



Universidade de Brasília - UnB
Departamento de Engenharia Elétrica

**Análise de custo-benefício da utilização de sistemas de
armazenamento de energia elétrica no contexto da melhoria da
confiabilidade dos sistemas de transmissão**

Autor: Thiago Alves de Cena

Orientador: Fernando Cardoso Melo

Coorientadora: Thelma Maria de Melo Pinheiro

Brasília, DF

2023



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Análise de custo-benefício da utilização de sistemas de armazenamento de energia elétrica no contexto da melhoria da confiabilidade dos sistemas de transmissão

Thiago Alves de Cena

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo

Coorientadora: Thelma Maria de Melo Pinheiro

Brasília, DF

2023

CENA, THIAGO ALVES

Análise de sistemas de armazenamento de energia elétrica no contexto da melhoria da confiabilidade dos sistemas de transmissão / Thiago Alves de Cena. Brasília, UnB, 2023. x p.: il.; 29,5 cm.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília – UnB

Faculdade de Tecnologia – UnB, 2023.

1. Armazenamento de energia. 2. Bateria. 3. Confiabilidade. 4. Análise econômica I.Melo, Fernando. II. Pinheiro, Thelma. III. Universidade de Brasília. IV. Faculdade de Tecnologia. V. Análise de sistemas de armazenamento de energia elétrica no contexto da melhoria da confiabilidade e da inércia dos sistemas de transmissão

CDU Classificação

Thiago Alves de Cena

Análise de custo-benefício da utilização de sistemas de armazenamento de energia elétrica no contexto da melhoria da confiabilidade dos sistemas de transmissão

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora

Prof. Dr.: Fernando Cardoso Melo, ENE/UnB

Orientador

Prof. Dr.: Amauri Gutierrez Martins Britto

Prof. Dr.: Pablo Eduardo Cuervo Franco

Brasília, DF

2023

Esse trabalho é dedicado à minha família e amigos, em especial aos meus pais e minha irmã, que sempre me ajudaram e apoiaram nos momentos mais difíceis.

AGRADECIMENTOS

Sou imensamente grato, em primeiro lugar, a Deus, pelo dom da vida, pela saúde e pela força e resiliência que me permitem persistir na luta para alcançar meus objetivos, mesmo diante das adversidades.

Aos meus pais, agradeço profundamente pelo amor e confiança que depositam em mim, especialmente à minha mãe, que sempre me apoiou, sobretudo emocionalmente, ao longo de toda a minha vida. À minha irmã, que me mostrou que é possível obter uma formação de qualidade vindo de uma escola pública.

Aos meus amigos Erick, Cristiano, Paulo, Luiz, Daniel, Igor, Rubens, Vitor, Matheus, Felipe, Marlon, Gabriel, Marcos, Vinicius, Maicon, Suelen, Sarah e a todos os outros que sempre compartilharam alegrias e dificuldades comigo ao longo dessa jornada, expresso minha gratidão pelos momentos que dividimos, sejam eles de aprendizado, felicidade, tristeza, frustração ou raiva.

Ao meu orientador, o Professor Fernando Cardoso Melo, quero agradecer por ser um professor incrível e, acima de tudo, uma pessoa extraordinária, sempre paciente e prestativo em todas as ocasiões. Agradeço também por ter acreditado no meu projeto e por ter me aguentado durante todo esse período, mesmo quando eu não merecia. À Thelma Pinheiro, que me coorientou e foi minha coordenadora de estágio, expresso meu agradecimento por me introduzir ao tema e por todos os ensinamentos e crescimento profissional e pessoal que adquiri durante minha experiência na ANEEL.

A todos aqueles que fazem parte do meu círculo social, agradeço por estarem presentes em minha vida cotidiana e por compreenderem minha ausência em certos momentos. Vocês são verdadeiramente importantes para mim.

RESUMO

A utilização do armazenamento de energia é uma solução promissora para melhorar a confiabilidade dos sistemas elétricos. Nesse contexto, o presente trabalho realizou análises e avaliações sobre o uso de bancos de baterias como alternativa a redundância das linhas de transmissão em atendimento ao critério de confiabilidade N-1, a fim de garantir a disponibilidade e estabilidade do fornecimento de energia elétrica. Além disso, foram considerados aspectos econômicos, vida útil e flexibilidade operacional dos sistemas de armazenamento. Os resultados obtidos indicaram que o uso de bancos de baterias apresenta vantagens em termos de rapidez na implantação, flexibilidade operativa e adaptabilidade do sistema. No entanto, também foram identificados desafios, como o custo e a vida útil limitada das baterias em comparação com outras soluções convencionais.

No geral, este trabalho contribuiu para o entendimento da viabilidade e desafios do armazenamento de energia como uma solução para melhorar a confiabilidade dos sistemas elétricos. As pesquisas futuras nessa área têm o potencial de impulsionar avanços significativos, buscando soluções mais eficientes, sustentáveis e confiáveis para o setor elétrico.

Palavras-chave: Armazenamento de energia. Análise socioeconômica de custo-benefício. Confiabilidade

ABSTRACT

The utilization of energy storage is a promising solution to enhance the reliability of electrical systems. In this context, the present study conducted analyses and assessments on the use of battery banks as an alternative to transmission line redundancy, in compliance with the N-1 reliability criterion, aiming to ensure the availability and stability of electricity supply. Additionally, economic aspects, service life, and operational flexibility of storage systems were taken into account. The results obtained indicated that the use of battery banks provides advantages in terms of quick deployment, operational flexibility, and system adaptability. However, challenges such as cost and limited service life of batteries compared to other conventional solutions were also identified.

Overall, this work contributed to the understanding of the feasibility and challenges of energy storage as a solution to enhance the reliability of electrical systems. Future research in this area has the potential to drive significant advancements, seeking more efficient, sustainable, and reliable solutions for the electrical sector.

Keywords: Energy storage. Socioeconomic cost-benefit analysis.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<u>Figura 1 - Distribuição da Matriz Elétrica Brasileira</u>	17
<u>Figura 2 - Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024</u>	18
<u>Figura 3 - Classificação dos tipos de armazenamento</u>	20
<u>Figura 4 - Comparação entre tecnologias de armazenamento</u>	21
<u>Figura 5 - Esquemático de uma usina hidroelétrica reversível</u>	22
<u>Figura 6 - Pontos de conexão do ESS no sistema elétrico</u>	26
<u>Figura 7 - Diagrama unifilar simplificado do BESS em Dalrymple</u>	31
<u>Figura 8 - Diagrama da solução de armazenamento da Isa CTEEP</u>	32
<u>Figura 9 - Curva de carga com atuação do peak shaving</u>	33
<u>Figura 10 - Situação do sistema antes do desligamento</u>	36
<u>Figura 11 - Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico do Amapá</u>	38
<u>Figura 12 - Diagrama da solução recomendada pela EPE</u>	39
<u>Figura 13 - Diagrama da solução alternativa proposta</u>	40
<u>Figura 14 – Capacidade de fluxo simulada da solução alternativa</u>	43

LISTA DE TABELAS

<u>Tabela 1 - Obra recomendada em Linha de Transmissão</u>	39
<u>Tabela 2 - Parâmetros do rack de baterias</u>	39
<u>Tabela 3 - Tipo de vegetação e solo do projeto</u>	46
<u>Tabela 4 - Custos da solução normativa</u>	48
<u>Tabela 5 - Custos das alternativas</u>	49
<u>Tabela 6 - Resultado Leilão Transmissão nº 01/2022</u>	49
<u>Tabela 7 - Estimativas de área demandadas pelos módulos e equipamentos</u>	49
<u>Tabela 8 - Fluxo de caixa e VPL da solução normativa</u>	49
<u>Tabela 9 - Fluxo de caixa e VPL da solução proposta operando apenas como fornecimento de potência</u>	49
<u>Tabela 10 - Fluxo de caixa e VPL da solução proposta operando com função de <i>peak shaving</i></u>	49
<u>Tabela 11 - RAP estimada para a solução com <i>peak shaving</i></u>	49
<u>Tabela 12 - Informações para o cálculo da RAP</u>	49
<u>Tabela 13 - Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento</u>	49

LISTA DE QUADROS

<u>Quadro 1</u> - Previsão de patamar de carga pesada.....	41
<u>Quadro 2</u> - Previsão de patamar de carga média.....	41
<u>Quadro 3</u> - Previsão de patamar de carga leve.....	41
<u>Quadro 4</u> - Dados do ambiente	42
<u>Quadro 5</u> - Atualização dos valores da alternativa normativa pelo IGP-M	47
<u>Quadro 6</u> - Atualização dos valores da alternativa proposta pelo IGP-M	47

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	3
1.1 Aspectos Gerais	3
1.2 Objetivo geral	4
1.3 Objetivo específico	14
1.4 Metodologia	15
1.4.1 Guia de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício	15
1.5 Estrutura do trabalho	16
2 REFERENCIAL TEÓRICO	17
2.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)	17
2.2 Geração de energia	17
2.3 Transmissão	18
2.4 Critério de confiabilidade N-1	19
2.5 Armazenamento de energia	20
2.5.1 Armazenamento mecânico	22
2.5.2 Armazenamento químico	23
2.5.3 Armazenamento térmico	24
2.5.4 Armazenamento eletroquímico	24
2.6 Serviços prestados pelo armazenamento para o sistema elétrico	25
2.6.1 Fornecimento de potência	27
2.6.2 Regulação de frequência	27
2.6.3 Reserva operativa	28
2.6.4 Regulação de tensão	28
2.7 Sistema de armazenamento de energia em Dalrymple – Austrália	29
2.8 Sistema de armazenamento de energia para o reforço do atendimento elétrico ao litoral sul do estado de São Paulo	30
3 CONTEXTUALIZAÇÃO	34
3.1 Fundamento para intervenção	34
4 ESTUDO DE CASO DA VIABILIDADE DA UTILIZAÇÃO DO ARMAZENAMENTO	40
4.1 Requisitos informacionais	40
4.1.1 Estudo de demanda	40
4.1.2 Estudo de engenharia	41
4.1.3 Estudo socioambiental	45
4.2 Estimação de custos econômicos	46
4.3 Estimação de benefícios econômicos	48
4.4 Indicadores de viabilidade	49
5 CONCLUSÃO	52
REFERÊNCIAS	54
ANEXOS	59

1. INTRODUÇÃO

1.1 Aspectos gerais

O setor de energia elétrica desempenha um papel fundamental no desenvolvimento socioeconômico de um país, e a confiabilidade do sistema de transmissão é essencial para garantir um suprimento contínuo e estável de energia elétrica para a sociedade. A resiliência dos sistemas de transmissão é uma questão de extrema importância, considerando os desafios enfrentados pelo planejamento estratégico e a operação do sistema [1].

A substituição das fontes não renováveis é de extrema importância, porém enfrenta o desafio da intermitência nas unidades geradoras de energia renovável, especialmente aquelas provenientes de fontes solares e eólicas, o que pode impossibilitar a criação de um sistema elétrico robusto e confiável [2].

Uma das principais preocupações com a utilização das fontes renováveis é garantir a estabilidade do sistema elétrico, uma vez que a produção de energia varia de acordo com as condições ambientais. Isso pode representar um desafio para os operadores do sistema, que precisam garantir a disponibilidade de energia suficiente para atender à demanda dos consumidores sem que a intermitência na geração cause instabilidade na rede, desligamentos, corte de carga e uma energia de má qualidade, afetando seriamente a confiabilidade do sistema elétrico [3].

Para um sistema elétrico robusto, é necessário ter uma prestação de serviço que forneça uma resposta rápida e confiável diante das alterações no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), como mudança na curva de carga, alterações de estabilidade, qualidade das redes elétricas e variabilidade da geração. Esse serviço pode ser prestado pelas tecnologias de armazenamento de energia [4].

Um sistema de armazenamento de baterias em larga escala instalado na subestação Dalrymple demonstra como o armazenamento de energia pode fortalecer a rede e melhorar a confiabilidade para a península de Yorke, localizada na Austrália. Esse sistema, que consiste em um banco de baterias conectado à rede de transmissão, representa uma alternativa viável e inovadora para um sistema elétrico dinâmico, estável e confiável, apesar dos desafios enfrentados [5].

Nesse contexto, o presente trabalho aborda o uso do Guia de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício (Guia ACB) do Ministério da Economia para analisar a viabilidade do uso de sistemas de armazenamento de energia como substituto para a redundância de linhas de transmissão, visando atender ao critério de confiabilidade N-1. O Guia ACB, como uma ferramenta de análise socioeconômica, proporciona uma abordagem estruturada para avaliar os custos e benefícios de projetos e políticas públicas, levando em consideração seus impactos financeiros, sociais e ambientais [6].

A confiabilidade do sistema elétrico é um fator crítico para evitar apagões e minimizar os prejuízos causados à sociedade, como interrupções no fornecimento de energia, impactos econômicos negativos e riscos à segurança. Ao analisar a substituição da redundância de uma linha de transmissão por um sistema de armazenamento de energia, o presente estudo busca identificar os principais benefícios e desafios dessa abordagem, considerando a confiabilidade do sistema elétrico e seus impactos na sociedade.

1.2 Objetivo geral

Diante do exposto, o objetivo geral deste trabalho consiste em avaliar a viabilidade de uma alternativa tecnológica para garantir a confiabilidade do sistema de transmissão, considerando o *trade-off* entre os custos associados e os benefícios obtidos.

A proposta consiste na análise de um sistema de armazenamento de energia utilizando baterias em substituição a redundância de uma linha de transmissão, visando atender ao critério de confiabilidade N-1.

1.3 Objetivos específicos

O trabalho se propõe a apresentar aplicações do armazenamento de energia e analisar a viabilidade da alternativa proposta por meio da metodologia de custo-benefício, expondo a situação-problema relacionada à confiabilidade do sistema de transmissão e discutindo sua viabilidade, através da aplicação do Guia ACB.

1.4 Metodologia

Com o intuito de cumprir o objetivo deste trabalho, adotou-se uma metodologia de pesquisa descritiva. A pesquisa descritiva exige diversas informações sobre o objeto pesquisado, com o intuito de descrever os fatos e fenômenos do objeto de estudo [7].

O levantamento bibliográfico desta pesquisa foi feito como uma revisão narrativa, que constitui uma análise ampla da literatura, sem uma metodologia rigorosa. Foram selecionados artigos, teses e dissertações publicadas nas bases de dados científicos SCIELO, EMBASE, SCOPUS, CIGRÉ, Google Acadêmico e Periódico CAPES.

Além disso, foi realizada uma pesquisa documental, que utiliza fontes diversificadas e não conta com um tratamento analítico, como relatórios, documentos oficiais e cartas [8]. Essa pesquisa envolveu uma busca detalhada das publicações realizadas pelos principais órgãos reguladores, fiscalizadores e executores do sistema elétrico, a fim de compilar relatórios, cartas e notas técnicas relacionadas ao sistema elétrico e analisar os possíveis efeitos que a utilização de armazenamento de energia pode ocasionar.

A metodologia adotada na análise de custo-benefício permite que a abordagem do projeto seja feita de modo sistemático contemplando todos os principais impactos diretos e indiretos. Essa análise encontra-se baseada no guia do Ministério da Economia [6].

1.4.1 Guia de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício

Este trabalho utilizará como base o Guia de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura, conhecido como Guia ACB. Esse guia foi desenvolvido pela Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura do Ministério da Economia com o objetivo de fomentar uma análise mais robusta dos investimentos em infraestrutura.

A Análise Custo-Benefício mostra-se importante para a tomada de decisão relativa a projetos energéticos de grande volume, pois auxilia na gestão de investimentos públicos de forma mais eficiente trazendo um sistema formal de análise. Essa análise pode apoiar as decisões de alocação dos recursos públicos, reduzindo

o principal entrave para a efetividade e qualidade do investimento em infraestrutura no Brasil [6].

Em uma ACB socioeconômica a avaliação é feita sob a ótica da sociedade, levando em conta todos os impactos que recaem sobre os habitantes do território em questão. Essa avaliação leva em conta todos os custos, benefícios e externalidades que impactam no aumento ou diminuição do bem-estar da sociedade [6].

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho será dividido em 5 capítulos:

- Capítulo 2 – Referencial Teórico: Neste capítulo, faremos uma breve apresentação da composição do Setor Elétrico Brasileiro, abordando também as tecnologias de armazenamento mais difundidas. Além disso, examinaremos algumas aplicações do sistema de armazenamento de energia por baterias no contexto do Sistema Elétrico. Destacaremos duas aplicações específicas do sistema de armazenamento por baterias no Sistema Elétrico, com foco na solução brasileira, que servirá de base para a proposta de alternativa que será desenvolvida ao longo deste trabalho.
- O capítulo 3 – Contextualização: Neste capítulo, abordaremos a contextualização que norteia a recomendação da construção do projeto em análise. Além disso, serão discutidos os principais aspectos que influenciam a decisão e justificam a relevância do projeto.
- O capítulo 4 – Estudo de Caso da Viabilidade da Utilização do Armazenamento: a alternativa proposta e discutirá sua viabilidade através da aplicação do Guia ACB (Análise Custo-Benefício). Será realizada uma análise detalhada dos principais indicadores e parâmetros, buscando avaliar a viabilidade econômica, ambiental e operacional do sistema de armazenamento de energia por baterias.
- O capítulo 5 – Conclusão: Apresentará a conclusão do trabalho realizado e fará as considerações finais.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)

O sistema brasileiro de produção e transmissão de energia elétrica é em grande parte um sistema hidro-termo-eólico, sendo predominantemente hidroelétrico. Segundo o Operador as principais usinas hidrelétricas estão distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas em diferentes regiões do país.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é norteado por três princípios básicos, sendo eles a segurança da operação, continuidade do fornecimento de energia e a conciliação dos princípios anteriores com o despacho econômico garantindo as menores tarifas para o consumidor final. Essas premissas acompanham o ONS que é responsável pelo funcionamento do SIN.

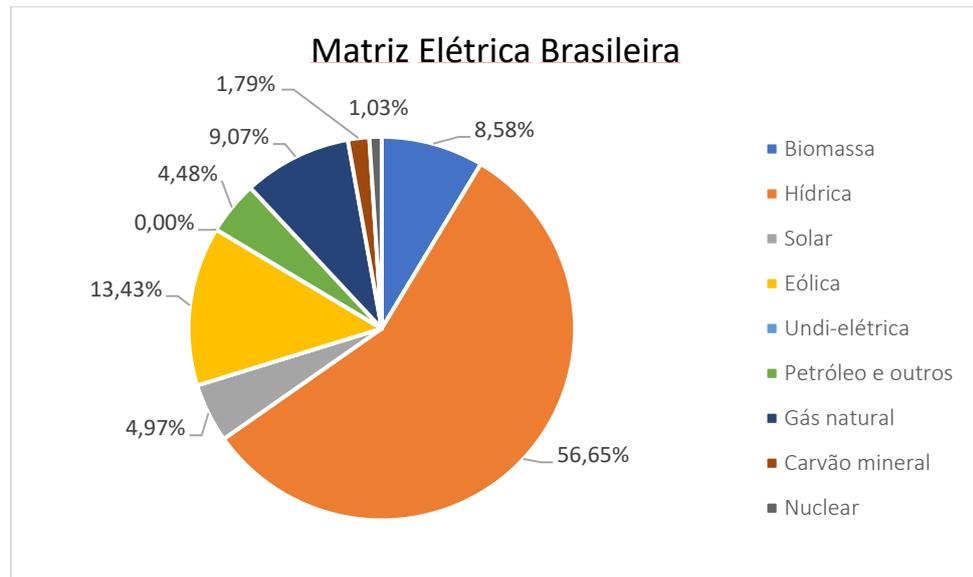
O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a região Norte e integra diferentes fontes de produção de energia. A interconexão dos sistemas elétricos, favorece a transferência de energia entre os subsistemas, essa característica permite ao operador gerenciar o despacho de energia dependendo das condições hidrológicas. Em momentos de escassez hídrica as usinas térmicas desempenham papel estratégico para o suprimento da demanda de energia e contribuem para a segurança do SIN. Elas permitem a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro do sistema [9].

2.2 Geração de energia

O segmento de geração é responsável por produzir energia elétrica e injetar no sistema de transmissão, que levará até uma distribuidora que fornecerá energia elétrica ao consumidor final.

A geração de energia elétrica no Brasil é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas, segundo a ANEEL a geração hídrica responde por 56,65% da capacidade de geração de energia do país. A Figura 1, mostra a porcentagem das diversas fontes de geração na matriz elétrica brasileira para os empreendimentos em operação [10][11].

Figura 1 – Distribuição da Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: Adaptada de ANEEL, 2023

2.3 Transmissão

Os sistemas de transmissão têm como função primária transmitir energia das fontes de geração para os consumidores. Os sistemas de transmissão em corrente alternada (CA) foram desenvolvidos para a transferência de grandes blocos de potência das usinas de geração, normalmente distantes, para os centros de carga com pequenas perdas [12].

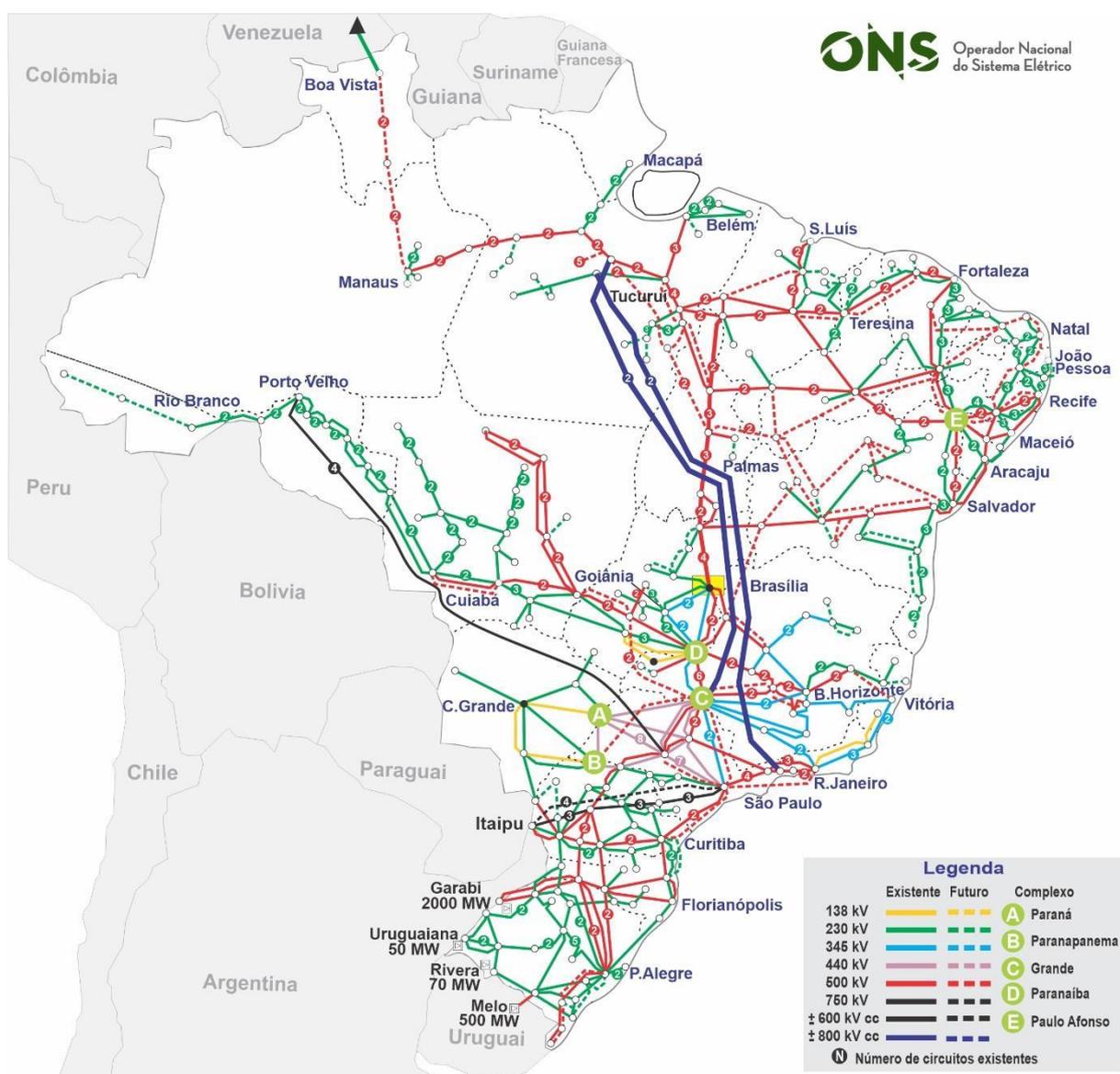
A utilização de sistemas interligados, reque uma rede de transmissão confiável, que garanta a qualidade de transporte e o suprimento da carga. O SIN cruza o Brasil de norte a sul, sua dimensão é comparada ao sistema elétrico europeu [13].

De acordo com o ONS, somente a Rede Básica de transmissão (RB) é formada por mais de 145.600 Km de linhas de transmissão (LT), com tensão variando de 230 kV até 800 kV. A Figura 3 mostra o mapa do sistema de transmissão existente e projetado com horizonte de 2024 [14].

A confiabilidade dos sistemas elétricos e a qualidade do suprimento de energia estão relacionadas à eficiência da expansão. Desejando obter o menor custo, mas mantendo a garantia da segurança e a qualidade do sistema, o planejamento da expansão considera o atendimento da demanda e seu crescimento no período de análise a fim de definir o conjunto de obras que serão necessárias [15].

A EPE realiza estudos para o desenvolvimento dos Planos de Expansão da Geração e Transmissão de energia elétrica, em diferentes horizontes de análise, normalmente com um horizonte de 10 anos. Para garantir a qualidade e a segurança do SIN, o ONS é responsável pela elaboração de um Plano de Ampliações e Reforços (PAR), no qual são propostas todas as ampliações e os reforços necessários na Rede Básica e nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) [1].

Figura 2 – Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024



Fonte: ONS, 2022

2.4 Critério de confiabilidade N-1

Os sistemas elétricos estão sujeitos a falhas e interrupções do suprimento em sua operação. Para mitigar o acontecimento de interrupções os sistemas elétricos

adotam uma redundância de equipamentos e circuitos. Porém essa redundância é refletida na tarifa de energia, ou seja, quanto maior for a redundância do sistema, mais ele será imune a falhas, mas a tarifa de energia também será elevada [15].

O Glossário dos Procedimentos de Rede do ONS define a confiabilidade como a “probabilidade de um sistema ou componente realizar suas funções previstas de forma contínua, adequada e segura, por um período de tempo preestabelecido, sob condições operativas predefinidas” [16].

Usualmente o critério adotado no Brasil e em vários outros países é o critério de confiabilidade N-1, isto significa que a perda de qualquer elemento do sistema não deve gerar interrupção no fornecimento de energia, perda de estabilidade, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações [15].

Para os principais troncos de transmissão, o ONS adota um critério de confiabilidade mais restritivo, envolvendo a perda de dois ou mais componentes. A justificativa da adoção de um critério mais restritivo é a comparação entre o investimento adicional em confiabilidade e o impacto socioeconômico causado por uma eventual falha múltipla no suprimento [15].

Esse critério determinístico procura evitar, em caso de falha de equipamentos, que não seja necessário o corte de carga, ou como no caso do critério N-2 não haja falta de atendimento às cargas de forma descontrolada. Entretanto, embora o critério estabeleça uma margem de segurança no que se refere à confiabilidade da rede, os critérios determinísticos tendem ser superdimensionados, deixando parte das instalações ociosas na maior parte do tempo [17].

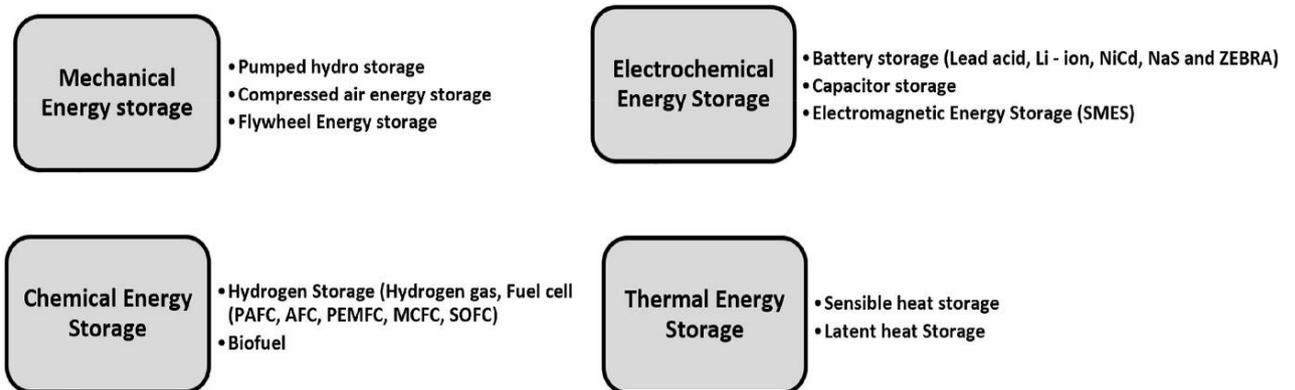
A definição do critério de confiabilidade adotado é um *trade-off* entre o grau de robustez da rede diante as contingências e o custo do risco que a sociedade está disposta a correr diante as contingências [17].

2.5 Armazenamento de Energia

A utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia (do inglês *Energy Storage Systems*, ESS), tem sido amplamente estudado a fim de facilitar a crescente inserção de energia renovável nos sistemas de energia [18].

Os sistemas de armazenamento de energia podem ser classificados como: sistemas de armazenamento mecânico, sistemas eletroquímicos, sistemas de armazenamento químico e sistemas de armazenamento térmico [19]. Abaixo abordaremos alguns tipos de armazenamento, enfatizando o armazenamento de energia eletroquímico utilizando baterias.

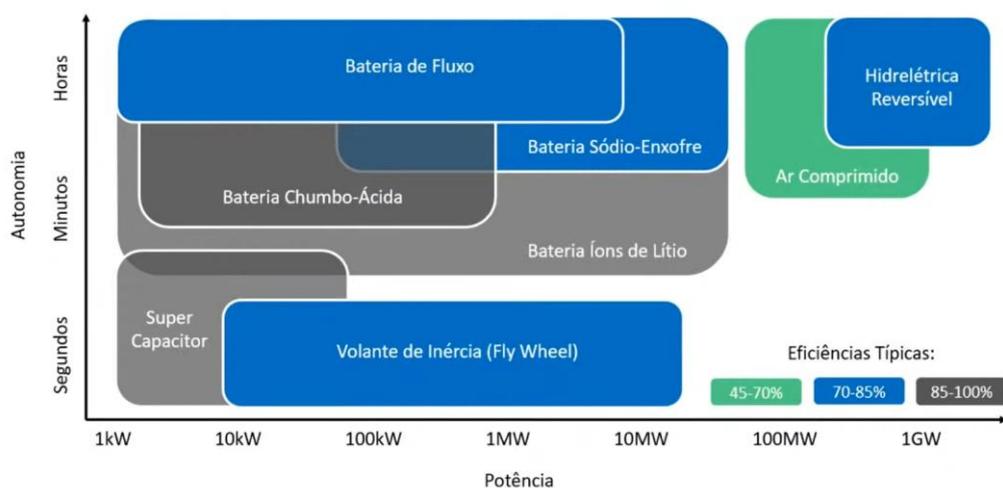
Figura 3: Classificação dos tipos de armazenamento



Fonte: OLABI,2021

A Figura 4 mostra um comparativo entre a capacidade de armazenamento de potência e a duração da descarga para alguns sistemas de armazenamento. Nota-se que existe uma grande variação de tempo de descarga, potência armazenada e eficiência entre as tecnologias de armazenamento.

Figura 4: Comparação entre tecnologias de armazenamento



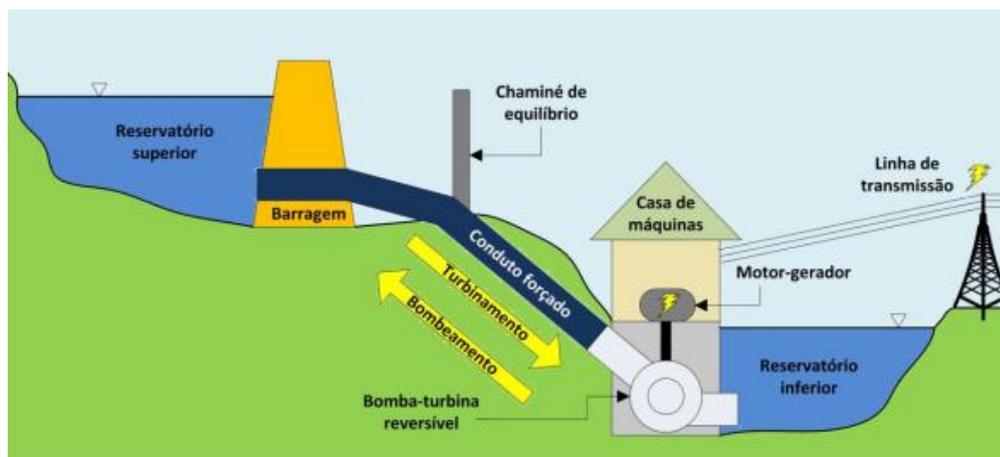
Fonte: WEG,2020

2.5.1 Armazenamento mecânico

O armazenamento mecânico de energia pode ser definido em três principais tipos, sendo eles o armazenamento de bombeamento hidráulico, ar comprimido e volante de inércia (do inglês *flywheel*).

O bombeamento hidráulico é bastante utilizado em Usina Hidroelétrica Reversível (UHR) onde é utilizado um reservatório a montante para armazenar energia. A energia é armazenada na forma de energia potencial. Em períodos que requerem uma baixa demanda de energia da usina ocorre o bombeamento da água do reservatório inferior para o superior. Nos momentos de alta demanda da usina a água do reservatório superior é utilizada para turbinar a geração. A figura 5 ilustra o processo usina hidroelétrica reversível [20].

Figura 5: Esquemático de uma usina hidroelétrica reversível



Fonte: CANALES,2015

O armazenamento por ar comprimido funciona com o uso de compressores acionados eletricamente, que convertem a energia elétrica em energia potencial, ou mais precisamente exergia, de ar pressurizado. Após o ar ser pressurizado ele é armazenado para ser utilizado quando for requerido uma geração de energia elétrica. A geração de eletricidade se dá pela expansão do ar através de uma turbina, esse processo envolve uma troca de calor. De acordo com o processo adotado na compressão e expansão do ar e o tipo de armazenamento do ar e calor o sistema pode ser classificado como diabáticos, adiabáticos e isotérmicos [21].

O ar comprimido é pouco utilizado no fornecimento de energia em grande escala, uma vez que, sua eficiência é menor que outras tecnologias e suas perdas de transporte são maiores. Entretanto a indústria utiliza o ar comprimido como transportador de energia para vários processos, como perfuração, limpeza, cortes etc. [21].

O volante de inércia armazena energia cinética através de uma massa rotativa, fixada dentro de um recipiente com pressão ambiente muito baixa. A massa rotativa emula o armazenamento de energia elétrica convertendo-a em energia mecânica. A inércia e a velocidade da massa rotativa determinam a energia armazenada. Normalmente a energia armazenada é extraída de uma fonte elétrica [19].

O funcionamento consiste no volante de inércia acelerar enquanto armazena energia e desacelera para descarregar a energia armazenada, ou seja, ele pode atuar como motor ou gerador dependendo do ângulo de carga. Quando a máquina está atuando como motor, a energia elétrica é fornecida ao enrolamento do estator. Essa energia é convertida em torque e aplicada ao rotor, fazendo com que ele gire e armazene energia cinética. Quando a energia armazenada é necessária, o volante atua como gerador, e a energia cinética armazenada no rotor aplica um torque que é convertido em energia elétrica [25][22].

2.5.2 Armazenamento químico

O armazenamento químico consiste em armazenar energia na forma de hidrogênio ou biocombustíveis para serem posteriormente utilizados para geração de energia. A energia armazenada pode ser convertida em energia elétrica, mecânica ou térmica [23].

No caso do hidrogênio, a energia elétrica é utilizada para o processo de eletrólise da água, separando as moléculas de hidrogênio e oxigênio. Esse processo pode servir como uma ferramenta de gerenciamento do sistema elétrico onde os excedentes da produção de energia, por exemplo, quando há excesso de geração renovável variável o processo de eletrólise é realizado, durante o processo o oxigênio é liberado, enquanto o hidrogênio é armazenado em reservatórios [24].

No momento em que é requerido a utilização da energia armazenada o hidrogênio é reconvertido em energia elétrica através de uma máquina térmica ou

células combustíveis. Durante o processo de conversão o hidrogênio liberado pode passar pelo processo de metanização e ser destinado para o uso como gás natural. A utilização da tecnologia de hidrogênio é bastante flexível em termo de capacidade e armazenamento, podendo ser armazenado nas formas gasosa, líquida ou sólida [25].

2.5.3 Armazenamento térmico

O armazenamento de energia térmica (TES, do inglês *Thermal Energy Storage*) pode ser dividido em três grupos, armazenamento por calor sensível, armazenamento por calor latente e armazenamento termoquímico. As propriedades termofísicas dos materiais utilizados no TES devem ser favoráveis para a aplicação térmica, por exemplo: alto calor latente, alto calor específico e alta condutividade térmica, etc.

Para a tecnologia de armazenamento por calor sensível, consiste em acumular energia térmica em sua capacidade calorífica específica. A quantidade de calor armazenado é proporcional à densidade, volume, calor específico e variação de temperatura do material utilizado. A térmica armazenada pode ser convertida para outro tipo de energia, usualmente, energia elétrica [26].

No processo de armazenamento de calor latente, ocorre uma mudança de fase do material utilizado, com o processo de mudança de fase a energia é armazenada. Diferente do calor sensível onde não há mudança de estado do material. O maior calor latente é obtido com a mudança de fase líquido – gás. O calor latente é cerca de 50 à 100 vezes maior que obtido no calor sensível, resultando em uma eficiência melhor que o calor sensível [26].

Através de reações reversíveis, ou seja, absorção e liberação de calor o sistema por calor químico consegue armazenar energia. Essa tecnologia oferece a maior densidade de armazenamento em relação as outras tecnologias térmicas apresentadas. Entretanto esse tipo de armazenamento ainda está em fase de testes, necessitando de uma maturação dessa tecnologia [26].

2.5.4 Armazenamento eletroquímico

O armazenamento eletroquímico é um tipo de tecnologia de armazenamento de energia que permite armazenar eletricidade em forma química e depois convertê-la de volta em energia elétrica quando necessário. Existem diversas tecnologias de

armazenamento eletroquímico, mas todas elas funcionam de maneira similar, convertendo a energia elétrica em uma forma química que pode ser armazenada por um período de tempo e depois convertendo-a de volta em energia elétrica quando necessário [27].

Uma das principais vantagens do armazenamento eletroquímico é que ele permite armazenar grandes quantidades de energia elétrica em um espaço relativamente pequeno e de maneira relativamente segura [28][29]. Além disso, é uma tecnologia relativamente barata e de baixa manutenção, tornando-a uma opção atraente para o armazenamento de energia a longo prazo [30].

As baterias de íons de lítio são um exemplo comum de armazenamento eletroquímico e são amplamente utilizadas em dispositivos portáteis, como laptops e smartphones, bem como em veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia residencial [31]. No entanto, existem outras tecnologias de armazenamento eletroquímico, como baterias de níquel-cobalto-molibdênio (Ni-Co-Mo) [30], baterias de níquel-metal-hidreto (Ni-MH) [32] e baterias de chumbo-ácido [33]

O armazenamento eletroquímico pode ser usado em larga escala, como em usinas de armazenamento de energia elétrica, que podem armazenar energia elétrica produzida por fontes renováveis, como energia solar e eólica, para uso posterior. Isso pode ajudar a aumentar a eficiência e a confiabilidade dos sistemas de energia renovável e aumentando sua viabilidade [34][35].

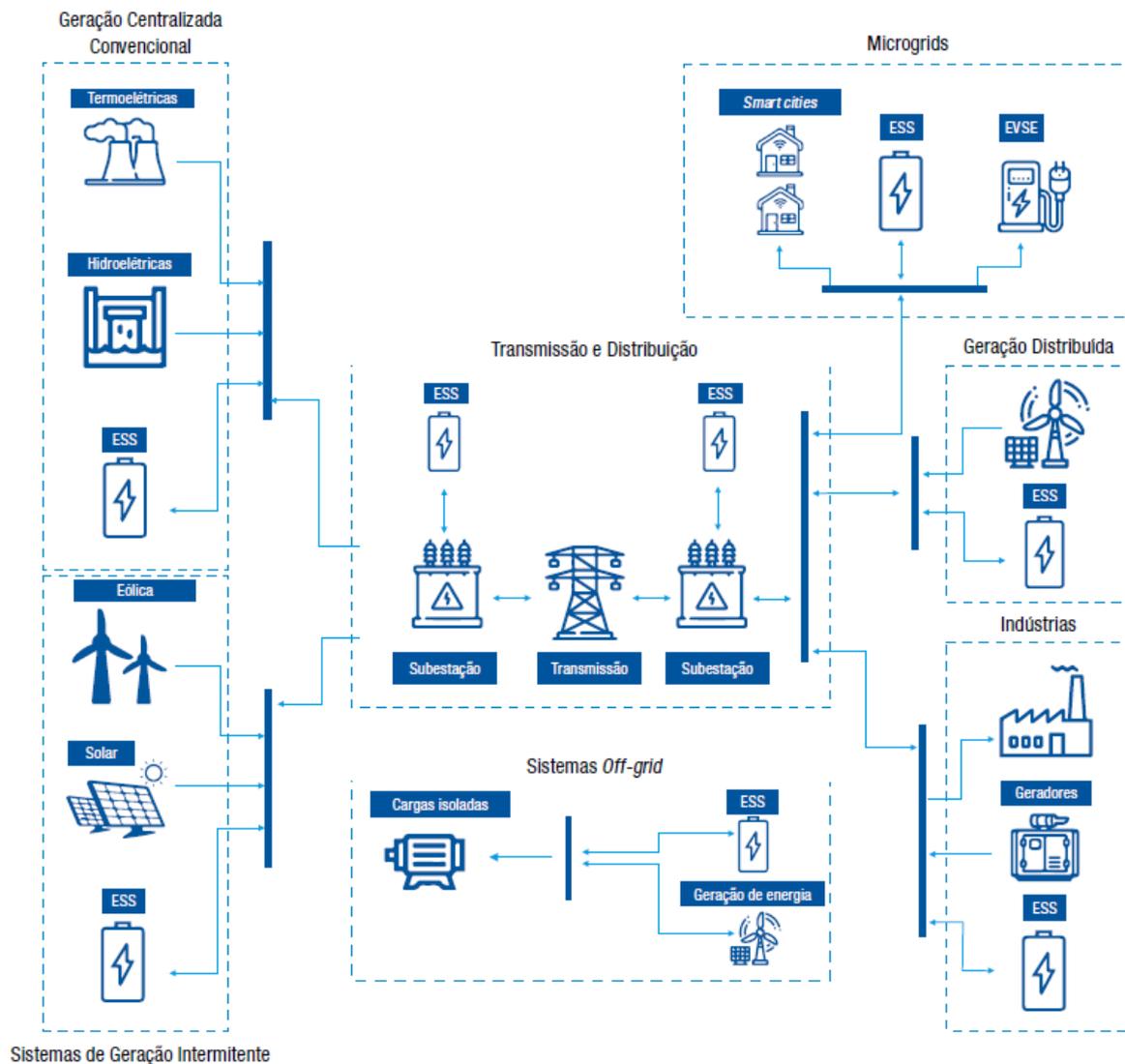
2.6 Serviços prestados pelo armazenamento para o sistema elétrico

O armazenamento de energia proporciona versatilidade ao sistema elétrico, a matriz energética brasileira conta com diversas usinas hidroelétricas com reservatórios, isso proporciona ao operador um melhor gerenciamento do sistema. Entretanto, a criação dessas usinas com reservatório causa um impacto ambiental, com isso, o Brasil optou por não construir mais usinas hidroelétricas com reservatórios. Mas com o aumento da demanda de energia e grandes períodos de estiagem o gerenciamento do sistema ficou mais complexo para o operador e a conta de energia mais cara para o consumidor.

Uma alternativa para esse cenário juntamente com a alta penetração de energias renováveis é a utilização do armazenamento de energia por baterias, uma

vez que é ampla a sua aplicação na prestação de serviços ao sistema. A Figura 6 mostra a variedade de aplicações do ESS dentro sistema elétrico.

Figura 6: Pontos de conexão do ESS no sistema elétrico



Fonte: WEG,2022

O BESS permite aplicações para o gerenciamento de energia e a manutenção da qualidade da energia elétrica fornecida. Algumas dessas aplicações são o fornecimento de potência (*Firm Capacity*), suavização do pico da curva de carga (*peak shaving*), regulação de tensão, regulação de frequência, reserva operativa etc. O BESS apresenta um pequeno tempo de resposta, o que proporciona uma boa integração com as energias renováveis.

Abordaremos com mais detalhes algumas aplicações que permitem o aumento da confiabilidade do sistema elétrico através do uso do sistema de armazenamento de baterias.

2.6.1 Fornecimento de potência

O fornecimento de potência é uma necessidade fundamental do sistema elétrico. Para atender a essa necessidade, existem diferentes formas de fornecer potência, como sistemas de geradores elétricos, linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica e sistemas de armazenamento de energia. Uma dessas formas é o uso de sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias (BESS). Esses sistemas consistem em conjuntos de baterias que armazenam energia elétrica e são capazes de fornecer potência a um sistema elétrico quando necessário [36].

Os BESS podem ser utilizados para armazenar energia gerada por fontes renováveis, como painéis solares ou aerogeradores, permitindo que essa energia seja utilizada quando necessário em vez de ser desperdiçada. Esses sistemas de armazenamento de energia são projetados para fornecer energia elétrica durante períodos de alta demanda ou quando as fontes de energia renovável estão indisponíveis, como durante um dia nublado ou uma noite sem vento [37][44].

2.6.2 Regulação de frequência

Para solucionar o problema da inércia para a geração fotovoltaica e eólica, pode-se utilizar sistemas de armazenamento, que possuem um tempo de resposta pequeno e podem fornecer estabilidade de frequência, se forem mantidos em um estado parcialmente carregado. Eles também podem fornecer inércia sintética [38].

Os sistemas fotovoltaicos podem responder às mudanças de frequência do sistema, diminuindo a energia gerada. Esses sistemas fotovoltaicos 'descarregados' podem, portanto, aumentar sua potência gerada em resposta à diminuição da frequência do sistema. Assim fornecendo inércia sintética durante o dia nos horários de pico de demanda [38].

Os sistemas de armazenamento de energia oferecem uma variedade de tecnologias de armazenamento e representam uma boa alternativa para fornecimento da resposta inercial. Esta solução pode ser economicamente mais viável do que o corte de carga ou redução na geração das energias renováveis.

2.6.3 Reserva operativa

A reserva operativa é uma medida de segurança utilizada em sistemas elétricos para garantir a estabilidade e a confiabilidade do fornecimento de energia. Ela é definida como a potência disponível para ser usada em caso de falhas ou interrupções no sistema, garantindo que a demanda de energia seja atendida mesmo em situações de emergência.

Um dos métodos utilizados para fornecer reserva operativa é através do uso de sistemas de armazenamento de energia, que consistem em conjuntos de baterias que armazenam energia elétrica e são capazes de fornecer potência a um sistema elétrico quando necessário. Eles podem ser usados para fornecer reserva operativa de forma rápida e eficiente, permitindo que a energia armazenada seja utilizada para suprir a demanda em caso de falhas ou interrupções no sistema [39].

Apesar de oferecerem várias vantagens, como flexibilidade para atender a diferentes necessidades de fornecimento de energia e capacidade de armazenar energia gerada por fontes renováveis. A Utilização do BESS como reserva operacional pode diminuir o custo geral da eletricidade ao reduzir a necessidade de geração de energia baseada em combustível fóssil [30].

2.6.4 Regulação de tensão

A regulação de tensão é um importante aspecto da gestão da energia elétrica, que visa garantir que a tensão fornecida aos consumidores esteja dentro dos limites especificados. O BESS pode ser utilizado para regular a tensão de forma rápida e eficiente, ajustando a quantidade de energia fornecida de acordo com as necessidades do sistema e substituir métodos tradicionais de regulação de tensão, como transformadores [40].

Além de reduzir a necessidade de equipamentos caros de regulação de tensão e proporcionar um aumento da eficiência geral do sistema, a utilização do BESS para contribui para a estabilidade e a confiabilidade do sistema e redução do impacto das flutuações de tensão na rede [41][42][43].

2.7 Sistema de armazenamento de energia em Dalrymple – Austrália

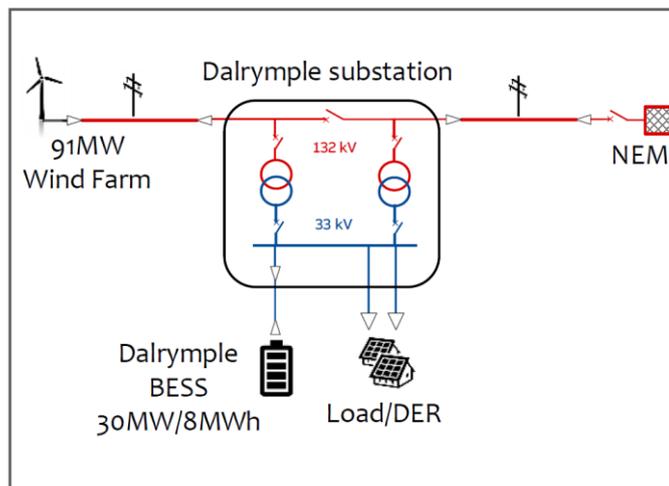
Em 2018, um BESS foi instalado na península de Lower Yorke. Esse sistema de armazenamento possui uma capacidade de 30MVA/8MWh e foi instalado em uma rede de média tensão de 33kV próximo de um longo alimentador radial de 132kV de circuito único. O alimentador está conectado a uma planta de geração eólica de 91MW, cidades locais e ao Mercado de Nacional de Energia Elétrica da Austrália (NEM) [5].

A região escolhida era suscetível a desligamentos, uma vez que opera em circuito único. O BESS instalado permitiu o fornecimento de energia para as cidades ao redor quando há interrupção do fornecimento a montante. Esse procedimento é feito fazendo o ilhamento do BESS juntamente com a geração eólica do resto do sistema elétrico [5].

Quando o sistema se encontra conectado ao NEM, ele atua fornecendo inércia sintética para controle de frequência e injeção de potência ativa no sistema a fim de aumentar a confiabilidade da rede [5].

A utilização do BESS para resposta inercial reduziu as restrições na interconexão Heywood, o sistema consegue contribuir com 200MW de inércia sintética para a rede. Outra aplicação do BESS foi a redução da Energia Não Suprida (ENS) para a região após a perda do fornecimento de energia. Nos primeiros seis meses de operação, as perdas com ENS foi reduzida de cerca de 8 horas para 30 minutos [5].

Figura 7: Diagrama unifilar simplificado do BESS em Dalrymple



Fonte: KORTE, 2020

2.8 Sistema de armazenamento de energia para o reforço do atendimento elétrico ao litoral sul do estado de São Paulo

Em 2019, o “Grupo de Atendimento ao Litoral de São Paulo - (GT - Litoral) formado pela EPE, ONS, ISA CTEEP e distribuidoras com concessão no Litoral de São Paulo. Emitiu uma nota técnica conjunta, indicando reforços no sistema de transmissão para possibilitar o atendimento ao sistema elétrico litorâneo de São Paulo, até a entrada em operação das futuras subestações Manoel da Nóbrega e Domenico Rangoni, bem como demais obras associadas. O Grupo foi formado com o objetivo de identificar e propor ações operativas e implantação de reforços destinados ao atendimento do sistema do Litoral do Estado de São Paulo em seu período de maior demanda, no horizonte até 2025/2026 [45].

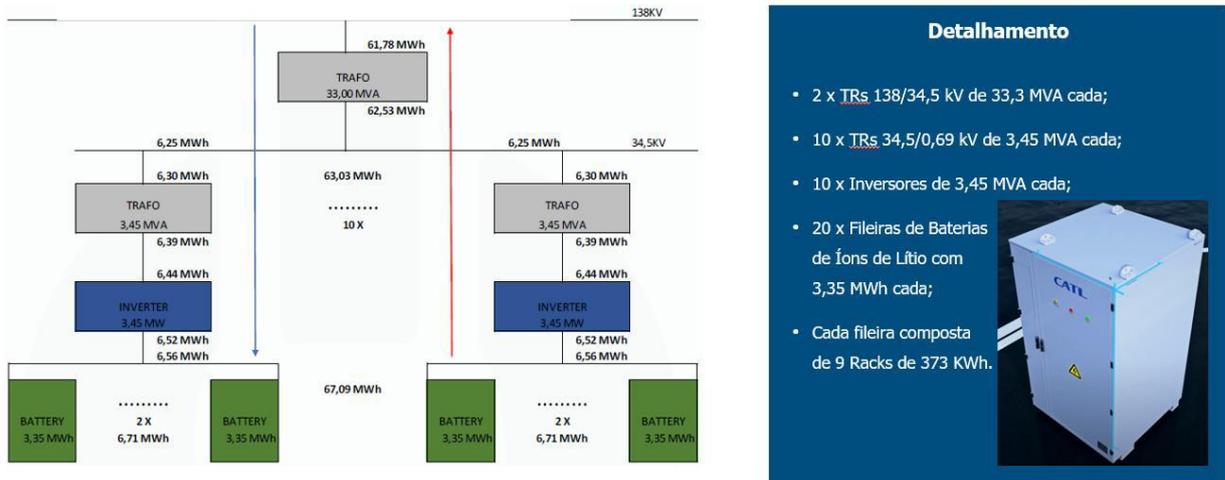
Um dos reforços recomendados pelo GT – Litoral foi a implantação de um banco de baterias de 30 MW/60 MWh, conectados por meio de transformadores 138-34,5 kV, 33,33 MVA, e respectivos módulos de conexão associados, na SE Registro, sob concessão da ISA CTEEP [45].

A implantação desse reforço elimina as sobrecargas atualmente verificadas na LT 138 kV Embu-Guaçu – Mongaguá C1/C2, em regime normal de operação, nos períodos de máximas demandas do Litoral Sul de São Paulo, proporcionando tempo hábil para a entrada em operação das soluções estruturais [45].

A instalação do banco de baterias, contemplando os contêineres com as baterias, inversores, transformadores de alimentação, cubículos e cabos isolados de conexão, sistemas de alimentação, controle e supervisão, entre outros equipamentos dedicados ao banco de baterias. O detalhamento do sistema está mostrado na Figura 8 [46].

Figura 8: Diagrama da solução de armazenamento da Isa CTEEP

COMPOSIÇÃO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
Principais equipamentos: Transformadores de Potência, Inversores e Baterias



Fonte: Isa CTEEP,2021

A vida útil do Banco de Baterias utilizado no sistema de armazenamento encontrasse na faixa de 15 a 17 anos, conforme previsto no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) para bancos de baterias [47].

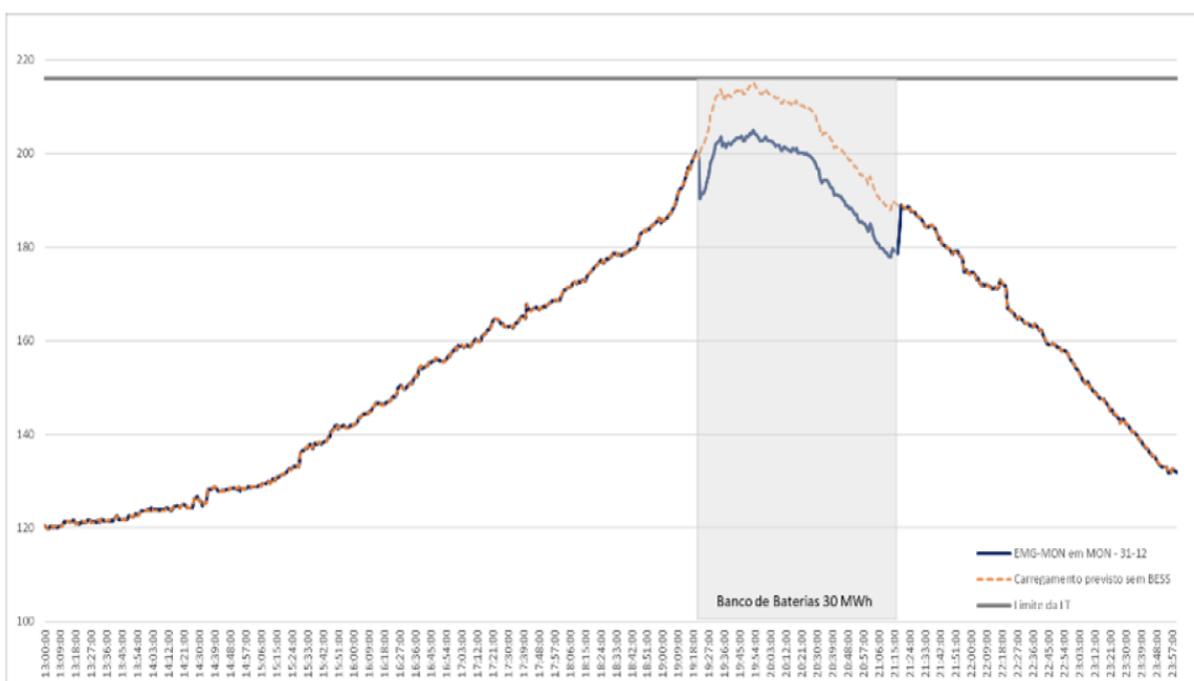
O banco de baterias foi dimensionado para operar com o objetivo de realizar o “*peak shaving*”, através do armazenamento de energia no patamar de carga leve e da injeção de potência no sistema no período de carga pesada, durante os períodos críticos de ponta de carga. O banco foi dimensionado para fornecer no mínimo 20 ciclos completos de carga e descarga, por ano, durante 15 anos. O dimensionamento visa assegurar a operação do sistema de interesse principalmente ao longo dos feriados de verão (Natal, Réveillon, entre outros) que juntos somam 20 dias, e acarretam no aumento da carga da região [46].

O banco de baterias foi especificado com potência útil para os seguintes cenários detalhado a seguir:

- Regime normal de operação (N): carregamento de todos os elementos menor ou igual a 90% de suas capacidades de longa duração; e
- Regime de emergência (N-1): carregamento de todos os elementos menor ou igual a 95% de suas capacidades de curta duração.

A Figura 9 ilustra os momentos em que o banco de baterias deverá atuar no sistema. Quando um certo valor de demanda for excedido, o armazenamento irá garantir o suprimento de energia para que seja mantida a operação, suavizando a curva de carga.

Figura 9: Curva de carga com atuação do *peak shaving*



Fonte: Isa CTEEP,2023

O sistema instalado pela Isa CTEEP na cidade de Registro, SP, demonstrou sua eficiência e importância durante o verão de 2022, fornecendo energia adicional e garantindo o suprimento e a estabilidade energética para o litoral sul de São Paulo. O sistema de baterias atuou nos momentos de pico de consumo, evitando interrupções no fornecimento de energia devido ao excesso de demanda. Estima-se que cerca de dois milhões de pessoas foram diretamente beneficiadas com o atendimento de energia proveniente desse novo sistema [48].

O uso de baterias como solução de armazenamento de energia contribuiu para a economia e a descarbonização, segundo estudos da EPE. A utilização evitou o acionamento de geradores a diesel, resultando em menos poluição, menor ruído e eliminando o transporte de diesel. Além disso, a solução contribuiu para evitar a emissão de 1.194 toneladas de gases de efeito estufa em dois anos de operação e evitou a necessidade de obras em áreas de preservação ambiental [48].

Esses resultados destacam a eficácia do armazenamento de energia em baterias como uma solução sustentável, confiável e econômica para suprir as demandas crescentes de energia elétrica, promovendo a transição energética e contribuindo para um futuro mais sustentável.

3. CONTEXTUALIZAÇÃO

3.1 Fundamento para Intervenção

Uma possível utilização do armazenamento de bateria no sistema elétrico brasileiro é sua utilização como forma de redundância da linha, ou seja, a substituição de uma linha redundante por um banco de baterias para atender ao critério N-1. O banco de baterias atuaria principalmente como fornecimento de potência e reserva operativa, mas devido a sua flexibilidade poderia atuar na regulação de frequência ou regulação de tensão. Com a flexibilidade no uso da bateria, a ociosidade do equipamento seria reduzida.

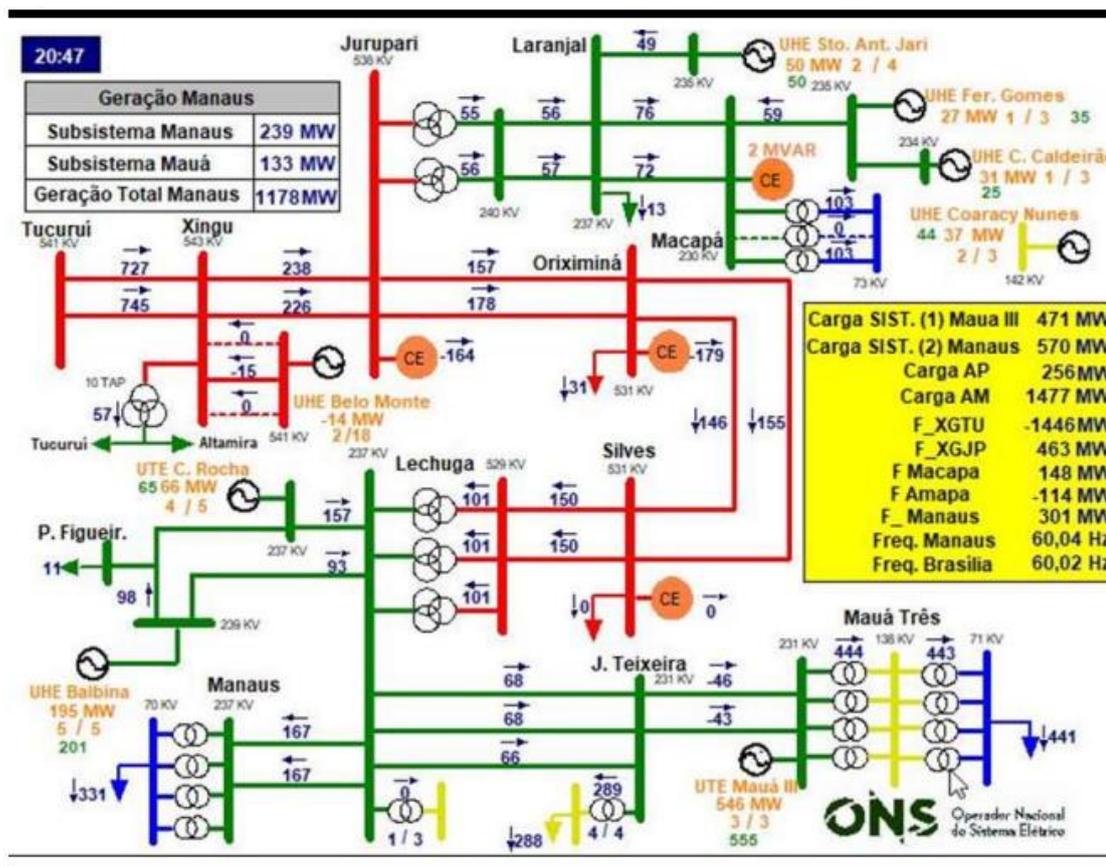
Utilizando o leilão de transmissão ANEEL nº001/2022, foi escolhida uma Linha de Transmissão para comparar os custos de implantação e os benefícios em relação à utilização de um sistema de armazenamento de baterias. A comparação consiste na solução normativa, utilizando a redundância da linha em atendimento ao critério N-1 e na solução com um banco de baterias substituindo a redundância da linha. A linha de transmissão escolhida pertence ao Lote 4 do leilão e é composto pela LT 230kV Laranjal do Jari - Macapá III C1, CS, com 230 km.

Este capítulo aborda os elementos que antecedem a Análise de Custo-Benefício e trata-se de uma avaliação estratégica da necessidade de implementação da infraestrutura. Serão apresentados aspectos relativos ao contexto da intervenção prevista, definição de seus objetivos e identificação do projeto e suas alternativas, além da caracterização do cenário sem o projeto.

No dia 03/11/2020, ocorreu interrupção no suprimento de energia elétrica em diversas localidades do Estado do Amapá, incluindo a capital Macapá. O estado é conectado ao SIN desde 2015 por meio de uma linha de transmissão de propriedade da empresa Linhas de Macapá Transmissora de Energia Elétrica – LMTE [49].

Na ocasião, a ocorrência teve início com o desligamento dos transformadores TR1 e TR3 de 150MVA 230/69/13,8 kV da SE Macapá, levando ao desligamento da UHE Coaracy Nunes e de 95% das cargas do Sistema Amapá. Nos instantes que precederam a ocorrência, o sistema Amapá operava com uma geração total de 145MW, sendo que o montante total de carga no Sistema Amapá era de 256MW, sendo 242 MW alimentados pela SE Macapá e pela UHE Coaracy Nunes. [50].

Figura 10: Situação do sistema antes do desligamento



Fonte: ONS,2020

Em razão do ocorrido, no dia 04/12/2020, o MME por meio de portaria instituiu o gabinete de crise para articular, coordenar, monitorar, orientar e supervisionar as providências e medidas a serem adotadas visando o restabelecimento do suprimento de energia elétrica às 14 cidades do estado afetadas. O gabinete foi composto por representantes da ANEEL, MME, ONS, LMTE, Eletronorte e CEA [49, 51].

A EPE instituiu o Grupo de Trabalho (GT Amapá) com o objetivo discutir com o MME alternativas para apoiar decisões sobre medidas de reforço no suprimento de energia elétrica ao estado no médio e longo prazo. Em 26 de novembro de 2020, foi apresentada uma Nota Técnica com alternativas preliminares para aumentar a segurança do fornecimento de energia. O Ministério de Minas e Energia, com base nessas alternativas, definiu as diretrizes para um estudo de planejamento de expansão da transmissão, com o objetivo de aumentar a confiabilidade do suprimento de energia elétrica. Como resultado, ficou estabelecido que seria implantado em

Macapá um novo ponto de suprimento, conectado a pontos distintos da rede, com o objetivo de diminuir possíveis interrupções na transmissão de energia [51].

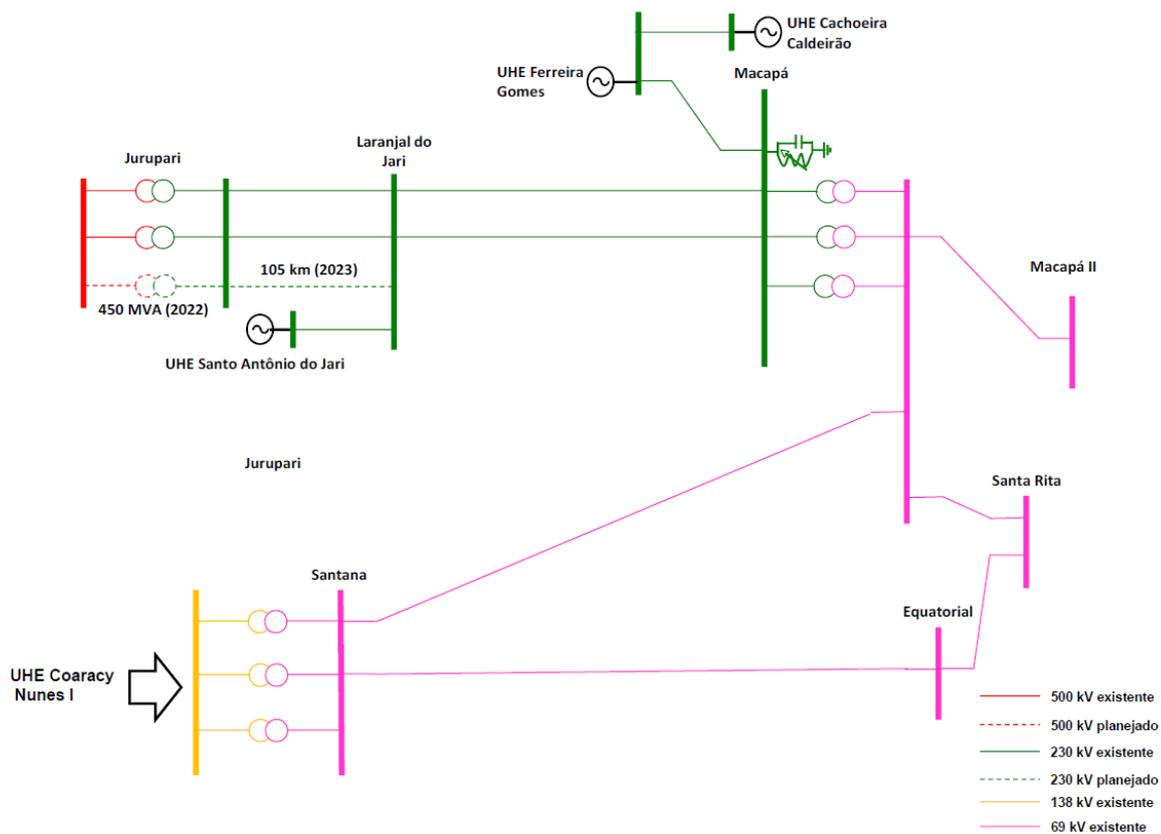
O sistema de transmissão que fornece energia para Macapá e parte do Amapá está mostrado na figura 11, e tem origem na subestação Jurupari 500/230 kV, no Pará, que faz parte da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus. A subestação Jurupari é conectada por um circuito duplo de aproximadamente 105 km até a subestação Laranjal do Jari 230/69 kV (2 x 100 MVA). Essa subestação é conectada à SE Macapá 230/69 kV (3 x 150 MVA) por meio de uma linha de transmissão em circuito duplo (LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá C1 e C2), com extensão aproximada de 230 km [51].

Existe também o circuito 3 da LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari, que foi licitado originalmente em 2014. No entanto, devido a dificuldades na implantação, o contrato foi declarado caduco e foi relicitado em 2018, com previsão de entrada em operação em 2023. A implantação dessa linha de transmissão não só aumentará a confiabilidade do mercado local, mas também atenderá à necessidade de escoamento do excedente de geração das usinas hidrelétricas do estado [51].

As usinas hidrelétricas conectadas a esse sistema incluem Cachoeira Caldeirão (219 MW) e Ferreira Gomes (252 MW), ambas com conexão direta à SE Macapá 230 kV; UHE Coaracy Nunes I (78 MW), conectada a um sistema de 138 kV que se interliga à rede de distribuição de 69 kV de Macapá; e Santo Antônio do Jari (393 MW), conectada na SE Laranjal do Jari. Esse conjunto de usinas totaliza aproximadamente 920 MW, reforçando o caráter exportador do estado durante o período úmido [51].

Durante o período seco, quando a geração interna é reduzida ao mesmo tempo em que a demanda local aumenta, esse subsistema passa a importar parte de sua energia da interligação com o Sistema Interligado Nacional [51].

Figura 11: Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico do Amapá



Fonte: EPE, 2021

A EPE verificou em seus estudos que os patamares de carga média ou pesada do período de baixa hidraulicidade da região norte, pode ocorrer interrupção parcial ou total no atendimento à demanda durante a contingência dupla das LTs 230 kV Laranjal do Jari – Macapá C1 e C2. Portanto, o objetivo da intervenção é garantir o aumento da confiabilidade, robustez e flexibilidade operativa no fornecimento de energia elétrica a Macapá e parte do estado do Amapá [51].

Temos como cenário base a alternativa elaborada pela EPE, esse cenário é chamado de “Fazer o mínimo”. Esse cenário considera pequenas adaptações e melhorias que já estavam programadas para ocorrer. Esse cenário será analisado com a alternativa proposta. Os cenários estão detalhados abaixo [6].

No relatório R1 – Análise Técnico-Econômica de Alternativas elaborado pela EPE, recomendou-se a implantação de um segundo Ponto de Suprimento de Rede Básica 230/69 kV em Macapá, denominado SE Macapá III e uma conexão em 230 kV

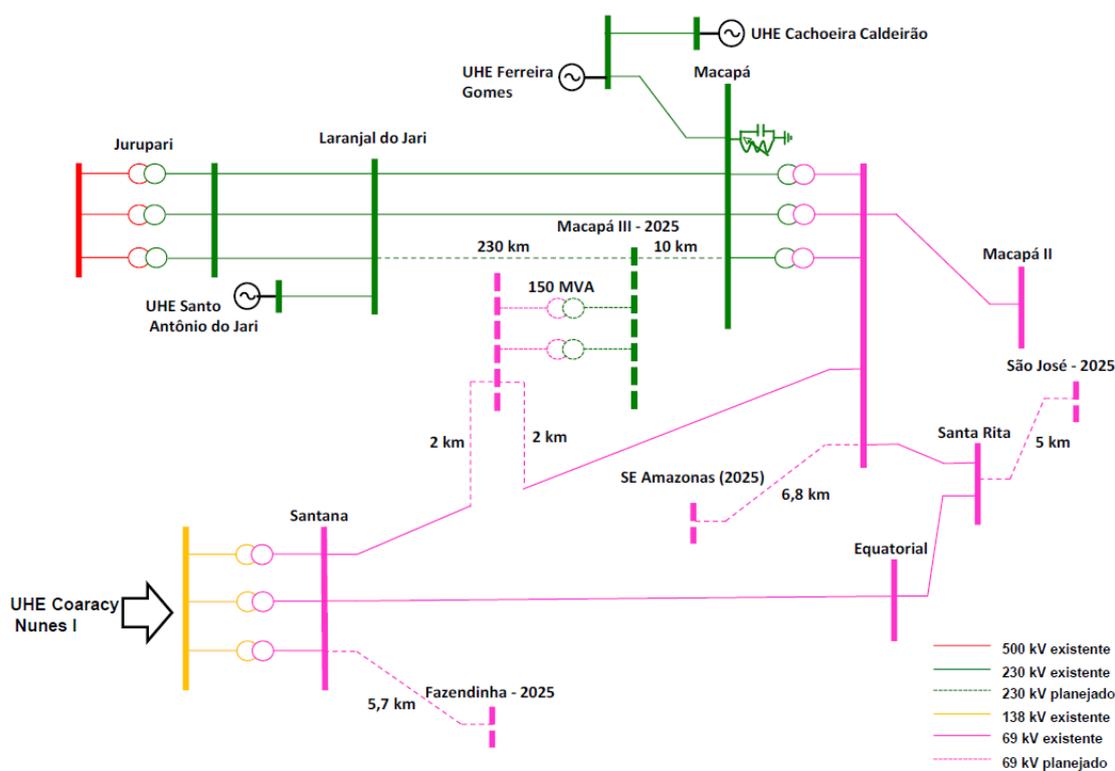
da futura SE Macapá III a duas subestações de Rede Básica, a descrição da linha se encontra na Tabela 1.

Tabela 1: Obra recomendada em Linha de Transmissão

Origem	Destino	Circuito	Extensão (Km)	Tensão (kV)	Configuração	Ano
Laranjal do Jari	Macapá III	1 x CS	230	230	2 x 795 MCM (Tern)	2025

Fonte: EPE, 2021

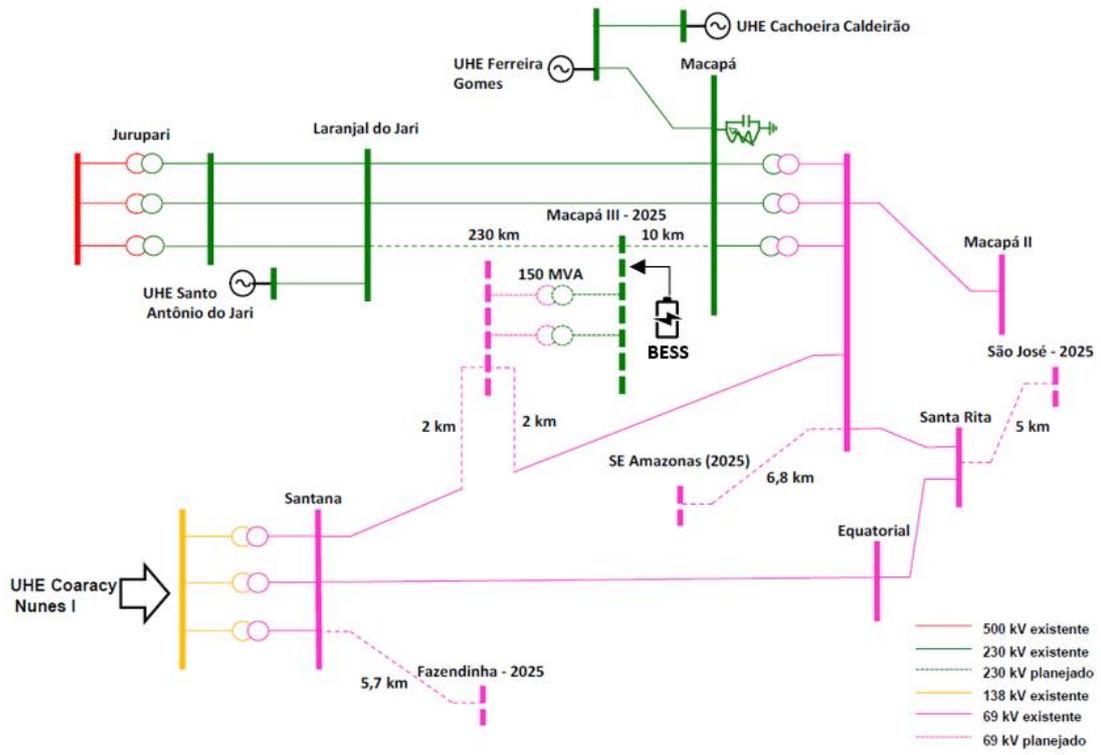
Figura 12: Diagrama da solução recomendada pela EPE



Fonte: EPE, 2021

A solução alternativa proposta nesse trabalho consiste na substituição da redundância da LT 230kV Laranjal do Jari - Macapá III, pela utilização de um banco de baterias para atendimento ao critério de confiabilidade N-1.

Figura 13: Diagrama da solução alternativa proposta



Fonte: Adaptado EPE, 2021

4. ESTUDO DE CASO DA VIABILIDADE DA UTILIZAÇÃO DO ARMAZENAMENTO

4.1 Requisitos Informativos

4.1.1 Estudo de demanda

O estudo de demanda é baseado em dados fornecidos pelos principais agentes do sistema elétrico, como a ANEEL, EPE, MME e as empresas envolvidas. Esse estudo é necessário para justificar a necessidade de realização do projeto, apresentando as projeções de consumo de energia [6].

No Sistema de Informações Energéticas do MME, que indica uma demanda de energia para o ano de 2020, último ano com dados disponíveis, foi registrada uma demanda de 1.896,58 GWh para o estado do Amapá, o que corresponde a uma média de potência consumida de 216,5 MW.

Para o ano de 2025 a carga média prevista será de 257,64 MW, um incremento de 19% em relação a demanda média verificada em 2020. As fontes de dados que basearam a estimativa de demanda da região de interesse estão baseadas no Plano Decenal 2030, com as atualizações de carga pesada, média e leve fornecidas pela Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), contidas nos quadros a seguir. Essas demandas previstas até o ano de 2036, mostram que haverá um incremento no consumo de energia da região, o que demonstra a necessidade de investimentos na rede para garantir o suprimento da região.

Quadro 1: Previsão de patamar de carga pesada

Nome	Tensão	Carga Pesada (MW)											
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Santana	13,8 kV	15,27	15,62	15,93	16,25	16,57	16,9	17,24	17,59	17,94	18,3	18,66	19,04
Macapá II	13,8 kV	46,81	47,9	48,86	49,83	50,83	51,85	52,88	53,94	55,02	56,12	57,24	58,39
Santa Rita	13,8 kV	61,38	62,82	64,07	65,35	66,66	67,99	69,35	70,74	72,16	73,6	75,07	76,57
Equatorial	13,8 kV	55,25	56,54	57,67	58,82	60	61,2	62,42	63,67	64,94	66,24	67,56	68,92
São José	13,8 kV	37,39	38,27	39,03	39,81	40,61	41,42	42,25	43,09	43,95	44,83	45,73	46,64
Fazendinha	13,8 kV	25,71	25,96	26,48	27,01	27,55	28,1	28,66	29,23	29,82	30,42	31,02	31,64
Amazonas	13,8 kV	24,93	25,51	26,02	26,54	27,07	27,61	28,17	28,73	29,3	29,89	30,49	31,1

Fonte: EPE, 2021

Quadro 2: Previsão de patamar de carga média

Nome	Tensão	Carga Média (MW)											
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Santana	13,8 kV	14,75	15,04	15,34	15,65	15,96	16,28	16,61	16,94	17,28	17,63	17,98	18,34
Macapá II	13,8 kV	45,21	46,12	47,04	47,98	48,94	49,92	50,92	51,93	52,97	54,03	55,11	56,21
Santa Rita	13,8 kV	59,29	60,48	61,69	62,92	64,18	65,47	66,77	68,11	69,47	70,86	72,28	73,72
Equatorial	13,8 kV	53,36	54,43	55,52	56,63	57,76	58,92	60,1	61,3	62,53	63,78	65,05	66,35
São José	13,8 kV	36,12	36,84	37,58	38,33	39,1	39,88	40,68	41,49	42,32	43,17	44,03	44,91
Fazendinha	13,8 kV	24,83	25,33	25,84	26,35	26,88	27,42	27,96	28,52	29,09	29,68	30,27	30,88
Amazonas	13,8 kV	24,08	24,56	25,05	25,55	26,06	26,59	27,12	27,66	28,21	28,78	29,35	29,94

Fonte: EPE, 2021

Quadro 3: Previsão de patamar de carga leve

Nome	Tensão	Carga Leve (MW)											
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Santana	13,8 kV	9,73	9,92	10,12	10,32	10,52	10,73	10,95	11,17	11,39	11,62	11,85	12,09
Macapá II	13,8 kV	29,83	30,42	31,03	31,65	32,28	32,92	33,58	34,25	34,94	35,64	36,35	37,08
Santa Rita	13,8 kV	39,12	39,89	40,69	41,5	42,33	43,18	44,04	44,92	45,82	46,74	47,67	48,63
Equatorial	13,8 kV	35,21	35,9	36,62	37,35	38,1	38,86	39,64	40,43	41,24	42,06	42,91	43,76
São José	13,8 kV	23,83	24,3	24,79	25,28	25,79	26,3	26,83	27,37	27,91	28,47	29,04	29,62
Fazendinha	13,8 kV	16,17	16,48	16,81	17,15	17,49	17,84	18,2	18,56	18,94	19,31	19,7	20,09
Amazonas	13,8 kV	15,89	16,2	16,52	16,85	17,19	17,54	17,89	18,24	18,61	18,98	19,36	19,75

Fonte: EPE, 2021

4.1.2 Estudo de engenharia

O Estudo de engenharia tem como foco a explicitação da localização com a descrição da região e a listagem das cidades afetadas, o design técnico que listará as tecnologias utilizadas, capacidade de transmissão e outras informações relevantes, além de fornecer uma breve estimativa de custos para a implantação.

O projeto de implantação da Linha de Transmissão será executado na mesorregião de Macapá, abrangendo os municípios de Laranjal do Jari, Mazagão, Santana e Macapá. A linha de transmissão opera na rede básica, sendo assim, os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para essa linha são, no mínimo 218kV e, no máximo 242kV. Os dados do ambiente utilizados para a definição das capacidades operativas da LT estão dispostos na Quadro 4.

Quadro 4: Dados do ambiente

Temperatura do ar – máxima média [°C]	34
Velocidade de vento para cálculo de temperatura dos cabos [m/s]	1
Radiação solar [W/m²]	1000
Altitude máxima [m]	180
Densidade relativa do ar para efeito corona visual [p.u.]	0,95
Vento básico p/ balanço (50 anos, 30 s, 10 m) [km/h]	95

Fonte: Adaptado EPE, 2021

A Figura 14 apresenta os valores de fluxo de potência, fator de carga e fator de perdas utilizados nas simulações da LT em análise. O fluxo máximo à tensão nominal observado para as condições de operação normal e de emergência foram de 104 MVA e 155 MVA, respectivamente. Essas análises levaram em consideração estruturas autoportantes e estaiadas de circuito simples, com geometria de fases triangular.

Figura 14: Capacidade de fluxo simulada da solução alternativa

Linha	Fluxo¹ [MVA]	Duração [Anos]	Fator de carga	Fator de perdas
LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá III, C1, CS	119,7	1	0,71	0,52
	119,3	1	0,71	0,53
	117,5	1	0,72	0,54
	114,6	1	0,74	0,56
	113,0	1	0,75	0,58
	111,8	1	0,75	0,59
	109,6	1	0,77	0,61
	108,6	1	0,78	0,63
	107,1	1	0,79	0,65
	105,6	1	0,80	0,67
	104,2	1	0,82	0,70
	107,0	19	0,80	0,67

Fonte: Adaptado EPE, 2021

No relatório, foi informado apenas o fator de potência com o qual os pontos de fronteira com a rede básica devem operar, variando entre 0,95 indutivo e 1. Neste caso, consideraremos o fator de potência de operação da LT sendo 0,95 indutivo, ou seja, a potência máxima da LT é de 142,6 MW operando em um cenário de emergência. Portanto, consideraremos essa como a potência máxima a ser entregue pela LT ao sistema.

Para o dimensionamento do banco de baterias, é necessário levar em consideração o histórico de desligamentos das linhas de transmissão da região em

análise. Apesar da região ter enfrentado um incidente em que o tempo de desligamento ultrapassou 22 dias, essa foi uma situação atípica e pontual.

Com base nessa premissa e utilizando o Sistema de Perturbações (SIPER) a fim de determinar a taxa de falhas das Linhas de Transmissão da região Norte, foi possível verificar que, para 169 Linhas de Transmissão localizadas na região de interesse em um espectro de 10 anos, as Linhas apresentaram “aproximadamente” 1 desligamento com corte de carga a cada 5 anos. As equações abaixo mostram como esse valor foi obtido.

$$\text{Desligamentos por ano} = \frac{\text{Quantidade de desligamentos}}{\text{Anos}} = \frac{215}{10} = 21,5 \quad (1)$$

$$\text{Taxa de desligamentos por Km} = \frac{\text{Desligamentos por ano}}{\text{Km total das LTs}} = \frac{21,5}{20840} = 0,0010317 \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \text{Tx de desl. da LT analisada} &= \text{Tx de desl. por Km} * \text{Km LT em análise} \\ &= 0,0010317 * 230 = 0,2373 \quad (3) \end{aligned}$$

Outro dado importante é determinar o tempo médio que as linhas ficaram desligadas. Utilizando as linhas que tiveram desligamentos no período de análise, foi realizada a remoção dos outliers dos dados a fim de minimizar o impacto que valores muito discrepantes poderiam causar no tempo médio de desligamentos.

A metodologia para remoção dos outliers utilizou três medidas estatísticas: a média geral, o primeiro quartil (Q1) e o terceiro quartil (Q3). O intervalo interquartil (IQR) foi calculado subtraindo o valor do primeiro quartil do terceiro quartil.

Em seguida, para definir os limites de análise e identificar os outliers, o valor do IQR foi multiplicado por 1,5. O resultado desse cálculo representa uma medida de dispersão dos dados e é usado para determinar a distância além da qual um valor é considerado um outlier.

Os limites superior e inferior da análise foram obtidos somando e subtraindo o valor resultante do IQR multiplicado por 1,5, respectivamente, à média geral. Esses limites delimitam a faixa dentro da qual os valores são considerados não discrepantes e são usados para remover os outliers, ou seja, os valores que estão fora dessa faixa são considerados atípicos e são excluídos da análise.

O tempo de desligamento médio encontrado foi de 26 minutos e 5 segundos, a fim de garantir uma maior segurança no tempo que deverá ser suprido pela bateria em caso de falha da LT, foi colocado um fator de 20% ao tempo médio de desligamento, resultando em um tempo de 31 minutos e 18 segundos a ser suprido pelo banco de baterias.

As baterias vendidas no mercado são dimensionadas levando em consideração 2h e 4h para descarga, tempo suficiente para suprir o tempo médio de desligamento das linhas. A fim de manter a confiabilidade, o dimensionamento da bateria deve ser de 142,6 MW, mas vamos arredondar para 140MW.

O sistema de armazenamento mencionado utiliza racks de banco de baterias de íons-lítio (LFP) com capacidade nominal de 372,7 kWh por módulo. A Tabela 2 apresenta alguns detalhes técnicos sobre esse tipo de rack.

Tabela 2: Parâmetros do rack de baterias

Modelo	Outdoor
Tipo de Bateria	LFP
Configuração	1P416S
Tensão Nominal	1.331,2 V
Capacidade Nominal	280 Ah
Energia Nominal	372,7 kWh
Parâmetros Elétricos	
Variação de Tensão	1.164,8 -1.497,6 VDC
Corrente de Carga Nominal	140 A
Max. Corrente de Carga	160 A
Corrente de Descarga Nominal	140 A
Max. Corrente de Descarga	160 A
Condições de Operação	
Temperatura Ambiente	Carga: -30 – 50 °C
	Descarga: -30 – 50°C
	Armazenagem: -40 – 60 °C
Umidade Ambiente	RH ≤ 85%
Altitude	≤ 2000 m
Vida Útil	10.000 ciclos
Certificações	IEC62619, IEC62477-1, IEC61000-6-2/-4, UL1973, UL9540A

Fonte: Adaptado CATL, 2023

4.1.3 Estudo socioambiental

Nesta seção são apresentadas as avaliações socioambientais preliminares para as linhas de transmissão que compõem as alternativas estudadas e para o banco de baterias ao lado da subestação. Essas avaliações estão contidas no Relatório Técnico de Caracterização e Análise Socioambiental – R3, elaborado pela EDP Transmissão Aliança SC S.A [52].

Como informado anteriormente, o projeto de implantação da Linha de Transmissão será executado na mesorregião de Macapá, abrangendo os municípios de Laranjal do Jari, Mazagão, Santana e Macapá. A extensão da diretriz em estudo é de aproximadamente 217 km, com uma faixa de servidão de 35m. Ela cruza 15 pontos com rodovias federal, estadual e estradas vicinais, além de atravessar 22 corpos d'água e 3 áreas sujeitas à inundação. Também se encontra próximo a dois aeródromos. Foi levado em consideração o paralelismo com as linhas de transmissão já existentes, LT 230 kV Laranjal – Macapá C1 e C2, visando a mitigação dos impactos na vegetação [52].

A linha apresenta interferência e proximidade com áreas de interesse socioambiental. Ela intercepta a Reserva Extrativista Rio Cajari e se aproxima da APA do rio Curiaú, que são unidades de conservação Federal e Estadual, respectivamente. Há também a travessia do território Quilombola Igarapé do Lago do Maracá e se aproxima de outras oito comunidades sem Relatório Técnico de Identificação e Delimitação (RTID) [52].

A cobertura vegetal e o solo interceptado estão detalhados na Tabela abaixo:

Tabela 3: Tipo de vegetação e solo do projeto

Categoria de uso	Classe de uso e ocupação	Extensão (KM)	Percentual %
Natural Bioma	Formação Campestre	63,0400	29,05%
Amazônia	Formação Florestal	124,0800	57,18%
Antrópico	Pastagem	11,3000	5,21%
Corpo Hídrico	Rios	1,5300	0,71%
Não classificado	Não classificado	17,0000	7,83%

Fonte: Adaptado EPE, 2021

As proximidades da SE Macapá III apresenta vegetação campestre e fragmentos de formação de floresta natural, sendo que há áreas urbanas de baixa e alta

edificações. Para estimar a área demandada pelo banco de baterias foi utilizada a Tabela 8.1 – Estimativa de áreas demandadas pelos módulos e equipamentos presente no documento, ONS NT 0129/2020 / EPE-DEE-NT-085/2020 [45].

De acordo com a Tabela do documento, para o Banco de Baterias de 25MW/50MWh a área estimada é de 3.500 m². Ressalta-se que existe um fator de segurança de 33%, fazendo uma regra de 3 para um banco de baterias de 140 MW/280MWh, obtemos uma área de 19.600 m² com o fator de segurança e 13.132m² sem o fator de segurança. No entanto, ao considerar as medidas de um banco de bateria disponível no mercado, a área de um módulo com 1,927MW/3,854MW é de 14,527 m². Para a potência estabelecida no projeto são necessários 73 módulos resultando em 1.062,26m², considerando apenas o espaço dos módulos. Com base nessas estimativas iremos adotar a área de 13.132m² para o banco de baterias.

4.2 Estimação de custos econômicos

Na estimativa de custos econômica não se leva em consideração os custos afundados, inflação, depreciação, encargos financeiros e transferências. Uma vez que só se considera os custos sob a ótica da sociedade, apenas levando em consideração os custos que a sociedade terá que abrir mão em função daquele projeto. Por exemplo, os insumos dos materiais e equipamentos utilizados na construção devem ser apurados, mas os impostos e tarifas são considerados apenas transferências monetárias entre agentes econômicos, não comprometendo um insumo real a partir da ótica da sociedade [6].

A estimativa de custos do empreendimento é dividida entre o investimento necessário para implantação do projeto e os custos operacionais, incluindo os custos de O&M, esses custos são chamados de *Capital Expenditure (CapEx)* e *Operating Expense (OpEx)*, respectivamente [6].

A remuneração do sistema de transmissão é feita através da Receita Anual Permitida (RAP). A receita é definida com objetivo de garantir a cobertura dos custos de administração, operação e manutenção, acrescido de uma rentabilidade adequada sobre o capital investido. Devido a isso, não serão considerados os custos de operação das alternativas.

Apesar do Guia ACB não considerar os custos de inflação, realizaremos uma correção nos valores das alternativas apresentadas para equiparar os preços, já que as estimativas foram feitas em datas distintas. Nesse sentido, para garantir a comparabilidade das alternativas ao longo do tempo, aplicaremos um índice de correção inflacionária aos valores estimados, com base nas taxas inflacionárias acumuladas entre as datas das estimativas e a data de análise. Ao efetuar essa correção, poderemos obter uma visão mais precisa dos custos e benefícios das alternativas em um mesmo contexto econômico, permitindo uma tomada de decisão mais embasada e coerente com a realidade atual.

Para a LT 230 kV Laranjal do Jari - Macapá III, C1, os preços estimados pela EPE estão apresentados na Tabela 4. O valor total do projeto, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo de Preços (IPCA), que considera a variação de preços de bens e serviços, bem como de matérias-primas, se encontra no Quadro 5.

Tabela 4: Custos da solução normativa

Descrição	Custo Total (R\$ x 1000)
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 230 km	172.327,50
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ	9.961,60
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	5.032,92
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	13.442,40
MIM - 230 kV	3.201,10
MIG-A	2.327,22
LT 230 kV LARANJAL DO JARI - MACAPÁ III, C1	Total: 206.292,74

Fonte: Adaptado EPE, 2021

Quadro 5: Atualização dos valores da alternativa normativa pelo IPCA

Data inicial	06/2020
Data final	08/2022
Valor nominal	R\$ 206.292.740,00
Índice de correção no período	1,203
Valor percentual correspondente	20,279 %
Valor corrigido na data final	R\$ 248.128.783,90

Fonte: Produzido pelo autor, 2023

A escolha do valor do banco de baterias visa fazer um paralelo com o custo da solução implementada pela Isa CTEEP para atendimento do litoral sul de São Paulo, com capacidade de 30MW/60MWh. Os valores estão apresentados na Quadro 6, juntamente com o valor corrigido pelo IPCA.

Quadro 6: Atualização dos valores da alternativa proposta pelo IPCA

Data inicial	08/2021
Data final	08/2022
Valor nominal	R\$ 129.977.004,00
Índice de correção no período	1,097
Valor percentual correspondente	9,673 %
Valor corrigido na data final	R\$ 142.549.666,60

Fonte: Produzida pelo autor, 2023

Dado que não foi possível obter os valores de um banco de baterias no mercado nacional, utilizou-se o valor corrigido pelo IGP-M para a alternativa proposta. Dividiu-se o valor corrigido pela capacidade do banco de baterias, obtendo um valor R\$/MW. Assim, multiplicou-se o valor de R\$4.751.655,57 por 140, obtendo um preço de R\$665.231.780 para o banco de baterias de 140MW/280MWh.

Ressalta-se que o custo da alternativa do Banco de Baterias, ainda leva em conta metade do valor da LT 230 kV LARANJAL DO JARI - MACAPÁ III, uma vez que o banco atuará somente para atendimento do critério de confiabilidade N-1. Portanto, o custo do banco de baterias é R\$ 789.296.172.

Tabela 5 – Custos das alternativas

Descrição da Alternativa	Custo Total
LT 230 kV LARANJAL DO JARI - MACAPÁ III - com redundância	R\$ 248.128.783,90
Banco de Baterias e LT 230 kV LARANJAL DO JARI - MACAPÁ III sem redundância	R\$ 789.296.172,00.

Fonte: Produzida pelo autor, 2023

4.3 Estimação de benefícios econômicos

As duas alternativas apresentam o benefício do aumento da confiabilidade no fornecimento de energia para Macapá e parte do estado do Amapá, contribuindo para

aumentar a disponibilidade da entrega de energia elétrica e, conseqüentemente, na diminuição da Energia Não Suprida (ENS).

Cabe ressaltar que a alternativa proposta do banco de baterias oferece maior flexibilidade de utilização dentro do sistema elétrico, uma vez que pode ser realocado para outros pontos do sistema, além de diminuir os impactos socioambientais da construção da linha de transmissão, dispensando até mesmo o relatório de impactos socioambientais, uma vez que é uma solução de baixo impacto ambiental.

Por outro lado, a alternativa normativa oferece uma solução consolidada e amplamente utilizada no sistema para mitigar contingências na rede. Outra vantagem da solução normativa é a vida útil de 30 anos, em comparação com apenas 15 do banco de baterias.

Como mostrado na seção 4.2.2 – Estudo de Engenharia, a estimativa de desligamento das linhas da região Norte é de aproximadamente 1 desligamento a cada 5 anos, ou seja, a LT pode apresentar alguma falha dentro desse período. Entretanto o banco de baterias oferece a confiabilidade de falhar apenas algumas células do banco, inutilizando apenas uma pequena parte do sistema, mas mantendo sua capacidade de oferecer potência a rede.

4.4 Indicadores de viabilidade

A Receita Anual Permitida (RAP) é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. O recebimento da RAP depende apenas da disponibilidade das linhas e não do volume de energia transportado. A RAP é obtida como resultado do próprio leilão de transmissão e é paga às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada quatro ou cinco anos, de acordo com os contratos de concessão. As concessões leiloadas após novembro de 2006, tem a RAP ajustada anualmente pelo IPCA, sem redução.

A ANEEL realizou o leilão de transmissão nº 01/2022 no dia 30/06/2022, e o lote 4, que incluía a linha de transmissão em análise, foi arrematado pela Zopone Engenharia E Comércio LTDA com um deságio de 5% na RAP, conforme Tabela 6.

Tabela 6 – Resultado Leilão Transmissão nº 01/2022

Empreendimentos	RAP - Receita Anual Permitida (R\$)	Deságio	Concessionária
LT 230 kV Laranjal do Jari - Macapá III C1, CS	R\$ 38.893.000	5%	Zopone Engenharia E Comércio LTDA

Fonte: Produzida pelo autor, 2023

Como não foi possível obter uma base para o fluxo de caixa do projeto da LT e do banco de baterias, considerou-se o valor da RAP permitida para a empresa vencedora do leilão, com um acréscimo de 10% na RAP a cada 5 anos. A taxa de desconto considerada foi de 8%, com base no Parâmetros de Custo – Geração e Transmissão.

O cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) considerou apenas 15 anos, que representa a vida útil do sistema de armazenamento. Para o investimento mostrado na Tabela 4, o VPL foi R\$ -430.718.687,11. Para a solução normativa, considerando 15 anos, que representa metade de sua vida útil, o VPL foi de R\$ 110.448.700,99. Para um projeto ser tido como viável é necessário que VPL seja positivo, caso contrário o projeto é inviável financeiramente.

A utilização do banco de baterias com a função de *peak shaving* é uma alternativa promissora para otimizar o aproveitamento do sistema de armazenamento de energia. Essa estratégia permitiria que o banco de baterias fosse mais eficiente, evitando períodos de ociosidade e aproveitando ao máximo os momentos de maior demanda de energia.

A aplicação de *peak shaving* consiste em utilizar o sistema de armazenamento para reduzir ou nivelar os picos de consumo de energia elétrica durante períodos de alta demanda, aliviando a sobrecarga da rede elétrica. Dessa forma, o sistema de armazenamento pode fornecer energia adicional ao sistema durante os momentos de maior consumo, evitando a necessidade de acionar fontes de energia mais caras e poluentes, como usinas termelétricas.

No cenário mencionado, a remuneração do sistema de armazenamento da Isa CTEEP está enquadrada como Demais Instalações de Transmissão (DIT), e o sistema de armazenamento foi classificado como RCDM, que corresponde aos reforços em

operação comercial, pertencente à Receita Anual Permitida das DIT, autorizado por meio de resolução da ANEEL.

Essa classificação pode proporcionar incentivos financeiros e regulatórios para a utilização do sistema de armazenamento de energia, especialmente quando operando com a função de *peak shaving*. Além disso, ao atuar nos momentos de pico de consumo, o banco de baterias pode ajudar a estabilizar a rede elétrica, melhorando sua eficiência e confiabilidade.

É importante ressaltar que a aplicação do sistema de armazenamento com *peak shaving* deve ser bem planejada e considerar as características específicas da demanda de energia na região em questão. Um gerenciamento adequado do sistema é essencial para garantir sua eficácia e maximizar os benefícios ambientais e econômicos.

Com um investimento de R\$ 665.231.780 para o banco de baterias de 140MW/280MWh, a Receita Anual Permitida de acordo com o RCDM seria de R\$ 129.820.172,00. Considerando para essa receita, um acréscimo de 10% na RAP a cada 5 anos e uma taxa de desconto de 8%, obtemos um VPL de R\$ 531.656.882,83.

5. CONCLUSÃO SOBRE A UTILIZAÇÃO DE BANCOS DE BATERIAS COMO ALTERNATIVA NA CONFIABILIDADE DA TRANSMISSÃO

Ao considerar a utilização de bancos de baterias como uma alternativa para melhorar a confiabilidade na transmissão de energia elétrica, é importante avaliar diversos aspectos, como o custo, vida útil e flexibilidade operativa do sistema. Nesse sentido, a solução proposta com o uso de bancos de baterias pode enfrentar desafios do ponto de vista econômico e de vida útil quando comparada a outras alternativas, como a solução apresentada pela EPE, que possui uma vida útil de 30 anos, o dobro da vida útil dos bancos de baterias.

No entanto, é válido ressaltar que o uso de bancos de baterias oferece benefícios em termos de tempo de implantação e flexibilidade operativa do sistema. A rapidez na implantação dos bancos de baterias pode ser uma vantagem significativa em situações emergenciais ou de necessidade imediata de aumento de capacidade de armazenamento de energia. Além disso, a flexibilidade operativa proporcionada pelos bancos de baterias permite o uso mais versátil e adaptável do sistema de armazenamento de energia, atendendo a diferentes demandas e necessidades.

Embora a utilização de armazenamento de energia ainda seja considerada caro, é importante destacar que os preços das baterias têm diminuído nos últimos anos, e espera-se que essa tendência de redução de custos continue no futuro. Com a evolução tecnológica e a escala de produção, é possível vislumbrar um cenário no qual o armazenamento de energia se torne mais acessível e lucrativo, impulsionando sua viabilidade como solução para a confiabilidade da transmissão.

No contexto brasileiro, o armazenamento de energia apresenta oportunidades significativas, impulsionado pelo aumento da produção de energia renovável intermitente e pela necessidade de garantir a estabilidade do sistema elétrico. No entanto, existem desafios a serem superados, como as barreiras regulatórias, carga tributária e a falta de incentivos específicos para o desenvolvimento do mercado de armazenamento de energia.

Para impulsionar o mercado de armazenamento de energia no Brasil, é necessário estabelecer uma regulação clara e precisa dos serviços ancilares e auxiliares, garantindo segurança jurídica e financeira ao mercado. Além disso, a

integração dos sistemas de armazenamento com energias renováveis, a realização de leilões de reserva de capacidade, a redução da carga tributária e o apoio de bancos de fomento são medidas essenciais para estimular o investimento e viabilizar a adoção em larga escala do armazenamento de energia. Apesar dos desafios econômicos, regulatórios e de financiamento, espera-se que o mercado de armazenamento de energia cresça nos próximos anos, impulsionado pela necessidade de equilibrar a oferta e demanda de energia elétrica e pela busca por soluções sustentáveis e confiáveis para o setor energético.

Este trabalho visa instigar diversas oportunidades de pesquisas futuras na utilização do armazenamento de energia com aplicações na confiabilidade dos sistemas de transmissão. Sugere-se como trabalhos futuros a avaliação do desempenho de sistemas de armazenamento de energia em aplicações de confiabilidade, bem como o desenvolvimento de estratégias avançadas de controle e operação desses sistemas. Esses estudos podem contribuir para avanços significativos na área, buscando aprimorar a confiabilidade das redes elétricas por meio da utilização eficiente do armazenamento de energia. Com a contínua evolução das tecnologias e a crescente importância do armazenamento na engenharia elétrica.

REFERÊNCIAS:

- [1] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/transmissao/expansao>>. Acesso em: 15 jul. 2023.
- [2] GÜNEY, Taner. Renewable energy, non-renewable energy and sustainable development. *International Journal of Sustainable Development & World Ecology*, v. 26, n. 5, p. 389-397, 2019.
- [3] DENHOLM, Paul et al. *Inertia and the power grid: A guide without the spin*. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2020.
- [4] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão*. Brasília: Ministério de Minas e Energia: EPE, 2021
- [5] KORTE, R. et al. Grid Forming Energy Storage System addresses challenges of grids with high penetration of renewables (A case study) S. CHEREVATSKIY1, S. SPROUL1, S. ZABIHI1.
- [6] Ministério da Economia. *Guia Prático de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura*. Brasília, 2021.
- [7] TRIVIÑOS, Augusto Nivaldo Silva. *Três enfoques na pesquisa em ciências sociais: o positivismo, a fenomenologia e o marxismo*. 1987.
- [8] DA FONSECA, João José Saraiva. *Apostila de metodologia da pesquisa científica*. João José Saraiva da Fonseca, 2002.
- [9] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>.
- [10] Microsoft Power BI. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>.
- [11] Matriz elétrica brasileira apresenta expansão de 2.746 MW no primeiro trimestre de 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/matriz-eletrica-brasileira-apresenta-expansao-de-2-746-mw-no-primeiro-trimestre-de-2023>>.
- [12] GÖNEN, Turan. *Electrical Power Transmission System Engineering*. Apple Academic Press, 2014.
- [13] MOURA, A. P.; MOURA, A. A. F.; ROCHA, E. P. *Transmissão de energia elétrica em corrente alternada*. 2019.

- [14] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/transmissao/instalacoes>>. Acesso em: 15 jul. 2023.
- [15] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>>. Acesso em: 15 jul. 2023.
- [16] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/glossario#:~:text=ao%20sistema%20el%C3%A9trico.->>>. Acesso em: 15 jul. 2023.
- [17] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Processo nº 48500.003183/2021-43 Assunto: Análise de Impacto Regulatório. ANEEL – Consulta Processual. Brasília - DF, abril de 2022.
- [18] YANG, Yuqing et al. Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 91, p. 109-125, 2018.
- [19] OLABI, Abdul Ghani et al. Critical review of flywheel energy storage system. *Energies*, v. 14, n. 8, p. 2159, 2021.
- [20] CANALES, Fausto Alfredo; BELUCO, Alexandre; MENDES, Carlos André Bulhões. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental-REGENT/UFES*, Santa Maria, v. 19, n. 2, p. 1230-1249, 2015.
- [21] BUDT, Marcus et al. A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments. *Applied energy*, v. 170, p. 250-268, 2016.
- [22] AMIRYAR, Mustafa E.; PULLEN, Keith R. A review of flywheel energy storage system technologies and their applications. *Applied Sciences*, v. 7, n. 3, p. 286, 2017.
- [23] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL. Abertura da Tomada de Subsídios para obter contribuições para as adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional – SIN. Brasília, 2020.
- [24] TAIBI, Emanuele et al. Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition. 2018.
- [25] OLABI, A. G. et al. Critical review of energy storage systems. *Energy*, v. 214, p. 118987, 2021.
- [26] ALVA, Guruprasad; LIN, Yaxue; FANG, Guiyin. An overview of thermal energy

storage systems. *Energy*, v. 144, p. 341-378, 2018

[27] DA SILVA, Juliana Oliveira. *Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em Smart Grids*. 2020. Tese de Doutorado. Instituto Politecnico do Porto (Portugal).

[28] BUENO, A. F. M.; BRANDAO, C. A. L. *Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil*. Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia, 2016.

[29] HADJIPASCHALIS, Ioannis; POULLIKKAS, Andreas; EFTHIMIOU, Venizelos. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and sustainable energy reviews*, v. 13, n. 6-7, p. 1513-1522, 2009.

[30] Kim, J., Lee, J., & Kim, J. (2020). Economic analysis of a battery energy storage system for a photovoltaic power plant in South Korea. *Applied Energy*, 270, 115632.

[31] TANG, Yuxin et al. Rational material design for ultrafast rechargeable lithium-ion batteries. *Chemical Society Reviews*, v. 44, n. 17, p. 5926-5940, 2015.

[32] LIU, Juelin et al. Coordinated control parameter setting of DFIG wind farms with virtual inertia control. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 122, p. 106167, 2020.

[33] Chen, Y., Wang, Y., Li, X., & Fan, S. (2021). Voltage regulation of a distribution system with high penetration of distributed energy resources using a battery energy storage system. *Energy*, 214, 118573.

[34] AMROUCHE, S. Ould et al. Overview of energy storage in renewable energy systems. *International journal of hydrogen energy*, v. 41, n. 45, p. 20914-20927, 2016.

[35] HADJIPASCHALIS, Ioannis; POULLIKKAS, Andreas; EFTHIMIOU, Venizelos. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and sustainable energy reviews*, v. 13, n. 6-7, p. 1513-1522, 2009.

[36] ECKROAD, Steven; GYUK, I. EPRI-DOE handbook of energy storage for transmission & distribution applications. Electric Power Research Institute, Inc, p. 3-35, 2003.

[37] LI, Shujuan; XU, Qingshan; HUANG, Jiyuan. Research on the integrated application of battery energy storage systems in grid peak and frequency regulation. *Journal of Energy Storage*, v. 59, p. 106459, 2023.

[38] HARTMANN, Bálint; VOKONY, István; TÁCZI, István. Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics—Overview of recent experiences and

marketisation of services. International Transactions on Electrical Energy Systems, v. 29, n. 12, p. e12128, 2019.

[39] Wang, Y., Wang, Y., Li, X., & Fan, S. (2019). Performance analysis of a battery energy storage system used for wind farm reserve. Applied Energy, 236, 723-732.

[40] YANG, Ye et al. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving. IEEE Transactions on smart grid, v. 5, n. 2, p. 982-991, 2013.

[41] ZHANG, Zhanqiang et al. Regional coordinated voltage regulation in active distribution networks with PV-BESS. IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs, v. 70, n. 2, p. 596-600, 2022.

[42] REIHANI, Ehsan et al. Energy management at the distribution grid using a Battery Energy Storage System (BESS). International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 77, p. 337-344, 2016.

[43] HIDALGO-LEÓN, Ruben et al. A survey of battery energy storage system (BESS), applications and environmental impacts in power systems. In: 2017 IEEE second Ecuador technical chapters meeting (ETCM). IEEE, 2017. p. 1-6.

[44] PARKER, C. D.; GARCHE, J. Battery energy-storage systems for power-supply networks. In: Valve-regulated lead-acid batteries. Elsevier, 2004. p. 295-326.

[45] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica. ANÁLISES DE MÉDIO PRAZO DO GRUPO DE ATENDIMENTO AO LITORAL DE SÃO PAULO. ONS NT 0129/2020 / EPE-DEE-NT-085/2020. Dezembro, 2020.

[46] Isa CTEEP. Processo 8500.004306/2021-63. Assunto: Relatório de acompanhamento de obra. SE Registro - instalação de bancos de baterias com a capacidade de 30 mW. 16 nov. 2021.

[47] MANUAL, DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR. ELÉTRICO MCPSE. ANEEL. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/informacoes-economico-financeiras/> Acesso em, v. 21, 2022.

[48] REVISTAOE.COM.BR. Sistema inédito de baterias resistiu aos picos de consumo no verão | Revista O Empreiteiro. Disponível em: <<https://revistaoe.com.br/sistema-inedito-de-baterias-resistiu-aos-picos-de-consumo-no-verao/>>. Acesso em: 5 jun. 2023.

[49] Controladoria-Geral da União (CGU). Secretaria de Energia Elétrica. Relatório de consultoria. Brasília. 27 abril. 2021.

[50] ONS. Análise da perturbação do dia 03/11/2020 às 20h48min com início nos transformadores de 230/69/13,8 kv da SE macapá, com desligamento da UHE coaracy nunes e do sistema amapá. http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/DGL-REL-0016_2020%20-%20RAP%2003.11.2020_20h48min_Amap%C3%A1_VF.pdf.

[51] EPE. Estudos para a expansão da transmissão. Análise técnico-econômica e socioambiental de alternativas: Relatório.r1. https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/editais_transmissao/edital_transmissao.cfm. Brasília. 10 nov. 2022.

[52] EDP. Caracterização e Análise Socioambiental R3. https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/editais_transmissao/edital_transmissao.cfm. Brasília. 10 nov. 2022.

ANEXO:**Tabela 7 – Estimativas de área demandadas pelos módulos e equipamentos**

Módulo	Equipamento Estimativa de área necessária (m2)
Banco de Baterias, 25 MW/50 MWh	3.500
2 TRs 138/34,5 kV, 30 MVA cada	1.000
2 CTs, 138 kV, BD5	1.500
2 CTs, 34,5 kV, BPT2	1.500
Total	7.500

Fonte: ONS, 2020

Tabela 8 – Fluxo de caixa e VPL da solução normativa

Período	Fluxo de caixa	Valor Presente
0	-248.128.783,90	-248.128.783,90
1	38.893.000,00	36.012.037,04
2	38.893.000,00	33.344.478,74
3	38.893.000,00	30.874.517,35
4	38.893.000,00	28.587.516,06
5	38.893.000,00	26.469.922,28
6	42.782.300,00	26.960.106,03
7	42.782.300,00	24.963.061,14
8	42.782.300,00	23.113.945,50
9	42.782.300,00	21.401.801,39
10	42.782.300,00	19.816.482,77
11	47.060.530,00	20.183.454,67
12	47.060.530,00	18.688.383,95
13	47.060.530,00	17.304.059,21
14	47.060.530,00	16.022.277,05
15	47.060.530,00	14.835.441,71
Valor Presente Líquido (VPL)		110.448.700,99

Fonte: Produzida pelo autor, 2023

Tabela 9 – Fluxo de caixa e VPL da solução proposta operando apenas como fornecimento de potência

(continua)

Período	Fluxo de caixa	Valor Presente
0	-789.296.172,00	-789.296.172,00
1	38.893.000,00	36.012.037,04
2	38.893.000,00	33.344.478,74
3	38.893.000,00	30.874.517,35
4	38.893.000,00	28.587.516,06
5	38.893.000,00	26.469.922,28
6	42.782.300,00	26.960.106,03
7	42.782.300,00	24.963.061,14
8	42.782.300,00	23.113.945,50

Tabela 9 – Fluxo de caixa e VPL da solução proposta operando apenas como fornecimento de potência

(conclusão)

Período	Fluxo de caixa	Valor Presente
9	42.782.300,00	21.401.801,39
10	42.782.300,00	19.816.482,77
11	47.060.530,00	20.183.454,67
12	47.060.530,00	18.688.383,95
13	47.060.530,00	17.304.059,21
14	47.060.530,00	16.022.277,05
15	47.060.530,00	14.835.441,71
Valor Presente Líquido (VPL)		-430.718.687,11

Fonte: Produzida pelo autor, 2023

Tabela 10 – Fluxo de caixa e VPL da solução proposta operando com função de *peak shaving*

Período	Fluxo de caixa	Valor Presente
0	-665.231.780,00	-665.231.780,00
1	129.820.172,00	120.203.862,96
2	129.820.172,00	111.299.873,11
3	129.820.172,00	103.055.438,07
4	129.820.172,00	95.421.701,92
5	129.820.172,00	88.353.427,70
6	142.802.189,20	89.989.602,29
7	142.802.189,20	83.323.705,82
8	142.802.189,20	77.151.579,46
9	142.802.189,20	71.436.647,65
10	142.802.189,20	66.145.044,12
11	157.082.408,12	67.369.952,35
12	157.082.408,12	62.379.585,51
13	157.082.408,12	57.758.875,47
14	157.082.408,12	53.480.440,25
15	157.082.408,12	49.518.926,16
Valor Presente Líquido (VPL)		531.656.882,83

Fonte: Produzida pelo autor, 2023

Tabela 11 – RAP estimada para a solução com *peak shaving*

RECEITA ANUAL PERMITIDA	R\$	129.820.172,00
ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS	R\$	1.817.482,41
TFSEE	R\$	519.280,69
P&D	R\$	1.298.201,72
RGR	R\$	-
PIS/COFINS	R\$	-
RECEITA REQUERIDA	R\$	128.002.689,60
Custos Operacionais - O&M	R\$	13.304.635,60
O&M incremental		2,00%
Remuneração - CAAE	R\$	114.698.054,00
Remuneração Bruta do Capital	R\$	68.131.829,40
Remuneração Líquida do Capital	R\$	44.967.007,40
Quota de Reintegração Regulatória	R\$	46.566.224,60
Investimento com incidência do Reidi	R\$	665.231.780,00
Investimento	R\$	-
Vida Útil (anos)		15
Taxa de Depreciação		7,00%
Qtd de ciclos até a revisão		1

Fonte: ANEEL, 2021

Tabela 12 – Informações para o cálculo da RAP

INFORMAÇÕES ADICIONAIS	
Taxa de Remuneração	
WACC	6,76%
Encargos Setoriais e Tributos	
TFSEE	0,40%
P&D	1,00%
RGR	0,00%
PIS/COFINS	0,00%

Fonte: ANEEL, 2021

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV BALBINA / LECHUGA C 1 AM	2	27/02/2022 21:51		21:51:00	78660,00
LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS III C 1 MA	1	28/05/2019 19:22		19:22:00	69720,00
LT 500 kV MIRANDA II / SAO LUIS II C 2 MA	1	21/11/2016 13:37		13:37:00	49020,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	11/12/2013 18:08		18:08:00	65280,00
LT 230 kV BALBINA / MANAUS C 1 AM	1	11/12/2013 18:08		18:08:00	65280,00
LT 230 kV BALBINA / MANAUS C 2 AM	1	11/12/2013 18:08		18:08:00	65280,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 2 PA	1	17/05/2020 21:18	17/05/2020 21:18	0:00:00	0,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	07/10/2016 17:19	07/10/2016 17:19	0:00:00	0,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	07/10/2016 18:24	07/10/2016 18:24	0:00:00	0,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	07/01/2020 21:37	07/01/2020 21:37	0:00:00	0,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	30/03/2020 11:47	30/03/2020 11:47	0:00:00	0,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV GUAMA / MARITUBA C 1 PA	3	14/07/2022 17:44	14/07/2022 17:44	0:00:00	0,00
LT 230 kV GUAMA / MARITUBA C 2 PA	3	14/07/2022 17:44	14/07/2022 17:44	0:00:00	0,00
LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / LECHUGA C 2 AM	1	14/05/2018 08:45	14/05/2018 08:45	0:00:00	0,00
LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 1 PA/AP	1	13/11/2015 18:54	13/11/2015 18:54	0:00:00	0,00
LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 1 PA/AP	1	03/05/2017 17:39	03/05/2017 17:39	0:00:00	0,00
LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 2 PA/AP	1	03/05/2017 17:42	03/05/2017 17:42	0:00:00	0,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1 AP	1	17/04/2017 19:05	17/04/2017 19:05	0:00:00	0,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1 AP	1	04/04/2020 20:20	04/04/2020 20:20	0:00:00	0,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1 AP	1	30/04/2021 01:09	30/04/2021 01:09	0:00:00	0,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 2 AP	1	17/04/2017 19:05	17/04/2017 19:05	0:00:00	0,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 2 AP	1	30/04/2021 01:09	30/04/2021 01:09	0:00:00	0,00
LT 230 kV MIRANDA II / PERITORO C 1 MA	1	07/09/2016 13:37	07/09/2016 13:37	0:00:00	0,00
LT 230 kV VILA DO CONDE / GUAMA C 1 PA	1	22/02/2017 18:07	22/02/2017 18:07	0:00:00	0,00
LT 230 kV VILA DO CONDE / GUAMA C 2 PA	1	22/02/2017 18:07	22/02/2017 18:07	0:00:00	0,00
LT 500 kV IMPERATRIZ / P.DUTRA C 1 MA	4	19/04/2022 19:57	19/04/2022 19:57	0:00:00	0,00
LT 500 kV JURUPARI / ORIXIMINA C 1 PA	1	21/07/2015 15:00	21/07/2015 15:00	0:00:00	0,00
LT 500 kV JURUPARI / ORIXIMINA C 2 PA	1	18/04/2021 10:47	18/04/2021 10:47	0:00:00	0,00
LT 500 kV MIRANDA II / P.DUTRA C 2 MA	1	07/09/2016 13:37	07/09/2016 13:37	0:00:00	0,00
LT 500 kV TUCURUI / VILA DO CONDE C 2 PA	1	17/02/2018 14:26	17/02/2018 14:26	0:00:00	0,00
LT 500 kV TUCURUI / VILA DO CONDE C 2 PA	1	17/02/2018 14:27	17/02/2018 14:27	0:00:00	0,00
LT 500 kV TUCURUI / VILA DO CONDE C 3 PA	3	14/07/2022 17:44	14/07/2022 17:44	0:00:00	0,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 1 PA	1	01/02/2017 22:06	01/02/2017 22:06	0:00:00	0,00
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 2 PA	1	11/06/2017 14:06	11/06/2017 14:06	0:00:00	0,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	23/08/2013 15:56	23/08/2013 15:57	0:01:00	60,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	28/09/2015 14:36	28/09/2015 14:37	0:01:00	60,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	26/03/2015 13:14	26/03/2015 13:15	0:01:00	60,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	15/04/2017 14:18	15/04/2017 14:19	0:01:00	60,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	19/07/2017 13:32	19/07/2017 13:33	0:01:00	60,00
LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 1 AM	1	30/09/2013 14:53	30/09/2013 14:54	0:01:00	60,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	09/06/2013 16:08	09/06/2013 16:10	0:02:00	120,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	11/01/2015 07:24	11/01/2015 07:26	0:02:00	120,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	17/10/2015 15:48	17/10/2015 15:50	0:02:00	120,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV CARAJAS / INTEGRADORA C 2 PA	1	16/09/2014 13:08	16/09/2014 13:10	0:02:00	120,00
LT 230 kV CARAJAS / INTEGRADORA C 3 PA	1	16/09/2014 13:08	16/09/2014 13:10	0:02:00	120,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	09/01/2016 04:18	09/01/2016 04:20	0:02:00	120,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	16/12/2019 13:09	16/12/2019 13:11	0:02:00	120,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	20/04/2013 01:32	20/04/2013 01:34	0:02:00	120,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	07/01/2015 15:10	07/01/2015 15:12	0:02:00	120,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	18/02/2016 13:56	18/02/2016 13:58	0:02:00	120,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	18/11/2016 05:45	18/11/2016 05:47	0:02:00	120,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	26/04/2017 13:00	26/04/2017 13:02	0:02:00	120,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	10/12/2017 05:16	10/12/2017 05:18	0:02:00	120,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	10/12/2017 05:46	10/12/2017 05:48	0:02:00	120,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	26/02/2018 12:48	26/02/2018 12:50	0:02:00	120,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	13/02/2019 12:58	13/02/2019 13:00	0:02:00	120,00
LT 230 kV GERANORTE / MIRANDA II C 1 MA	1	26/03/2015 13:14	26/03/2015 13:16	0:02:00	120,00
LT 500 kV MIRANDA II / P.DUTRA C 2 MA	1	07/09/2016 13:37	07/09/2016 13:39	0:02:00	120,00
LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 2 AM	1	30/09/2013 14:53	30/09/2013 14:55	0:02:00	120,00
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 1 PA	1	13/11/2015 18:54	13/11/2015 18:56	0:02:00	120,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	05/09/2013 13:17	05/09/2013 13:20	0:03:00	180,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	08/01/2015 18:31	08/01/2015 18:34	0:03:00	180,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	05/10/2015 15:00	05/10/2015 15:03	0:03:00	180,00
LT 230 kV ALTAMIRA / SE PIMENTAL C 1 PA	1	17/11/2017 17:42	17/11/2017 17:45	0:03:00	180,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	25/07/2016 13:29	25/07/2016 13:32	0:03:00	180,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	14/10/2014 14:41	14/10/2014 14:44	0:03:00	180,00
LT 230 kV CAXIAS II / PERITORO C 1 MA	1	20/12/2021 23:27	20/12/2021 23:30	0:03:00	180,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	16/04/2014 11:47	16/04/2014 11:50	0:03:00	180,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	14/12/2015 05:51	14/12/2015 05:54	0:03:00	180,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	18/11/2016 07:04	18/11/2016 07:07	0:03:00	180,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	10/12/2017 05:06	10/12/2017 05:09	0:03:00	180,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	3	22/03/2022 05:16	22/03/2022 05:19	0:03:00	180,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	4	03/06/2022 05:03	03/06/2022 05:06	0:03:00	180,00
LT 230 kV LECHUGA / MANAUS C 1 AM	1	18/05/2017 00:56	18/05/2017 00:59	0:03:00	180,00
LT 230 kV LECHUGA / MANAUS C 2 AM	1	15/09/2020 14:38	15/09/2020 14:41	0:03:00	180,00
LT 230 kV MIRAMAR / UTINGA C 1 PA	1	22/02/2017 18:07	22/02/2017 18:10	0:03:00	180,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	25/07/2016 13:29	25/07/2016 13:32	0:03:00	180,00
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	29/01/2018 03:35	29/01/2018 03:38	0:03:00	180,00
LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS III C 1 MA	1	26/10/2020 11:55	26/10/2020 11:58	0:03:00	180,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	21/07/2015 15:00	21/07/2015 15:03	0:03:00	180,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	17/11/2017 17:42	17/11/2017 17:45	0:03:00	180,00
LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	1	04/02/2014 14:03	04/02/2014 14:06	0:03:00	180,00
LT 500 kV JURUPARI / ORIXIMINA C 1 PA	1	21/07/2015 14:55	21/07/2015 14:58	0:03:00	180,00
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 1 PA	1	26/04/2014 19:01	26/04/2014 19:04	0:03:00	180,00
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 1 PA	1	11/06/2017 14:06	11/06/2017 14:09	0:03:00	180,00
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 2 PA	1	11/12/2013 17:24	11/12/2013 17:27	0:03:00	180,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	29/04/2014 15:14	29/04/2014 15:18	0:04:00	240,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	21/07/2015 15:00	21/07/2015 15:04	0:04:00	240,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	22/11/2015 14:21	22/11/2015 14:25	0:04:00	240,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	12/07/2016 08:48	12/07/2016 08:52	0:04:00	240,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	17/11/2017 17:42	17/11/2017 17:46	0:04:00	240,00
LT 230 kV CARAJAS / MARABA C 1 PA	1	16/05/2014 23:27	16/05/2014 23:31	0:04:00	240,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	09/01/2016 03:19	09/01/2016 03:23	0:04:00	240,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	27/09/2019 12:35	27/09/2019 12:39	0:04:00	240,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	14/12/2015 06:27	14/12/2015 06:31	0:04:00	240,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	14/12/2015 06:36	14/12/2015 06:40	0:04:00	240,00
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 1 MA	1	12/10/2015 13:35	12/10/2015 13:39	0:04:00	240,00
LT 230 kV INTEGRADORA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	01/09/2015 07:32	01/09/2015 07:36	0:04:00	240,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	29/01/2017 03:43	29/01/2017 03:47	0:04:00	240,00
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	17/11/2017 17:42	17/11/2017 17:46	0:04:00	240,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	29/04/2014 15:14	29/04/2014 15:18	0:04:00	240,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	22/11/2015 14:21	22/11/2015 14:25	0:04:00	240,00
LT 500 kV ORIXIMINA / SILVES C 1 PA/AM	1	04/09/2014 13:13	04/09/2014 13:17	0:04:00	240,00
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 2 PA	1	26/04/2014 19:01	26/04/2014 19:05	0:04:00	240,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	11/07/2016 15:41	11/07/2016 15:46	0:05:00	300,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	23/10/2013 14:04	23/10/2013 14:09	0:05:00	300,00
LT 230 kV INTEGRADORA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	17/01/2018 20:59	17/01/2018 21:04	0:05:00	300,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1 AP	1	30/12/2020 20:26	30/12/2020 20:31	0:05:00	300,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	12/07/2016 08:48	12/07/2016 08:53	0:05:00	300,00
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	26/01/2019 08:59	26/01/2019 09:04	0:05:00	300,00
LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS III C 1 MA	1	28/04/2018 16:38	28/04/2018 16:43	0:05:00	300,00
LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS III C 1 MA	1	03/05/2018 12:15	03/05/2018 12:20	0:05:00	300,00
LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS III C 1 MA	1	15/04/2019 11:53	15/04/2019 11:58	0:05:00	300,00
LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS III C 1 MA	1	29/01/2020 17:03	29/01/2020 17:08	0:05:00	300,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	18/04/2015 23:31	18/04/2015 23:36	0:05:00	300,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	11/11/2017 14:43	11/11/2017 14:48	0:05:00	300,00
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 1 PA	1	08/03/2016 23:48	08/03/2016 23:53	0:05:00	300,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	07/07/2014 13:10	07/07/2014 13:16	0:06:00	360,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	26/03/2015 16:59	26/03/2015 17:05	0:06:00	360,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV CARAJAS / MARABA C 1 PA	1	05/06/2013 16:24	05/06/2013 16:30	0:06:00	360,00
LT 230 kV CASTANHAL / VILA DO CONDE C 1 PA	1	15/07/2016 14:27	15/07/2016 14:33	0:06:00	360,00
LT 230 kV CASTANHAL / VILA DO CONDE C 1 PA	1	03/05/2019 19:06	03/05/2019 19:12	0:06:00	360,00
LT 230 kV CASTANHAL / VILA DO CONDE C 1 PA	1	06/05/2019 16:55	06/05/2019 17:01	0:06:00	360,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	13/07/2016 12:44	13/07/2016 12:50	0:06:00	360,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	01/03/2018 13:42	01/03/2018 13:48	0:06:00	360,00
LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 1 PA/AP	1	13/11/2015 19:02	13/11/2015 19:08	0:06:00	360,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 2 AP	1	30/12/2020 20:26	30/12/2020 20:32	0:06:00	360,00
LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS III C 1 MA	1	26/10/2020 12:30	26/10/2020 12:36	0:06:00	360,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	31/03/2015 07:28	31/03/2015 07:34	0:06:00	360,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	15/04/2016 15:16	15/04/2016 15:22	0:06:00	360,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	11/12/2017 15:04	11/12/2017 15:10	0:06:00	360,00
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 2 PA	1	11/12/2013 18:14	11/12/2013 18:20	0:06:00	360,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	30/05/2015 16:12	30/05/2015 16:19	0:07:00	420,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	18/05/2017 00:56	18/05/2017 01:03	0:07:00	420,00
LT 230 kV CASTANHAL / UTINGA C 1 PA	1	15/07/2016 14:27	15/07/2016 14:34	0:07:00	420,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	22/02/2018 13:31	22/02/2018 13:38	0:07:00	420,00
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 1 MA	1	10/03/2016 17:46	10/03/2016 17:53	0:07:00	420,00
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 1 MA	1	24/03/2018 03:47	24/03/2018 03:54	0:07:00	420,00
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 1 MA	1	18/01/2019 14:39	18/01/2019 14:46	0:07:00	420,00
LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	04/01/2021 17:19	04/01/2021 17:26	0:07:00	420,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	07/02/2021 01:40	07/02/2021 01:47	0:07:00	420,00
LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS III C 1 MA	1	05/08/2019 12:44	05/08/2019 12:51	0:07:00	420,00
LT 500 kV GURUPI / PEIXE 2 C 1 TO	1	17/12/2017 15:09	17/12/2017 15:16	0:07:00	420,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	31/03/2015 07:28	31/03/2015 07:36	0:08:00	480,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	15/04/2016 15:16	15/04/2016 15:24	0:08:00	480,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	11/11/2017 14:43	11/11/2017 14:51	0:08:00	480,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	11/12/2017 15:04	11/12/2017 15:12	0:08:00	480,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	22/12/2021 22:39	22/12/2021 22:47	0:08:00	480,00
LT 230 kV BALBINA / LECHUGA C 1 AM	1	25/01/2019 10:38	25/01/2019 10:46	0:08:00	480,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 2 PA	1	15/07/2016 14:27	15/07/2016 14:35	0:08:00	480,00
LT 230 kV CAXIAS II / COELHO NETO C 1 MA	1	30/12/2021 01:27	30/12/2021 01:35	0:08:00	480,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	10/08/2015 18:31	10/08/2015 18:39	0:08:00	480,00
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 1 MA	1	14/04/2015 04:28	14/04/2015 04:36	0:08:00	480,00
LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / LECHUGA C 1 AM	1	18/04/2021 10:47	18/04/2021 10:55	0:08:00	480,00
LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	21/12/2021 14:18	21/12/2021 14:26	0:08:00	480,00
LT 230 kV SAO LUIS II / SAO LUIS III C 1 MA	1	15/03/2019 02:32	15/03/2019 02:40	0:08:00	480,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	12/11/2016 15:21	12/11/2016 15:29	0:08:00	480,00
LT 500 kV JURUPARI / ORIXIMINA C 1 PA	1	25/02/2017 18:49	25/02/2017 18:57	0:08:00	480,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	18/04/2015 23:31	18/04/2015 23:40	0:09:00	540,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	31/07/2016 08:19	31/07/2016 08:28	0:09:00	540,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 1 PA	1	03/05/2019 19:06	03/05/2019 19:15	0:09:00	540,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 1 PA	1	06/05/2019 16:55	06/05/2019 17:04	0:09:00	540,00
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 1 MA	1	24/11/2015 08:30	24/11/2015 08:39	0:09:00	540,00
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 1 MA	1	22/12/2019 15:11	22/12/2019 15:20	0:09:00	540,00
LT 230 kV INTEGRADORA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	05/12/2020 13:57	05/12/2020 14:06	0:09:00	540,00
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	31/07/2016 08:19	31/07/2016 08:28	0:09:00	540,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	14/06/2013 09:27	14/06/2013 09:36	0:09:00	540,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	02/10/2017 12:57	02/10/2017 13:06	0:09:00	540,00
LT 500 kV JURUPARI / ORIXIMINA C 2 PA	1	25/02/2017 18:49	25/02/2017 18:58	0:09:00	540,00
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 1 PA	1	29/01/2017 22:32	29/01/2017 22:41	0:09:00	540,00
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 2 PA	1	29/01/2017 22:32	29/01/2017 22:41	0:09:00	540,00
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 2 PA	1	13/11/2015 19:02	13/11/2015 19:11	0:09:00	540,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV INTEGRADORA / ONCA PUMA C 1 PA	1	08/04/2019 20:05	08/04/2019 20:15	0:10:00	600,00
LT 230 kV P.DUTRA / PERITORO C 1 MA	1	07/09/2016 13:37	07/09/2016 13:47	0:10:00	600,00
LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	31/12/2020 14:21	31/12/2020 14:31	0:10:00	600,00
LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 2 PA	1	21/12/2021 14:18	21/12/2021 14:28	0:10:00	600,00
LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 1 AM	1	30/09/2013 14:41	30/09/2013 14:51	0:10:00	600,00
LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 2 AM	1	30/09/2013 14:41	30/09/2013 14:51	0:10:00	600,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	14/06/2013 09:27	14/06/2013 09:38	0:11:00	660,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	02/10/2017 12:57	02/10/2017 13:08	0:11:00	660,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 1 PA	1	15/07/2016 14:27	15/07/2016 14:38	0:11:00	660,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	14/11/2015 15:33	14/11/2015 15:44	0:11:00	660,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C	1	22/03/2022 09:32	22/03/2022 09:43	0:11:00	660,00
1 MA					
LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / MAUA III C 2 AM	1	18/04/2021 10:47	18/04/2021 10:58	0:11:00	660,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1	1	11/11/2020 14:49	11/11/2020 15:00	0:11:00	660,00
AP					
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	11/12/2017 15:04	11/12/2017 15:15	0:11:00	660,00
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	05/12/2019 14:49	05/12/2019 15:00	0:11:00	660,00
LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 1	1	15/12/2020 18:58	15/12/2020 19:09	0:11:00	660,00
PA					
LT 500 kV IMPERATRIZ / COLINAS C 2	1	28/08/2013 15:08	28/08/2013 15:19	0:11:00	660,00
MA/TO					
LT 500 kV JURUPARI / ORIXIMINA C 2	1	26/11/2014 15:30	26/11/2014 15:41	0:11:00	660,00
PA					
LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 1	1	23/10/2016 15:28	23/10/2016 15:39	0:11:00	660,00
AM					
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	05/12/2019 14:47	05/12/2019 14:59	0:12:00	720,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	13/04/2014 00:11	13/04/2014 00:23	0:12:00	720,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	28/02/2015 15:38	28/02/2015 15:50	0:12:00	720,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 2 PA	1	06/05/2019 16:55	06/05/2019 17:07	0:12:00	720,00
LT 230 kV LARANJAL / STO.ANT.JARI C 1 AP	1	08/04/2021 18:50	08/04/2021 19:02	0:12:00	720,00
LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	12/10/2021 15:56	12/10/2021 16:08	0:12:00	720,00
LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 2 TO	1	04/02/2014 14:03	04/02/2014 14:15	0:12:00	720,00
LT 500 kV SE LAJEADO / MIRACEMA C 1 TO	1	04/02/2014 14:03	04/02/2014 14:15	0:12:00	720,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	13/04/2021 05:02	13/04/2021 05:15	0:13:00	780,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	09/09/2021 16:17	09/09/2021 16:30	0:13:00	780,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 1 PA	2	06/09/2022 14:34	06/09/2022 14:47	0:13:00	780,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV CASTANHAL / UTINGA C 1 PA	1	09/12/2018 13:09	09/12/2018 13:22	0:13:00	780,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	10/04/2017 13:12	10/04/2017 13:25	0:13:00	780,00
LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 1 PA/AP	1	11/03/2021 23:52	12/03/2021 00:05	0:13:00	780,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1 AP	1	27/03/2018 20:42	27/03/2018 20:55	0:13:00	780,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1 AP	1	24/11/2020 14:46	24/11/2020 14:59	0:13:00	780,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 2 AP	1	11/11/2020 14:49	11/11/2020 15:02	0:13:00	780,00
LT 230 kV MIRANDA II / PERITORO C 1 MA	1	07/09/2016 13:37	07/09/2016 13:50	0:13:00	780,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	28/03/2017 11:54	28/03/2017 12:07	0:13:00	780,00
LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 2 TO	1	04/02/2014 14:03	04/02/2014 14:16	0:13:00	780,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	07/07/2014 13:22	07/07/2014 13:36	0:14:00	840,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 1 PA	1	09/12/2018 13:09	09/12/2018 13:23	0:14:00	840,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV CRISTIANO ROCHA / LECHUGA C 1 AM	1	30/09/2013 14:41	30/09/2013 14:55	0:14:00	840,00
LT 230 kV INTEGRADORA / ONCA PUMA C 1 PA	1	22/02/2022 14:07	22/02/2022 14:21	0:14:00	840,00
LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / LECHUGA C 2 AM	1	18/04/2021 10:47	18/04/2021 11:01	0:14:00	840,00
LT 500 kV MIRANDA II / S.ANTON LOPES C 1 MA	1	07/09/2016 13:38	07/09/2016 13:52	0:14:00	840,00
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 2 PA	1	27/10/2013 09:20	27/10/2013 09:34	0:14:00	840,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	26/11/2014 15:37	26/11/2014 15:52	0:15:00	900,00
LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / LECHUGA C 3 AM	1	18/04/2021 10:47	18/04/2021 11:02	0:15:00	900,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 2 AP	1	04/04/2020 20:20	04/04/2020 20:35	0:15:00	900,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 2 AP	1	24/11/2020 14:46	24/11/2020 15:01	0:15:00	900,00
LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	16/10/2021 17:52	16/10/2021 18:07	0:15:00	900,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	02/11/2017 15:05	02/11/2017 15:20	0:15:00	900,00
LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 1 TO	1	29/08/2015 14:55	29/08/2015 15:10	0:15:00	900,00
LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 1 AM	1	26/11/2014 15:37	26/11/2014 15:52	0:15:00	900,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	28/03/2017 11:54	28/03/2017 12:10	0:16:00	960,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	02/11/2017 15:05	02/11/2017 15:21	0:16:00	960,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	2	26/03/2022 15:24	26/03/2022 15:40	0:16:00	960,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1 AP	1	03/05/2017 17:39	03/05/2017 17:55	0:16:00	960,00
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	28/03/2017 11:54	28/03/2017 12:10	0:16:00	960,00
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	13/04/2021 05:02	13/04/2021 05:18	0:16:00	960,00
LT 500 kV ORIXIMINA / SILVES C 1 PA/AM	1	24/06/2022 12:24	24/06/2022 12:40	0:16:00	960,00
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 2 PA	1	11/01/2017 00:45	11/01/2017 01:01	0:16:00	960,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 2 PA	1	12/04/2017 16:19	12/04/2017 16:35	0:16:00	960,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	19/08/2015 13:10	19/08/2015 13:27	0:17:00	1020,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	16/11/2021 04:14	16/11/2021 04:31	0:17:00	1020,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 2 PA	1	03/05/2019 19:06	03/05/2019 19:23	0:17:00	1020,00
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 1 MA	1	25/02/2019 06:01	25/02/2019 06:18	0:17:00	1020,00
LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 2 PA/AP	1	11/03/2021 23:52	12/03/2021 00:09	0:17:00	1020,00
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	02/11/2017 15:05	02/11/2017 15:22	0:17:00	1020,00
LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	05/12/2020 13:59	05/12/2020 14:16	0:17:00	1020,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	21/05/2015 14:48	21/05/2015 15:05	0:17:00	1020,00
LT 500 kV ORIXIMINA / SILVES C 2 PA/AM	1	24/06/2022 12:24	24/06/2022 12:41	0:17:00	1020,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 1 PA	1	28/04/2019 12:41	28/04/2019 12:58	0:17:00	1020,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	09/04/2017 09:17	09/04/2017 09:35	0:18:00	1080,00
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 1 MA	1	04/07/2016 05:38	04/07/2016 05:56	0:18:00	1080,00
LT 230 kV LECHUGA / MANAUS C 2 AM	2	27/02/2022 21:51	27/02/2022 22:09	0:18:00	1080,00
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	09/04/2017 09:17	09/04/2017 09:35	0:18:00	1080,00
LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 2 AM	1	26/11/2014 15:37	26/11/2014 15:55	0:18:00	1080,00
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 1 PA	1	11/01/2017 00:45	11/01/2017 01:03	0:18:00	1080,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	26/05/2016 13:02	26/05/2016 13:21	0:19:00	1140,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	30/09/2016 18:51	30/09/2016 19:10	0:19:00	1140,00
LT 230 kV ALTAMIRA / SE PIMENTAL C 1 PA	1	11/12/2017 15:04	11/12/2017 15:24	0:20:00	1200,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 2 AP	1	06/06/2019 17:29	06/06/2019 17:49	0:20:00	1200,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	02/10/2017 12:57	02/10/2017 13:17	0:20:00	1200,00
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 1 PA	1	12/04/2017 16:19	12/04/2017 16:39	0:20:00	1200,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	30/09/2016 18:51	30/09/2016 19:13	0:22:00	1320,00
LT 230 kV C.CALDEIRAO / FERREI.GOMES C 1 AP	1	03/05/2017 17:39	03/05/2017 18:01	0:22:00	1320,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 2 PA	1	09/12/2018 13:09	09/12/2018 13:31	0:22:00	1320,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	03/07/2015 17:54	03/07/2015 18:16	0:22:00	1320,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 2 AP	1	27/03/2018 20:42	27/03/2018 21:04	0:22:00	1320,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 1 PA	2	07/09/2022 15:41	07/09/2022 16:04	0:23:00	1380,00
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C 1 MA	4	19/04/2022 19:57	19/04/2022 20:20	0:23:00	1380,00
LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 2 PA	1	16/10/2021 17:52	16/10/2021 18:15	0:23:00	1380,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 1 PA	1	28/04/2019 12:41	28/04/2019 13:04	0:23:00	1380,00
LT 230 kV ALTAMIRA / SE PIMENTAL C 1 PA	1	09/04/2017 09:17	09/04/2017 09:41	0:24:00	1440,00
LT 230 kV BALBINA / LECHUGA C 1 AM	1	13/08/2019 13:39	13/08/2019 14:03	0:24:00	1440,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	21/08/2014 08:27	21/08/2014 08:52	0:25:00	1500,00
LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 1 TO	1	29/08/2015 14:55	29/08/2015 15:20	0:25:00	1500,00
LT 230 kV C.CALDEIRAO / FERREI.GOMES C 1 AP	1	30/04/2021 01:15	30/04/2021 01:41	0:26:00	1560,00
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 2 PA	1	28/04/2019 12:41	28/04/2019 13:08	0:27:00	1620,00
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 2 PA	1	28/04/2019 12:41	28/04/2019 13:08	0:27:00	1620,00
LT 230 kV ALTAMIRA / RUROPOLIS C 1 PA	1	21/08/2014 08:27	21/08/2014 08:55	0:28:00	1680,00
LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 1 PA/AP	1	08/04/2021 18:34	08/04/2021 19:02	0:28:00	1680,00
LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 2 TO	1	29/08/2015 14:55	29/08/2015 15:23	0:28:00	1680,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 3 TO	1	29/08/2015 14:55	29/08/2015 15:24	0:29:00	1740,00
LT 500 kV SE LAJEADO / MIRACEMA C 1 TO	1	29/08/2015 14:55	29/08/2015 15:24	0:29:00	1740,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1 AP	1	04/04/2020 20:20	04/04/2020 20:50	0:30:00	1800,00
LT 230 kV LECHUGA / MANAUS C 1 AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 05:54	0:30:00	1800,00
LT 500 kV JURUPARI / ORIXIMINA C 1 PA	1	26/11/2014 15:33	26/11/2014 16:03	0:30:00	1800,00
LT 230 kV BALBINA / MANAUS C 2 AM	1	13/04/2014 00:11	13/04/2014 00:44	0:33:00	1980,00
LT 230 kV JORG. TEIXEIRA / LECHUGA C 1 AM	1	23/10/2016 15:28	23/10/2016 16:01	0:33:00	1980,00
LT 230 kV LECHUGA / MANAUS C 2 AM	1	23/10/2016 15:28	23/10/2016 16:01	0:33:00	1980,00
LT 230 kV P.DUTRA / PERITORO C 1 MA	1	26/04/2013 04:55	26/04/2013 05:28	0:33:00	1980,00
LT 230 kV INTEGRADORA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	26/02/2019 22:57	26/02/2019 23:32	0:35:00	2100,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV C.CALDEIRAO / FERREI.GOMES C					
1 AP	1	04/04/2020 20:20	04/04/2020 20:57	0:37:00	2220,00
LT 230 kV INTEGRADORA / XINGUARA 2 C 1					
PA	1	11/11/2017 18:47	11/11/2017 19:24	0:37:00	2220,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1					
AP	1	08/04/2021 18:44	08/04/2021 19:21	0:37:00	2220,00
LT 230 kV LECHUGA / MANAUS C 1					
AM	2	27/02/2022 21:51	27/02/2022 22:28	0:37:00	2220,00
LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3					
TO	1	04/02/2014 14:03	04/02/2014 14:40	0:37:00	2220,00
LT 230 kV SANT. ARAGUAIA / XINGUARA 2 C 2					
PA	1	12/10/2021 15:56	12/10/2021 16:34	0:38:00	2280,00
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 2 PA					
1	1	11/06/2017 14:06	11/06/2017 14:44	0:38:00	2280,00
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 2					
PA	1	08/03/2016 23:48	09/03/2016 00:26	0:38:00	2280,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1					
PA	1	24/04/2022 08:39	24/04/2022 09:18	0:39:00	2340,00
LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 2					
PA/AP	1	13/11/2015 18:54	13/11/2015 19:34	0:40:00	2400,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 2 AP	1	03/05/2017 17:39	03/05/2017 18:19	0:40:00	2400,00
LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 2 TO	1	29/08/2015 14:55	29/08/2015 15:36	0:41:00	2460,00
LT 230 kV ALTAMIRA / SE PIMENTAL C 1 PA	1	15/04/2016 15:16	15/04/2016 15:58	0:42:00	2520,00
LT 230 kV JORG. TEIXEIRA / MAUA III C 1 AM	1	23/10/2016 15:28	23/10/2016 16:11	0:43:00	2580,00
LT 500 kV ORIXIMINA / SILVES C 1 PA/AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 06:07	0:43:00	2580,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	17/02/2018 14:26	17/02/2018 15:10	0:44:00	2640,00
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	17/02/2018 14:26	17/02/2018 15:10	0:44:00	2640,00
LT 230 kV SAO LUIS II / MIRANDA II C 1 MA	1	01/07/2013 13:29	01/07/2013 14:13	0:44:00	2640,00
LT 230 kV TUCURUI / ALTAMIRA C 1 PA	1	17/02/2018 14:26	17/02/2018 15:10	0:44:00	2640,00
LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 3 TO	1	29/08/2015 14:55	29/08/2015 15:40	0:45:00	2700,00
LT 500 kV GURUPI / PEIXE 2 C 1 TO	1	04/02/2014 14:03	04/02/2014 14:48	0:45:00	2700,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 500 kV MIRANDA II / SAO LUIS II C 1 MA	1	21/11/2016 13:37	21/11/2016 14:23	0:46:00	2760,00
LT 500 kV COLINAS / MIRACEMA C 1 TO	1	04/02/2014 14:03	04/02/2014 14:51	0:48:00	2880,00
LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 1 AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 06:12	0:48:00	2880,00
LT 500 kV TUCURUI / VILA DO CONDE C 2 PA	1	17/02/2018 14:27	17/02/2018 15:15	0:48:00	2880,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	07/12/2014 16:20	07/12/2014 17:09	0:49:00	2940,00
LT 230 kV MIRANDA II / PERITORO C 1 MA	1	01/07/2013 13:29	01/07/2013 14:18	0:49:00	2940,00
LT 500 kV ORIXIMINA / SILVES C 1 PA/AM	1	24/09/2015 14:46	24/09/2015 15:35	0:49:00	2940,00
LT 500 kV IMPERATRIZ / P.DUTRA C 2 MA	1	28/08/2013 15:08	28/08/2013 15:58	0:50:00	3000,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	26/04/2013 04:55	26/04/2013 05:46	0:51:00	3060,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	13/12/2015 05:41	13/12/2015 06:32	0:51:00	3060,00
LT 230 kV BALBINA / LECHUGA C 1 AM	1	23/10/2016 15:28	23/10/2016 16:20	0:52:00	3120,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 500 kV IMPERATRIZ / COLINAS C 1 MATO	1	29/08/2015 14:55	29/08/2015 15:47	0:52:00	3120,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	05/09/2020 13:20	05/09/2020 14:13	0:53:00	3180,00
LT 230 kV BALBINA / LECHUGA C 1 AM	1	09/09/2021 16:18	09/09/2021 17:13	0:55:00	3300,00
LT 230 kV TAPAJOS II / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	13/04/2021 05:02	13/04/2021 05:57	0:55:00	3300,00
LT 500 kV MARABA / TUCURUI C 3 PA	1	17/02/2018 14:21	17/02/2018 15:16	0:55:00	3300,00
LT 230 kV INTEGRADORA / ONCA PUMA C 2 PA	1	04/02/2022 14:37	04/02/2022 15:33	0:56:00	3360,00
LT 230 kV CRISTIANO ROCHA / LECHUGA C 1 AM	1	23/10/2016 15:28	23/10/2016 16:25	0:57:00	3420,00
LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / LECHUGA C 3 AM	2	27/02/2022 21:52	27/02/2022 22:50	0:58:00	3480,00
LT 230 kV ALTAMIRA / SE PIMENTAL C 1 PA	1	11/11/2017 14:43	11/11/2017 15:43	1:00:00	3600,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	13/08/2019 13:44	13/08/2019 14:44	1:00:00	3600,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / LECHUGA C 2 AM	1	23/10/2016 15:28	23/10/2016 16:28	1:00:00	3600,00
LT 500 kV ORIXIMINA / SILVES C 2 PA/AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 06:24	1:00:00	3600,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	30/04/2015 10:56	30/04/2015 11:58	1:02:00	3720,00
LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 2 AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 06:26	1:02:00	3720,00
LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / MAUA III C 2 AM	1	23/10/2016 15:28	23/10/2016 16:31	1:03:00	3780,00
LT 230 kV INTEGRADORA / ONCA PUMA C 1 PA	1	04/02/2022 14:37	04/02/2022 15:47	1:10:00	4200,00
LT 230 kV RUROPOLIS / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	11/11/2017 14:43	11/11/2017 15:54	1:11:00	4260,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	23/10/2016 15:28	23/10/2016 16:44	1:16:00	4560,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	12/05/2018 14:19	12/05/2018 15:35	1:16:00	4560,00
LT 230 kV CAXIAS II / PERITORO C 1 MA	1	30/12/2021 01:27	30/12/2021 02:45	1:18:00	4680,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 2 AP	1	08/04/2021 18:44	08/04/2021 20:02	1:18:00	4680,00
LT 500 kV SILVES / LECHUGA C 2 AM	1	23/10/2016 15:28	23/10/2016 16:47	1:19:00	4740,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	25/01/2019 10:38	25/01/2019 11:58	1:20:00	4800,00
LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 2 PA/AP	1	08/04/2021 18:34	08/04/2021 19:54	1:20:00	4800,00
LT 230 kV LECHUGA / MANAUS C 2 AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 06:49	1:25:00	5100,00
LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA C 1 TO	1	04/02/2014 14:03	04/02/2014 15:28	1:25:00	5100,00
LT 230 kV TAPAJOS II / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	17/05/2020 21:18	17/05/2020 22:46	1:28:00	5280,00
LT 230 kV C.CALDEIRAO / FERREI.GOMES C 1 AP	1	08/04/2021 18:34	08/04/2021 20:05	1:31:00	5460,00
LT 230 kV BALBINA / LECHUGA C 1 AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 06:56	1:32:00	5520,00
LT 230 kV INTEGRADORA / ONCA PUMA C 2 PA	1	22/02/2022 14:07	22/02/2022 15:42	1:35:00	5700,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	03/07/2015 18:55	03/07/2015 20:31	1:36:00	5760,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	01/07/2013 13:29	01/07/2013 15:08	1:39:00	5940,00
LT 230 kV ALTAMIRA / SE PIMENTAL C 1 PA	1	02/10/2017 12:57	02/10/2017 14:49	1:52:00	6720,00
LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / MAUA III C 1 AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 07:19	1:55:00	6900,00
LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / LECHUGA C 2 AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 07:21	1:57:00	7020,00
LT 230 kV LARANJAL / STO.ANT.JARI C 1 AP	1	13/11/2015 18:54	13/11/2015 20:53	1:59:00	7140,00
LT 230 kV JORG.TEIXEIRA / MAUA III C 2 AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 07:27	2:03:00	7380,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1 AP	1	06/06/2019 17:29	06/06/2019 19:38	2:09:00	7740,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 2 PA	2	07/09/2022 15:41	07/09/2022 17:53	2:12:00	7920,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	21/05/2015 07:27	21/05/2015 09:40	2:13:00	7980,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV INTEGRADORA / ONCA PUMA C 2 PA	1	08/04/2019 20:05	08/04/2019 22:19	2:14:00	8040,00
LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 1 PA/AP	1	11/01/2022 08:18	11/01/2022 10:49	2:31:00	9060,00
LT 230 kV INTEGRADORA / XINGUARA 2 C 1 PA	1	23/11/2013 13:42	23/11/2013 16:20	2:38:00	9480,00
LT 230 kV ALTAMIRA / SE PIMENTAL C 1 PA	1	02/11/2017 15:05	02/11/2017 17:45	2:40:00	9600,00
LT 230 kV JAGUATIRICA II / BOA VISTA C 1 RR	1	30/03/2022 18:30	30/03/2022 21:34	3:04:00	11040,00
LT 500 kV P.DUTRA / S.ANTON LOPES C 1 MA	1	26/10/2015 13:36	26/10/2015 16:40	3:04:00	11040,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	03/07/2015 13:21	03/07/2015 16:27	3:06:00	11160,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 1 AP	1	11/01/2022 08:18	11/01/2022 11:27	3:09:00	11340,00
LT 230 kV JURUPARI / LARANJAL C 2 PA/AP	1	11/01/2022 08:18	11/01/2022 11:30	3:12:00	11520,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 08:37	3:13:00	11580,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(continua)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV ALTAMIRA / SE PIMENTAL C 1 PA	1	30/09/2016 18:51	30/09/2016 22:07	3:16:00	11760,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C 1 MA	1	18/06/2020 20:24	18/06/2020 23:47	3:23:00	12180,00
LT 230 kV BALBINA / CRISTIANO ROCHA C 1 AM	2	27/02/2022 21:51	28/02/2022 01:18	3:27:00	12420,00
LT 230 kV LARANJAL / STO.ANT.JARI C 1 AP	1	11/01/2022 08:18	11/01/2022 11:46	3:28:00	12480,00
LT 230 kV LARANJAL / MACAPA C 2 AP	1	11/01/2022 08:18	11/01/2022 11:48	3:30:00	12600,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	10/12/2017 05:56	10/12/2017 09:42	3:46:00	13560,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 1 PA	1	18/03/2018 14:06	18/03/2018 17:54	3:48:00	13680,00
LT 230 kV MIRAMAR / UTINGA C 2 PA	1	22/02/2017 18:07	22/02/2017 22:07	4:00:00	14400,00
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 1 PA	1	31/03/2015 07:28	31/03/2015 11:40	4:12:00	15120,00
LT 230 kV GERANORTE / MIRANDA II C 1 MA	1	01/07/2013 13:29	01/07/2013 18:08	4:39:00	16740,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 2 PA	1	07/03/2013 10:38	07/03/2013 15:31	4:53:00	17580,00

Tabela 13 – Linhas de transmissão da região norte e os tempos de desligamento e religamento

(conclusão)

Nome linha de transmissão	Contagem de Ide Perturbação	Dth Desligamento Efetivo	Dth Religamento Efetivo	Diferença de tempo	Tempo em segundos
LT 230 kV CRISTIANO ROCHA / LECHUGA C 1 AM	1	31/03/2017 05:24	31/03/2017 10:32	5:08:00	18480,00
LT 230 kV P.DUTRA / PERITORO C 1 MA	1	30/04/2015 10:56	30/04/2015 17:43	6:47:00	24420,00
LT 230 kV MIRANDA II / PERITORO C 1 MA	1	30/04/2015 10:56	30/04/2015 17:47	6:51:00	24660,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	24/07/2017 07:46	24/07/2017 15:23	7:37:00	27420,00
LT 500 kV XINGU / JURUPARI C 2 PA	1	31/03/2015 07:28	31/03/2015 16:08	8:40:00	31200,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	17/10/2022 09:10	17/10/2022 18:39	9:29:00	34140,00
LT 230 kV IMPERATRIZ / PORTO FRANCO C1 MA	1	27/12/2016 11:30	27/12/2016 21:12	9:42:00	34920,00
LT 230 kV ALTAMIRA / TRANSAMAZONIC C 2 PA	1	13/04/2021 05:02	13/04/2021 17:16	12:14:00	44040,00
LT 230 kV COELHO NETO / PERITORO C1MA	1	24/04/2015 23:22	25/04/2015 16:10	16:48:00	60480,00
LT 230 kV ENCRUZO NOVO / MIRANDA II C 1 MA	1	25/10/2019 15:52	27/10/2019 23:45	7:53:00	28380,00
LT 230 kV CASTANHAL / SANTA MARIA C 1 PA	1	07/03/2013 10:38	10/03/2013 17:03	6:25:00	23100,00

Fonte: ANEEL, 2023