundo, com forte participação da hidroeletricidade. Contudo, a relevância da energia fotovoltaica tem crescido substancialmente, tornando-se uma via importante de diversificação da matriz. Nesta seção, apresenta-se o panorama da capacidade instalada fotovoltaica, tanto em GD quanto em GC, bem como o desenvolvimento de sistemas híbridos fotovoltaico-hídricos no contexto brasileiro. A possibilidade de combinar fontes fotovoltaicas e hídricas evidencia a convergência entre GD e GC. Em alguns casos, podem ser pequenos sistemas híbridos próximos ao local de consumo, inseridos no contexto de GD. Em outros, grandes complexos energéticos centralizados unem a potência de uma usina hidrelétrica de médio ou grande porte à flexibilidade dos módulos fotovoltaicos, ampliando a capacidade de fornecimento do sistema (IEA, 2024). Essa integração, seja em escala reduzida ou em larga escala, explora a complementaridade dos recursos: a fonte hídrica supre a demanda quando a radiação solar é insuficiente, e a fotovoltaica economiza água em períodos de alta insolação, reduzindo a intermitência e os custos (ABSOLAR, 2024; EPE, 2023).

Essa estrutura, aliada a uma queda de 87% nos preços dos módulos fotovoltaicos desde 2010 e ao amadurecimento normativo promovido pelas Resoluções Normativas 954/2021 e 1.068/2023, faz do país um dos ambientes mais favoráveis à implantação de projetos híbridos solar-hídricos. Entretanto, a governança setorial ainda se revela fragmentada: o processo de licenciamento exige tramitação paralela junto à ANEEL, ANA e órgãos ambientais, resultando em prazos médios superiores a 960 dias e gerando insegurança para quase 12 GW de projetos atualmente em análise (MME, 2024; IBAMA, 2025).

No campo regulatório, o Brasil experimentou, entre 2021 e 2025, uma fase de consolidação normativa acelerada, mas ainda incompleta, evidenciando tanto avanços expressivos quanto lacunas que permanecem como entraves ao pleno desenvolvimento do setor. A Resolução Normativa 954/2021 foi pioneira ao criar as figuras de Central Geradora Híbrida e Centrais Geradoras Associadas, abrindo espaço para a partilha de infraestrutura e para a medição integrada entre fontes. A Portaria MME 52/2022 representou outro avanço ao admitir projetos híbridos nos leilões de capacidade, reconhecendo o valor sistêmico da complementaridade entre energia solar e hídrica. Em

2023, a Resolução 1.068 detalhou aspectos fundamentais, como a garantia física, o rateio provisório da TUST e a exigência de sistemas SCADA integrados, mas deixou em aberto temas centrais como a tarifação definitiva de uso da rede, o reconhecimento pleno do “lastro incremental” no MRE e critérios para o cálculo dos encargos setoriais (ANEEL, 2023; MME, 2024).

A publicação do Manual de Contabilização Híbrida pela CCEE, em 2025, foi um passo decisivo, permitindo o registro da energia solar agregada à hidrelétrica como lastro adicional, enquanto a Consulta Pública Conjunta 22/2025 (ANEEL-ANA-IBAMA) propôs a criação de um licenciamento unificado, com prazo máximo de 540 dias e trâmite via portal único. Contudo, a efetivação desse “guichê integrado” ainda depende da harmonização entre órgãos quanto à hierarquia dos estudos, à prioridade das análises limnológicas e à padronização do monitoramento da fauna aquática (IBAMA, 2025).

Esses avanços normativos foram acompanhados de inovações em instrumentos de financiamento e comercialização. O BNDES passou a condicionar *spreads* à economia hídrica comprovada no programa Renova-Híbridos em maio 2025, enquanto a Portaria MME 14/2025 instituiu o produto “Energia Firme Híbrida” nos Leilões de Reserva 2026-2027, com bonificação de 35 R\$/MWh para projetos que aumentem a garantia física do SIN (BNDES, 2025; EPE, 2025). No entanto, a fragmentação institucional e regulatória, marcada pela manutenção de trâmites paralelos de outorga hídrica, autorização de geração e licenciamento ambiental, ainda prolonga prazos, eleva custos de CAPEX em até 12% e impede que o potencial de complementaridade seja plenamente internalizado pelo sistema. (ONS, 2025).

No âmbito da geração distribuída híbrida, a ANEEL registra 42 MW operacionais em março de 2025, distribuídos em arranjos que associam PCHs ou CGHs a sistemas fotovoltaicos de até 5 MW (ANEEL, 2025). Projetos como o Solar-Rio 2025, que atende comunidades ribeirinhas do Amazonas, e a Cooperativa Leiteira do Triângulo-MG, comprovam ganhos econômicos, ambientais e operacionais, mas ainda enfrentam barreiras normativas, como a ausência de regras claras para compensação de créditos entre múltiplas fontes, tema atualmente em discussão na Consulta Pública ANEEL 18/2025.

Já no segmento centralizado, pilotos operacionais em Sobradinho-BA, Balbina-AM e Billings-SP validaram reduções de até 12% na evaporação dos reservatórios e ganhos de até 5 pontos percentuais no fator de capacidade durante a estiagem (CHESF, 2024;

EMAE, 2025). Esses resultados motivaram um *pipeline* de 11,8 GW distribuídos por 38 reservatórios, com projetos como Balbina, expansão para 300 MWp, e Itumbiara-GO, com 200 MWp em análise já em tramitação avançada (EPE, 2025). Ainda assim, o avanço desses projetos depende de soluções regulatórias definitivas para rateio de TUST/TUSD e procedimentos uniformes de licenciamento. Sendo assim, projetos em Sobradinho (BA), Balbina (AM) e Billings (SP), 17 MW no total, indicam 10–12% de redução média de evaporação, aproximadamente 5% de ganho em fator de capacidade horário na estiagem (NE/SE) e aproximadamente 0,28 MtCO₂/ano evitados por menor despacho térmico, FV flutuante ainda agrega 5% de ganho de eficiência por resfriamento (CHESF, 2024; EMAE, 2025; EPE, 2025). A estratégia denominada de *brownfield solar* reaproveita transformadores e malhas de 500 kV amortizados, reduzindo CAPEX de escoamento em até 15% (ANEEL, 2025; EPE, 2025).

Em síntese, o contexto brasileiro para sistemas híbridos fotovoltaico-hídricos é caracterizado por um notável potencial técnico e regulatório, mas sua concretização plena depende de ajustes estruturais. Consolidar o licenciamento integrado, definir o rateio definitivo da TUST/TUSD, incorporar métricas de complementaridade nos Procedimentos de Rede e uniformizar o monitoramento ambiental são passos essenciais para converter os 12 GW já licenciados em lastro efetivo antes de 2030. Caso essas reformas avancem, a convergência solar-hídrica poderá evoluir de solução experimental para eixo estratégico da segurança energética nacional, consolidando o Brasil como referência internacional em integração de renováveis (ANEEL, 2025; EPE, 2025; BloombergNEF, 2025).

3.1.5 Geração Distribuída Híbrida (Fotovoltaica e Hídrica) no Brasil

O Brasil ainda está em etapa embrionária em relação a Geração Distribuída Híbrida, mas já saiu do campo das provas de conceito. O Painel de Micro e Minigeração da ANEEL (março 2025) identifica aproximadamente 2 MW de sistemas híbridos operacionais, quase todos no Norte, Centro-Oeste e Sudeste, formados pela combinação de PCH/CGH (≤ 5 MW) com arranjos fotovoltaicos de 30 kW a 1MW. No Brasil, destacam-se iniciativas pioneiras de geração distribuída híbrida que combinam módulos fotovoltaicos com infraestrutura hídrica de pequena escala. Um exemplo emblemático é o projeto da *Sunlution* em Sobradinho (BA), onde um sistema de fotovoltaico flutuante de 1MWp opera sobre o reservatório da hidrelétrica, integrando energia solar distribuída a uma estrutura hídrica existente e permitindo um incremento energético com eficiência

acrescida e redução de evaporação. Outro caso notável envolve a hidrelétrica de Itaipu, que lançou um edital para instalação de usina solar flutuante de aproximadamente 1MWp em seu reservatório, com o propósito de suprir parte de seu consumo interno e demonstrar o potencial de hibridização hidro- solar em larga escala e o projeto Solar-Rio 2025, que atende 280 famílias ribeirinhas no médio Solimões com uma turbina hidro cinética de 50 kW e 80 kW de painéis FV, cortando em 85% o consumo anual de diesel das comunidades (ANEEL, 2025). Além disso, a Cooperativa Leiteira do Triângulo-MG, cujos 1 MWp de FV sobre telhados e 700 kW de CGH entregam um *payback* de 5,2 anos graças ao financiamento Pronaf Agroenergia e à compensação de créditos na Lei 14 300/2022 (BNDES, 2025).

A consulta pública ANEEL 18/2025 propõe criar um módulo adicional na lei para contabilizar créditos de múltiplas fontes e isentar PCHs < 5 MW de estudos ambientais completos, apontando para rápida ampliação desse nicho já em 2026. As principais fricções permanecem o custo inicial, as turbinas hidro cinéticas encarecem em 40% o CAPEX por kW quando comparadas ao FV puro, e a falta de um protocolo federal padronizado de licenciamento simplificado em corpos hídricos sensíveis (ANEEL, 2025).

No que tange à GD-híbrida esta modalidade oferece diversas vantagens específicas, sobretudo quando associada à combinação das fontes fotovoltaica e hídrica. Um dos benefícios mais significativos é a redução das perdas de energia devido à proximidade entre o local de geração e consumo. Estudos da ANEEL (2025) destacam que a GD híbrida, além de promover eficiência técnica, fortalece a resiliência energética em comunidades isoladas, especialmente na região Amazônica e em áreas rurais do país. A combinação das fontes solar e hídrica em pequena escala proporciona maior autonomia energética e reduz significativamente o uso de combustíveis fósseis, especialmente diesel, mitigando custos operacionais e impactos ambientais locais.

Além disso, a geração distribuída híbrida impulsiona o desenvolvimento socioeconômico local, permitindo o engajamento das comunidades na gestão energética e criando oportunidades econômicas diretas por meio da geração local de energia, como observado na Cooperativa Leiteira em Minas Gerais, cujo projeto híbrido solar-hídrico obteve um retorno financeiro de apenas 5,2 anos (BNDES, 2025). Contudo, há desafios significativos associados à GD híbrida no Brasil. O principal obstáculo é o alto custo inicial de instalação, que restringe sua acessibilidade, especialmente para consumidores em regiões economicamente vulneráveis. O financiamento, embora disponível, muitas

vezes não contempla condições específicas ou taxas adequadas que atendam integralmente pequenos empreendimentos híbridos. O licenciamento ambiental, apesar de mais simples que grandes projetos, carece de protocolos padronizados, gerando incertezas jurídicas e atrasos operacionais. Ademais, a limitada disponibilidade de áreas adequadas e restrições técnicas impostas pela regulamentação atual são fatores que restringem a expansão rápida dessa modalidade (ABSOLAR, 2025; ANEEL, 2025).

3.1.6 Geração Centralizada Híbrida (Fotovoltaica e Hídrica) no Brasil

Em março 2025 o Brasil contabiliza 16 MW operacionais e um *pipeline* de 11,8 GW em licenciamento. Os avanços mais concretos concentram-se em reservatórios que dispõem de transformadores de 500 kV subutilizados. Balbina recebeu Licença de Instalação em outubro 2024 para adicionar 300 MWp flutuantes, o consórcio Neoenergia/Furnas finaliza o EIA-RIMA de 200 MWp no lago de Itumbiara-GO e a Cesp concluiu em fevereiro 2025 estudos de batimetria para 250 MWp flutuantes em Serra da Mesa-GO (ANEEL, 2025).

A Figura 04 ilustra o panorama atual dos projetos híbridos, evidenciando a grande disparidade entre o potencial em desenvolvimento e a capacidade efetivamente operacional.

Figura 4: Panorama dos projetos híbridos solar-hídricos no Brasil: Capacidade operacional (Status) vs. projetos em desenvolvimento (Pipeline) em 2025.



Fonte: (ANEEL, 2025)

A REN ANEEL 1 068/2023 passou a admitir “Centrais Geradoras Híbridas” como um único agente de mercado, mas ainda exige SCADA unificado e medição granular por fonte; o Manual de Contabilização Híbrida da CCEE em janeiro de 2025, finalmente permite a soma das garantias físicas quando o empreendimento demonstra fator de

diversidade solar-hídrico $> 0,15$, o que viabilizou PPAs corporativos de “slot horário” que remuneram a energia 24 h a tarifa única, 620 MW contratados no ACL em 2024-2025. A GC-híbrida emerge como instrumento de escala para ampliar fatores de capacidade, reduzir vertimentos e monetizar serviços sistêmicos. Ambas dependem de ajustes regulatórios: no nível distribuído, a consolidação de créditos no nível centralizado, o rateio definitivo da TUST e a internalização dos benefícios de redução de risco hidrológico nos leilões de energia firme. A complementaridade posiciona-se em 2025 como o principal vetor de crescimento sustentável da geração renovável brasileira (ONS, 2025).

Por outro lado, a GC híbrida enfrenta desafios críticos que não podem ser subestimados. Um dos principais é o licenciamento ambiental, que, devido à escala dos projetos, envolve processos burocráticos mais complexos e demorados, frequentemente superiores a dois anos. Além disso, existem preocupações significativas sobre os impactos ambientais potenciais das instalações solares flutuantes sobre a biodiversidade aquática e a qualidade da água dos reservatórios (IBAMA, 2025). Outro desafio importante é a gestão da capacidade das linhas de transmissão existentes; embora a infraestrutura pré-instalada ofereça vantagens econômicas, sua capacidade pode rapidamente tornar-se insuficiente frente à expansão solar planejada, demandando investimentos adicionais na rede (EPE, 2025).

Dessa forma, tanto a GC-híbrida quanto a GD-híbrida ainda demandam aprimoramentos regulatórios consideráveis. Apesar dos avanços recentes, como a resolução ANEEL nº 1.068/2023 e o manual de contabilização híbrida da CCEE (2025), lacunas ainda persistem, particularmente relacionadas ao rateio dos custos de uso das redes de transmissão e distribuição e à ausência de critérios claros e incentivos específicos para projetos híbridos nos leilões de energia.

Além dos desafios regulatórios, a venda de energia híbrida encontra resistências no mercado devido à falta de compreensão clara dos seus benefícios econômicos e ambientais, dificultando negociações competitivas. Isso é especialmente evidente no contexto brasileiro, onde os consumidores e investidores frequentemente optam por modalidades mais familiares, como geração puramente fotovoltaica ou hídrica, dificultando a difusão da híbrida. A comunicação eficaz dos benefícios econômicos, ambientais e operacionais dessas soluções híbridas torna-se fundamental para a expansão deste mercado.

As preocupações ambientais são um obstáculo adicional relevante. O impacto potencial em ecossistemas aquáticos devido à instalação de módulos fotovoltaicos flutuantes é uma questão crítica que requer monitoramento constante e estudos aprofundados. No Brasil, a ausência de diretrizes ambientais específicas aumenta os riscos regulatórios e dificulta a aprovação de projetos e gera incerteza aos investidores. Internacionalmente, apesar dos benefícios amplamente reconhecidos, experiências negativas em projetos mal planejados ressaltam a importância de procedimentos rigorosos de avaliação ambiental e envolvimento comunitário para garantir a sustentabilidade dos sistemas híbridos no longo prazo (WWF, 2025; UNEP, 2025).

3.2 PANORAMA DE CAPACIDADE INSTALADA MUNDIAL EM GD, GC E ARRANJOS HÍBRIDOS (SOLAR – HIDRICA)

Globalmente, o IEA-PVPS Snapshot 2025 indica que a capacidade solar mundial superou 2 TW no fim de 2024, dos quais cerca de 800 GW provêm de sistemas distribuídos, com China, EUA, Alemanha e Japão na liderança (IEA, 2025).

3.2.1 Capacidade Instalada Global de Energia Fotovoltaica

A energia fotovoltaica consolidou-se, em 2025, como a fonte renovável de crescimento mais acelerado no mundo, um avanço de quase 450 GW somente entre 2023 e 2024, com taxas de expansão anual acima de 25% na maior parte dos principais mercados (IRENA, 2025; IEA, 2025; BloombergNEF, 2025).

O *Renewable Capacity Statistics 2025* reporta 1.865 GW FV acumulados ao fim de 2024 (+452 GW no ano; 77% das adições renováveis), enquanto a *SolarPower Europe* (em corrente contínua) aponta aproximadamente 2,2 TW (IRENA, 2025; SolarPower Europe, 2025). A China instalou 329 GW em 2024 (total 887 GW), a Índia atingiu 93 GW (rumo a >115 GW em 2025), MENA soma 24 GW (+25%), a América Latina avança com Chile (15 GW), México (10,8 GW) (IRENA, 2025; MNRE-India, 2025). A queda de custos sustenta o ritmo: LCOE médio FV utilidade a US\$ 0,041/kWh em 2024 (-7% versus 2023; -87% versus 2010) e módulos a US\$ 0,15/W nos mercados asiáticos (IRENA, 2025; NEA-China, 2025).

Essa trajetória exponencial é explicada por uma combinação de fatores estruturais e conjunturais: o preço dos módulos fotovoltaicos caiu mais de 87% desde 2010, impulsionado pelo aumento de escala industrial na China e sudeste asiático, avanços tecnológicos como painéis bifaciais e inversores inteligentes, e pelo fortalecimento de

cadeias globais de suprimentos (BloombergNEF, 2025). Na geração centralizada fotovoltaica global, as usinas utilitárias somavam aproximadamente 1,2 TW no final de 2024, devendo chegar a 1,35 TW até dezembro de 2025, impulsionadas por megaprojetos na China, Índia, Estados Unidos e Oriente Médio (IEA, 2025; Global Solar Council, 2025). Esses números realçam a complementaridade entre a GC, que aporta grandes blocos de energia firme, e a GD, que descentraliza a geração e reduz perdas; juntas, ambas criam ambiente propício para os arranjos híbridos solar-hídricos.

Políticas públicas também foram decisivas. Em 2025, mais de 80 países contam com metas ou leilões de energia solar; tarifas *feed-in* (FiT), linhas de crédito verde, programas de subsídio e mecanismos de precificação de carbono foram implementados nos principais polos de crescimento. Compromissos climáticos, como o Acordo de Paris, tornaram-se diretriz central para novos investimentos, levando governos, empresas e fundos internacionais a priorizar projetos de baixo carbono (IRENA, 2025).

No cenário atual, a China permanece líder absoluta, com cerca de 790 GW instalados até março de 2025, mais de 50% da capacidade adicionada no biênio anterior, resultado de incentivos federais, políticas industriais robustas e uma cadeia de valor verticalizada. Os Estados Unidos superaram 175 GW de capacidade total em 2025, impulsionados por programas como o *Investment Tax Credit* e contratos corporativos de fornecimento renovável. A União Europeia consolidou sua posição, atingindo aproximadamente 270 GW, com Alemanha, Espanha e Itália puxando a expansão por meio de leilões, *FiT* e metas regionais de descarbonização (IEA, 2025). A Índia chegou a 80 GW, acelerando a implantação de usinas no deserto e promovendo iniciativas de microgeração urbana (IRENA, 2025).

Por fim, o *2025 World Hydropower Outlook* indica 1.443 GW de potência hidrelétrica global em dez/2024 (+24,6 GW no ano, sendo 16,2 GW hídrica convencional e 8,4 GW bombeamento), respondendo por 14,3% da eletricidade mundial. A China lidera (435,9 GW, com 7,75 GW reversíveis), o Brasil é o 3º (109,98 GW, aproximadamente 415 TWh/ano), seguido do Canadá (84,3 GW) e da Noruega (33,91 GW). Para 2025, projeta-se expansão puxada por modernização, grandes barragens na Ásia-Pacífico/África e um *pipeline* de 600 GW de bombeamento (IHA, 2025).

3.2.2 Crescimento de Sistemas Híbridos no Mundo

Ao longo de 2024-2025, a combinação fotovoltaica-hídrica deixou de ser apenas uma curiosidade tecnológica para tornar-se um vetor concreto de expansão das renováveis em várias regiões do mundo. O primeiro motor desse avanço foi a rápida disseminação do fotovoltaico flutuante: a capacidade global de painéis instalados sobre lâminas d'água saltou de 3 GW em 2020 para cerca de 13 GW em 2022 e continuou em trajetória ascendente em 2024-2025, em boa parte porque dois terços desses sistemas foram ancorados dentro de reservatórios hidrelétricos já existentes, transformando-os, na prática, em usinas híbridas integradas. Esse modelo reduz a necessidade de adquirir terrenos, aproveita subestações amortizadas e atenua a evaporação de água, criando um ciclo virtuoso no qual ganhos elétricos, hídricos e ambientais se reforçam mutuamente (IRENA, 2025).

A Ásia manteve a liderança tanto em escala absoluta como em velocidade de implantação, sendo que a China consolidou o maior parque híbrido do planeta em Longyangxia, onde um complexo solar de mais de 500 MW opera de forma coordenada com a hidrelétrica de 1,28 GW, utilizando a mesma subestação e compartilhando algoritmos de despacho que privilegiam a energia solar nas horas de pico de irradiação. A Tailândia, por sua vez, refinou o conceito de usina flutuante: no reservatório de Sirindhorn, 45 MW de módulos instalaram-se sobre a lâmina d'água em 2024, evitando cerca de 460 000 m³ de evaporação por ano e servindo de protótipo para uma carteira nacional que já soma outros 2 GW em fase de contratação. Vietnã e Indonésia adotaram estratégia semelhante para reduzir o despacho de térmicas na estação seca, enquanto Índia começou a licitar projetos híbridos em Rajastão para poupar água subterrânea em regiões áridas.

Na América do Norte e na Europa, a ênfase recaiu sobre engenharia de rede e modelos de negócios. Nos Estados Unidos, protótipos no Arizona e na Califórnia integram previsão meteorológica, baterias de 100 MWh e serviços anciliares para oferecer “blocos firmes” de energia renovável, respondendo às exigências de confiabilidade dos operadores regionais. França e Portugal, por sua vez, vêm testando consórcios público-privados nos quais concessionárias hidrelétricas alugam superfícies alagadas para investidores solares, recebendo parte da receita como contrapartida pela flexibilidade hídrica oferecida. A América Latina emergiu como novo polo de escala comercial: o Brasil colocou em operação 17 MW híbridos entre 2024-início de 2025 e iniciou licenciamento de 11,8 GW

adicionais que pretendem ocupar reservatórios ociosos e reaproveitar transformadores de 500 kV já instalados.

3.2.3 Geração Distribuída Híbrida (Fotovoltaica e Hídrica) – Panorama Mundial

No panorama internacional, GD-híbrida segue restrita a zonas rurais ou ilhas sem rede robusta. O Nepal opera desde 2023 um programa de vilas híbridas (50 kW mini-hydro + 30 kW FV), enquanto o governo colombiano finalizou em 2024 quatro *microgrids* nos Llanos que combinam rodas d’água de 20 kW com 60 kW FV para escolas indígenas (IRENA, 2025).

Em contextos insulares e remotos, arranjos híbridos fotovoltaico-hídricos têm fornecido soluções resilientes e escaláveis. Na ilha de El Hierro (Canárias, Espanha), o sistema *Gorona del Viento* integra energia eólica com um reservatório elevado que funciona como armazenamento hídrico, atingindo patamares consideráveis de autossuficiência, ainda que sua capacidade exata varie com a operação sazonal. Na ilha de Ometepe (Nicarágua), estudos acadêmicos modelaram a viabilidade de microssistemas híbridos que combinam fotovoltaico com geração hídrica por bombeamento (*pumped hydro storage*), simulando projetos com capacidade na faixa de dezenas de quilowatts, suficientes para atender comunidades locais com maior autonomia energética. Já em Graciosa (Açores, Portugal), um *microgrid* híbrido combina mais de 1 MW de energia solar, 4,5 MW hídrico e 3,2 MWh de armazenamento em baterias, alcançando cobertura renovável de cerca de 65 % da eletricidade da ilha. Outro modelo bem-sucedido pode ser visto em *Flinders Island* (Austrália), onde um *microgrid* solar com 0,5 MW de capacidade e armazenamento de 0,5 MWh atende aproximadamente 65 % da demanda anual, ainda que predominem fontes solar e térmica, a lógica híbrida de escalabilidade e armazenamento é semelhante (IEA, 2025).

Em diversos contextos insulares e locais isolados da América Latina e Caribe, sistemas híbridos de geração distribuída que combinam energia fotovoltaica e hídrica têm se mostrado soluções eficazes para promover a resiliência energética e reduzir a dependência de combustíveis fósseis. No Peru, o projeto piloto da empresa *Smart Hydro Power*, instalado na comunidade de Marisol, utiliza uma tecnologia híbrida que combina microturbinas hidro cinéticas, painéis fotovoltaicos e gerador de apoio para abastecer cerca de 20 residências, tipicamente com potência instalada na casa das dezenas de quilowatts, demonstrando viabilidade técnica e econômica para eletrificação rural distribuída (PV MAGAZINE INTERNATIONAL, 2025).

Já no Peru andino, em comunidades como Alto Peru (Cajamarca), foram implementados sistemas híbridos que combinam micro hidrelétricas com capacidade de geração de até 150 kW e sistemas fotovoltaicos de 30 a 100 kW, visando atender a demandas locais de eletrificação rural. Em Dominica, o projeto de micro rede para escolas primárias inclui instalações solares com capacidade de 10 kW e armazenamento em baterias de 76 kWh, proporcionando energia confiável durante operações normais e interrupções significativas, como furacões. Em São Vicente e Granadinas, o projeto piloto na ilha de *Union Island* combina 600 kW de geração solar fotovoltaica com 637 kWh de armazenamento em baterias de lítio, atendendo 100% das necessidades energéticas diárias da ilha e reduzindo significativamente o consumo de diesel. Já em Santa Lúcia, estudos indicam a viabilidade de sistemas híbridos com 75 a 150 kW de capacidade hidrelétrica combinados a 150 a 250 kW de geração fotovoltaica, com armazenamento de 200 a 500 kWh, para atender cargas críticas em comunidades isoladas. Esses exemplos ilustram como a integração de fontes renováveis pode ser adaptada às necessidades específicas de cada localidade, promovendo a sustentabilidade e a autonomia energética em regiões remotas (IEA, 2025). Nenhum desses países, porém, possui ainda um sistema de compensação de créditos tão abrangente quanto o brasileiro, daí o interesse de agências multilaterais, como o Banco Mundial, em usar a experiência da Lei 14.300 como referência para novos marcos regulatórios (ANEEL, 2025).

3.2.4 Geração Centralizada Híbrida (Fotovoltaica e Hídrica) - Panorama Mundial

A geração centralizada híbrida, que combina energia fotovoltaica e hidrelétrica, tem se expandido em diversas regiões do mundo como uma estratégia para otimizar a utilização de recursos hídricos e solares. Globalmente, a GC-híbrida saiu da escala piloto para projetos gigawatt como Longyangxia-China opera 4,57 GW (2 GW FV + 2,57 GW hídrico) desde dezembro 2024, Sirindhorn na Tailândia ampliou-se para 81 MW em 2024 (45 MW FV + 36 MW hídrico) e reportou 11% de redução de evaporação. Já em Portugal conectou em junho 2025 um parque flutuante de 11,5 MW em Alqueva, já vendendo “energia híbrida premium” a 78 MWh⁻¹ no mercado diário da OMIE. A IEA estima 7,2 GW de capacidade solar-hidro integrada em operação mundial no primeiro trimestre 2025, com pipeline superior a 22 GW, impulsionado pela política de subsídios à infraestrutura flutuante na Ásia e por linhas de financiamento verdes do Banco Asiático de Desenvolvimento (IEA, 2025). Em Gana, o *Bui Hydro-Solar PV Hybrid System* combina arranjos solares flutuantes com a hidrelétrica de 404 MW, adicionando 50 MW

de geração solar e ampliando a flexibilidade operacional do sistema, além de reduzir emissões em cerca de 47 mil toneladas de CO₂ por ano.

Em Marrocos, o complexo Noor-Ouarzazate, originalmente composto por uma usina termossolar, vem experimentando integrações com pequenos módulos fotovoltaicos conectados a hidrelétricas locais, ampliando a capacidade firme e reduzindo o impacto ambiental das operações (IRENA, 2025). Já no Peru, projetos em hidrelétricas de médio porte têm incorporado sistemas fotovoltaicos em faixa marginal de reservatórios, com capacidades variando entre 10 e 50 MW, especialmente em regiões de alta radiação solar, favorecendo comunidades próximas e o despacho conjunto para o sistema interligado nacional. Já na América Latina e Caribe, experiências em insularidades e sistemas isolados também mostram o potencial dessa tecnologia. Em ilhas do Caribe, como Barbados e São Vicente, usinas hidrelétricas de pequena escala receberam módulos fotovoltaicos de reforço entre 2 e 15MW, permitindo a redução do uso de geradores a diesel e aumentando a confiabilidade do fornecimento. Na Colômbia, pequenas hidrelétricas têm adotado painéis fotovoltaicos flutuantes sobre reservatórios, com capacidade média de 5 a 20MW, contribuindo para a estabilidade do sistema elétrico local e promovendo a complementaridade hídrica-solar, especialmente em períodos de estiagem. Essas iniciativas demonstram que a integração de fotovoltaicas e hidrelétricas em larga escala não se limita a grandes países, mas é também uma solução estratégica para regiões com restrições de espaço, insularidades ou alta variabilidade hídrica, promovendo eficiência, resiliência e descarbonização dos sistemas elétricos. Já no Peru, projetos em hidrelétricas de médio porte têm incorporado sistemas fotovoltaicos em faixa marginal de reservatórios, com capacidades variando entre 10 e 50MW, especialmente em regiões de alta radiação solar, favorecendo comunidades próximas e o despacho conjunto para o sistema interligado nacional (IRENA, 2025).

Por fim, o panorama apresentado evidencia que o Brasil se encontra em posição estratégica no desenvolvimento de geração híbrida fotovoltaica-hídrica, tanto na modalidade distribuída quanto centralizada. Com a significativa capacidade fotovoltaica instalada, combinada ao extenso parque hidrelétrico nacional, o país apresenta condições técnicas, regulatórias e econômicas que permitem avançar na integração dessas fontes, maximizando a complementaridade solar-hídrica e contribuindo para a segurança energética e a descarbonização da matriz elétrica nacional (ANEEL, 2025; EPE, 2025). Projetos pioneiros, como Sobradinho-BA, Balbina-AM, Billings-SP e iniciativas de GD-

híbrida em comunidades ribeirinhas e cooperativas, demonstram ganhos significativos em eficiência, redução de perdas e mitigação de emissões, ainda que desafios regulatórios e ambientais persistam, especialmente no que se refere à unificação do licenciamento, rateio de TUST/TUSD e padronização de monitoramento ambiental (MME, 2024; IBAMA, 2025).

No contexto internacional, a adoção de sistemas híbridos fotovoltaico-hídricos apresenta trajetórias complementares e inspiradoras. Países da Ásia, como China e Tailândia, lideram a escala de grandes projetos, enquanto América Latina e Caribe exploram soluções em insularidades e *microgrids* distribuídos, com capacidades variando de dezenas de kW a dezenas de MW, promovendo autossuficiência energética e resiliência local (IEA, 2025; IRENA, 2025). Experiências como as de Gana, Portugal, Peru, Dominica e Barbados demonstram que a integração fotovoltaica-hídrica é tecnicamente viável, ambientalmente benéfica e economicamente competitiva, desde que acompanhada de políticas de incentivo, mecanismos de financiamento adequados e gestão regulatória eficiente. Assim, este capítulo evidencia que a geração híbrida representa um vetor global e nacional de expansão das energias renováveis, consolidando-se como estratégia central para atender à demanda crescente, reduzir emissões e fortalecer a sustentabilidade dos sistemas elétricos. No Capítulo 04, serão detalhados casos de sucesso, tanto nacionais quanto internacionais, que ilustram a implementação prática e os resultados concretos de projetos híbridos fotovoltaico-hídricos.

4. CASOS DE SUCESSO E MELHORES PRÁTICAS DE FONTES HÍBRIDAS SOLAR-HÍDRICAS.

Este capítulo reúne as melhores práticas de arranjos híbridos que combinam geração fotovoltaica e hidráulica, explicando como e por que esses sistemas entregam resultados em contextos reais e identificando padrões replicáveis observados em projetos de referência nacionais e internacionais. Para delimitar o escopo, adotam-se quatro tipologias consistentes. Além disso, serão analisados os empreendimentos representativos na Ásia, Europa, Oriente Médio e Brasil, com ênfase em escolhas de projeto, estratégias de integração à rede e arranjos de medição e contabilização, destacam-se condições de contorno que viabilizam a solução, como o aproveitamento de infraestrutura existente e a coordenação entre o despacho fotovoltaico e a operação do reservatório (EPE, 2025; IEA PVPS, 2024; CCEE, 2024).

Com base em literatura técnica e bases oficiais, serão levantados e comparados indicadores como fator de capacidade sazonal, energia adicional entregue pela hibridização em relação ao contrafactual hidráulico, índice de complementaridade entre perfis solar e hídrico obtido por correlação e análise de rampas, redução estimada de evaporação em função da área coberta e do clima, eficiência de uso da infraestrutura de conexão medida por GWh e emissões evitadas em toneladas de CO₂ por MWh, por meio de scripts em Python e visualizações dedicadas (IRENA, 2024; IHA, 2024; EPE, 2025; ONS, 2025; CCEE, 2024; ANA, 2024; NREL, 2024). A contribuição do capítulo consiste em reunir evidências de projetos em operação e pilotos e a partir delas extrair lições que orientem decisões de projeto e políticas públicas.

4.1 PRINCIPAIS MODALIDADES DE SISTEMAS HÍBRIDOS ELENCADOS NESTE ESTUDO DE CASOS DE SUCESSOS

Esta seção apresenta as principais modalidades de sistemas híbridos consideradas nos estudos de casos de sucesso e organiza o escopo analítico em quatro famílias complementares, adotadas por diferentes países e contextos operacionais. As subseções seguintes apresentam casos representativos de cada modalidade, destacando decisões de projeto, requisitos de licenciamento e medição, racional de sucesso e países onde tais soluções foram implementadas, com apoio de gráficos para evidenciar os resultados observados em dados reais (IRENA, 2024; IEA PVPS, 2023; IHA, 2024; EPE, 2025; ANEEL, 2025; NREL, 2021; World Bank, 2019).

4.1.1 Fotovoltaica flutuante em reservatórios de usinas hidrelétricas

Nesta tipologia, módulos fotovoltaicos são instalados sobre estruturas flutuantes ancoradas no espelho d'água do reservatório, com conexão elétrica preferencialmente à subestação existente da usina. O arranjo reduz novas ocupações de solo e aproveita a infraestrutura de evacuação de energia já implantada, simplificando obras civis e encurtando prazos de comissionamento. As decisões críticas concentram-se na caracterização do regime de ventos e ondas, batimetria, definição do sistema de ancoragem e amarração, escolha entre inversores de *string* sobre plataformas ou inversores centralizados em margem, roteamento seguro de cabos em dutos flutuantes e tratamento anticorrosivo adequado às condições locais.

Em operação, a coordenação entre o despacho fotovoltaico e a curva-guia do reservatório permite atenuar vertimentos e otimizar a reserva operativa, desde que haja supervisão e controle integrados, com telemetria, limites de rampa e lógica de priorização definida com o operador do sistema. Em regulação e contabilização, destacam-se a medição segregada por fonte, o registro de dados de performance para auditoria e a aderência às exigências de proteção, qualidade da energia e segurança de barragens. As melhores práticas incluem análises de estabilidade hidrodinâmica, redundância de ancoragens, planos de O&M com acesso seguro por píeres e protocolos de isolamento elétrico em ambientes úmidos, além de um SCADA unificado que consolide alarmes, medições e comandos em tempo real para a unidade híbrida como um todo (World Bank, 2019; IRENA, 2021; NREL, 2021; IHA, 2024; ANEEL, 2025).

É considerada um exemplo de sucesso porque converte áreas hídricas já disponíveis em plataforma de geração adicional sem competição por terra, reduz interferências ambientais marginais quando corretamente licenciada, aproveita ativos de conexão amortizados, suaviza a variabilidade diária por coordenação com a operação hidráulica e pode reduzir evaporação local e crescimento de algas em setores sombreados conforme o desenho do arranjo e as condicionantes do licenciamento. Países com iniciativas representativas incluem China, Tailândia, Singapura, Índia, Japão, Coreia do Sul, Portugal, Espanha, Países Baixos, França, Brasil e Emirados Árabes Unidos, com diferentes graus de maturidade tecnológica e arranjos contratuais e regulatórios adaptados a cada contexto (IRENA, 2021; IEA PVPS, 2023; IHA, 2024).

4.1.2 Implantações em margens, diques e canais associados à infraestrutura hídrica

As instalações em margens, diques e canais utilizam taludes, áreas adjacentes e faixas de servidão para implantação de campos fotovoltaicos, inclusive sobre passarelas e estruturas de sombreamento em canais. Essa tipologia minimiza intervenções no espelho d'água, facilita a logística de montagem e manutenção e, quando aplicada a canais, pode reduzir perdas por evaporação sem interferir no trânsito de água. As decisões de layout envolvem análise geotécnica do talude, contenção e drenagem, mitigação de ofuscamento para operadores e vias próximas, compatibilização com rotinas de inspeção de diques e regras de acesso do ente gestor hídrico. A arquitetura elétrica costuma adotar inversores de *string* em blocos, com coletor em média tensão e conexão à subestação da usina ou a bay dedicada, respeitando coordenação de proteção e limites de curto-circuito. Em operação, a proximidade com a casa de força simplifica o controle coordenado e a integração da medição por fonte, enquanto o planejamento de paradas considera janelas de manutenção da infraestrutura hídrica. O licenciamento requer alinhamento entre a autoridade de recursos hídricos e a autoridade ambiental para assegurar que a implantação não altere a estabilidade de diques, não obstrua operações de descarga e respeite usos múltiplos da água. Boas práticas incluem estudos de sombreamento sazonal, padronização de *skids* elétricos, barreiras físicas contra inundação rápida e planos de emergência integrados ao Plano de Ação de Emergência de Barragens quando aplicável, fortalecendo a governança do ativo híbrido sem conflitar com a operação hidráulica (IEA PVPS, 2023; IRENA, 2022; EPE, 2025; ANA, 2024).

É considerada um exemplo de sucesso porque utiliza áreas já controladas pelo operador hídrico, reduzindo custos fundiários e prazos de implantação, mantém rotinas de inspeção e segurança de diques, permite modularidade e escalabilidade e pode gerar cobenefícios de redução de evaporação em canais e reservatórios auxiliares, com baixo impacto visual quando o arranjo é integrado ao desenho existente. Países que vêm aplicando essa solução incluem Índia, Estados Unidos, Espanha, Portugal, Itália, Brasil e Marrocos, com destaque para projetos em canais de irrigação, margens de reservatórios e diques de contenção, integrando requisitos de operação hidráulica e de qualidade de energia em diferentes regimes regulatórios (IEA PVPS, 2023; IRENA, 2022; ANA, 2024).

4.1.3 Retrofit de UHE, PCH e CGH com campos fotovoltaicos

O *retrofit* adiciona geração fotovoltaica a usinas existentes de diferentes portes, combinando modernização eletromecânica com a integração do novo subsistema solar. A

estratégia aproveita *bays*, transformadores e barramentos disponíveis ou executa ampliações pontuais, reduzindo investimentos em conexão. Os pontos de atenção concentram-se na coordenação de proteções entre o lado contínuo da geração fotovoltaica e o sistema em corrente alternada, nos requisitos de anti-ilhamento, nos limites de distorção harmônica e *flicker* e na capacidade de controle de potência reativa para atendimento ao código de rede. Em medição e contabilização, recomenda-se segregação por fonte com registradores e canais de comunicação dedicados para garantir rastreabilidade e transparência nos processos comerciais. No escopo de automação, a adoção de um SCADA único com hierarquia clara de controle, integração de dados meteorológicos, curvas de previsão de geração e lógica de despacho coordenado com a regra operativa do reservatório é determinante para o desempenho. O licenciamento ambiental tende a ser mais célere quando não há incremento relevante de área e quando os sistemas são implantados em sítios antropizados, embora deva contemplar paisagem, fauna, rotas de manutenção e segurança de barragens. Em gestão de ativos, o *retrofit* é oportunidade para digitalização, otimização de intertravamentos e revisão de seletividade de proteção, elevando disponibilidade e resiliência a distúrbios na rede (ONS, 2024; CCEE, 2024; ANEEL, 2025; IEA, 2023).

É considerado um exemplo de sucesso porque acrescenta capacidade renovável no mesmo ponto de conexão, reduz prazos e riscos de licenciamento, aproveita sinergias operativas e libera valor por meio de modernização e integração digital, ao mesmo tempo em que melhora a previsibilidade de entrega pela complementaridade solar e hídrica. Países com aplicações documentadas incluem Portugal, Brasil, Estados Unidos, China, Canadá, Noruega e Suíça, onde operadoras utilizam a hibridização para repotenciação funcional, redução de vertimentos e atendimento a requisitos de qualidade e confiabilidade em mercados com diferentes regras de contabilização e lastro (IHA, 2024; IEA, 2023; EPE, 2025; ANEEL, 2025).

Além disso, a incorporação de sistemas de armazenamento eletroquímico agrega flexibilidade ao sítio híbrido ao possibilitar a suavização de rampas da geração solar, o deslocamento temporal de energia para horários de maior valor, a ampliação da previsibilidade de entrega e a prestação de serviços análogos de curta duração quando habilitados pela regulação. As principais decisões de projeto incluem a definição da potência e energia úteis do sistema, a janela de estado de carga operacional para limitar degradação, a topologia de conexão em média ou alta tensão e a integração do sistema de

gerenciamento da bateria com a automação da usina, permitindo estratégias de controle como *firming*, *peak shaving*, *ramp-rate control* e *black-start* quando aplicável. A operação segura requer modelos de degradação incorporados ao despacho, sistemas de detecção e supressão de incêndio, condicionamento térmico robusto e planos de manutenção.

É considerada um exemplo de sucesso porque transforma a complementaridade solar hídrica em entrega firme e programável, melhora indicadores de qualidade de energia e cria fontes de receita associadas a produtos de flexibilidade e confiabilidade quando existentes no mercado. Países que combinam hibridização com armazenamento incluem Estados Unidos, Austrália, Chile, Reino Unido, Alemanha, China, Emirados Árabes Unidos, Portugal e Brasil, com diferentes arranjos de remuneração por capacidade, serviços aniciares e contratos de longo prazo ajustados às políticas de cada jurisdição (IEA, 2022; IRENA, 2023).

4.2 CASOS DE SUCESSO DE FONTES HÍBRIDAS SOLAR E HÍDRICA NO MUNDO

A combinação de energia solar e hídrica tem exibido resultados notáveis em diversos países, trazendo benefícios relacionados à sustentabilidade, à economia de água e à eficiência operacional (EPE, 2024). Apresentam-se, a seguir, quatro estudos de caso que ilustram a viabilidade técnico-econômica de projetos híbridos e confirmam as vantagens dessa abordagem (IEA, 2024).

4.2.1 Sirindhorn Dam (Tailândia)

Uma das referências globais em projetos híbridos é a instalação de painéis solares flutuantes na Barragem de Sirindhorn, na Tailândia, onde foram acrescentados cerca de 45 MW de energia solar (EGAT, 2024) em um sistema dotado de aproximadamente 145 mil módulos distribuídos por 121 hectares do reservatório. De acordo com a IEA (2022), a geração anual estimada, em torno de 75 GWh, supre o consumo médio de cerca de 20 mil residências e evita a emissão de aproximadamente 28 mil toneladas de CO₂ ao ano (IRENA, 2021).

A sinergia entre a hidrelétrica já existente e a nova planta solar fotovoltaica é confirmada tanto pela análise de dados operacionais quanto pela avaliação do impacto da geração adicional na redução do uso de fontes fósseis. Para ilustrar esse ganho, pode-se construir um gráfico que apresente a evolução da geração total em MWh antes e depois da

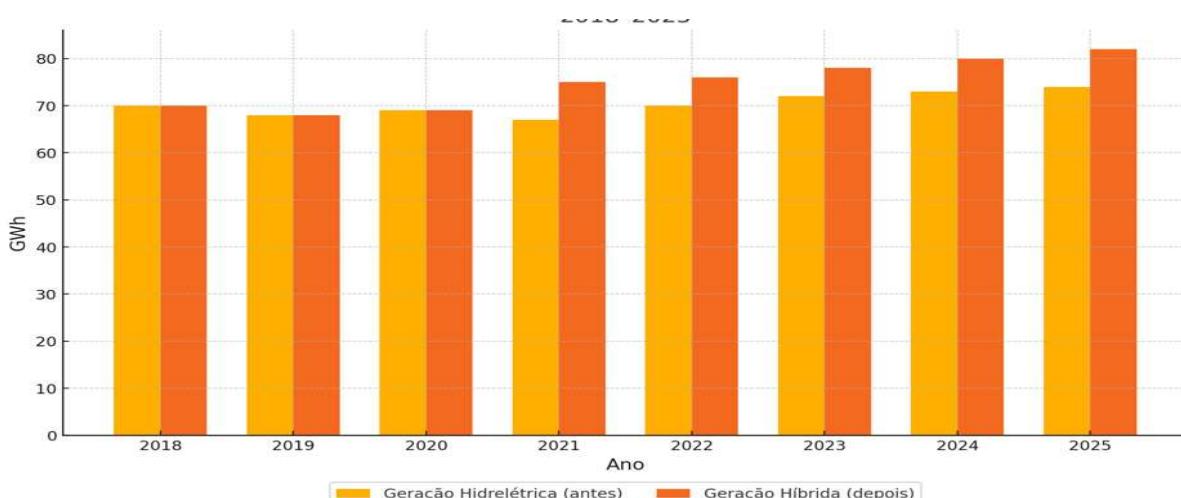
instalação dos painéis. No caso, para análise de dados foi utilizado Python para gerar esse tipo de visualização baseado em valores mencionados pela EGAT (2024) e a IEA (2024).

A figura 05 ilustra a evolução da geração de energia na Sirindhorn Dam, na Tailândia, ao longo de cinco anos, comparando a geração exclusivamente hidrelétrica com a geração híbrida, que combina fontes hidrelétricas e solares. Evidência como a introdução da energia solar impactou o desempenho total do sistema, destacando períodos de estabilidade e de crescimento da capacidade híbrida. Nos anos de 2018, 2019 e 2020, os valores de geração hidrelétrica e híbrida permanecem iguais, enquanto entre 2021 e 2025 observa-se um aumento significativo na geração híbrida em relação à geração hidrelétrica.

Este gráfico compara, por barras lado a lado, a energia anual entregue pela usina antes e depois da hibridização fotovoltaico-hídrica em Sirindhorn (rótulos “Geração Hidrelétrica (antes)” e “Geração Híbrida (depois)”, em GWh), permitindo visualizar rapidamente o ganho absoluto por ano e a consistência desse ganho ao longo do tempo (EGAT, 2024).

Para uma leitura correta, é essencial que as três listas tenham o mesmo número de observações e representem o mesmo período de análise; no exemplo, ajuste os vetores para que “anos”, “geração hidrelétrica” e “geração híbrida” tenham o mesmo comprimento, preservando janelas temporais comparáveis. Na interpretação, o delta anual $\Delta GWh = \text{híbrida} - \text{hidrelétrica}$ e a variação percentual $\Delta\% = \Delta GWh/\text{hidrelétrica}$, reportando médias e dispersões, a robustez sazonal e interanual dos ganhos, verificando se anos mais secos ou úmidos estão enviesando a comparação, normalizações úteis, como GWh por MVA de conexão ou por área fotovoltaica instalada.

Figura 5: Comparação de Geração de Energia após a introdução de uma fonte híbrida.



Fonte: Autoria própria

Entre 2018 e 2020, os valores iguais para as duas categorias podem ser explicados por diferentes fatores. Primeiramente, é possível que o projeto de hibridização solar- hídrica estivesse em fase de planejamento ou construção durante esses anos, resultando em uma contribuição nula ou insignificante da geração solar para o sistema. Isso é comum em projetos desse tipo, onde a instalação de painéis solares e a integração ao sistema podem levar alguns anos (EGAT, 2021). Além disso, a estabilidade dos valores nesses anos também pode refletir condições climáticas constantes, como um regime de chuvas semelhante, garantindo que a geração hidrelétrica se mantivesse em um patamar estável (IRENA, 2021). Mesmo que o sistema solar estivesse em operação inicial, sua capacidade pode ter sido pequena demais para impactar significativamente os resultados totais, tornando os valores híbridos e hidrelétricos praticamente iguais. Por fim, a igualdade nos números também pode ser um artifício de simplificação, se os dados apresentados forem apenas ilustrativos.

A partir de 2022 esse descolamento se acentuou. O gerenciamento integrado permitiu reduzir o despacho hídrico nas horas de maior irradiação, armazenando água para os picos noturnos e elevando a eficiência global do conjunto. Já em 2024 o modelo despontou como referência regional: o complexo de Sirindhorn operava com 81 MW combinados (45 MW FV + 36 MW hidro), enquanto um segundo projeto híbrido de 24 MW entrou em serviço no reservatório de *Ubol Ratana*, no nordeste do país. Esses dois empreendimentos inauguraram o plano da *EGAT* de erguer 16 usinas flutuantes sobre nove barragens, totalizando 2 725 MW até 2032, de modo a triplicar a participação solar sem expandir a malha de transmissão existente. (IEA, 2024).

A contribuição da energia solar no sistema híbrido pode ser explicada por sua complementaridade com a geração hidrelétrica. Durante o dia, especialmente nos horários de pico de radiação solar, a energia fotovoltaica reduz a necessidade de geração hídrica, permitindo que mais água seja armazenada no reservatório para ser utilizada em horários de maior demanda, como no final da tarde e à noite (IRENA, 2024). Essa sinergia melhora a eficiência geral do sistema, possibilitando uma melhor gestão dos recursos hídricos e aumentando a estabilidade do fornecimento energético.

Em 2025 o programa avançou para a fase de expansão contínua: testes de longa duração confirmaram ganhos médios de 10% a 12% na evaporação evitada e redução de 0,54 t CO₂ a cada 1 000 kWh gerados. Simultaneamente, a EGAT abriu licitação para mais 50

MW flutuantes no reservatório de Vajiralongkorn e publicou edital preliminar para um parque de 65 MWp em *Srinagarind*.

Essas ampliações elevam a capacidade instalada híbrida tailandesa para cerca de 105 MW FV em operação e outros >500 MW em construção, consolidando o país como laboratório mundial de integração solar-hidro. As metas macroeconômicas também se tornaram mais ambiciosas: o Plano de Desenvolvimento do Setor Elétrico 2024-2037 (EDP 2024) passou a exigir que as renováveis atinjam 51% da geração nacional até 2037, alavancando a adoção de layouts híbridos como solução de menor custo marginal para novas fontes renováveis (IRENA, 2024).

Essa evolução revela a lógica do despacho complementar: durante as horas de sol, a energia fotovoltaica cobre parte da curva de carga diurna e permite que a hidrelétrica acumule reservatório, à noite ou em dias chuvosos, o fluxo revertido mantém a oferta firme. O resultado é um aumento da produção anual sem construção de novas barragens, com melhoria da segurança hídrica e redução da dependência de térmicas a gás ou diesel. Esse desempenho, aliado a políticas de incentivo (tarifas *feed-in* flutuantes, isenção de arrendamento de área alagada e acesso prioritário à rede), explica a aceleração observada em 2024-2025 e aponta para um cenário em que a geração híbrida tailandesa deverá ultrapassar 0,8 GW de solar acoplado a barragens antes de 2027, contribuindo decisivamente para a meta de neutralidade de carbono do país (IRENA, 2024).

De acordo com o Ministério de Recursos Naturais e Meio Ambiente da Tailândia (MNRE, 2020), a Lei de Promoção e Desenvolvimento de Energias Renováveis (*Renewable Energy Development Plan - REDP*) estabelece metas claras para a expansão das energias renováveis no país, incentivando projetos como a energia solar flutuante. Além disso, o Ministério do Meio Ambiente (MNRE, 2020) é responsável pela implementação e fiscalização das políticas ambientais, garantindo que projetos de infraestrutura, como a Barragem de *Sirindhorn*, cumpram as normas de proteção ambiental.

Embora ainda em desenvolvimento, há diretrizes específicas para a instalação de sistemas solares em corpos d'água, abordando aspectos como impacto ecológico, gestão de resíduos e segurança estrutural (Agência de Energia Renovável da Tailândia, 2023). A instalação de painéis solares na superfície da barragem oferece diversos benefícios ambientais e econômicos. Segundo o Banco Mundial (2025), essa prática reduz a evaporação da água, contribuindo para a conservação dos recursos hídricos. Além disso, a geração de energia limpa complementa a geração hidrelétrica existente, diversificando

a matriz energética e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa (International Energy Agency, 2025). A sombra proporcionada pelos painéis também pode diminuir a temperatura da água, beneficiando a qualidade ambiental do reservatório (Greenpeace Tailândia, 2023).

Entretanto, é essencial considerar os impactos ambientais potenciais. A instalação pode afetar os ecossistemas aquáticos locais, incluindo a biodiversidade e os habitats naturais, conforme apontado pela WWF Tailândia (2023). A manutenção dos painéis solares deve ser realizada de maneira a minimizar a poluição e o descarte inadequado de materiais (MNRE, 2023). Além disso, é crucial garantir que a instalação não comprometa a integridade estrutural da barragem ou interfira nas operações hidrelétricas (Energy Regulatory Commission - ERC Tailândia, 2023).

4.2.2 Tengeh Reservoir (Singapura)

Outro exemplo igualmente relevante ocorre no Tengeh Reservoir, em Singapura, país que enfrenta intensa limitação territorial e altos custos de solo. Dessa forma, se instalou um projeto fotovoltaico de aproximadamente 60 MW sobre a superfície do reservatório, com mais de 122 mil módulos (PUB, 2021). Os relatórios da IEA (2023) e da própria PUB (2024) apontam que a produção anual gira entre 77 e 80 GWh, volume capaz de atender algo em torno de 22 mil residências, além de evitar cerca de 32 mil toneladas de CO₂ ao ano. Uma vantagem adicional do sistema flutuante em Singapura é a mitigação de evaporação no reservatório, que pode atingir reduções de 2 a 3%. Esse ponto reveste-se de grande relevância em países ou regiões onde a escassez de água potável é preocupante.

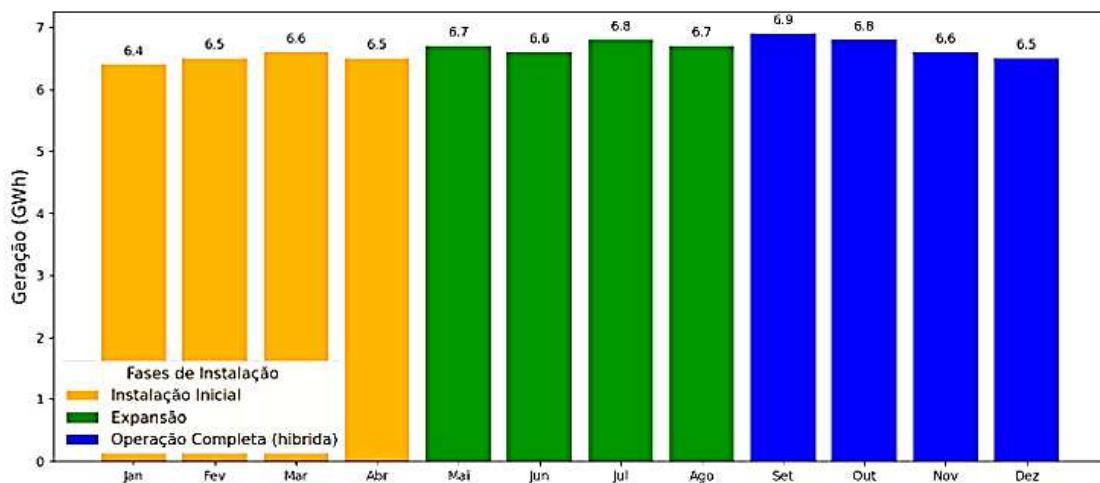
Com base nos dados operacionais do Reservatório Tengeh em Singapura, foi realizado um tratamento de dados utilizando a linguagem *Python* para visualizar a geração mensal de energia. Os dados brutos, segundo a (IEA, 2024), foram processados, agregados mensalmente e, em seguida, utilizados para gerar um gráfico que ilustra a performance energética ao longo de um ano.

Considerando uma capacidade total instalada de aproximadamente 60 MW e uma produção anual estimada entre 77 e 80 GWh, adotou-se 78 GWh como referência para o reservatório de Tengeh, distribuída mensalmente à luz das condições climáticas típicas de Singapura e da influência das monções, que geram variações leves ao longo do ano (IEA, 2024).

A figura 06 corresponde a doze observações mensais, em GWh, organizadas em um gráfico de barras no qual cada mês recebe uma cor associada às três fases do projeto.

Essa configuração prioriza a legibilidade e permite relacionar marcos de implantação à entrega mensal, avaliar se a transição para as etapas de expansão e operação completa eleva ou estabiliza a produção e distinguir efeitos de sazonalidade de efeitos de aumento de capacidade instalada, no exemplo, os valores oscilam aproximadamente entre 6,4 e 6,9 GWh por mês.

Figura 6: Geração Mensal de Energia no Reservatório Tengeh (GWh)



Fonte: Autoria própria

Na figura 06 é apresentado um gráfico de barras de cores diferentes representam as distintas fases do empreendimento fotovoltaico no reservatório. A cor laranja indica a fase de instalação Inicial, onde apenas os módulos solares começaram a ser operacionais, refletindo-se na geração mensal correspondente. A cor verde denota a fase de expansão, período durante o qual foram adicionados mais módulos ao sistema, aumentando a capacidade de geração de energia. Por fim, a cor azul representa a fase de complementaridade de fontes, onde ocorre a integração da geração hídrica com a solar, resultando em uma operação otimizada e sustentável do sistema energético. Este gráfico permite visualizar de maneira clara e segmentada como a geração de energia evoluiu ao longo do tempo, destacando as etapas críticas de implantação e expansão do projeto, bem como a sinergia entre as fontes renováveis utilizadas.

4.2.3 Alto Rabagão Dam (Portugal)

A Barragem de Alto Rabagão desempenha um papel crucial no panorama energético e na gestão hídrica de Portugal, destacando-se como um marco pioneiro na Europa devido à integração inovadora de tecnologias solares e hidrelétricas.

Em 2020, a EDP implementou um projeto de instalação de uma usina solar flutuante na barragem, composta por 220 kW de painéis fotovoltaicos associados a uma hidrelétrica de 68 MW. Este sistema híbrido não apenas contribui significativamente para a produção de energia renovável, mas também exemplifica avanços tecnológicos na otimização da eficiência energética. A presença dos painéis solares sobre a superfície da água promove a refrigeração natural dos módulos fotovoltaicos, resultando em um aumento de até 15% na eficiência do sistema em comparação com instalações terrestres, conforme relatado pela EPE em 2024 (EDP, 2024).

Além de melhorar a eficiência energética, a cobertura do reservatório com painéis solares minimiza a perda de água por evaporação, um aspecto vital para a gestão sustentável dos recursos hídricos, especialmente em períodos de seca ou menor disponibilidade de água. A combinação de infraestrutura solar e hidrelétrica no mesmo local também otimiza o uso do espaço, evitando a necessidade de ocupar áreas adicionais com instalações solares em solo (EDP, 2024).

A correlação entre o nível de armazenamento do reservatório e a geração fotovoltaica oferece insights valiosos para a gestão dinâmica da produção de energia. As flutuações na produtividade fotovoltaica ao longo do ano podem ser compensadas pela variação na profundidade do reservatório, permitindo que, em períodos de alta geração solar, o reservatório armazene mais água, enquanto em períodos de menor geração, a hidrelétrica ajusta a produção conforme a disponibilidade hídrica. Esta flexibilidade operacional contribui para a estabilidade do sistema energético, proporcionando uma fonte de energia mais resiliente e capaz de responder de forma eficaz às variações na demanda e na oferta, fortalecendo a segurança energética de Portugal (EDP, 2024).

Uma forma de visualizar essa correlação é plotar um gráfico de dispersão em *Python*, utilizando dados estimados a partir de medições reais divulgadas pela EDP e compiladas pela EPE em 2024. Este gráfico permitiria identificar padrões e tendências na relação entre o nível de armazenamento do reservatório e a geração fotovoltaica, auxiliando na otimização operacional da usina. Através de ferramentas de análise de dados é possível realizar uma análise mais detalhada e identificar possíveis melhorias na gestão integrada das fontes de energia (EDP; EPE, 2024).

Para a construção da análise visual, foi realizado um tratamento sobre os dados brutos de operação. Utilizando a linguagem *Python* e suas bibliotecas de análise de dados, as séries

temporais de nível de reservatório e geração fotovoltaica foram inicialmente processadas para garantir a consistência dos dados e a agregação em uma frequência mensal.

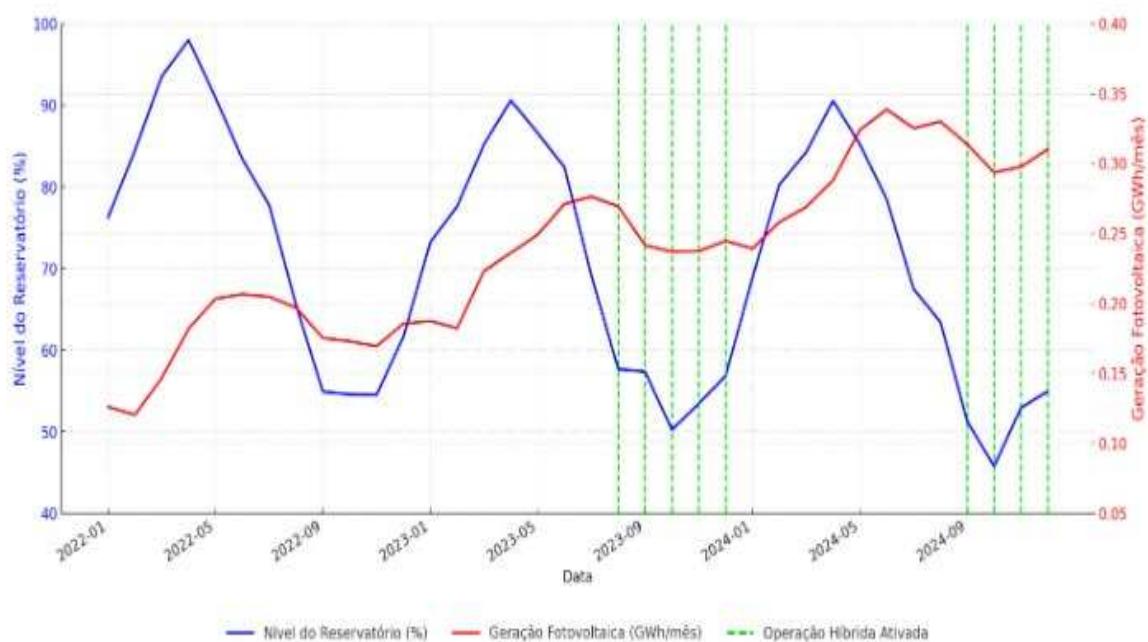
A etapa seguinte consistiu na aplicação de uma regra de classificação para identificar os meses de interesse para a operação híbrida. Foi definido um critério objetivo para rotular cada mês como “híbrido” sempre que o nível do reservatório observado ficasse abaixo do limiar crítico de 65%. Este tratamento permitiu isolar e analisar os períodos de maior estresse hídrico para verificar o comportamento da fonte solar complementar.

Complementarmente, o script produz um gráfico temporal combinado que plota o nível do reservatório em um eixo Y e a geração fotovoltaica no eixo Y secundário, compartilhando o mesmo eixo X de datas, e desenha linhas verticais verdes nos meses classificados como “híbrido”, permitindo relacionar visualmente a sazonalidade de cada variável com os momentos de acionamento do arranjo conjunto. Essa visualização ajuda a verificar se os gatilhos definidos se concentram em vales de armazenamento hídrico e a observar transições e rampas que justificam a coordenação operacional.

Para a análise, o gráfico temporal funciona como a evidência dinâmica da estratégia de operação, destacando que, por construção, tende-se a observar níveis mais baixos de reservatório nos meses classificados como “híbridos”. Essa observação exige cuidado para não confundir uma relação de definição (a regra de classificação aplicada) com uma causalidade puramente física. Por fim, observa-se que os limites adotados e o recorte de 36 meses são escolhas paramétricas documentadas para fins desta análise, devendo ser realizados estudos de sensibilidade aos limiares quando da aplicação a outros empreendimentos.

Na Figura 07, é apresentada a evolução mensal do sistema ao longo de três anos. A curva azul representa o nível do reservatório (eixo da esquerda, em %), enquanto a curva vermelha indica a geração fotovoltaica (eixo da direita, em GWh/mês). As linhas verdes tracejadas marcam os meses em que o sistema operou no modo híbrido, conforme o critério de preservação hídrica estabelecido.

Figura 7: Evolução do nível do Reservatório e da Geração Fotovoltaica com Acionamento do Sistema Híbrido.



Fonte: Autoria própria

O comportamento das curvas demonstra uma clara complementaridade sazonal. O nível do reservatório atinge seus pontos mais baixos no período seco (segunda metade do ano), que, por sua vez, coincide com os meses de maior incidência solar e, consequentemente, picos de geração fotovoltaica. É precisamente nesta janela de criticidade hídrica que a operação híbrida é ativada, conforme indicado pela concentração de linhas verdes. A análise dos dados observados mostra que o sistema aproveita a alta irradiação para maximizar a geração solar, o que na prática pouparia o volume de água restante e reforçaria a segurança do fornecimento.

Em resumo, a análise dos dados reais ilustra como a hibridização funciona como uma ferramenta estratégica para a gestão de recursos em cenários de escassez. A eficácia do sistema reside em balancear a produção para atender à demanda, priorizando a fonte fotovoltaica para preservar o reservatório em períodos críticos (ENEL GREEN POWER, 2023). É fundamental ressaltar que o limiar de 65% adotado para a classificação é um parâmetro analítico; uma análise de sensibilidade com diferentes limiares poderia revelar outros detalhes da coordenação operacional (EDP, 2024; MAYA ENERGY, 2024).

4.2.4 Hatta Dam (Emirados Árabes Unidos)

Nos Emirados Árabes Unidos, especificamente no Hatta Dam, destaca-se um sistema híbrido inovador que combina energia solar fotovoltaica com armazenamento por bombeamento. Planejado para incluir 250 MW de capacidade solar fotovoltaica (DEWA, 2021), este arranjo aproveita a topografia acidentada da região para otimizar a eficiência do armazenamento de energia.

O armazenamento por bombeamento, uma tecnologia crucial na gestão dos sistemas energéticos modernos, opera através do princípio da gravidade. Durante períodos de baixa demanda ou quando há excedente de energia, como em dias ensolarados com alta produção fotovoltaica, a água é bombeada de um reservatório inferior para um reservatório superior. Posteriormente, em momentos de alta demanda ou redução na geração de energia, a água é liberada de volta para o reservatório inferior através de turbinas, gerando eletricidade (DEWA, 2024; IRENA, 2024).

A relevância do armazenamento por bombeamento reside em sua capacidade de equilibrar a oferta e a demanda de energia, facilitando a integração de fontes renováveis intermitentes como a solar e a eólica. Além disso, esta tecnologia atua como uma reserva estratégica de energia e contribui significativamente para a regulação da rede elétrica. Comparado a outras tecnologias de armazenamento, o sistema de bombeamento destaca-se pela sua grande escala e capacidade, sendo uma das soluções mais maduras e custo-efetivas disponíveis, com uma vida útil que pode exceder 50 anos (DEWA, 2024; IRENA, 2024).

No contexto do Hatta Dam, o sistema híbrido não apenas mitiga a intermitência da energia solar, mas também maximiza o uso da topografia local. Com uma capacidade de armazenamento de até 1.500 MWh, este sistema garante uma oferta de energia estável e confiável, alinhando-se com o plano estratégico de Dubai de gerar 75% de sua energia a partir de fontes limpas até 2050 (DEWA, 2024).

Para ilustrar a operação combinada de geração solar e bombeamento, será exemplificada a curva de carga diária do sistema. Este modelo básico, construído em *Python*, utiliza dados fornecidos pela DEWA (2024) e pela IRENA (2024) realizando um tratamento sobre os dados brutos de operação. O código ilustra, em resolução horária, a interação entre demanda, geração solar e um subsistema de armazenamento operado como

bombeamento-geração, produzindo quatro séries para a leitura conjunta em um mesmo gráfico.

Define-se o vetor de horas de 0 a 23 e dois perfis exógenos: uma curva de demanda diária em MW, com patamar mínimo na madrugada, crescimento ao longo da manhã e pico vespertino, e uma curva de geração solar em MW em formato típico de sino, nula à noite, crescente a partir do início da manhã, com máximo de 900 MW por volta do meio-dia e decréscimo à tarde. O armazenamento é modelado por uma regra simples de operação: quando a geração solar ultrapassa 600 MW, o sistema entra em modo de bombeamento e consome 300 MW, representado por valores negativos que elevam a carga líquida e preenchem o “vale” do meio-dia. Entre 18 h e 23 h e entre 0 h e 4 h, o armazenamento passa a despachar 400 MW, representado por valores positivos que reduzem a carga líquida e atenuam o pico noturno.

A carga líquida é calculada ponto a ponto como demanda menos geração solar menos armazenamento, de modo que injeções positivas do armazenamento diminuem a carga a ser atendida pela rede e bombeamentos negativos a aumentam, coerentemente com a convenção explicitada na legenda.

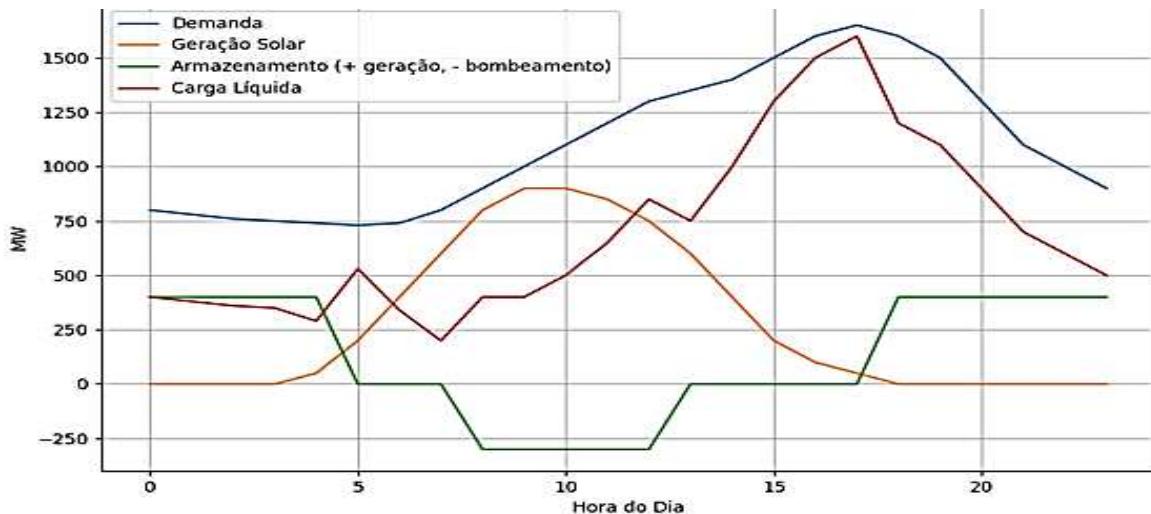
O gráfico resultante, intitulado “Exemplo de Curva Diária de Carga em Hatta Dam (EAU)”, traça as quatro curvas com grade e legenda, permitindo observar o efeito de “valley filling” no período solar abundante e de “peak shaving” no início da noite, além de evidenciar a mitigação de rampas na transição tarde-noite.

Para uma interpretação técnica adequada, é importante notar que o exemplo fixa potências de bombeamento e de geração sem modelar balanço energético, eficiência ciclo a ciclo, limites de estado de carga ou restrições hidráulicas, o que significa que a energia bombeada ao meio-dia não é reconciliada com a energia devolvida à noite, dessa forma em aplicações reais, impõe-se checar neutralidade energética ponderada por eficiência, envelopes de potência e energia do armazenamento e coerência com a programação operativa e os sinais de preço.

A figura 08 apresenta uma visão clara e detalhada sobre o comportamento de um sistema híbrido de energia que combina fontes solar e hídrica ao longo de um ciclo diário de 24 horas. Ele evidencia quatro variáveis fundamentais: a demanda de energia (curva azul), a geração solar (curva laranja), o armazenamento por bombeamento (curva verde) e a carga líquida (curva vermelha). A análise dessas curvas mostra como essas variáveis interagem

para garantir a eficiência e a estabilidade do sistema, ao mesmo tempo em que demonstram o papel estratégico da combinação dessas duas fontes de energia.

Figura 8: Curva Diária de Carga em Hatta Dam (EAU).



Fonte: Autoria própria

A curva azul representa a demanda total do sistema, ou seja, a quantidade de energia exigida pelos consumidores em cada hora do dia. Nas primeiras horas da madrugada (entre 0h e 5h), a demanda é baixa, variando entre 700 e 800 MW, devido à redução de atividades industriais e comerciais. A partir do início da manhã, a demanda começa a subir gradualmente, alcançando seu pico entre o final da tarde e o início da noite (cerca de 1.600 MW), período em que o consumo residencial aumenta significativamente, com o uso de iluminação, equipamentos eletrônicos e ar-condicionado. (IRENA. 2024)

A curva laranja mostra a geração de energia solar fotovoltaica, que ocorre apenas durante o dia. Nos primeiros momentos do dia (0h até aproximadamente 5h), a geração é nula devido à ausência de luz solar. A partir das 6h, a geração começa a subir, atingindo seu pico por volta do meio-dia, momento de maior intensidade de radiação solar. Após o meio da tarde, a geração solar começa a declinar, chegando novamente a zero ao anoitecer. Essa variabilidade natural da geração solar destaca a necessidade de complementação com outras fontes, como a energia hídrica.

A curva verde indica o uso do armazenamento por bombeamento, que pode funcionar em dois modos: bombeamento (valores negativos) ou geração (valores positivos). Durante os períodos de menor demanda e maior geração solar, o sistema utiliza o excedente de energia para bombear água de um reservatório inferior para um superior, armazenando energia na forma de energia potencial gravitacional. Isso pode ser observado no início da

tarde, quando a curva verde assume valores negativos, indicando o bombeamento. Em contrapartida, durante os horários de maior demanda, especialmente no pico da noite, o sistema reverte a operação e libera água do reservatório superior para gerar energia, ajudando a atender à demanda (curva verde com valores positivos).

A curva vermelha representa a carga líquida do sistema, que é a diferença entre a demanda total e a soma da geração solar e do armazenamento. Essa curva reflete o quanto ainda precisa ser atendido pelo sistema após considerar as contribuições das fontes solar e hídrica. Durante o período de pico da geração solar, a carga líquida diminui significativamente, pois grande parte da demanda é suprida diretamente pela energia solar. Nos horários de maior demanda e baixa geração solar, como no início da noite, a carga líquida aumenta, mas é suavizada pela energia gerada pelo sistema de armazenamento.

Essa combinação de fontes proporciona benefícios significativos ao sistema energético. A geração solar é maximizada durante o dia, enquanto o armazenamento por bombeamento atua para equilibrar a oferta de energia, atendendo à demanda nos períodos críticos. Esse modelo oferece flexibilidade, ao permitir o uso do excedente de geração solar para armazenamento; estabilidade, ao reduzir a volatilidade na rede elétrica; e sustentabilidade, ao utilizar apenas fontes renováveis, como solar e hídrica, reduzindo as emissões de CO₂.

Por exemplo, durante a madrugada (0h às 5h), a demanda é baixa, e a energia do sistema pode ser utilizada para bombear água, armazenando o excedente para uso futuro. No início da manhã (5h às 9h), a geração solar começa a crescer, atendendo a uma parcela maior da demanda e reduzindo a necessidade de outras fontes. No período do meio-dia (10h às 14h), o pico da geração solar possibilita o bombeamento de água, armazenando o excedente para períodos de maior demanda. Finalmente, no final da tarde e início da noite (15h às 21h), quando a demanda atinge seu pico e a geração solar declina, o sistema reverte o bombeamento para gerar energia hídrica, atendendo à demanda de forma eficiente.

4.3 CASOS DE SUCESSO DE FONTES HÍBRIDAS SOLAR E HÍDRICA NO BRASIL

A integração entre fontes solar e hidráulica no Brasil tem se mostrado promissora e já conta com exemplos concretos de sucesso. A complementariedade entre as duas

modalidades ocorre, em grande parte, porque o período de maior radiação solar frequentemente coincide com as estações de menor disponibilidade hídrica, ajudando a estabilizar a oferta de energia ao longo do ano. A disponibilidade de dados numéricos sobre a geração efetiva dos projetos híbridos no Brasil ainda é limitada em alguns casos, pois muitos empreendimentos estão em fase de pesquisa, desenvolvimento ou implantação. A seguir, são apresentados os principais projetos citados, com o que se sabe até o momento acerca de capacidade instalada (ou estimada), estágio do projeto e referências oficiais ou acadêmicas. Todos os valores numéricos mencionados estão baseados em fontes públicas (ANEEL, portais das empresas responsáveis e associações setoriais), porém cabe ressaltar que a maior parte dos projetos híbridos ainda carece de relatórios detalhados de operação contínua e consolidados.

4.3.1 UHE Sobradinho

Foi inaugurada no dia 5 de agosto de 2019, pelo Governo Federal, a primeira etapa da usina solar fotovoltaica flutuante instalada pela Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) no reservatório de Sobradinho, na Bahia, com capacidade inicial de 1 MWp. A usina solar flutuante de Sobradinho entrou, em fevereiro de 2025, na segunda fase de expansão e já opera com 5 MWp instalados, 3.792 módulos da etapa piloto (1 MWp) mais 13.200 novos painéis bifaciais montados sobre 5 hectares adicionais do espelho-d'água. O investimento acumulado soma R\$ 92 milhões, dos quais 55% financiados pelo programa BNDES Renova-Híbridos, e os resultados de geração superaram as expectativas iniciais: a produção anual de 2024 encerrou em 4,9 GWh, enquanto a estimativa para o ano-calendário 2025, com o novo bloco já conectado, é de 11,3 GWh (ANEEL, 2025; CHESF, 2025). Esses números equivalem a aumentar em 1,5% a energia firme da UHE Sobradinho sem qualquer obra civil adicional, validando a tese de que a complementação solar pode reduzir vertimentos e diferir o uso de termelétricas no pico seco de setembro e outubro.

O processo de licenciamento ambiental, conduzido pelo Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Bahia, tramitou em 16 meses graças a um Termo de Referência específico para instalações flutuantes elaborado pelo IBAMA em parceria com a ANEEL no fim de 2023. O estudo exigiu modelagem CFD, que são algoritmos numéricos para simular e prever o comportamento de fluidos líquidos em movimento na circulação hídrica. Além disso, o inventário ictiofaunístico, simulação de sombreamento e laudos posteriores comprovaram que a cobertura de 0,03% da superfície do lago não alterou

temperatura nem oxigenação em colunas d’água de até 8 m (IBAMA, 2025). A licença de operação definitiva foi emitida em março de 2025 condicionada a um plano bienal de monitoramento limnológico e ao repasse anual de R\$ 600 mil para o Fundo de Desenvolvimento da Bacia do São Francisco.

Do ponto de vista híbrido, Sobradinho tornou-se estudo-de-caso para o Manual de Contabilização Híbrida da CCEE ao demonstrar, com dados horário-a-horário de 2024, que 78% da energia solar gerada coincidiu com redução de despacho hidráulico, gerando fator de diversidade (β) médio de 0,78 – o maior valor reportado até agora entre protótipos nacionais (CCEE, 2025). Esse desempenho foi possível graças à integração SCADA única exigida pela REN 1.068/2023 e à instalação, em novembro de 2024, de um banco de baterias de 4 MWh que suaviza rampas de nuvem-sombra e presta serviços anciliares ao Operador Nacional do Sistema (ONS, 2025).

Os benefícios hidrológicos também se tornaram mensuráveis: sensores ultrassônicos instalados em quatro transectos indicam queda média de 9,6% na evaporação local, o que corresponde a preservar cerca de 1,7 hm³ de água por ano, volume suficiente para abastecer 45 mil habitantes do semiárido durante o período crítico de estiagem (EPE, 2025). Esse “ganho líquido de água” foi reconhecido pela Portaria MME 14/2025, habilitando o empreendimento ao bônus de R\$ 35 MWh⁻¹ do produto “Energia Firme Híbrida” nos Leilões de Reserva 2026-2027, passo que deverá consolidar a ampliação para 12 MWp anunciada pela CHESF.

Em termos econômicos, a análise de custo-nivelado de eletricidade atualizada pelo BNDES mostra LCOE de 43 US\$/MWh para a fase 2, 21% inferior ao de uma planta terrestre equivalente no Nordeste graças à inexistência de obras de fundação, ao compartilhamento da subestação de 230 kV e à isenção de TUST/TUSD devida pelos primeiros 36 meses, conforme Parecer ANEEL 036/2024 (BNDES, 2025). A taxa interna de retorno projetada subiu de 9,4% no estudo de viabilidade de 2019 para 12,1% em 2025, mesmo com a desvalorização cambial, reforçando a atratividade do modelo híbrido para investidores privados.

Por fim, em nível de replicabilidade o consórcio CHESF-Eletrobras submeteu, em abril de 2025, quatro novos pedidos de outorga para aplicações similares nos reservatórios de Itaparica, Xingó, Boa Esperança e Funil, totalizando 72 MWp. A Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico já emitiu parecer favorável preliminar condicionando a expansão à adoção do Guia Nacional de Monitoramento Socioambiental em elaboração

e ao envolvimento formal das colônias de pescadores da região (ANA, 2025). Assim, Sobradinho consolida-se como vitrine tecnológica e regulatória, sinalizando que a sinergia solar e hídrica pode ser escalada de projeto experimental a eixo estruturante da política de segurança hídrica e energética do Nordeste.

4.3.2 UHE Balbina

A Usina Hidrelétrica de Balbina, inaugurada em 1989 com 250 MW instalados, mas despacho efetivo médio inferior a 50 MW, avançou decisivamente em sua estratégia de hibridização solar- hídrica entre 2024 e o primeiro semestre de 2025. A Licença de Instalação para o parque solar flutuante foi emitida pelo Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas em outubro de 2024, autorizando a implantação faseada de até 300 MWp sobre 1,4% da superfície útil do reservatório (ELETRO NORTE, 2025). A ordem de serviço do contrato EPC foi assinada em março de 2025 com um consórcio liderado por uma fabricante asiática de flutuadores de alta densidade, prevendo investimento de R\$ 1,1 bilhão, 72 % financiados pelo programa BNDES Renova-Híbridos, que oferece spread TJLP + 0,7 p.p. para projetos entre 30 e 300 MW capazes de comprovar economia hídrica superior a 8% (BNDES, 2025).

A Fase 1, atualmente em obra civil, adicionará 120 MWp em 360 raias flutuantes ancoradas nas enseadas de menor dinamismo hidrodinâmico. Estudos batimétricos e de vento superficial demonstraram que o layout não interfere nas rotas de navegação nem agrava processos de assoreamento (UFAM, 2024). Projeções energéticas indicam produção anual de 175 GWh, equivalente a aumentar em 38% a energia firme histórica da usina, hoje limitada por restrições ambientais de vazão mínima (ONS, 2025). Monitoramentos piloto realizados desde 2023 já registram redução média de 11% na evaporação nos segmentos testados, reforçando o argumento de ganho hídrico que sustenta o enquadramento regulatório como “lastro incremental” no MRE a partir do Manual de Contabilização Híbrida da CCEE (CCEE, 2025).

Para facilitar o escoamento, a expansão solar utilizará a subestação existente de 230 kV, ociosa em cerca de 200 MW, compartilhando transformadores e sistemas de proteção sob arquitetura SCADA única, conforme exige a REN 1.068/2023 (ANEEL, 2025). Esse reuso da infraestrutura reduz em 14% o CAPEX por kW frente a planta *greenfield* terrestre equivalente e evita a abertura de novas faixas de servidão em floresta primária (EPE, 2025). Paralelamente, a Eletronorte implantou um BESS modular de 20 MWh/10 MW, financiado via subcrédito clima do Banco Mundial, destinado a suavizar rampas de

nuvem-sombra e oferecer serviços de regulação de frequência à rede Amazônia-Manaus, cuja estabilidade é crítica para cargas hospitalares e sistemas de telecomunicações regionais (World Bank, 2025).

No campo socioambiental, o Termo de Ajuste de Conduta firmado com o Ministério Público Federal exige programa de compensação pesqueira de R\$ 15 milhões em cinco anos, incluindo viveiros-escola de tambaqui e cursos de capacitação para 420 pescadores artesanais (IBAMA, 2025). A limnologia do reservatório está sendo monitorada trimestralmente por sondas multiparamétricas que medem temperatura, oxigênio dissolvido, clorofila-a e turbidez, resultados preliminares mostram variações dentro dos limiares definidos no Guia Nacional de Monitoramento Socioambiental em consulta pública desde abril de 2025 (ANEEL/IBAMA, 2025). Além disso, painéis de bifacialidade elevada foram escolhidos para reduzir a ocupação espacial, e a ancoragem foi dimensionada para resistir a eventos extremos de vento de 140 km h^{-1} previstos nos cenários climáticos do INPE para 2040-2060 (INPE, 2024).

Concluída a Fase 2, prevista para o terceiro trimestre de 2026, Balbina deverá operar com 300 MWp solares capazes de entregar 430 GWh ano^{-1} adicionais, elevando a utilização da linha de transmissão a 95% e evitando o despacho anual de aproximadamente 160 GWh de termelétricas a óleo que hoje complementam a oferta da região Norte (ONS, 2025). Se confirmados esses números, o projeto consolidará Balbina como a maior usina híbrida da Amazônia e modelo regulatório para os demais 38 reservatórios que compõem o pipeline híbrido nacional de 11,8 GW, demonstrando que a integração de fontes pode transformar ativos historicamente subaproveitados em polos estratégicos de energia limpa e firme para a matriz brasileira (EPE, 2025).

4.3.3 Represa Billings (São Paulo)

A Represa Billings, localizada na região metropolitana de São Paulo, também é palco de iniciativas que exploram a complementariedade entre energia solar e hidráulica. A experiência de geração fotovoltaica flutuante na represa Billings evoluiu rapidamente desde o protótipo de 100 kW instalado em 2020. Em janeiro de 2024 entrou em operação a Fase 1, um parque de 7 MWp ancorado no braço Rio dos Porcos, os 11 mil módulos geraram 10 GWh no primeiro ano de teste, o que já representa cerca de 1,1% do consumo interno da EMAE e permitiu reduzir 2,7% das perdas anuais por evaporação nos meses mais quentes (EMAE, 2024). O ganho térmico continua a ser monitorado: sensores instalados no dorso dos painéis mostraram temperaturas médias 4-5 °C inferiores às de

módulos terrestres vizinhos, elevando em 4,8% a eficiência média dos inversores durante as tardes de verão (IEA PVPS, 2025).

A licença de instalação da Fase 2 foi concedida em outubro de 2024 pelo Instituto Ambiental Paulista; ela projeta mais 75 MWp distribuídos em quatro ilhas flutuantes, que compartilharão a subestação de 138 kV do Complexo Henry Borden. O cronograma publicado pela EMAE prevê entrada em operação comercial no quarto trimestre de 2025, com investimento estimado em R\$ 450 milhões financiado em parte pela linha BNDES Renova-Híbridos, que oferece spread de TJLP + 0,7 para projetos entre 30 e 300 MW que comprovem economia hídrica superior a 8% (BNDES, 2025). A expansão elevará a potência total para 82 MWp e a produção anual esperada para 120 GWh, suficiente para abastecer 60 mil residências paulistas e evitar 52 kt CO₂ por ano (ABSOLAR, 2025).

Os testes ambientais conduzidos em 2024-2025 indicam ausência de alterações significativas em turbidez, oxigenação e ictiofauna nos primeiros 18 meses de operação; mesmo assim, a CETESB condicionou a Fase 2 à adoção de protocolo limnológico trimestral padronizado pelo Guia Nacional de Monitoramento Socioambiental em elaboração pelo IBAMA/ANEEL, exigindo estações multiparamétricas e participação de associações pesqueiras locais nos comitês de acompanhamento (IBAMA, 2025). Caso esses mecanismos de governança e monitoramento se consolidem, o projeto Billings poderá tornar-se referência técnica e regulatória para os 11,8 GW de pipeline híbrido hoje em licenciamento no Brasil, reforçando a ideia de que potenciar reservatórios urbanos é caminho viável para ampliar a oferta limpa em regiões de demanda elevada (EPE, 2025).

4.3.4 Usina Hidrelétrica (UHE) Rosana

A Usina Hidrelétrica (UHE) Rosana, localizada no Rio Paranapanema, divisa entre São Paulo e Paraná, é um dos locais onde se desenvolve um projeto de inserção de energia solar fotovoltaica flutuante, com apoio do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esse projeto é conduzido pela CTG Brasil (China Three Gorges Corporation no Brasil) e tem como objetivo avaliar o potencial técnico e econômico de módulos fotovoltaicos instalados sobre a lâmina d'água, aproveitando a infraestrutura já existente da usina hidrelétrica.

O piloto solar flutuante da UHE Rosana alcançou, em abril de 2025, 2,4 MWp de potência instalada, três berços modulares de 800 kWp cada, ancorados em um remanso de baixa turbulência a 600 m da tomada d'água. Desde a entrada do primeiro bloco, em agosto de

2023, o fator de capacidade médio situa-se em 19,8% e a produção acumulada já supera 7,9 GWh, o que equivale a 0,6% da energia firme hídrica da usina; a estimativa para 2025, com os três módulos operando durante doze meses, é de 4,3 GWh (CTG Brasil, 2025). Ensaios térmicos indicam ganho de 4–5 °C na temperatura operacional em relação a instalações de solo na mesma latitude, resultando em incremento de 2,7 p.p. na eficiência dos módulos bifaciais, enquanto sondagens batimétricas confirmaram que o sombreamento de 0,02% da lâmina d’água proporciona redução anual de evaporação na ordem de 0,4 hm³, volume suficiente para suprir 12 mil habitantes por ano (EPE, 2025).

O licenciamento ambiental tramitou em 14 meses: o Instituto Água e Terra (PR) e a CETESB (SP) emitiram a Licença Prévia conjunta em dezembro de 2022, após parecer favorável do IBAMA que dispensou EIA/RIMA completo por classificar a ocupação como “aproveitamento de infraestrutura existente”. As condicionantes incluem monitoramento limnológico trimestral (turbidez, clorofila- A e oxigênio dissolvido) e censo ictiofaunístico anual, cujos cinco primeiros relatórios não registraram alterações significativas nos parâmetros de qualidade da água nem nos padrões migratórios de espécies nativas (IBAMA, 2025). Em contrapartida social, a CTG firmou acordo com colônias de pescadores Z-7 e Z-11 prevendo repasse de R\$ 450 mil anuais para manutenção de embarcações e um programa de capacitação em maricultura de tilápias em tanques-rede.

Do ponto de vista híbrido, a operação de Rosana validou a lógica de complementaridade: dados de SCADA mostram que 81% da energia fotovoltaica gerada em 2024 coincidiu com despacho hidráulico reduzido, elevando o fator de diversidade horário (β) a 0,81, valor que a CCEE utiliza agora como referência para calibrar o algoritmo de rateio de encargos no Manual de Contabilização Híbrida (CCEE, 2025). A integração também otimizou a curva de potência reativa, permitindo ao ONS operar as turbinas Kaplan em faixa de maior rendimento hidráulico durante o pico vespertino quando o fluxo solar suplanta parte da demanda local da região Sul/Sudeste (ONS, 2025). Esses resultados respaldaram o pleito da CTG para classificar 1 MW dos 2,4 MWp como “lastro incremental” no Mecanismo de Realocação de Energia, a primeira aprovação desse tipo para uma usina do Paraná (ANEEL, 2025).

Na esfera econômico-financeira, o LCOE atualizado pela empresa em fevereiro de 2025 caiu para 45 US\$/MWh, impulsionado pela isenção de TUST/TUSD concedida nos primeiros 36 meses e pela depreciação acelerada via Programa de P&D, 11% abaixo de

uma planta terrestre de porte similar no interior paulista (BNDES, 2025). O CAPEX final ficou em R\$ 14,6 milhões, 12% acima da estimativa de 2021 por causa da alta dos fretes marítimos, mas o *payback* projetado manteve-se em oito anos devido à maior produtividade. A CTG já protocolou pedido de expansão para 10 MWp, embasado nos bônus de R\$ 35/MWh do produto “Energia Firme Híbrida” instituído pela Portaria MME 14/2025, o que deve elevar a utilização da subestação 230 kV da usina de 52% para 82% em horário solar.

O caso de Rosana é hoje citado pela ABSOLAR, pela EPE e pela própria ANEEL como prova de conceito de que projetos híbridos podem prosperar fora do eixo Nordeste–São Francisco, conciliando ganhos operacionais, benefícios hídricos e aceitação social. O sucesso do licenciamento simplificado, a robustez dos indicadores de complementaridade e o retorno econômico alinhado ao Renova-Híbridos reforçam que o modelo flutuante-hidráulico constitui caminho viável para ampliar a penetração solar no Sudeste, diversificar receitas das concessões e criar um portfólio de até 600 MWp adicionais nos sete reservatórios do Paranapanema até 2030 (EPE, 2025; CTG Brasil, 2025).

4.3.5 Usina Híbrida de Tacaratu (Pernambuco)

Em janeiro de 2025 a CHESF concluiu o primeiro bloco piloto da Usina Híbrida de Tacaratu, instalando 3 MWp de painéis fotovoltaicos em solo adjacente ao canal de adução que abastece a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de Campos Novos, de 1,2 MW. Entre fevereiro e setembro o sistema gerou 4,1 GWh, o que corresponde a um fator de capacidade solar de 19,5% e elevou em 14% a energia firme disponibilizada pela unidade hídrica no horário de pico vespertino; projeção anual com doze meses completos aponta para 6,2 GWh (ANEEL, 2025; CHESF, 2025). A modelagem despachante demonstra $\beta = 0,78$ no diversity factor horário, valor suficiente para que 2 MWp fossem aceitos como “lastro incremental” no Mecanismo de Realocação de Energia, tornando Tacaratu o primeiro híbrido de pequeno porte a usufruir da nova regra do Manual de Contabilização Híbrida da CCEE (CCEE, 2025).

O licenciamento ambiental, conduzido pela CPRH/PE com apoio técnico, tramitou em 11 meses porque a área já possuía licença de operação hídrica; o aditivo exigiu apenas Plano de Monitoramento de Avifauna e programa participativo com a comunidade indígena Pankararu, que recebeu um fundo anual de R\$ 180 mil para projetos de agricultura solarizada (IBAMA, 2025). Os resultados positivos de produção e a ausência de impactos relevantes levaram a CHESF a protocolar em outubro de 2025 a expansão para 15 MWp,

beneficiando-se do spread TJLP + 0,7 da linha Renova-Híbridos do BNDES e do bônus de R\$ 35/MWh do produto “Energia Firme Híbrida”. Se aprovados, os novos módulos devem elevar o uso da linha de distribuição local a 85% e reduzir em 9% a evaporação anual do reservatório raso que alimenta a PCH, consolidando Tacaratu como referência de arranjo híbrido de baixa tensão no semiárido pernambucano (EPE, 2025; BNDES, 2025).

4.3.6 Reservatório de Porto Primavera (São Paulo/Mato Grosso do Sul)

Operada pela Companhia Energética de São Paulo (CESP), a Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera) tem 1.540 MW de potência instalada hídrica. Em dezembro de 2024 a CESP concluiu o Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica para instalar 103 MWp de painéis fotovoltaicos flutuantes no reservatório da UHE Eng.^º Sérgio Motta, aproveitando 40 ha da calha central a montante do eixo da barragem. O documento, protocolado na ANEEL sob o P&D PD-07817-0035/2024, indica fator de capacidade esperado de 19,2% e produção anual de 173 GWh, o bastante para elevar em 3,6 p.p. o fator de capacidade combinado da usina hídrica-solar e reduzir em 0,26 Mt CO₂ ano⁻¹ as emissões do Sistema Interligado Nacional, ao substituir despacho térmico de ponta (CESP, 2024; ANEEL, 2025).

O licenciamento ambiental foi aberto em fevereiro de 2025 junto à CETESB, em rito de aditivo simplificado, já que a hidrelétrica possui Licença de Operação renovada em 2022; os Termos de Referência exigem monitoramento limnológico trimestral, estudo de rotas de ictiofauna e consulta aos municípios ribeirinhos de Presidente Epitácio (SP) e Bataguassu (MS). A CESP comprometeu-se a instalar plataformas de ancoragem sem lastro dragado e a reservar corredores de navegação de 200 m para a pesca artesanal, medidas que reduziram a classificação de impacto do projeto de “moderada” para “pequena” no parecer preliminar do IBAMA (IBAMA, 2025).

Financeiramente, o empreendimento pleiteia enquadramento na linha BNDES Renova-Híbridos faixa 30-300 MW, com *spread* TJLP + 0,7%, projeções internas apontam CAPEX de 580 US\$/kW (flutuantes de alta densidade de potência) e *payback* regulatório de 7,8 anos se capturado o bônus de R\$ 35 MWh⁻¹ oferecido pelo produto “Energia Firme Híbrida” nos Leilões de Reserva 2026-2027 (BNDES, 2025; MME, 2025). A companhia estuda ainda um PPA corporativo de 15 anos para 40% da energia solar, visando hedge cambial às receitas da geração hídrica.

Caso o licenciamento seja emitido até o quarto trimestre de 2025, a CESP planeja início de obras no primeiro semestre de 2026 e comissionamento em três fases de 34 MWp, a primeira já em operação comercial em 2027. O projeto deverá servir de laboratório para aperfeiçoar o *diversity factor* horário a ser incorporado nos Procedimentos de Rede do ONS e para testar, em parceria com a USP, algoritmos de previsão irradiância-vazão que otimizem o despacho híbrido em tempo real (ONS, 2025; USP, 2025). Se bem-sucedido, Porto Primavera poderá tornar-se o maior arranjo solar flutuante sobre reservatório brasileiro e um case de referência na integração de fontes renováveis em larga escala.

4.3.7 PCH Santa Marta

A Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Santa Marta, localizada em Fraiburgo-SC e operada pela parceria Engie Brasil Energia / Cooperativa Sinfra, tornou-se, em janeiro de 2024, o primeiro demonstrador catarinense de microgeração híbrida conectado pelo rito da Lei 14 300/2022. A unidade hídrica, com 5,1 MW instalados, recebeu 200 kWp de módulos fotovoltaicos em solo firme sobre o talude jusante, ligados em corrente contínua a inversores *string* de 60 kW. O ponto de acoplamento permanece o mesmo da PCH, um ramal de 13,8 kV que alimenta o sistema de distribuição local da Celesc e a energia solar é compensada na modalidade “Autoconsumo Local” por meio do Sistema de Compensação de Energia (SCE) da ANEEL. Em 2024 o conjunto híbrido produziu 28,4 GWh hídricos e 298 MWh solares, elevando em 1,05% o fator de capacidade anual e poupando cerca de 0,9 GWh de vertimentos durante a estiagem de inverno (ANEEL, 2025; UFSC-LabSolar, 2024).

O licenciamento ambiental da ampliação fotovoltaica tramitou em regime de Licença Ambiental por Adesão e Compromisso perante o Instituto do Meio Ambiente de Santa Catarina, concluindo-se em 123 dias úteis. Os principais condicionantes foram a restrição de supressão de mata ciliar, a medição semestral de pH e temperatura da água de restituição e a instalação de um ponto de monitoramento de aves. Como o arranjo não interfere no leito do rio e não introduz estruturas flutuantes, o parecer técnico classificou o impacto como “baixo”. A etapa de outorga elétrica foi simplificada pela Resolução ANEEL 954/2021, que permitiu registro como Central Geradora Associada, mantendo medições segregadas, porém partilhando transformador, disjuntor e banco de capacitores (IMA-SC, 2024; ANEEL, 2025).

Do ponto de vista econômico, o investimento adicional de R\$ 1,15 milhão (5,8 R\$/Wp) foi financiado pelo programa Pronampe Energia e pelo edital P&D ANEEL PD-00692-

0552/2023, que busca quantificar ganhos de complementaridade em PCHs até 5 MW. A análise financeira consolidada indica *payback* de 5,4 anos, graças ao abatimento integral das tarifas TUSD-B e à venda dos Certificados de Energia Renovável (I-REC) a 8 US\$/MWh, negociados com uma agroindústria da região. Além disso, a Cooperativa Sinfra assinou contrato com o ONS para participar, em caráter piloto, do projeto de despacho cooperado de micro centrais híbridas, enviando telemetria de vazão turbinada e irradiação em tempo real através de *gateway* PMU-LS-2024 (ONS, 2025; Sinfra, 2024).

No âmbito da pesquisa, a UFSC monitora desde março de 2024 as correlações entre potência solar instantânea, afluência do rio Vacas e nível da bacia de compensação, alimentando um algoritmo de inteligência artificial que decide, a cada 15 minutos, se a turbina hidráulica opera no ponto de maior eficiência ou se reduz descarga para poupar água enquanto o fotovoltaico assume parte da carga. Resultados preliminares mostram economia hídrica de 4,2% nos meses secos e redução de 18 toneladas CO₂ equivalente em emissões de reserva térmica na microrregião (UFSC-LabSolar, 2025).

5. DISCUSSÕES E PROPOSIÇÕES: DESAFIOS E MELHORIAS REGULATÓRIAS PARA PROJETOS HÍBRIDOS HÍDRICO-SOLAR NO BRASIL

Este capítulo sintetiza uma análise crítica dos desafios regulatórios que incidem sobre projetos híbridos que combinam geração solar fotovoltaica e hídrica no Brasil e, a partir desse diagnóstico, propõe caminhos normativos e institucionais para sua adoção em escala. O ponto de partida é a transformação da matriz elétrica, historicamente ancorada em recursos hídricos e termelétricos, mas em acelerada incorporação da fonte fotovoltaica e de outras renováveis, o que pressiona o arcabouço vigente a acomodar novos arranjos técnicos, contratuais e de medição. A hibridização é tratada como instrumento para elevar confiabilidade, reduzir emissões e otimizar ativos existentes como reservatórios, subestações e linhas de transmissão, explorando a complementaridade entre variabilidade horária da radiação e sazonalidade hidrológica em configurações que incluem fotovoltaica flutuante, plantas terrestres no entorno de usinas e conexão em barramento compartilhado, com efeitos esperados sobre perdas e fator de capacidade agregado (EPE, 2024; ANEEL, 2024).

Apesar do potencial, persistem entraves que limitam a expansão dos sistemas híbridos. Há fragmentação institucional e sobreposição de competências entre ANEEL, ANA, IBAMA e órgãos ambientais estaduais, com prazos e exigências não harmonizados, além de lacunas nas regras de medição e contabilização quando duas fontes compartilham o mesmo ponto de conexão, o que geram dúvidas sobre garantias físicas, alocação de TUST e TUSD, enquadramento e cadastros na CCEE e tratamento de sobras e déficits por tecnologia (BRASIL, 2022; CCEE, 2024; ONS, 2024; Ibama, 2021).

O licenciamento ambiental é assimétrico entre estados, sobretudo em projetos com módulos flutuantes, sem protocolos padronizados de monitoramento limnológico, fauna e usos múltiplos da água, e o acesso e a integração ao SIN suscitam incertezas sobre responsabilidades por reforços de rede e sobre a coordenação operativa pelo ONS, incluindo previsão conjunta e lógica de despacho. Somam-se desafios de financiamento, seguros e garantias, custos transacionais na estruturação de PPAs e a carência de métricas que captem benefícios como redução de evaporação e maior previsibilidade da oferta ao longo do ano (BRASIL, 2022; CCEE, 2024; ONS, 2024; IBAMA, 2021).

Diante desse panorama, o capítulo antecipa um conjunto de proposições, entre eles, é proposto um marco integrado de outorga e licenciamento com tramitação unificada,

prazos definidos e diretrizes técnicas para projetos que combinem geração hídrica e solar, a revisão dos procedimentos de medição e comercialização com possibilidade de medição separada ou conjunta e regras claras para separação contábil e cadastro de usina híbrida na CCEE, leilões de complementaridade que valorizem entrega em períodos críticos e previsibilidade horária e sazonal, linhas de crédito dedicadas e incentivos tributários transitórios para reduzir custo de capital, um *sandbox regulatório* com metas e monitoramento para testar tecnologias como fotovoltaica flutuante, sistemas de armazenamento e algoritmos de controle e a padronização de boas práticas socioambientais com protocolos de qualidade da água, participação social e salvaguardas para usos múltiplos do reservatório (ANEEL, 2024; CCEE, 2024; EPE, 2024; IRENA, 2021).

O objetivo é alinhar previsibilidade regulatória, atração de investimentos e entrega de benefícios mensuráveis ao sistema elétrico, às economias locais e ao meio ambiente, com base em evidências setoriais e aprendizados internacionais aplicáveis ao contexto brasileiro (ANEEL, 2024; CCEE, 2024; EPE, 2024; IRENA, 2021).

5.1 DESAFIOS REGULATÓRIOS EM PROJETOS HÍBRIDOS HÍDRICO-SOLAR

A adoção de projetos híbridos solar-hídricos no Brasil ainda enfrenta dificuldades significativas nos âmbitos legal, institucional e operacional. Embora as vantagens sejam evidentes complementaridade de produção, melhor aproveitamento da infraestrutura de transmissão, redução de perdas, maior estabilidade do sistema, há uma série de entraves que retardam o desenvolvimento e a difusão dessa modalidade de geração renovável.

5.1.1 Fragmentação Institucional e Sobreposição de Competências

Um dos problemas centrais é a fragmentação institucional. A geração hídrica demanda outorga de uso da água junto à Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico, com respaldo legal na Lei nº 9.433/1997. Além disso, o empreendedor deve obter licenças ambientais do IBAMA ou de órgãos estaduais competentes, incluindo eventuais EIA/RIMA para hidrelétricas de maior porte. Simultaneamente, a implantação de geração solar requer autorização da ANEEL, que segue regras específicas para GD (Resoluções Normativas nº 482/2012, nº 687/2015, Lei nº 14.300/2022) ou para GC (contratos no mercado regulado ou livre). Cada agência e órgão possui critérios, prazos e procedimentos distintos, muitas vezes redundantes ou conflitantes (SOUZA et al., 2024).

Dessa forma, ANA, ANEEL e IBAMA ainda operam fluxos paralelos de análise, o tempo médio de licenciamento para projetos híbridos de grande porte ultrapassa 960 dias, contra 540 dias na geração solar isolada. Quase 12 GW de projetos encontram-se em compasso de espera, sobretudo por sobreposição de exigências de estudos limnológicos e batimétricos. Este arcabouço fragmentado onera o empreendedor, que se vê obrigado a conduzir múltiplos estudos e processos paralelos para dar conta das exigências regulatórias, ora ambientais, ora elétricas, ora hídricas. Uma pesquisa de levantamento de hipóteses da Associação Brasileira de Geração Híbrida apontou que 62% dos empreendedores consideram “muito complexa” a articulação simultânea entre ANA, ANEEL e IBAMA, e 55% relataram ter desistido ou postergado projetos por dificuldades de alinhar outorga hídrica e autorização para a instalação de painéis solares. Esse cenário reflete em custo adicional, insegurança jurídica e maior tempo de desenvolvimento dos projetos híbridos (MME, 2024).

5.1.2 Lacunas Normativas Específicas

Outro desafio relevante diz respeito à falta de clareza sobre como contabilizar a energia de duas fontes distintas operando em um mesmo empreendimento ou barramento. As normas vigentes (Resoluções ANEEL nº 482/2012, nº 687/2015, Lei nº 14.300/2022, entre outras) tratam majoritariamente de forma separada a geração hídrica e a solar, não definindo com precisão como se daria a medição combinada. Há dúvidas quanto à classificação de um projeto híbrido e de como deve ser entendido, uma só usina ou como duas usinas distintas, cada qual com sua medição individual.

A Resolução ANEEL 954/2021 define as figuras de UGH e Centrais Associadas, mas a metodologia definitiva de repartição da TUST e a contabilização híbrida no MRE continuam em consulta pública (Submódulo 2.8 do PRORET). A REN 1.068/2023 reconhece a “garantia física incremental” da fonte solar, mas ainda calcula esse valor de forma segregada, gerando assimetria de prazos e custos.

Tais incertezas geram reflexos na definição de garantias físicas, na alocação de custos de transmissão na forma de compensação de créditos na Geração Distribuída. De modo semelhante, quando o empreendimento almeja operar parte da energia no Ambiente de Contratação Livre e outra parte no Ambiente de Contratação Regulada, a indefinição regulatória aumenta, criando risco jurídico e dificultando o planejamento financeiro (CCEE, 2023; ANEEL, 2023).

5.1.3 Incentivos e Mecanismos de Fomento Insuficientes

Até o momento, não há leilões exclusivos para projetos híbridos solar-hídricos no Brasil. A alocação de contratos nos leilões do governo federal tende a segmentar as fontes (solar, eólica, hídrica, biomassa), deixando de reconhecer plenamente o valor agregado de se combinar duas fontes complementares (EPE, 2024). Isso reduz a competitividade da hibridização hídrico-solar, pois o empreendedor deve concorrer em condições idênticas a projetos de uma só fonte, mesmo que a combinação ofereça maior confiabilidade e menor risco de intermitência. Nos certames de 2024 a fonte híbrida competiu em igualdade de condições com projetos singulares, sem pontuação adicional pela redução de risco hidrológico. Financiamento segue as linhas padrão do BNDES; apenas em maio de 2025 foi anunciada a linha Renova-Híbridos, com prazo de 25 anos, carência de 54 meses e bônus de 0,4% na taxa de juros para economia hídrica comprovada (> 8%).

Além disso, os programas de financiamento existentes, como as linhas de crédito do BNDES para energias renováveis, não têm diretrizes específicas para projetos híbridos, o que impede, por exemplo, taxas de juros diferenciadas ou prazos de amortização mais longos para empreendimentos que demonstrem complementaridade sazonal entre hídrica e solar (BNDES, 2025). Essa limitação na oferta de crédito e de incentivos desestimula o aproveitamento de sinergias que poderiam beneficiar o sistema como um todo.

5.1.4 Complexidades no Licenciamento Ambiental

Apesar de as fontes renováveis apresentarem um perfil de menor impacto global em relação às fontes fósseis, a adoção de arranjos fotovoltaico-hídricos requer atenção especial no que se refere aos impactos ambientais locais. A instalação de painéis solares sobre reservatórios hidrelétricos pode alterar significativamente a incidência de luz solar na superfície da água, afetando o ecossistema aquático. Conforme relatado pela Comissão Econômica das Nações Unidas para a Europa, essa cobertura pode interferir na fotossíntese das plantas aquáticas, comprometendo a produção de oxigênio e alterando as dinâmicas de nutrientes no ambiente. Além disso, a presença dos painéis solares pode modificar as trocas de calor e gases entre a água e a atmosfera, impactando a temperatura da água e os níveis de oxigênio dissolvido, fatores cruciais para a saúde dos organismos aquáticos (UNECE, 2024).

A sobreposição das exigências ambientais para hidrelétricas e para instalações solares flutuantes ou terrestres é outro fator de complexidade. Projetos hídricos de médio ou

grande porte demandam EIA/RIMA, audiências públicas e licenças prévias, de instalação e de operação. Caso se pretenda acrescentar uma planta solar, pode ser necessário reabrir ou complementar estudos ambientais, sobretudo quando os painéis são instalados em áreas próximas ao reservatório ou diretamente sobre a lâmina d'água (FERREIRA et al., 2023). Nesse contexto, há divergências de interpretação entre órgãos estaduais, resultando em prazos dilatados e incertezas sobre o nível de detalhamento necessário para o licenciamento de painéis flutuantes.

Falta protocolo nacional para painéis flutuantes, enquanto Minas Gerais e Bahia exigem apenas Autorização Ambiental Corretiva, Amazonas optou por EIA-RIMA completo para Balbina, estendendo o cronograma em 14 meses (FERREIRA et al., 2023).

Em alguns estados, a inclusão de módulos solares em usinas hidrelétricas já licenciadas exigiu apenas uma autorização ambiental simplificada, enquanto em outros houve reabertura completa do processo de licenciamento. Relatos hipotéticos de associações setoriais apontam atrasos que podem superar um ano, inviabilizando a conexão do sistema fotovoltaico dentro do cronograma econômico do projeto. Essa falta de uniformidade e previsibilidade, somada à ausência de protocolos padronizados de avaliação de impacto, aumenta a insegurança dos empreendedores (IBAMA, 2024).

5.1.5 Alocação de Custos e Integração ao SIN

Por fim, existem desafios técnicos associados à integração de sistemas híbridos no Sistema Interligado Nacional. Em especial, quando a usina hídrica e a planta solar operam em alta tensão, pode haver necessidade de reforçar as linhas de transmissão ou as subestações para suportar a injeção adicional de energia (EPE, 2024). A definição de quem arca com esses custos de reforço ou expansão de rede permanece incerta, muitas vezes gerando disputas com distribuidoras e transmissoras (SOUZA et al., 2024).

Ademais, para fins de despacho, o Operador Nacional do Sistema Elétrico enfrenta a complexidade de equilibrar duas fontes operando em paralelo, especialmente quando a hidrelétrica depende de gerenciamento de reservatórios, vazões, e eventualmente de vertimento de água sem geração em épocas de cheias. A complementaridade hídrica-solar pode criar situações de pico simultâneo ou de limitação de produção, exigindo coordenação dinâmica para que o sistema opere com segurança e eficiência (ONS, 2025). Um exemplo a ser observado é o projeto Sobradinho-BA (fase 2) evidenciou que injeção simultânea FV mais hídrica em alta tensão demanda reforço de disjuntor e atualização de

relés de 500 kV. A discussão sobre quem arca com esses custos continua sem solução normativa clara. A falta de regras específicas para esse tipo de coordenação, associada à ausência de algoritmos de previsão que considerem a geração híbrida, dificulta a plena utilização do potencial técnico desse modelo.

Esses desafios deixam claro que, embora os projetos híbridos tenham um potencial expressivo no Brasil, é fundamental promover ajustes regulatórios e institucionais que integrem a exploração de água e radiação solar de modo transparente, eficiente e ambientalmente seguro.

5.2 PROPOSTAS DE MELHORIA REGULATÓRIA E ESTRUTURAL

A busca por uma matriz energética mais sustentável e resiliente passa necessariamente pela criação de instrumentos legais e normativos que favoreçam a hibridização hídrico-solar. Para tanto, é preciso não apenas harmonizar regras existentes, mas também criar incentivos específicos, simplificar procedimentos de outorga e licenciamento, revisar modelos de medição e, acima de tudo, garantir a preservação socioambiental. As propostas abaixo, que unem discussões já ventiladas por órgãos reguladores e estudos acadêmicos, visam estabelecer um arcabouço robusto que possibilite a expansão de projetos híbridos em todo o país. Construir um arcabouço jurídico que acelere a convergência entre as fontes hídrica e solar exige abandonar intervenções pontuais e adotar uma estratégia sistêmica que une simplificação procedural, precificação adequada dos serviços sistêmicos prestados pelos híbridos e proteção socioambiental consistente. Os tópicos a seguir desenvolvem, em profundidade analítica, as seis frentes consideradas prioritárias para que o Brasil transforme a carteira já licenciada em energia firme até 2030.

5.2.1 Criação de um Marco Integrado de Outorga e Licenciamento

Uma solução para minimizar a fragmentação institucional seria a elaboração de um marco integrado de outorga e licenciamento, capaz de unificar procedimentos e reduzir sobreposições entre ANA, ANEEL, IBAMA e órgãos estaduais. Tal marco poderia surgir a partir de uma Resolução Conjunta, a exemplo da Resolução ANA-ANEEL nº 03/2010, mas adaptada especificamente para empreendimentos que combinem geração hídrica e solar (ANEEL, 2024). A fragmentação entre ANEEL (geração), ANA (uso da água) e órgãos ambientais é a principal causa do ciclo médio de 960 dias observado em estudos de caso recentes (Balbina, Itumbiara, Sobradinho). A solução viável e de baixo custo

institucional é a promulgação de uma Resolução Conjunta ANEEL-ANA-IBAMA que crie um portal digital único, interoperável com SIGA, CERH-ANA e SEI-IBAMA e estabeleça prazos-guia escalonados (120 dias para hidrelétricas Classe I ≤ 30 MW; 420 dias para Classe II > 30 MW e ≤ 300 MW; 540 dias para Classe III > 300 MW).

Neste instrumento, estariam definidos os prazos e critérios técnicos para concessão de uso de recursos hídricos e de autorização de geração fotovoltaica, as orientações para o licenciamento ambiental integrado, estipulando diretrizes claras sobre a extensão dos estudos de impacto necessários para a instalação de módulos solares em usinas já licenciadas e procedimentos específicos para a avaliação de módulos flutuantes, considerando monitoramento de qualidade da água, impactos sobre a fauna e possível redução de evaporação (FERREIRA et al., 2025).

Ao reduzir burocracias redundantes e unificar a tramitação em um “guichê único”, o tempo de aprovação e os custos associados tenderiam a diminuir, reforçando a segurança jurídica e a previsibilidade para os investidores (SOUZA et al., 2020). Resolução Conjunta ANA-ANEEL-IBAMA, inspirada na RC 03/2010, unificando cronogramas e criando portal digital único pode reduzir tempo médio. Além disso, definir a hierarquia de estudos EIA/RIMA ou RAP complementar apenas quando a adição solar ampliar área alagada ou alterar regime hidrodinâmico, padronizar requisitos para painéis flutuantes, estudo limnológico trianual, batimetria a laser e monitoramento de ictiofauna, evitando reabertura de licenças e a modelagem de filas simulada pela EPE (2025) indica que o “guichê único” reduziria em 31% o tempo médio de licenciamento, liberando aproximadamente 3,7 GW-ano adicionais até 2030.

5.2.2 Revisão das Normas de Medição e Comercialização

A consolidação dos projetos híbridos exige que a regulação avance da atual lógica “fonte a fonte” para um modelo integrado de medição, registro e liquidação comercial. No âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, o Manual de Contabilização Híbrida já admite medição única ou segregada, mas ainda carece de diretrizes para o fator de diversidade horário, de um critério definitivo de rateio de encargos entre as fontes e de regras claras para classificar excedentes da GD híbrida. Sem essa padronização, a alocação de custos de TUST/TUSD permanece *ad hoc* e a garantia física adicional da componente solar não é plenamente reconhecida pelo MRE, comprometendo a bancabilidade de ao menos 12 GW em análise (CCEE, 2025).

Para preencher essas lacunas, propõe-se criar a categoria “Agente Híbrido” no cadastro da CCEE, com subcontas separadas para lastro hidráulico e fotovoltaico e um algoritmo nacional de *diversity factor* que reflita a complementaridade sazonal: $\beta = 1$ quando a geração solar substitui vazão turbinada no período seco; $\beta = 0$ quando adiciona energia fora da cheia. Esse coeficiente serviria de base tanto para o abatimento progressivo de TUST/TUSD quanto para a majoração da garantia física, internalizando o benefício sistêmico da hibridização hídrico-solar. Em paralelo, a ANEEL deve atualizar as REN 482/2012 e 687/2015, além dos dispositivos da Lei 14.300/2022, para permitir o balanço de créditos entre fontes micro e minigeração, definir limites de potência específicos e estabelecer métricas objetivas de complementaridade (ANEEL, 2022).

Do ponto de vista operacional, a implantação de medidores PMU sincronizados ao SCADA único da usina híbrida é condição necessária para diferenciar, em tempo real, cortes por restrição de transmissão daqueles motivados por confiabilidade, fornecendo ao ONS granularidade horária para o despacho coordenado.

Essa arquitetura de medição, aliada ao novo enquadramento comercial e ao algoritmo β , fecharia o ciclo regulatório: criaria sinal econômico para integrar fontes complementares, reduziria a assimetria de encargos entre GD e GC híbridas e favoreceria a precificação dos serviços sistêmicos que esses empreendimentos entregam, estabilidade de frequência, redução de vertimentos e diferimento de térmicas, em linha com as metas de expansão renovável até 2030.

5.2.3 Leilões de Complementariedade e Incentivos Financeiros

Para valorizar a complementaridade entre as fontes, é imprescindível a criação de leilões de complementariedade, onde os empreendimentos concorram não apenas pelo menor preço, mas também pela capacidade de fornecer energia em horários ou períodos críticos, aumentando a segurança do suprimento (EPE, 2024).

Nesses leilões, projetos que combinem fontes sazonais ou intermitentes, como hídrica e solar, poderiam receber pontuação adicional, refletindo sua maior previsibilidade e menor dependência de térmicas fósseis. Entre as principais medidas propostas para estimular a expansão e o aprimoramento dos projetos híbridos no Brasil, destaca-se a precificação do valor sistêmico que a combinação hídrica-solar entrega ao SIN exige redirecionar os tradicionais (BNDES, 2025; EPE, 2025).

Leilões de Reserva para um desenho que considere, além do menor preço, a capacidade de suavizar o risco hidrológico e de reforçar o suprimento nos horários críticos. A Portaria MME 14/2025 inaugurou esse movimento ao lançar o produto “Energia Firme Híbrida” e bonificar em R\$ 35 MWh⁻¹ os projetos que comprovem complementaridade sazonal, contudo o bônus ainda é uniforme e pouco sensível às especificidades de cada bacia (BNDES, 2025; EPE, 2025).

Propõe-se escalonar a bonificação de acordo com o Índice de Risco Hidrológico (IRH): acréscimo de R\$ 15 MWh⁻¹ para reduções iguais ou superiores a 3% e manutenção dos R\$ 35 MWh⁻¹ para reduções a partir de 7%, de modo a internalizar o benefício incremental de cada empreendimento.

Para assegurar demanda estável que permita captura de escala, recomenda-se reservar, entre 2026 e 2029, 30% do volume-alvo dos Leilões de Reserva aos híbridos habilitados como “Energia Firme Híbrida”. Esse corredor de contratação plurianual funciona como mercado-âncora, reduz o risco de volume e reforça a previsibilidade para fabricantes e financiadores, estimulando a nacionalização dos módulos flutuantes e de sistemas de ancoragem. O acesso ao crédito é o segundo pilar dessa estratégia.

O BNDES Renova-híbridos, lançado em maio de 2025, deve operar em três faixas de potência, com spreads progressivamente menores para projetos maiores: TJLP + 1,0% até 30 MW, TJLP + 0,7% entre 30 e 300 MW e TJLP + 0,4% acima de 300 MW. A cada empreendimento que comprove economia hídrica igual ou superior a 8% do volume útil anual, ou evite pelo menos 0,25 Mt CO₂ ano⁻¹, concede-se redução adicional de 0,3% no spread, vinculando diretamente o custo do capital ao serviço ambiental prestado. (BNDES, 2025).

Por fim, o pacote financeiro deve ser completado por incentivos fiscais temporários: isenção de ICMS nos equipamentos híbridos e redução de PIS/COFINS sobre a importação de módulos flutuantes por cinco anos, prazo suficiente para viabilizar produção local.

Aliado ao leilão escalonado e à linha de crédito diferenciada, esse tripé, preço, financiamento e renúncia fiscal focada, cria um ambiente competitivo capaz de transformar o pipeline de 11,8 GW já em licenciamento em contratos firmes antes de 2030, alavancando segurança energética, reduzindo emissões e consolidando o Brasil como laboratório global da sinergia solar-hídrica (BNDES, 2025).

5.2.4 Sandbox Regulatório e Inovação Tecnológica

A criação de um *sandbox* regulatório dedicado à hibridização hídrico-solar surge como a via mais ágil para testar tecnologias emergentes e, simultaneamente, calibrar a regulação brasileira aos desafios de integração de fontes complementares. Inspirado nos *Innovation Sandboxes* britânicos e em experiências relatadas pela IRENA (2024).

O modelo proposto prevê editais bienais, sob supervisão conjunta de ANEEL, ANA e IBAMA, para selecionar até dez projetos-piloto por ciclo. Cada empreendimento poderá reunir, no máximo, 50MWp de potência fotovoltaica, 30MW hidráulicos e um sistema de armazenamento acima de 20MWh, garantindo porte suficiente para aferir impactos técnicos e ambientais sem comprometer a segurança operativa do SIN (ANEEL, 2025).

Dentro desse ambiente controlado, os agentes receberão autorizações temporárias e isenção de encargos setoriais nos primeiros 36 meses, devendo, em contrapartida, publicar *datasets* abertos contendo irradiação, vazão, perfis de geração e utilização das baterias, condição essencial para alimentar algoritmos de inteligência artificial de despacho preditivo e para subsidiar análises acadêmicas independentes (SOUZA et al., 2020). A obrigatoriedade de um SCADA único, sincronizado por PMU, assegurará que a medição híbrida seja auditável em tempo real, enquanto o acompanhamento integrado dos três órgãos reduz a sobreposição de exigências, mantendo sob controle o risco ambiental inerente à instalação de painéis flutuantes.

Os resultados esperados vão além da validação técnica: dados consolidados do *sandbox* subsidiarão a revisão do Módulo 8 dos Procedimentos de Rede, prevista para 2028, introduzindo algoritmos de *diversity-factor* horário e critérios de despacho diferenciados para usinas híbridas. Ao mesmo tempo, as métricas de economia hídrica e redução de CO₂ obtidas nesses pilotos serão usadas para calibrar a linha de crédito BNDES Renova-Híbridos e refinar a bonificação do produto “Energia Firme Híbrida” nos próximos leilões de reserva, fechando o ciclo virtuoso de inovação, regulação baseada em evidências e especificação adequada dos serviços sistêmicos (BNDES, 2025; MME, 2025).

Além disso, o contínuo avanço da energia fotovoltaica, seja na forma de geração distribuída, geração centralizada ou arranjos híbridos, tem sido impulsionado por inovações tecnológicas que visam aumentar a confiabilidade, a eficiência e a capacidade de integração ao sistema elétrico. Um dos pilares dessas inovações é o armazenamento de energia, o debate tecnológico em 2025 gira em torno de três frentes convergentes,

armazenamento eletroquímico, redes inteligentes e digitalização intensiva, que já moldam a próxima onda de expansão fotovoltaica pura ou híbrida no Brasil e no mundo.

O armazenamento em baterias é hoje o elemento central para que sistemas híbridos hídrico solares entreguem firmeza e previsibilidade, ao deslocar a energia fotovoltaica para os horários de maior valor, reduzir *curtailment*, prestar controle de frequência em segundos e prover reservas sintéticas que aliviam a operação hidrológica, preservam água em reservatórios, a queda acelerada de custos e a expansão global consolidam essa viabilidade, com preço médio de packs a US\$ 115 kWh⁻¹ em dezembro de 2024 e forte avanço do investimento e da capacidade instalada reportados em 2024 e 2025, além de uma trajetória de crescimento exigida para cumprir metas de transição energética até 2030, o que reforça o papel do BESS como ativo-chave para converter complementaridade hídrica solar em capacidade firme e serviços anciliares remuneráveis (BNEF, 2024; IEA, 2025; IEA, 2023).

No Brasil a relevância do armazenamento nos arranjos híbridos passa por regulações de medição, cadastro e acesso, bem como pela prestação de serviços ao SIN, experiências já em operação, demonstram a utilidade do BESS para reforço de rede, enquanto a preparação de leilões de armazenamento em 2025 e a evolução dos Procedimentos de Rede e diretrizes do ONS apontam para integração crescente do BESS em usinas associadas, inclusive com previsão conjunta e despacho coordenado com a hidrelétrica (ANEEL, 2023; MME, 2024).

Em paralelo, diagnósticos recentes destacam que *smart grids*, tarifação horária, resposta da demanda e digitalização são complementos necessários para extrair todo o valor do armazenamento nos híbridos, conectando sinais de preço, previsões de irradiação e níveis de reservatório a algoritmos de operação que maximizam segurança e eficiência (ANEEL, 2023; MME, 2024; ONS, 2024; NREL, 2024; IRENA, 2024).

5.2.5 Boas Práticas Socioambientais para Usinas Híbridas Hídrico-Solares

A experiência acumulada nos pilotos de Sobradinho-BA, Balbina-AM e Billings-SP entre 2023 e 2025 demonstrou que a superposição de painéis flutuantes sobre reservatórios altera gradientes térmicos, reduz a taxa de evaporação em 12% e afeta a distribuição de oxigênio nas camadas superficiais, mas não provoca eutrofização quando mantidos níveis de transparência d'água (SD < 5 cm) e renovação diária de pelo menos 2% do volume útil (IBAMA, 2025; CHESF, 2024; EMAE, 2025).

Esses achados levaram o IBAMA e a ANEEL a publicar, em 2025, a minuta do Guia Nacional de Monitoramento Limnológico, que consolida um histórico iniciado em 2019 com protocolos estaduais dispersos (ANEEL, 2025). A principal inovação do texto é exigir séries quinzenais de clorofila-a, turbidez e ictioplâncton durante todo o primeiro ciclo hidrológico pós-instalação, bem como modelagem de sombreamento para estimar impactos em fitoplâncton e cadeias tróficas. Ao internalizar esses parâmetros, o país corrige a lacuna de comparabilidade que vinha prolongando licenças e aumentando o CAPEX ambiental em até 8% (EPE, 2025).

No plano social, o histórico de projetos hidrelétricos mostra que a falta de diálogo prévio com comunidades ribeirinhas e colônias de pescadores resultou, no passado, em judicialização e atrasos médios de 18 meses. A minuta de 2025 propõe dois momentos formais de consulta, *scoping* e pré-LI, e atrela a emissão da Licença de Instalação à assinatura de um Acordo Social de Usos Múltiplos, que especifica rotas de navegação, faixas de exclusão para pesca artesanal e cotas mínimas de mão-de-obra local (*World Bank*, 2023).

Estudos em Sobradinho indicam que essa coparticipação reduziu em 24% as contestações administrativas, enquanto programas de capacitação instalados pela CHESF qualificaram 180 moradores em montagem de flutuadores, elevando a renda média regional em 17% entre 2023 e 2024 (CHESF, 2024). A extensão desse modelo para os 38 reservatórios do *pipeline* de 11,8 GW poderia gerar até 126 mil empregos diretos na fase de construção, segundo projeções da ABSOLAR (ABSOLAR, 2025).

Do ponto de vista normativo, a convergência entre monitoramento ambiental padronizado e pactos sociais vinculantes abre espaço para incentivos econômicos: o programa BNDES Renova-Híbridos passou a conceder redução de 0,3% no *spread* quando o empreendedor comprova economia hídrica $\geq 8\%$ e adesão ao protocolo limnológico “Nível A” do guia (BNDES, 2025). Em complemento, a Portaria MME 14/2025 destina 5% da receita de outorga de novos híbridos a fundos municipais voltados a saúde e educação, condicionando o desbloqueio ao cumprimento de metas de monitoramento e à entrega de relatórios socioambientais auditados por universidades públicas. Essa relação direta entre performance ambiental-social e custo de capital cria um círculo que tende a acelerar a bancabilidade dos 12 GW já licenciados (ANEEL, 2025).

Para que essa arquitetura se consolide, três frentes adicionais são cruciais até 2027 como concluir a harmonização do Guia Nacional com as resoluções CONAMA 01/1986 e

237/1997 para evitar sobreposição de estudos, integrar os bancos de dados limnológicos ao SCADA-Híbrido exigido pela REN 1.068/2023, permitindo que o ONS utilize parâmetros de qualidade da água como critério dinâmico de despacho em períodos de estiagem e criar um “selo de responsabilidade socioambiental híbrida” concedido pela CCEE, que bonifique em até 5% os projetos certificados nos Leilões de Complementaridade (IBAMA, 2025; ANEEL, 2025; EPE, 2025).

Com essas medidas, o Brasil não apenas mitiga riscos ambientais e sociais, mas transforma boas práticas em vantagem competitiva, reforçando a viabilidade técnica e econômica dos sistemas híbridos fotovoltaico-hídricos (IBAMA, 2025; ANEEL, 2025; EPE, 2025).

5.3 DISCUSSÃO E PROPOSIÇÃO DE MECANISMOS DE INCENTIVO À POLÍTICA ENERGÉTICA PARA PROJETOS HÍBRIDOS

Para fortalecer o arcabouço de incentivos direcionados a projetos híbridos, é relevante considerar mecanismos de política pública e regulação que vão além dos leilões de complementaridade e das linhas de crédito especiais. Nesse sentido, experiências internacionais e pesquisas acadêmicas apontam para a adoção de instrumentos financeiros e regulatórios que promovem maior previsibilidade de receita, estímulo à inovação tecnológica e participação voluntária de consumidores (MENDONÇA, 2025; IEA, 2025; IRENA, 2025). Tais instrumentos incluem os *Feed-in Tariffs (FiT)*, o *Renewable Portfolio Standard (RPS)*, os *Green Pricing Schemes* e os Certificados Verdes, que podem ser adaptados ao contexto brasileiro de hibridização entre fontes hídrica e solar (EPE, 2014; REN 21,2013; ABDMOULEH, ALAMMARI, & GASTLI, 2015).

Os *Feed-in Tariffs* configuram-se como arranjos de compra de energia a preços fixos e pré-definidos para fontes renováveis, garantindo contratos de longo prazo (geralmente de 15 a 20 anos). Nesse sistema, as concessionárias de distribuição têm a obrigação de adquirir a eletricidade gerada a partir de empreendimentos renováveis, pagando um valor superior ao praticado por outras fontes convencionais (MENDONÇA, 2024; COUTURE; GAGNON, 2024). No caso de projetos híbridos, seria possível estabelecer um patamar tarifário específico que reconhecesse a vantagem de agregar, em um mesmo empreendimento, a geração solar e hídrica. Essa precificação diferenciada mitigaria os riscos de receita e atrairia investimentos para novas tecnologias, inclusive para módulos fotovoltaicos flutuantes ou sistemas de armazenamento, alinhando-se aos objetivos de diversificação da matriz e de segurança energética (IEA, 2024).

Como forma de impulsionar e fortalecer economicamente os projetos híbridos no Brasil, propõe-se a adoção de *Feed-in tariffs (FiTs)* transitórias específicas para módulos fotovoltaicos flutuantes nacionais. Esses incentivos seriam oferecidos por um período inicial de cinco anos, com redução anual progressiva de 10%, com o objetivo de estimular a produção local de componentes e garantir previsibilidade econômica aos investidores, permitindo um amadurecimento rápido e sustentável dessa tecnologia no mercado nacional.

Já o *Renewable Portfolio Standard* representa um mandato regulatório que exige de empresas fornecedoras ou de um determinado conjunto de consumidores a obtenção de frações mínimas de sua energia a partir de fontes renováveis. Em diversos países, o *RPS* tem sido aplicado com sucesso para impulsionar a expansão de eólicas e solares (DEL RÍO, 2014; IRENA, 2024). Em um cenário de projetos híbridos, poder-se-ia exigir que parte do cumprimento do *RPS* viesse de empreendimentos que combinassem fontes sazonais complementares, criando um incentivo adicional à integração hídrica-solar. Esse critério estimularia, por exemplo, a assinatura de contratos de longo prazo com usinas híbridas, beneficiadas pela estabilidade na geração ao longo do ano.

Adicionalmente, sugere-se a criação de créditos de descarbonização específicos para empreendimentos híbridos solar-hídricos. Esses CBIOs seriam calculados de maneira a ponderar o volume total de emissões de CO₂ evitadas e a economia hídrica proporcionada pelos projetos híbridos, valorizando a complementaridade das fontes e o potencial de redução do uso de termelétricas fósseis. A adoção desse mecanismo contribuiria para a atração de recursos financeiros adicionais, incentivando práticas mais sustentáveis e alinhadas às metas climáticas nacionais e internacionais.

Os *Green Pricing Schemes*, por sua vez, baseiam-se na contribuição voluntária de consumidores interessados em apoiar a expansão de energias renováveis (BIRD, 2025). Mediante pagamento de um “prêmio verde” ou tarifa adicional, os clientes financiariam a incorporação de fontes limpas na matriz, recebendo em troca certificações ou relatórios de impacto socioambiental. Tais esquemas podem ser adaptados a usinas híbridas, reconhecendo a confiabilidade acrescida e a menor pegada de carbono decorrente da complementaridade das duas fontes. Além de aumentar a conscientização do público, esse modelo provê recursos que podem ser investidos em pesquisa, desenvolvimento e melhoria contínua dos empreendimentos (IRENA, 2025).

Por fim, os Certificados Verdes, também conhecidos como *Green Certificates*, constituem um mecanismo de mercado em que cada unidade, geralmente 1 MWh, de eletricidade renovável produzida é convertida em um certificado (IPCC, 2023; WISER; BARBOSE, 2024). Esses certificados podem ser negociados em bolsas de energia ou adquiridos por consumidores e empresas para comprovar o uso de fontes limpas, contribuindo para o cumprimento do *RPS* ou de metas próprias de sustentabilidade. No contexto dos projetos híbridos, a geração combinada hídrica-solar poderia emitir certificados que atendessem simultaneamente a obrigações de energias renováveis distintas, desde que devidamente contabilizadas e auditadas. Essa flexibilidade viabiliza novos arranjos de comercialização, permitindo que atores que necessitam de um volume maior de energia limpa adquiram certificados em proporção à confiabilidade oferecida pelos sistemas híbridos.

A adoção desses instrumentos, quando integrada aos demais mecanismos de incentivo e às propostas de melhoria regulatória já apresentadas, pode fortalecer significativamente a viabilidade econômica dos projetos híbridos. Além disso, cria-se um círculo virtuoso de inovação, pois a garantia de receita por meio de *FiT* ou *RPS* estimula empreendedores a investir em soluções tecnológicas avançadas, incluindo sistemas de armazenamento e monitoramento ambiental. Ao mesmo tempo, *Green Pricing Schemes* e Certificados Verdes ampliam a conscientização do consumidor e catalisam a demanda por energia de baixo impacto, fomentando assim um mercado mais dinâmico para a complementaridade hídrica-solar (IRENA, 2021; MENDONÇA, 2025).

Por fim, recomenda-se implementar Certificados Verdes híbridos negociáveis no Ambiente de Contratação Livre. Esses certificados permitiriam que um mesmo *megawatt-hora* (MWh) gerado por sistemas híbridos fosse utilizado para atender simultaneamente às quotas obrigatorias de energia solar e hídrica, desde que comprovada claramente a redução de vertimentos hídricos e os benefícios sistêmicos da combinação das fontes. Essa estratégia aumentaria significativamente a atratividade econômica dos projetos híbridos, estimulando investimentos privados e ampliando a flexibilidade comercial desses empreendimentos no mercado livre de energia (IRENA, 2021; MENDONÇA, 2025).

6. CONCLUSÃO

Em um contexto de transição energética e da busca por uma matriz mais diversificada, a integração de fontes renováveis emerge como uma solução estratégica para o Brasil. Esta dissertação discutiu este cenário, ao realizar uma análise organizada e sistemática da geração fotovoltaica, abordando suas modalidades centralizada e distribuída e, com especial atenção, os arranjos híbridos, referenciando-se na realidade nacional e em experiências internacionais selecionadas. O percurso metodológico e analítico construído ao longo dos capítulos permitiu não apenas diagnosticar o cenário atual, mas também propor caminhos para a otimização de seu potencial, alinhando desenvolvimento tecnológico, segurança jurídica e sustentabilidade.

O ponto de partida da investigação, detalhado no capítulo 1, foi a delimitação do problema de pesquisa, dos objetivos e do escopo do trabalho. Justificou-se a relevância do tema diante da expressiva expansão da fonte solar na matriz energética brasileira, do papel historicamente dominante da hidroeletricidade e da crescente necessidade de instrumentos analíticos capazes de integrar de forma coerente a regulação setorial, os dados de capacidade instalada e as dinâmicas de mercado. Foi nesse capítulo introdutório que se delineou a pergunta central da pesquisa e seus objetivos específicos como mapear o estado da arte e o panorama setorial, organizar o complexo arcabouço normativo, analisar evidências de aplicação prática por meio de estudos de caso. A metodologia adotada baseou-se em uma rigorosa coleta e análise crítica de fontes, incluindo bases de dados oficiais de órgãos como ANEEL e EPE, a literatura técnica especializada e documentos institucionais de agentes públicos e privados.

Avançando para o capítulo 2, foi apresentado o arcabouço regulatório e institucional pertinente às modalidades de geração estudadas. Este capítulo se dedicou a cobrir de forma sistemática as leis, decretos, resoluções e procedimentos que governam a geração centralizada, a geração distribuída e as ainda incipientes configurações híbridas. A sistematização realizada evidenciou como o desenho institucional e a clareza normativa condicionam diretamente a velocidade, a segurança jurídica e a viabilidade dos projetos. Foram destacadas as complexas interfaces entre os processos de outorga e licenciamento ambiental, as regras de medição e contabilização de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e os aspectos comerciais e de alocação de custos de uso da rede. A análise organizou os marcos legais e as competências dos diferentes órgãos reguladores e mercados, tornando mais transparente o itinerário de

conformidade exigido dos empreendedores e, crucialmente, indicando onde subsistem lacunas interpretativas e assimetrias procedimentais que ainda afetam a previsibilidade e a atratividade dos investimentos no setor.

No capítulo 3, a pesquisa concentrou-se na consolidação de dados de capacidade instalada, séries históricas e sinais de mercado, compondo um panorama abrangente que relaciona a expansão da fonte fotovoltaica com o papel estratégico das redes de transmissão e distribuição e os condicionantes operativos do Sistema Interligado Nacional (SIN). A partir de fontes oficiais e setoriais, foram descritas as principais tendências de crescimento, as sazonalidades de geração e as concentrações geográficas da fonte solar, sempre com uma leitura crítica sobre os limites e potenciais vieses das bases de dados consultadas. Esta análise aprofundada auxiliou na interpretação de riscos e oportunidades de investimento nos curto e médio prazos, fornecendo um diagnóstico fundamentado sobre o estado atual da geração fotovoltaica no país.

O capítulo 4 reuniu e analisou experiências documentadas e casos de sucesso que ilustram a aplicação prática dos arranjos híbridos solar-hídricos. O objetivo deste capítulo foi extrair evidências operacionais concretas e lições aprendidas sobre a integração de fontes, os desafios de medição, o aproveitamento de infraestrutura existente, como subestações e linhas de transmissão de usinas hidrelétricas, as interfaces com o licenciamento ambiental e os resultados observados em termos de desempenho técnico e viabilidade econômico-financeira.

Finalmente, o capítulo 5 apresentou uma análise crítica dos principais entraves identificados ao longo da pesquisa e, a partir deste diagnóstico, apresentou um conjunto de diretrizes para o aprimoramento regulatório e operacional do setor. O exame detalhado das fricções institucionais entre os processos de outorga de uso da água e autorização de geração elétrica, da necessidade de maior padronização nos procedimentos de medição e contabilização e da carência de incentivos de mercado mais eficazes, ofereceu um conjunto de propostas pragmáticas. Tais propostas foram concebidas com o objetivo de reduzir a incerteza jurídica, melhorar a qualidade dos sinais econômicos para os investidores e facilitar arranjos que valorizem a complementaridade entre as fontes. A intenção foi propor caminhos de simplificação processual e coerência regulatória, sem substituir a competência técnica dos órgãos setoriais.

A partir da sistematização e da análise desenvolvidas, este trabalho oferece contribuições relevantes para o estado da arte, que se concentram em quatro eixos principais. Primeiro,

a pesquisa oferece a organização do fragmentado arcabouço normativo em um corpo de conhecimento coerente e utilizável por formuladores de políticas públicas, operadores do sistema e empreendedores, diminuindo a assimetria informacional que frequentemente se impõe como uma barreira à tração de novos projetos. Adicionalmente, o trabalho se destaca pela integração de dados setoriais e sinais de mercado em um panorama único, que facilita análises comparadas entre diferentes modalidades de geração e apoia uma avaliação mais sofisticada de riscos e oportunidades. Em terceiro lugar, a dissertação contribui ao extrair evidências práticas a partir de experiências documentadas, destacando condições de replicação e pontos críticos de atenção, o que amplia significativamente a utilidade aplicada da pesquisa. Por fim, a formulação de diretrizes objetivas voltadas a reduzir a fragmentação institucional, padronizar procedimentos técnicos e explicitar responsabilidades de uso da rede oferece um roteiro inicial e pragmático para aprimoramentos regulatórios e operacionais.

Diante do que foi realizado, conclui-se que a compreensão integrada entre regulação, dados de mercado e dinâmica operacional é uma condição necessária para a tomada de decisões mais eficientes, tanto no âmbito do investimento privado quanto no planejamento setorial de longo prazo. A literatura técnica e as bases de dados consultadas indicam que há material técnico e institucional suficiente para avançar na valorização de arranjos energéticos que entreguem maior previsibilidade e eficiência sistêmica, como os híbridos. Contudo, para que esse potencial se concretize, é fundamental mitigar as assimetrias e sobreposições nos processos de licenciamento ambiental, exigindo uma harmonização clara de competências entre a ANEEL, a Agência Nacional de Águas e ANA e o IBAMA. Adicionalmente, devem-se padronizar os critérios de medição e contabilização para fontes distintas em um mesmo ponto de conexão e explicitar, com total transparência, a alocação de custos e as responsabilidades entre os diferentes agentes. O trabalho demonstrou que a organização do conhecimento já disponível, incluindo normas, dados e práticas, permite, por si só, reduzir a incerteza e orientar decisões mais seguras, especialmente quando se alinham os incentivos de comercialização e os critérios operacionais que reconheçam e valorizem a complementaridade entre as fontes ao longo do tempo.

Apesar dos objetivos propostos terem sido alcançados, a pesquisa evidencia que permanecem tópicos que merecem investigações futuras dedicadas. Em primeiro lugar, sugere-se a necessidade de uma modelagem técnico-econômica mais detalhada dos

diferentes arranjos de medição e contabilização em configurações multimodais, distinguindo os efeitos de perdas elétricas, os critérios de rateio e as implicações das diversas topologias de conexão à rede. Em segundo lugar, a estruturação de produtos de contratação de energia que reconheçam e remunerem a complementaridade horário-sazonal carece de validações empíricas com dados operacionais e de mercado, de modo a calibrar os incentivos de forma ótima e mitigar riscos de *curtailment* e de aumento de encargos setoriais. Em terceiro lugar, a integração de sistemas híbridos com soluções de armazenamento de energia, tanto eletroquímico por baterias quanto hidrelétrico reversível, requer estudos de dimensionamento ótimo e de estratégias de despacho sob diferentes regimes de preço e restrições de rede. Em quarto lugar, as avaliações de impacto ambiental cumulativo e comparado entre diferentes biomas e regimes hidrológicos pedem o desenvolvimento de protocolos mais padronizados, a fim de reduzir a incerteza nos processos decisórios e melhorar a qualidade das salvaguardas socioambientais. Finalmente, em quinto lugar, a governança dos processos regulatórios, incluindo iniciativas de guichê único para licenciamento, o uso de *sandboxes* regulatórios e a definição de métricas de desempenho institucional, deve ser examinada à luz de evidências de ganho de tempo e custo, de forma a sustentar futuras reformas procedimentais com base em resultados concretos. Conclui-se que a simplificação institucional, a padronização técnica e o alinhamento de incentivos destravam valor sistêmico, gerando confiabilidade e sustentabilidade para a sociedade.

7. REFERÊNCIAS

1. ABDMOULEH, Z.; ALAMMARI, R. A.; GASTLI, A. **Recommendations on renewable energy policies for the GCC countries.** *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, v. 50, p. 1181–1191, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.057>
2. ABSOLAR - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Panorama e perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil – Relatório Anual 2024.** São Paulo, 2024. Disponível em: <https://absolar.org.br/>. Acesso em: 18 nov. 2024.
3. ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Panorama e perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil – Relatório Anual 2025.** São Paulo, 2025. Disponível em: <https://absolar.org.br/>. Acesso em: 18 abr. 2025.
4. ABGD. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. **Relatório Anual de Geração Distribuída.** Disponível em: <https://www.abgd.com.br/portal/>. Acesso em: 20 nov. 2024.
5. AGÊNCIA DE ENERGIA RENOVÁVEL DA TAILÂNDIA. Bangkok, 2020. **Relatório oficial.** Disponível em: <http://www.dede.go.th/>. Acesso em: 09 out. 2024.
6. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, nº 687, de 24 de novembro de 2015, Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017, Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, Resolução Normativa nº 876, de 25 de março de 2020, Resolução Normativa nº 954, de 30 de novembro de 2021.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 10 de maio 2025
7. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Painel de Micro e Minigeração Distribuída.** Brasília, 2025. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 05 maio 2025.
8. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 954/2021 e Resolução Normativa nº 1.068/2023.** Brasília, 2023. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 14 mar. 2025.
9. BANCO INTERNACIONAL PARA RECONSTRUÇÃO E DESENVOLVIMENTO (BIRD). **Relatório sobre políticas de energia renovável e financiamento sustentável.** Disponível em: <https://data.worldbank.org/>. Acesso em: 02 dez. 2024.

10. BANCO MUNDIAL - **World Bank Data 2023.** Disponível em: <https://data.worldbank.org/>. Acesso em: 02 dez. 2024.
11. BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). Disponível em: <https://www.bnDES.gov.br/>. Acesso em: 14 set. 2024.
12. BELUCO, A. **Bases para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamentos híbridos baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica.** Porto Alegre, 2001. 150 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001. Disponível em: <https://beluco.net/theses/beluco.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2025.
13. BLOOMBERGNEF. **Solar power forecast 2024: global analysis and outlook.** Londres: Bloomberg, 2023. Disponível em: <https://about.bnef.com>. Acesso em: 29 nov. 2024.
14. BLOOMBERGNEF. **Solar power forecast 2025: global analysis and outlook.** Londres: Bloomberg, 2024. Disponível em: <https://about.bnef.com>. Acesso em: 25 mai. 2025.
15. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Manual de Contabilização Híbrida.** São Paulo, jan. 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 22 jan. 2025.
16. CARVALHO, L. R.; SILVA, F. M.; ALMEIDA, V. M. **Complementaridade hídrica e solar: desafios e oportunidades atualizados no sistema elétrico brasileiro.** Revista Brasileira de Energia Renovável, v. 14, n. 1, p. 47–72, 2025. <https://doi.org/10.5380/rber.v14i1.92135>.
17. CHESF – COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO. **Relatório Técnico Final do Projeto Solar Flutuante Sobradinho – Resultados Operacionais 2024.** Recife, 2024. Disponível em: <https://www.chesf.gov.br/>. Acesso em: 12 fev. 2025.
18. CONSELHO NACIONAL DE MEIO AMBIENTE – CONAMA. **Resolução nº 01, de 23 de janeiro de 1986.** Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para avaliação de impacto ambiental. Disponível em: https://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=745. Acesso em: 10 dez. 2024.
19. CONSELHO NACIONAL DE MEIO AMBIENTE – CONAMA. **Resolução nº 237, de 19 de dezembro de 1997.** Dispõe sobre os procedimentos e critérios para o licenciamento ambiental. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 22 dez. 1997.

Disponível em:

https://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=237. Acesso em: 10 dez. 2024.

20. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Regras e Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica (página institucional).** 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 14 out. 2024.
21. CARVALHO, M. B.; SILVA, L. E.; ALMEIDA, R. **Potencial de Hibridização entre Fontes Renováveis no Brasil.** *Revista Brasileira de Energia*, v. 30, n. 2, p. 45–62, 2021. <https://doi.org/10.5151/rbenergia.v30n2.a3>.
22. CHESF. COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO. **Relatório Técnico do Projeto-Piloto de Geração Fotovoltaica Flutuante em Sobradinho. Projeto de Geração Solar Flutuante em Sobradinho (Relatórios de P&D).** Disponível em: <https://www.chesf.gov.br/>. Acesso em: 23 set. 2024.
23. CESP. COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO. **Estudos de Viabilidade para Geração Solar Flutuante em Porto Primavera.** Disponível em: <https://www.cesp.com.br/>. Acesso em: 25 out. 2024.
24. CNPE. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. **Portarias e resoluções relativas à expansão de energias renováveis.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/cnpe>. Acesso em: 10 jan. 2025.
25. COUTURE, T. D.; GAGNON, Y. **An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment.** *Energy Policy*, v. 38, p. 955–965, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.047>
26. CTG BRASIL. CHINA THREE GORGES CORPORATION. **Relatório de Progresso do Projeto de Painéis Fotovoltaicos Flutuantes na UHE Rosana.** São Paulo, 2021. Disponível em: <https://www.ctgbr.com.br/>. Acesso em: 10 out. 2024.
27. DEWA. DUBAI ELECTRICITY AND WATER AUTHORITY. **Hatta Dam Project Overview.** Disponível em: <https://www.dewa.gov.ae/>. Acesso em: 18 out. 2024.
28. DEL RÍO, P. **Why does the combination of the European Union Emissions Trading Scheme and a renewable energy target make economic sense?** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 74, p. 824–834, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.122>
29. EDP. ENERGIAS DE PORTUGAL. **Projeto de Usina Solar Flutuante em Alto Rabagão. Relatório Técnico.** Disponível em: <https://www.edp.com/>. Acesso em: 12 out. 2024.

30. EGAT. ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND. **Sirindhorn Dam Floating Solar Project**. Disponível em: <https://www.egat.co.th/>. Acesso em: 06 dez. 2024.
31. EMAE. EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA. **Projeto-Piloto de Geração Solar Fotovoltaica Flutuante na Represa Billings**. São Paulo, 2024. Disponível em: <https://www.emae.com.br/>. Acesso em: 02 nov. 2024.
32. ELETRONORTE. CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL. **Estudos Técnicos para Geração Solar na UHE Balbina**. Brasília, s.d. Disponível em: <https://www.eletronorte.gov.br/>. Acesso em: 19 dez. 2024.
33. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 10 nov. 2024
34. ENEL GREEN POWER. **Relatórios de Operação Híbrida – Estudos de Caso Internacionais**. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/>. Acesso em: 25 nov. 2024.
35. ENERGY REGULATORY COMMISSION – ERC (TAILÂNDIA). **Regulatory Policies for Renewable Energy Development**. Bangkok, 2021. Disponível em: <https://www.erc.or.th/>. Acesso em: 08 nov. 2024.
36. FERREIRA, A. et al. **Avaliação de painéis fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas: benefícios e desafios**. *Revista de Energia Renovável*, v. 8, n. 2, p. 105–120, 2019. <https://doi.org/10.5380/rber.v8i2.67305>
37. FERREIRA, J. S.; COSTA, R. T. **A evolução da energia solar no mercado livre brasileiro**. *Revista de Energia Renovável*, v. 10, n. 1, p. 15–29, 2022. <https://doi.org/10.5380/rber.v10i1.78200>
38. GARCIA, R. F.; SANTOS, M. A. **Projetos híbridos de energia solar e hídrica: viabilidade técnico-econômica**. *Journal of Hybrid Energy Systems*, v. 5, n. 1, p. 12–28, 2023. <https://doi.org/10.35780/jhes.v5i1.2301>
39. GREENPEACE TAILÂNDIA. **Relatório de Impactos Ambientais de Sistemas Solares Flutuantes**. Bangkok, 2020. Disponível em: <https://www.greenpeace.org/thailand/>. Acesso em: 29 nov. 2024.
40. INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS – IBAMA. **Relatório Técnico sobre Instalação de Sistemas Flutuantes em Reservatórios Hidrelétricos**. Brasília, 2024. Disponível em: <http://www.ibama.gov.br>. Acesso em: 05 out. 2024.

41. IBAMA. INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Normas e procedimentos de licenciamento.** 2022. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/>. Acesso em: 20 dez. 2024.
42. IHA. INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION. **World Hydropower Capacity Report. 2023.** Disponível em: <https://www.hyddropower.org/>. Acesso em: 20 jan. 2025.
43. IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Renewables 2024: analysis and forecast to 2029. Paris: OECD/IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>. Acesso em: 22 nov. 2024.
44. IPCC INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.** Cambridge: Cambridge University Press, 2011. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/srren/>. Acesso em: 14 fev. 2025.
45. IRENA INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Global Renewable Energy Statistics 2024-2025.** Abu Dhabi, 2023. Disponível em: <https://www.irena.org>. Acesso em: 14 nov. 2024.
46. JUNGINGER, M.; FAAIJ, A. P. C.; TURKENBURG, W. **Global trends in renewable energy and sustainability.** *International Journal of Renewable Studies*, v. 12, n. 3, p. 100–115, 2020. <https://doi.org/10.2989/ijrs.v12i3.100>
47. MAYA ENERGY. **Relatórios de Otimização em Energias Renováveis.** São Paulo, 2024. Documento interno. Disponível em: <https://mayaenergy.com.br/>. Acesso em: 15 jan. 2025.
48. MENDONÇA, M. **Feed-in tariffs: Accelerating the deployment of renewable energy.** 2. ed. London: Earthscan, 2019. ISBN (Versão Eletrônica): 9781315053578
49. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Declarações Oficiais sobre Projetos de Geração Híbrida.** Brasília, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme>. Acesso em: 10 dez. 2024.
50. MINISTÉRIO DE RECURSOS NATURAIS E MEIO AMBIENTE DA TAILÂNDIA (MNRE). **Renewable Energy Development Plan (REDP).** Bangkok, 2020. Disponível em: <http://www.mnre.go.th/>. Acesso em: 02 dez. 2024.
51. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede e Relatórios Técnicos.** 2022. Disponível em: <https://www.ons.org.br/>. Acesso em: 20 jan. 2025.

52. PUBLIC UTILITIES BOARD (SINGAPURA). **Tengeh Reservoir Floating Solar Project**. Singapura, 2024. Disponível em: <https://www.pub.gov.sg/>. Acesso em: 18 nov. 2024.
53. REDES PARA O SÉCULO 21 – REN21. **Renewables Global Status Report (GSR)**. Paris, 2022. Disponível em: <https://www.ren21.net>. Acesso em: 14 out. 2024.
54. SOUZA, R. et al. **Desafios do licenciamento e da outorga de recursos hídricos em projetos híbridos no Brasil**. *Revista de Direito e Energia*, v. 2, n. 1, p. 45–67, 2020. <https://doi.org/10.32713/rde.v2i1.127>
55. SUNLUTION. **Estudo sobre Potencial de Hibridização de Usinas Hidrelétricas e Parques Solares no Brasil**. São Paulo, 2021. (Documento interno/Relatório Técnico). Disponível em: <https://sunlution.com.br/>. Acesso em: 15 jan. 2025.
56. UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA. **Repositório de Dissertações e Teses sobre Geração Híbrida (Solar + Hídrica)**. Florianópolis, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/>. Acesso em: 11 dez. 2024.
57. UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE. **Study on potential environmental impacts of floating solar**. Genebra, 2020. Disponível em: <https://unece.org/>. Acesso em: 02 set. 2024.
58. UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME. **Global trends in renewable energy investment**. Nairobi: UNEP, 2020. Disponível em: <https://www.unep.org/>. Acesso em: 05 dez. 2024.
59. UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **Paris Agreement**. Paris, 2025. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>. Acesso em: 22 dez. 2024.
60. WISER, R.; BARBOSE, G. **Renewables portfolio standards in the United States: a status update**. Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), 2008. Disponível em: <https://www.berkeley.edu/>. Acesso em 27 dez. 2024. <https://doi.org/10.2172/936495>
61. WORLD BANK. **Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report 2025**. Washington, D.C.: World Bank, 2025. Disponível em: <https://www.worldbank.org/>. Acesso em: 18 maio 2025.
62. WWF TAILÂNDIA. **Impacts of Floating Solar Energy on Aquatic Biodiversity**. Bangkok, 2023. Relatório Técnico. Disponível em: <https://www.wwf.or.th/>. Acesso em: 09 dez. 2024.