

ANEXO 10.1 – Termo de Referência

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O setor elétrico brasileiro está cada vez mais competitivo, alinhado a isto, os órgãos reguladores têm se mostrado cada vez mais exigentes, o que acaba estimulando as empresas a buscar a melhoria contínua em seus produtos e processos de modo a cada vez mais oferecer serviços de qualidade a seus clientes.

Nesse sentido, visando acelerar a aplicação de tecnologias inovadoras em seus diferentes negócios, o Grupo CPFL revisou seu Roadmap Tecnológico em 2025 (Roadmap.Tecnológico_|_CPFL.grupocpfl.com.br).

Esta Chamada Pública de Projetos de PD&I, CPP – Multitemas, tem por propósito prospectar projetos de inovação em temas oriundos desse trabalho, os quais serão detalhados nas seções deste Termo de Referência.

TEMAS

Tema 1: Revisão da Metodologia de Vidas Úteis dos Ativos do Setor Elétrico	2
Tema 2: Otimização e Resposta Inteligente na Operação do Sistema de Transmissão	11
Tema 3: Aplicações e Gestão de Dados de <i>Smart Meters</i>	15
Tema 4: Novas Tecnologias e Aplicações de Armazenamento de Energia	18

Tema 1: Revisão da Metodologia de Vidas Úteis dos Ativos do Setor Elétrico

1. CONTEXTUALIZAÇÃO E DESCRIÇÃO DO DESAFIO

A metodologia que define as vidas úteis dos ativos destinados ao atendimento do serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e consequentemente as taxas de depreciação regulatória, impacta diretamente na capacidade de recuperação dos investimentos realizados pelos agentes permissionários e concessionários. Trata-se de um dos pilares na definição da Base de Remuneração Regulatória - BRR, sendo, portanto, um componente tarifário da receita paga pelos consumidores. Estimativas de vidas úteis defasadas, considerando desde a concepção do projeto, entrada em operação e manutenção durante o ciclo de vida do ativo, e por fim o descomissionamento na fase final em seu fim de vida útil físico, podem gerar distorções tarifárias e incertezas na recuperação dos investimentos.

Ativos com novas tecnologias ou que contemplam novos conceitos construtivos demandam abordagens mais modernas, capazes de refletir com maior precisão sua real durabilidade e eficiência operacional. A CPFL, cuja base patrimonial supera R\$ 34 bilhões, vem intensificando seus investimentos nesses tipos de ativos, como por exemplo os medidores inteligentes do grupo B (B Smart). A possibilidade de reconhecimento anual dos investimentos para as concessões de distribuição torna ainda mais premente o alinhamento entre a vida útil regulatória e o desempenho físico efetivo dos bens.

Além disso, a rápida obsolescência tecnológica, aliada à digitalização dos ativos e à adoção de novos padrões de desempenho, exige modelos de avaliação mais dinâmicos e aderentes às condições reais de operação.

A revisão da metodologia de apuração da vida útil regulatória torna-se, nesse contexto, um desafio complexo, porém fundamental para a modernização da regulação vigente.

1.1. CENÁRIO AS IS

O histórico da definição da vida útil dos ativos do setor elétrico brasileiro passou por uma evolução ao longo das últimas décadas, acompanhando algumas transformações tecnológicas, institucionais e regulatórias do setor.

As primeiras diretrizes sobre a vida útil dos ativos remontam ao período em que o DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (vinculado ao Ministério das Minas e Energia) era o principal órgão responsável pela fiscalização, planejamento e regulação do setor elétrico. O DNAEE, criado na década de 1968, por meio do Decreto nº 63.951/31, foi um dos precursores na organização das concessões de energia elétrica no Brasil e estabeleceu as bases regulatórias para a amortização e a depreciação de ativos físicos, inclusive por meio de tabelas técnicas que fixavam a vida útil para categorias de equipamentos e instalações. Esse modelo era focado principalmente na contabilidade pública e no controle estatal, refletindo a estrutura predominantemente estatal do setor até meados da década de 1990.

Com o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro e a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1996, houve a necessidade de revisar e padronizar os critérios de depreciação regulatória, agora sob a lógica de um mercado com concessões privadas e maior exigência de transparência tarifária e eficiência operacional.

A Resolução Normativa nº 367/2009 instituiu formalmente o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), com o objetivo de padronizar o controle, a codificação e o registro dos bens reversíveis das concessionárias, estabelecendo codificação dos ativos (UC, TUC, UAR, ODI/ODD) e reforçando sua integração com os sistemas de manutenção e contabilidade. Esse marco permitiu avanços significativos na rastreabilidade e controle dos ativos do setor.

Posteriormente, a Resolução Normativa nº 674/2015, por sua vez, atualizou o MCPSE a partir da Audiência Pública 24/2014, incorporando melhorias na estrutura de codificação e aperfeiçoando a definição da vida útil de alguns ativos. Essa metodologia adotada até hoje é predominantemente normativa, baseada em tabelas fixas com valores de vida útil definidos para grupos de ativos padronizados. No entanto, esse modelo passou a mostrar limitações diante da incorporação de novas tecnologias, como redes inteligentes (*smart grids*), equipamentos automatizados e dispositivos com menor ciclo de vida.

1.2. CENÁRIO TO BE

A trajetória da apuração da vida útil no setor elétrico brasileiro percorre desde os parâmetros técnicos definidos pelo DNAEE, passando pela normatização centralizada da ANEEL, até alcançar, hoje, um momento de transição para modelos mais técnicos, transparentes e compatíveis com os desafios atuais do setor. Essa modernização é essencial para assegurar uma remuneração justa dos ativos, garantir modicidade tarifária, promover a inovação e um ambiente regulatório estável e confiável para os investidores.

Em destaque, a ausência de metodologias atualizadas compromete não apenas a remuneração justa dos ativos, mas também a credibilidade e a previsibilidade do ambiente regulatório. A adoção das práticas de gestão de ativos em conformidade com as diretrizes da ISO55000 proporciona ganhos significativos relacionados à definição da vida útil e à preservação da saúde dos ativos em operação, refletindo diretamente em melhores resultados de desempenho, condição e mitigação de riscos operacionais.

A presente iniciativa, descrita neste Termo de Referência, propõe a reflexão sobre o aprimoramento da metodologia de apuração das taxas de depreciação atualmente utilizadas no setor elétrico brasileiro com foco nos ativos que sofreram impactos tecnológicos em aspectos de digitalização, controle e tecnologia de operação, com o objetivo de identificar parâmetros mais apropriados que assegurem uma remuneração justa às concessões e contribuam, ao mesmo tempo, à modicidade tarifária.

Além disso, reconhece o papel da vida útil regulatória como um sinal regulatório de eficiência, conceito consolidado na literatura econômica da regulação. Ao definir parâmetros como a vida útil e a depreciação, a ANEEL estabelece incentivos para que os agentes atuem com desempenho técnico, prudência e práticas operacionais eficientes, alinhando a remuneração regulatória com os objetivos de longo prazo do setor. Incorporar esse entendimento fortalece a motivação institucional da iniciativa e demonstra a maturidade conceitual da temática.

2. OBJETIVOS

Este tema desta Chamada Pública visa um projeto que estude, avalie a viabilidade e proponha uma nova metodologia de apuração de vida útil dos ativos do setor elétrico que sofreram impactos tecnológicos em aspectos de digitalização, controle e tecnologia de operação dos segmentos de distribuição, transmissão e geração, assim como, mensure possíveis impactos da implementação desse modelo, não deixando de lado a modicidade tarifária e sustentabilidade econômico-financeira setorial.

Os principais objetivos do projeto são:

- (i) Identificar grupos de bens com possível defasagem entre a vida útil regulatória vigente a partir de métricas claras e específicas, restrito aos ativos que sofreram impactos tecnológicos em aspectos de digitalização, controle e tecnologia de operação;
- (ii) Conduzir um estudo para desenvolvimento de metodologia de avaliação da vida útil regulatória, aplicável a todos os ativos do setor elétrico impactados por transformações tecnológicas;
- (iii) Desenvolver ferramenta para mapeamento de tendências e inovações tecnológicas com potencial de alterar o ciclo de vida dos ativos no setor elétrico e seus reflexos sobre a metodologia regulatória;
- (iv) Avaliar qual metodologia melhor se adequa às atividades do setor elétrico e a capacidade de recuperação de investimentos;
- (v) Realizar análise de Impacto Regulatório das metodologias desenvolvidas ao longo do projeto e proposição do marco regulatório com os aprimoramentos identificados.

Os objetivos secundários do projeto são:

- (vi) Promover capacitação técnica sobre a nova metodologia entre os agentes do setor;
- (vii) Estimular o desenvolvimento de estudos acadêmicos sobre o tema;
- (viii) Propor diretrizes para a modernização da regulação do setor elétrico;
- (ix) Estudar a introdução de novos conceitos de avanços da era digital na busca de excelência operacional, disponibilidade e confiabilidade dos ativos no Sistema Interligado Nacional (SIN) atual.

Em suma, almeja-se um projeto que aborde o tema de forma ampla, buscando não somente uma proposição de metodologia regulatória para a revisão de vida útil de ativos com possível defasagem entre a vida útil regulatória vigente, mas também que mapeie tendências e inovações tecnológicas com potencial de alterar o ciclo de vida dos ativos no setor elétrico, antecipando impactos regulatórios.

3. REQUISITOS E RESULTADOS ESPERADOS

Os principais requisitos do projeto são:

- (i) Metodologia baseada em dados reais, com validade técnica, contábil e regulatória;
- (ii) Flexibilidade para aplicação em diferentes tipos de ativos e empresas dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- (iii) Compatibilidade com as diretrizes da ANEEL e aderência aos princípios do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) e o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), bem como utilizar os sistemas da ANEEL (como o SGPD) para submissão e acompanhamento;
- (iv) Para os entregáveis do projeto, quando aplicável, criar instrumentos, critérios e métricas claras para simulação de impactos regulatórios e econômicos para os agentes do setor, bem como sobre a modicidade tarifária.

Os principais resultados esperados do projeto são detalhados nos seguintes entregáveis:

3.1. DIAGNÓSTICO GERAL

3.1.1. REGULAMENTAÇÃO NACIONAL VIGENTE

- (i) Contextualizar os meios existentes na regulamentação vigente para a apuração da vida útil dos ativos do setor elétrico;
- (ii) Realizar o diagnóstico da metodologia vigente a partir de uma avaliação crítica do MCPSE frente às condições operacionais e tecnológicas atuais, bem como no estudo de todas as documentações utilizadas para a elaboração das vidas úteis vigentes no setor elétrico;
- (iii) Avaliar e mensurar se os meios existentes na regulamentação vigente para a apuração da vida útil dos ativos do setor elétrico nacional estão aderentes aos objetivos previamente estipulados pela ANEEL e a vida útil física real dos ativos;
- (iv) Apresentação de um benchmarking com demais setores de infraestrutura no Brasil para uma comparação de metodologias utilizadas de valores de vidas úteis (física, econômica, técnica e regulatória) e modelos de depreciação utilizados relacionados aos tipos de ativos estudados pela pesquisa.

3.1.2. BENCHMARKING INTERNACIONAL

- (v) Realizar benchmarking internacional através da coleta e análise de práticas e metodologias adotadas em outros países para definição da vida útil regulatória, considerando aspectos operacionais, climáticos, tecnológicos e regulatórios;
- (vi) Avaliar a importância dada à vida útil dos ativos e os aspectos regulatórios como remuneração e reintegração dos custos de depreciação;
- (vii) Mensurar a efetividade das metodologias identificadas e a sua aderência com a vida útil física dos ativos a partir de uma matriz de multicritérios, avaliando a evolução

histórica desse tema nos distintos países;

- (viii) Avaliar como os modelos existentes tratam questões de variáveis ambientais, regionais, operacionais e técnicas;
- (ix) Realizar matriz de riscos e levantamento de oportunidades e lições aprendidas verificados em outros países;
- (x) Avaliar os desafios e os pontos de aprimoramentos metodológicos vistos no decorrer dos estudos das metodologias aplicadas em tais países.

3.1.3. APLICABILIDADE DAS MELHORES PRÁTICAS INTERNACIONAIS NO CONTEXTO REGULATÓRIO BRASILEIRO

- (xi) Realizar avaliação crítica da replicabilidade das principais referências internacionais verificadas no contexto regulatório brasileiro, considerando:
 - a. Modelo regulatório ao qual as referências estão inseridas e sua convergência ou não com o modelo brasileiro;
 - b. As diferentes variáveis ambientais e seus impactos nos modelos disponíveis;
 - c. Condições técnicas e de manutenção dos equipamentos ao qual as referências estão inseridas e sua convergência ou não com o modelo brasileiro;
 - d. Introdução da Gestão de Ativo (ISO55000) como diretriz na aplicabilidade do retorno ao negócio e à sociedade.
- (xii) Realizar a priorização das melhores práticas verificadas, nos distintos modelos verificados que poderiam ser aplicadas ou adequadas ao contexto brasileiro tendo em vista seus possíveis custos-benefícios.

3.2. CONSOLIDAÇÃO DE BASE DE DADOS NACIONAL

- (i) Mapeamento das principais bases de dados públicas, da CPFL, de fabricantes, de programas de P&D/PD&I ou que possam ser solicitadas à ANEEL, para abastecimento do estudo. Realizar adequação criteriosa das bases de dados levantadas para a condução da pesquisa, assegurando que não contenham informações incompletas, inconsistentes ou contaminadas;
- (ii) Levantamento e análise dos dados sobre vida útil reais dos ativos (distribuidoras, transmissoras, geradoras, fabricantes, testes laboratoriais etc.);
- (iii) Realizar especificação dos principais dados a serem considerados e diferentes possibilidades de modelagem e variáveis a serem utilizadas;
- (iv) Realizar teste de consistência com detecção de possíveis outliers na base de dados construída, de forma a avaliar consistência e possíveis fragilidades.

3.3. PROPOSIÇÃO DE METODOLOGIA PARA APURAÇÃO DA VIDA ÚTIL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

- (i) Levantamento dos ativos que sofreram impactos tecnológicos em aspectos de digitalização, controle e tecnologia de operação que serão foco do estudo no projeto de pesquisa;
- (ii) Proposição de metodologia para avaliação da vida útil de ativos regulatórios do setor elétrico que sofreram impactos tecnológicos em aspectos de digitalização, controle e tecnologia de operação, com base nos dados levantados e tendências tecnológicas, validada tecnicamente e aderente às exigências operacionais e regulatórias;
- (iii) Sugestão de revisão de vida útil para os ativos com possível defasagem entre a vida útil física e regulatória vigente, de acordo com a nova metodologia proposta;
- (iv) Avaliação dos impactos regulatórios e financeiros da revisão da vida útil, com simulações sobre a BRR e tarifas, além de análise dos efeitos econômicos da nova metodologia no ciclo de vida dos ativos;
- (v) Definição de proposta de regulação à ANEEL considerando a metodologia recomendada, subsidiando futuras atualizações do MCPSE, com diretrizes que favoreçam modelos mais dinâmicos, aderente à evolução tecnológica e atendendo à modicidade tarifária;
- (vi) Mapeamento e diagnóstico de ativos prioritários, com foco nos grupos que apresentam maior potencial de defasagem e impacto econômico na vida útil regulatória;
- (vii) Avaliação dos principais fatores que impactam no estudo de vida útil e as relações com a metodologia que será proposta, considerando os critérios de utilização, manutenção, clima, obsolescência funcional, obsolescência ambiental, obsolescência tecnológica, aspectos fiscais para implantação de vidas úteis que fogem ao determinado pela Receita Federal entre outros;
- (viii) Desenvolvimento de modelos de cálculo de vida útil estruturado para aplicação em ativos com novas tecnologias;
- (ix) Identificação de tendências operacionais e tecnológicas que afetarão os tipos de ativos utilizados no setor elétrico brasileiro e seus respectivos impactos na vida útil física e regulatória;
- (x) Avaliar se a metodologia proposta deve ser igual para todas as regiões do Brasil e apresentar possíveis ajustes à metodologia, caso seja necessário;
- (xi) Avaliação da aderência, a partir de métricas claras e objetivas, da aplicação da metodologia em amostras reais de ativos da CPFL, verificando a consistência técnica, contábil e regulatória;
- (xii) Verificar se a vida útil regulatória deveria levar em consideração somente a vida útil técnica. Criar proposta regulatória de adequação, caso elas não sejam coerentes. Considerar aspectos técnicos, ESG e de obsolescência tecnológica para essa avaliação;
- (xiii) Apresentar estudos técnicos de fabricantes sobre vida útil dos ativos com possível defasagem entre a vida útil física e regulatória;

-
- (xiv) Realizar um levamento sobre o estado dos ativos das concessionárias do grupo CPFL, identificando o nível de depreciação atual, planos de manutenção, considerando características dos ativos novos, reformados e reaproveitados;
 - (xv) Apresentar estudo sobre a correlação dos planos de manutenção e reforma de ativos com a vida útil dos ativos;
 - (xvi) Avaliar se a evolução das normas ambientais afeta a vida útil dos equipamentos;
 - (xvii) Apresentar estudos associados a gestão de ativos nas empresas e seu ciclo de vida operacional, como por exemplo tabela dinâmica de vida útil dos ativos relacionados as partes: Econômica, Contábil e Operacional;
 - (xviii) Trazer novos conceitos de inovação e tendências, quanto ao uso de Gêmeos Digitais e IAs nas metodologias para formatação de tempo remanescente aos ativos físicos operacional relacionadas na base BRR atual do setor elétrico;
 - (xix) Baseado no mapeamento da nova metodologia proposta e as vidas úteis atuais, apresentar relatório de análise econômica, contendo pelo menos:
 - a. **Análise de trade-off:** custo de manutenção preventiva versus custo de substituição;
 - b. **Custo de falhas:** compensações, perdas não técnicas, penalidades regulatórias;
 - c. **Custo de oportunidade:** impacto de não substituir em tempo adequado; Impacto nos indicadores de continuidade: (DEC/FEC).

3.4. ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO DA PROPOSTA DO PROJETO

- (i) Realizar Análise de Impacto Regulatório (AIR), de acordo com a regulamentação e boas práticas da Agência Reguladora, de forma a consolidar todo o estudo realizado, demonstrando à sociedade e aos agentes envolvidos que a proposição realizada no projeto é a melhor alternativa disponível naquele momento, elencando as adequações regulatórias que devem ser realizadas nos demais ordenamentos e na contabilidade das distribuidoras.

3.5. WORKSHOPS E DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

- (i) Organização, planejamento, divulgação e realização de workshops abertos à sociedade com a participação dos diversos agentes setoriais e especialistas internacionais:
 - a. Workshop presencial de abertura do projeto, para apresentação do Diagnóstico Geral;
 - b. Workshop presencial intermediário para divulgação do andamento do projeto e resultados parciais;
 - c. Workshop presencial para apresentar o resultado do projeto.
- (ii) Organização e realização de reuniões virtuais quinzenais ou mensais para apresentação do andamento dos trabalhos;
- (iii) Organização e realização de reuniões presenciais para entregas das etapas;

-
- (iv) Organização e realização de reuniões periódicas com a ANEEL para apresentação do status dos trabalhos e coleta de sugestões (sugerido a cada 3 ou 6 meses);
 - (v) Produção científica e tecnológica mínima esperada:
 - a. Elaboração de um artigo científico a ser submetido para jornais técnicos de qualificação A1 ou A2 do sistema Qualis da Capes;
 - b. Elaboração de um artigo científico a ser submetido para um congresso nacional;
 - c. Elaboração de um artigo científico a ser submetido para um congresso internacional;
 - d. Uma dissertação de mestrado; e
 - e. Elaboração de uma proposta de regulação à ANEEL considerando a metodologia proposta, subsidiando futuras atualizações do MCPSE, com diretrizes que favoreçam um modelo mais dinâmico, aderente à evolução tecnológica e atendendo à modicidade tarifária.

Por fim, sugerem-se as seguintes referências bibliográficas mínimas:

- DNAEE – Documentos técnicos históricos e pareceres normativos (de 1950 a 1980).
- ANEEL. Resolução Normativa nº 605, de 19 de dezembro de 2014. Aprova o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCPSE.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 367, de 26 de junho de 2009. Institui o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 674, de 24 de novembro de 2015. Atualiza o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.
- ANEEL. Resolução nº 396, de 23 de novembro de 2000 (revogada).
- ASA – Estimated Normal Useful Life Study (2024), Machinery & Technical Specialties Committee.
- OFGEM (UK). Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals, 2019.
- AER (Australia). Electricity distribution network service providers – Asset lives and depreciation methodologies, 2020.
- IFRS Foundation. IAS 16 – Property, Plant and Equipment.

4. PRAZO PARA EXECUÇÃO DO PROJETO E ENTREGAS MÍNIMAS

O prazo de execução do projeto faz parte da proposta, respeitando o limite de 48 meses. Para este tema, almeja-se a duração de 24 meses. Todavia, o planejamento das atividades do projeto deve ser estruturado de forma a garantir minimamente as entregas descritas na Tabela 1 e incluir MVPs e *checkpoints* de projeto para avaliação do avanço ou não para as próximas etapas através de métricas de avaliação contínua. Dessa forma, além do cronograma e descrição das etapas, deve ser incluído um fluxo destacando as fases de desenvolvimento com os respectivos *checkpoints* de avaliação. Salienta-se que a duração decorrerá após o cadastro da data de início de execução do projeto no devido sistema de envio indicado pela ANEEL, conforme SEÇÃO 4.2. EXECUÇÃO E CONTROLE do PROPD&I.

Tabela 1 – Entregas mínimas a serem incluídas na elaboração do cronograma – TEMA 1.

Macro entrega	Entrega
1. Diagnóstico Geral	1.1. Regulamentação nacional vigente
	1.2. Benchmarking internacional
	1.3. Aplicabilidade das melhores práticas internacionais no contexto regulatório brasileiro
2. Base de Dados Nacional Consolidada	2.1. Mapeamento e análise de base de dados
	2.2. Especificação de dados necessários e modelagens possíveis
	2.3. Testes de consistência
3. Proposição de Metodologia	3.1. Levantamento dos ativos que sofreram impactos tecnológicos em aspectos de digitalização, controle e tecnologia de operação que serão foco do estudo no projeto de pesquisa
	3.2. Proposição de metodologia para avaliação da vida útil de ativos regulatórios do setor elétrico, com base nos dados levantados e tendências tecnológicas, validada tecnicamente e aderente às exigências operacionais e regulatórias
	3.3. Definição de proposta de regulação à ANEEL considerando a metodologia recomendada, subsidiando futuras atualizações do MCPSE, com diretrizes que favoreçam modelos mais dinâmicos, aderente à evolução tecnológica e atendendo à modicidade tarifária
4. AIR	3.4. Baseado no mapeamento da nova metodologia proposta e as vidas úteis atuais, apresentar relatório de análise econômica
	4.1. Análise de Impacto Regulatório
	5.1. Workshops internos e públicos de divulgação dos resultados
5. Divulgação de Resultados	5.2. Reuniões técnicas com a ANEEL
	5.3. Produção científica

Tema 2: Otimização e Resposta Inteligente na Operação do Sistema de Transmissão

1. CONTEXTUALIZAÇÃO E DESCRIÇÃO DO DESAFIO

A operação em tempo real do sistema de transmissão enfrenta limitações significativas para interpretar rapidamente eventos, alarmes e condições operativas, o que gera atrasos no diagnóstico, risco de perda de alarmes críticos e maior probabilidade de erros na elaboração e registro das Ordens de Manobra. Esse cenário é agravado pela dependência de processos totalmente manuais e pela falta de integração entre SCADA, Sigom, PowerDoc e SAP, o que obriga os operadores a realizarem múltiplas consultas paralelas e reduz a confiabilidade das informações utilizadas na tomada de decisão.

A relevância desta temática se confirma pelo alinhamento às diretrizes de modernização e transformação digital do setor elétrico visando o cumprimento de requisitos regulatórios e de confiabilidade; pela elevação da disponibilidade dos ativos e redução de perdas por indisponibilidade, almejadas por empresas de transmissão; pela redução da carga cognitiva e do estresse dos operadores e pelo avanço tecnológico proporcionado pela adoção de IA e integração com sistemas SCADA.

Diante desse desafio, diferentes abordagens tecnológicas podem ser consideradas para modernizar e automatizar o processo operacional. Entre elas estão o desenvolvimento de um assistente inteligente baseado em IA para apoio à decisão, algoritmos de otimização para automação das Ordens de Manobra e reconfiguração de rede, modelos preditivos para detecção antecipada de anomalias e priorização de alarmes e a criação de uma camada unificada de integração entre os sistemas operacionais.

1.1. CENÁRIO AS IS

Atualmente, embora o SCADA disponibilize rastreabilidade, registro histórico e um grande volume de dados operacionais de forma centralizada, o diagnóstico de ocorrências e o tratamento de alarmes ainda dependem fortemente da interpretação manual dos operadores. Essa dependência decorre do fato de que as informações são apresentadas de forma fragmentada, com baixa correlação automática entre eventos, alarmes, estados de equipamentos e condições sistêmicas, não se convertendo diretamente em informação estruturada para suporte à tomada de decisão. Em cenários de elevada complexidade operacional ou alta densidade de alarmes, o operador precisa realizar a correlação mental de uma avalanche de dados em tempo real, o que aumenta a carga cognitiva, amplia o tempo de resposta e eleva o risco de perda ou atraso na identificação de eventos críticos.

As Ordens de Manobra são elaboradas, executadas e registradas manualmente, exigindo grande esforço, aumentando o risco de inconsistências e dificultando a rastreabilidade do processo.

A ausência de integração entre Sigom, PowerDoc, SCADA e SAP obriga os operadores a realizar múltiplas consultas paralelas para validar condições operativas, elevando o risco operacional, aumentando o tempo de execução das atividades e reduzindo a confiabilidade da informação utilizada na operação. Outro momento de desafio é a passagem de turno entre operadores

quando a interpretação de cenário deve ser feita em curto espaço de tempo com a consulta de elevado número de informações.

1.2. CENÁRIO TO BE

Com a implementação do projeto almejado através deste tema desta Chamada Pública, a Operação do Sistema de Transmissão evoluirá para um ambiente digital, integrado e inteligente, no qual diagnósticos, análises de alarmes e elaboração de Ordens de Manobra ocorrerão de forma automatizada, segura e padronizada. O SCADA passará a contar com um assistente operacional baseado em IA, capaz de interpretar eventos em tempo real, priorizar alarmes críticos, sugerir ações operativas e validar condições antes da execução, reduzindo significativamente o tempo de diagnóstico e o risco de interpretações equivocadas.

As Ordens de Manobra serão geradas automaticamente a partir de algoritmos de otimização e regras operativas padronizadas, já validadas contra intertravamentos, permissivas e restrições sistêmicas. A execução e o registro das manobras serão integrados ao SCADA e demais sistemas corporativos (Sigom, PowerDoc e SAP), eliminando atividades manuais, consultas paralelas e retrabalhos, sobretudo através de automatizações nas análises de suporte à tomada de decisão.

Os processos em tempo real tornar-se-ão mais enxutos e consistentes, com redução da carga cognitiva dos operadores e realocação de tempo para análise crítica e gestão de contingências. As áreas de Operação, Manutenção e Engenharia passarão a trabalhar com dados unificados, estruturados e confiáveis, com visão integrada do estado das instalações, histórico de eventos e análises preditivas de anomalias. A melhoria sistêmica permitirá decisões mais rápidas, seguras e alinhadas entre equipes.

A Operação do Sistema passa a atuar em um ambiente mais preciso, padronizado e suportado por tecnologias avançadas, com menor dependência de atividades manuais e menor risco de erro humano. A automação dos diagnósticos, da priorização de alarmes e da elaboração de Ordens de Manobra aumentará a disponibilidade dos ativos e melhorará significativamente indicadores como tempo de diagnóstico, tempo de recomposição, qualidade dos registros, previsibilidade das ações e eficiência no tratamento de ocorrências.

2. OBJETIVOS

Os principais objetivos do projeto, estruturados para orientar o desenvolvimento da solução e maximizar seus impactos na operação e manutenção do sistema elétrico de transmissão, são:

- prover apoio qualificado à tomada de decisão operativa em tempo real, por meio da conversão de grandes volumes de dados do SCADA em informação estruturada, correlacionada e acionável, com maior agilidade e precisão;
- automatizar e padronizar os processos de elaboração, validação, execução e registro das Ordens de Manobra e de reconfiguração de rede, reduzindo a dependência de atividades manuais, minimizando erros operacionais e assegurando o cumprimento dos intertravamentos e das regras de segurança;

- implementar mecanismos inteligentes de tratamento, correlação e priorização de alarmes, reduzindo a carga cognitiva dos operadores e aumentando a efetividade na identificação e resposta a eventos críticos;
- integrar de forma nativa a solução ao ambiente SAGE/SCADA, viabilizando leitura automática de estados, recepção de alarmes, execução de comandos e registro consistente das ações operativas;
- detectar automaticamente anomalias, restrições operativas e condições de indisponibilidade, antecipando falhas potenciais e contribuindo para a segurança, confiabilidade e resiliência do sistema de transmissão;
- promover a integração estruturada entre operação e manutenção, assegurando que anomalias, restrições e indisponibilidades identificadas sejam encaminhadas de forma automática, rastreável e tempestiva às equipes de manutenção responsáveis;
- elevar a qualidade, consistência e rastreabilidade das informações operativas e dos registros associados, fortalecendo a governança dos dados e a confiabilidade dos processos;
- melhorar a disponibilidade dos ativos e a eficiência global das ações operativas, reduzindo tempos de diagnóstico, recomposição e resposta a ocorrências.

3. REQUISITOS E RESULTADOS ESPERADOS

A execução do projeto exigirá um conjunto estruturado de atividades técnicas e organizacionais, abrangendo pesquisa aplicada, benchmarking setorial, definição da arquitetura da solução, desenvolvimento de metodologias e protótipos, implementação dos módulos previstos, além de testes, validações, operação assistida, documentação e capacitação das equipes envolvidas. Essas frentes de trabalho garantirão a maturidade técnica necessária para que a solução atenda aos requisitos de desempenho, confiabilidade e integração com os sistemas corporativos existentes, incluindo os ambientes de operação e manutenção.

O produto final será um sistema inteligente de apoio à decisão operacional, integrado ao SAGE/SCADA, potencialmente composto por três módulos principais: (i) um assistente inteligente para diagnóstico e apoio à tomada de decisão em tempo real; (ii) um módulo de otimização para automatização, rastreabilidade e validação das Ordens de Manobra; e (iii) um módulo de detecção automática de anomalias baseado em aprendizado de máquina.

Adicionalmente, a solução deverá incorporar mecanismos avançados de tratamento, correlação e priorização de alarmes, com integração direta aos processos de manutenção, permitindo que anomalias, restrições operativas e indisponibilidades sejam identificadas, classificadas e encaminhadas automaticamente às equipes responsáveis. O conjunto funcionará como uma plataforma unificada para análise, execução e registro de ações operativas, reduzindo dependência de processos manuais e garantindo maior precisão e padronização.

Como resultado, espera-se um ambiente operacional mais ágil, confiável e eficiente, com diagnósticos acelerados, alarmes priorizados automaticamente e Ordens de Manobras geradas e registradas de forma automatizada. A solução deve proporcionar redução significativa de erros humanos, a eliminação de consultas paralelas entre sistemas, o fortalecimento da rastreabilidade ponta a ponta das ações operativas e de manutenção, o aumento da

disponibilidade dos ativos e a elevação do nível operacional. Entre os principais ganhos estimados estão: redução do tempo de diagnóstico e recomposição, a melhoria da qualidade e consistência dos registros operativos, a maior previsibilidade das ações corretivas, a diminuição da carga cognitiva dos operadores e o aumento da eficiência global no tratamento de alarmes, ocorrências e na operação do Sistema Elétrico de Transmissão.

4. PRAZO PARA EXECUÇÃO DO PROJETO E ENTREGAS MÍNIMAS

O prazo de execução do projeto faz parte da proposta, respeitando o limite de 48 meses. Todavia, o planejamento das atividades do projeto deve ser estruturado de forma a garantir minimamente as entregas descritas na Tabela 2 e incluir MVPs e checkpoints de projeto para avaliação do avanço ou não para as próximas etapas através de métricas de avaliação contínua. Dessa forma, além do cronograma e descrição das etapas, deve ser incluído um fluxo destacando as fases de desenvolvimento com os respectivos checkpoints de avaliação. Salienta-se que a duração decorrerá após o cadastro da data de início de execução do projeto no devido sistema de envio indicado pela ANEEL, conforme SEÇÃO 4.2. EXECUÇÃO E CONTROLE do PROPD&I.

Tabela 2 – Entregas mínimas a serem incluídas na elaboração do cronograma – TEMA 2.

Macro entrega	Entrega
1. Planejamento e diagnóstico inicial	1.1. Levantamento de requisitos e necessidades operativas
	1.2. Diagnóstico dos processos e sistemas atuais
	1.3. Análise de riscos e restrições técnicas
	1.4. Definição da arquitetura da solução
2. Desenvolvimento da solução tecnológica	2.1. Especificação detalhada das funcionalidades
	2.2. Desenvolvimento dos módulos de apoio à decisão
	2.3. Automação das Ordens de Manobra
	2.4. Modelos de detecção de anomalias
	2.5. Construção de dashboards e trilhas de auditoria
	2.6. Testes funcionais em ambiente controlado
3. Integração e testes em ambiente operacional	3.1. Integração com SCADA
	3.2. Integração com bases de dados e sistemas internos
	3.3. Testes sistêmicos e de desempenho
	3.4. Ajustes e correções pós-testes
4. Implantação e capacitação	4.1. Implementação em ambiente operacional
	4.2. Treinamentos para equipes envolvidas
	4.3. Elaboração de manuais e procedimentos
	4.4. Suporte assistido no período inicial
5. Avaliação dos resultados e encerramento	5.1. Avaliação dos indicadores e benefícios
	5.2. Validação técnica e operativa
	5.3. Relatório final do projeto
	5.4. Encerramento administrativo e prestação de contas

Tema 3: Aplicações e Gestão de Dados de *Smart Meters*

1. CONTEXTUALIZAÇÃO E DESCRIÇÃO DO DESAFIO

Com o início do projeto de telemedição dos consumidores do grupo B, nomeado como B Smart, surgem novos desafios e oportunidades relacionados ao crescimento exponencial de dados provenientes dos *Smart Meters*. Atualmente, a distribuidora opera com dezenas de milhares de medidores telemedidos nos consumidores do grupo A, por sua vez, com a implantação do B Smart, adicionará milhões de medidores inteligentes telemedidos, pelos quais poderão ser enviados dados diariamente para o sistema da distribuidora, o que gerará desafios relevantes no custo e temporalidade de armazenamento, na capacidade de processamento, bem como oportunidades de adoção de soluções inovadoras e escaláveis para uso desses dados em aplicações corporativas.

1.1. CENÁRIO AS IS

Atualmente, a grande maioria dos dados de medição são coletados e registrados através de leitura local de energia consumida. Na próxima década, possivelmente até 2037, o parque de medidores do grupo CPFL Energia poderá ultrapassar a faixa de 4 milhões de *smart meters* instalados, trazendo dados em sistema diariamente de consumidores do grupo A e B. Como premissa técnica inicial, adotou-se no projeto o armazenamento, em sistema/banco de dados, de todas as informações de memória de massa (energias, grandes, alarmes e eventos) e página fiscal sem exceções. Cabe destacar que:

- As informações dos medidores são coletadas pelo MDC (*Meter Data Collector*) e armazenadas de forma diária em banco de dados pelo MDM (*Meter Data Manager*). Todos os canais de memória de massa programados nos medidores são armazenados sem exceções ou limitações de canais;
- Medidores do grupo A estão programados com a integralização dos dados de 5 em 5 minutos, com capacidade para armazenamento de 37 dias de memória de massa;
- Medidores do grupo B estão programados com a integralização dos dados de 15 em 15 minutos, com capacidade para armazenamento de aproximadamente 105 dias de memória de massa.

1.2. CENÁRIO TO BE

A distribuidora contará com um parque de *smart meters* plenamente instalado, alinhado à evolução dos investimentos e às exigências regulatórias. Isso permitirá um uso eficiente, inovador e estratégico dos dados coletados, apoiando diversas finalidades, desde orientar e engajar consumidores sobre o seu consumo de energia elétrica até direcionar estudos, análises preditivas, diagnósticos, auditorias, além de dar suporte a processos e tomadas de decisões internos da companhia.

Embora na literatura já existam proposições preliminares de aplicações para tais dados, ainda são necessários estudos, análises detalhadas e desenvolvimento prático que efetivem a utilização dos dados de memória de massa (energias, grandes, alarmes e eventos), provenientes dos *smart meters*, gerando maior valor para as distribuidoras do Grupo. Além disso, é importante avaliar o custo-benefício do volume de informações armazenadas,

considerando tanto a efetiva utilização desse conteúdo quanto a adequação da sua temporalidade de armazenamento.

Também cabe destacar que, no cenário futuro, serão necessários critérios claros de custo-benefício para o armazenamento, maximizando o aproveitamento do potencial informacional e priorizando a retenção apenas dos dados que efetivamente geram valor ao negócio. Dessa forma, a distribuidora passará a operar de forma mais eficiente, aprimorando seu desempenho operacional e reduzirá os custos associados à coleta, processamento e armazenamento de dados.

2. OBJETIVOS

Os principais objetivos do projeto almejado por este tema desta Chamada Pública são:

- Promover e potencializar a utilização estratégica e inovadora dos dados massivos provenientes de medidores inteligentes para a eficiência operacional da distribuidora e a conscientização do cliente;
- No âmbito da gestão massiva dos dados, a proposição de uma solução de otimização do volume e horizontes de armazenamento e a redução de custos de processamento e armazenamento;
- Desenvolvimento de aplicações com alto potencial de implantação, com informações estruturadas e analíticas que apoiem decisões técnicas e estratégicas e aumentem o valor agregado de processos corporativos relacionados à medição inteligente.

3. REQUISITOS E RESULTADOS ESPERADOS

De modo geral, espera-se que o projeto envolva frentes de pesquisa, revisão bibliográfica e normativa, além de benchmarking nacional e internacional para embasar ambas as frentes de trabalho, ou seja, gestão de dados e aplicações.

Do ponto de vista de gestão de dados, deseja-se o desenvolvimento de critérios e metodologias de armazenamento de dados de *smart meters*, visando a otimização de custos.

Do ponto de vista de agregação de valor, almeja-se o desenvolvimento de diferentes aplicações baseadas em tais dados, considerando a especificação, desenvolvimento, testes, validação e implantação de aplicações em ambiente de produção, além da formalização documental e realização de treinamentos.

Como potenciais aplicações inovadoras, com relevante grau de implantação, destacam-se de forma não exaustiva:

- Aplicação que utilizem técnicas de ciência de dados sobre os dados provenientes dos *smart meters* para suportar atividades e processos da distribuidora, tais como operação, manutenção, planejamento, gestão e monitoramento de ativos, gestão e monitoramento da qualidade de energia, correção de cadastro e base de dados georreferenciais, localização e detecção de falhas e perdas não técnicas, modelagem de carga, gestão de DERs, estudos elétricos, entre outros, quando possível, de forma automatizada;

- Soluções voltadas à conscientização e engajamento do cliente em relação ao seu consumo e geração de energia elétrica, além de ser base para potenciais serviços (prestados pela distribuidora e a evolução regulatória com inclusão de novas opções tarifárias no grupo B) e comunicação automatizada mais frequente e/ou proativa.

4. PRAZO PARA EXECUÇÃO DO PROJETO E ENTREGAS MÍNIMAS

O prazo de execução do projeto faz parte da proposta, respeitando o limite de 48 meses. Todavia, o planejamento das atividades do projeto deve ser estruturado de forma a garantir minimamente as entregas descritas na Tabela 3 e incluir MVPs e *checkpoints* de projeto para avaliação do avanço ou não para as próximas etapas através de métricas de avaliação contínua. Dessa forma, além do cronograma e descrição das etapas, deve ser incluído um fluxo destacando as fases de desenvolvimento com os respectivos *checkpoints* de avaliação. Salienta-se que a duração decorrerá após o cadastro da data de início de execução do projeto no devido sistema de envio indicado pela ANEEL, conforme SEÇÃO 4.2. EXECUÇÃO E CONTROLE do PROPD&I.

Tabela 3 – Entregas mínimas a serem incluídas na elaboração do cronograma – TEMA 3.

Macro entrega	Entrega
1. Pesquisa e Benchmarking	1.1. Relatório técnico elencando exigências normativas e regulatórias atuais e visão de futuro sobre os dados dos <i>smart meters</i>
	1.2. Relatório com comparações nacionais e internacionais sobre a coleta, período de integração, armazenamento e utilização dos dados de <i>smart meters</i>
	1.3. Relatório técnico com o rol de possíveis aplicações provenientes dos dados dos <i>smart meters</i> (considerando cliente e distribuidora)
2. Aplicação(ões)	2.1. Especificação da(s) aplicação(ões) para o cliente
	2.2. Especificação da(s) aplicação(ões) para a distribuidora
	2.3. Desenvolvimento da(s) aplicação(ões) com alto grau de implantação em ambiente de qualidade
	2.4. Testes e validação da(s) aplicação(ões)
	2.5. Implantação da(s) aplicação(ões) em ambiente de produção
	2.6. Formalização em documentos
	2.7. Treinamentos
	2.8. Relatório com planos de melhorias
3. Gestão dos dados dos <i>Smart Meters</i>	3.1. Relatório técnico de classificação dos dados dos clientes do grupo B e A e custo-benefício do armazenamento. Incluir uma visão de futuro (Roadmap)
	3.2. Proposta de adequação da estrutura de dados lidos dos clientes do grupo B e A (redução, ajustes ou aumento), armazenamento temporal e do período de integração e leitura. Incluindo mensuração de valores financeiros
	3.3. Modelo de custo total de licenciamento, processamento e armazenamento de dados por medidor (considerando o volume de dados lidos e período de integração)

Tema 4: Novas Tecnologias e Aplicações de Armazenamento de Energia

1. CONTEXTUALIZAÇÃO E DESCRIÇÃO DO DESAFIO

O setor elétrico global passa por uma transformação profunda, impulsionada pela necessidade de reduzir impactos ambientais, garantir segurança energética e atender à crescente demanda por eletricidade. A expansão das fontes renováveis — como solar, eólica e biomassa — é um passo essencial para a descarbonização, mas traz consigo desafios significativos: sua natureza intermitente compromete a estabilidade e a confiabilidade do suprimento. Nesse cenário, tecnologias de sistemas de armazenamento de energia (SAE) surgem como soluções estratégicas para viabilizar redes mais flexíveis, resilientes e sustentáveis.

Sob a ótica política, a transição energética é prioridade global e nacional, exigindo alinhamento entre reguladores, distribuidoras e consumidores. No Brasil, o estágio inicial de normas específicas para conexão e operação de SAE on-grid pode ocasionar incertezas que retardam investimentos, reforçando a necessidade de diretrizes técnicas e regulatórias claras.

Do ponto de vista econômico, o mercado de armazenamento cresce rapidamente no mundo, impulsionado pela queda nos preços das baterias e pela busca por eficiência. Aplicações como *peak shaving*, *load shifting* e *backup* tornam-se cada vez mais rentáveis. No entanto, o Brasil ainda apresenta um cenário incipiente: a capacidade instalada é de apenas 208 MWh, frente aos 11,1 GW globais em 2022, e enfrenta barreiras de custo e falta de incentivos. A adoção de SAEs pode postergar investimentos em geração e transmissão, mas requer modelos de negócio robustos e análises de viabilidade (CAPEX, OPEX, LCOS).

Sob a dimensão sociocultural, cresce a pressão por soluções sustentáveis e confiáveis. Consumidores e empresas buscam autonomia energética, otimização do autoconsumo e resiliência frente a interrupções, o que favorece a aceitação de SAE quando seus benefícios são claros e tangíveis.

No aspecto tecnológico, há um portfólio diversificado de alternativas — baterias de íon-lítio, sódio-íon, estado sólido, fluxo, supercapacitores, armazenamento térmico, hidrogênio, gravidade, *flywheel* (volantes de inércia), entre outros aplicáveis. Muitas dessas tecnologias ainda enfrentam desafios de maturidade, eficiência e integração, exigindo engenharia avançada, sistemas de controle inteligentes e gestão de segurança. A tendência é que SAEs se tornem elementos centrais das redes inteligentes, operando como carga e geração, com respostas rápidas à variação de oferta e demanda.

Quanto ao fator ecológico, os sistemas de armazenamento contribuem para reduzir emissões e integrar renováveis, mas é essencial considerar impactos do ciclo de vida, como uso de materiais críticos, manufatura, descarte e reciclagem, garantindo que a expansão seja ambientalmente responsável.

Por fim, no âmbito legal, a regulamentação específica ainda em desenvolvimento para SAEs no Brasil é um entrave. Hoje, a elaboração de projetos no Brasil depende de consulta, em grande parte, a normas internacionais para definir requisitos técnicos, proteções, estabilidade e critérios de conexão, os quais podem precisar de ajustes para adequação ao contexto nacional.

não especificamente contemplados em tais normas. Avançar em um marco regulatório nacional é fundamental para dar segurança jurídica e acelerar a adoção dessas tecnologias.

Nesse contexto, os SAEs não apenas viabilizam a integração de fontes renováveis, mas também oferecem serviços essenciais — deslocamento de consumo (*load shifting*), gestão da demanda (*peak shaving*), *backup* e suporte à geração distribuída (grid-zero). Aplicações “*behind-the-meter*” despontam como oportunidade estratégica, especialmente para consumidores de média e alta tensão, onde há diferenciação tarifária por horário. O desafio é desenvolver soluções tecnológicas e modelos de negócio que tornem o armazenamento acessível, escalável e integrado, contribuindo para redes elétricas mais estáveis, resilientes e preparadas para o futuro.

Em suma, há uma grande oportunidade em conceber, desenvolver, validar e implantar novas tecnologias e aplicações de armazenamento de energia adequadas à realidade brasileira, com foco tanto em aplicações *behind-the-meter* quanto *in-front-of-the-meter* e em flexibilidade da rede, capazes de:

- compensar a intermitência e melhorar a qualidade da energia (tensão, frequência);
- reduzir custos (CAPEX/OPEX/LCOS) e tornar *peak shaving* e *load shifting* financeiramente atrativos;
- operar com segurança e conformidade técnica, suprindo lacunas normativas com boas práticas;
- contribuir para a mitigação de desafios setoriais como cortes de geração e reserva de capacidade;
- escalar de pilotos a implantação comercial, com impacto sistêmico (adiamento de reforços de rede, confiabilidade, resiliência).

1.1. CENÁRIO AS IS

O Grupo CPFL Energia já acumulou experiência prática com sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS) a partir de projetos de P&D iniciados em 2017, operacionalizados entre 2020 e 2022, com investimento superior a R\$ 54 milhões. Esses projetos testaram aplicações em toda a cadeia do sistema elétrico (geração, rede de distribuição, cliente comercial e condomínio), incluindo a instalação de um BESS de 1MW/1,29MWh no parque eólico Campo dos Ventos no estado do Rio Grande do Norte, a instalação de um BESS de 1 MW/2 MWh na Subestação Barão Geraldo (Campinas), um sistema de 200 kW/430 kWh integrado a gerador e eletropostos em um posto de conveniência, e um BESS de 100 kW/255 kWh em condomínio com geração fotovoltaica, demonstrando ganhos em qualidade de energia, robustez em horário de pico e integração com geração distribuída. Esses resultados reforçam que o armazenamento pode atuar como carga e geração, oferecendo resposta rápida a variações de oferta e demanda.

Ao mesmo tempo, o ambiente setorial brasileiro em que a CPFL opera permanece incipiente para BESS quando comparado ao ritmo internacional. Em meados de 2023, estudos indicavam cerca de 208 MWh instalados no país, com forte concentração em sistemas isolados (SIGFI) e aplicações “à frente do medidor”. Em 2024–2025, o mercado acelerou, alcançando aproximadamente 685 MWh de capacidade instalada e projetando chegar a cerca de 1 GWh em 2025, mas ainda enfrentando carga tributária elevada e barreiras regulatórias — fatores que

impactam diretamente a escalabilidade de projetos de todo o setor. Por sua vez, cresce a atratividade das aplicações *behind-the-meter* (“atrás do medidor”) (clientes do Grupo A com tarifas horárias Azul/Verde), porém, depende da diferença ponta/fora-ponta e de modelos de negócio que tornem viável o *peak shaving* e o *load shifting* sob contratos claros de desempenho.

No plano regulatório, há lacunas para conexão/operação de SAEs (proteções, estabilidade, limitação de potência, possibilidade de injeção). Em 2024–2025, a ANEEL iniciou consultas públicas e uma agenda regulatória para inserir o armazenamento em transmissão, distribuição e consumo, incluindo a discussão sobre a figura do agente armazenador, acesso à rede, contratos e tarifas e empilhamento de receitas. Essa evolução é promissora, mas, por enquanto, mantém o setor em transição regulatória, impactando prazos, escopo e remuneração dos serviços que SAEs poderiam prestar ao sistema elétrico.

1.2. CENÁRIO TO BE

No cenário desejado, o Grupo CPFL Energia terá consolidado um portfólio escalável de soluções de armazenamento, transformando os aprendizados de projetos de P&D anteriores em operações replicáveis tanto “à frente do medidor” quanto “atrás do medidor”. Isso significará SAEs integrados a alimentadores/subestações com controle avançado para qualidade e flexibilidade, e soluções para clientes que entreguem redução de demanda na ponta, deslocamento de consumo e *backup*, alinhadas às modalidades tarifárias horárias vigentes nas áreas de concessão. A adoção passará por diretrizes técnicas internas de conexão e operação (proteções, estabilidade, limitação de potência, telecontrole e topologias) referenciadas nas melhores práticas internacionais, enquanto se acompanhará e contribuirá para a regulamentação nacional que a ANEEL vem estruturando (acesso, tarifas, agente armazenador e receitas). Com isso, a CPFL ampliará a capacidade de postergar reforços em geração/transmissão/distribuição, melhorará indicadores de qualidade e fomentará modelos de negócio como *energy-as-a-service* e contratos por desempenho para armazenamento.

Do ponto de vista tecnológico, seguirá evoluindo do íon-lítio para alternativas emergentes (tais como, sódio-íon e baterias de fluxo), cuja maturidade e custo-benefício ainda precisam ser avaliados caso a caso.

O futuro do armazenamento aponta para a expansão do mercado, com redução de custos e uma maior capacidade de otimizar a integração de renováveis e a estabilidade de redes — caminho coerente com a agenda regulatória atual e com os resultados práticos que a CPFL já mediou em pilotos. Em paralelo, o Cenário To Be incorpora sustentabilidade (ciclo de vida, reciclagem, descarte e logística reversa) e segurança operacional, assegurando que o crescimento seja responsável e aderente às normas.

2. OBJETIVOS

Ampliar a adoção e a eficácia de SAEs no Brasil por meio de soluções baseadas em novas tecnológicas, modelos de negócio e diretrizes técnicas que acelerem a integração de renováveis e a modernização da rede. Considerando as seguintes frentes:

- Tecnologia e Integração: Selecionar/combinar tecnologias (baterias avançadas, térmico, hidrogênio, fluxo etc.) para diferentes perfis de carga e serviços, com integração a EMS/BMS e redes inteligentes;
- Casos de uso atrás do medidor (*behind-the-meter*): Demonstrar *load shifting*, *peak shaving*, *backup* e *grid-zero* com métricas claras (redução de demanda de ponta, economia tarifária, disponibilidade, entre outros);
- Casos de uso em frente ao medidor: Demonstrar funcionalidades complementares que impactam diretamente a operação do sistema elétrico, como regulação de frequência, suporte de tensão e serviços de energia/capacidade, evidenciando ganhos de estabilidade da rede e benefícios econômicos tanto para os clientes quanto para as empresas do setor;
- Diretrizes técnicas: Propor requisitos de proteção, estabilidade, limitação de potência, controle remoto, topologias de conexão e procedimentos de certificação, referenciando normas internacionais;
- Diretrizes regulatórias: acompanhamento das discussões regulatórias e evolução das consultas públicas do órgão regulador, garantindo previsibilidade da aplicação com as adequações regulatórias do setor;
- Viabilidade e sustentabilidade: Avaliar LCOS, TIR, *payback* e ciclo de vida (materiais, reciclagem, descarte), minimizando impactos ambientais e custos;
- Roadmap e escalabilidade: Construir um plano de evolução tecnológica e de negócios (curto/médio/longo prazo) com modelos replicáveis.

3. REQUISITOS E RESULTADOS ESPERADOS

Considerando sistemas de armazenamento de energia de novas tecnologias:

- Pilotos/MVPs operando em média/alta tensão com ganhos comprovados em demanda de ponta, qualidade de suprimento e custo total;
- Elaboração e/ou revisão de guias de boas práticas para especificação, projeto, integração e operação de SAE (incluindo segurança e interoperabilidade);
- Modelos de negócio (servitização de armazenamento, contratos por desempenho, compartilhamento de ativos, empilhamento de receitas, margem de escoamento e valoração das aplicações complementares) e análises LCOS e *payback* para diferentes perfis de cliente;
- *Framework* propositivo de requisitos técnicos e de conexão para SAE *on-grid*, alinhado com distribuidoras e regulador.

4. PRAZO PARA EXECUÇÃO DO PROJETO E ENTREGAS MÍNIMAS

O prazo de execução do projeto faz parte da proposta, respeitando o limite de 48 meses. Todavia, o planejamento das atividades do projeto deve ser estruturado de forma a garantir minimamente as entregas descritas na Tabela 4 e incluir MVPs e *checkpoints* de projeto para avaliação do avanço ou não para as próximas etapas através de métricas de avaliação contínua. Dessa forma, além do cronograma e descrição das etapas, deve ser incluído um fluxo destacando as fases de desenvolvimento com os respectivos *checkpoints* de avaliação. Salienta-se que a

duração decorrerá após o cadastro da data de início de execução do projeto no devido sistema de envio indicado pela ANEEL, conforme SEÇÃO 4.2. EXECUÇÃO E CONTROLE do PROPD&I.

Tabela 4 – Entregas mínimas a serem incluídas na elaboração do cronograma – TEMA 4.

Macro entrega	Entrega
1. Análises e Pesquisas	1.1. Pesquisas e Benchmark de aplicações em casos reais
	1.2. Avaliação das tecnologias analisadas (conversão, armazenamento, instalação, eficiência, durabilidade, operação)
	1.3. Avaliação financeira de implementação
	1.4. Análise da solução aplicada no setor elétrico e requisitos regulatórios aplicáveis (a nível nacional e internacional)
	1.5. Definição dos indicadores a serem analisados
	1.6. Obtenção de licenças, alvarás e/ou atendimento de portarias aplicáveis (tais como licenças ambientais, alvará de bombeiros etc.)
	1.7. Ferramenta de análise de aplicação de sistemas de armazenamento no planejamento da G, T e/ou D
	1.8. Proposição de normativas técnicas nacionais
2. Fabricação e Instalação (Em caso de pilotos)	2.1. Determinação de potenciais fornecedores da tecnologia escolhida
	2.2. Definição de possíveis locais para testes e instalação
	2.3. Dimensionamento do sistema e desenvolvimento de especificações técnicas do piloto
	2.4. Avaliação técnica de propostas
	2.5. Acompanhamento e Monitoramento da fabricação e aprovação testes de fábrica
	2.6. Acompanhamento e Monitoramento da instalação, aprovação de projetos executivos e testes de campo
	2.7. Comissionamento
3. Pós-Instalação (Em caso de pilotos)	3.1. Monitoramento da pós-instalação
	3.2. Análise dos dados e indicadores
	3.3. Elaboração de normas e procedimentos internos de operação e manutenção do sistema, incluindo aspectos de segurança do trabalho
	3.4. Elaboração de materiais e treinamentos para operacionalização do sistema
4. Aspectos Econômicos e de Mercado	4.1. Análises de viabilidade econômica
	4.2. Análises e elaboração de modelos de negócio
	4.3. Determinação de mecanismos tarifários
	4.4. Proposição de políticas e incentivos voltados ao mercado de sistemas de armazenamento de energia
	4.5. Avaliação de reconhecimento regulatório do ativo (BRR)

Macro entrega	Entrega
5. Divulgação e Transferência de Conhecimento	<p>5.1. Desenvolvimento de materiais e treinamentos para o grupo CPFL Energia</p> <p>5.2. Avaliação, proposição e desenvolvimento de depósitos de patentes</p> <p>5.3. Publicação de artigos científicos</p> <p>5.4. Capacitações técnicas</p> <p>5.5. Workshops</p> <p>5.6. Participações em comitês ou grupos de estudo de padronização de normativas técnicas nacionais (por exemplo COBEI, ABNT etc.)</p>