Autores: Monaliza Correa Sobreira da Silva (Apresentador)
Roberto Feliciano Dias Filho
Eduardo de Aguiar Sodré
Manoel Henrique da Nóbrega Marinho
Andreza Sousa Andrade
Bruno Bertino Sousa de Carvalho

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SMART ENERGY HUB NO COMPLEXO PORTUÁRIO DE SUAPE - PE

RESUMO

No cenário da transição energética global, caracterizado pela descarbonização e digitalização, os Smart Energy Hubs (SEH) destacam-se como arranjos que compartilham, em um único ponto de conexão, geração renovável, armazenamento e cargas flexíveis coordenadas bidirecionalmente com a rede. No Brasil, contudo, a viabilização dessas estruturas enfrenta barreiras regulatórias e econômicas, uma vez que o arcabouço vigente foi concebido para modelos tradicionais e segmentados de consumo e geração. Gargalos associados ao acesso à rede, à operação em tempo real e à contratação do uso do Sistema de transmissão podem resultar em multicontratação dos usuários e na iminente dupla cobrança sobre os sistemas de armazenamento. Diante desse panorama, a implantação de um SEH no Complexo Portuário de Suape (PE) configura um estudo de caso altamente estratégico, dada a elevada concentração de indústrias eletrointensivas e a proximidade com a Rede Básica. A integração de ativos nessa região permite explorar fatores de simultaneidade, reduzir custos de rede e incorporar cargas flexíveis promissoras, como eletrolisadores e data centers, mitigando impactos operativos e postergando reforços na infraestrutura do Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, este trabalho realiza uma análise técnico-econômica de um SEH no Complexo Portuário de Suape sob a ótica do acesso, contratação e operação em tempo real. O objetivo é discutir os desafios regulatórios e propor diretrizes fundamentadas em experiências internacionais para modernizar a regulação brasileira, alinhando a contratação da transmissão ao comportamento elétrico efetivo do SEH e valorizando os benefícios sistêmicos de sua flexibilidade operativa.

Palavras-chave: Armazenamento de energia; Análise técnico-econômica; Sistema Interligado Nacional; Smart Energy Hub; Regulação do setor elétrico.

ABSTRACT

In the context of the global energy transition, characterized by decarbonization and digitalization, Smart Energy Hubs (SEHs) stand out as frameworks that share renewable generation, energy storage, and flexible loads at a single point of interconnection,

operating bi-directionally within the grid. In Brazil, however, the feasibility of these structures faces regulatory and economic barriers, as the current framework was designed for traditional, segmented electricity generation and consumption models. Bottlenecks associated with grid access, real-time operation, and transmission system usage contracting can lead to user multi-contracting and the imminent double charging of energy storage systems. Given this landscape, implementing an SEH at the Suape Port Complex (PE) represents a highly strategic case study, due to the high concentration of power-intensive industries and its proximity to the Main Grid. Asset integration in this region allows for exploring simultaneity factors, reducing grid costs, and incorporating promising flexible loads, such as electrolyzers and data centers, thereby mitigating operational impacts and deferring infrastructure reinforcements in the National Interconnected System (SIN). Thus, this paper conducts a techno-economic analysis of an SEH at the Suape Port Complex from the perspectives of grid access, contracting, and real-time operation. The objective is to discuss regulatory challenges and propose guidelines grounded in international experiences to modernize Brazilian regulation, aligning transmission contracting with the actual electrical behavior of the SEH and valuing the systemic benefits of its operational flexibility.

Keywords: Energy storage; Techno-economic analysis; National Interconnected System; Smart Energy Hub; Power sector regulation.

1. INTRODUÇÃO

A transição energética global exige infraestruturas inovadoras capazes de integrar múltiplas fontes de energia renovável com tecnologias avançadas de armazenamento e conversão. Nesse contexto, os Energy Hubs (EHs) surgem como um conceito fundamental para viabilizar a descarbonização em larga escala e otimizar o fluxo de energia como eletricidade, calor, hidrogênio e combustíveis sintéticos em sistemas interconectados (Gharibi et al., 2025; Wang e Ying, 2025; IEA, 2025). Estudos recentes destacam seu papel estratégico na ligação entre geração renovável, como eólica onshore e offshore, solar fotovoltaica (PV) e soluções híbridas de armazenamento, e aplicações intensivas em energia, como produção de hidrogênio e data centers alimentados por eletricidade de baixo carbono (Dachet et al., 2025).

Embora possam trazer potenciais benefícios para o sistema elétrico, como otimização do uso da rede no compartilhamento das instalações, maior previsibilidade da carga, redução de perdas e flexibilidade operativa, esses arranjos podem enfrentar barreiras importantes na etapa de integração e operação aos Sistemas Elétricos. Consideramos que um dos principais entraves atualmente é no âmbito regulatório. A regulação vigente, especialmente relacionada à contratação do uso da rede, pagamento

dos encargos de uso do sistema e operação foram concebidas para modelos tradicionais de geração e consumo e não contemplam adequadamente configurações diversas e integradas.

Este artigo tem como objetivo principal discutir os principais desafios regulatórios associados à conexão de *Energy Hubs* ou Hubs Energéticos no Brasil e propor diretrizes para uma modernização normativa, de forma a permitir sua integração segura, eficiente, incentivada e não discriminatória ao SIN. Este artigo utiliza como base um estudo exploratório composto por três etapas: na Seção 2 será apresentado um levantamento normativo dos principais dispositivos que regulam o acesso, contratação e operação de usuários ao sistema elétrico brasileiro; na Seção 3 será apresentada uma análise técnico-econômica de um SEH no Complexo Portuário de Suape; na Seção 4 será apresentada uma proposta regulatória para o Brasil, considerando que a importância do desenvolvimento dos Hubs Energéticos para a descarbonização brasileira e mundial; e na Seção 5 serão apresentadas as conclusões do trabalho.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA: REFERENCIAL NORMATIVO E REGULAÇÃO ATUAL NO BRASIL E NO MUNDO

O referencial normativo para o acesso de usuários ao sistema elétrico brasileiro é amparado principalmente pelo Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão da ANEEL (ANEEL, 2026), os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), os Procedimentos de Rede estabelecidos pelo ONS e Resoluções Normativas da ANEEL, como a REN nº 1.000/2021 (ANEEL, 2021), a REN nº 1.029/2022 (ANEEL, 2022) e REN nº 1.122/2025 (ANEEL, 2025a). O processo de acesso é fundamentado pela cooperação técnica e regulatória entre usuário, agente conectado (transmissora ou distribuidora) e instituições do setor, garantindo que a expansão da matriz elétrica ocorra com segurança operativa, isonomia e conformidade técnico-regulatória.

O usuário inicia o ciclo como o principal interessado, sendo responsável por fornecer dados técnicos detalhados e realizar os estudos de pré-viabilidade que sustentam seu pedido de conexão. Para os casos de acesso à rede de transmissão, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) atua como coordenador, realizando as análises pertinentes sobre a viabilidade do acesso no ponto de conexão pretendido e emite o Parecer de Acesso. Esse documento consolida as avaliações de viabilidade técnica, com finalidade de analisar a capacidade instalada do sistema para atender o solicitante e manter o atendimento aos demais agentes dentro dos requisitos de segurança, qualidade e confiabilidade definidos nos Procedimentos de Rede. Adicionalmente, antecipa questões relevantes de natureza regulatória, operativa ou de aspectos que afetam a qualidade do serviço oferecido pelo sistema de transmissão, quando o caso assim exigir. Nos casos de acesso à rede de distribuição, a distribuidora

responsável pela área de concessão realiza os estudos cabíveis para acesso do usuário interessado. Cabe dizer que, em alguns casos, a distribuidora pode requerer ao ONS um Parecer Técnico para estudo dos impactos do acesso requerido ao sistema de distribuição sobre o sistema de transmissão a fim de complementar a documentação de acesso sob sua responsabilidade.

O agente acessado, por sua vez, viabiliza o acesso à infraestrutura da subestação, fornece informações técnicas dos equipamentos, acompanha a implantação das instalações de conexão assegurando integração física e operacional, executa ou supervisiona reforços necessários em seus equipamentos, além de formalizar a relação comercial com o usuário por meio da celebração de Contratos de Conexão (CCT ou CCD). Por fim, a ANEEL exerce o papel de poder concedente e regulador, estabelecendo as diretrizes normativas, emitindo a outorga necessária para a operação do usuário e fiscalizando o cumprimento dos prazos e obrigações de cada parte.

Esse arranjo normativo assegura que o direito ao acesso seja exercido de forma ordenada, vinculando as responsabilidades técnicas e financeiras entre as partes, desde a solicitação de acesso até a efetiva entrada em operação comercial do usuário.

Cumpre destacar que, no âmbito das tecnologias de armazenamento de energia, a Nota Técnica Conjunta nº 13/2025-SGM-SCE-STD-STE-STR-SFT/ANEEL (ANEEL, 2025b), emitida em agosto de 2025, encerrou a segunda fase da Consulta Pública nº 39/2023, voltada à obtenção de subsídios para o aprimoramento da minuta de Resolução Normativa relativa à regulação dos Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE). Posteriormente, o referido documento foi complementado pela Nota Técnica Conjunta nº 3/2026-SGM-SCE-STD-STR-SFT/ANEEL (ANEEL, 2026b), a qual promoveu ajustes à análise original em decorrência da publicação da Lei nº 15.269/2025 (Brasil, 2025), marco relevante ao estabelecer diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento no Brasil, bem como ao formalizar a competência da ANEEL para regular, fiscalizar e definir regras de acesso, remuneração e contratação de serviços associados, incluindo mechanisms de incentivo ao setor.

Não obstante os avanços institucionais e normativos observados, permanece o entendimento de que o arcabouço regulatório aplicável aos SAE ainda se encontra em desenvolvimento. Nesse sentido, a Nota Técnica Conjunta nº 3/2026 (ANEEL, 2026b) evidencia a necessidade de adequações, notadamente quanto ao modelo de outorga, em função do novo enquadramento legal da atividade. Assim, a regulação relativa ao acesso, contratação e integração desses sistemas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) ainda se encontra em processo de consolidação, o que pode implicar prazos mais extensos para a definição de regras e, consequentemente, impactar a atratividade do ambiente para investimentos, em especial de capital estrangeiro.

2.1 Contratação e Remuneração associada ao Sistema de Transmissão

O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, o CUST, é celebrado entre o ONS e os usuários conectados ao sistema de transmissão. Ele estabelece os termos e condições gerais que irão regular o uso da Rede Básica pelos usuários do sistema de transmissão. Além disso, nele os usuários contratam os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) que pretendem injetar ou demandar da rede. A assinatura do CUST é condicionada à emissão do Parecer de Acesso pelo ONS, que é o documento técnico que consolida as avaliações de viabilidade técnica e regulatória do acesso do usuário à rede de transmissão (ONS, 2026).

Conforme disposto no Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão (ANEEL, 2026), o MUST contratado por centrais de geração é dado pelo valor, declarado pelo usuário, da máxima potência elétrica injetável no sistema, que deverá ter valor mínimo igual à potência instalada subtraída da mínima carga própria. Em relação às unidades consumidoras e distribuidoras, a regulação estabelece que os MUST contratados deverão corresponder os máximos montantes anuais de demanda de potência elétrica, por ponto de conexão e horário de contratação (horários na ponta e fora da ponta).

Ainda conforme Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão (ANEEL, 2026), os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) são calculados mensalmente multiplicando-se os valores de MUST pelas denominadas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), por ponto de conexão e horário de contratação. Ressalta-se que os MUST considerados no cálculo dos encargos de uso são determinados como o maior valor entre o contratado e o verificado por medição de potência elétrica e a Receita Anual Permitida (RAP) associada aos ativos da Rede Básica têm sua arrecadação mediante o estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Para os agentes de geração, o EUST, sem considerar a parcela de ultrapassagem, é calculado de acordo com a Equação 1.

$$EUST = MUST * TUST \quad (1)$$

Assim, dentro do contexto dos Hubs Energéticos em que estão inseridos diversos usuários a serem integrados em um único ponto da rede, a múltipla contratação, de acordo com as regras atuais, poderia representar um fator limitante para esse arranjo em particular. No entanto, conforme regulação vigente, já existe um modelo de contratação de centrais geradoras híbridas e associadas que possibilita a contratação de um único CUST para o conjunto híbrido ou associado dentro de uma faixa que varia entre (i) a soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior

participação na Central Geradora Híbrida ou centrais geradoras associadas; e (ii) a soma das potências elétricas ativas nominais de todas as tecnologias de geração, sendo essa faixa denominada de Faixa de Potência.

Nessa perspectiva, a proposta do presente trabalho é sugerir que uma contratação do uso da rede de transmissão de forma otimizada, para geradores e cargas dentro de um Hub Energético. Este pode ser um caminho promissor para viabilizar projetos cuja contratação única seja inferior ao somatório das potências instaladas individuais. Isto pode promover alívio no pagamento dos encargos da rede, bem como otimizar as instalações de interesse restrito e consequentemente postergar ampliações e reforços no sistema (Moura e Almeida, 2010).

2.2 Operação em Tempo Real

No âmbito operacional, ainda não há regulação vigente quanto aos requisitos mínimos para o relacionamento entre o ONS e um Hub Energético, sendo o Parecer de Acesso e o Parecer Técnico de Modalidade de Operação (PTMO), ambos emitidos pelo ONS, documentos que orientam o endereçamento dos requisitos técnicos e operacionais necessários à integração ao SIN; adicionalmente, a classificação da modalidade de operação das usinas, formalizada via PTMO, influencia diretamente o nível de relacionamento operacional com o ONS, com impactos nos investimentos do agente em sistemas de supervisão e telecomunicações.

No Brasil, o ONS realiza o planejamento da operação eletroenergética de forma antecipada por meio de modelos de otimização e elabora o Programa Mensal de Operação Energética (PMO) que estabelece diretrizes estratégicas com base em variáveis sujeitas a incerteza, como previsões hidrológicas, carga e indisponibilidades programadas. No curtíssimo prazo, elabora o Programa Diário da Operação (PDO), visando o suprimento das demandas previstas nas melhores condições eletroenergéticas, respeitando restrições operativas e a integridade dos equipamentos. Nesse contexto, usinas com relacionamento operacional são programadas conforme sua classificação: aquelas centralmente despachadas (Tipos I e II-A) têm sua geração definida pelo modelo DESSEM e recebem referências do PDO, enquanto usinas não centralmente despachadas (Tipos II-B e II-C), como eólicas e fotovoltaicas, têm sua geração estimada para fins de balanço e avaliação da viabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A inserção de Hubs Energéticos nesse ambiente impõe desafios relevantes à programação diária, tendo em vista que o modelo DESSEM foi concebido para perfis definidos de geração ou consumo, ao passo que os hubs apresentam operação híbrida e integração de múltiplos vetores energéticos com distintos níveis de previsibilidade. Tal complexidade demanda aprimoramentos na modelagem, com incorporação de variáveis adicionais, como armazenamento, disponibilidade de hidrogênio e flexibilidade de

carga. Ademais, observa-se lacuna regulatória quanto à classificação da modalidade de operação para consumidores e sistemas de armazenamento, atualmente restrita a centrais geradoras, de modo que o relacionamento operacional entre o Hub Energético e o ONS permanece condicionado à classificação das usinas integrantes do arranjo.

2.3 Perspectiva Internacional

A contratação do uso da rede de transmissão constitui um aspecto central a ser considerado, dado o seu impacto econômico em projetos que integram múltiplos elementos tecnológicos interconectados, como os Hubs Energéticos. No cenário internacional, diferentes países adotam metodologias específicas para alocação dos custos de transmissão, refletindo aspectos regulatórios, estruturais e de mercado. Enquanto alguns modelos priorizam sinais locacionais fortes para orientar investimentos, outros optam por mecanismos de socialização dos custos entre consumidores. Observar essas experiências internacionais é fundamental para compreender tendências globais e possíveis caminhos de evolução para o Brasil.

Segue apresentado na Tabela 1 o quadro comparativo com o modelo de pagamento dos encargos de uso do sistema de transmissão da Europa (UE/UK), Chile, Estados Unidos e Brasil:

Tabela 1 - Comparativo do Modelo dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

Região / País	Quem paga	Critério principal	Sinal locacional	Particularidades	Armazenamento de Energia
Europa (UE/UK)	Geradores e consumidores	Transmission Use of System Charges (modelo entry-exit)	Moderado a forte (forte no Reino Unido e mais fraco em alguns países da EU)	Tarifa de entrada (geração) variam por país e são reguladas pela ACER	Discussão sobre dupla cobrança (em evolução regulatória). Isenções específicas (ex.: Áustria e Bélgica)
Chile	Consumidores finais (forte socialização)	Pedágios de Transmissão	Fraco	Custos da transmissão nacional são socializados. Migração para maior granularidade e sinalização de congestionamento	Tratado como consumidor ao carregar e como gerador ao descarregar. Impacto menor devido à forte socialização dos custos

EUA	Consumidores e geradores (via LMP e encargos de congestionamento)	Tarifas definidas por ISOs/RTOs sob supervisão da FERC + LMP (mercado)	Forte	Reflete congestionamento e perdas em tempo real	Tratado como carga e geração. Pode ser remunerado em mercados de energia e serviços ancilares
Brasil	Geradores e consumidores	TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão)	Em intensificação gradual	Em transição locacional na TUST até 2028	Não há regulação específica. Marco legal em 2025, porém regras de acesso e contratação ainda em consolidação

Fonte: Elaborado pelo autor com base em European Commission (2019a, 2019b), ACER (2014), CNE (2020) e FERC (1996, 2018, 2020).

O Brasil adota um modelo de custeio da transmissão semelhante ao europeu, envolvendo tanto geradores quanto consumidores no pagamento, mas com sinal locacional menos intenso, ou seja, as tarifas variam pouco conforme a ponto de conexão. No Chile, a socialização dos custos é ampla entre consumidores, e os geradores praticamente não arcam com despesas de transmissão. Já nos EUA, o sistema é mais dinâmico, refletindo congestionamentos e perdas reais por meio de preços locacionais (LMP), o que torna as tarifas altamente diferenciadas por localidade (FERC, 1996).

Em relação ao armazenamento de energia, na Europa é adotada a cobrança na carga e na descarga: ao carregar, o usuário armazenador paga o encargo na modalidade consumo; ao descarregar, é tratado como gerador e paga o encargo como gerador. Porém, há discussões entre os países da UE sobre evolução regulatória para isenção de uma dessas tarifas de modo a incentivar a disseminação da tecnologia (European Commission, 2019a, 2019b). Nos EUA, a regulação flexibiliza a participação do armazenamento, permitindo sua remuneração em mercados de energia e serviços ancilares, apesar de ainda haver casos da dupla cobrança (FERC, 1996, 2018, 2020).

Já no Chile, o armazenamento segue a lógica de consumidor e gerador: paga tarifas de transmissão ao carregar e pode ser remunerado como central de geração ao descarregar. Contudo, como o modelo chileno é fortemente baseado na socialização dos

custos de transmissão entre consumidores, o impacto da dupla cobrança tende a ser menor que na Europa. Ainda assim, a Comisión Nacional de Energía (CNE) tem discutido ajustes regulatórios para ampliar a competitividade do armazenamento, especialmente frente ao crescimento de sistemas de armazenamento de energia na matriz elétrica do país (CNE, 2020).

No caso do Brasil, ainda não há uma regulação específica para o enquadramento do armazenamento no pagamento pelo uso da transmissão, sendo esperado que sejam adotadas abordagens semelhantes às aplicadas a geradores e consumidores e, portanto, pode resultar em situações de dupla cobrança semelhantes às observadas na Europa. Assim, o modelo brasileiro tende a se posicionar entre o europeu e o chileno, com socialização dos custos e baixa diferenciação locacional, mas distante do modelo americano, que proporciona sinais tarifários mais granulares.

No entanto, cabe salientar que a definição de um marco regulatório claro para o Brasil será fundamental para estimular a adoção do armazenamento em larga escala, equilibrando a necessidade de justa alocação de custos com a valorização dos benefícios sistêmicos que essa tecnologia pode oferecer.

3. ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SEH NO COMPLEXO PORTUÁRIO DE SUAPE

O Brasil representa uma localização promissora para a implantação de Hubs Energéticos devido à abundância de recursos renováveis e à crescente demanda por energia limpa. A região Nordeste é especialmente atrativa em razão dos elevados níveis de irradiação solar, do forte potencial eólico e da infraestrutura costeira, como o Complexo Industrial Portuário de Suape, em Pernambuco. Essas condições favorecem projetos híbridos de energia renovável, a produção e exportação de hidrogênio verde e a instalação de estruturas intensivas em energia, como data centers voltados à inteligência artificial e à computação em nuvem.

O estudo de caso avalia um Energy Hub renovável híbrido localizado em Suape, Pernambuco, projetado para integrar geração solar fotovoltaica, energia eólica onshore, armazenamento de energia em baterias (BESS), um eletrolisador de hidrogênio e um data center de TI operado pelo próprio empreendimento. O hub é estruturado para produzir eletricidade verde e hidrogênio verde, ao mesmo tempo em que sustenta serviços digitais de alto valor, como computação em nuvem, processamento de borda (edge processing) e cargas de trabalho de inteligência artificial (Figura 1).

A estrutura computacional aplica simulação de Monte Carlo para representar a incerteza nos preços do hidrogênio, nos preços da eletricidade, no investimento de capital e na geração renovável. Essas variáveis estocásticas são modeladas com distribuições lognormais, utilizando volatilidades de 30% para o preço do hidrogênio,

25% para o preço da eletricidade, 15% para o CAPEX e 20% para a geração anual fotovoltaica e eólica. O projeto é avaliado ao longo de uma vida útil de 20 anos, usando uma taxa real de desconto de 8%. Os custos de investimentos nas tecnologias mencionadas podem ser observados na Tabela 1.

O BESS cria valor ao reduzir o curtailment de energia renovável, deslocar a geração excedente para períodos de déficit, apoiar a carga do data center, aumentar a produção de hidrogênio e possibilitar a arbitragem de eletricidade. O data center é tratado não apenas como um consumidor de eletricidade, mas como uma unidade de negócios pertencente ao Energy Hub, gerando receitas anuais de serviços digitais vinculadas à capacidade de carga de TI.

A avaliação de referência indica elevado risco de investimento: o CAPEX total é de aproximadamente USD 730 milhões, o VPL médio é negativo e a probabilidade de VPL negativo atinge 94,60% (Figura 2). A Análise de Opções Reais altera substancialmente essa conclusão. A opção de adiar agrega valor ao permitir que os investidores esperem por melhores condições de mercado; a opção de expandir captura o potencial de valorização quando a expansão se torna atrativa; e a opção de abandonar protege o projeto em cenários adversos. Quando combinadas, essas flexibilidades gerenciais transformam o investimento de um caso-base financeiramente pouco atrativo em um projeto com valor estratégico positivo.

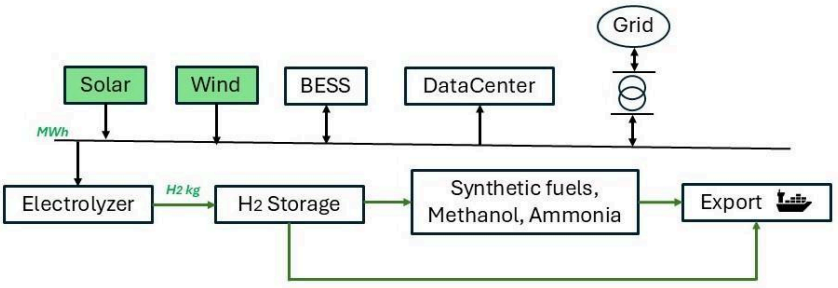

Figura 1 – Topologia integrada do Energy Hub de Suape

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Tabela 2 – Configuração tecnológica principal do Energy Hub

Tecnologia	Capacidade	Custo unitário	Função principal
Solar FV	300 MW	650 USD/kW	Eletricidade renovável diurna
Parque eólico	200 MW	1.200 USD/kW	Complementa a geração FV, sobretudo à noite

BESS	25 MW / 100 MWh	350 USD/kWh	Armazena energia e aumenta a confiabilidade
Eletrolisador	100 MW	800 USD/kW	Converte excedentes renováveis em H_2 verde
Data center	20 MW	9.000 USD/kW_IT	Consome eletricidade limpa para serviços digitais

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A avaliação de referência indica elevado risco de investimento: o CAPEX total é de aproximadamente USD 730 milhões, o VPL médio é negativo e a probabilidade de VPL inferior a zero atinge 94,60% (Figura 2). A Análise de Opções Reais (ROA) é então empregada para quantificar a flexibilidade gerencial, considerando as opções de adiar, expandir e abandonar o projeto.

A opção de adiar, estimada por Least-Squares Monte Carlo (Hull, 2021; Longstaff e Schwartz, 2001), possui valor aproximado de USD 7,84 milhões, pois permite esperar condições de mercado mais favoráveis antes de comprometer o investimento. A opção de expandir mostra maior valor quando exercida mais cedo e com maior fator de expansão, alcançando cerca de USD 839,6 mil em sua configuração ótima. Já a opção de abandonar exerce papel dominante na mitigação de riscos, com valor estimado de USD 559,14 milhões, apoiada em valor residual equivalente a 30% do investimento inicial.

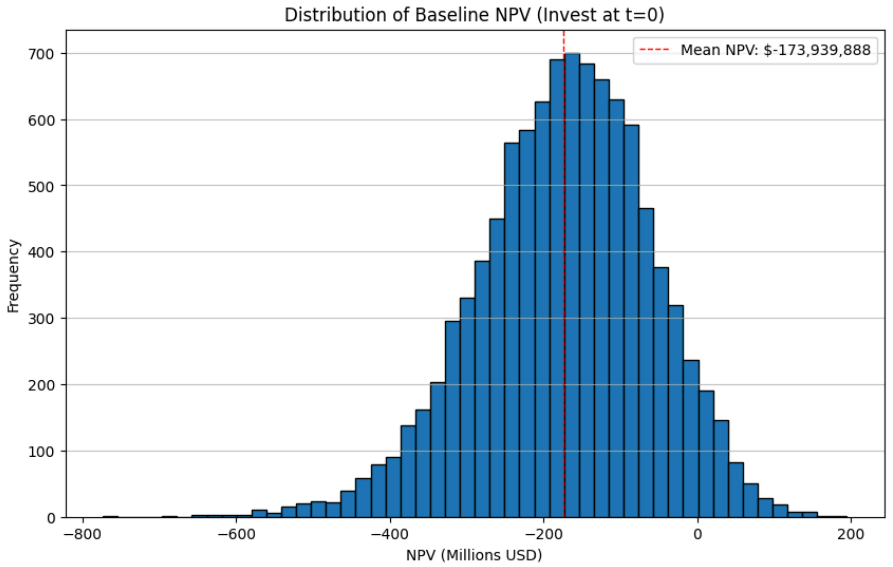

Figura 2 – Distribuição do VPL de referência, evidenciando valor esperado negativo.

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Tabela 3 – Principais resultados econômicos e de Opções Reais

Indicador	Valor	Interpretação
CAPEX total	USD 730 milhões	Elevada necessidade de investimento inicial
VPL médio de referência	USD -173,94 milhões	Investimento estático não é atrativo
Probabilidade de VPL < 0	94,60%	Alto risco de retornos negativos
Opção de adiar	USD 7,84 milhões	Valor de esperar melhores condições
Opção de expandir	USD 839,6 mil	Captura crescimento quando o mercado melhora
Opção de abandonar	USD 559,14 milhões	Reduz fortemente o risco de perdas
Valor combinado	USD 386,04 milhões	Flexibilidade torna o projeto economicamente promissor

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Em síntese, o estudo mostra que o Energy Hub de Suape é altamente exposto a incertezas de mercado e tecnológicas, mas possui flexibilidade gerencial relevante. A principal conclusão é que a combinação de opções reais pode apresentar um novo ponto de vista para um projeto financeiramente desfavorável, quando avaliado de forma estática, transformando-o em uma oportunidade estratégica com valor econômico positivo e maior capacidade de adaptação ao longo do tempo.

4. PROPOSTA REGULATÓRIA PARA O BRASIL

A análise dos marcos normativos vigentes e dos cenários operacionais avaliados evidencia que a inserção de Hubs Energéticos (HE) ao Sistema Interligado Nacional (SIN) demanda uma evolução regulatória específica, capaz de reconhecer a natureza híbrida, integrada e bidirecional desses arranjos. O modelo atual, estruturado a partir da reconhecida separação entre geração e consumo, mostra-se insuficiente para capturar os benefícios sistêmicos associados à flexibilidade operativa, ao uso eficiente da infraestrutura de rede e à coordenação interna dos múltiplos ativos de energia presentes no Hub.

Nesse contexto, propõe-se, inicialmente, a definição regulatória explícita de Hub Energético (HE) no ordenamento setorial brasileiro. O HE deve ser caracterizado como um arranjo integrado de múltiplas tecnologias de geração, consumo e armazenamento de energia, interligadas em um mesmo ponto de conexão e operadas de forma coordenada por uma única "entidade", com capacidade de controle total da injeção e da absorção de potência elétrica no SIN. Tal definição é condição necessária para conferir

segurança jurídica aos agentes e permitir o tratamento regulatório adequado desses empreendimentos.

No que se refere ao acesso ao sistema de transmissão, propõe-se que o acesso dos HE à Rede Básica seja classificado como um acesso integrado e bidirecional, distinto dos acessos tradicionalmente enquadrados como exclusivamente de geração ou exclusivamente de consumo. Esse enquadramento reconhece que o Hub pode, ao longo do tempo, alternar ou combinar fluxos líquidos de exportação e importação de energia, em função de sua lógica interna de otimização e das necessidades sistêmicas.

Adicionalmente, o HE deve ser tratado como uma instalação única para fins de acesso, contratação e operação, considerando-se parâmetros elétricos consolidados. Esse tratamento unificado deve contemplar a potência máxima líquida de injeção no sistema, a potência máxima líquida de absorção da rede e a definição de envelopes operativos, estabelecidos a partir da coordenação interna entre os ativos de geração, carga e armazenamento que compõem o Hub. Essa abordagem permite refletir de forma mais fiel o impacto elétrico do empreendimento sobre o SIN, evitando a superestimação da capacidade contratada decorrente da simples soma aritmética das potências individuais.

Como desdobramento desse novo enquadramento, propõe-se a instituição do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão para Hub Energéticos (CUST-HE), em substituição à fragmentação atualmente existente entre contratos de geração e de consumo. O CUST-HE deve consolidar, em um único instrumento contratual, as obrigações e os direitos associados ao uso da rede, refletindo a operação integrada do empreendimento.

A capacidade contratada no âmbito do CUST-HE deve ser definida com base em critérios técnicos que considerem os envelopes operacionais declarados pelo agente, os fatores de simultaneidade entre geração, carga e armazenamento, bem como o histórico e as previsões de despacho e operação do Hub. Essa metodologia permitiria alinhar a contratação do uso da rede ao efetivo comportamento elétrico do HE, promovendo eficiência econômica e reduzindo distorções tarifárias.

No tratamento dos sistemas de armazenamento integrantes do HE, propõe-se que a operação de carga/descarga desses equipamentos seja de responsabilidade do agente operador do Hub. Caso esses equipamentos possam ser utilizados para a prestação de serviço à operação em Tempo Real, como suporte à confiabilidade, à flexibilidade operativa ou à mitigação de congestionamentos, essa discussão deve ser endereçada por meio da contratação de serviços ancilares e desde que seja de comum interesse entre o HE e o ONS. Essa diretriz alinha-se às discussões internacionais que buscam eliminar barreiras econômicas à expansão do armazenamento, reconhecendo seus benefícios sistêmicos.

No que se refere à tarifação do uso da rede, as tarifas aplicáveis aos HE podem ocorrer por meio de sinais tarifários diferenciados ou de mecanismos de incentivo

regulatório, a serem desenvolvidos de forma compatível com o modelo brasileiro de socialização de custos.

Globalmente, as aplicações de HE estão ganhando força. No Norte da Europa, Dinamarca, Holanda e Alemanha vêm analisando hubs de energia renovável em larga escala, integrando energia eólica offshore, eletrólise de hidrogênio, síntese de e-combustíveis e infraestrutura digital (Rosendal, Münster e Bramstoft, 2024; pv magazine, 2025). Na Ásia, Japão, Cingapura e Coreia do Sul estão desenvolvendo modelos de green-data-hub que integram a produção de hidrogênio com computação de alto desempenho (Fuel Cells Works, 2025).

Em síntese, a experiência internacional constitui importante referencial para o aprimoramento do arcabouço regulatório aplicável ao acesso e à operação dos Hubs Energéticos (HE). O Brasil pode se inspirar nesses modelos, promovendo as devidas adaptações às especificidades institucionais e operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN), de modo a estabelecer um ambiente regulatório previsível, eficiente e aderente ao objetivo estratégico de posicionar o País como relevante exportador de energia renovável.

5. CONCLUSÃO

Os estudos dos cenários analisados demonstram que, na ausência de um tratamento regulatório específico, os hubs energéticos tendem a enfrentar ineficiências econômicas relevantes, notadamente associadas à fragmentação contratual e à potencial incidência de dupla cobrança sobre sistemas de armazenamento. Do ponto de vista operacional, a inexistência de diretrizes claras para o enquadramento desses arranjos compromete sua adequada representação nos processos de programação e despacho do ONS, podendo limitar o aproveitamento de sua flexibilidade e, em cenários extremos, impactar a otimização e a segurança do SIN. Nesse contexto, a proposta regulatória apresentada neste artigo aponta para a necessidade de uma mudança de paradigma, com o reconhecimento formal dos Hubs Energéticos como agentes integrados, dotados de acesso bidirecional à rede e tratados como uma instalação única para fins de contratação e operação. A instituição de um Contrato de Uso do Sistema de Transmissão específico para esses arranjos, baseado em envelopes operativos e fatores de simultaneidade. Por fim, conclui-se que a modernização regulatória proposta não apenas viabiliza a inserção segura e eficiente dos Hubs Energéticos ao SIN, como também contribui para os objetivos estratégicos da transição energética brasileira, ao promover maior flexibilidade operativa, otimização do uso da rede e integração de tecnologias de baixo carbono. A adoção dessas diretrizes poderá posicionar o Brasil de forma competitiva no desenvolvimento de novos modelos energéticos, alinhando inovação tecnológica, eficiência econômica e segurança elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2021. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html. Acesso em: 26 jun. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.029, de 25 de julho de 2022. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2022. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221029.html. Acesso em: 26 jun. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.122, de 2025. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2025a. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20251122.html. Acesso em: 26 jun. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica Conjunta nº 13/2025-SGM-SCE-STD-STE-STR-SFT/ANEEL. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2025b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 5. Brasília, DF, Brasil:
ANEEL, 2026a. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_4.pdf. Acesso em: 26 jun. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica Conjunta nº 3/2026-SGM-SCE-STD-STR-SFT/ANEEL. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2026b.

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER). Electricity transmission tariff methodologies in Europe. Ljubljana, Slovenia: ACER, 2014.

BRASIL. Lei nº 15.269, de 2025. Brasília, DF, Brasil: Presidência da República, 2025.

CHILE. Comisión Nacional de Energía (CNE). Determinación de Peajes de Transmisión, período 2020–2023. Santiago, Chile: CNE, 2020.

DACHET, Victor et al. Remote Renewable Energy Hubs: A taxonomy. Energy Reports, v. 11, p. 100-115, 2025.

EUROPEAN COMMISSION. Regulation (EU) 2019/943. Brussels, Belgium: European Commission, 2019a.

EUROPEAN COMMISSION. Directive (EU) 2019/944. Brussels, Belgium: European Commission, 2019b.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). Order No. 888. Washington, DC, USA: FERC, 1996.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). Order No. 841. Washington, DC, USA: FERC, 2018.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). Order No. 2222. Washington, DC, USA: FERC, 2020.

FUEL CELLS WORKS. Singapore's First Hydrogen-Powered Data Center Launched by DayOne Using SOFC Technology. July 28, 2025. Disponível em: https://fuelcellsworks.com/2025/07/28/energy-innovation/singapore-s-first-hydrogen-powered-data-center-launched-by-dayone-using-sofc-technology. Acesso em: 26 jun. 2026.

GHARIBI, R. et al. Enhancing energy hub performance: A comprehensive model for efficient integration of hydrogen energy and renewable sources with advanced uncertainty management strategies. Journal of Energy Storage, v. 92, p. 45-58, 2025.

HULL, John C. Options, Futures, and Other Derivatives. 11. ed. New York: Pearson, 2021.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Global Hydrogen Review 2025. Revised version, October 2025. Paris: IEA, 2025. Disponível em: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025. Acesso em: 26 jun. 2026.

LONGSTAFF, F. A.; SCHWARTZ, E. S. Valuing American Options by Simulation: A Simple Least Squares Approach. The Review of Financial Studies, v. 14, n. 1, p. 113–147, 2001.

MOURA, P. S.; ALMEIDA, A. T. de. Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 14, n. 5, p. 1461–1468, 2010.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Contratações – Transmissão. Energia no Futuro. Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/transmissao/contratacoes. Acesso em: 26 jun. 2026.

PV MAGAZINE. The Hydrogen Stream: EWE starts construction of 320 MW hydrogen production plant in north-west Germany. Nov. 28, 2025. Disponível em:

https://www.pv-magazine.com/2025/11/28/the-hydrogen-stream-ewe-starts-construction-of-320-mw-hydrogen-production-plant-in-north-west-germany/. Acesso em: 26 jun. 2026.

ROSENDAL, M. B.; MÜNSTER, M.; BRAMSTOFT, R. Renewable fuel production and the impact of hydrogen infrastructure — A case study of the Nordics. Energy, v. 290, p. 12-25, 2024.

WANG, D.; YING, C. Optimizing performance and economic viability of combined energy systems: A novel energy hub framework. Alexandria Engineering Journal, v. 76, p. 89-102, 2025.