

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Alexssander de Souza Camassola

**USINAS DE AUTORRESTABELECIMENTO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL: REQUISITOS DE DESEMPENHO E ENSAIOS
PARA VERIFICAÇÃO DE CONFORMIDADE**

FLORIANÓPOLIS

2023

ALEXSSANDER DE SOUZA CAMASSOLA

**USINAS DE AUTORRESTABELECIMENTO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL: REQUISITOS DE DESEMPENHO E ENSAIOS
PARA VERIFICAÇÃO DE CONFORMIDADE.**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico
da Universidade Federal de Santa Catarina, como
requisito para obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de
Aquino, Dr.

Florianópolis
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Camassola, Alexssander de Souza
USINAS DE AUTORRESTABELECIMENTO DO SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL : REQUISITOS DE DESEMPENHO E ENSAIOS PARA
VERIFICAÇÃO DE CONFORMIDADE / Alexssander de Souza
Camassola ; orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino,
2023.
88 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Serviço Ancilar. 3. Usinas de
Autorrestabelecimento. 4. Testes de Recomposição. I.
Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia
Elétrica. III. Título.

Alexssander de Souza Camassola

**USINAS DE AUTORRESTABELECIMENTO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL: REQUISITOS DE DESEMPENHO E ENSAIOS
PARA VERIFICAÇÃO DE CONFORMIDADE.**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 12 de dezembro de 2023

Prof. Miguel Moreto, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

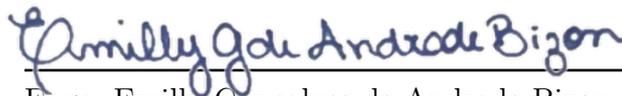
Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina



Enga. Emilly Gonçalves de Andrade Bizon, Me.

Operador Nacional do Sistema Elétrico

*Este trabalho é dedicado aos meus pais,
com carinho especial à minha mãe.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus pela força e orientação ao longo desta jornada acadêmica. À minha família, em especial à minha mãe e meu avô, pelo amor incondicional e apoio constante. Expresso minha gratidão também às pessoas que me apoiaram e incentivaram ao longo da graduação, assim como aos professores e colegas, que desempenharam papéis fundamentais no meu crescimento pessoal e acadêmico. A todos, o meu sincero agradecimento por fazerem parte desta conquista.

Resumo

No presente trabalho é apresentado uma análise sobre o serviço ancilar de autorrestabelecimento e sua importância no contexto do Sistema Interligado Nacional. O objetivo do trabalho é contribuir para aprofundar o conhecimento acerca desse tema e enfatizar a importância das usinas de autorrestabelecimento parcial e integral para a segurança do sistema elétrico e para a confiabilidade no suprimento às cargas. São apresentados os requisitos de desempenho e os procedimentos necessários para a recomposição do sistema após uma perturbação. Além disso, são abordados os testes em usinas de autorrestabelecimento realizados anualmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, os quais buscam melhorar a capacidade de resposta dessas usinas em situações adversas.

Palavras-chave: Serviço Ancilar. Autorrestabelecimento. Usinas de autorrestabelecimento. Testes de recomposição.

Abstract

This study conducts an in-depth analysis of the black-start ancillary service, covering technical and regulatory aspects within the Brazilian Interconnected Power System. The primary goal is to contribute to a comprehensive understanding of this subject, clarifying the requirements set by the Brazilian System Operator and detailing the procedures guiding the restoration process. Emphasizing the critical role of both partial and integral black-start power plants, the research highlights their significance for ensuring the safety of the power system and the reliability of load supply. The study delineates performance criteria and essential procedures for system restoration post-disturbance, while also delving into annual tests coordinated by the Brazilian System Operator on black-start plants with the aim of enhancing their response capabilities.

Keywords: Ancillary services. Black-start. Black-start power plants. Power system restoration tests.

Lista de ilustrações

Figura 1 – O caminho da energia elétrica.	28
Figura 2 – Modelo institucional do setor elétrico.	30
Figura 3 – Mapa do Sistema Interligado Nacional em 2023.	31
Figura 4 – Matriz de energia elétrica do SIN ao final de 2022.	32
Figura 5 – Número de perturbações, por ano, com corte de carga ocorridas no SIN.	33
Figura 6 – Alguns dos maiores blecautes registrados por população afetada.	34
Figura 7 – Registro de blecautes por carga interrompida.	35
Figura 8 – Subestação de Xingu no início da perturbação.	37
Figura 9 – Período de recomposição para cada região afetada no blackout de 2018.	38
Figura 10 – Regiões e porcentagens de cargas interrompidas no blackout de 2023.	39
Figura 11 – Período de recomposição para cada região afetada no blackout de 2023.	39
Figura 12 – Controle de frequência em um cenário hipotético de desequilíbrio entre geração e carga.	42
Figura 13 – Administração dos serviços ancilares.	45
Figura 14 – Lista dos serviços ancilares e custos ressarcidos.	46
Figura 15 – Efeito da penetração de fontes intermitentes nos preços dos serviços ancilares em diferentes mercados de energia elétrica.	49
Figura 16 – Curva de aversão a blecautes.	53
Figura 17 – Esquemático simplificado do processo de recomposição de rede.	54
Figura 18 – Tempos de cada etapa do teste individual em usinas black start.	69
Figura 19 – Tempos de cada etapa do teste simultâneo em usinas black start.	70
Figura 20 – Tempos de cada etapa do teste simultâneo em usinas black start, quando a recuperação das unidades geradoras é realizada antes de sua parada total.	71
Figura 21 – Planilha de acompanhamento e registro dos intervalos de tempo no teste de recomposição em usinas de autorrestabelecimento integral.	72
Figura 22 – Tempos de cada etapa do teste individual em usinas de autorrestabelecimento parcial.	73
Figura 23 – Tempos de cada etapa do teste simultâneo em usinas de autorrestabelecimento parcial.	74
Figura 24 – Planilha de acompanhamento e registro dos intervalos de tempo no teste de recomposição em usinas de autorrestabelecimento parcial.	75

Lista de tabelas

Tabela 1 – Limites de tensão em regime permanente para estudos de recomposição.	57
Tabela 2 – Limites de tensão em regime dinâmico para estudos de recomposição.	58
Tabela 3 – Limites para variações de frequência em regime dinâmico.	58
Tabela 4 – Níveis de pontuação para o GRA.	78
Tabela 5 – Desempenho nos testes de autorrestabelecimento.	79
Tabela 6 – Relevância sistêmica e situacional.	80
Tabela 7 – Classificação das usinas avaliadas durante o ciclo 2020-2022 (GRA ALTO).	80
Tabela 8 – Classificação das usinas avaliadas durante o ciclo 2020-2022 (GRA MÉDIO).	81
Tabela 9 – Classificação das usinas avaliadas durante o ciclo 2020-2022 (GRA BAIXO).	82

Lista de abreviaturas e siglas

SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
MME	Ministério de Minas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
SEP	Sistemas Especiais de Proteção
CPSA	Contratos de Prestação de Serviços Ancilares
GD	Geração Distribuída
UG	Unidade Geradora
RAG	Receita Anual de Geração
TSA	Tarifas dos Serviços Ancilares
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
CAG	Controle Automático de Geração
SPA	Standing Phase Angle
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
COSR	Centros Regionais de Operação do Sistema
PDO	Programa Diário de Operação
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

SGI	Sistema de Gestão de Intervenções
SFG	Superintendência dos Serviços de Geração
RTA	Relatório de Testes de Autorrestabelecimento
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
GRA	Grau de Relevância para Acompanhamento
PPS	Proteção de Perda de Sincronismo

Sumário

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Objetivo	24
1.1.1	Objetivo Geral	24
1.1.2	Objetivos Específicos	24
1.2	Organização	25
2	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	27
2.1	Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro	28
2.2	Sistema Interligado Nacional	30
2.3	Grandes Perturbações no SIN	33
3	SERVIÇOS ANCILARES	41
3.1	Identificação dos Serviços Ancilares	41
3.2	Administração dos Serviços Ancilares	44
3.3	Remuneração dos Serviços Ancilares	46
3.4	Perspectivas Futuras	48
4	REQUISITOS, PROCEDIMENTOS E RESPONSABILIDADES PARA USINAS DE AUTORRESTABELECIMENTO	51
4.1	Serviço de Autorrestabelecimento	51
4.1.1	Usinas Hidrelétricas Sem o Recurso de Autorrestabelecimento	51
4.1.2	Usinas de Autorrestabelecimento Parcial	52
4.1.3	Usinas de Autorrestabelecimento Integral	52
4.1.3.1	Característica de Usinas de Autorrestabelecimento Integral	52
4.2	Procedimentos para Recomposição da Rede	53
4.2.1	Fase Fluente	54
4.2.2	Fase Coordenada	59
4.3	Responsabilidades	62
5	TESTES EM USINAS DE AUTORRESTABELECIMENTO DO SIN	65
5.1	Diretrizes para Realização dos Testes em Usinas de Autorrestabelecimento	65
5.1.1	Teste de Recomposição em Usinas de Autorrestabelecimento Integral	67
5.1.1.1	Testes Individuais	68
5.1.1.2	Testes Simultâneos	69
5.1.2	Teste de Recomposição em Usinas de Autorrestabelecimento Parcial	72

5.1.2.1	Testes Individuais	72
5.1.2.2	Testes Simultâneos	73
5.1.3	Critérios de Aprovação nos Testes de Autorrestabelecimento	75
5.1.3.1	Usinas de Autorrestabelecimento Integral	75
5.1.3.2	Usinas de Autorrestabelecimento Parcial	76
5.2	Métodos de Classificação e Resultados	77
5.2.1	Resultados obtidos durante o ciclo 2020-2022 nos testes de autorrestabelecimento	79
6	CONCLUSÃO	83
	REFERÊNCIAS	85

1 Introdução

A energia elétrica desempenha um papel fundamental, responsável por propiciar iluminação, conforto, conectar pessoas, municiar e fortalecer a indústria, o comércio e a agricultura. A eletricidade é uma *commoditie* com características únicas. Por exemplo, não é possível armazená-la em grandes quantidades, logo, é necessário realizar um constante equilíbrio entre a oferta e a demanda (MAYO, 2012).

No Brasil, a maior parte do sistema de geração e transmissão está interconectado e é denominado Sistema Interligado Nacional (SIN). Dados de janeiro de 2023 referentes à capacidade instalada, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), apontam que esse sistema de produção e transmissão de energia elétrica é formado por um complexo de geração hidro-termo-eólico, onde 57,13% dessa energia é oriunda das usinas hidrelétricas, 21,19% vem das usinas termelétricas e 14,89% das usinas eólicas. O SIN está dividido em quatro subsistemas, Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (ONS, 2023e). Sua dimensão e características o torna único e sua operação interligada oferece uma vantagem significativa ao viabilizar intercâmbios de energia entre os subsistemas, garantindo o suprimento energético e a otimização no uso dos recursos de geração.

Responsável por efetuar o controle e coordenar o SIN, o ONS trabalha para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico. As ações do ONS têm como objetivo operar o sistema de forma segura, assegurando a integridade dos equipamentos conectados à rede e promovendo o constante crescimento do sistema ao menor custo possível. Neste contexto, o ONS busca encontrar as melhores condições operacionais com o objetivo de minimizar custos e atender aos padrões técnicos e de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ONS, 2023d).

O desenvolvimento econômico do país depende da existência de um sistema elétrico confiável. Por este motivo, o SIN requer uma expansão planejada e com investimentos constantes; falhas no fornecimento de energia podem acarretar em enormes prejuízos. Neste contexto, os chamados serviços ancilares são essenciais para manter a estabilidade e a segurança do sistema elétrico. A maior parte desses serviços está relacionada a aspectos operacionais importantes e visam manter a estabilidade da operação do sistema elétrico, tanto pela vertente da segurança quanto pela qualidade de fornecimento; também são responsáveis por realizar a recomposição da rede de operação após perturbação (SANTOS, 2015).

Neste trabalho de conclusão, entre os serviços ancilares, optou-se por destacar o serviço ancilar de autorrestabelecimento. Compreender os aspectos principais envolvidos

no autorrestabelecimento de unidades geradoras é fundamental, uma vez que esse serviço é responsável por iniciar o processo de recomposição do sistema elétrico. Na prática, os processos envolvidos na recomposição buscam restaurar de forma rápida e segura o sistema elétrico a uma condição de normalidade, com um atendimento em plena carga (ONS, 2020b).

As usinas de autorrestabelecimento, também conhecidas como usinas *black start*, raramente são chamadas a proporcionar o serviço de restabelecimento do sistema. Porém, quando exigidas, é essencial que tudo funcione dentro dos requisitos de conformidade sob pena de impor riscos aos componentes da rede elétrica ou atrasos no processo de restabelecimento das cargas. O presente trabalho procura apresentar os procedimentos, os requisitos de desempenho e os principais ensaios para verificação de conformidades realizados dentro do modelo de usinas de autorrestabelecimento.

1.1 Objetivo

Na sequência, são identificados o objetivo geral e os objetivos específicos do trabalho. O primeiro tópico apresenta, de forma geral, as complexidades e o contexto onde o tema do trabalho está inserido, enquanto o segundo tópico trata das perspectivas específicas que contribuem com o objetivo principal.

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é apresentar, detalhar e explicar os requisitos de desempenho e os procedimentos adotados nas usinas de autorrestabelecimento, incluindo os testes realizados pelo ONS para verificar a conformidade do serviço prestado pela usina no contexto do Sistema Interligado Nacional.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Apresentar os serviços ancilares regulamentados no Brasil, incluindo aspectos relativos à remuneração desses serviços;
- Compreender a importância da presença de uma usina de autorrestabelecimento (parcial ou integral) na operação do sistema elétrico;
- Aprofundar o entendimento sobre as rotinas operacionais e os requisitos de desempenho para usinas de autorrestabelecimento, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede;
- Apresentar os métodos de classificação utilizados pelo ONS e os resultados obtidos no último ciclo de avaliações.

1.2 Organização

O presente trabalho está organizado e dividido em 6 capítulos. No Capítulo 2, são apresentados os conceitos gerais relacionados ao Sistema Interligado Nacional, abordando sua estrutura, complexidade e as instituições que atuam no setor elétrico brasileiro. No Capítulo 3, são discutidos os conceitos relacionados aos serviços ancilares, com destaque para o serviço de autorrestabelecimento. São abordados temas como identificação, formas de administração, remuneração e perspectivas futuras dos serviços ancilares. No Capítulo 4, busca-se demonstrar a importância das usinas de autorrestabelecimento para o SIN, detalhando os requisitos de desempenho preconizados nos Procedimentos de Rede. No Capítulo 5, é realizado um estudo acerca dos testes realizados nas usinas de autorrestabelecimento, abordando critérios para aprovação e os métodos de classificação. Por fim, o Capítulo 6 apresenta a conclusão dos estudos realizados, destacando suas contribuições e sugerindo possíveis melhorias para trabalhos futuros.

2 Sistema Elétrico Brasileiro

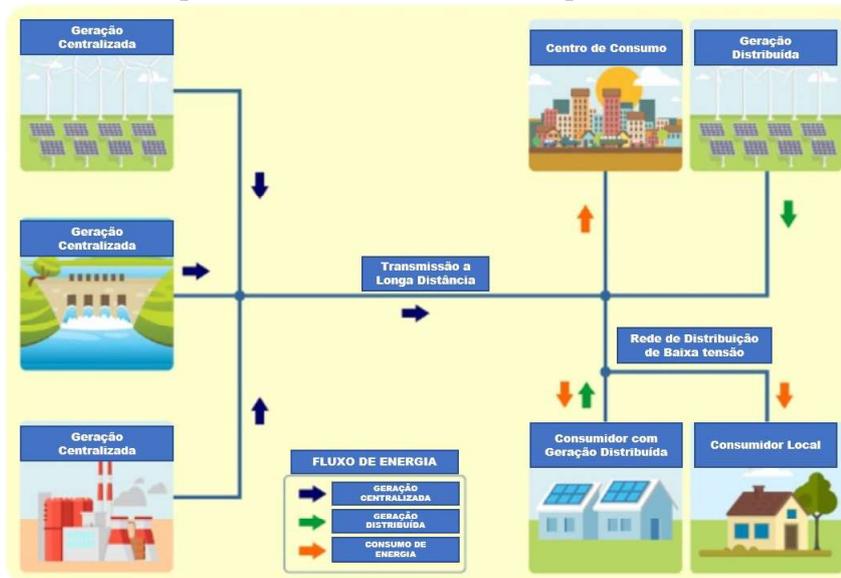
O Brasil é um país de proporções continentais. Seu sistema elétrico é composto por uma variedade de elementos que operam de forma integrada, formando uma estrutura complexa. A maior parte do país é atendida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). A confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica é essencial para o contínuo desenvolvimento do país. No Brasil, a geração de energia elétrica é obtida através de várias fontes, tais como usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas, solares, entre outras. Essas diferentes fontes garantem a diversificação da matriz energética e contribuem para a sustentabilidade ambiental (ENERGISA, 2023).

A transmissão de energia no SIN ocorre por meio de uma extensa rede de linhas de transmissão, que interconecta diferentes regiões do país, permitindo a transferência de energia entre vários pontos do sistema elétrico nacional. Essa interligação é fundamental para garantir a confiabilidade do suprimento de energia elétrica e a otimização no uso dos recursos energéticos. Além disso, investimentos contínuos na expansão e modernização da rede de transmissão são realizados para atender o aumento da demanda e melhorar a eficiência energética (MEGAWHAT, 2023a).

As concessionárias de distribuição desempenham um papel fundamental na entrega de energia aos consumidores finais, como residências, comércios e indústrias. Essas concessionárias são reguladas pela ANEEL e têm a responsabilidade direta de assegurar a qualidade no fornecimento de energia, inclusive por meio da manutenção e monitoramento das redes de distribuição em suas áreas de atuação (NEOENERGIA, 2023).

As redes de distribuição passaram por uma significativa mudança com a introdução da geração distribuída em 2004. Essa transformação tornou-se amplamente disponível à sociedade brasileira graças à resolução normativa 482/2012 da ANEEL. Essa regulamentação permitiu que os consumidores se conectassem à rede de distribuição com o objetivo de contribuir para a geração de energia elétrica, seja por meio da microgeração distribuída (com centrais geradoras com potência instalada de até 75 KW) ou da minigeração distribuída (com centrais geradoras com potência instalada superior a 75 KW e inferior a 5 MW). Ambas as modalidades estão interligadas à rede de distribuição por meio de instalações nas unidades consumidoras, utilizando fontes como energia solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Essa estratégia de empregar geradores em menor escala, como ilustrado na Figura 1, contrasta com o modelo tradicional de geração centralizada, resultando em uma rápida expansão da oferta de eletricidade no país, levando à redução de custos e ao aumento da disponibilidade de energia elétrica em todo o território nacional (SOLAR, 2021).

Figura 1 – O caminho da energia elétrica.



Fonte: Canal Solar (2021).

Em resumo, o sistema elétrico brasileiro é caracterizado por uma estrutura complexa e integrada, envolvendo a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A diversidade de fontes de geração e a extensa rede de transmissão interconectada, juntamente com o papel das concessionárias de distribuição, desempenham uma função fundamental na garantia de um fornecimento confiável e de qualidade em todo o país. Nesse sentido, este capítulo apresenta a estrutura do sistema elétrico brasileiro, com um enfoque especial no SIN e suas complexidades, destacando a importância das usinas de autorrestabelecimento para a confiabilidade desse setor. De fato, quanto mais complexo é o sistema, maiores as dificuldades enfrentadas para o restabelecimento do sistema após a ocorrência de uma grande perturbação.

2.1 Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro é estruturado com base em agentes institucionais que realizam a coordenação das políticas públicas para operação do setor e desempenham papéis específicos na regulação, operação e comercialização de energia elétrica (MME, 2023b). A seguir, estão listados esses agentes institucionais do setor elétrico brasileiro:

i. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):

Criado em agosto de 1997, com a finalidade de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas para o setor energético brasileiro, estabelecendo as diretrizes do setor. O CNPE é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e é composto por dezesseis membros efetivos da administração do Governo Federal, sendo quinze ministros de estados, além de três membros designados (MME, 2023c).

ii. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):

Instituído pela Lei Federal 10848/2004, com o objetivo de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento de eletricidade para todo o território nacional, o CMSE é constituído por representantes do MME, da ANEEL, do ONS, da ANP, da EPE e da CCEE (MME, 2023b).

iii. Ministério de Minas e Energia (MME):

Estabelecido pela Lei Federal 8422/1992, é o órgão do Governo Federal encarregado de conduzir as políticas energéticas do país. O MME possui autoridade e supervisão sobre empresas de capital misto, como Petrobras e Eletrobras, e exerce jurisdição sobre alguns órgãos federais como ANEEL, ANP e de EPE (MME, 2023b).

iv. Empresa de Pesquisa Energética (EPE):

Criada com base na Lei 10.847 de 2004, tem como objetivo garantir as bases para o desenvolvimento sustentável da infraestrutura energética do país. A EPE é vinculada ao MME e desempenha um papel crucial no planejamento do setor energético nacional, conduzindo estudos e pesquisas que contribuem para os procedimentos e ações relacionados ao suprimento de energia (MME, 2023b).

v. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):

Criado pela Lei Federal 9648/1998 como uma associação civil sem fins lucrativos, o ONS é o órgão responsável pela coordenação, controle e supervisão das instalações de geração e transmissão do SIN, bem como pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país. Sob a fiscalização e regulação da ANEEL, o ONS desenvolve estudos e realiza ações para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, visando garantir a segurança do suprimento contínuo de energia em todo o território nacional (ONS, 2023d).

vi. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):

Estabelecida pela Lei Federal 9427/1996, trata-se de um órgão governamental responsável por fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Além disso, a ANEEL desempenha um papel fundamental na implementação das políticas e diretrizes do governo federal relacionadas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos. A agência também é responsável por promover as atividades relacionadas às outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, bem como pela definição das tarifas praticadas no setor (ANEEL, 2023d).

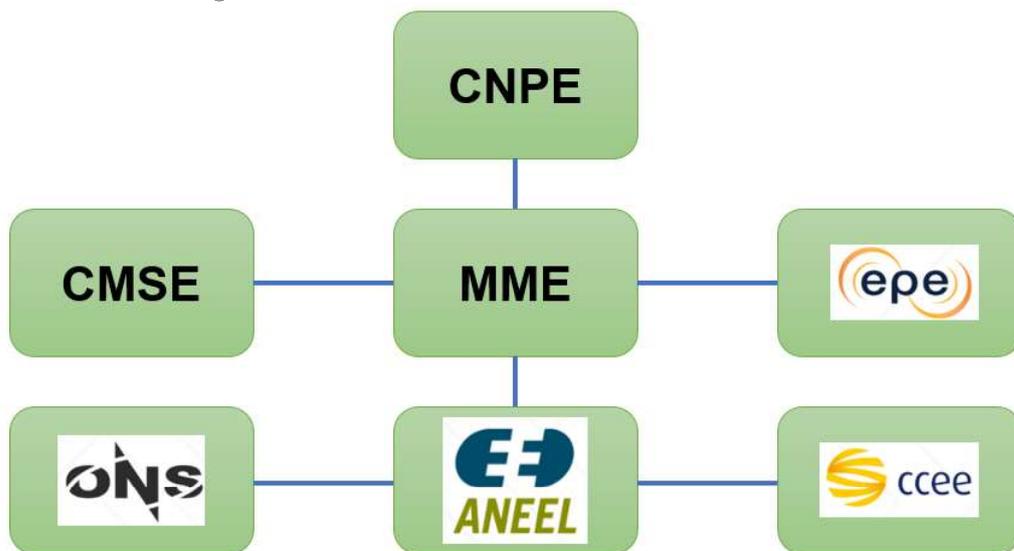
Em suma, a ANEEL exerce uma importante função de regulação do setor elétrico, contribuindo para a segurança, a qualidade e a sustentabilidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil.

vii. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):

Criada pela Lei Federal 10.848/2004, trata-se de uma associação civil sem fins lucrativos que desempenha um papel fundamental na integração entre comercializadores, consumidores e agentes de geração, transmissão e distribuição. Por meio de suas atividades, a CCEE possibilita que empresas e instituições participem de forma ativa no mercado de energia elétrica, facilitando as transações comerciais e viabilizando as operações de compra e venda de energia em todo o país. Sua atuação contribui para promover um ambiente competitivo no mercado de energia elétrica brasileiro (CCEE, 2023b).

Esses agentes institucionais desempenham papéis complementares e trabalham em conjunto para garantir o funcionamento do setor elétrico brasileiro. A estrutura dessa coordenação é representada pela Figura 2.

Figura 2 – Modelo institucional do setor elétrico.



Fonte: Adaptado de (ALUPAR, 2023).

2.2 Sistema Interligado Nacional

A complexa tarefa de gerar e transmitir energia de maneira eficaz e segura por todo o território brasileiro é executada por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), que é reconhecido por sua abrangência e características específicas. Trata-se de um sistema de geração e transmissão de energia que se destaca pela notável combinação de fontes, com ênfase nas hidráulicas, termelétricas e eólicas. Observa-se, mais recentemente, forte expansão da geração solar, especialmente na forma de Geração Distribuída (GD). O SIN é responsável por atender aproximadamente 99% da demanda total de energia do país e está

dividido em quatro subsistemas regionais, com interconexão entre as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e a maior parte da região Norte (ONS, 2023e).

A conexão entre esses subsistemas é estabelecida por meio de extensas redes de linhas de transmissão que abrangem todo o território nacional. Essa interconexão possibilita a troca de energia entre as regiões, o que viabiliza a obtenção de ganhos sinérgicos e resulta em uma maior eficiência do sistema, reduzindo os custos e minimizando os riscos de um *blackout* (ONS, 2023e). No final de 2022, foi registrada uma extensão de 179.311 km de linhas de transmissão e, de acordo com projeções, estima-se que esse número aumente para 216.759 km até o ano de 2027. A Figura 3 ilustra toda a abrangência do SIN sobre o território brasileiro no ano de 2023 (ONS, 2023c).

Figura 3 – Mapa do Sistema Interligado Nacional em 2023.



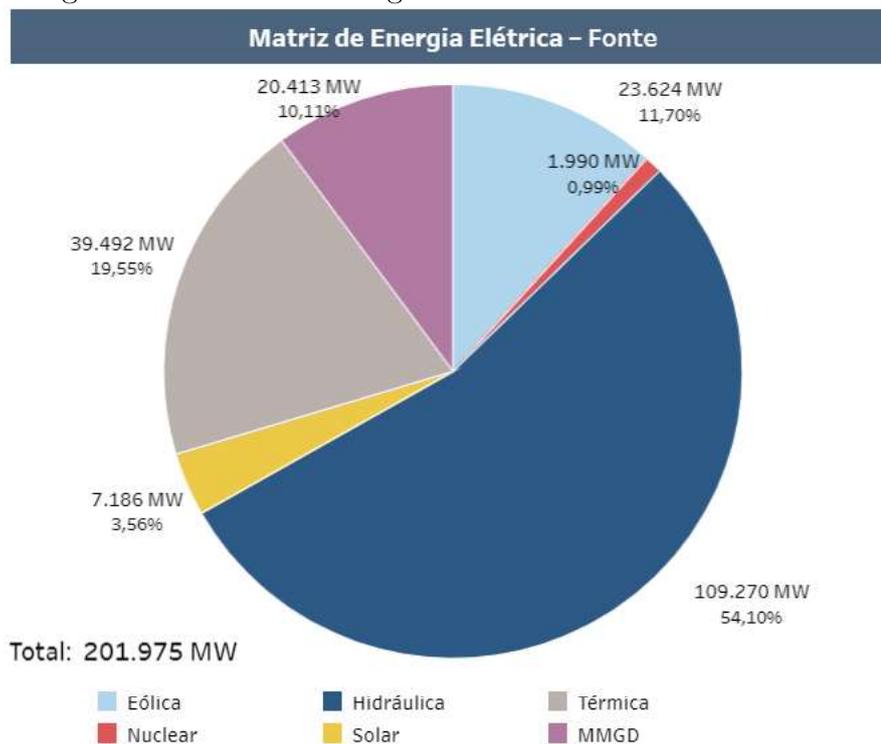
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2023c).

Historicamente, no sistema de geração de energia do Brasil, as usinas hidrelétricas têm desempenhado um papel fundamental como as principais fontes de geração, sendo responsáveis por mais da metade da energia gerada. Em 2022, essas usinas representaram aproximadamente 54% da geração total de energia. As usinas hidrelétricas estão localizadas em 16 bacias hidrográficas distintas, abrangendo várias regiões do país. Por outro lado, as usinas termelétricas ainda desempenham papel estratégico para o sistema elétrico brasileiro, permitindo que o ONS, quando necessário, possa administrar os recursos hídricos das usinas hidrelétricas e assim garantir uma maior segurança para o SIN (ONS, 2023d).

Recentemente, observou-se uma redução significativa da dependência do sistema em

relação às hidrelétricas, devido ao aumento na instalação de usinas eólicas, especialmente nas regiões Sul e Nordeste. Além disso, observa-se um crescimento significativo das centrais de geração locais, conhecidas como micro e mini-geração, especialmente aquelas provenientes de fonte solar. Essa tendência de descentralização da geração de energia tem contribuído para diversificar a matriz energética do país e aumentar a autonomia dos consumidores na produção de eletricidade (ONS, 2023d). Na Figura 4 é apresentada a matriz de energia elétrica do SIN ao final de 2022.

Figura 4 – Matriz de energia elétrica do SIN ao final de 2022.



A operação de todos os equipamentos e instalações que compõem o SIN é realizada de forma centralizada pelo ONS. Esse órgão desempenha um papel fundamental no planejamento da operação do SIN, em diferentes horizontes de tempo, como diário, semanal, mensal, quadrimestral, anual e de médio prazo. Além disso, o ONS também é responsável pela programação da geração e transmissão, atividades que visam garantir o funcionamento eficiente e seguro do sistema elétrico brasileiro (MERCEDES; RICO; POZZO, 2015).

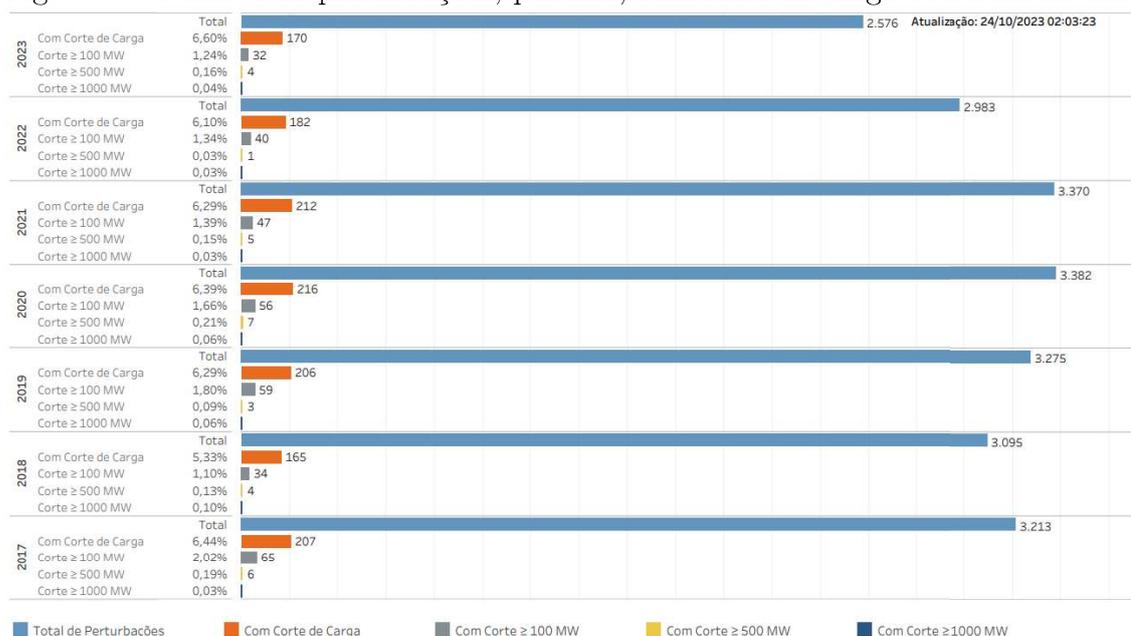
As usinas de autorrestabelecimento, desempenham um papel crucial para garantir a confiabilidade do SIN. Essas usinas são projetadas e preparadas para operar em situações de perturbações, permitindo iniciar o processo de recomposição do fornecimento de energia elétrica, minimizando o tempo de interrupção e os transtornos para os consumidores. A disponibilidade de usinas de autorrestabelecimento no SIN contribui, portanto, para a robustez e resiliência do sistema, assegurando uma resposta eficiente diante de eventos

adversos e garantindo o fornecimento contínuo e confiável de energia elétrica (MAYO, 2012).

2.3 Grandes Perturbações no SIN

Durante a operação em tempo real, o SIN está sujeito a perturbações. Conforme a classificação adotada pelo ONS, perturbações referem-se a eventos que resultam no desligamento forçado de um ou mais componentes, ocasionando o corte de cargas, o desligamento de outros componentes do sistema, danos em equipamentos ou até na violação de limites operacionais. A maior parte das perturbações enfrentadas pelo SIN não leva a cortes no fornecimento de energia e passa despercebida pelos consumidores. Conforme ilustrado na Figura 5, menos de 7% delas resultam na interrupção do fornecimento, geralmente quando envolvem contingências que implicam a perda de dois ou mais componentes.

Figura 5 – Número de perturbações, por ano, com corte de carga ocorridas no SIN.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2023f).

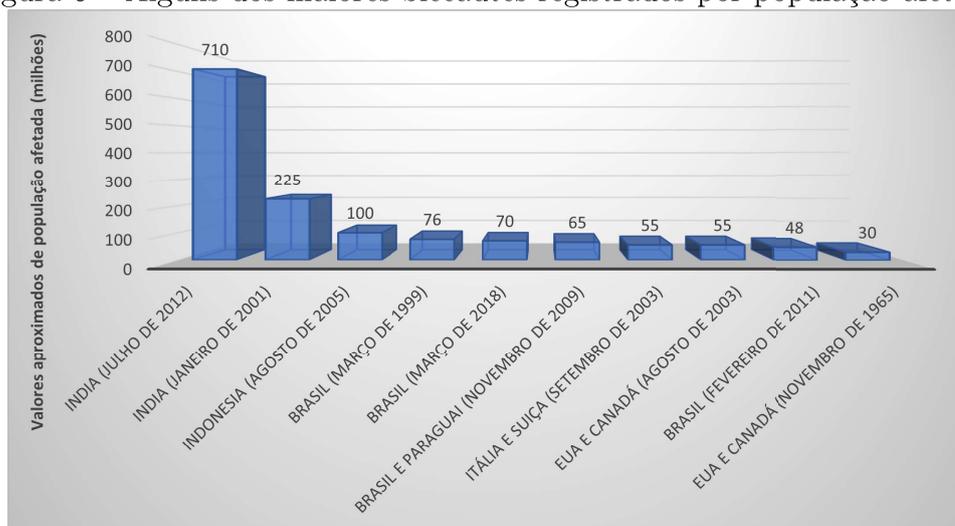
Apesar de ser considerado um sistema estável e seguro, o SIN já foi submetido a grandes perturbações ao longo de sua operação, a exemplo de outros sistemas de potência de grande porte ao redor do mundo. Grandes perturbações podem ser atribuídas a diversos fatores, sendo os mais comuns problemas técnicos, falhas em equipamentos, condições climáticas adversas e falhas humanas. Quando essas perturbações ocorrem, o ONS realiza uma análise preliminar das mesmas, selecionando quais eventos serão objeto de uma análise mais detalhada. Como resultado das análises de perturbações de grande porte, são recomendadas medidas para minimizar as chances de repetição das causas das perturbações (ONS, 2020).

Uma falha que resulta em uma perturbação, levando a um desligamento considerável ou total da carga, é conhecida como blecaute (*blackout*) ou apagão, como é popularmente chamado. Falhas severas que ocorrem na Rede Básica de transmissão, decorrentes de problemas nos geradores ou na própria infraestrutura de transmissão, têm o potencial de desencadear um *blackout*, resultando na interrupção de energia para um grande número de pessoas. Esse incidente é considerado um dos mais críticos no âmbito da operação do sistema elétrico (RIOS, 2014).

O sistema elétrico brasileiro possui uma grande extensão geográfica, com usinas hidrelétricas distantes dos centros de carga como sua principal fonte de energia. Devido a essa configuração, o país fica mais suscetível a *blackouts* em larga escala. Isso ocorre porque a transmissão de grandes quantidades de energia ao longo de longas linhas de transmissão expostas às intempéries aumenta os riscos operacionais. Além disso, os grandes volumes de energia envolvidos tornam mais desafiadora a restauração completa do fornecimento (RIOS, 2014).

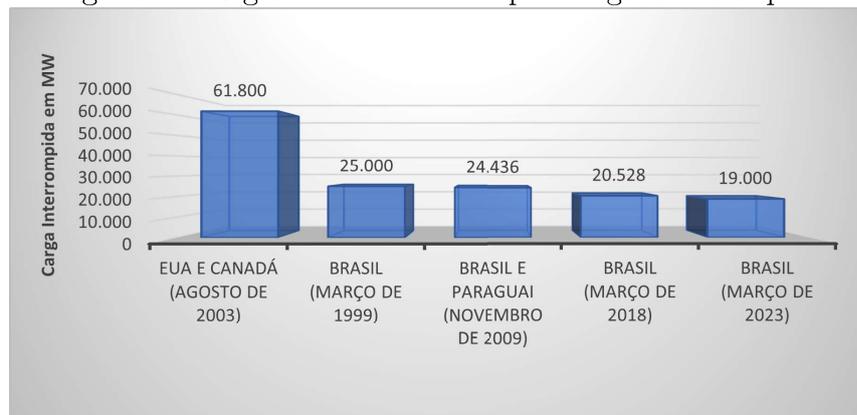
A gravidade de um blecaute pode ser medida de várias maneiras, levando em consideração a magnitude da carga interrompida, a duração do corte no fornecimento de energia elétrica, o impacto econômico e o número de consumidores afetados. Independentemente do critério utilizado, o Brasil é conhecido por ter enfrentado alguns dos maiores blecautes já registrados. As Figuras 6 e 7 ilustram alguns dos blecautes mais significativos em termos de número de pessoas afetadas e carga interrompida, sendo que alguns deles ocorreram no país. Isso ressalta a importância de adotar medidas preventivas e manter um sistema elétrico robusto a fim de evitar interrupções no fornecimento de energia (RIOS, 2014).

Figura 6 – Alguns dos maiores blecautes registrados por população afetada.



Fonte: Adaptado de (RIOS, 2014).

Figura 7 – Registro de blecautes por carga interrompida.



Fonte: Autor, 2023.

Os blecautes registrados na Figura 6 tiveram um impacto significativo em relação ao número de pessoas afetadas, abrangendo diversos países e continentes. Os maiores registros ocorreram na Ásia, especificamente na Índia, nos anos de 2001 e 2012, com estimativas de 710 milhões e 225 milhões de pessoas afetadas, respectivamente. Além disso, outro evento ocorreu na Indonésia em 2005, deixando cerca de 100 milhões de pessoas sem energia. Na Europa, o maior blecaute do continente aconteceu em 2003, afetando aproximadamente 55 milhões de pessoas nos países da Itália e em parte da Suíça. Nos Estados Unidos, dois grandes blecautes ocorreram nos anos de 1965 e 2003. Em 1965, o blecaute se estendeu até Toronto, no Canadá, e afetou cerca de 30 milhões de pessoas, enquanto em 2003 outro blecaute ocorreu em Nova York e impactou 55 milhões de pessoas (MEGAWHAT, 2023b).

O Brasil enfrentou blecautes de grande magnitude em seu sistema interligado, resultando em impactos significativos na população. Além dos incidentes ocorridos nos anos de 1999 e 2009, houve outros distúrbios importantes ao longo da história, incluindo os recentes de 2018 e 2023. A seguir, são apresentados blecautes ocorridos em quatro décadas distintas:

- i. Em 1999, ocorreu um distúrbio que afetou diversos estados brasileiros. O evento teve como consequência a interrupção de carga de cerca de 25.000 MW, afetando aproximadamente 95 milhões de pessoas. O incidente ocorreu devido a um curto-circuito monofásico na subestação de Bauru, localizada em São Paulo. Esse curto-circuito causou o acionamento incorreto dos dispositivos de proteção das linhas de transmissão, levando à abertura da conexão entre as barras. Como consequência, ocorreu o desligamento de alguns circuitos da subestação, desencadeando um efeito cascata que afetou vários outros circuitos (GOMES; LIMA; SCHILLING, 2002).

Entre os desligamentos, destaca-se a interrupção do tronco de 750 kV, que isolou a usina hidrelétrica de Itaipu, 60Hz, do sistema das regiões Sul e Sudeste. Além disso, as linhas de 440 kV também foram afetadas, isolando as usinas de Três Irmãos, Jupirá,

Porto Primavera, Capivara e Taquaruçu. Adicionalmente, as linhas de 500 kV da região Sul e a interligação Norte/Sul foram desligadas (GOMES; LIMA; SCHILLING, 2002).

O blecaute teve início às 22h16min e a energia só foi restabelecida em todas as regiões às 03h39min, resultando em um período de 5 horas e 23 minutos para a recomposição total. Devido à gravidade da perturbação, esse evento desencadeou uma ampla discussão sobre a infraestrutura do sistema elétrico brasileiro (HISTORY, 2023).

- ii. Em 2009, ocorreu um incidente que resultou em um grande blecaute no sistema interligado do Brasil. Uma falha afetou os três circuitos de 750 kV que conectam a usina hidrelétrica de Itaipu ao Sudeste do país, levando ao corte de cargas e impactando o que correspondia a cerca de 40% da carga total do SIN (RIOS, 2014).

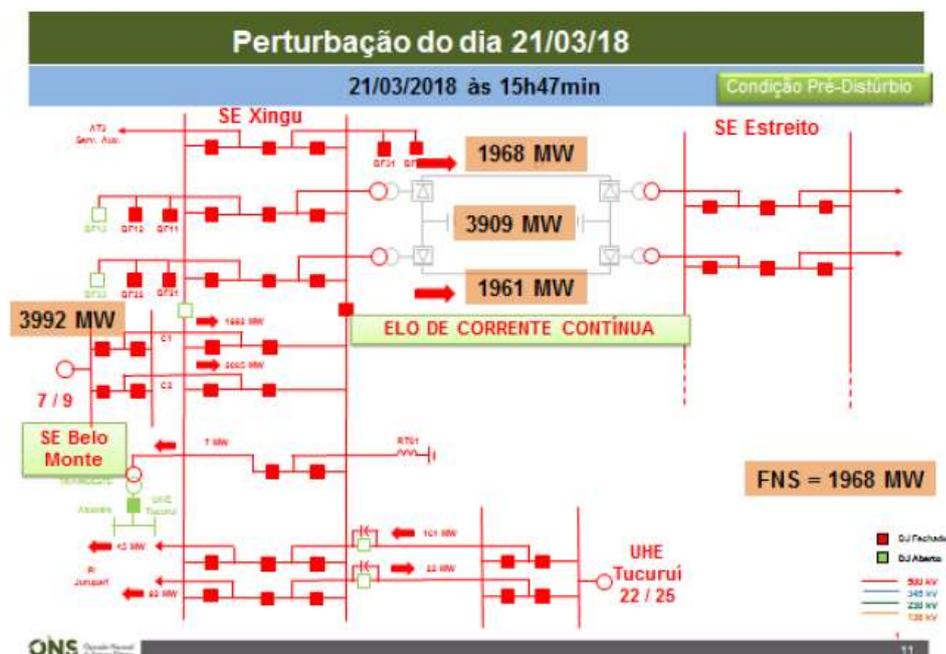
O incidente teve início às 22h13min, quando ocorreu uma falha no tronco de transmissão de 765 kV que conecta as subestações de Itaberá a Ivaiporã. A falha foi provocada por curtos-circuitos que ocorreram nas proximidades da subestação de Itaberá, com desligamento de circuitos de 750 kV e rejeição de 5.564 MW de geração da usina hidrelétrica de Itaipu, 60Hz. Essa perturbação resultou na instabilidade eletromecânica entre as regiões Sul e Sudeste e levou à interrupção do fluxo de 5.329 MW provenientes do sistema de corrente contínua de Itaipu, 50Hz. Ao todo, o blecaute resultou na interrupção de 24.436 MW e afetou 18 estados brasileiros (RIOS, 2014).

A restauração do sistema levou cerca de oito horas, desde o início da perturbação até sua recomposição completa, o que evidenciou problemas no processo de recomposição pós-falha. O incidente desencadeou uma extensa investigação para identificar suas causas e buscar soluções para tornar o sistema menos vulnerável. A investigação concluiu que os curtos-circuitos foram ocasionados pela falha dos isoladores, que não resistiram às condições meteorológicas adversas verificadas no momento da perturbação (RIOS, 2014).

- iii. Em 2018, uma perturbação resultou na interrupção de 20.528,50 MW da carga do SIN, aproximadamente 26% da carga total naquele momento. Essa perturbação teve início às 15h48min e resultou no bloqueio do Bipolo 1 do elo de transmissão em corrente contínua de 800 kV que conecta as subestações Xingu, no estado do Pará, e Estreito, em Minas Gerais. Esse incidente provocou a abertura de diversas linhas de transmissão, isolando as regiões Norte e Nordeste do restante do SIN e interrompendo o fornecimento de energia nessa região, com impactos também nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul (ONS, 2018).

A perturbação teve início após a elevação de 2.000 MW no fluxo de potência do bipolo CC da interligação entre as Subestações Xingu e Estreito. Na Figura 8, é possível observar os fluxos na Subestação de Xingu momentos antes do blecaute, quando o fluxo de potência atingiu 3.924 MW. Nesse momento, o disjuntor da interligação de barras de 500kV da SE Xingu foi automaticamente desligado, por atuação de uma proteção de sobrecorrente associada a ele. O bloqueio do bipolo Xingu - Estreito deveria ter acionado o Sistema Especial de Proteção (SEP) que desconecta geradores na usina de Belo Monte para garantir a estabilidade do sistema. No entanto, em função de uma falha de programação do SEP, a desconexão dos geradores não foi realizada a tempo (ONS, 2018).

Figura 8 – Subestação de Xingu no início da perturbação.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2018).

A não atuação do SEP resultou em uma redistribuição de potência nas interligações entre as regiões Norte - Nordeste, Norte - Sudeste, e Sudeste – Nordeste. Isso envolveu a abertura de linhas de 500 kV nesses troncos e na separação das regiões Norte e Nordeste do restante do SIN. Como consequência, ocorreu a interrupção de 11.549 MW de carga da região Nordeste e 5.115 MW de cargas do subsistema Norte, além de provocar um deficit de geração nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste (ONS, 2018).

Esse deficit de geração ocasionou variações na frequência do sistema, resultando em uma subfrequência nessas regiões, atingindo um valor mínimo de 58,44 Hz. A subfrequência levou a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), que realizou cortes automáticos de carga para restabelecer o equilíbrio do sistema.

Aproximadamente 3.854 MW foram desconectados, sendo 2.692 MW no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 1.172 W no subsistema Sul (ONS, 2018).

A normalização dos equipamentos foi iniciada imediatamente após a perturbação, com o reestabelecimento das cargas interrompidas nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste iniciando de forma imediata, às 15h48min. Por volta das 16h41min, todas as cargas nessas regiões já estavam completamente restabelecidas. No caso do subsistema Norte, o processo de recomposição teve início às 16h15min e foi concluído às 17h53min. Quanto ao subsistema Nordeste, foi o último a ter suas cargas restabelecidas, começando o processo às 16h18min e finalizando por volta das 20h55min. Em resumo, praticamente todas as cargas interrompidas durante a perturbação foram normalizadas dentro de um período total de 5 horas e 07 minutos, conforme indicado pela Figura 9 (ONS, 2018).

Figura 9 – Período de recomposição para cada região afetada no blackout de 2018.

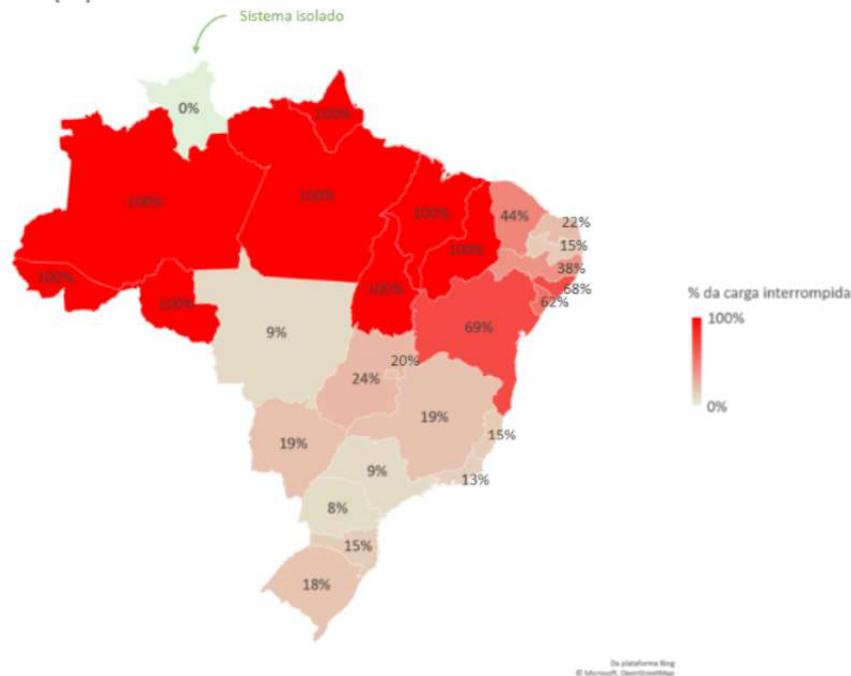
Submercado	Início Recomposição	conclusão
Sul	15h48min	16h24min
Sudeste/Centro-Oeste	14h48min	16h41min
Nordeste	16h18min	20h55min
Norte	16h15min	17h52min

Fonte: Adaptado de (ONS, 2018).

- iv. Em 2023, uma operação inadequada no sistema de proteção resultou no desligamento da linha de transmissão de 500 kV que conecta as subestações de Quixadá e Fortaleza II. Essa falha impactou os equipamentos próximos, resultando em oscilações na tensão e na frequência do sistema; nas regiões Norte e Nordeste. Isso, por sua vez, desencadeou a atuação dos dispositivos de Proteção de Perda de Sincronismo (PPS), que foram responsáveis por realizar a desconexão controlada das linhas que compõem as interconexões entre as regiões Norte-Nordeste, Nordeste-Sudeste e Norte-Sul. Essa ação teve como consequência a separação do SIN em três áreas elétricas distintas (ONS, 2023b).

O distúrbio, que ocorreu no dia 15 de agosto de 2023, por volta das 08h30min, resultou na interrupção de aproximadamente 19.000 MW de energia, equivalente a cerca de 27% da carga total registrada naquela hora. Esse incidente teve impacto em 25 estados brasileiros, além do Distrito Federal. Ao analisar as divisões geográficas do país, a região Norte teve sua energia totalmente suspensa, representando 5.400 MW; o Nordeste teve 56% de sua carga interrompida, totalizando 7.000 MW; e nas demais regiões do país, ocorreram cortes controlados de carga por meio da atuação do ERAC nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, resultando em uma redução de 6.400 MW (ONS, 2023b). O impacto relativo ao corte de carga está ilustrado na Figura 10.

Figura 10 – Regiões e porcentagens de cargas interrompidas no blackout de 2023.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2023b).

Poucos minutos após o incidente, foi iniciado o processo de recomposição das cargas em todas as regiões afetadas. Conforme ilustra a Figura 11, dentro de um período total de 6 horas e 19 minutos, todas as cargas interrompidas estavam normalizadas pelas distribuidoras (ONS, 2023b). Destaca-se que as cargas das regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, desligadas pelo esquema Regional de Corte de Carga por subfrequência, foram completamente reestabelecidas em 22 e 41 min, respectivamente.

Figura 11 – Período de recomposição para cada região afetada no blackout de 2023.

Submercado	Início Recomposição	Conclusão
Sul	08h43min	09h05min
Sudeste/Centro-Oeste	08h52min	09h33min
Nordeste	09h12min	14h49min
Norte	09h19min	14h49min

Fonte: Adaptado de (ONS, 2023b).

Esses episódios ressaltam a importância de investimentos contínuos em infraestrutura, prevenção e manutenção para garantir a confiabilidade e a segurança do sistema elétrico brasileiro. Nesse contexto, é igualmente importante se preparar para a rápida recomposição do sistema após a ocorrência de um blecaute. Isso envolve o uso das usinas de autorrestabelecimento para iniciar o processo de restauração, o sincronismo dos geradores e uma retomada gradual da carga, a fim de evitar oscilações de potência e tensão que possam levar a novas perturbações (RIOS, 2014).

3 Serviços Ancilares

Disponer de recursos de geração para atender a demanda de energia que os consumidores realmente utilizam não é condição suficiente para a operação segura do sistema elétrico. Para que um sistema opere de maneira confiável é necessário dispor, também, de recursos para manter um desempenho elétrico adequado. Para tanto, é necessário um planejamento cuidadoso, com investimentos suficientes para que seja possível manter o equilíbrio e a estabilidade da operação da rede, minimizando assim as possibilidades de perturbações.

Neste contexto, os serviços ancilares desempenham um papel crucial na operação do sistema elétrico, contribuindo, por exemplo, na preservação da estabilidade da tensão e da frequência. Esses serviços possibilitam que o operador de sistemas seja capaz de manter o sistema elétrico operando de forma contínua e equilibrada, mantendo em equilíbrio a geração e a carga. A importância dos serviços ancilares se manifesta tanto em condições normais de operação quanto em situações de contingência. Além disso, desempenham um papel fundamental na recomposição da rede após uma perturbação. Dessa forma, os serviços ancilares possuem uma atribuição essencial na segurança do sistema elétrico como um todo (MAYO, 2012).

Os serviços ancilares são regulamentados pela ANEEL e referem-se a atividades suplementares às oferecidas pelos agentes de geração e distribuição. Conforme as regulamentações estabelecidas, esses serviços abrangem o controle primário e secundário da frequência das unidades geradoras, suas reservas de potência correspondentes, a reserva de prontidão, o suporte de reativos, o SEP e o autorrestabelecimento das unidades geradoras. Desta forma, esses serviços não estão diretamente relacionados à compra ou venda de eletricidade, porém, são voltados para assegurar o fornecimento de energia e a confiabilidade do sistema elétrico (ONS, 2023b).

No decorrer desta seção, serão apresentados os serviços ancilares atualmente regulados no Brasil. O objetivo é, de uma forma resumida, identificar cada um desses serviços, bem como suas formas de remuneração, sua estrutura de gestão e algumas possibilidades para o futuro.

3.1 Identificação dos Serviços Ancilares

No Brasil, as regras vigentes para a administração e prestação dos serviços ancilares devem estar de acordo com a resolução Normativa ANEEL nº 1.030 de 2022, (ANEEL, 2022). Entretanto, desde 2019 uma colaboração entre ONS, ANEEL, associações de representantes

dos agentes e os próprios agentes de geração tem promovido discussões com o intuito de aprimorar e ampliar a oferta desse tipo de serviço no país (ONS, 2023a). Enquanto as discussões avançam, sem que haja alterações nos serviços oferecidos, os serviços ancilares realizados pelos agentes de geração no Brasil ainda seguem a regulamentação vigente. Suas responsabilidades são brevemente apresentadas abaixo:

- Controle da demanda e regulação da frequência

O processo do controle de demanda é necessário para que os operadores tenham a capacidade de responder a uma variação contínua na demanda do sistema e assim manter um equilíbrio entre a geração e carga. Esse gerenciamento desempenha um papel na regulação da frequência e abrange a redistribuição de carga entre instalações da rede básica, o corte indireto através da redução intencional do nível de tensão, e o corte direto da carga, seja de forma manual ou automática (ONS, 2023d). A regulação da frequência é realizado em duas etapas, conforme apresentado na Figura 12.

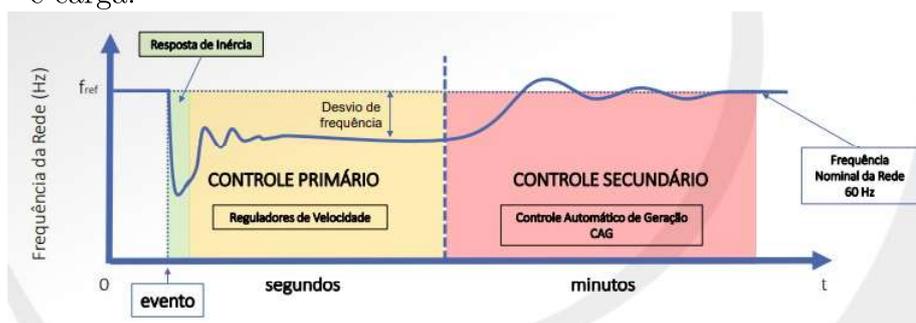
- i. Controle primário de frequência

Controle realizado por todas as unidades geradoras conectadas ao SIN, por meio de seus reguladores automáticos de velocidade. Ao ocorrer uma perturbação, ocasionada por um desequilíbrio entre geração e carga, sua variação de frequência é limitada (ANEEL, 2022).

- ii. Controle secundário de frequência

O controle secundário de frequência é realizado por unidades geradoras que participam do Controle Automático de Geração (CAG), com o objetivo de restabelecer os valores de frequência planejados para o sistema ou normalizar o intercâmbio de potência ativa entre subsistemas. O ONS deve identificar as unidades geradoras aptas a prestar esse serviço ancilar e manter em seu sítio eletrônico uma lista atualizada (ANEEL, 2022).

Figura 12 – Controle de frequência em um cenário hipotético de desequilíbrio entre geração e carga.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019).

- Despacho complementar para reserva de potência operativa

Buscando preservar a reserva de potência operativa nas usinas hidrelétricas participantes do CAG, um despacho complementar nas unidades geradoras de usinas termelétricas pode ser realizado, se necessário. O ONS deve identificar unidades geradoras aptas a prestar esse serviço ancilar, manter uma lista atualizada em seu sítio eletrônico, além de determinar uma programação e efetuar o despacho de forma a minimizar os custos de operação para o sistema elétrico brasileiro (EDP, 2019).

- Suporte de potência reativa:

Com o intuito de garantir o controle de tensão na rede de operação, a unidade geradora realiza o suporte de reativos, efetuando tanto o fornecimento quanto a absorção de energia reativa. Esse controle deve ser executado em conformidade com os limites de tensão estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2022).

- i. Unidade Geradora fornecendo potência ativa

Uma unidade geradora que esteja operando e fornecendo potência ativa, pode ser solicitada, pelo ONS, a exercer o suporte de reativo sempre que necessário, sem ônus para os demais agentes e consumidores (ANEEL, 2022).

Eventualmente, em função de uma necessidade sistêmica, o despacho de potência ativa do gerador pode ser reduzido por solicitação do ONS visando a ampliação da capacidade de geração ou absorção de potência reativa.

- ii. Unidade Geradora operando como compensador síncrono

O suporte de reativo fornecido por unidades geradoras enquanto operam como compensadores síncronos traz benefícios ao sistema. Esses benefícios incluem o suporte reativo em regime dinâmico, a agregação de inércia, o aumento dos níveis de curto-circuito, a redução dos riscos de autoexcitação, bem como sobretensão/subtensão, e o controle de tensão em regime permanente. A ANEEL é a entidade responsável por autorizar, mediante solicitação do ONS, a implementação de reforços ou equipamentos para realizar esse serviço ancilar, com ressarcimento dos custos (ANEEL, 2022).

- Sistemas Especiais de Proteção – SEP

Ao detectar uma condição incomum de operação, que ocasione algum risco para o sistema elétrico, o sistema especial de proteção é responsável por realizar ações automáticas com o objetivo de preservar a integridade do SIN, das linhas de transmissão e dos equipamentos (ANEEL, 2022).

- Autorrestabelecimento

A capacidade de autorrestabelecimento, que é objeto de análise deste trabalho, contribui para o aprimoramento da segurança do sistema elétrico, viabilizando a realização dos processos de recomposição após perturbações. O ONS é responsável por identificar as centrais geradoras aptas a prestar os serviços de autorrestabelecimento integral e parcial, assim como realizar testes e simulações nessas centrais geradores (ANEEL, 2022).

- i. Autorrestabelecimento Integral

O autorrestabelecimento integral, ou *black start*, refere-se à capacidade de uma unidade geradora ou usina sair de uma condição de parada total para uma posição que permita alimentar seus serviços auxiliares, sem depender de fontes externas, retomar uma condição operacional e contribuir para o processo de restabelecimento do sistema, partindo o número de unidades geradoras definidas nos estudos realizados pelo ONS (ANEEL, 2015).

- ii. Autorrestabelecimento Parcial

O autorrestabelecimento parcial é a capacidade que uma central geradora tem de alimentar seus serviços auxiliares utilizando a tensão terminal de seus próprios geradores, que permanecem excitados e em giro mecânico após as perturbações, buscando auxiliar no processo de recomposição de rede (ANEEL, 2022).

3.2 Administração dos Serviços Ancilares

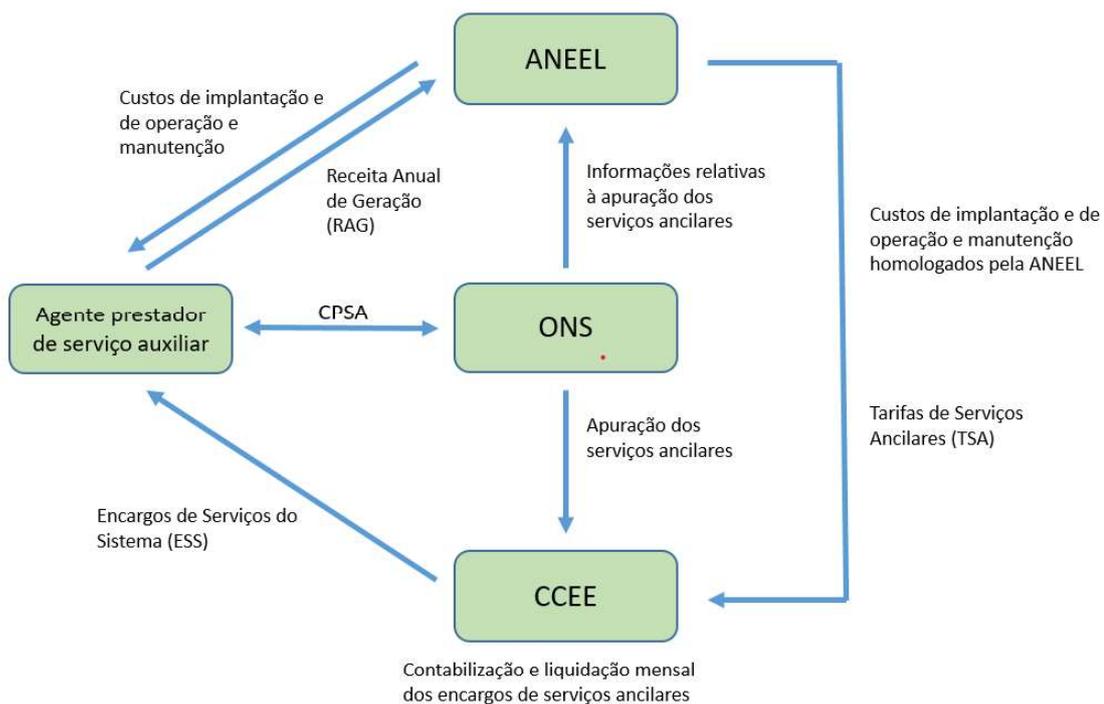
O mercado dos serviços ancilares é distinto do mercado de energia elétrica, uma vez que seu fornecimento implica em custos adicionais para os provedores. Esses custos englobam, entre outros aspectos, a necessidade de instalação de equipamentos específicos, treinamento de pessoal para a execução e manutenção contínua nos dispositivos e sistemas relacionados a esses serviços. Logo, identificar e estimar estes custos adicionais é um estágio importante no processo de administração dos serviços. No Brasil, o processo de administração dos serviços ancilares e o relacionamento entre as entidades envolvidas segue a estrutura do modelo apresentado de forma esquemática na Figura 13 (ONS, 2023a).

Segundo a estrutura de gestão apontada, o ONS possui entre suas atribuições estabelecer a minuta e celebrar os Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA). Isso inclui a responsabilidade de analisar os requisitos, evidenciando a necessidade e a viabilidade técnica da implantação de equipamentos para a prestação de serviços ancilares por novas usinas ou usinas em operação contratadas no âmbito do CPSA. O ONS também assume a função de fiscalizar e disponibilizar informações contemplando os resultados de avaliações realizadas junto aos agentes prestadores desses serviços.

Neste contexto, a ANEEL tem a responsabilidade de estabelecer e homologar os custos e tarifas relacionados à implementação, operação e manutenção dos serviços ancilares. Além disso, a agência regula e autoriza o ressarcimento antecipado de custos de implantação de equipamentos destinados à realização de serviços específicos, tais como controle secundário de frequência, autorrestabelecimento integral e suporte de reativos por unidade geradora que atua como compensador síncrono e/ou SEP (ONS, 2023a).

Por sua vez, a CCEE assume a responsabilidade de determinar os valores preliminares, em R\$/MWh, dos encargos destinados aos agentes que prestam serviços ancilares, considerando os Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Este processo abrange determinar os custos associados à prestação de serviços ancilares, tais como compensação síncrona, reembolso de despesas de operação e manutenção de equipamentos especiais de supervisão, além do cumprimento de despachos adicionais necessários para manter a reserva de potência operacional (CCEE, 2023a).

Figura 13 – Administração dos serviços ancilares.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2019).

Existem diferentes mecanismos que autorizam uma transação comercial nos serviços ancilares. De forma geral, esse tipo de serviço é contratado por meio de leilões que podem ocorrer em diferentes periodicidades. No mercado de energia dos Estados Unidos (EUA), por exemplo, os serviços ancilares têm sua contratação ocorrendo de forma diária ou intra-diária, diferentemente do Reino Unido onde a contratação é mensal (EDP, 2019). Essas transações podem ser livres ou reguladas, contratos administrados pelos operadores

do sistema ou ajustados e administrados bilateralmente, como é feito no Brasil (MAYO, 2012).

3.3 Remuneração dos Serviços Ancilares

A regulamentação brasileira prevê que os serviços ancilares devem ser prestados obrigatoriamente e tem sua remuneração baseada em custos. A modernização do setor, com entrada das fontes renováveis, trouxe a necessidade de discutir com uma maior frequência novas opções para essa remuneração. Nesse contexto, tem sido realizados debates com o objetivo de discutir possíveis mudanças na regulamentação desses serviços e a criação de um novo mercado de serviços ancilares (EPE, 2021).

No contexto atual, a celebração dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) é uma condição indispensável na prestação de determinados serviços ancilares. Esses contratos determinam o fornecimento e a remuneração dos serviços prestados. Na Figura 14 está caracterizada a necessidade ou não da celebração de um CPSA, para cada serviço ancilar, bem como os custos a serem ressarcidos ao agente de operação (ONS, 2023a).

Figura 14 – Lista dos serviços ancilares e custos ressarcidos.

Serviço Ancilar	CPSA	Custos Ressarcidos		
		Fixos	Variáveis	
			O&M	Perdas Adicionais
Controle primário de frequência	NÃO	-	-	-
Controle secundário de frequência	SIM	x	x	-
Suporte de reativos, exceto o compensador síncrono	NÃO	-	-	-
Suporte de reativos: Unidade Geradora que opera como compensador síncrono	SIM	x	x	x
Autorrestabelecimento Integral	SIM	x	x	-
Autorrestabelecimento Parcial	NÃO	-	-	-
Sistema Especial de proteção (SEP)	SIM	x	x	-
Despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa	SIM	-	-	-

Fonte: Adaptado de (ONS, 2023a).

A remuneração anual referente aos custos de operação e manutenção é realizada conforme resolução normativa nº 1030 (ANEEL, 2022), e considera os seguintes serviços ancilares sob as condições descritas (EPE, 2021):

i. Controle primário de frequência

Não possui encargos para os demais agentes e consumidores. É um serviço realizado por todas as unidades geradoras participantes do SIN (ANEEL, 2022).

ii. Controle secundário de frequência

As usinas integrantes do Controle Automático de Geração (CAG) que tenham desempenho satisfatório de suas centrais geradoras, na avaliação realizada pelo ONS, recebem anualmente uma receita para realizar o controle secundário. O valor é definido em resolução homologatória específica (ANEEL, 2022).

iii. Suporte de reativos, exceto compensador síncrono

Não impõe encargos para os demais agentes e consumidores. O suporte de reativos deve ser realizado por todas as unidades geradoras fornecendo potência ativa, sempre que solicitado pelo ONS (ANEEL, 2022).

iv. Suporte de reativos, unidade geradora operando como compensador síncrono

Unidades geradoras solicitadas a realizar o suporte de reativos operando como compensadores síncronos são remuneradas, visando recuperar custos adicionais, pela Tarifa de Serviços Ancilares (TSA). O valor é definido em resolução homologatória específica. O consumo de energia ativa de uma unidade geradora enquanto opera como compensador é contabilizado como perda sistêmica (ANEEL, 2022).

v. Autorrestabelecimento integral

Unidades geradoras integrantes do SIN, que possuem equipamentos para essa finalidade, que forem aprovadas nos ensaios anuais realizados pelo ONS, recebem anualmente a receita de autorrestabelecimento. O valor é definido em resolução homologatória específica e tem a finalidade de recuperar os custos adicionais de operação e manutenção (ANEEL, 2022).

vi. Autorrestabelecimento parcial

O ONS identifica as unidades geradoras aptas a contribuir no processo de recomposição do sistema e faz a solicitação desse serviço sempre que necessário, sem gerar custos adicionais para os demais agentes e consumidores (ANEEL, 2022).

vii. Sistema Especial de Proteção (SEP)

As centrais geradoras integrantes do SIN, que possuem equipamentos para essa finalidade, com desempenho satisfatório em relação as atuações do SEP, conforme avaliação do ONS, recebem anualmente a receita para os sistemas especiais de proteção; o valor é definido em resolução homologatória específica (ANEEL, 2022).

viii. Despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa

As usinas termelétricas que realizam o despacho complementar recebem mensalmente uma receita para a manutenção de reserva operativa, seguindo alguns critérios estabelecidos na resolução normativa nº 1030 (ANEEL, 2022), como:

- Minimizar o custo operacional total do sistema na respectiva semana operacional;

- Programar e executar o despacho considerando diferentes cenários: carga plena, carga reduzida ou acompanhamento de carga nas usinas termelétricas;
- Respeitar as restrições operativas informadas pelo agente;
- Limitar os preços praticados a 130% do valor mais recente de Custo Variável Unitário, evitando oscilações excessivas nos custos de operação.

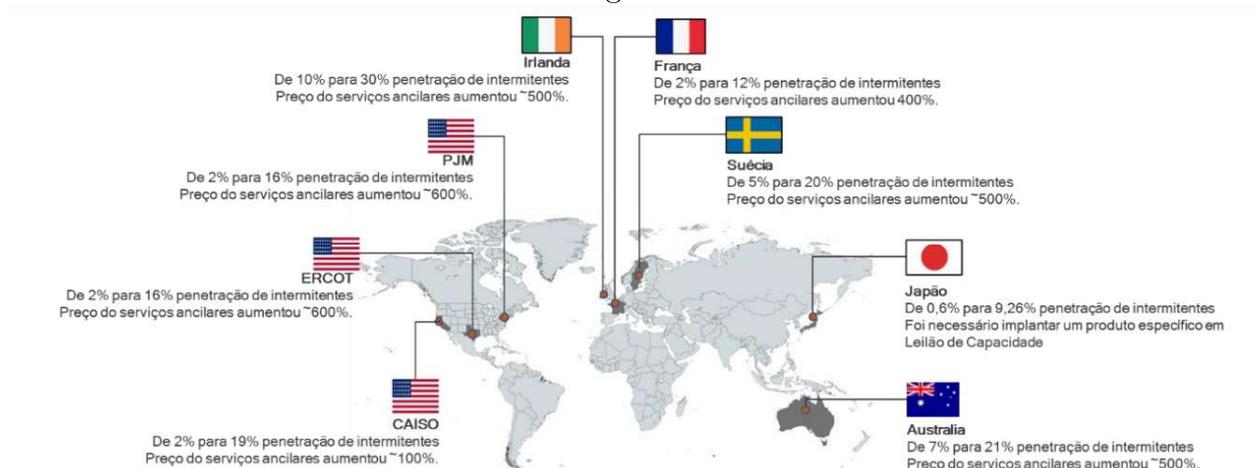
Conforme mencionado anteriormente, ANEEL tem a prerrogativa para permitir, atendendo uma solicitação do agente de geração, a instalação de equipamentos que serão responsáveis por realizar o serviço ancilar requisitado, com o ressarcimento dos custos incorridos. Em caso de necessidade da implementação de novos equipamentos para prestação dos serviços ancilares contratados, o ONS tem a responsabilidade de elaborar um estudo que demonstre a necessidade e a viabilidade técnica da prestação desse serviço, seja em novas ou em usinas que já estão em operação (ANEEL, 2022).

3.4 Perspectivas Futuras

O Brasil possui uma matriz energética predominantemente hidráulica que vem sofrendo grandes modificações em sua estrutura graças ao avanço das novas tecnologias e da própria mudança no cenário climático do país. A nova matriz tem provocado a necessidade de reorganizar e aprimorar tanto o planejamento quanto a operação do sistema elétrico. Isso tem colocado em pauta formas de incorporar as novas tecnologias e manter o sistema operando de maneira segura. Um exemplo concreto dessas mudanças ocorreu entre janeiro e agosto de 2023, quando a geração de energia solar registrou seu maior crescimento e a geração eólica obteve o segundo maior aumento na série histórica. Nesse período, o SIN registrou um aumento total de 7 GW, dos quais 6,2 GW foram provenientes de fontes de energia solar e eólica (MME, 2023a).

Nesse contexto, os serviços ancilares também enfrentam impactos decorrentes da crescente integração das fontes intermitentes de energia solar e eólica, do crescimento de usinas hidrelétricas sem reservatório, das novas tecnologias de armazenamento e dos recorrentes cenários hidrológicos desfavoráveis. A nível mundial, estudos indicam que o aumento na penetração de fontes intermitentes resultou em um incremento nos custos associados à prestação de serviços ancilares em diversos mercados de energia elétrica, conforme ilustrado na Figura 15. Essas informações são importantes no processo de "aprendizado", pois as fontes intermitentes não síncronas oferecem preços de energia altamente competitivos, mas podem exigir serviços de sistema adicionais. O conjunto dessas mudanças no setor elétrico tem provocado discussões para aprimorar e redefinir as formas de remuneração dos serviços ancilares (ABRAGET, 2023).

Figura 15 – Efeito da penetração de fontes intermitentes nos preços dos serviços ancilares em diferentes mercados de energia elétrica.



Fonte: – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (2023).

Diversas iniciativas foram colocadas em curso em busca de um novo modelo de remuneração para os serviços ancilares. Destaca-se, por exemplo o Workshop de Serviços Ancilares, realizado em 2019 pelo ONS, em colaboração com a ANEEL. No evento, foram promovidos debates sobre as oportunidades de aprimorar esses serviços, bem como a viabilização regulatória, técnica e econômica. Além disso, a ANEEL incorporou o tema estratégico “Novos Modelos de Negócio” em sua Agenda Regulatória para o período 2023-2024. Esse enfoque busca a definição de ambientes regulatórios controlados para a prestação dos serviços ancilares. A agência realizou o primeiro ciclo de debates sobre projetos inovadores para esses serviços, com foco inicial na prestação de serviços ancilares para controle de energia reativa. Nos ciclos seguintes, a proposta é discutir o controle de frequência, o autorrestabelecimento, dentre outros (ANEEL, 2023c).

Durante o primeiro ciclo de debates, a ANEEL concedeu autorização para que as usinas eólicas e solares desempenhem o serviço ancilar de suporte de reativos, sendo remuneradas através da TSA. Essa inclusão das fontes renováveis foi uma das melhorias planejadas na Resolução Normativa 1.030/2022 (ANEEL, 2022), a qual define as diretrizes para a prestação e remuneração de serviços ancilares (FREIRE, 2023). A alteração foi oficialmente publicada no Diário Oficial em 25 de abril de 2023 e está contemplada na nova Resolução Normativa 1.062/23 (ANEEL, 2023b). Na mesma publicação, a ANEEL incluiu um artigo que possibilita ao ONS realizar testes de produtos alternativos para a oferta de serviços ancilares em um ambiente regulatório experimental, mediante a autorização adequada da agência (FREIRE, 2023).

Procurando melhorar o funcionamento e modernizar o mercado de energia brasileiro, existem projetos de lei, em tramitação no Congresso Nacional, que sugerem uma revisão dos procedimentos de contratação dos serviços ancilares. Apesar do sistema atual de

contratação desses serviços atenderem as necessidades, é importante preparar-se e indicar aos agentes as necessidades sistêmicas futuras. Entretanto, vale ressaltar que para o serviço ancilar de autorrestabelecimento, devido às necessidades locacionais, a formação de um mercado competitivo pode não ser o melhor caminho (EPE, 2021).

4 Requisitos, Procedimentos e Responsabilidades para Usinas de Autorrestabelecimento

Neste capítulo, serão ressaltadas as principais características das usinas de autorrestabelecimento. Além disso, serão abordadas as diretrizes, os procedimentos e as responsabilidades relacionadas à prestação do serviço de autorrestabelecimento no SIN.

4.1 Serviço de Autorrestabelecimento

O colapso do sistema elétrico ou *blackout* ocorre quando uma perturbação ocasiona a falta de energia na maior parte da rede, gerando grandes prejuízos e uma necessidade de recompor rapidamente o sistema. Nesse cenário, as unidades geradoras com capacidade de serem acionadas, sem o auxílio de uma fonte externa, são convocadas a fornecer o serviço de autorrestabelecimento (MANSO, 2010).

Neste contexto, o serviço de autorrestabelecimento tem o objetivo de viabilizar a restauração de energia após a ocorrência de um *blackout* no sistema elétrico. Essa atividade busca iniciar o procedimento para reestabelecer o sistema a uma condição normal de operação, ou seja, com um atendimento a plena carga. O processo completo de recomposição é planejado e supervisionado pelo ONS, através de procedimentos operacionais que devem ser seguidos pelos agentes de geração, transmissão e distribuição, na hipótese de uma perturbação (ANTUNES, 2019).

É necessário que alguns equipamentos sejam instalados nas usinas que dispõem do recurso de autorrestabelecimento, com o objetivo de iniciar o processo de partida de uma ou mais unidades geradoras sem a ajuda de uma fonte externa.

4.1.1 Usinas Hidrelétricas Sem o Recurso de Autorrestabelecimento

Usinas hidrelétricas sem o recurso de autorrestabelecimento dependem de uma fonte externa para fornecer energia aos seus serviços auxiliares e, conseqüentemente, restaurar suas unidades geradoras. Como resultado, durante uma perturbação real no sistema elétrico, essas usinas não possuem características que possam ajudar no processo inicial de recomposição (ONS, 2020a). No entanto, desempenham um papel importante nas demais fases do processo, o qual pode demandar horas para ser concluído, conforme ilustrado no capítulo 3.

4.1.2 Usinas de Autorrestabelecimento Parcial

As usinas de autorrestabelecimento parcial tem uma importante contribuição no processo de reestabelecimento. No contexto da recomposição, essa classe de usina é considerada de média confiabilidade para o sistema elétrico. Para ser classificada e participar do processo de recomposição, é necessário que, após uma perturbação ou distúrbio que ocasione sua desconexão, pelo menos uma de suas unidades geradoras permaneça em giro mecânico e excitada, ou seja, unidades geradoras com a capacidade de autorrestabelecimento parcial devem estar aptas a alimentar seus serviços auxiliares a partir de sua própria tensão terminal (ONS, 2022a). Embora as usinas de autorrestabelecimento parcial não estejam aptas a iniciar um corredor de recomposição, elas podem ser sincronizadas à rede assim que a tensão no barramento da usina atingir o nível necessário, uma vez que as máquinas já estão previamente excitadas. Isso resulta em uma otimização no processo de recomposição do sistema.

4.1.3 Usinas de Autorrestabelecimento Integral

O serviço de autorrestabelecimento integral ou *black start* é necessário após a ocorrência de um *blackout* (desligamento geral do sistema). O autorrestabelecimento integral permite iniciar o processo de recomposição do sistema. As usinas capacitadas a prestar o serviço de autorrestabelecimento integral devem possuir uma ou mais unidades geradoras capazes, mesmo estando em uma condição de parada total, de alimentar seus serviços auxiliares independentemente de qualquer fonte de alimentação externa. Para tal, utiliza-se de equipamentos como o grupo gerador diesel ou sistemas de partida em corrente contínua instalados com a função de alimentar esses serviços (ONS, 2022a).

O ONS é responsável por definir o número de unidades geradoras que necessitam partir e, deste modo, auxiliar no processo de recomposição de determinado corredor de recomposição, iniciando assim a restauração do SIN (ONS, 2020a). Tal definição tem como base estudos que apresentam viabilidade técnica de determinado corredor de recomposição, considerando as premissas e os critérios dos Procedimentos de Rede.

4.1.3.1 Característica de Usinas de Autorrestabelecimento Integral

De acordo com (ONS, 2020a), as usinas de autorrestabelecimento integral devem possuir a capacidade de:

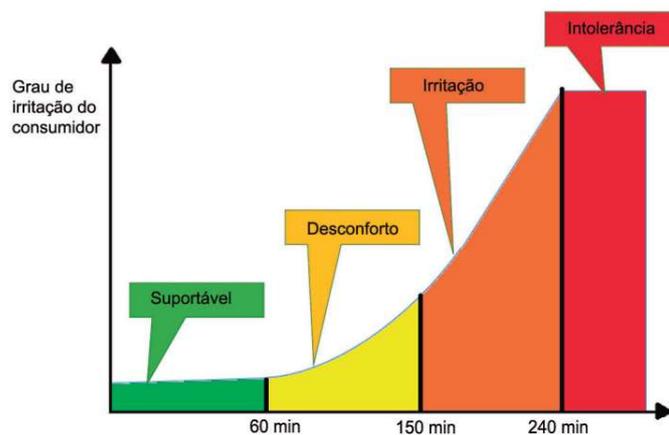
- i. Sem auxílio de fontes externas para alimentar seus serviços auxiliares, sair da condição de parada total para uma condição normal de operação;
- ii. Partir e sincronizar o número mínimo de unidades geradoras, definido pelo ONS nas instruções de operação específicas, sem auxílio de fontes externas para alimentar os

- serviços auxiliares;
- iii. Energizar os componentes da rede adjacente sem levar em consideração eventos fora do seu controle;
 - iv. Mesmo diante de variações bruscas de carga no início do processo de recomposição, manter tensão e frequência da rede dentro dos limites pré-estabelecidos; e
 - v. Possuir um índice de disponibilidade superior a 80%. Esse índice representa o tempo em que as unidades geradoras da usina estiveram disponíveis para o ONS, ou seja, o período em que não ocorreram paradas não programadas devido a problemas como quebras ou falhas.

4.2 Procedimentos para Recomposição da Rede

Um *blackout* em um sistema elétrico de grande porte, a exemplo do SIN, provoca impactos significativos no cotidiano da população, como a paralisação de transportes coletivos, redes de comunicação e até de instalações de saúde. Além dos problemas mencionados, um blecaute seguido de atrasos na recomposição do sistema também prejudica a imagem do setor perante a opinião pública, como evidenciado na Curva de Aversão a Blecautes apresentada na Figura 16. Portanto, é necessário que exista um plano emergencial para reestabelecer o sistema de forma rápida e segura.

Figura 16 – Curva de aversão a blecautes.



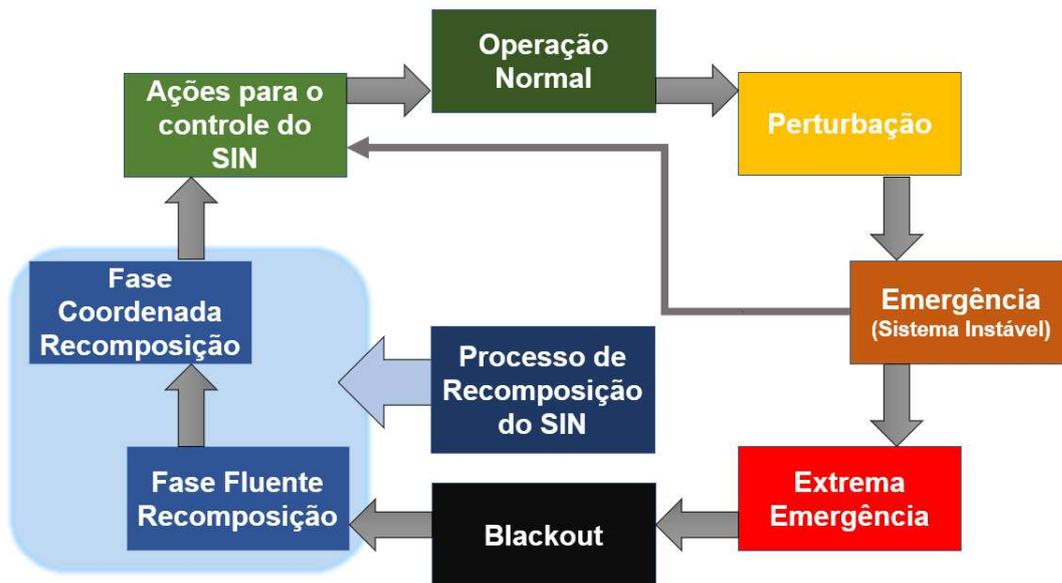
Fonte: Oliveira; Alves (2020).

Logo após o blecaute e com base nos dados de monitoramento do sistema elétrico, identificam-se os equipamentos que ficaram indisponíveis para, então, iniciar o processo de recomposição do sistema. Seguindo os procedimentos de recomposição da rede, os operadores iniciam o restabelecimento do sistema formando ilhas de carga e geração a partir das usinas de autorrestabelecimento. Neste contexto, os controladores das usinas geradoras devem garantir a preservação dos níveis de tensão e frequência dentro dos limites

preestabelecidos nos Procedimentos de Rede. Nessa fase inicial de recomposição, o desafio de manter os níveis da qualidade de energia na rede isolada é grande, pois em virtude da baixa inércia de um gerador isolado e da dinâmica lenta da turbina hidráulica, essa rede fica mais susceptível a variações. De fato, o comportamento da rede depende da dinâmica da turbina hidráulica, do gerador e também desse controle nos níveis de tensão e frequência (KARNIKOWSKI et al., 2020).

A malha principal do sistema elétrico brasileiro tem o seu processo de recomposição de rede, conforme ilustra a Figura 17, composto em duas etapas, fase fluente e fase coordenada. A fase fluente busca restabelecer as cargas prioritárias dos agentes de distribuição e dos consumidores conectados à Rede Básica. Esta fase é considerada a primeira etapa no processo de recomposição e ocorre em cada área geoeletrica, com seus procedimentos de recomposição descentralizados e realizados diretamente nas instalações. Já a fase coordenada é gerida pelos centros de operação do ONS e tem o objetivo de realizar a conexão entre áreas geoeletricas, reestabelecidas parcialmente na fase fluente, visando o restabelecimento pleno das cargas do sistema (ONS, 2020b). Nas próximas seções, são apresentados os aspectos principais das fases fluente e coordenada no contexto do SIN.

Figura 17 – Esquemático simplificado do processo de recomposição de rede.



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA; ALVES, 2020).

4.2.1 Fase Fluente

A fase fluente de recomposição é o estágio inicial no processo de restauração do SIN. Usinas aptas a prestar o serviço de autorrestabelecimento integral (*black start*) são responsáveis por iniciar o processo de recomposição, através da energização de áreas sem o uso de fontes externas. Nesta etapa, com base em procedimentos operacionais previamente definidos, os operadores dos agentes de geração, transmissão e distribuição tem relativa

autonomia para tomar decisões. Em um primeiro momento, é realizada a energização de corredores formados por instalações de áreas geoeletricas do SIN, com o objetivo de, no menor período de tempo possível, alimentar as cargas prioritárias da área. Em todas as etapas da fase fluente deve ser garantido o equilíbrio entre a geração e a carga. Adicionalmente, deve ser definida uma configuração mínima de rede que garanta que o sistema permaneça estável e livre de sobrecargas ou outras falhas (PERES, 2012).

Para iniciar o processo de recomposição fluente, é necessário que os agentes de transmissão envolvidos em determinado corredor de recomposição tenham constatado ausência de tensão em todos os terminais de suas linhas de transmissão. Logo, esse agente passa a ser responsável por preparar a instalação, restabelecer os equipamentos quando as condições previstas nos procedimentos forem atingidas e informar as condições e os horários das manobras ao Centro de Operação do Sistema (COSR). Nessa fase, os centros de operação do ONS acompanham o processo e só intervêm em casos de extrema necessidade, quando um imprevisto impossibilitar o prosseguimento normal da recomposição ou quando solicitado pelo agente. A carga deve ser retomada de maneira gradual para que não ocorram oscilações na tensão e na frequência, evitando assim maiores perturbações ou desligamentos (ONS, 2020b).

Os procedimentos operacionais do sistema após uma perturbação tem como base os estudos de recomposição, elaborados pelo ONS com anuência dos agentes envolvidos. Seguindo esses procedimentos, algumas condições devem ser respeitadas na fase fluente de recomposição (ONS, 2022b):

- i. Deve ser constatada a ausência total de tensão nas instalações que compõem o corredor a ser recomposto;
- ii. A recomposição deve ser iniciada pelas usinas de autorrestabelecimento integral;
- iii. Os corredores e áreas definidas devem ser restabelecidos respeitando o equilíbrio entre geração e carga, de forma a evitar desvios na tensão e frequência ou atuações indevidas de proteções;
- iv. Usinas térmicas, sempre que tecnicamente possível, devem possuir estratégias de ilhamento que busquem, após uma perturbação, sustentar uma parcela da carga do sistema de forma estável. Ressalta-se ainda que esse modelo de usina não é considerado uma fonte de restabelecimento do SIN;
- v. Deve-se considerar, nos estudos, que uma perturbação tenha ocorrido em um período com uma condição de carga pesada e assim garantir uma recomposição a qualquer momento. Neste contexto, a maior parcela possível do montante máximo de carga prioritária pré-definida deve ser atendida.

Para atualizar os procedimentos operacionais, o ONS realiza estudos de recomposição que consideram alguns aspectos necessários durante o autorrestabelecimento do sistema. Esses estudos, quando em regime permanente, buscam analisar as condições e os comportamentos do sistema nas várias etapas do processo de recomposição, apresentando cenários de tensão, carregamento em equipamentos e até a capacidade das unidades geradoras em situações de pré ou pós-manobra. Considerando a fase fluente, alguns critérios operacionais são estabelecidos com base nesses estudos de recomposição em regime permanente. Os principais são os seguintes (ONS, 2022b):

- i. Em cada área geolétrica, deve ser respeitada a disponibilidade inicial de potência ativa na usina que integra o corredor de recomposição fluente, de forma que durante a etapa de recomposição fluente o montante máximo de carga não ultrapasse essa referida disponibilidade;
- ii. Como critério geral do estudo, a disponibilidade inicial de geração considera que cada usina de autorrestabelecimento possua uma de suas unidades geradoras parada para manutenção (critério $n-1$, em que n é o número total de unidades geradoras da usina), ou que haja um número mínimo de unidades geradoras sincronizadas;
- iii. Um número mínimo de unidades geradoras deve ser definido com o objetivo de, durante uma rejeição de carga em condições críticas de rede, evitar a ocorrência de sobretensões dinâmicas e/ou autoexcitação;
- iv. Em uma usina de autorrestabelecimento, a potência mínima inicialmente disponível é obtida através do seguinte critério:

$$P_{(disponivel)} = 0.8 * (n - 1) * P_{(nominal)} \quad (4.1)$$

- v. Em áreas geolétricas que possuem mais de uma usina de autorrestabelecimento participando da fase fluente, a potência total considerada é a soma das potências disponibilizadas por cada uma das usinas envolvidas no processo de recomposição.

Ainda considerando os critérios de operação definidos no contexto dos estudos de recomposição em regime permanente, durante a fase fluente de recomposição é de fundamental importância realizar o controle de tensão nas áreas geoeletricamente definidas. Esse controle tem o objetivo de preservar, em valores adequados, os níveis de tensão dos barramentos do sistema. A priori, exceto quando definidos nas instruções operativas, não são considerados recursos como capacitores *shunt*, compensadores síncronos ou estáticos para realizar esse controle na tensão. Logo, a fim de alcançar os níveis de tensão apropriados ao barramento do sistema, é necessário utilizar dos recursos disponíveis, tais como a potência

reativa gerada ou absorvidas pelas unidades geradoras, os reatores *shunt* e as tomadas de cargas necessárias (ONS, 2022b).

Os limites de potência reativa disponibilizada pelas unidades para realizar o controle de tensão estão disponíveis nas curvas de capacidade das unidades geradoras. A partir desses recursos e das características elétricas dos elementos que compõem o corredor de recomposição, é possível determinar, com base em simulações de fluxo de potência, o limite de carga prioritária. Assim, o valor de carga máxima a ser atendida na fase fluente de recomposição pode ser definido pela disponibilidade de fornecimento de potência reativa, associada ao fator de potência das cargas a serem reestabelecidas, juntamente com as características elétricas dos elementos do corredor de recomposição da área considerada. Em estudos de recomposição realizados pelo ONS, considera-se que durante a fase de recomposição o fator de potência das cargas restabelecidas apresenta valores entre 0,85 e 0,95, pois não é possível garantir a existência de uma compensação local para essa carga (ONS, 2022b).

Deve ser sempre respeitado, tanto na fase fluente quanto na coordenada, os limites de tensão e as restrições especificadas nos elementos de rede instalados no corredor de recomposição. O ONS deve ser informado sobre os recursos disponíveis para um controle de tensão nas subestações que fazem parte do processo de energização e na ausência das informações referidas, deve-se considerar os limites de tensão apresentados na Tabela 1 (ONS, 2022b).

Tabela 1 – Limites de tensão em regime permanente para estudos de recomposição.

Tensão Nominal de Operação	Mínima (pu)	Máxima (pu)
< 230 (kV)	0,90	1,10
230 (kV)	0,90	1,10
345 (kV)	0,90	1,10
440 (kV)	0,90	1,10
500 (kV)	0,90	1,10
525 (kV)	0,90	1,05
765 (kV)	0,90	1,046

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2022b).

O processo de tomada de carga torna o corredor de recomposição mais suscetível a oscilações, tanto durante as tomadas de carga quanto na ocorrência de uma rejeição. Para examinar tais efeitos, são realizadas simulações dinâmicas, tendo como referência os limites de subtensão ou sobretensão dinâmica apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites de tensão em regime dinâmico para estudos de recomposição.

Tensão Nominal de Operação	Mínima (pu)	Máxima (pu)
< 230 (kV)	0,85	1,25
230 (kV)	0,85	1,25
345 (kV)	0,85	1,25
440 (kV)	0,85	1,25
500 (kV)	0,90	1,30
525 (kV)	0,85	1,25
765 (kV)	0,85	1,25

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2022b).

Toda tomada de carga é suprida pelas unidades geradoras que compõe o corredor, limitando-a a até 80% de sua capacidade. As tomadas de carga devem ser supridas prioritariamente por unidades geradoras com autorrestabelecimento integral. Porém, na necessidade de tomar maiores montantes de carga, pode-se buscar auxílio de uma usina eletricamente próxima a usina *black start*. Neste caso, podem ser utilizadas as usinas de autorrestabelecimento parcial ou usinas sem capacidade de autorrestabelecimento, uma vez que o corredor já está energizado. Quando a tomada de carga prioritária, até o montante máximo estabelecido para a fase fluente de recomposição, extrapolar limites de variação de tensão ou frequência, deve ser feita em patamares. Cada tomada de carga deve ser feita de forma a manter a variação de tensão máxima em até 5% da tensão nominal de operação e a variação de frequência deve respeitar as faixas estabelecidas na Tabela 3. Em uma situação idealizada, a tomada fluente de carga possui degraus com valores máximos de 20 a 50% da potência inicialmente fornecida. Por fim, buscando estabilizar as oscilações na frequência e tensão durante o último degrau de carga e possibilitar a ação dos reguladores automáticos de tensão e velocidade, é estabelecido que as tomadas fluentes de cargas consecutivas não devem ser realizadas em intervalos de tempo inferiores a um minuto (ONS, 2022b).

Tabela 3 – Limites para variações de frequência em regime dinâmico.

Frequência (Hz)				
Tipo de Usina	Fase Fluente		Fase Coordenada	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Hidrelétrica	56	66	57	63
Termelétrica	Não se Aplica		57	63

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2022b).

Considerando uma área geoeletricamente definida com mais de uma usina de autorrestabelecimento integral, na fase fluente de recomposição é estabelecido que uma dessas usinas tem a responsabilidade de controlar a frequência e também utilizar dos recursos disponíveis para realizar o controle das tensões. As demais usinas da área são responsáveis por assumir as cargas, assegurando uma folga na geração para a usina que

controla a frequência. Isso viabiliza a continuidade do processo de tomada de carga e controle na frequência (ONS, 2022b).

4.2.2 Fase Coordenada

A fase de recomposição coordenada ocorre imediatamente após a conclusão das manobras realizadas na fase fluente, com o objetivo de garantir que o sistema esteja completamente estabilizado e pronto para operar normalmente ao final dessa etapa. Ao término da fase fluente é necessário observar algumas premissas, estabelecidas pelo ONS, antes de iniciar os processos e procedimentos relacionados a fase coordenada de recomposição (ONS, 2022b).

- i. Deve-se constatar a inexistência de sobrecargas nos equipamentos e linhas de transmissão da área analisada;
- ii. Deve-se constatar que a frequência encontra-se estabilizada;
- iii. Deve-se constatar níveis de tensão compatíveis com a configuração do corredor restabelecido, considerando os montantes de tomada de carga prioritária pré-estabelecidos;
- iv. Previamente às manobras de interligação de áreas, é indispensável verificar as condições de rede e definir, seguindo as instruções de operação, o fechamento dos disjuntores associados às interligações.

Durante a fase coordenada de recomposição, o ONS, por meio do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), deve coordenar, supervisionar e controlar as ações para interligar as áreas previamente restabelecidas na fase fluente. Os operadores dos Centros Regionais de Operação do Sistema (COSR) responsáveis pela área têm a responsabilidade de controlar a frequência e a tensão da rede, supervisionar a operação do Controle Automático de Geração (CAG) ao longo de toda a recomposição, informar aos centros de operação dos agentes afetados sobre perturbações na rede e mantê-los atualizados sobre o andamento do processo de recomposição. Isso é fundamental para prevenir possíveis impactos nas ações planejadas nas instruções de operação desses agentes. Durante a recomposição coordenada, os COSRs também são responsáveis por realizar tomadas de carga adicionais e, se necessário, efetuar cortes na carga. Nesse contexto, se uma ou mais áreas de interligação mantiverem uma frequência de rede abaixo de 60Hz devido a um desequilíbrio entre geração e cargas, o COSR envolvido deve determinar a redução de carga na área ou região com subfrequência (ONS, 2023e).

Buscando a segurança dos equipamentos de rede, durante a fase coordenada de recomposição os níveis de tensão devem seguir as restrições especificadas pelos agentes geradores e, na falta dessas informações, deve-se respeitar os valores apresentados na

Tabela 1. No decorrer do processo de interligação, fechamento de anéis ou sincronismo entre áreas, é necessário analisar as sobretensões dinâmicas respeitando os limites de tensão apresentados na Tabela 2 e então verificar a manutenção da estabilidade eletromecânica do sistema e o atendimento do critério de máxima variação instantânea de potência acelerante das máquinas (ONS, 2022b).

Dentre as diversas complexidades envolvidas durante a fase de restabelecimento coordenada, a interligação entre as áreas geoeletricamente definidas é o procedimento que exige o maior cuidado. O fechamento dos circuitos pode gerar torques acelerantes elevados nos geradores que estão eletricamente próximos, provocando assim impactos no eixo do rotor. Quando em excesso, esses impactos podem resultar em falhas no equipamento ou em uma perda gradual da vida útil (MARTINS et al., 2008). De fato, o gerador síncrono é uma máquina que converte energia mecânica em elétrica. Ele é acionado por uma fonte primária, seja a força da água em hidrelétricas ou o vapor em usinas térmicas. Qualquer energia que não seja convertida em energia elétrica é transformada em energia acelerante, ocasionando um torque acelerante no rotor da máquina, que pode ser descrito como a diferença entre o torque mecânico, fornecido pela fonte primária, e o torque elétrico gerado pelos campos magnéticos (DIAS; PILONI, 2010). Caso ocorra fechamento de anéis ou sincronismo com uma grande diferença angular entre as áreas, o equilíbrio é afetado e o rotor pode sofrer uma aceleração ou desaceleração. Se o torque acelerante exceder um certo limite, a máquina sofrerá um desgaste excessivo em seu eixo. Por essa razão, os Procedimentos de Rede do ONS recomendam manter a potência acelerante abaixo de 50% da potência nominal da máquina (MORAIS, 2021).

Os valores máximos aceitáveis para a diferença de tensão, frequência e o ângulo de fase entre as barras conectadas durante manobras de sincronismo são encontrados nos estudos de estabilidade eletromecânicas elaborados pelo ONS. Esses limites são disponibilizados com o objetivo de realizar um controle nas variações instantâneas de potência acelerante e evitar que as unidades geradoras venham a sofrer com esforços além do que é permitido, conforme abordado anteriormente. Os valores de referência para as máximas diferenças são apresentados abaixo (ONS, 2022b):

- i. tensão: o valor de máxima diferença na tensão é de 10 % da tensão nominal de operação;
- ii. frequência: o valor de máxima diferença na frequência é de 0,2 Hz;
- iii. ângulo: o valor de máxima defasagem angular é de 10 graus.

Buscando evitar as sobrecargas mecânicas nos eixos das unidades geradoras e estabelecer os limites na máxima diferença de tensão, frequência e ângulo de fase entre as barras, os estudos eletromecânicos de fechamento de anel devem avaliar os efeitos da

interconexão na rede de transmissão e determinar os limites de forma a evitar esforços excessivos nas unidades geradoras. No caso das usinas termelétricas, a fadiga cíclica é um fator crucial que decorre dos esforços torcionais provocados no eixo dos turbogeradores. Já nas usinas hidrelétricas, normalmente, a perda de vida útil devido a fadiga cíclica é considerada irrelevante, sendo que outras restrições informadas pelo agentes podem ser mais significativo (ONS, 2022b).

Durante a manobra de fechamento de anel, a avaliação de solicitação feita ao gerador é baseada na variação percentual instantânea da potência ativa. Essa variação é calculada utilizando a equação 4.2 e considera a potência ativa gerada antes e depois do fechamento do anel (ONS, 2022b).

$$\Delta P = P_{ele(t+)} - P_{ele(t-)} \quad (4.2)$$

ΔP : Percentual instantâneo da pot. ativa gerada pela unidade geradora no fechamento;

$P_{ele(t-)}$: Potência ativa gerada pela unidade geradora antes do fechamento de anel; e

$P_{ele(t+)}$: Potência ativa gerada pela unidade geradora depois do fechamento de anel.

Essa avaliação deve considerar alguns critérios que estabelecem os efeitos do fechamento de anel (ONS, 2022b):

- i. O fechamento de anel é permitido: se o percentual instantâneo de potência ativa gerada pela unidade geradora nesse fechamento for menor ou igual a 50% da potência nominal aparente da máquina;
- ii. O fechamento pode ser permitido, mas haverá impacto mecânico nos componentes da unidade geradora e será necessário consultar o agente gerador sobre a possibilidades de danos: se o percentual instantâneo de potência ativa gerada pela unidade geradora nesse fechamento for maior que a 50%.
 - Para máquinas hidráulicas o fechamento é permitido caso o agente não possua restrições.
 - Para máquinas térmicas o fechamento é permitido caso a perda de vida útil dos equipamentos seja menor que 0.01% ou não possua outro limite informado pelo agente com base em estudos específicos.

Durante a fase coordenada de recomposição, a frequência do sistema deve ser ajustada em torno de 60 Hz, permitindo uma variação mínima e controlando a faixa limite

de oscilação entre 59 e 61 Hz. A tensão é regulada para permanecer próxima ao valor nominal da rede, com uma tolerância de variação de até 10%, exceto em situações especiais (ONS, 2020a).

4.3 Responsabilidades

O Submódulo 5.8 “Recomposição de rede”, disponibilizado em (ONS, 2020b), trata as responsabilidades de cada uma das instituições envolvidas no processo de recomposição de rede conforme estão apresentadas abaixo:

- Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS é responsável por conduzir estudos de recomposição do sistema, visando definir medidas que acelerem o restabelecimento após grandes perturbações. No âmbito do planejamento e programação da operação, o órgão constantemente revisa e define a filosofia e as medidas adotadas nesses estudos. Além disso, o ONS é encarregado de determinar, para cada área de autorrestabelecimento, os montantes máximos de potência a serem supridos em cada instalação, assim como a usina responsável pelo controle de frequência na área de autorrestabelecimento. O órgão também elabora o Plano Anual de Execução dos Testes de Recomposição nas Usinas de Autorrestabelecimento, acompanha presencialmente esses testes, analisa os resultados e envia à ANEEL o Relatório Anual de Testes das Usinas de Autorrestabelecimento Integral. Adicionalmente, o ONS mantém atualizada a relação de usinas liberadas para fornecer o restabelecimento parcial ou integral e coordena, em conjunto com os agentes, a execução do Plano para Simulação de Treinamento de Recomposição do Sistema (ONS, 2020b).

- Centro Nacional de Operação do Sistema

O CNOS faz parte da estrutura organizacional do ONS e tem a responsabilidade de acompanhar as ações de recomposição na fase fluente e nas áreas de autorrestabelecimento da fase coordenada, intervindo apenas quando necessário. Além disso, o CNOS controla as interligações entre as regiões, realiza o despacho de geração seguindo o Programa Diário de Operação (PDO) e participa ativamente nos treinamentos e simulações da recomposição do sistema (ONS, 2020b).

- Centro Regional de Operação do Sistema

O COSR também faz parte da estrutura organizacional do ONS, são unidades regionais responsáveis por supervisionar as atividades relacionadas à fase de recomposição fluente. Além disso, têm a incumbência de conduzir e coordenar o processo de interligação das áreas que foram energizadas previamente à fase de recomposição coordenada, assim como realizar o despacho de geração, atendendo

aos valores pré-programados no Programa Diário de Operação (PDO). É de responsabilidade do COSR comunicar aos agentes de geração sobre qualquer perturbação na rede, fornecer as instruções necessárias para o procedimento de recomposição, caracterizar o desligamento geral de uma instalação e participar do teste de recomposição do sistema (ONS, 2020b).

- Agentes de Geração

Seguindo as instruções do ONS, o agente de geração deve realizar, em suas instalações, todas as ações necessárias para o processo de recomposição fluente. Isso inclui restabelecer as cargas nas áreas sob sua responsabilidade e efetuar as manobras para o recebimento ou envio de tensão. Durante essa etapa, o agente também é encarregado de manter o COSR atualizado sobre a preparação da instalação e quaisquer anormalidades que possam impedir o início do restabelecimento, além de aguardar a liberação de tomada de carga adicional.

O agente de geração também possui responsabilidades ao longo da fase coordenada de recomposição. Esses agentes devem seguir os procedimentos estabelecidos nas instruções de operação elaboradas pelo ONS. Isso inclui preservar a tensão nas condições de energização de circuitos nos sentidos e sequência de energização estabelecidos previamente, restabelecer a carga prioritária até seu limite e garantir que suas usinas de autorrestabelecimento integral e parcial estejam disponíveis. Além disso, é responsabilidade destes agentes atualizar o ONS quanto à capacidade de autorrestabelecimento de suas usinas, corrigir pendências em caso de reprovação no teste de autorrestabelecimento e colaborar na elaboração das simulações de recomposição (ONS, 2020b).

5 Testes em Usinas de Autorrestabelecimento do SIN

Nesta seção, são apresentados os principais procedimentos estabelecidos para a avaliação da capacidade das usinas de autorrestabelecimento integral e parcial. As diretrizes dos testes são expostas, abordando-se as peculiaridades dos procedimentos individuais e simultâneos, tanto para as usinas de autorrestabelecimento integral quanto para as de autorrestabelecimento parcial. Destaca-se, ainda, os critérios necessários para a aprovação, os métodos de classificação utilizados e os resultados obtidos pelas usinas do SIN no último ciclo de testes.

5.1 Diretrizes para Realização dos Testes em Usinas de Autorrestabelecimento

Conforme abordado anteriormente, por mais robusto que seja um sistema elétrico de potência, não pode ser descartada a hipótese de ocorrências de grandes perturbações. Neste contexto, as centrais geradoras com recursos de autorrestabelecimento são especialmente importantes, pois possuem equipamentos capazes de iniciar o processo de partida de suas unidades geradoras. Com o objetivo de manter o bom desempenho do processo de recomposição do SIN, é fundamental que o ONS adote métodos para garantir que as usinas com os recursos de autorrestabelecimento possuam equipamentos e unidades geradoras operando de maneira adequada e que estejam prontas para recompor o sistema sem impedimentos. Para esse fim, são realizados anualmente testes reais de recomposição nas usinas com autorrestabelecimento integral ou parcial, a fim de garantir que essas usinas estejam preparadas para uma rápida recomposição da área em que estão inseridas (ANEEL, 2023a).

Os testes de recomposição são realizados anualmente em cada usina contratada para prestar esse serviço, seguindo o Plano Anual de Execução, em colaboração entre o ONS e o agente de geração responsável. Além disso, os períodos previstos de Regime Especial de Operação também são considerados, durante os quais o ONS implementa medidas de segurança para garantir o fornecimento de energia elétrica em situações especiais, como eleições e jogos da seleção brasileira na Copa do Mundo. Nesse período, as intervenções nas usinas estão limitadas a procedimentos urgentes. Diante disso, as usinas que fazem parte dos corredores de recomposição e que devem passar por um período operando em regime especial devem ter seus testes antecipados (ONS, 2022a).

Durante a execução dos testes de autorrestabelecimento, enquanto o ONS avalia os impactos sistêmicos da operação, os agentes de geração monitoram o impacto local em suas instalações, garantindo a máxima segurança das pessoas, do meio ambiente e dos equipamentos envolvidos (ONS, 2022a).

O agente de geração deve selecionar profissionais das equipes de operação e manutenção para a execução do teste de recomposição, buscando minimizar a repetição na escolha de pessoas envolvidas. É fundamental que o número de participantes não ultrapasse a quantidade de integrantes da menor equipe de operação e manutenção em turno ininterrupto. Vale ressaltar que os operadores e demais integrantes da equipe tenham a habilidade e o conhecimento adequado para executar a programação estabelecida. Aqueles que não foram escalados para participar da execução do teste de recomposição, mas desejam acompanhar o processo, seja em usinas de autorrestabelecimento integral ou parcial, não devem tomar nenhuma medida ou intervenção nos equipamentos envolvidos, mesmo em situações de não conformidades detectadas. Caso contrário, pode ocorrer uma paralisação momentânea na execução. No entanto, é possível refazer ou recomeçar o teste várias vezes, desde que esteja dentro do período programado pelo Sistema de Gestão de Intervenções (SGI) (ONS, 2022a).

O SGI é uma ferramenta do ONS utilizada pelos agentes para programar as intervenções em instalações da Rede de Operação. Os operadores do ONS têm a autoridade para aprovar ou negar as solicitações de intervenção e registrar recomendações relacionadas a cada procedimento. Quando uma intervenção é registrada no SGI, o sistema automaticamente notifica os diversos agentes envolvidos, e todo o histórico da intervenção, desde a solicitação até o registro da conclusão do serviço, está disponível para visualização (ONS, 2022a).

No decorrer do teste de recomposição, se for identificado qualquer anormalidade que possa impossibilitar o cumprimento dos critérios para aprovação, o agente de operação responsável pela usina em questão pode optar por uma das seguintes medidas (ONS, 2022a):

- i. Para que o teste continue normalmente, é necessário que os participantes responsáveis pela execução corrijam a anormalidade identificada. Os tempos necessários para a correção serão registrados e levados em consideração;
- ii. Se a correção da anormalidade exceder o tempo pré-estabelecido, o teste será interrompido. No entanto, se ainda estiver dentro do período programado, é possível reiniciá-lo;
- iii. Se um dos profissionais não selecionados para participar do teste for responsável por corrigir a anormalidade, o teste será interrompido. No entanto, se ainda estiver dentro do período estabelecido, é possível reiniciá-lo; e

- iv. Caso o prazo máximo para realizar o teste seja atingido antes da resolução da anomalia, o mesmo será considerado reprovado. Nessa situação, o agente de operação responsável pela usina deverá informar imediatamente ao COSR sobre o ocorrido. Entretanto, se a anomalia não impedir a aprovação do teste, mas tiver relevância para comprovar a disponibilidade da usina, ela deverá ser registrada para correções futuras.

É importante destacar que os resultados dos testes, se aprovados ou não, não podem garantir que uma usina terá um desempenho satisfatório em uma perturbação real. Da mesma forma, um histórico de falhas nos testes não implica necessariamente em um mau desempenho da usina em um evento real. Dessa forma, a execução dos testes anuais tem como objetivo principal assegurar que as equipes de operadores, as unidades geradoras e seus sistemas associados estejam prontos para restaurar o sistema elétrico de maneira ágil e eficaz, com o intuito de minimizar os efeitos sobre os consumidores (ANEEL, 2023a).

Para a realização dos testes de recomposição nas usinas de autorrestabelecimento, é essencial que as unidades geradoras estejam conectadas ao sistema com uma carga próxima de zero. Essa condição é considerada como inicial, possibilitando a execução dos testes sem afetar o sistema. No caso de usinas de autorrestabelecimento integral, cujos estudos realizados pelo ONS indiquem a possibilidade de teste com desligamento total da usina, será necessário interromper as unidades geradoras e alimentar seus serviços auxiliares com recursos próprios (ONS, 2022a).

Se necessário, o ONS e o agente operador de cada usina devem realizar uma reunião para estabelecer um roteiro de testes, tanto individuais quanto simultâneos. Durante essa reunião, serão discutidas as características específicas das unidades geradoras, as restrições operacionais da instalação, a viabilidade de substituir testes individuais por testes simultâneos e outros pontos relevantes. É crucial que o roteiro seja mantido atualizado e anexado à solicitação de intervenção para a realização dos testes, garantindo que esteja sempre disponível (ONS, 2022a).

5.1.1 Teste de Recomposição em Usinas de Autorrestabelecimento Integral

O serviço ancilar de autorrestabelecimento integral, conhecido como *black start*, é essencial para permitir que uma central geradora retome suas operações após uma parada total e na ausência de fonte externa. Para garantir essa capacidade, as usinas que oferecem esse serviço devem possuir pelo menos um sistema com a capacidade de iniciar suas unidades geradoras sem depender de uma fonte de alimentação externa. Essas usinas, após passarem por avaliação do ONS e receberem autorização para realizar os testes de recomposição a partir de um desligamento total, devem realizar esse teste. Ao registrar

a intervenção no SGI, o operador da usina será informado pelo ONS e deverá solicitar o teste com o desligamento total. Este teste pode ser realizado de forma individual ou simultânea conforme será abordado a seguir (ONS, 2022a).

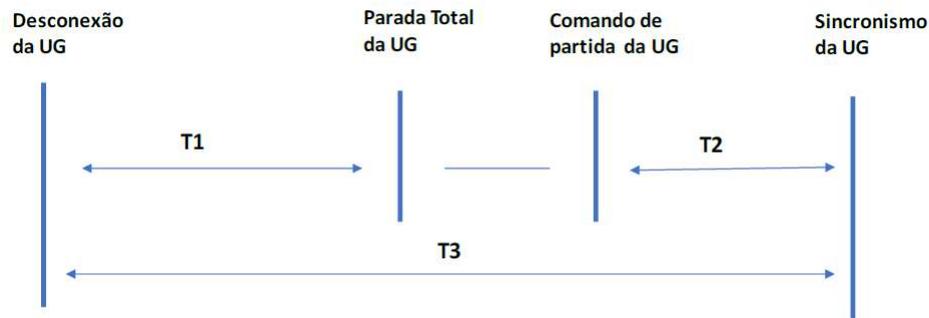
Normalmente, o sistema de partida independente de fontes externas nesse modelo de usina é composto por um grupo gerador de emergência ou uma unidade geradora hidráulica auxiliar. Também pode ser utilizado um sistema de partida que utiliza alimentação em corrente contínua, com bancos de baterias, para excitar o campo do gerador principal. Nos casos em que a primeira máquina é iniciada por um grupo gerador de emergência, é obrigatório realizar o teste simultâneo de partida. A partida desse grupo gerador de emergência pode ocorrer a partir de um conjunto de baterias ou por meio de ar comprimido, com a alimentação do vaso de pressão inicialmente fechada. Em qualquer sistema que utilize bancos de baterias, é fundamental assegurar que o carregador/retificador desses bancos esteja inicialmente desligado (ONS, 2022a).

5.1.1.1 Testes Individuais

O objetivo do teste individual é avaliar unidades geradoras que possuem a capacidade de assumir o serviço auxiliar a partir da tensão terminal de seu próprio gerador. O teste verifica se a unidade geradora é capaz de ser retirada da condição de repouso, usando seu sistema de autorrestabelecimento, ser excitada, assumir a alimentação de seu serviço auxiliar e se conectar a uma barra desenergizada (barra "morta"). Caso não seja possível conectar à barra "morta", o procedimento a ser adotado deve ser discutido em uma reunião técnica entre o ONS e o agente gerador. O Teste Individual deve comprovar a capacidade da usina de se desconectar do sistema após receber o comando de abertura do disjuntor principal, iniciar o processo de parada e, após parar, ser capaz de iniciar o processo de partida e se conectar a uma barra desenergizada usando seus próprios recursos, sem ajuda de fontes externas, dentro de um tempo máximo de 30 minutos (ONS, 2022a).

Em usinas que não possuem unidades geradoras com capacidade para alimentar seus serviços auxiliares a partir de seu próprio barramento, todas as unidades geradoras que irão participar do Teste Simultâneo deverão ser também testadas individualmente. Os tempos de cada etapa do teste individual devem ser registrados na planilha de acompanhamento (Figura 21), conforme apresentado na Figura 18 (ONS, 2022a).

Figura 18 – Tempos de cada etapa do teste individual em usinas black start.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2022a).

Apresenta-se, a seguir, a descrição dos intervalos de tempo T1, T2 e T3 indicados na Figura 18:

- T1: Intervalo de tempo entre abertura do disjuntor e parada total da UG;
- T2: Intervalo de tempo entre o comando de partida da UG e seu real sincronismo; e
- T3: Duração total do teste na unidade geradora.

5.1.1.2 Testes Simultâneos

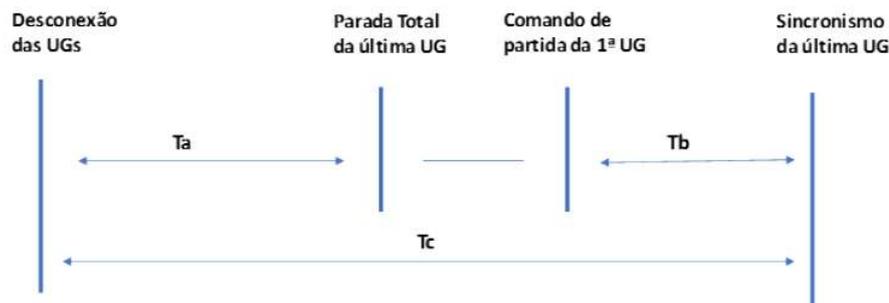
O objetivo do teste simultâneo consiste em avaliar o automatismo do serviço auxiliar da usina e a capacidade de sincronização das unidades geradoras indicadas nas instruções de operação de recomposição, levando em consideração a área geoeletrica onde a usina está localizada e conectando-a obrigatoriamente a uma barra desenergizada. Após a sincronização, a última unidade geradora conectada deve aguardar pelo menos 60 segundos para verificação de estabilidade. Para que o teste simultâneo seja aprovado, as unidades geradoras participantes, conectadas ao sistema, devem iniciar o processo de parada assim que receberem o comando simultâneo de abertura dos disjuntores principais. Em seguida, essas unidades geradoras devem receber o comando para sair da condição de parada e retomar o processo de sincronismo, conectando a primeira unidade geradora em uma barra desenergizada e as demais sincronizadas com esta. O serviço auxiliar da usina, inicialmente é alimentado por um grupo gerador de emergência e, posteriormente, pela tensão terminal do gerador de uma dessas unidades geradoras participantes do teste. É importante destacar que a última unidade geradora sincronizada deve ser aquela responsável por alimentar o serviço auxiliar da usina (ONS, 2022a).

A seguir é descrita uma boa prática para realização do Teste Simultâneo, conforme orientação apresentada no submódulo 5.13, Manual de Procedimentos da Operação (ONS, 2022a):

- i. Realizar o desligamento total da instalação;
- ii. Utilizar o grupo gerador de emergência para alimentar os serviços auxiliares;
- iii. Depois que a primeira unidade geradora for iniciada, ela deve assumir a alimentação dos serviços auxiliares;
- iv. Logo após a partida das unidades geradoras para teste, uma delas será conectada a uma barra desenergizada e, em seguida, as demais serão sincronizadas; e
- v. A última unidade geradora a ser sincronizada deve ser aquela que está alimentando os serviços auxiliares.

Os tempos de cada uma das etapas do Teste Simultâneo devem ser anotados e registrados na planilha de acompanhamento (Figura 21), conforme Figura 19 apresentada abaixo (ONS, 2022a).

Figura 19 – Tempos de cada etapa do teste simultâneo em usinas black start.



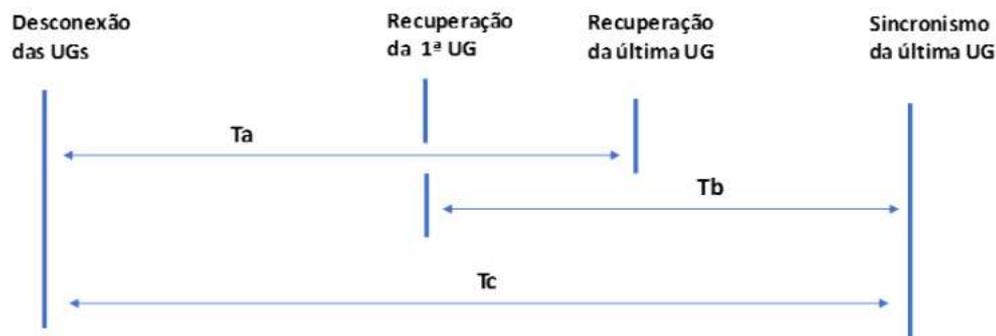
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2022a).

Apresenta-se, a seguir, a descrição dos intervalos de tempo T_a , T_b e T_c indicados na Figura 19:

- T_a : Intervalo de tempo entre o momento da abertura dos disjuntores e a parada total da última unidade geradora;
- T_b : O intervalo de tempo entre o momento em que o comando é dado para iniciar a primeira unidade geradora até a sincronização da última unidade geradora na barra selecionada para teste; e
- T_c : Intervalo de tempo total entre a desconexão e o sincronismo da última unidade geradora.

Durante a realização do teste simultâneo, também pode ser permitido, se possível, realizar a recuperação das unidades geradoras antes de sua parada total. Esses tempos, para cada uma das etapas, devem ser anotados e registrados na planilha de acompanhamento (Figura 21), conforme Figura 20 apresentada abaixo (ONS, 2022a).

Figura 20 – Tempos de cada etapa do teste simultâneo em usinas black start, quando a recuperação das unidades geradoras é realizada antes de sua parada total.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2022a).

Apresenta-se, a seguir, a descrição dos intervalos de tempo T_a , T_b e T_c indicados na Figura 20:

- T_a : Intervalo de tempo entre o momento da abertura dos disjuntores e o início da recuperação da última unidade geradora;
- T_b : O intervalo de tempo entre o momento em que o comando é dado para reiniciar a primeira unidade geradora até o sincronismo da última unidade geradora na barra selecionada para teste; e
- T_c : Intervalo de tempo total entre a desconexão e o sincronismo da última unidade geradora.

Vale ressaltar que as usinas designadas para iniciar a fase fluente de recomposição com uma única unidade geradora devem passar por um teste simultâneo envolvendo duas unidades geradoras. Durante o Teste Simultâneo, se ocorrer uma falha, é necessário registrar o problema para que seja solucionado posteriormente. Após a correção das anomalias, é preciso comprovar a eficácia da solução por meio de um novo teste no equipamento, no mesmo ano em que o teste inicial foi realizado (ONS, 2022a).

A planilha de acompanhamento dos testes nas usinas de autorrestabelecimento integral é apresentada abaixo:

Figura 21 – Planilha de acompanhamento e registro dos intervalos de tempo no teste de recomposição em usinas de autorrestabelecimento integral.

Usina:	Agente legalmente responsável pela usina perante a ANEEL		Data do teste: / /
	Número mínimo de unidades geradoras necessárias para iniciar a fase fluente segundo Instrução de Operação:		Fonte de partida do Grupo Gerador de Emergência: Ar comprimido () - Bateria () - Não aplicável ()
	Recursos disponíveis para Autorrestabelecimento:		Situação:
	1)		() O.k. () Não disponível
	2)		() O.k. () Não disponível
Execução dos Testes	Tempo entre a abertura do disjuntor acarretando desligamento da unidade geradora do sistema e a sua parada total. (T1 ou Ta)	Tempo entre o momento que é dado comando para partida da unidade geradora até a sua efetiva sincronização. (T2 ou Tb)	Tempo total do teste: Tempo entre o momento da abertura do disjuntor acarretando desligamento da unidade geradora do sistema e a sua efetiva sincronização. (T3 ou Tc)
Unidade geradora ____			
Unidade geradora ____			
Unidades geradoras __ e __ e __			
Unidades geradoras __ e __ e __			
Número da intervenção no SGI:	Observações: indicar unidades geradoras que estavam em manutenção, que não sincronizaram e ou fatos relevantes ocorridos no teste, tal como atuação da equipe de manutenção para verificação de problemas ocorridos.		
Número de tentativas falhas do teste simultâneo:	Em caso de necessidade poderá ser utilizado mais de um formulário		

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2022a).

5.1.2 Teste de Recomposição em Usinas de Autorrestabelecimento Parcial

Conforme mencionado anteriormente, uma usina que possua recursos para realizar o serviço ancilar de autorrestabelecimento parcial deve ser capaz de auxiliar na recuperação do sistema após uma perturbação. Esse modelo de usina possui a capacidade de manter pelo menos uma de suas unidades geradoras em giro mecânico, mesmo após um evento de desconexão do sistema, e essa unidade geradora também fica responsável por fornecer energia para os serviços auxiliares da usina a partir da tensão de seu próprio barramento. Buscando garantir que essas usinas estão preparadas para desempenhar essa função e contribuir para a retomada do sistema, também são realizados anualmente testes individuais e simultâneos.

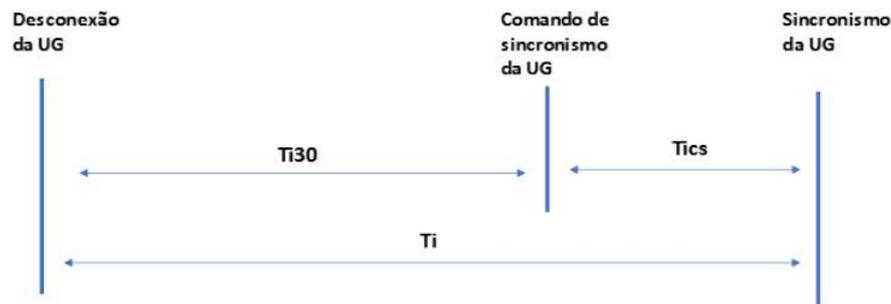
5.1.2.1 Testes Individuais

O teste individual conduzido em usinas de autorrestabelecimento parcial é realizado em todas as unidades geradoras que possuem capacidade para alimentar seus serviços auxiliares a partir de sua própria tensão terminal. O objetivo desse teste é assegurar que, após uma desconexão, cada unidade geradora com essa característica esteja preparada para se sincronizar novamente ao sistema. Para ser aprovada, uma usina desconectada do sistema deve permanecer em giro mecânico, com excitação e alimentando seus serviços auxiliares por pelo menos 30 minutos, antes de estar apta a realizar o processo de ressincronização em um prazo máximo de 12 minutos. Durante o teste, é verificado se a unidade geradora

testada responde adequadamente às condições de desconexão (ONS, 2022a).

Os tempos obtidos durante a realização do teste individual devem ser registrados na planilha de acompanhamento (Figura 24), conforme Figura 22.

Figura 22 – Tempos de cada etapa do teste individual em usinas de autorrestabelecimento parcial.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2022a).

Apresenta-se, a seguir, a descrição dos intervalos de tempo $Ti30$, $Tics$ e Ti indicados na Figura 22:

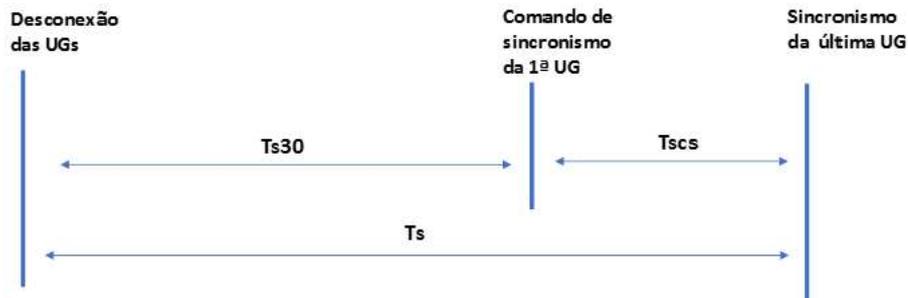
- $Ti30$: Intervalo de tempo entre o momento da abertura dos disjuntores, desconexão, e o início do processo de sincronização, considerando os 30 minutos que a máquina permaneceu girando à vazio;
- $Tics$: Intervalo de tempo entre o momento em que o comando de sincronização é dado e o momento da ressincronização; e
- Ti : Intervalo de tempo total entre a desconexão e o sincronismo ao sistema.

5.1.2.2 Testes Simultâneos

Neste teste, avalia-se a capacidade de uma usina em autorrestabelecimento parcial. De maneira análoga aos testes realizados nas Usinas de Autorrestabelecimento Integral, este Teste Simultâneo utiliza o número de unidades geradoras participantes equivalente à quantidade necessária para iniciar a fase fluente de recomposição da área em que a usina está situada. Durante o teste, as unidades geradoras selecionadas são desconectadas do sistema e devem permanecer em giro mecânico e em excitação por pelo menos 30 minutos antes de estarem prontas para realizar o processo de ressincronização, dentro de um prazo máximo de 12 minutos. É fundamental destacar que pelo menos uma dessas unidades geradoras deve ser capaz de fornecer energia para os serviços auxiliares da usina testada (ONS, 2022a).

Os tempos obtidos durante a realização do teste simultâneo devem ser registrados na planilha de acompanhamento (Figura 24), conforme Figura 23.

Figura 23 – Tempos de cada etapa do teste simultâneo em usinas de autorrestabelecimento parcial.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2022a).

Apresenta-se, a seguir, a descrição dos intervalos de tempo T_{s30} , T_{scs} e T_s indicadas na Figura 23:

- T_{s30} : Intervalo de tempo entre o momento da abertura dos disjuntores, desconexão, e a sincronização da primeira unidade geradora, considerando o período de 30 minutos em que as máquinas permaneceram girando à vazio;
- T_{scs} : Intervalo de tempo entre o momento em que o comando de sincronização da primeira unidade geradora é dado até o momento de sincronização da última unidade geradora em teste; e
- T_s : Intervalo de tempo total entre a desconexão e o sincronismo da última unidade geradora em teste.

A planilha de acompanhamento do teste nas usinas de autorrestabelecimento parcial é apresentada abaixo:

Figura 24 – Planilha de acompanhamento e registro dos intervalos de tempo no teste de recomposição em usinas de autorrestabelecimento parcial.

Usina:	Agente legalmente responsável pela usina perante a ANEEL		Data do teste: / /
	Número mínimo de unidades geradoras a serem mantidas girando mecanicamente e excitadas segundo Instrução de Operação da área onde a usina está inserida:		
Execução dos Testes	Tempo entre o momento da abertura do disjuntor da unidade geradora acarretando seu desligamento do sistema e o comando para a sua sincronização, considerando o tempo mínimo de 30 minutos que permaneceu girando em vazio – (Ti30) / (Ts30)	Tempo entre o momento que é dado comando para sincronismo da unidade geradora até o seu sincronismo – (Tics). Tempo entre o momento que é dado comando para o sincronismo da primeira unidade geradora até o sincronismo da última unidade geradora – (Tscs)	Tempo total entre o momento da abertura do disjuntor da unidade geradora acarretando seu desligamento do sistema e a sua sincronização, considerando o tempo mínimo de 30 minutos que permaneceram girando em vazio – (Ti) Tempo total entre o momento das aberturas dos disjuntores das unidades geradoras acarretando seus desligamentos do sistema e a sincronização da última unidade geradora, considerando o tempo mínimo de 30 minutos que permaneceram girando em vazio – (Ts)
Unidade geradora ____			
Unidades geradoras __ e __ e __			
Unidades geradoras __ e __ e __			
Unidades geradoras __ e __ e __			
Unidades geradoras __ e __ e __			
Número da intervenção no SGI:	Observações: indicar unidades geradoras que estavam em manutenção, que não sincronizaram e ou fatos relevantes ocorridos no teste, tal como atuação da equipe de manutenção para verificação de problemas ocorridos.		
Número de tentativas falhas do teste simultâneo:	Em caso de necessidade poderá ser utilizado mais de um formulário		

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2022a).

5.1.3 Critérios de Aprovação nos Testes de Autorrestabelecimento

A realização dos testes de autorrestabelecimento, tanto simultâneos quanto individuais, está em conformidade com as diretrizes estabelecidas no submódulo 5.13, Rotina Operacional. Os resultados obtidos são registrados e classificados como "aprovados" ou "não aprovados", com base em critérios específicos que serão apresentados a seguir.

5.1.3.1 Usinas de Autorrestabelecimento Integral

Ao realizar o teste nas usinas de autorrestabelecimento integral, é necessário obedecer a certos critérios para que o resultado do teste seja considerado como aprovado. Esses critérios são apresentados a seguir (ONS, 2022a):

- i. Se a execução do teste simultâneo for realizado de forma satisfatória em no máximo 3 tentativas, independente da alteração do conjunto de unidades geradoras utilizadas;
- ii. Se durante a realização do teste individual em uma usina for comprovado de maneira satisfatória que um número adequado de unidades geradoras é capaz de fornecer energia ao serviço auxiliar da usina diretamente de seu próprio barramento;

- iii. Se durante a execução do teste individual for comprovada de maneira satisfatória a capacidade da unidade geradora, com recursos para fornecer energia ao serviço auxiliar da usina diretamente do seu próprio barramento, de se conectar a uma barra desenergizada em um tempo total máximo de 30 minutos;
- iv. Se durante a execução do teste simultâneo for comprovada de maneira satisfatória a conexão da primeira unidade geradora a uma barra desenergizada e o sincronismo das demais unidades geradoras em teste, totalizando o número de unidades geradoras estabelecido previamente para o início da fase fluente de recomposição. O tempo total da operação descrita deve ser de no máximo 30 minutos, e após a resincronização, as unidades geradoras operando de forma sincronizada devem comprovar sua estabilidade permanecendo no sistema por um tempo mínimo de 60 segundos; e
- v. Se durante a execução dos testes em uma usina que utilize um grupo gerador diesel como alimentador dos serviços auxiliares for comprovado de maneira satisfatória que ocorreram pelo menos duas partidas da unidade geradora com o carregador de baterias desligado ou com os compressores desligados.

No caso em que os critérios estabelecidos forem cumpridos, é necessário registrar observações com o objetivo de aprimorar o processo de autorrestabelecimento ou qualquer outro detalhe que não seja determinante para que os testes sejam considerados como "não aprovados". Se um dos critérios estabelecidos não for cumprido durante o teste de recomposição, a usina será classificada como "não aprovada". Nesse caso, o agente de operação deve reportar à equipe do COSR envolvida os motivos da falha que levaram à não aprovação e a situação operacional da usina. Após reportar esses motivos, o agente deve corrigir as não conformidades e solicitar a realização de novos testes de recomposição (ONS, 2022a).

5.1.3.2 Usinas de Autorrestabelecimento Parcial

Ao realizar o teste nas usinas de autorrestabelecimento parcial, também é necessário atender a certos critérios para que o resultado do teste seja considerado como "aprovado". Esses critérios são apresentados a seguir (ONS, 2022a):

- i. Assim como o critério mencionado para as usinas de autorrestabelecimento integral, também é determinado que o teste simultâneo em uma usina de autorrestabelecimento parcial seja conduzido de maneira satisfatória pelo agente operador em um máximo de três tentativas;
- ii. Durante o teste individual, uma unidade geradora de autorrestabelecimento parcial que possui a capacidade de alimentar os serviços auxiliares a partir da tensão terminal de seu próprio gerador, é desconectada do sistema e, em seguida, deve demonstrar

sua capacidade de manter-se em giro mecânico e excitado por pelo menos 30 minutos. Posteriormente, deverá sincronizar novamente ao sistema dentro de um prazo máximo de 12 minutos; e

- iii. Durante o teste simultâneo, uma usina de autorrestabelecimento parcial, ao ser desconectada do sistema, deve comprovar sua capacidade de manter o número de unidades geradoras especificado nas instruções de operação em giro mecânico e excitadas por pelo menos 30 minutos. Em seguida, essas unidades geradoras devem retornar ao sistema dentro de um prazo máximo de 12 minutos.

Caso os critérios estabelecidos não forem atendidos, o teste realizado será considerado “não aprovado”. Esse resultado deve ser comunicado ao COSR, juntamente com os motivos da reprovação e a situação operacional da usina. Posteriormente, o agente de operação da usina deve corrigir as não conformidades identificadas para poder reprogramar o teste dentro do mesmo ano (ONS, 2022a).

5.2 Métodos de Classificação e Resultados

A descrição das etapas dos testes realizados nas usinas de autorrestabelecimento é fornecida pelo ONS dentro do Relatório de Testes de Autorrestabelecimento (RTA). Esses testes são avaliados com base nas premissas estabelecidas pela Rotina Operacional. No entanto, a classificação final das usinas vai além de uma simples avaliação realizada durante a execução, que poderia resultar em uma classificação como “aprovada” ou “não aprovada”. Nesse contexto, são levados em consideração outros fatores, tais como a relevância sistêmica de cada usina e sua situação sob uma perspectiva elétrica e energética abrangente (ANEEL, 2023a).

Essa avaliação engloba outros elementos, incluindo a localização estratégica da usina dentro do corredor de recomposição, bem como as linhas de transmissão e subestações que devem ser restabelecidas prioritariamente durante o processo de recomposição. Para tratar dos diversos aspectos envolvidos, a Superintendência dos Serviços de Geração (SFG) da Aneel desenvolveu um índice denominado Grau de Relevância para Acompanhamento (GRA). Esse índice é elaborado considerando a relevância sistêmica de cada usina e monitora e classifica seu desempenho durante os testes de autorrestabelecimento (ANEEL, 2023a).

Os resultados obtidos são apresentados na forma de critérios e pesos, sendo que a pontuação mais alta reflete um GRA maior, indicando a necessidade de uma fiscalização mais rigorosa na respectiva usina. O GRA, portanto, permite que a usina tenha uma avaliação mais abrangente do ponto de vista sistêmico, pois considera não apenas sua aprovação nos testes, mas também sua relevância no contexto sistêmico e a importância

de monitorar seu desempenho durante os processos de autorrestabelecimento (ANEEL, 2023a).

O desempenho das usinas nos testes de autorrestabelecimento é avaliado em categorias, como “Satisfatório”, “Atenção”, “Alerta” e “Não Satisfatório”, levando em consideração sua capacidade de resposta durante um período de três anos de testes. Além disso, a relevância sistêmica de cada usina é classificada em níveis como “Muito Alta”, “Alta” e “Média”, levando em conta seu impacto para o sistema elétrico. A partir dessas classificações, é determinado o GRA, que pode ser classificado como “Alto”, “Médio” ou “Baixo”, seguindo os níveis de pontuação apresentados na tabela abaixo.

Tabela 4 – Níveis de pontuação para o GRA.

Classificação	Pontuação Geral - PT
Alto	PT \geq 51
Médio	PT $<$ 51 e \geq 45
Baixo	PT $<$ 45

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a).

Na Tabela 4, a pontuação designada como PT é obtida da seguinte forma:

- PT = Performance nos últimos 3 anos de testes + Pontuação de relevância sistêmica + Pontuação de relevância situacional.

Na etapa de monitoramento e fiscalização do desempenho de autorrestabelecimento, a base de dados utilizada é composta por parâmetros qualitativos e quantitativos, cada um com pontuações e pesos diferenciados. A seguir estão listados as condições e as premissas utilizadas (ANEEL, 2023a):

- i. Resultados dos testes (Peso 8; média ponderada dos últimos 3 anos):
 - Resultado dos testes avaliados pelo ONS: “Aprovado”, “Não Aprovado” ou “Não Realizado”;
 - Número de testes realizados;
 - Número de tentativas até um resultado satisfatório, no último teste simultâneo de cada ano; e
 - Recomendações relevantes registradas no último teste, mesmo que tenha sido aprovado.
- ii. Relevância sistêmica (Peso 1,5):
 - Usinas estratégicas para o processo de recomposição do SIN;

- Desempenho da usina em situações reais de perturbação, últimos 3 anos;
- Tipo de recomposição;
- Localização da usina, se a região da usina tem carência de recursos de autorrestabelecimento; e
- Se a usina com recursos para o autorrestabelecimento integral ou parcial.

iii. Relevância situacional (Peso 1,0):

- Primeiro teste realizado na instalação;
- Operação local ou teleassistida; e
- Se a usina adquiriu equipamentos novos ou está em processo de modernização;

5.2.1 Resultados obtidos durante o ciclo 2020-2022 nos testes de autorrestabelecimento

Durante o período de 2020 a 2022, o ONS conduziu testes de autorrestabelecimento em 77 usinas. Os resultados relativos ao desempenho, bem como à relevância sistêmica e situacional dessas usinas, estão apresentados abaixo e foram obtidos por meio do RTA disponibilizado pelo ONS (ANEEL, 2023a).

Tabela 5 – Desempenho nos testes de autorrestabelecimento.

Classificação	Quantidade de Usinas
Não Satisfatório	1
Alerta	4
Atenção	24
Satisfatório	48
Total	77

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a).

A Usina Hidrelétrica de Volta Grande obteve um resultado classificado como “Não Satisfatório” nos testes de autorrestabelecimento. Já as Usinas Hidrelétricas de Água Vermelha, Estreito, Itumbiara e Jacuí apresentaram um resultado classificado como “Alerta”, indicando um desempenho abaixo do esperado nos referidos testes de autorrestabelecimento.

Tabela 6 – Relevância sistêmica e situacional.

Classificação	Quantidade de Usinas
Média	0
Alta	16
Muito Alta	59
Total	75

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a).

As usinas Baixo Iguaçu e Paraibuna realizaram os testes de autorrestabelecimento pela primeira vez e foram aprovadas com um desempenho satisfatório. No entanto, não é possível identificar sua relevância sistêmica e situacional devido à falta de histórico em eventos de perturbação sistêmica.

Considerando a performance das usinas nos testes de autorrestabelecimento realizados nos anos 2020, 2021 e 2022, juntamente com a pontuação de relevância sistêmica durante esse período, é possível obter o resultado do GRA para as 77 usinas testadas. A classificação por usina tem como objetivo fornecer ao responsável o conhecimento sobre a situação específica de sua usina, permitindo que se busque melhorias na prestação do serviço ancilar de autorrestabelecimento. Promovendo assim, o aperfeiçoamento e incentivando melhorias na qualidade desse serviço. Durante a etapa de monitoramento e fiscalização do desempenho das instalações de geração para prestação do serviço ancilar de autorrestabelecimento, foram atribuídas as seguintes classificações para o índice de acompanhamento: 13 usinas receberam uma classificação alta (Tabela 7), indicando uma maior necessidade de fiscalização durante a realização dos testes; 11 usinas obtiveram uma classificação média (Tabela 8); e 51 usinas foram classificadas com índice baixo (Tabela 9). Nas tabelas abaixo está a lista das usinas testadas e suas respectivas classificações de GRA (ANEEL, 2023a):

Tabela 7 – Classificação das usinas avaliadas durante o ciclo 2020-2022 (GRA ALTO).

Usina	Agente	Pontuação Geral	GRA
Volta Grande	ENEL	72.00	ALTO
Coaracy Nunes	ELETRONORTE	58.50	ALTO
Itumbiara	FURNAS	57.50	ALTO
Xingó	CHESF	57.50	ALTO
Estreito	VALE	56.00	ALTO
Paulo Afonso	IV CHESF	54.50	ALTO
Balbina	AMAZONAS GT	53.50	ALTO
Sobradinho	CHESF	53.00	ALTO
Samuel	ELETRONORTE	53.00	ALTO
Jacuí	CEEE	52.50	ALTO
Luiz Gonzaga	CHESF	52.00	ALTO
Água Vermelha	AES TIÉTÉ	51.50	ALTO
Tucuruí	ELETRONORTE	51.50	ALTO

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a).

Tabela 8 – Classificação das usinas avaliadas durante o ciclo 2020-2022 (GRA MÉDIO).

Usina	Agente	Pontuação Geral	GRA
Itapebí	NEOENERGIA	50.50	MÉDIO
Ibitinga	AES TIÊTE	49.50	MÉDIO
Salto Santiago	ENGIE	49.00	MÉDIO
Marimbondo	FURNAS	48.00	MÉDIO
Barra Bonita	AES TIÊTE	48.00	MÉDIO
Promissão	AES TIÊTE	46.50	MÉDIO
Passo Fundo	ENGIE	46.50	MÉDIO
Itaúba	CEEE	45.50	MÉDIO
Nova Avanhandava	AES TIÊTE	45.50	MÉDIO
Foz do Chapecó	FOZ DO CHAPECÓ ENERGIA	45.50	MÉDIO
Chavantes	CTG	45.50	MÉDIO

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a).

Tabela 9 – Classificação das usinas avaliadas durante o ciclo 2020-2022 (GRA BAIXO).

Usina	Agente	Pontuação Geral	GRA
São Simão	CEMIG	44.50	BAIXO
Salto Grande (CTG)	CTG	42.00	BAIXO
Campos Novos	CAMPOS NOVOS ENERGIA	44.50	BAIXO
Salto Osório	ENGIE	44.50	BAIXO
Três Irmãos	TIJOÁ	44.50	BAIXO
Bariri	AES TIÊTE	44.50	BAIXO
Emborcação	CEMIG	44.00	BAIXO
Limoeiro	AES TIÊTE	44.00	BAIXO
Três Marias	CEMIG	43.50	BAIXO
Fontes Nova	LIGHT	43.50	BAIXO
Caconde	AES TIÊTE	43.00	BAIXO
Euclides da Cunha	AES TIÊTE	43.00	BAIXO
Henry Borden (externa-88 kV)	EMAE	37.50	BAIXO
Henry Borden (subterrânea-230 kV)	EMAE	37.50	BAIXO
Mascarenhas de Moraes - 138kV(I)	FURNAS	42.50	BAIXO
Santo Antônio - 230 kV	SAESA	42.00	BAIXO
Jirau	ESBR	37.00	BAIXO
Ilha Solteira	RPE	42.00	BAIXO
Salto Grande (CEMIG)	CEMIG	42.00	BAIXO
Jaguara	CEMIG	42.00	BAIXO
Nilo Peçanha	LIGHT	37.00	BAIXO
Bento Munhoz	COPEL	41.50	BAIXO
Itutinga	CEMIG	36.50	BAIXO
Machadinho	ENGIE	36.00	BAIXO
Mascarenhas de Moraes - 345kV(P)	FURNAS	36.00	BAIXO
Furnas	FURNAS	41.00	BAIXO
Dona Francisca	CEEE	40.50	BAIXO
Capivara	CTG	40.50	BAIXO
Rosana	CTG	40.50	BAIXO
Jurumirim	CTG	40.50	BAIXO
Taquaruçu	CTG	40.50	BAIXO
Pirajú	CBA	40.50	BAIXO
Serra da Mesa	FURNAS	39.50	BAIXO
Irapé	CEMIG	39.50	BAIXO
Porto Primavera	CESP	39.50	BAIXO
Manso	FURNAS	39.50	BAIXO
Cana Brava	ENGIE	39.50	BAIXO
Nova Ponte	CEMIG	34.50	BAIXO
Camargos	CEMIG	34.50	BAIXO
José Richa	COPEL	38.50	BAIXO
Ney Braga	COPEL	38.50	BAIXO
Parigot de Souza	COPEL	38.50	BAIXO
Itá	ENGIE	37.50	BAIXO
Teles Pires	CH TELES PIRES	37.50	BAIXO
Luiz Carlos Barreto	FURNAS	37.50	BAIXO
Jupiá (440kV)	RPE	37.50	BAIXO
Cachoeira Dourada	CDSA	37.50	BAIXO
Barra Grande	BARRA GRANDE ENERGÉTICA	37.50	BAIXO
Jupiá (138kV)	RPE	37.50	BAIXO
Santo Antônio - 500 kV	SAESA	36.00	BAIXO
Porto Colômbia	FURNAS	36.00	BAIXO
Baixo Iguaçu*	COPEL	-	-
Paraibuna*	CESP	-	-

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023a)

6 Conclusão

O objetivo deste trabalho foi enfatizar a importância do serviço de autorrestabelecimento para o SIN, com ênfase nas usinas responsáveis por iniciar o processo de recomposição do sistema. Diversos aspectos técnicos e regulatórios foram reunidos, apresentando as exigências estabelecidas pelo ONS em cada etapa do processo de restauração do sistema e os procedimentos que orientam as fases fluente e coordenada de recomposição. Desta forma, este trabalho constitui uma fonte para consulta futura sobre o assunto ao reunir procedimentos, normas e instruções relacionados à atuação de usinas de autorrestabelecimento, tanto parcial quanto integral.

O SIN apresenta complexidade operacional crescente, o que reforça a importância do autorrestabelecimento. Conforme foram indicados nas análises de perturbações examinadas, os tempos de recomposição são longos, podendo chegar a horas. Dispor de usinas de autorrestabelecimento confiáveis é fundamental para a garantia da segurança e confiabilidade da rede.

Conforme demonstra o trabalho, os testes de rotina são fundamentais para garantir que as usinas de autorrestabelecimento estejam aptas a prestar o serviço, sempre que necessário. Os resultados indicaram que, das 77 usinas que realizaram o teste, apenas 1 não foi aprovada, e 4 usinas tiveram um desempenho abaixo do esperado. Como mencionado anteriormente, a aprovação nos testes não garante que os envolvidos tenham sucesso durante uma perturbação real, mas é um importante indicativo. Diante do número de usinas envolvidas e aprovadas, esse indicativo é de que as usinas de autorrestabelecimento do SIN estão preparadas para restaurar o sistema de maneira ágil e eficaz, buscando minimizar os efeitos nos consumidores.

Como sugestão de aprimoramento para trabalhos futuros, recomenda-se a realização da simulação de um corredor de recomposição específico. Isso permitiria demonstrar a importância das usinas de autorrestabelecimento e de seus procedimentos operacionais para o controle de tensão e frequência durante o processo, ao mesmo tempo em que evidenciaria os riscos associados a uma nova perturbação durante o autorrestabelecimento. Essa simulação proporcionaria uma análise mais aprofundada dos desafios enfrentados durante o autorrestabelecimento e possibilitaria a identificação de estratégias de melhoria.

Além disso, sugere-se como aprimoramento para o trabalho a realização de um acompanhamento da execução real dos testes de autorrestabelecimento. Dessa forma, seria possível observar de perto as características específicas de uma determinada usina de autorrestabelecimento. Esse acompanhamento permitiria uma análise mais detalhada da eficácia dos procedimentos adotados nos testes, bem como a identificação de eventuais ajustes

necessários, contribuindo para um maior embasamento teórico-prático do trabalho. Isso traria uma compreensão mais abrangente e precisa do processo de autorrestabelecimento, suas complexidades e desafios.

Referências

- ABRAGET, A. B. d. G. T. *Contribuição da ABRAGET à Consulta Pública MME nº 145*. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=ae1ca9ed-25ea-cb7c-c12b-39affef48fd5&groupId=239673>. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 49.
- ALUPAR. *Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://ri.alupar.com.br/a-companhia/setor-eletrico-brasileiro/>>. Citado na página 30.
- ANEEL. *Resolução normativa nº 697*. [S.l.], 2015. Citado na página 44.
- ANEEL. *Resolução normativa nº 1030*. [S.l.], 2022. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>. Citado 8 vezes nas páginas 41, 42, 43, 44, 46, 47, 48 e 49.
- ANEEL. Relatório de desempenho das usinas de geração nos testes de autorrestabelecimento (ciclo 2020 - 2022). 2023. Citado 8 vezes nas páginas 65, 67, 77, 78, 79, 80, 81 e 82.
- ANEEL. *Resolução normativa nº 1.062*. [S.l.], 2023. Citado na página 49.
- ANEEL, A. N. d. E. E. *Agenda Regulatória ANEEL 2023-2024 passa pela primeira revisão*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/agenda-regulatoria-aneel-2023-2024-passa-pela-primeira-revisao.>> Citado na página 49.
- ANEEL, A. N. d. E. E. *A ANEEL*. [S.l.], 2023. Disponível em: <[https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel](https://www.gov.br/aneel/pt-br/ acesso-a-informacao/institucional/a-aneel)>. Citado na página 29.
- ANTUNES, F. A. d. S. Autorrestabelecimento de sistemas de transmissão–aplicação do conceito assisted-healing em centros de operação a partir de sistemas especialistas. 2019. Citado na página 51.
- CCEE, C. d. C. d. E. E. *Regras de Comercialização: Encargos*. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/09%20-%20Encargos_2023.3.0_2023-JAN.pdf/e918c832-7d1e-525e-76e7-f762341e2bb9>. Citado na página 45.
- CCEE, C. d. C. d. E. E. *Sobre Nós - CCEE*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/sobrenos>>. Citado na página 30.
- DIAS, F. F. G.; PILONI, F. C. Análise de estabilidade transitória em sistemas elétricos de potência. 2010. Citado na página 60.
- EDP. *Os serviços Ancilares no Planejamento da Expansão: Contexto Atual e perspectivas futuras*. [S.l.], 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Citado 3 vezes nas páginas 42, 43 e 45.
- ENERGISA, G. *Setor Elétrico Brasileiro*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://ri.energisa.com.br/a-energisa/setor-eletrico-brasileiro-2/>>. Citado na página 27.
- EPE. Serviços ancilares sob ótica de planejamento da expansão. Ministério de Minas e Energia, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 50.

- FREIRE, W. *ANEEL autoriza eólicas e solares a prestarem serviço ancilar de suporte de reativos*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/aneel-autoriza-eolicas-e-solares-a-prestarem-servico-ancilar-de-suporte-de-reativos/>>. Citado na página 49.
- GOMES, P.; LIMA, J. M.; SCHILLING, M. T. Estratégias para aumento da segurança da malha elétrica nacional: lições extraídas dos grandes blecautes. *VIII SEPOPE, Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 2002. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- HISTORY, H. C. B. *Sobre o SIN*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://history.uol.com.br/hoje-na-historia/blecaute-afeta-50-milhoes-no-brasil-e-o-paraguai>>. Citado na página 36.
- KARNIKOWSKI, D. D. et al. Avaliação do comportamento dinâmico de usinas hidrelétricas durante um black start. In: *Congresso Brasileiro de Automática-CBA*. [S.l.: s.n.], 2020. v. 2, n. 1. Citado na página 54.
- MANSO, J. C. G. Valorização de serviços ancilares de reserva em geradores hidrelétricos. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2010. Citado na página 51.
- MARTINS, N. et al. Redispatch to reduce rotor shaft impacts upon transmission loop closure. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 23, n. 2, p. 592–600, 2008. Citado na página 60.
- MAYO, R. Mercados de eletricidade. *Synergia Editora*, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 23, 33, 41 e 46.
- MEGAWHAT. *Blecaute ou Apagão*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://megawhat.energy/verbetes/412/transmissao-de-energia-eletrica>>. Citado na página 27.
- MEGAWHAT. *Blecaute ou Apagão*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://megawhat.energy/verbetes/266/blecaute-ou-apagao>>. Citado na página 35.
- MERCEDES, S. S. P.; RICO, J. A.; POZZO, L. de Y. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. *Revista USP*, n. 104, p. 13–36, 2015. Citado na página 32.
- MME, M. d. M. e. E. *Brasil bate recorde de expansão da energia solar em 2023*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-bate-recorde-de-expansao-da-energia-solar-em-2023#:~:text=A%20fonte%20solar%20teve%20acr%C3%A9scimo,como%20exemplo%20de%20energia%20sustent%C3%A1vel.>> Citado na página 48.
- MME, M. d. M. e. E. *Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>>. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.
- MME, M. d. M. e. E. *Relação de integrantes do CNPE*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/composicao-do-cnpe/composicao-do-cnpe>>. Citado na página 28.

MORAIS, G. S. d. Avaliação da proteção e estabilidade transitória de sistema de distribuição com recursos energéticos distribuídos. 2021. Citado na página 60.

NEOENERGIA. *Conheça o caminho da energia elétrica*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.neoenergia.com/pt-br/te-interessa/meio-ambiente/Paginas/caminho-da-geracao-de-energia.aspx>>. Citado na página 27.

OLIVEIRA, D. B. d.; ALVES, T. M. T. d. S. Aspectos de segurança relacionados à operação do sistema interligado nacional: Sistemas especiais de proteção e proteções de caráter sistêmico. *Artliber Editora*, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 54.

ONS. Administração dos serviços ancilares, Revisão. *submódulo 14.1 - Administração dos serviços ancilares, Revisão 2019.08, Rio de Janeiro*, 2019. Citado na página 45.

ONS. Critérios de operação, Revisão. *submódulo 2.5 - Critérios de operação, Revisão 2020.12, Rio de Janeiro*, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 51, 52 e 62.

ONS. Recomposição da Rede de Operação, Revisão. *submódulo 5.8 - Recomposição da Rede de Operação, Revisão 2020.12, Rio de Janeiro*, 2020. Citado 5 vezes nas páginas 24, 54, 55, 62 e 63.

ONS. Manual de Procedimentos da Operação, Revisão. *submódulo 5.13 - Manual de Procedimentos da Operação, Revisão 33, Rio de Janeiro*, 2022. Citado 14 vezes nas páginas 52, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76 e 77.

ONS. Premissas e critérios para estudos elétricos, Revisão. *submódulo 2.3 - Premissas e critérios para estudos elétricos, Revisão 2022.10, Rio de Janeiro*, 2022. Citado 7 vezes nas páginas 55, 56, 57, 58, 59, 60 e 61.

ONS. Administração dos contratos, Revisão. *submódulo 8.1 - Administração dos contratos, Revisão 2023.07, Rio de Janeiro*, 2023. Citado 3 vezes nas páginas 44, 45 e 46.

ONS. *Informações Iniciais da Ocorrência no SIN – 15/08/2023*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20230817-ONS-publica-documento-t%C3%A9cnico-que-consolida-informa%C3%A7%C3%B5es-iniciais-da-ocorr%C3%Aancia-no-SIN-em-15-de-agosto-de-2023.aspx>>. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

ONS. *Sistema em números*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.

ONS. submódulo 5.12 - instrução de operação - gerenciamento da carga para controle de frequência no sistema, revisão 19, rio de janeiro. *submódulo 5.12 - Instrução de Operação - Gerenciamento da Carga para Controle de Frequência no Sistema, Revisão 19, Rio de Janeiro*, 2023. Citado na página 42.

ONS. submódulo 5.12 - Recomposição da Interligação Sudeste/Nordeste - Manual de procedimentos de operação, Revisão. *submódulo 5.12 - Recomposição da Interligação Sudeste/Nordeste - Manual de procedimentos de operação, Revisão 2023.51, Rio de Janeiro*, 2023. Citado na página 59.

ONS, O. N. d. S. Análise da Perturbação do dia 21/03/2018 às 15h48min, Envolvendo o Bipolo de Corrente Contínua Xingu/Estreito, com Consequências para os estados do Sul, Sudeste, Centro Oeste, Norte e Nordeste. *ONS DGL-REL-0004/2018*, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 36, 37 e 38.

- ONS, O. N. d. S. Análise da operação, ocorrências e perturbações e acompanhamento das providências, Revisão. *submódulo 6.2 - Análise da operação, ocorrências e perturbações e acompanhamento das providências, Revisão 2020.12, Rio de Janeiro*, 2020. Citado na página 33.
- ONS, O. N. d. S. *Conexão ONS: Serviços Ancilares (Regulamentação)*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20230206-conexaoons-servicos-ancilares.aspx>>. Citado na página 42.
- ONS, O. N. d. S. Glossapário dos procedimentos de rede, revisão. *submódulo 1.2 - Glossário dos procedimentos de rede, Revisão 2023.07, Rio de Janeiro*, 2023. Citado na página 41.
- ONS, O. N. d. S. *Mapa dinâmico do SIN*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Citado na página 31.
- ONS, O. N. d. S. *Sobre o ONS*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Citado 4 vezes nas páginas 23, 29, 31 e 32.
- ONS, O. N. d. S. *Sobre o SIN*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 31.
- ONS, O. N. d. S. *Sobre o SIN*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento-paineis.aspx>>. Citado na página 33.
- PERES, W. *Contribuições ao Estudo de Recomposição fluente de sistemas elétricos de potência*. Tese (Doutorado) — Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012. Citado na página 55.
- RIOS, A. 14-white paper instituto acende brasil-qualidade do fornecimento de energia elétrica. Acende Brasil Institute or Observatory of the Brazilian Electricity Sector, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 34, 36 e 39.
- SANTOS, F. M. Sistema elétrico brasileiro: histórico, estrutura e análise de investimentos no setor. *Araranguá, SC*, 2015. Citado na página 23.
- SOLAR, C. *O que é geração distribuída de energia elétrica?* [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/o-que-e-geracao-distribuida-de-energia-eletrica/>>. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.