

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

MATHEUS ANTONY RIBEIRO EGGER

MICHELLE DA LUZ RODRIGUES

MILENA NAMIE TANIOKA

**ESTUDO SOBRE RECAPACITAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E SEUS PRINCIPAIS
EQUIPAMENTOS**

CURITIBA

2023

**MATHEUS ANTONY RIBEIRO EGGER
MICHELLE DA LUZ RODRIGUES
MILENA NAMIE TANIOKA**

**ESTUDO SOBRE RECAPACITAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E SEUS PRINCIPAIS
EQUIPAMENTOS**

Retrofitting Substations and its Main Equipments

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador(a): Nastasha Salame Da Silva

CURITIBA

2023



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

MATHEUS ANTONY RIBEIRO EGGER
MICHELLE DA LUZ RODRIGUES
MILENA NAMIE TANIOKA

**ESTUDO SOBRE RECAPACITAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E SEUS PRINCIPAIS
EQUIPAMENTOS**

Trabalho de conclusão de Curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de
Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica
Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 07/junho/2023

Nastasha Salame da Silva
Doutora em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Andrea Lucia Costa
Doutora em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Annemarien Gehrke Castagna
Mestre em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

CURITIBA
2023

Foi pensando nas pessoas que executei este projeto, por isso dedico este trabalho a todos aqueles a quem esta pesquisa possa ajudar de alguma forma.

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de expressar nossa sincera gratidão a todas as pessoas que possibilitaram a conclusão deste trabalho.

Primeiramente, queremos agradecer aos nossos professores e a nossa orientadora, que nos proporcionaram um valioso apoio, orientação e inspiração durante todo o processo de desenvolvimento deste trabalho. Agradecemos especialmente a nossa orientadora Nastasha Salame da Silva, cujas orientações e sugestões foram fundamentais para que pudéssemos alcançar os objetivos deste trabalho.

Também queremos agradecer a nossas famílias e amigos, por todo o incentivo e apoio emocional que nos deram, sempre acreditando e encorajando a persistir mesmo nos momentos mais difíceis.

Novamente, nossos sinceros agradecimentos a todos os que nos ajudaram ao longo do caminho. Sem vocês, esta jornada não seria possível.

O engenheiro sempre faz o necessário! Tudo
acima do ponto de equilíbrio é um eminente
desperdício de energia, e tudo abaixo é um
fracasso pleno!

(SIEBEL; GUILHERME, 2022).

RESUMO

A tendência da demanda por energia elétrica no cenário brasileiro é de aumento, de modo que a capacidade de fornecimento das subestações deve ser capaz de suprir este crescimento. Para aumentar a capacidade de uma subestação, pode-se usar de ampliação ou recapacitação, temas do presente estudo. A proposta deste trabalho é avaliar possibilidades de recapacitação e/ou ampliação de subestações, comparar normas pertinentes da Copel e da Chesf, e apresentar um estudo de caso cujo objeto é uma subestação coletora de 230 kV. Por meio de análise de seu arranjo, avalia-se a implementação de nova linha de transmissão, integrando a subestação ao sistema de transmissão. O submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede da ONS é referenciado e nota-se que o arranjo da subestação não atende aos requisitos para fazer parte da rede básica. O método analisado propõe recapacitação com *retrofit* da barra juntamente com ampliação por meio de instalação de nova linha de transmissão. Os impactos econômicos e ambientais não foram considerados no escopo do estudo. Ao analisar as normas da Chesf e da Copel, percebe-se que pela Copel não é possível realizar a ampliação sem remodelagem do arranjo, enquanto que, ao aplicar as normas da Chesf, a ampliação poderia ser facilmente realizada sem infringir normas de segurança.

Palavras-chave: energia elétrica; subestações elétricas; sistemas de energia elétrica; transmissão de energia elétrica.

ABSTRACT

The tendency for electric power demand in the Brazilian scenario is of increase, and as such, the substations' capacity for supplying energy should be able to fulfill this growth. To augment the substation capacity, expansion or retrofit can be applied, both are themes of this study. The proposal of this work is to evaluate the possibilities of retrofit and/or expansion for a substation, to compare Copel's and Chesf's norms, and to present a case study which has as object a collector substation of 230 kV. Through an analysis of its arrangement, the implementation of a new transmission line is assessed, integrating the substation to the transmission system. The submodule 2.6 of the ONS net procedure is referenced and it was clear that the substation arrangement doesn't fulfill the requisites to join the electric network. The analyzed method proposed a retrofit of the bus conjoined with the implementation of a new transmission line. The economic and environmental impacts were not considered part of the scope. While analyzing Chesf's and Copel's norms, it became clear that it is not possible to realize the retrofit without remodeling the arrangement, whereas applying Chesf's norms, the retrofit could be easily realized without disrespecting safety norms.

Keywords: electric power; electric substations; electric power systems; electric power transmission.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz elétrica mundial 2019	22
Figura 2 – Mapa do sistema de transmissão – Horizonte 2024	25
Figura 3 – Arranjo em barra simples	30
Figura 4 – Arranjo em barra principal e transferência	32
Figura 5 – Arranjo em barra dupla, 1 disjuntor a 4 chaves	35
Figura 6 – Arranjo em barra dupla com disjuntor e meio.....	38
Figura 7 – Evolução do consumo de energia até 2032	40
Figura 8 – Transformador de potência	50
Figura 9 – Transformador de potencial indutivo	50
Figura 10 – Transformador de corrente de alta tensão	51
Figura 11 – Disjuntor elétrico de subestações.....	52
Figura 12 – Chave seccionadora.....	53
Figura 13 – Painel de proteção e controle.....	55
Figura 14 – Transformador de potência para serviços auxiliares	56
Figura 15 – Reator de aterramento	57
Figura 16 – Para-raios.....	58
Figura 17 – Imagem do arranjo	65
Figura 18 – Barra de Transferência.....	69
Figura 19 – Simulação Copel.....	71
Figura 20 – Simulação Chesf.....	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de comercialização de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CLPs	Controladores Lógicos Programáveis
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LT	Linhas de transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PNE	Plano Nacional de Educação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSAAs	Transformadores de Serviços Auxiliares

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Tema	13
1.2	Delimitação do tema.....	13
1.3	Objetivo	14
1.3.1	Objetivo geral	15
1.3.2	Objetivos específicos.....	15
1.4	Justificativa.....	16
1.5	Metodologia da pesquisa.....	16
1.6	Estrutura do trabalho	17
2	SISTEMA DE TRANSMISSÃO	19
2.1	Estrutura do sistema de potência	20
2.1.1	Geração.....	21
2.1.2	Transmissão	24
<u>2.1.2.1</u>	<u>Sistema de subtransmissão</u>	<u>26</u>
2.1.3	Distribuição.....	26
2.2	Tipos de arranjos utilizados em subestações	28
2.2.1	Arranjo em barra simples	29
2.2.2	Arranjo em barra principal e transferência.....	31
2.2.3	Arranjo em barra dupla, 1 disjuntor a 4 chaves	34
2.2.4	Arranjo barra dupla com disjuntor e meio.....	36
2.3	A importância das LT e subestações	39
2.4	A necessidade de adequação dos sistemas de transmissão.....	40
2.5	Métodos de recapitação.....	41
2.5.1	Retrofit.....	42
2.5.2	Ampliação.....	42
3	SUBESTAÇÕES	44
3.1	A importância das subestações no sistema de transmissão de energia	45
3.2	Aplicação de normas técnicas nos sistemas de transmissão	45
3.2.1	Módulo 2.6.....	46
3.2.2	Módulo 2.7.....	47
3.2.3	Normas técnicas CHESF.....	48
3.2.4	Normas técnicas COPEL.....	48
3.3	Equipamentos aplicados às subestações.....	49
3.3.1	Transformador de potência	49

3.3.2	Transformador de potencial.....	50
3.3.3	Transformador de corrente.....	51
3.3.4	Disjuntor	52
3.3.5	Chave seccionadora.....	53
3.3.6	Painéis de proteção.....	54
3.3.7	Transformador de serviço auxiliares.....	55
3.3.8	Reator de aterramento	56
3.3.9	Para-raios.....	57
3.4	Planejamento de recapitação das subestações	58
3.4.1	Substituição do transformador de potência	59
<u>3.4.1.1</u>	<u>Transformador com maior capacidade de potência.....</u>	<u>60</u>
<u>3.4.1.2</u>	<u>Novo transformador de potência</u>	<u>61</u>
3.4.2	Novo bay na subestação	61
3.4.3	Recapitação do barramento existente	62
4	DESENVOLVIMENTO	64
4.1	Introdução	64
4.2	Problematização	66
4.3	Impacto econômico e ambiental	67
4.4	Espaço físico	68
4.5	Sistema de proteção e controle	68
4.6	Arranjos intermediários (Solução).....	69
4.7	Análise da ampliação sob ponto de vista da Copel	70
4.8	Análise da ampliação sob ponto de vista da CHESF	71
5	CONCLUSÃO	73
	REFERÊNCIAS.....	75

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de potência é responsável por gerar, transmitir e distribuir energia elétrica em larga escala para atender às demandas de consumo da população. Segundo Gedra *et al.* (2012, p. 10), o sistema elétrico é composto por três etapas principais: geração, transmissão e distribuição.

A geração de energia elétrica pode ser realizada por meio de diversas fontes, como hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares. Conforme Pinto (2019, p. 24), a matriz elétrica brasileira é predominantemente hidráulica, sendo que as usinas hidrelétricas respondem por mais de 60% da capacidade instalada de geração de energia elétrica no país.

Após a geração, a energia elétrica é transmitida por meio de linhas de alta tensão que interligam as usinas geradoras às subestações. Essa etapa é fundamental para garantir que a energia gerada em uma determinada região possa ser distribuída em todo o território nacional, atendendo às necessidades de consumo de cada localidade. De acordo com Gedra *et al.* (2012, p. 12), a transmissão é realizada em corrente alternada, o que permite o transporte de grandes quantidades de energia elétrica em longas distâncias.

Por fim, a distribuição de energia elétrica é realizada pelas concessionárias de energia, que distribuem a energia elétrica aos consumidores finais, como residências, comércios e indústrias. Essa etapa é responsável por garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica, de acordo com as normas estabelecidas pelos órgãos reguladores.

No Brasil, o sistema elétrico é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável por realizar estudos e projeções de demanda e oferta de energia elétrica no país, subsidiando as decisões do setor elétrico.

Segundo a EPE (2020, p. 6), o sistema elétrico brasileiro é composto por quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Cada subsistema é responsável por atender às demandas de consumo de energia elétrica de sua região, sendo interligados por meio de linhas de transmissão de alta tensão.

1.1 Tema

O mercado de energia elétrica no Brasil é gerenciado por empresas estatais, de capital misto e privadas, cada uma responsável por uma região específica. Essas empresas trabalham em regime de concessão tanto das linhas de transmissão quanto das usinas geradoras. A Companhia Paranaense de Energia (COPEL) é uma empresa mista responsável pela concessão das linhas de transmissão do Paraná. Fundada em 1954, a COPEL conta com 8560 funcionários e possui uma rede de 2521,2 quilômetros de linhas de transmissão. Para sustentar toda essa rede, a empresa dispõe de 35 subestações de média e alta tensão distribuídas por todo o território paranaense (COPEL, 2021).

Para exemplificar a diferença entre as filosofias de trabalho das concessionárias elétricas brasileiras, citamos a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), sediada em Recife, região Nordeste do Brasil, que explora o potencial energético da Bacia do São Francisco. Fundada em 1945, a CHESF conta com 3913 funcionários e possui uma rede de 20924,9 quilômetros de linhas de transmissão, contando com 138 subestações de alta e média tensão para suportar toda a rede (CHESF, 2021).

A diversidade cultural e geográfica do Brasil se reflete em diferentes filosofias de instalações e gerenciamento das redes elétricas. Essas diferenças culturais e filosóficas geram diferentes normas técnicas que impactam diretamente nas possibilidades de instalação das subestações de geração e transmissão, principalmente no aspecto do espaço físico disponível, tornando a execução de melhorias e ampliações na rede elétrica mais complexa.

1.2 Delimitação do tema

Uma vez que a ampliação da rede elétrica requer uma ampliação na subestação responsável por alimentar o sistema, as normas locais distintas tornam-se uma barreira para a adequação. Desse modo, por meio de estudo comparativo de diferentes normas e requisitos técnicos, pode-se observar que uma ampliação pode ser viável ou não dependendo da concessionária sob a qual a subestação está sujeita. Isso se dá pela diferença entre as normas técnicas de uma e outra concessionária,

que seguem metodologias distintas para elaboração de suas normas. Em locais altamente urbanizados, a expansão da rede elétrica é ainda mais complexa, uma vez que o espaço disponível é limitado. Nesses casos, avaliar a recapacitação de uma subestação já existente e substituir equipamentos pode ser uma alternativa viável. Um exemplo de melhoria é a utilização de subestações isoladas a gás SF₆, cuja rigidez dielétrica é maior do que a do ar, permitindo uma redução no espaço necessário entre os condutores e equipamentos, reduzindo assim o espaço total ocupado pela subestação. Assim, o tema da ampliação e recapacitação de subestações se torna relevante frente ao aumento da demanda por energia elétrica, como indica o Caderno de Eficiência e Demanda do Plano Decenal de Energia (PDE) 2023-2032 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (p. 10).

Propõe-se neste trabalho a análise da possibilidade de uma ampliação de uma subestação de até 500 kV, por meio de plantas baixas de subestações existentes sob jurisdição da Chesf e/ou Copel. São avaliadas as condições para aumento da capacidade da subestação de 230 kV para 500 kV, considerando as características, capacidades e limitações da subestação. São utilizadas normas técnicas da Chesf e/ou Copel para identificar pontos que influenciam na viabilidade de ampliação e/ou melhoria das subestações. Além disso, informações são obtidas junto a essas empresas, a fim de subsidiar a análise de viabilidade. A partir deste estudo comparativo, alternativas são investigadas considerando as opções disponíveis de equipamentos e sistemas auxiliares.

É desenvolvida uma proposta de solução para cada uma das situações hipotéticas criadas, com base nas análises de viabilidade realizadas e considerando as particularidades da subestação.

1.3 Objetivo

Neste trabalho, é avaliada a viabilidade de ampliação de uma subestação elétrica para atender à demanda da rede de energia, considerando uma expansão para 500 kV. São analisadas as características das subestações existentes, exploradas opções de equipamentos e sistemas auxiliares, e é criada uma situação hipotética com base em projeções de demanda futura. O objetivo é fornecer

informações relevantes para garantir a confiabilidade e eficiência da rede elétrica, auxiliando as concessionárias no planejamento estratégico de suas subestações.

1.3.1 Objetivo geral

Avaliar a viabilidade de ampliação de uma subestação para suprir a demanda da rede elétrica.

1.3.2 Objetivos específicos

- Analisar a possibilidade de ampliação de uma subestação de até 500 kV.
- Utilizar plantas baixas das subestações existentes de responsabilidade da Chesf e/ou Copel, levando em conta suas características, capacidades e limitações.
- Avaliar as condições para aumentar a capacidade de uma subestação de 230 kV para 500 kV.
- Investigar alternativas disponíveis de equipamentos e sistemas auxiliares para uma ampliação e/ou melhoria de subestação.
- Criar situação hipotética que reflita necessidades reais de ampliação e/ou melhoria de subestações, com base em dados históricos e projeções de demanda futura.
- Comparar as normas da Copel e da Chesf aplicáveis ao tema.
- Analisar a viabilidade de uma ampliação e/ou melhoria na subestação tendo em vista as restrições de espaço físico e investimentos necessários.
- Desenvolver proposta de solução para a situação hipotética criada, com base em análises de viabilidade e considerando as particularidades da subestação.
- Obter resultados que possam auxiliar as concessionárias de energia elétrica no planejamento de suas subestações e garantir a confiabilidade e eficiência da rede elétrica em resposta às demandas da sociedade.

Cabe ressaltar que, neste trabalho, a análise de custos relacionados a uma recapacitação não será considerada dentro do escopo e, portanto, não será abordada neste estudo.

1.4 Justificativa

A demanda crescente por energia elétrica em áreas urbanas torna a confiabilidade da rede elétrica uma necessidade essencial. Concessionárias de energia devem estar preparadas para atender a essa demanda futura, e a ampliação de subestações é uma das soluções mais utilizadas. Para isso, é necessário estudar as normas técnicas aplicáveis às concessionárias e avaliar as limitações impostas por elas, para propor melhorias e/ou ampliações adequadas.

Um exemplo de diferença entre as normas das concessionárias pode ser visto na comparação entre as da Chesf e da Copel. Enquanto a Copel exige uma distância de 6 metros entre fases para linhas de transmissão de 230 kV, a Chesf considera 3,6 metros suficientes, e ainda estabelece este valor como a exigência mínima de acordo com os Procedimentos de Rede estabelecidos pelo ONS. Por meio da análise comparativa de normas e estudos de plantas baixas de subestações existentes, é possível avaliar a viabilidade de ampliações e melhorias, bem como de adição de sistemas auxiliares modernizados para atender às necessidades de uma demanda crescente de energia elétrica.

1.5 Metodologia da pesquisa

A fim de avaliar a possibilidade de ampliação e/ou melhoria das subestações da Chesf e/ou Copel, é preciso analisar casos hipotéticos de necessidades futuras de aumento de capacidade ou modernização dos sistemas auxiliares. Para isso, é escolhida uma subestação teste e, utilizando o arranjo das subestações existentes da concessionária selecionada, são criadas situações hipotéticas que simulem possíveis problemas reais.

Em seguida, é verificada a viabilidade de ampliação e/ou melhoria da subestação teste, utilizando as normas técnicas vigentes. Dessa forma, é possível avaliar se as normas existentes permitem ou não a realização de mudanças para atender às necessidades de ampliação e/ou modernização do sistema elétrico.

É importante ressaltar que a escolha da subestação teste deve ser cuidadosa e baseada em dados precisos sobre o histórico de problemas e demandas de energia

elétrica na região atendida. Além disso, devem ser levadas em consideração as normas específicas da concessionária selecionada, a fim de garantir que a análise seja relevante e aplicável na prática.

Para isso, serão seguidos os seguintes passos:

- Definir os resultados desejados na recapacitação da subestação.
- Estabelecer o método de recapacitação explicado no capítulo 2.4 deste trabalho.
- Verificar a viabilidade e as necessidades específicas dessa recapacitação, de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS.
- Verificar se o impacto econômico torna viável a recapacitação (não será aprofundado utilizando orçamentos reais).
- Estudar a recapacitação utilizando as normas específicas das concessionárias Chesf e Copel para determinar se é possível, no espaço físico existente, inserir os novos equipamentos (se aplicável).
- Identificar as diferenças e semelhanças entre normas técnicas vigentes aplicáveis das concessionárias Copel e Chesf que possam influenciar na viabilidade de ampliação e/ou melhoria de subestações.
- Obter informações junto a Chesf e/ou Copel a fim de subsidiar a análise da viabilidade de uma ampliação e/ou melhoria de subestação.
- Analisar a possibilidade de adicionar um sistema de serviço auxiliar modernizado e alimentar uma nova linha de transmissão.

Com isso, será possível propor uma solução para contornar os problemas enfrentados e determinar se a recapacitação é viável.

1.6 Estrutura do trabalho

Para alcançar os objetivos definidos, este trabalho é organizado e estruturado em cinco capítulos. O primeiro capítulo é a Introdução, onde se discorre sobre o sistema elétrico de potência no Brasil, o tema é apresentado e delimitado, e o objetivo geral e o objetivo específico são detalhados. Estão presentes também a justificativa para exploração do tema escolhido e a metodologia utilizada para o desenvolvimento da pesquisa é explicitada, além da apresentação da estrutura do trabalho.

No segundo capítulo, sobre o Sistema de Transmissão, é exposto com mais detalhes a estrutura do sistema elétrico de potência, com seções acerca do sistema de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição. É apresentada também a importância das linhas de transmissão (LTs) e das subestações, a necessidade de adequação dos sistemas de transmissão em vistas da demanda crescente do consumo de energia, e discorre-se sobre os métodos de recapacitação *retrofit* e a ampliação.

Já no capítulo terceiro, as subestações são o foco. É ressaltada especificamente a importância das subestações no sistema de transmissão de energia elétrica. É analisada a aplicação de normas técnicas nos sistemas de transmissão. É estudado o submódulo 2.6 e o submódulo 2.7 dos Procedimentos de Rede do ONS (2020), além de normas técnicas da Chesf e normas técnicas da Copel. Também são descritos alguns equipamentos presentes em subestações, e relevantes para este estudo. São apresentadas subseções dedicadas ao transformador de potência, transformador de potencial, transformador de corrente, disjuntor, chave seccionadora, painéis de proteção, transformador de serviços auxiliares, reator de aterramento e para-raios. Após descrição dos equipamentos, é abordado o tema do planejamento de recapacitação das subestações e são expostas algumas soluções existentes. Estas soluções são a substituição do transformador de potência, seja para um com capacidade de potência superior ao existente ou instalação de novo transformador de potência, um novo *bay* na subestação e a recapacitação do barramento existente.

No quarto capítulo está o desenvolvimento do estudo de caso. Mantendo em sigilo a subestação existente utilizada no estudo, a problematização é elaborada e questões acerca da subestação e sua operação são levantadas. Em seguida, os impactos não analisados neste trabalho são brevemente relatados para indicar a possibilidade de estudos focados nestes aspectos. Os aspectos analisados são o espaço físico da subestação, o sistema de proteção e controle, os arranjos intermediários, a análise da ampliação sob o ponto de vista da Copel e a análise da ampliação sob o ponto de vista da Chesf.

O quinto e último capítulo é a conclusão, onde são expostos os resultados e desdobramentos do estudo de caso.

2 SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O sistema de transmissão de energia elétrica desempenha um papel crucial na distribuição eficiente e confiável da eletricidade em larga escala. No Brasil, o sistema de transmissão é responsável por transportar energia em alta tensão, geralmente acima de 138 kV, entre as subestações de transmissão e as subestações de distribuição. Para garantir a integridade e o bom funcionamento desse sistema, são adotados diferentes arranjos em subestações elétricas.

Um dos principais arranjos é o sistema de subtransmissão, que permite o transporte de energia em média tensão, entre 69 kV e 138 kV, conectando as subestações de distribuição aos sistemas de transmissão de energia. Dentro desse sistema, podem ser utilizados os arranjos de sistema radial ou sistema em malha, sendo este último mais flexível e confiável, permitindo múltiplos caminhos de interconexão entre as subestações.

No âmbito da distribuição de energia elétrica, o sistema brasileiro é composto por diversas concessionárias e permissionárias, reguladas pela ANEEL. Essas empresas são responsáveis por transportar a energia elétrica desde os pontos de conexão com as redes de transmissão até o ponto de entrega ao consumidor final. Para isso, são utilizadas subestações de distribuição, que transformam a tensão recebida da subtransmissão e a distribuem na rede primária. Os níveis de tensão na distribuição podem variar, sendo comuns valores como 11,9 kV, 13,2 kV, 13,8 kV, 20 kV e 34,5 kV na rede primária, e tensões padronizadas de 220/127 V e 380/220 V na distribuição secundária.

Além disso, os arranjos em subestações desempenham um papel fundamental no funcionamento e na distribuição de energia elétrica. Diferentes tipos de arranjos são utilizados, como o arranjo em barra simples, o arranjo principal e transferência, o arranjo em barra dupla a 4 chaves e o arranjo em barra dupla com disjuntor e meio. Cada arranjo possui características distintas, sendo escolhido de acordo com requisitos específicos de espaço, segurança, manutenção e desempenho.

Em suma, o capítulo abordará o sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil, incluindo o sistema de subtransmissão, as concessionárias e permissionárias responsáveis pela distribuição, as subestações de distribuição e os diferentes arranjos utilizados nesses sistemas. Serão explorados os conceitos,

características e vantagens de cada arranjo, destacando a importância de escolher o arranjo adequado para garantir a eficiência e confiabilidade da transmissão de energia elétrica.

2.1 Estrutura do sistema de potência

O sistema elétrico de potência brasileiro teve início no início do século XX, com a construção de pequenas usinas hidrelétricas em várias partes do país, especialmente na região Sudeste. No entanto, a grande expansão do sistema ocorreu a partir dos anos 1950, com a criação da Eletrobrás em 1962 e a elaboração do Plano Nacional de Eletrificação em 1971 (SILVA, 2018).

A criação do Plano Nacional de Eletrificação teve como objetivo principal expandir o acesso à eletricidade a todas as regiões do país, promovendo o desenvolvimento econômico e social. Para isso, foram construídas grandes usinas hidrelétricas, como a Usina de Itaipu, e criadas empresas estatais responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (BRASIL, 1971).

A reestruturação do sistema elétrico de potência brasileiro na década de 1990 é citada por Souza e Santos (2014) como resultado da política neoliberal implementada no país, que defendia a privatização de empresas estatais e a abertura de novos mercados. Essa mudança envolveu a privatização de empresas estatais de energia elétrica e a criação de novas empresas de geração e comercialização de energia elétrica, que passaram a atuar em um mercado regulado pela ANEEL e coordenado pelo ONS.

É importante destacar que a estrutura do sistema elétrico de potência brasileiro é caracterizada por uma forte integração entre as regiões do país, com a transmissão de energia elétrica em longas distâncias. Isso é possível graças ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que permite a troca de energia elétrica entre as diferentes regiões do país, garantindo o suprimento de energia em todo o território nacional.

Segundo Costa *et al.* (2017), a criação da Eletrobrás e o Plano Nacional de Eletrificação foram importantes marcos na história do sistema elétrico de potência brasileiro, proporcionando a expansão da geração e transmissão de energia elétrica no país. Além disso, a integração das diferentes regiões do país por meio do SIN

também é destacada como uma das principais características do sistema elétrico brasileiro (BAJAY *et al.*, 2019).

2.1.1 Geração

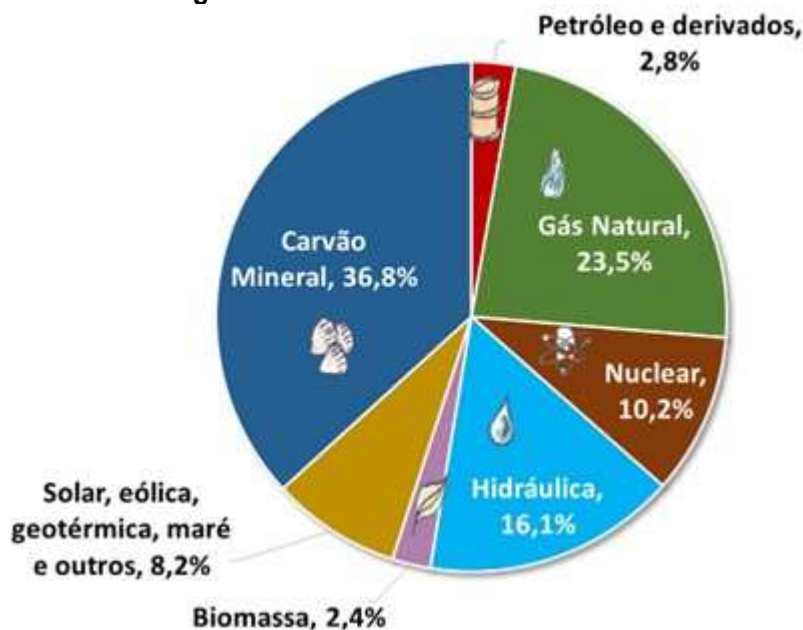
A geração de energia elétrica é uma das principais atividades responsáveis pelo suprimento de energia elétrica em um país. Diversas fontes de energia são utilizadas para a geração de eletricidade, sendo que cada uma delas possui características próprias que devem ser consideradas na sua aplicação. De acordo com Gedra *et al.* (2016), as principais fontes de energia utilizadas para a geração de energia elétrica no Brasil são: hidráulica, termelétrica, eólica, solar e biomassa.

A energia hidráulica é obtida a partir da queda d'água em usinas hidrelétricas, que é convertida em energia elétrica. Essa fonte de energia é responsável pela maior parte da geração de energia elétrica no Brasil, segundo dados da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE). Já a energia termelétrica é gerada a partir da queima de combustíveis fósseis, como carvão mineral, óleo combustível e gás natural, sendo utilizada como fonte complementar à hidrelétrica em momentos de menor disponibilidade de água nos reservatórios (CCEE, 2021).

Além das fontes convencionais, o Brasil tem investido cada vez mais em fontes renováveis de energia, como a eólica, solar e biomassa. A energia eólica é gerada a partir da força dos ventos, enquanto a energia solar é obtida a partir da captação da luz do sol por meio de painéis fotovoltaicos. Já a biomassa é gerada a partir da queima de resíduos de origem vegetal ou animal, como bagaço de cana, restos de madeira, entre outros.

A CCEE (2021) classifica as fontes de energia elétrica em duas categorias: as fontes incentivadas, que recebem incentivos governamentais para sua utilização, e as não incentivadas, que não possuem incentivos. As fontes incentivadas incluem a energia hidrelétrica, eólica, solar, biomassa, cogeração qualificada e resíduos sólidos urbanos. Já as fontes não incentivadas incluem a energia termelétrica e a nuclear. Na figura 1 pode-se observar a distribuição da matriz energética mundial no ano de 2019.

Figura 1 – Matriz elétrica mundial 2019



Fonte: IEA (2021)

No Brasil, a principal fonte de geração de energia elétrica é a hidrelétrica, que utiliza a energia cinética da água para girar turbinas que, por sua vez, acionam os geradores de energia por meio de acoplamento do eixo da turbina hidráulica com um alternador. Há variados tipos de turbinas utilizadas em hidrelétricas, conforme a altura da queda de água. A altura de queda pode ser baixa (até 15 m), média (entre 15 e 150 m) ou alta (maiores que 150 m) (ROBBA, 2020, p. 24).

Gedra *et al.* (2012), descreve que a energia gerada em uma usina hidrelétrica é proporcional à vazão de água e a altura de queda entre o reservatório superior e o inferior. Por isso, a construção de uma usina hidrelétrica requer um estudo detalhado das características do rio, como volume de água, vazão, topografia e impactos ambientais.

As usinas hidrelétricas são fontes importantes de energia elétrica em todo o mundo e, no Brasil, e segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as hidrelétricas são responsáveis por 58,34% da energia gerada no país em março de 2021, o restante é gerado por usinas térmicas 25,08%, usinas eólicas 10%, pequenas centrais hidrelétricas 3,12%, usinas fotovoltaicas 1,87%, usinas termonucleares 1,13%, centrais geradoras hidrelétricas 0,47%, com capacidade total instalada de 174.883,1 W (ANEEL, 2021).

Em operação existem em todo país 739 centrais geradoras hidrelétricas, 425 pequenas centrais hidrelétricas e 219 usinas hidrelétricas. Dentre as usinas há 3 que

são mais conhecidas: Itaipu Binacional, localizada entre a divisa do Brasil e Paraguai, com capacidade de operação instalada de 14.000 MW; Belo Monte, com capacidade de operação instalada de 11.233 MW; a usina Tucuruí, com capacidade de operação instalada de 8.370 MW (ANEEL, 2021).

A CCEE fez um levantamento das usinas termelétricas em operação em 2020, onde a maioria das termelétricas são compostas por usinas de biomassa, que somam 286 empreendimentos em todo o território brasileiro, esse número é composto pelas usinas, 48 termelétricas a gás, 44 a óleo, 10 a base de carvão mineral e duas nucleares e outras 11 usinas, que podem ser bicomcombustíveis ou até mesmo reação exotérmica (ANEEL, 2021).

Usinas termelétricas geram energia a partir da queima de combustíveis fósseis, como carvão, petróleo, gás natural e biomassa. O processo começa com a queima do combustível, que aquece a água presente em um circuito fechado, formando vapor. Esse vapor, em alta pressão e temperatura, é direcionado para uma turbina, que converte a energia térmica em energia mecânica. A turbina está conectada a um gerador elétrico, que gera a eletricidade (ANEEL, 2021).

No entanto, a queima de combustíveis fósseis também representa um impacto ambiental significativo, emitindo gases de efeito estufa e contribuindo para o aquecimento global. Por isso, é importante investir em fontes de energia mais limpas e renováveis, como a solar, eólica e hidrelétrica.

A geração de energia por usinas eólicas teve um aumento significativo. A geração de energia elétrica em uma usina eólica ocorre através de aerogeradores, que são equipamentos que convertem a energia cinética das massas de ar em movimento em energia elétrica. Os aerogeradores são compostos por pás, que captam a energia do vento e contam com dispositivo que varia a inclinação destas para um ponto ótimo de conversão de energia, de um rotor, que gira com o movimento das pás e transmite o movimento de rotação para o eixo de baixa velocidade, da caixa de transmissão, que converte a rotação do eixo de baixa velocidade para a velocidade de rotação do gerador de energia elétrica, e do gerador, que finalmente converte a energia mecânica em elétrica (ROBBA, 2020, p. 30).

2.1.2 Transmissão

O sistema de transmissão é responsável pela interligação entre a geração e os centros de cargas (ROBBA, 2020, p. 34).

Esse sistema é composto pelas linhas transmissão (LT) que oferecem um caminho para a transferência de energia até as subestações, que podem ser feitas através de linhas aéreas, subterrâneas ou subaquáticas. Geralmente são usadas as linhas aéreas, onde os condutores são suspensos em torres metálicas e chegam até as subestações para realização das manobras de operação no sistema.

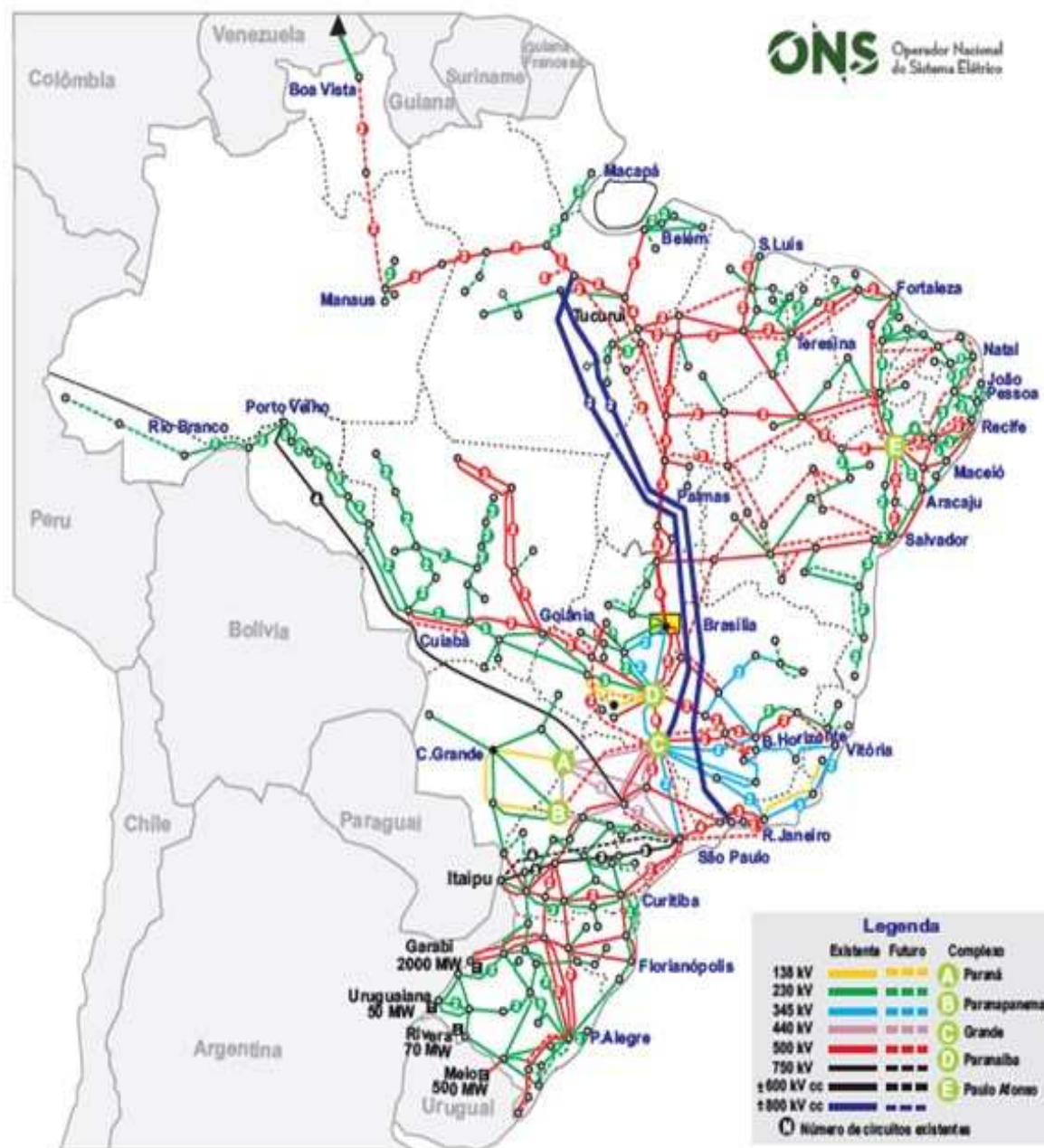
O sistema de transmissão elétrico brasileiro é um dos maiores do mundo, com mais de 140 mil km de linhas de transmissão e mais de 300 subestações. Ele é dividido em três grandes regiões: a Região Sul/Sudeste, a Região Nordeste e a Região Norte. Cada região possui uma rede de transmissão interligada, permitindo a troca de energia elétrica entre as diferentes regiões do país. O sistema de transmissão é monitorado e controlado pelo ONS, que garante a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro (ONS, 2021).

De acordo com o ONS, as linhas de transmissão são classificadas de acordo com o comprimento e a tensão. As linhas de transmissão de alta tensão (acima de 230 kV) são as principais responsáveis pelo transporte de energia elétrica de longa distância, enquanto as linhas de transmissão de média tensão (de 69 kV a 230 kV) são responsáveis pelo transporte de energia elétrica a médias distâncias. As linhas de transmissão de baixa tensão (até 69 kV) são responsáveis pelo transporte de energia elétrica a curtas distâncias.

As instalações elétricas do sistema de transmissão brasileiro são padronizadas de acordo com o Decreto número 73.080, de 5 de novembro de 1973, que estabelece as normas técnicas para a construção e operação das linhas de transmissão de energia elétrica. O objetivo dessa padronização é garantir a qualidade da energia elétrica transmitida e a segurança das instalações.

Além disso, o sistema de transmissão elétrico brasileiro é interconectado conforme ilustrado na figura 2, o que significa que as linhas de transmissão estão conectadas entre si para garantir a estabilidade do sistema elétrico. Essa interconexão é realizada pelo ONS, que é responsável pelo controle e planejamento das instalações de geração e transmissão de energia elétrica em todo o país.

Figura 2 – Mapa do sistema de transmissão – Horizonte 2024



Fonte: ONS (2022)

Esse processo de interconexão está sob responsabilidade do SIN, que foi criado em 1998, com a responsabilidade de interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, garantindo dessa maneira a transferência de energia entre os subsistemas.

Apenas 1,7% da energia gerada está fora do SIN, segundo dados da ONS em 2021. O ONS foi criado em 1998, com a responsabilidade de controle e planejamento das operações nas instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN.

2.1.2.1 Sistema de subtransmissão

O sistema de subtransmissão elétrico brasileiro é responsável por transportar energia elétrica em média tensão (entre 69 kV e 138 kV) entre as subestações de distribuição e as subestações de transmissão.

Segundo o ONS (2021), o sistema de subtransmissão pode operar em dois tipos diferentes: o primeiro é o sistema radial, onde as subestações são interligadas em um único sentido, sem que haja possibilidade de energização por outras subestações em caso de contingência; e o segundo é o sistema em malha, onde as subestações são interligadas em múltiplos caminhos, permitindo maior flexibilidade operacional e aumento da confiabilidade do sistema.

A faixa de tensão do sistema de subtransmissão varia entre 69 kV e 138 kV, e sua função é conectar as subestações de distribuição aos sistemas de transmissão de energia elétrica, que operam em tensões mais elevadas. O ONS estabelece que, para novas instalações de subtransmissão, deve ser considerado um critério técnico-econômico que permita escolher a melhor faixa de tensão para cada situação, levando em conta a demanda de energia, a distância a ser percorrida, o tipo de carga e outros fatores relevantes.

2.1.3 Distribuição

O sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil é formado por diversas concessionárias. Segundo dados da ANEEL são 52 Concessionárias, 52 Permissionárias e 1 Designada, distribuídas por todo o país, com a maior parte delas localizadas nas regiões Sul e Sudeste. Ao todo, são 105 empresas, entre serviços públicos, privados e de economia mista, que atuam no mercado de distribuição. Esse sistema é regulado pela ANEEL, conforme a lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

De acordo com as normas estabelecidas pela ANEEL, a distribuição de energia elétrica compreende a etapa do processo elétrico que envolve o transporte da energia elétrica desde os pontos de conexão com as redes de transmissão até o ponto de entrega ao consumidor final.

As subestações de distribuição são responsáveis por transformar a tensão recebida da subtransmissão e distribuí-la na rede primária. Os níveis de tensão de

distribuição podem variar de acordo com a região, mas valores comuns para a rede de distribuição primária são 11,9 kV, 13,2 kV, 13,8 kV, 20 kV e 34,5 kV. Já para a distribuição secundária, os valores são padronizados para tensões de 220/127 V e 380/220 V.

A rede primária, também é conhecida como rede de média tensão, e saem das subestações de distribuição podendo ser aérea ou subterrânea.

De acordo com Oliveira *et al.* (2021, p. 102), as redes primárias aéreas podem assumir as seguintes configurações: rede primária radial simples; rede primária radial com recurso; rede primária seletiva.

A rede primária radial simples é a forma mais básica da rede primária onde a energia elétrica flui em uma única direção, partindo de uma subestação de distribuição até as cargas elétricas (consumidores), em caso de falha ou manutenção a distribuição é interrompida e todo o trecho fica sem energia. A rede primária radial com recurso é similar a rede simples, mas existem pontos de recurso (socorro), ou seja, trechos de rede que permitem a entrada de energia elétrica em mais de um ponto, permitindo que um trecho com falha ou em manutenção seja isolado e reparado sem que os consumidores fiquem sem energia elétrica. Por fim a configuração primária seletiva é a mais avançada da rede primária aérea, que utiliza dispositivos de proteção, como chaves seccionadoras e religadoras, para permitir o isolamento de partes da rede com falhas elétricas ou em manutenção, minimizando o impacto dessas falhas no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Quando ocorre uma falha elétrica, somente a parte da rede afetada é desligada, enquanto as demais partes continuam operando normalmente, garantindo a continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores que estão conectados às partes da rede que não foram afetadas pela falha elétrica (SANTOS, 2019).

As redes subterrâneas podem ser configuradas redes primárias seletivas, redes primárias operadas em malha aberta e *Spot network*.

As redes primárias seletivas possibilitam à carga selecionar qual alimentador suprirá suas necessidades energéticas, utilizando-se de chaves de transferência distribuídas ao longo dos alimentadores próximos. Já as redes primárias operando em malha aberta têm dois dispositivos de comando em ambas as extremidades e utilizam-se de disjuntor normalmente aberto ao final do alimentador. Por fim, nas *Spot network* cada transformador é alimentado por dois ou três circuitos alimentadores. Essas redes

possuem chaves especiais (*network protector*) que têm a finalidade de impedir o fluxo de potência no sentido inverso (SILVA, 2014).

As redes secundárias são conectadas a partir dos transformadores, que abaixam a tensão fornecida pela rede primária até os níveis de consumo, e levam a energia até os consumidores. As configurações radiais e malhadas também são possíveis, entretanto, segundo Oliveira *et al.* (2021, p. 104), em razão de seu alto custo, as redes secundárias malhadas não são mais utilizadas.

2.2 Tipos de arranjos utilizados em subestações

Os arranjos em subestações desempenham um papel fundamental no funcionamento e distribuição de energia elétrica em sistemas de transmissão e distribuição. Existem diferentes tipos de arranjos, cada um projetado para atender a requisitos específicos de espaço, segurança, manutenção e desempenho. Neste texto introdutório, discutiremos alguns dos principais arranjos encontrados em subestações e apresentaremos suas características distintas.

O Arranjo em barra simples é comumente utilizado em subestações de menor porte. Nele, os equipamentos são conectados em uma única barra principal, que é responsável pela distribuição de energia para diferentes cargas. Esse arranjo é caracterizado pela simplicidade e facilidade de manutenção.

Outro tipo de arranjo também utilizado em subestações é o arranjo principal e transferência, nesse arranjo todos os equipamentos e cargas são conectados em uma única barra principal. No entanto, são incluídas barras transferências que permitem o desvio do fluxo de energia durante a manutenção ou falha em uma parte do sistema, esse tipo de arranjo minimiza as interrupções no fornecimento de energia garantindo a continuidade operacional.

O arranjo em barra dupla a 4 chaves, são utilizadas duas barras principais que alimentam as cargas. Cada barra é conectada a um conjunto de quatro chaves de manobra, permitindo a distribuição redundante de energia e direcionando o fluxo em caso de falha ou manutenção. Esse arranjo aumenta a confiabilidade e flexibilidade do sistema.

Por último neste tópico descreveremos sobre o arranjo em barra dupla com disjuntor e meio, deste arranjo são empregadas duas barras principais, cada uma

conectada a um conjunto de carga. Entre essas barras, encontra-se um disjuntor no meio, que funciona como um ponto de interconexão. Esse disjuntor atua como uma chave de transferência, permitindo a seleção da barra, permitindo assim o direcionamento do fluxo.

Esses são apenas alguns exemplos dos tipos de arranjos encontrados em subestações elétricas. Cada um possui suas vantagens e desvantagens, e a escolha do arranjo adequado depende de diversos fatores, como o porte da subestação, a confiabilidade exigida e as restrições de espaço.

2.2.1 Arranjo em barra simples

O arranjo em barra simples, também conhecido como arranjo em barra única, é um tipo de configuração comumente utilizado em subestações de alta tensão. Nesse arranjo, todos os principais equipamentos, como transformadores, disjuntores e chaves seccionadoras, são conectados diretamente a uma única barra condutora. Essa barra única atua como ponto central de distribuição de energia dentro da subestação.

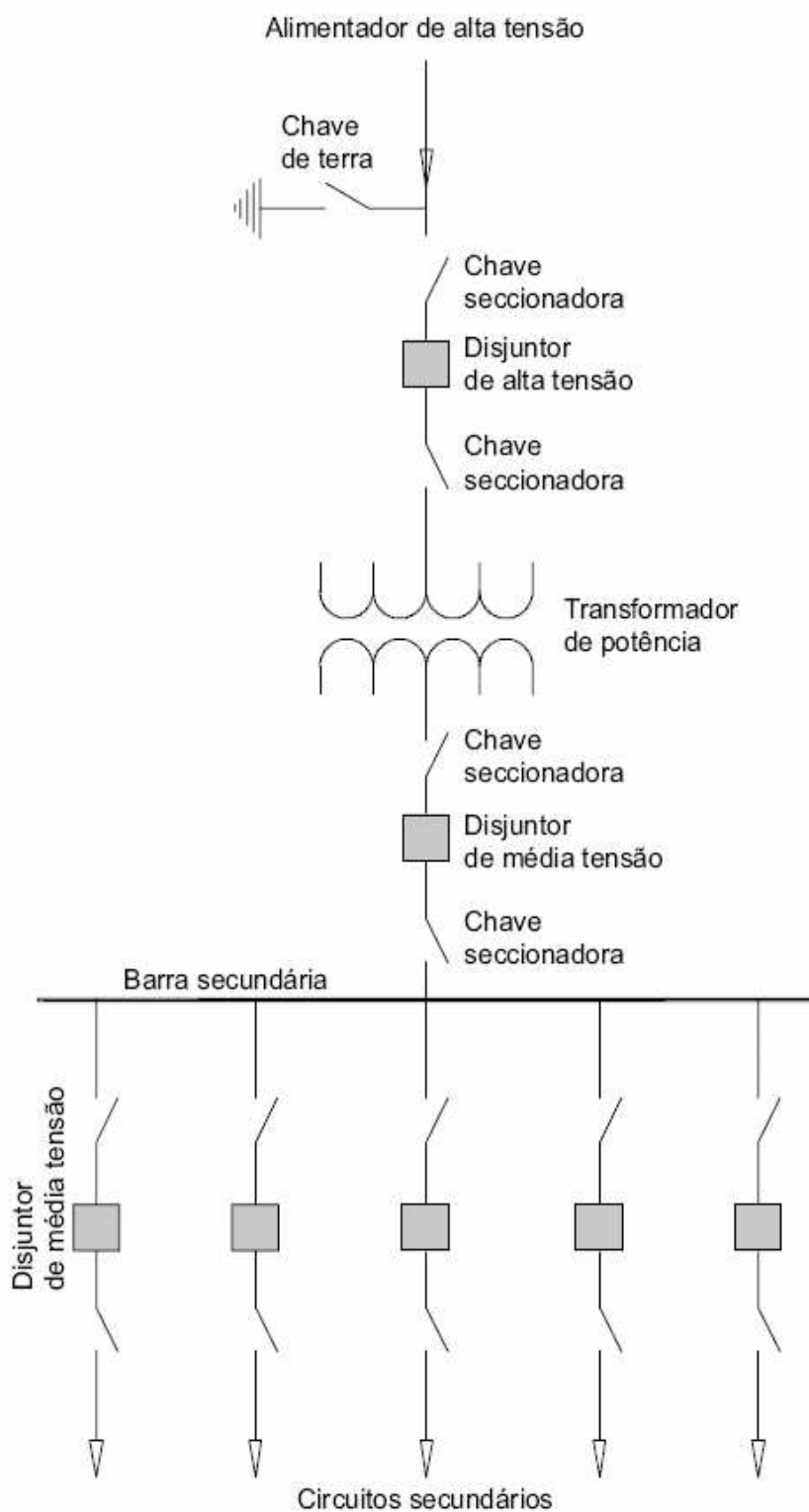
A energia elétrica é alimentada em uma única barra pelos transformadores principais, que recebem a energia da fonte de alimentação externa. A partir dessa barra, os diferentes circuitos e linhas de distribuição são conectados por meio de chaves seccionadoras. Essas chaves permitem direcionar a energia para diferentes áreas ou linhas de carga, conforme necessário.

Os disjuntores também desempenham um papel importante no arranjo em barra simples, pois são responsáveis pela proteção do sistema contra sobrecargas e curtos-circuitos. Em caso de falhas, os disjuntores são acionados para interromper o fluxo de energia, garantindo a segurança do sistema.

Na figura 3, é mostrada a estrutura arranjo, onde é composto por um alimentador responsável por receber energia elétrica da fonte de alimentação externa e fornecê-la a subestação, este alimentador é conectado a uma chave seccionadora que atua como dispositivo de controle isolar ou conectar o alimentador ao restante do sistema, após a chave seccionadora encontra-se o disjuntor de média tensão que desempenha a função de proteger o sistema contra sobrecargas e curtos circuitos, e por fim o transformador de potência que é responsável por elevar ou rebaixar a tensão.

O exemplo apresentado mostra uma visão básica do arranjo simples conectado à uma barra secundária.

Figura 3 – Arranjo em barra simples



Fonte: MAMEDE (2021, p. 14)

Esse tipo de arranjo é muito utilizado em subestações de menor porte, onde a demanda de energia é relativamente baixa e não é necessária uma segregação

complexa de circuitos. Além de oferecer uma solução eficiente, o arranjo em barra única também é economicamente viável para a distribuição de energia elétrica dentro da subestação.

2.2.2 Arranjo em barra principal e transferência

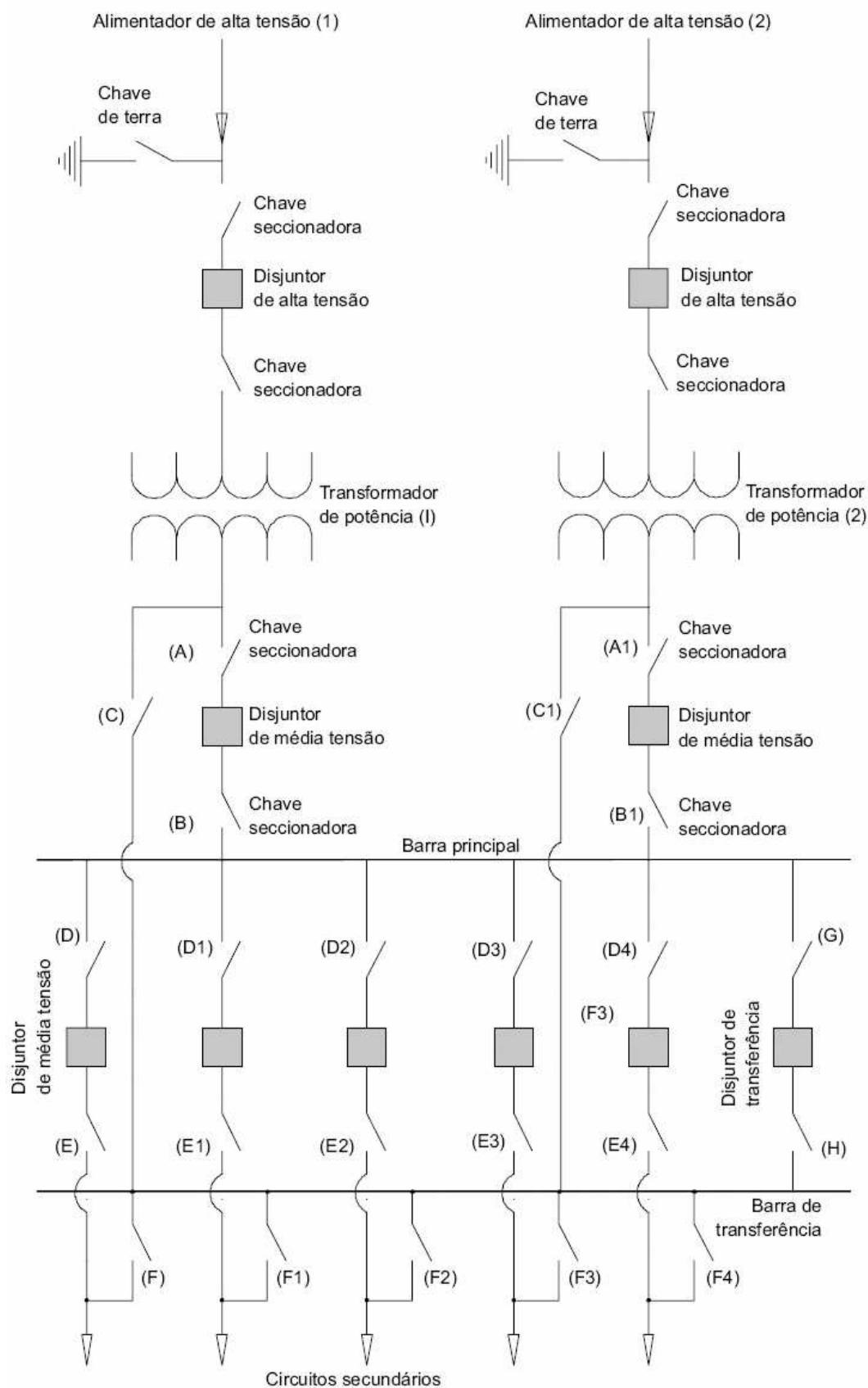
O arranjo principal e de transferência é uma configuração comumente utilizada em subestações de alta tensão para garantir a operação eficiente e segura do sistema elétrico. Esse arranjo envolve o uso de duas barras principais, juntamente com dispositivos de transferência que permitem a transferência de carga entre as barras.

Conforme descrito por Mamede (2021), cada barra principal é conectada a transformadores de potência, disjuntores e outros equipamentos por meio de chaves seccionadoras. Essas chaves seccionadoras têm a função de isolar seções do sistema elétrico, permitindo a realização de manutenção, reparos ou alterações nas configurações sem afetar o restante do sistema. Elas podem ser operadas manualmente ou por meio de mecanismos automatizados.

Os disjuntores de transferência desempenham um papel fundamental nesse arranjo. Quando há a necessidade de transferir a carga de uma barra principal (A) para outra barra principal (B) ou vice-versa, o disjuntor de transferência automática é acionado. Esse dispositivo interrompe o fornecimento de energia na barra de origem e estabelece a conexão com a barra de destino, garantindo a continuidade do fornecimento de energia sem interrupções significativas.

Na figura 4, é mostrada a estrutura arranjo, onde é composto por dois alimentadores responsáveis por receber energia elétrica da fonte de alimentação externa e fornecê-la a subestação, esses alimentadores são conectados em chaves seccionadoras, e após as chaves seccionadora são conectados os disjuntores de média tensão, e novamente são conectados a outras chaves seccionadoras, e após as seccionadoras temos a conexão do transformador de potência.

Figura 4 – Arranjo em barra principal e transferência



Fonte: MAMEDE (2021, p. 16)

Durante a operação normal de uma subestação com arranjo principal e transferência, as barras principais A e B estão energizadas e responsáveis por fornecer energia aos circuitos e linhas de distribuição conectados a elas. Os equipamentos essenciais, como transformadores e disjuntores, são interconectados às barras principais para garantir o fluxo adequado de energia elétrica dentro da subestação. Nesse período, as chaves seccionadoras permanecem fechadas, assegurando a continuidade do fornecimento de energia e a interconexão dos equipamentos.

No entanto, em situações específicas em que há a necessidade de transferir a carga da barra A para a barra B (ou vice-versa), entra em ação o disjuntor de transferência automática correspondente. Ao ser acionado, o disjuntor de transferência automática interrompe o circuito na barra de origem (por exemplo, barra A) e estabelece a conexão com a barra de destino (barra B), permitindo que a carga seja transferida de maneira segura e controlada. Durante todo o processo de transferência, dispositivos de proteção, como relés e sistemas de monitoramento, monitoram e garantem que as condições de operação estejam dentro dos limites estabelecidos, mantendo a segurança do sistema elétrico.

Após a conclusão da transferência de carga ou da execução de manutenção programada, o sistema retorna ao seu estado de operação normal. O disjuntor de transferência automática é desligado, restabelecendo a conexão da barra de origem (por exemplo, barra A) e encerrando o processo de transferência. Dessa forma, o sistema volta a operar com as barras principais energizadas e prontas para fornecer energia aos circuitos e linhas de distribuição.

É importante ressaltar que a utilização do arranjo principal e transferência em subestações proporciona maior flexibilidade operacional e confiabilidade ao sistema elétrico, permitindo a transferência controlada de carga entre as barras principais quando necessário, sem interrupções significativas no fornecimento de energia aos consumidores.

2.2.3 Arranjo em barra dupla, 1 disjuntor a 4 chaves

O arranjo em barra dupla com 1 disjuntor e 4 chaves é amplamente utilizado em subestações de alta tensão, proporcionando uma operação eficiente e controle do sistema elétrico com maior flexibilidade e confiabilidade (MAMEDE FILHO, 2010).

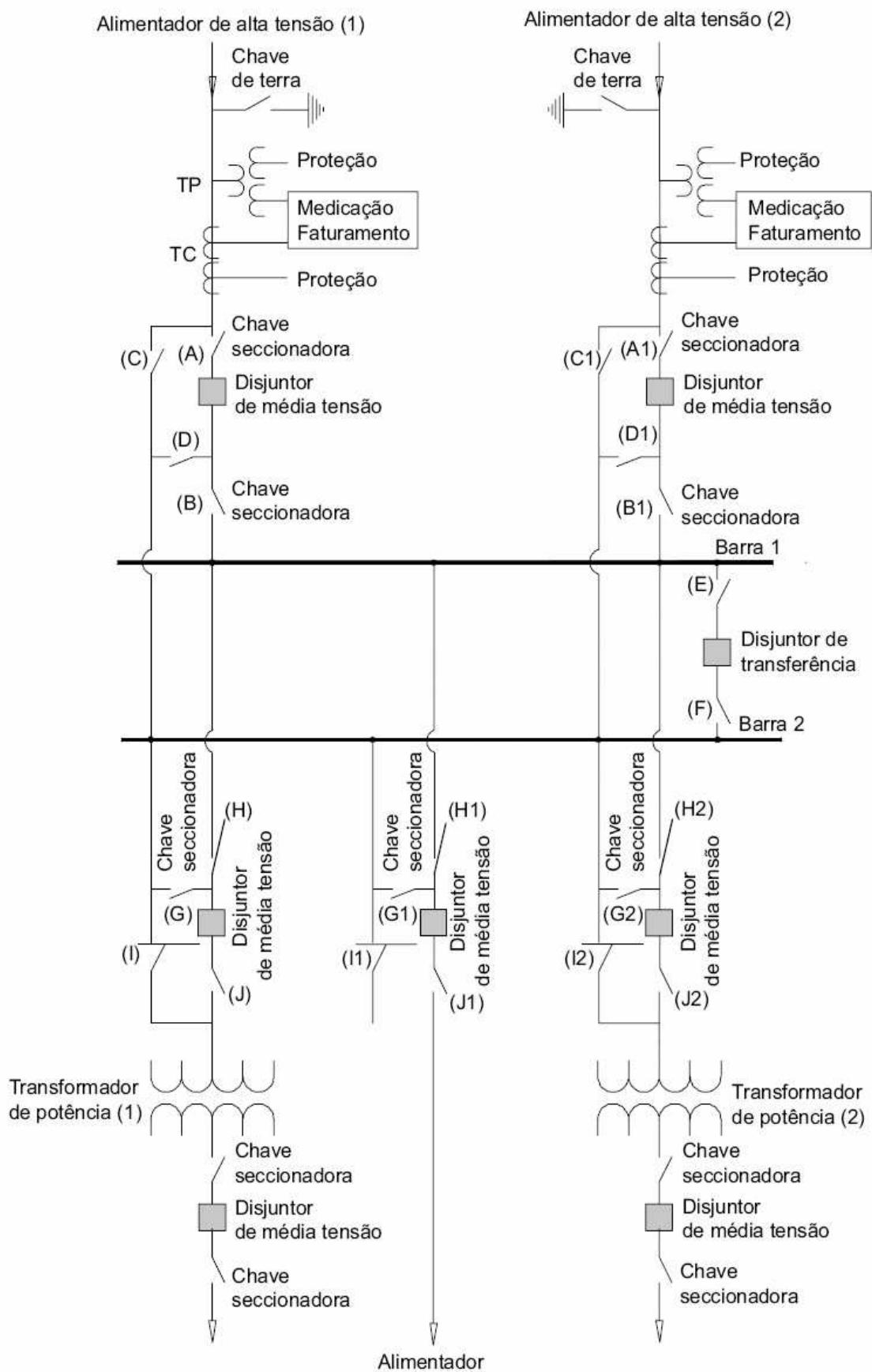
No arranjo da figura 5, estão presentes duas barras principais: a barra 1 e a barra 2, que recebem energia de transformadores de potência individuais. As duas barras são conectadas por meio de quatro chaves seccionadoras, sendo duas chaves de transferência (KT1 e KT2) e duas chaves de interconexão (KI1 e KI2).

Durante a operação normal, ambas as barras principais estão energizadas, fornecendo energia para os circuitos e linhas de distribuição conectados a elas. As chaves de transferência (KT1 e KT2) e as chaves de interconexão (KI1 e KI2) estão fechadas, permitindo a continuidade do fornecimento de energia e a interconexão dos equipamentos com os circuitos correspondentes.

Quando há a necessidade de transferir a carga da barra A para a barra B, o primeiro passo é abrir a chave de transferência KT1, interrompendo o fluxo de energia da barra A para os circuitos a ela conectados. Em seguida, a chave de interconexão KI1 é fechada, estabelecendo a conexão entre a barra 1 e a barra 2. Concluída a transferência, a chave de transferência KT1 é fechada novamente, restabelecendo o fluxo de energia para a barra 2.

No caso de transferência de carga da barra 2 para a barra 1, o procedimento é similar. A chave de transferência KT2 é aberta, interrompendo o fluxo de energia da barra 2, e em seguida, a chave de interconexão KI2 é fechada, conectando a barra 2 à barra A. Após a transferência ser concluída, a chave de transferência KT2 é fechada novamente.

Figura 5 – Arranjo em barra dupla, 1 disjuntor a 4 chaves



Fonte: MAMEDE (2021, p. 22)

Esse arranjo em barra dupla com 1 disjuntor e 4 chaves oferece maior flexibilidade na operação das subestações, permitindo a transferência de carga entre as barras principais conforme necessário, seja para manutenção, balanceamento de carga ou situações de emergência. Além disso, as chaves de interconexão contribuem para a interligação das barras principais, garantindo a redundância e aumentando a confiabilidade operacional (MAMEDE FILHO, 2010).

2.2.4 Arranjo barra dupla com disjuntor e meio

Conforme descrito por Mamede Filho (2010), este arranjo consiste em duas barras principais, designadas como barra A e barra B, conectadas por um disjuntor central.

Durante a operação normal, ambas as barras principais estão energizadas e fornecem energia aos circuitos e linhas de distribuição a elas conectados. O disjuntor central permanece fechado, assegurando o fluxo contínuo de energia e a interconexão dos equipamentos com as barras principais.

Quando é necessário realizar uma manutenção programada ou transferir a carga de uma barra para outra, o procedimento ocorre da seguinte maneira:

- 1) Abertura do disjuntor central: O primeiro passo consiste em abrir o disjuntor central, interrompendo o fluxo de energia entre as barras A e B. Com essa ação, cada barra principal fica eletricamente isolada.
- 2) Abertura das chaves de transferência: Em seguida, as chaves de transferência localizadas nas extremidades das barras principais, antes da conexão com os circuitos e linhas de distribuição, são abertas. Ao abrir essas chaves, a energia é interrompida nos circuitos vinculados a cada barra.
- 3) Realização da manutenção ou transferência de carga: Com o sistema devidamente isolado e as chaves de transferência abertas, é possível executar a manutenção necessária ou transferir a carga de uma barra para outra. Isso pode envolver reparos em equipamentos, substituição de componentes ou redirecionamento de energia para balanceamento de carga.

- 4) Fechamento das chaves de transferência: Após a conclusão da manutenção ou transferência de carga, as chaves de transferência são fechadas, restabelecendo a conexão dos circuitos com as barras principais e permitindo o fluxo de energia novamente.
- 5) Fechamento do disjuntor central: Por fim, o disjuntor central é fechado, restabelecendo a interligação entre as barras A e B. Com o disjuntor fechado, as barras principais estão novamente conectadas e prontas para fornecer energia aos circuitos e linhas de distribuição.

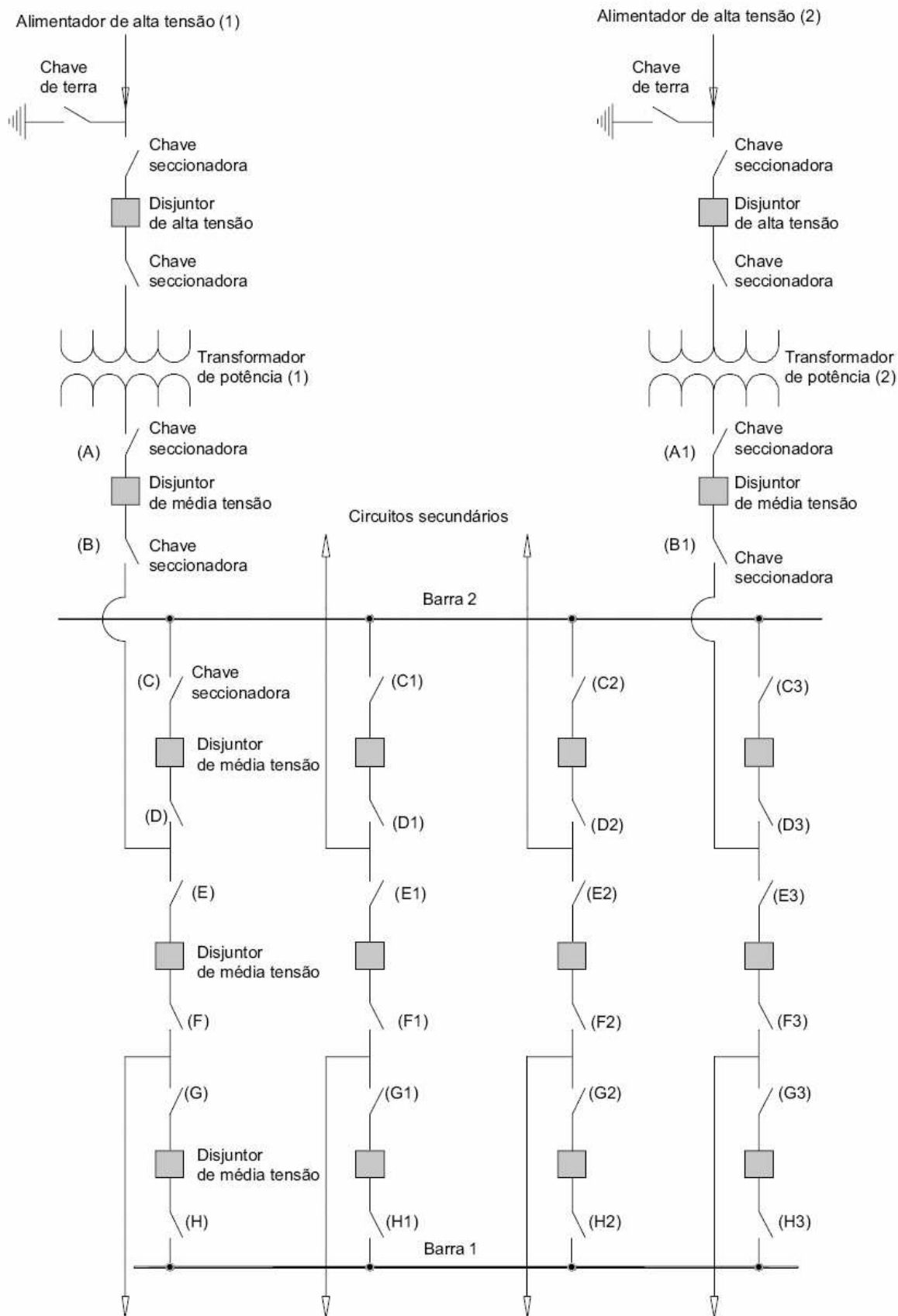
No arranjo da figura 6, estão presentes duas barras principais: barra 1 e barra 2. Interligando as barras, existem três vãos, cada um deles compostos por três disjuntores e seis chaves seccionadoras. As chaves seccionadoras estão posicionadas para isolar o disjuntor e não existe manobra possível de seleção de barra, a seleção é feita exclusivamente pelo disjuntor pela abertura e fechamento dos disjuntores. Caso seja necessário energizar uma linha de transmissão a partir da barra 1, deixa-se o disjuntor ligado na barra 2 aberto e o fluxo de potência passa a ser transmitido pela barra 1.

Ligados às barras, existe um disjuntor lateral, seguido por um disjuntor central e, na sequência, um disjuntor que se conecta a outra barra. Este arranjo permite que nenhuma linha de transmissão, transformador ou equipamento que esteja conectado ao arranjo, fique desligado por uma falha interna ao barramento.

Na figura 6, é possível observar que se houver uma falta na barra 1, os disjuntores conectados à barra 1 serão abertos e o fluxo de potência passará a ser transmitido pela barra 2. Analogamente, caso a falta ocorra na barra 2, os disjuntores conectados à barra 2 serão abertos, desta forma, o fluxo de potência será transmitido a partir da barra 1.

Por último, caso ocorra uma falta na linha de transmissão, o vão será isolado abrindo o disjuntor central e o adjacente à linha de transmissão com falta.

Figura 6 – Arranjo em barra dupla com disjuntor e meio



Fonte: MAMEDE (2021, p. 26)

Esse arranjo em barra dupla com disjuntor e meio oferece maior flexibilidade na operação das subestações, permitindo a realização controlada e segura de manutenção e transferência de carga. Além disso, a presença do disjuntor central contribui para uma maior confiabilidade do sistema, possibilitando o isolamento de uma barra em caso de falhas ou problemas localizados (Mamede Filho, 2010).

2.3 A importância das LT e subestações

É comum que os locais de geração de energia sejam construídos afastados dos centros consumidores, assim sendo, é necessário um complexo sistema para realizar a transmissão.

A transmissão de energia elétrica desempenha um papel essencial no fornecimento de eletricidade em larga escala, permitindo o suprimento para diferentes áreas. Para possibilitar o transporte eficiente e seguro da energia, as linhas de transmissão de alta tensão são fundamentais. Segundo Stevenson Jr. (1982), o processo de transmissão tem início nas usinas geradoras, que produzem eletricidade a partir de diversas fontes, como hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares. Após a geração, a energia passa por subestações de elevação de tensão, onde os transformadores aumentam a tensão elétrica, visando a redução de perdas durante o transporte em longas distâncias.

As linhas de transmissão de alta tensão têm a função de transportar a energia elétrica das usinas até as subestações intermediárias e, posteriormente, até as subestações de rebaixamento de tensão. Essas linhas são constituídas por cabos condutores que podem ser suspensos por torres metálicas ou subterrâneos em alguns casos. A utilização de alta tensão nas linhas de transmissão é crucial para minimizar as perdas de energia devido ao efeito Joule, fenômeno conhecido na engenharia elétrica.

O efeito Joule ocorre quando a corrente elétrica atravessa um condutor e gera calor devido à resistência do material. Em sistemas de transmissão de energia elétrica, especialmente em linhas de longa distância, as perdas de energia por efeito Joule podem se tornar significativas (WEEDY, 2012). Essas perdas são resultado da dissipação de energia no condutor, afetando a eficiência do sistema.

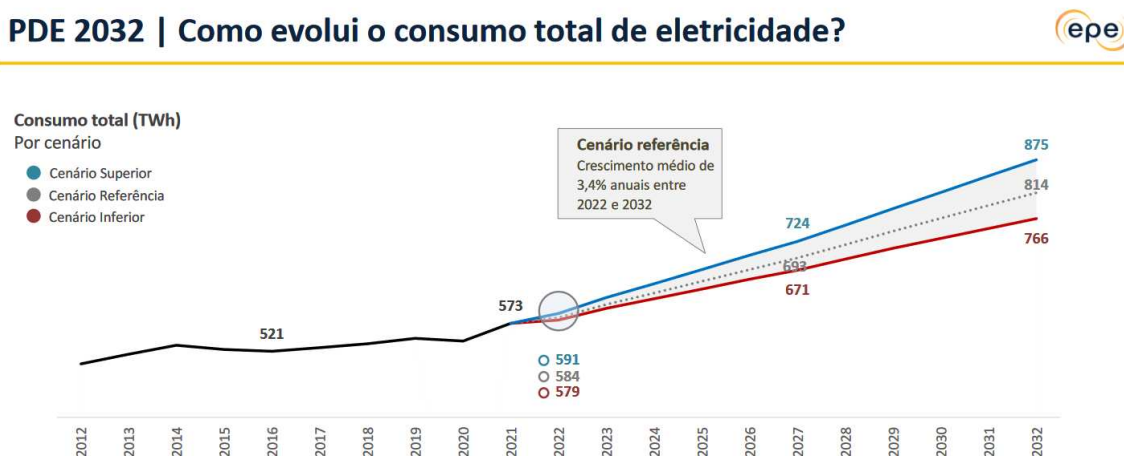
Para mitigar o efeito Joule e reduzir essas perdas, é adotado o princípio de transmissão em alta tensão. Nesse sentido, as subestações elevadoras são responsáveis por elevar a tensão elétrica nas linhas de transmissão, o que resulta na redução da corrente elétrica e, conseqüentemente, em uma diminuição proporcional das perdas de energia por efeito Joule. Esse princípio é amplamente aplicado em sistemas de transmissão de energia elétrica, visando minimizar as perdas e melhorar a eficiência do transporte de eletricidade.

Para viabilizar o uso da energia próxima aos consumidores, existem as subestações abaixadoras, também conhecidas como subestações de distribuição. Essas subestações têm a função de reduzir a tensão para valores abaixo de 13 kV, permitindo a utilização segura da energia elétrica pelos consumidores (SANTOS & FERREIRA, 2021).

2.4 A necessidade de adequação dos sistemas de transmissão

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (EPE, 2022), a demanda por energia em 2032 irá aumentar consideravelmente, como pode ser visto na figura 7. Para suprir essa demanda, é necessário ampliar o sistema de geração. É sabido que a matriz energética brasileira, majoritariamente dependente de usinas hidrelétricas, não é sustentável, de modo que novas fontes devem ser consideradas, como a energia nuclear e eólica (RIBEIRO, 2011).

Figura 7 – Evolução do consumo de energia até 2032



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (EPE, 2022)

Com o aumento da geração, será necessário adaptar o sistema de energia existente e seus subsistemas de geração, transmissão e distribuição (FERREIRA,

2017). Isto porque a rede elétrica atual é adequada para as demandas atuais de transmissão de energia, mas não atenderá à demanda prevista em cenários futuros. Para que o sistema de transmissão seja capaz de transmitir a energia gerada aos consumidores finais no cenário de aumento de demanda, é necessário adequar as subestações e preparar os equipamentos e as linhas de transmissão para receber a nova carga. Deste modo, a energia será entregue ao consumidor final, seja ele industrial ou residencial (MONTICELLI, 2015).

Em relação às subestações do sistema de transmissão, os equipamentos que as compõem normalmente possuem uma garantia de 10 anos (KAMIMURA, 2013). Com o prolongado tempo de uso, muitos deles podem estar próximos do fim da vida útil, apresentando mau funcionamento e gerando gastos com manutenção. Para solucionar os casos em que o equipamento é o fator que causa problemas no sistema de transmissão de energia, é mais adequado o *retrofit*, substituindo os equipamentos existentes por outros mais modernos (ALBUQUERQUE, 2018). No *retrofit*, a substituição dos equipamentos não implica em ampliação de demanda, mas é possível aliar as duas melhorias, o *retrofit* e a ampliação, conforme a necessidade de cada situação.

Pode-se inferir que, juntamente com a modernização das subestações existentes por meio de *Retrofit*, a ampliação destas se faz necessária para assegurar a robustez do sistema de transmissão de energia tanto no quesito de atender à demanda futura quanto no quesito de confiabilidade de fornecimento. Para realizar a adequação do sistema de transmissão, pode-se utilizar de novas fontes de energia, além da modernização e substituição de equipamentos obsoletos e ampliações por meio de inserção de equipamentos adicionais.

2.5 Métodos de recapacitação

A recapacitação por meio da adequação de linhas de transmissão e subestações para atender uma maior tensão é uma alternativa viável para atender a demandas crescentes de carga e a requisitos de transmissão. Além do aspecto prático de utilização do espaço de subestações existentes, as vantagens econômicas podem ser relevantes quando as fundações, estrutura ou equipamento podem ser utilizados com modificações mínimas (MULLER, 2022).

2.5.1 Retrofit

A recapacitação é uma técnica amplamente utilizada na modernização de equipamentos elétricos que não atendem mais às necessidades do sistema. Um dos métodos mais comuns é o *retrofit*, que pode ser aplicado em subestações, linhas de transmissão e usinas geradoras, permitindo a atualização e melhorias desses equipamentos.

No caso específico de subestações, é comum a modernização de transformadores, disjuntores e sistemas de proteção. É fundamental avaliar se a estrutura da subestação suporta o peso dos novos equipamentos e se os sistemas de refrigeração são compatíveis com a nova configuração.

Já nas linhas de transmissão, o *retrofit* pode envolver a substituição de postes, cabos e equipamentos de proteção contra descargas atmosféricas. É necessário verificar se as fundações dos postes suportam o peso dos novos equipamentos e se os cabos são capazes de suportar a nova demanda de energia.

Quanto às usinas geradoras, o *retrofit* pode envolver a modernização de turbinas, geradores e sistemas de controle. É crucial avaliar se a estrutura da usina suporta o peso dos novos equipamentos e se os sistemas de refrigeração são adequados. Além disso, é necessário verificar se os sistemas de proteção e controle são compatíveis com a nova configuração da usina.

Para garantir a eficácia do *retrofit*, é essencial realizar um estudo aprofundado de todas as partes que compõem o sistema elétrico, garantindo que todas as alterações estejam em conformidade com as normas e regulamentos aplicáveis.

2.5.2 Ampliação

A ampliação em sistemas elétricos é um processo complexo que pode ser realizado de diversas formas. Uma das maneiras mais comuns é a inserção de um novo *bay* na subestação, ou ainda, a ampliação de uma linha já existente a fim de atender uma nova região ou carga. Também pode representar a ampliação em um setor, como por exemplo, a modernização de uma subestação 230 kV para 525kV. Nesse caso, é importante destacar que embora haja semelhanças com o processo de

retrofit, é necessário evitar confusões entre as duas técnicas, uma vez que no *retrofit* não há inserção de novos equipamentos (PANEK, 1989).

Para o caso específico de ampliação da subestação, é importante realizar um estudo de carga detalhado, a fim de identificar a necessidade de inserção de novos *bays* e equipamentos, como transformadores, disjuntores e sistemas de proteção e controle. E também é necessário avaliar a estrutura da subestação e suas fundações, verificando se são adequadas para suportar os novos equipamentos.

No processo de ampliação de uma linha de transmissão, é importante avaliar a possibilidade de utilizar torres mais altas ou cabos de maior capacidade de transmissão. É crucial verificar se as fundações das torres existentes são compatíveis com a nova configuração da linha e se os cabos suportam a nova demanda de energia.

É importante destacar que a ampliação do sistema elétrico deve ser realizada em conformidade com as normas e regulamentos aplicáveis, garantindo a segurança e a eficiência do sistema. É fundamental realizar estudos de viabilidade técnica e econômica para identificar a melhor maneira de ampliar o sistema elétrico, garantindo que as alterações atendam às necessidades dos consumidores.

A partir dos métodos de recapacitação já existentes, é realizado neste trabalho o estudo de viabilidade com enfoque técnico para propor uma metodologia de avaliação da recapacitação de subestações.

3 SUBESTAÇÕES

Este capítulo aborda a ampliação da capacidade de subestações elétricas como resposta ao aumento da demanda de energia elétrica. É destacado o impacto do crescimento populacional, desenvolvimento econômico e avanços tecnológicos no aumento contínuo da demanda na rede elétrica.

Identificou-se que a ampliação da capacidade de uma subestação pode ser necessária devido à demanda projetada exceder a capacidade existente, à vida útil dos equipamentos está se encerrando ou à necessidade de alimentar uma nova região. Diversas soluções são exploradas para enfrentar esses desafios.

A substituição do transformador de potência por um de maior capacidade é uma opção comum, embora possa ser custosa e requerer adaptações no sistema de proteção. A instalação de um novo transformador em espaços previstos na subestação é uma alternativa economicamente vantajosa.

A importância do barramento como elemento fundamental da subestação é abordada, destacando-se que sua ampliação pode ser realizada por meio da instalação de um disjuntor, permitindo a conexão de novos equipamentos sem interrupção do sistema. É enfatizada a necessidade de análise técnica detalhada e manutenção preventiva para garantir a compatibilidade, segurança e confiabilidade do sistema elétrico.

Outras estratégias para lidar com o aumento da demanda são mencionadas, como o uso de dispositivos de controle, expansão da capacidade de geração, diversificação das fontes de energia, desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia e modernização da infraestrutura de transmissão e distribuição. Estratégias de gerenciamento de demanda, como tarifas diferenciadas e programas de incentivo ao uso eficiente de energia, também são destacadas.

Em suma, este capítulo oferece uma visão abrangente das soluções e considerações envolvidas na ampliação da capacidade de subestações elétricas. É ressaltada a importância de análises técnicas, planejamento cuidadoso, conformidade com normas de segurança elétrica e manutenções preventivas para garantir o fornecimento confiável e sustentável de energia elétrica, atendendo às necessidades da sociedade em constante evolução.

3.1 A importância das subestações no sistema de transmissão de energia

As subestações são elementos fundamentais na infraestrutura elétrica, sendo compostas por equipamentos que têm como objetivo modificar as características da energia elétrica, como tensão e corrente, permitindo a sua distribuição nos níveis adequados de tensão. Elas podem ser classificadas em subestações de geração, transmissão e distribuição, dependendo do tipo de operação a que se destinam (OLIVEIRA, 2016, p. 63).

As subestações elevadoras ficam próximas às usinas geradoras, com a missão de elevar a tensão possibilitando seu transporte até as áreas de distribuição. Em seguida, tem-se as subestações de transmissão, que são responsáveis por adequar o nível de tensão a fim de alimentar as subestações de distribuição. É importante ressaltar que nem sempre essas subestações são separadas, sendo comum que compartilhem o mesmo pátio.

Nas subestações de distribuição, a tensão é abaixada para possibilitar a distribuição para o consumidor final, podendo ser ele industrial ou residencial. Além disso, as subestações podem ser isoladas a ar ou a algum gás, como SF₆. No caso das isoladas a ar, existe a desvantagem de ocupar um grande espaço físico, enquanto a isolada a SF₆ ocupa um espaço menor, mas tem um custo elevado para sua implementação.

É importante destacar que as subestações trabalham com níveis de tensão que variam de acordo com a sua aplicação, sendo que as subestações de transmissão e distribuição geralmente trabalham com níveis de tensão menores do que as subestações elevadoras. De acordo com a norma ABNT NBR 14039 (2005), as subestações podem trabalhar com tensões de até 525 kV e transformação mínima de 13,8 kV.

3.2 Aplicação de normas técnicas nos sistemas de transmissão

A padronização do sistema de transmissão é essencial para garantir a segurança das linhas e pátios de geração, transmissão e distribuição. Nesse sentido, a utilização de normas técnicas é fundamental. As normas técnicas são responsáveis

por definir padrões de distância, tipo de cabo, modelos de arranjo, entre outros aspectos importantes para o funcionamento adequado do sistema.

As normas não apenas contribuem para a estética das instalações, mas também garantem que as normas de segurança sejam cumpridas, a fim de evitar possíveis acidentes e prejuízos. Além disso, é importante destacar que essas normas são regidas pelos Procedimentos de Rede do ONS, que estabelecem limites e requisitos a serem cumpridos. Além disso, é importante destacar que essas normas são regidas pelos Procedimentos de Rede do ONS, que estabelecem limites e requisitos a serem cumpridos (ONS, 2023).

As normas técnicas são divididas em módulos, sendo eles: 1 – relacionamento com agentes; 2 – critérios e requisitos; 3 – planejamento da operação; 4 – programação da operação; 5 – operação do sistema; 6 – avaliação da operação; 7 – integração de instalações; 8 – administração dos contratos e contabilização financeira; e 9 – indicadores (ABNT NBR 5410, 2004).

O presente trabalho irá focar no módulo 2 – critérios e requisitos, a fim de atender aos requisitos mínimos para a recapacitação do sistema de transmissão. A aplicação das normas técnicas é essencial para o bom funcionamento do sistema, e a escolha do módulo adequado é de extrema importância para garantir a eficiência e segurança das instalações.

3.2.1 Módulo 2.6

O módulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS (2019), estabelece requisitos mínimos para subestações, com o objetivo de garantir a confiabilidade e segurança do sistema elétrico. As concessionárias de energia elétrica devem seguir esses requisitos para garantir que as subestações atendam às normas estabelecidas.

Um dos requisitos estabelecidos é o arranjo de barramento, que varia de acordo com a classe de tensão da subestação. Para subestações com isolamento a ar e barramentos de tensão igual a 230 kV, é obrigatório adotar o arranjo de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves. Já para barramentos de tensão igual ou superior a 345 kV, deve-se adotar o arranjo de barra dupla com disjuntor e meio (ONS, 2021, p. 4).

Vale ressaltar que a norma não estabelece um arranjo específico para subestações de 138 kV, cabendo à concessionária escolher o arranjo mais adequado para cada aplicação.

3.2.2 Módulo 2.7

O módulo 2.7 dos Procedimentos de Rede do ONS estabelece requisitos mínimos para linhas de transmissão, assim como o módulo 2.6 determina seções mínimas de cabo para cada faixa de tensão e a distância mínima entre cabos. Em relação às distâncias do condutor ao solo ou aos obstáculos, o módulo 2.7 estabelece que na condição operativa de longa duração da LTA-CA ou LTA-CC, as distâncias devem ser iguais ou superiores às distâncias de segurança em condições normais de operação estabelecidas em norma. Já na condição operativa de curta duração da LTA-CA ou LTA-CC, as distâncias do condutor ao solo ou aos obstáculos devem ser iguais ou superiores às distâncias de segurança em condições de emergência estabelecidas em norma. Caso a norma não estabeleça valores de distâncias de segurança para uma determinada classe de tensão de LTA-CA ou LTA-CC, as distâncias do condutor ao solo ou aos obstáculos devem ser determinadas segundo as prescrições contidas em (ONS, 2020, p.6).

É importante ressaltar que cada norma complementa a outra, uma vez que uma subestação é alimentada a partir de uma linha de transmissão, ela deve seguir o padrão estabelecido por essa linha. Essas normas são fundamentais para garantir a segurança e a eficiência do sistema elétrico de transmissão, reduzindo os riscos de acidentes e interrupções no fornecimento de energia elétrica. Conforme a ABNT NBR 5410 (2014), é necessário que as instalações elétricas estejam em conformidade com as normas técnicas, a fim de garantir a segurança das pessoas e dos equipamentos. Além disso, é fundamental que sejam utilizados materiais e equipamentos de qualidade, seguindo as especificações das normas técnicas, como a ABNT NBR 5356 (2017) que trata de cabos de alumínio para transmissão de energia elétrica em tensões de 69 kV a 500 kV.

3.2.3 Normas técnicas CHESF

A Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) é uma importante concessionária de energia elétrica, responsável por gerar e transmitir energia em diversas regiões do Brasil. Para garantir a qualidade e segurança de suas subestações e linhas de transmissão, a Chesf estabelece rigorosas especificações técnicas, que determinam desde a distância mínima entre cabos até a pintura de cada material.

De acordo com as especificações técnicas da Chesf, é necessário seguir um padrão de distanciamento entre as fases em subestações, de forma a garantir a segurança das instalações elétricas. Além disso, as normas determinam o tipo de cabo e equipamento que deve ser utilizado, bem como os modelos de arranjo que devem ser adotados em cada caso.

A Chesf não estabelece o valor mínimo de distância entre as fases em suas subestações. Nesse sentido, os projetistas devem seguir as normas dos Procedimento de Rede do ONS para garantir a segurança e eficiência das instalações elétricas. Assim, o valor mínimo a ser adotado é de 3,5 m conforme o ONS (2021).

A utilização da especificação mínima para a distância entre fases permite uma maior flexibilidade na adaptação das subestações às necessidades específicas de cada caso. Assim, é possível aproveitar melhor o espaço disponível e garantir a eficiência e qualidade na transmissão de energia elétrica.

3.2.4 Normas técnicas COPEL

A Copel, Companhia Paranaense de Energia, é uma empresa de distribuição de energia elétrica no estado do Paraná. Assim como a Chesf, a empresa possui diversas normas que regulamentam a construção de suas subestações e linhas de transmissão.

Uma das normas mais importantes da Copel é a que define os requisitos mínimos do projeto eletromecânico de subestações. Segundo essa norma, a distância mínima entre as fases em subestações de 230kV deve ser de 7 m (COPEL, 2009).

Essa distância é o dobro da exigida pela Chesf, que permite uma distância mínima de 3,5 metros entre as fases em suas subestações de 230kV. A exigência da

Copel de uma distância maior entre as fases requer pátios mais amplos e pode dificultar a ampliação em locais urbanos onde o espaço é limitado.

Além da distância entre as fases, a norma da Copel também especifica outros requisitos importantes, como o tipo de cabo, os equipamentos a serem utilizados e as características técnicas da subestação. O cumprimento dessas normas é essencial para garantir a segurança e eficiência do sistema de distribuição de energia elétrica da empresa.

3.3 Equipamentos aplicados às subestações

A recapacitação e/ou ampliação de subestações tem como foco a subestação. Sendo assim, está intimamente ligado à subestação e aos equipamentos que a compõem e à função destes. Deste modo, expõe-se a seguir os equipamentos utilizados em subestações para compreensão do papel que cada componente exerce, bem como para servir de referência visual para explicitar a diferença física de cada elemento.

3.3.1 Transformador de potência

O transformador de força (figura 8) é o principal equipamento presente em uma subestação elétrica, sendo responsável por elevar ou rebaixar a tensão da energia elétrica transmitida. É composto por caixa, contendo núcleo, bobinas e fluido isolante, e possui também acessórios, como buchas de alta e baixa tensão e dissipadores de calor. Trata-se de um equipamento de grande porte e alto custo, devido à sua importância no sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica.

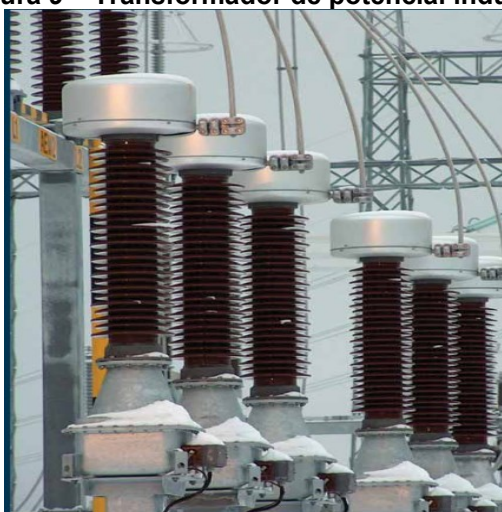
Em algumas subestações, é necessário instalar mais de um transformador de força para atender a demanda de energia elétrica da região. Nesses casos, é obrigatória a construção de uma parede corta-fogo, que serve como uma barreira de proteção entre os transformadores. Essa medida de segurança é essencial para evitar a propagação de incêndios e minimizar os riscos de danos ao sistema elétrico.

Figura 8 – Transformador de potência

Fonte: Professor Gênova (2021)

3.3.2 Transformador de potencial

O transformador de potencial (figura 9) é um equipamento fundamental em uma subestação de energia elétrica, pois é responsável por corrigir a tensão para que seja realizada a medição de forma segura. Como mencionado anteriormente, esse tipo de transformador isola os medidores, relés de proteção e dispositivos de controle de corrente alternada do circuito de alta tensão, garantindo a segurança dos operadores e a precisão das medições.

Figura 9 – Transformador de potencial indutivo

Fonte: Artech (2023)

O transformador de potencial pode ser considerado um transformador de instrumento e também é utilizado para adequar a faixa de corrente medida à escala

dos instrumentos de medição, permitindo que os valores sejam lidos corretamente pelos operadores. Esse tipo de transformador é encontrado em diversos tamanhos e capacidades, sendo projetado para atender às necessidades específicas de cada subestação.

É importante ressaltar que os transformadores de instrumento devem ser instalados de acordo com as normas técnicas vigentes, a fim de garantir sua eficiência e segurança. E a manutenção preventiva desses equipamentos é essencial para garantir seu funcionamento adequado ao longo do tempo.

Sendo assim, os transformadores de instrumento são equipamentos de extrema importância em uma subestação de energia elétrica, contribuindo para a precisão das medições e a segurança dos operadores.

3.3.3 Transformador de corrente

O transformador de corrente (figura 10) é um equipamento utilizado para medir correntes elétricas em circuitos de alta tensão. Ele é responsável por transformar a corrente elétrica do circuito primário em uma corrente elétrica menor e proporcional, no circuito secundário, permitindo assim a medição com segurança pelos equipamentos de medição e proteção (MUZY, 2012).

Figura 10 – Transformador de corrente de alta tensão



Fonte: Artech (2023)

O transformador de corrente, assim como o transformador de potencial, desempenha um papel crucial nos sistemas elétricos de potência. Ele é conhecido

como um transformador de instrumentos, uma vez que sua função é fornecer corrente elétrica isolada e proporcional ao circuito primário. Essa característica permite que os medidores e relés de proteção operem de forma segura, evitando danos aos equipamentos e garantindo a proteção dos operadores (Stevenson Jr., 1982).

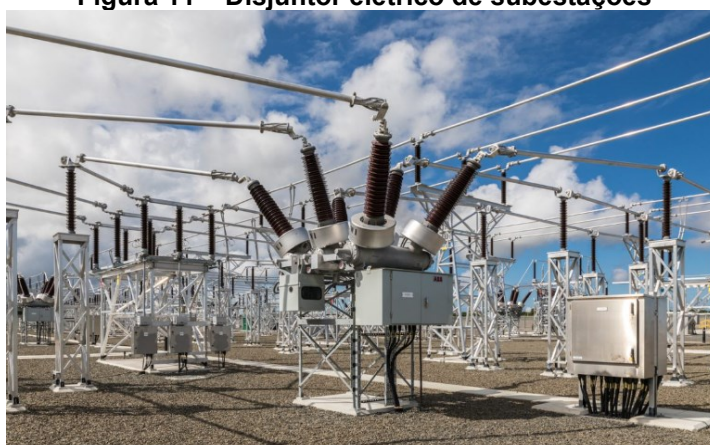
O enrolamento primário do transformador de corrente é conectado em série com o circuito de alta tensão, permitindo que a corrente elétrica do circuito primário flua por ele. Por sua vez, o enrolamento secundário é projetado para fornecer uma corrente elétrica proporcional ao circuito primário, possibilitando a medição e a proteção adequadas (Stevenson Jr., 1982).

É importante destacar que o transformador de corrente deve ser escolhido de acordo com a corrente nominal do circuito primário, a fim de garantir a precisão da medição e a segurança do sistema elétrico.

3.3.4 Disjuntor

O disjuntor (figura 11) é um equipamento de grande importância nas subestações elétricas, responsável por interromper o fluxo de energia elétrica em uma determinada linha ou equipamento. Esse equipamento é acionado em caso de falhas ou durante desligamentos de manutenção ou emergências, a fim de garantir a segurança do sistema elétrico, e sempre é acompanhado de relés, elementos que conferem a característica de proteção aos disjuntores por decidirem quando estes devem ser acionados (MUZY, 2012).

Figura 11 – Disjuntor elétrico de subestações



Fonte: Genexatas (2020)

Os disjuntores podem ser aplicados junto a vários elementos da subestação, sendo chamados de disjuntores de linha, de barramento e de transformador. Além

disso, podem ser isolados a óleo, a ar comprimido, a gás ou a vácuo (MUZY, 2012). Os disjuntores isolados a gás, em especial o gás SF6, têm ganhado destaque no mercado por apresentarem vantagens em relação aos isolados a ar, como maior eficiência e segurança.

Além de sua função principal de interrupção do fluxo elétrico, os disjuntores também possuem outras características importantes, como corrente nominal, corrente de curto-circuito, tensão de isolamento, tempo de abertura e fechamento, entre outras. Esses parâmetros são definidos de acordo com a necessidade de cada aplicação.

É importante destacar que, assim como outros equipamentos presentes em subestações elétricas, os disjuntores devem passar por manutenções preventivas periódicas para garantir a sua operação correta e segura.

3.3.5 Chave seccionadora

As chaves seccionadoras (figura 12) são equipamentos de manobra utilizados para abrir e fechar circuitos elétricos, permitindo a realização de manutenções ou reparos em subestações. Após a abertura do disjuntor, a chave seccionadora é acionada para garantir a distância segura de isolamento entre os pontos do circuito elétrico (MUZY, 2012).

Figura 12 – Chave seccionadora



Fonte: Catálogo WEG (2015)

Ao contrário dos disjuntores, as chaves seccionadoras não são isoladas a gás e não possuem a função de interromper o fluxo de energia elétrica. No entanto, elas

são projetadas para garantir a segurança dos operadores e do equipamento, por meio de uma grande distância entre seus contatos.

As chaves seccionadoras são divididas em dois tipos: abertas e fechadas. As chaves abertas são utilizadas para interromper o fluxo de corrente elétrica, enquanto as chaves fechadas são utilizadas para restabelecer a continuidade do fluxo de corrente elétrica. Esses equipamentos são essenciais para garantir a segurança e a eficiência do sistema elétrico.

3.3.6 Painéis de proteção

O painel de proteção, visto na figura 13, é equipamento essencial nas subestações de energia, pois possui a função de controlar, monitorar e proteger os equipamentos instalados no pátio da subestação, garantindo a segurança do sistema elétrico. Esses painéis são compostos por diversos relés de proteção, que são responsáveis por detectar e sinalizar falhas ou anormalidades no sistema.

Figura 13 – Painel de proteção e controle

Fonte: Prolux (2023)

Os relés de proteção são dispositivos eletrônicos que detectam variações nas grandezas elétricas, como corrente, tensão e frequência, e atuam para proteger o sistema elétrico. Eles podem atuar de diversas formas, como desligando um disjuntor, acionando alarmes ou disparando sinalizações para a central de controle.

Além dos relés de proteção, os painéis de proteção também possuem equipamentos de automação, como controladores lógicos programáveis (CLPs), que permitem a programação de lógicas e rotinas para o funcionamento dos equipamentos de pátio, bem como a comunicação com a central de controle da subestação. Todo o sistema de proteção é projetado para garantir a segurança do sistema elétrico e evitar falhas que possam causar danos aos equipamentos ou acidentes com as pessoas.

3.3.7 Transformador de serviço auxiliares

Os transformadores de serviços auxiliares (TSAs) (figura 14) são importantes para a operação e manutenção das subestações, garantindo que as cargas auxiliares possam ser supridas com energia elétrica de baixa tensão de forma confiável. Além

dos serviços mencionados anteriormente, os TSAs também são utilizados para alimentar sistemas de detecção e combate a incêndios, sistemas de segurança e de comunicação, e outros equipamentos necessários para a operação da subestação.

Outra função importante dos TSAs é a possibilidade de descarga de linha, que é um procedimento utilizado para retirar a energia elétrica armazenada em linhas de transmissão após a interrupção da mesma, evitando assim danos aos equipamentos. Para isso, o TSA deve estar instalado na entrada de linha da subestação.

É importante ressaltar que a escolha do TSA deve ser feita considerando as especificações da subestação e dos equipamentos auxiliares a serem alimentados, além de fatores como a eficiência energética e a confiabilidade do transformador.

Figura 14 – Transformador de potência para serviços auxiliares



Fonte: Artech (2022)

3.3.8 Reator de aterramento

Os reatores de aterramento (figura 15) são equipamentos importantes para sistemas elétricos não aterrados, pois permitem que a corrente elétrica circule em caso de falhas entre a fase e a terra. Esses equipamentos ajudam a evitar o aumento excessivo de tensão nas outras fases, o que pode causar danos aos equipamentos elétricos.

Figura 15 – Reator de aterramento

Fonte: TSA Energia (2022)

Os reatores de aterramento podem ser classificados em dois tipos: reatores de núcleo de ar tipo seco e reatores à óleo. Os reatores de núcleo de ar tipo seco são mais comuns em sistemas de baixa tensão, enquanto os reatores à óleo são usados em sistemas de média e alta tensão.

Os reatores à óleo possuem um sistema de resfriamento que garante a dissipação do calor gerado pela corrente elétrica. Já os reatores de núcleo de ar tipo seco não possuem óleo e são mais compactos e leves, sendo adequados para instalações em espaços reduzidos.

Conforme as normas técnicas e de segurança, as manutenções dos reatores devem ser realizadas regularmente para garantir seu bom funcionamento. A instalação de um reator de aterramento deve ser precedida por um estudo de engenharia elétrica que leve em consideração as características do sistema elétrico e os objetivos da proteção.

3.3.9 Para-raios

Para-raios (figura 16) são equipamentos de proteção contra descargas atmosféricas e são capazes de suprimir surtos elétricos. Eles são essenciais para garantir a confiabilidade, a economia e a continuidade da operação em sistemas elétricos. Uma vantagem importante do uso de para-raios é que seu custo é relativamente baixo quando comparado a outros equipamentos de proteção.

Figura 16 – Para-raios

Fonte: Tyco Electronics (2021)

Os para-raios são compostos por um conjunto de elementos resistivos não lineares em série ou série-paralelo, que podem ser associados a um centelhador. Na operação normal, o para-raios funciona como um circuito aberto, mas quando ocorre sobretensão, ele atua para proteger os equipamentos de pátio e seus circuitos. Quando ocorre uma descarga atmosférica, o para-raios conduz a corrente de alta magnitude para o solo, protegendo assim os equipamentos e sistemas elétricos da subestação.

Os para-raios são projetados para suportar um determinado nível de tensão e corrente elétrica. Sua capacidade de proteção é determinada pela sua classe de tensão, que é selecionada de acordo com as características do sistema elétrico em que serão instalados. Os para-raios podem ser instalados em diferentes locais, como nas extremidades das linhas de transmissão ou nas subestações, para proteger os equipamentos e sistemas elétricos de descargas atmosféricas e sobretensões.

3.4 Planejamento de recapitação das subestações

Para possibilitar a modernização ou aprimoramento de uma subestação, é preciso primeiramente identificar qual problema ela está apresentando. Esse problema pode se dar pela demanda projetada ser superior à capacidade, pela vida útil de algum equipamento estar se encerrando ou ainda pela necessidade de alimentar uma nova região a partir dessa subestação.

Com a definição do problema, é necessário realizar um estudo de viabilidade, a fim de avaliar quais soluções podem ser implementadas para a resolução do problema. Esse estudo pode levar em conta diversos fatores, como a análise técnica, a viabilidade econômica, a disponibilidade de recursos, entre outros. Com base nessa análise, é possível elaborar uma solução que atenda às necessidades da subestação e que seja viável para a sua recapacitação.

3.4.1 Substituição do transformador de potência

De acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE, 2021), a demanda de energia elétrica tem aumentado devido ao crescimento populacional, desenvolvimento econômico e avanços tecnológicos. Esses fatores, juntamente com mudanças nos hábitos de consumo e estilos de vida modernos, têm contribuído para o aumento contínuo da demanda na rede elétrica.

Quando a demanda excede a capacidade de um transformador de potência, ocorre uma sobrecarga que pode levar ao superaquecimento e à possibilidade de falha do transformador. O superaquecimento é resultado do aumento das perdas por efeito Joule, causado pela passagem de uma corrente excessiva no transformador (ANDERSON *et al.*, 2014).

Essa sobrecarga e superaquecimento podem resultar em restrições no fornecimento de energia, afetando negativamente os consumidores e a operação do sistema elétrico. Uma solução comum é considerar a substituição do transformador de potência. No entanto, é importante ter em mente que essa opção pode ser desafiadora devido ao tamanho dos equipamentos, bem como ao custo e ao tempo necessários para realizar a substituição, exigindo um planejamento cuidadoso para minimizar interrupções no fornecimento de energia aos consumidores.

Outra abordagem para lidar com o aumento da demanda é o uso de dispositivos de controle, como capacitores e reatores, que ajudam a reduzir a potência aparente da carga. Esses dispositivos auxiliam na melhoria da eficiência energética e na estabilização da rede elétrica (ALIPRANTIS *et al.*, 2017).

Além disso, soluções como a expansão da capacidade de geração, a diversificação das fontes de energia, o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia e a modernização da infraestrutura de transmissão e

distribuição são mencionadas como opções para atender ao aumento da demanda (ALIPRANTIS *et al.*, 2017).

Estratégias de gerenciamento de demanda, como tarifas diferenciadas e programas de incentivo ao uso eficiente de energia, também desempenham um papel importante para equilibrar oferta e demanda (FARAGÓ *et al.*, 2019).

A gestão da demanda de energia elétrica é um desafio constante para as empresas de distribuição de energia elétrica, uma vez que o aumento da demanda pode levar a sobrecarga da rede, interrupções no fornecimento de energia elétrica e falhas no sistema elétrico. Portanto, é essencial investir em estudos contínuos, planejamento cuidadoso e adoção de tecnologias inovadoras para garantir um fornecimento confiável e sustentável de energia elétrica que atenda às necessidades da sociedade.

3.4.1.1 Transformador com maior capacidade de potência

A substituição do transformador de potência por um de maior capacidade é uma solução comum em situações em que não é possível realizar uma nova instalação de transformador. Essa alternativa envolve a retirada do equipamento antigo e a instalação de um novo transformador com capacidade maior, o que permite atender à demanda de energia elétrica exigida pelo sistema. No entanto, essa opção pode ser custosa, uma vez que o novo transformador pode ter um valor mais elevado.

É importante destacar que a substituição do transformador de potência também requer a adequação do sistema de proteção, a fim de garantir a segurança do equipamento e das pessoas envolvidas. Essa adaptação deve ser realizada por profissionais qualificados e em conformidade com as normas técnicas estabelecidas.

Ademais, é relevante mencionar que a manutenção preventiva do transformador é uma prática importante para prolongar a sua vida útil e evitar problemas futuros. De acordo com a ABNT NBR 14039 (2005), a manutenção preventiva de transformadores deve seguir um plano pré-estabelecido, levando em consideração as características do equipamento e as condições de operação.

Portanto, é necessário avaliar cuidadosamente as opções disponíveis antes de tomar a decisão de substituir o transformador de potência por um de maior

capacidade. A escolha deve ser feita com base em critérios técnicos e econômicos, buscando sempre garantir a eficiência e a segurança do sistema elétrico.

3.4.1.2 Novo transformador de potência

Para ampliar a capacidade de uma subestação, uma das soluções é a instalação de um novo transformador de potência. No entanto, devido ao alto custo deste equipamento, muitas vezes essa solução não é prevista durante a construção da subestação.

No caso em que a subestação já possui espaço previsto para a instalação do novo transformador, a ampliação se torna uma opção viável. Essa solução permite uma grande ampliação na demanda da subestação e pode ser uma alternativa mais econômica do que a substituição de um transformador existente por outro de maior potência.

Cabe ressaltar que a implementação de um novo transformador requer uma análise técnica cuidadosa, a fim de garantir que a nova estrutura seja compatível com as instalações já existentes. Além disso, é importante avaliar a necessidade de adequação do sistema de proteção e controle da subestação para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico como um todo.

De qualquer forma, a ampliação de uma subestação por meio da instalação de um novo transformador de potência pode ser uma solução eficiente e vantajosa para atender à crescente demanda de energia elétrica em determinada região.

3.4.2 Novo *bay* na subestação

Quando uma subestação já atingiu sua capacidade máxima de demanda, é possível que ela seja solicitada para alimentar uma nova região ou até mesmo uma nova subestação. Para isso, é necessário realizar uma ampliação na subestação por meio da conexão de um novo *bay* ao barramento da respectiva tensão.

Essa ampliação pode ser realizada de forma mais simples caso a subestação já possua um espaço reservado para essas eventualidades. Porém, quando não há espaço disponível, é necessário realizar um estudo de viabilidade para executar a

obra, a fim de garantir que a nova estrutura seja compatível com as instalações já existentes e que não ocorram problemas operacionais.

É importante destacar que a ampliação de uma subestação por meio da conexão de um novo *bay* requer também uma análise técnica cuidadosa, para que o sistema elétrico como um todo permaneça seguro e confiável. Dessa forma, é preciso avaliar a necessidade de adequação do sistema de proteção e controle da subestação, bem como a possibilidade de instalação de novos equipamentos de transmissão.

Assim, a ampliação de uma subestação por meio da conexão de um novo *bay* pode ser uma solução eficiente e viável para atender à crescente demanda de energia elétrica em determinada região ou para viabilizar a interconexão de novos sistemas elétricos.

3.4.3 Recapitação do barramento existente

O barramento é um elemento fundamental de uma subestação elétrica, responsável por interligar todos os equipamentos e circuitos que fazem parte do sistema elétrico. No entanto, com o tempo, o barramento pode apresentar desgaste natural devido ao uso e à exposição a condições ambientais adversas, como umidade, corrosão e altas temperaturas.

Quando é necessário ampliar o barramento, uma solução comum é empregar um disjuntor para interligar as barras existentes. Isso permite a conexão de novos equipamentos à subestação, sem a necessidade de desligar todo o sistema. No entanto, é importante destacar que a instalação de um novo disjuntor requer uma análise técnica cuidadosa, a fim de garantir que a nova estrutura seja compatível com as instalações já existentes e que atenda às normas de segurança elétrica.

Além disso, é importante realizar manutenções preventivas regulares no barramento e nos disjuntores para garantir o bom funcionamento e a confiabilidade do sistema elétrico como um todo. Essas ações podem ajudar a prevenir falhas e minimizar o risco de interrupções no fornecimento de energia elétrica para os consumidores.

Em suma, a ampliação do barramento por meio da instalação de um disjuntor pode ser uma solução eficiente para atender à demanda crescente de energia elétrica em uma subestação.

Tendo em vista as funções dos equipamentos de uma subestação, diferentes abordagens para a ampliação da capacidade de fornecimento de potência de uma subestação podem ser exploradas. Assim, utilizando o embasamento técnico desenvolvido neste capítulo, é realizado um estudo de caso, tendo como objeto uma subestação existente.

4 DESENVOLVIMENTO

Neste capítulo será apresentado o estudo de caso levando em consideração os requisitos dos Procedimentos de Rede do ONS e também as normas técnicas da Copel e da Chesf, em análise comparativa de viabilidade técnica para cenário de aumento de demanda de uma subestação de transmissão.

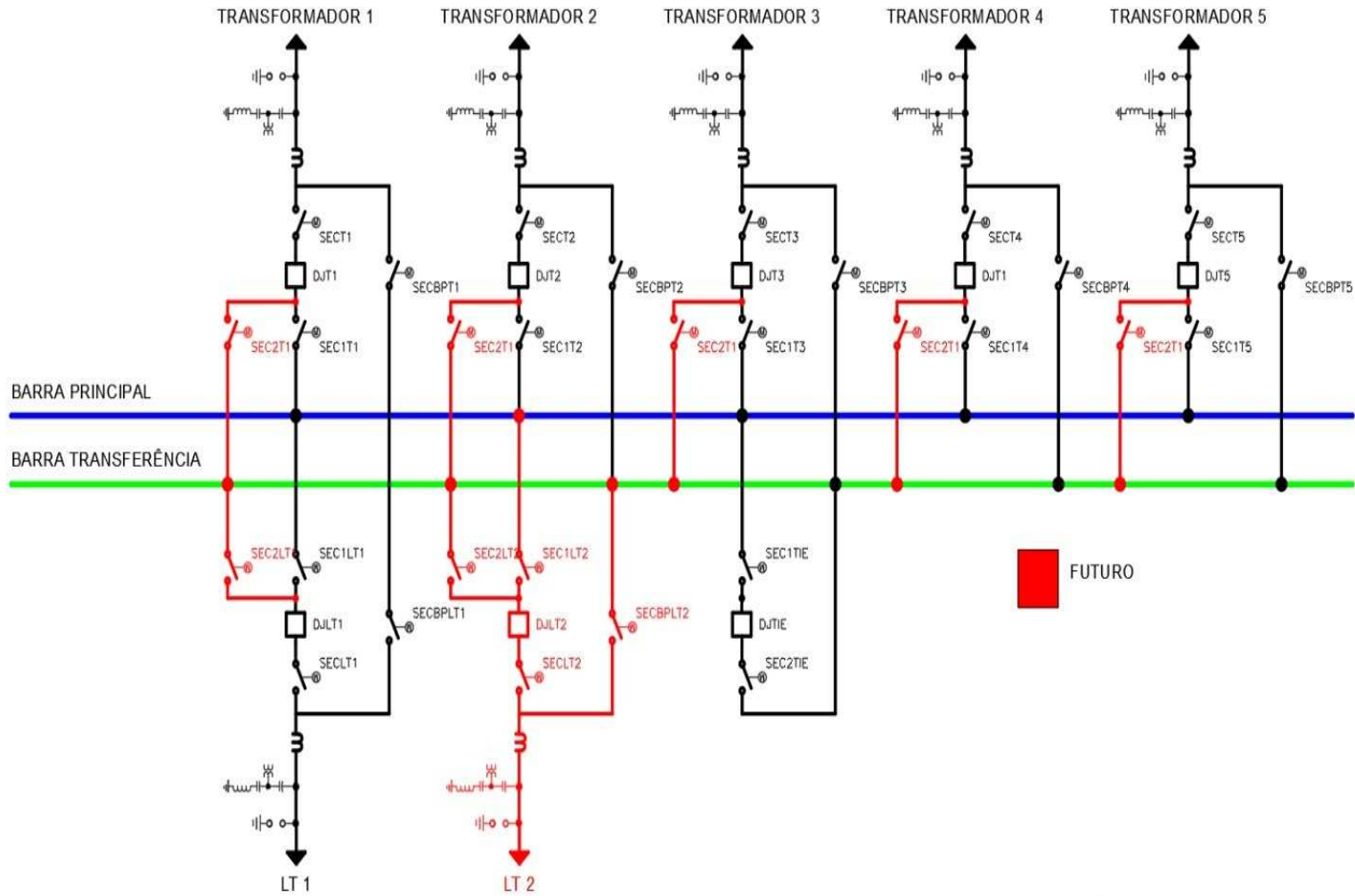
4.1 Introdução

Para esse estudo de caso, foi utilizada uma subestação existente que, por motivos comerciais, não terá divulgado seu nome e nem a qual concessionária pertence. Entretanto, todos os dados apresentados são dados reais. Essa subestação foi objeto de leilão da ANEEL para ampliação.

A subestação coletora 230 kV arranjo principal e transferência é um importante centro de transmissão de energia elétrica que coleta a energia produzida por geradores distribuídos em uma ampla área e realiza transferências entre diferentes redes de energia. Como pode ser visto na figura 17, a subestação é composta por cinco transformadores conectados à barra, além de uma linha de transmissão, a subestação é responsável por coletar a energia elétrica gerada e transmiti-la para outras subestações ou centros de distribuição.

No entanto, devido ao aumento da demanda de energia elétrica, há uma necessidade urgente de expandir a subestação para melhor atender às necessidades crescentes de energia. Nesse contexto, a conexão de uma nova linha de transmissão à barra é considerada uma solução viável para aumentar a capacidade da subestação. Este estudo de caso tem como objetivo avaliar a viabilidade da ampliação da subestação e da conexão da nova linha de transmissão, considerando os desafios técnicos e regulatórios envolvidos no projeto.

Figura 17 - Imagem do arranjo



Fonte: Autoria própria (2023)

Com isso, o objetivo dessa ampliação é a implementação de uma nova linha de transmissão. Ou seja, a subestação deixará de ser apenas uma coletora e passará a integrar o sistema de energia colaborando com a transmissão. É feito o detalhamento do problema concernente à ampliação desta subestação, analisando aspectos técnicos e referenciando o submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

A possibilidade da nova linha de transmissão será avaliada quanto ao aspecto de espaço físico disponível para instalação da infraestrutura, quanto ao sistema de proteção e controle, e ao aspecto técnico dos arranjos intermediários que se fazem necessários durante a fase de implementação da nova linha. É também realizado estudo comparativo acerca das normas da Copel e da Chesf, assim analisando a proposta com base na filosofia de cada concessionária.

4.2 Problematização

Observando o arranjo da subestação, tem-se o primeiro problema, a subestação é principal mais transferência, entretanto, os Procedimentos de Rede do ONS estabelece que para todas as subestações pertencentes à rede básica, deve-se adotar o arranjo barra dupla quatro chaves (item 3.1 do submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede) (ONS, 2020). Isso leva ao seguinte questionamento: como seria possível uma subestação 230 kV operar com um arranjo que não é permitido pelos Procedimentos de Rede? A resposta para isso, é que a subestação pode ter sido construída antes da vigência dos Procedimentos de Rede, mas não é o caso aqui. A subestação em questão, não pertence à rede básica.

De acordo com a Resolução nº 245, de 31 de julho de 1998, estabelece que:

- 1) Não serão consideradas integrantes da Rede Básica as linhas de transmissão e suas conexões quando destinadas ao uso exclusivo de uma central geradora ou de um único consumidor;
- 2) As instalações destinadas à conexão de linhas de transmissão e distribuição, para atendimento de um concessionário de distribuição, não serão incluídas na Rede Básica, sendo tratadas como ativos de conexão;
- 3) As instalações de transmissão de uso exclusivo de interligações internacionais não serão incluídas na Rede Básica;

- 4) Na composição da Rede Básica poderão ser incluídas instalações em tensões inferiores a 230 kV desde que interliguem áreas do Mercado Atacadista de Energia ou, em casos excepcionais, se as instalações forem consideradas relevantes para a operação da Rede Básica, por proposição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, mediante aprovação da ANEEL;
- 5) O ONS apresentará anualmente à ANEEL proposta de atualização da Rede Básica com as alterações decorrentes da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, acompanhada de justificativa técnica para cada instalação.

Desta forma, como a subestação em questão funciona como coletora das usinas geradoras, e leva a geração para uma transmissora, essa subestação não integra a rede básica, não sendo sujeita a este item dos Procedimentos de Rede.

Agora, como ela passará a compor o SIN, com uma nova linha de transmissão, ela passará a ser classificada como subestação da rede básica, desta forma, precisa ser adequada aos Procedimentos de Rede.

Outro problema que se observa nessa subestação, é que por ser uma importante fonte de geração para a concessionária em questão, essa não aceitará manter a subestação desligada para intervenção por longos períodos de tempo, visto que isso causaria um enorme impacto econômico.

Além disso, por operar em principal mais transferência, a subestação não possui proteção de barras.

Para esse estudo, entende-se que o método de recapacitação é misto. Há o *retrofit* da barra, visto que o existente será mantido, sendo apenas modernizado. E também há a ampliação, uma vez que uma nova linha será colocada em operação.

4.3 Impacto econômico e ambiental

Não é alvo deste estudo analisar a fundo o impacto econômico dessa ampliação. Por se tratar de um leilão ANEEL, com receita anual altíssima, desta forma, os custos da ampliação, considerando todos os equipamentos e sistema de proteção e controle, não são significativos. Entretanto, para a concessionária que opera a subestação atualmente, não é interessante o desligamento por longos períodos para

que sejam realizadas as intervenções necessárias. Desta forma, é necessário que a equipe de projetos e de campo encontrem uma solução para realizar as obras com a subestação durante o menor tempo possível desligada, garantindo a segurança dos operários.

Além disso, os impactos ambientais dessa ampliação não são analisados, mas entende-se que não há impactos diferentes dos existentes na implementação da subestação. Pode haver impacto ao considerar a construção da linha de transmissão, mas também não é alvo deste estudo.

4.4 Espaço físico

Não há grandes diferenças entre uma instalação para arranjo principal mais transferência e barra dupla quatro chaves. Ambas as subestações possuem duas barras, o que difere é que no caso da barra dupla quatro chaves, é necessário a instalação de uma segunda chave seccionadora em cada um dos vãos, além disso, é necessário a instalação de um novo transformador de potencial na barra de transferência que passará a ser a barra dois. Esses equipamentos possuem as dimensões de um transformador de potência, que ocupa uma área considerável, além de que existem diversas opções de equipamentos para instalação, que podem facilitar a escolha e instalação de novo transformador de potencial. Desta forma, considera-se que há espaço suficiente para ampliação.

Quanto à nova linha de transmissão, a subestação foi preparada previamente para essa ampliação.

Entretanto, esse tópico será melhor aprofundado em itens posteriores. Será analisada a possibilidade de inserção de novas chaves seccionadoras no espaço existente, utilizando normas específicas da Copel e da Chesf.

4.5 Sistema de proteção e controle

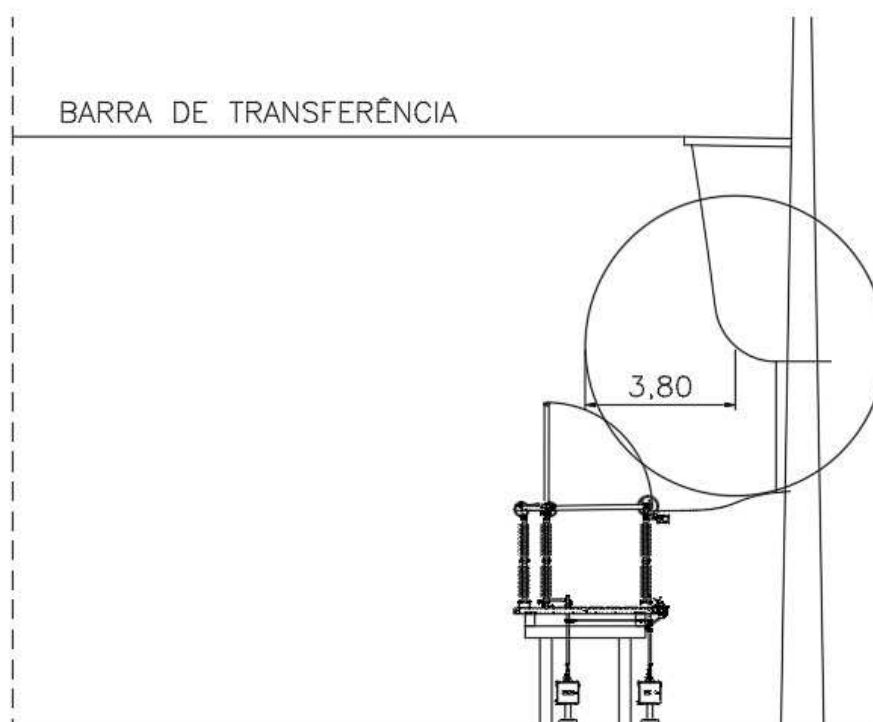
Como dito anteriormente, o impacto econômico é baixo quando comparado com a receita anual dessa concessão. Entretanto, o sistema de proteção e controle precisará ser ampliado. A subestação existente, por se tratar de um arranjo principal + transferência, não traz proteções básicas de uma subestação, como por exemplo

função 25 e 87, sem as quais a subestação não poderá operar. Desta forma, é necessário prever a implementação de um novo sistema de proteção e controle, e essa ampliação deve ser considerada no prazo para entrega definitiva da obra.

4.6 Arranjos intermediários (Solução)

Como descrito anteriormente, observa-se que a única dificuldade para ampliar a subestação em questão (desconsiderando possíveis problemas técnicos existentes na subestação), é o tempo de desligamento para ampliação. Embora o espaço físico seja suficiente para ampliação, a segunda chave seccionadora deverá ser instalada entre as existentes, e não é possível instalar com a subestação energizada, devido às distâncias de segurança, conforme figura 18.

Figura 18 – Barra de Transferência



Fonte: Autoria própria (2023)

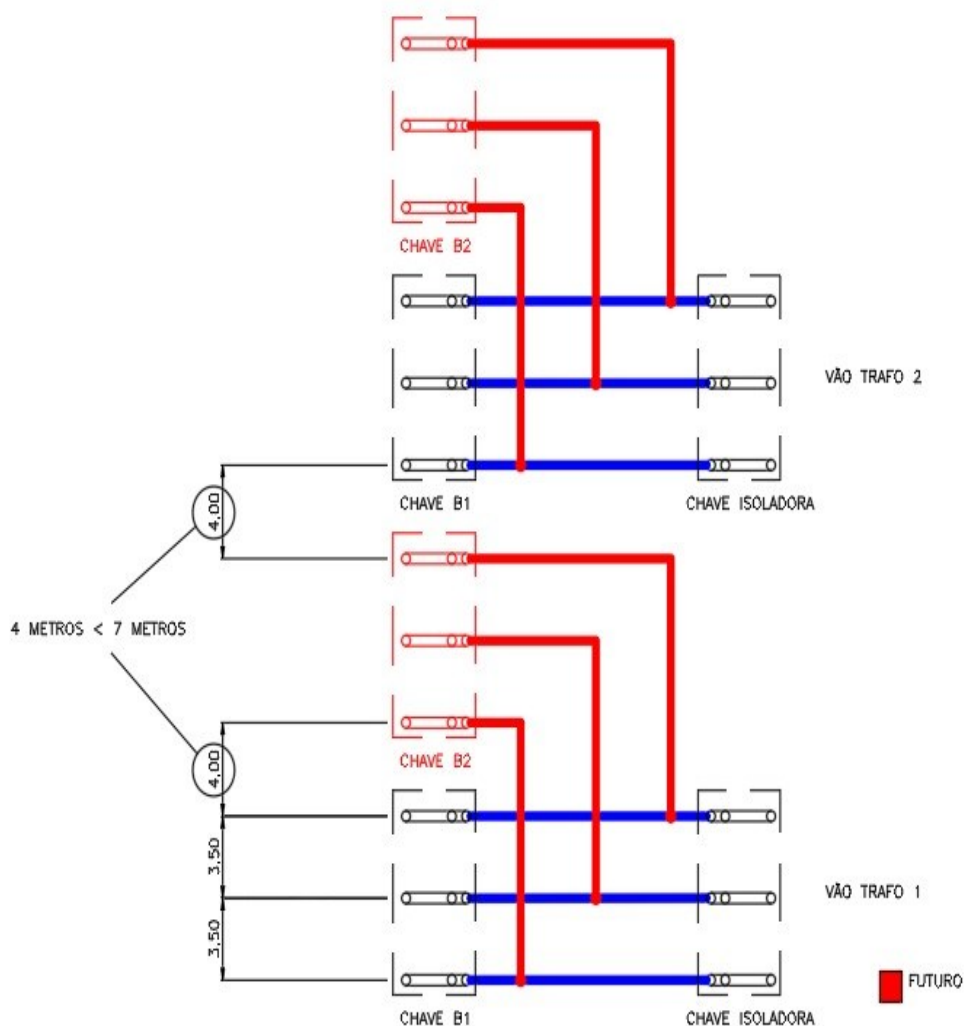
A equipe de engenharia precisa encontrar uma solução para que seja possível trabalhar enquanto a subestação está energizada. Para isso, a solução encontrada é trabalhar em duas etapas. Primeiro transformar a subestação em barra simples, com

isso uma das barras ficará "morta" (isto é, desenergizada), e a equipe poderá trabalhar com segurança embaixo dela. Depois, a primeira barra é religada para assegurar a continuidade no fornecimento de energia, e a segunda barra será desligada e ficará "morta", e será possível trabalhar embaixo dela. Ao operar deste modo, o arranjo adotado temporariamente é o arranjo simples, logo de pouca confiabilidade, mas por ser apenas uma situação temporária, para implementar melhorias, considera-se que os benefícios suplantam os riscos de operar neste arranjo.

4.7 Análise da ampliação sob ponto de vista da Copel

Como visto nos capítulos anteriores, a distância de segurança mínima entre fases é de 7 metros. Desta forma, é necessário que tenha um espaço de pelo menos 35 metros de distância entre a chave existente e a chave do outro vão, para que seja possível instalar a nova chave seccionadora. Visto que a nova chave deve ter uma distância de 7 metros entre cada uma das chaves, como ilustrado na figura 19.

Figura 19 – Simulação Copel



Fonte: Autoria própria (2023)

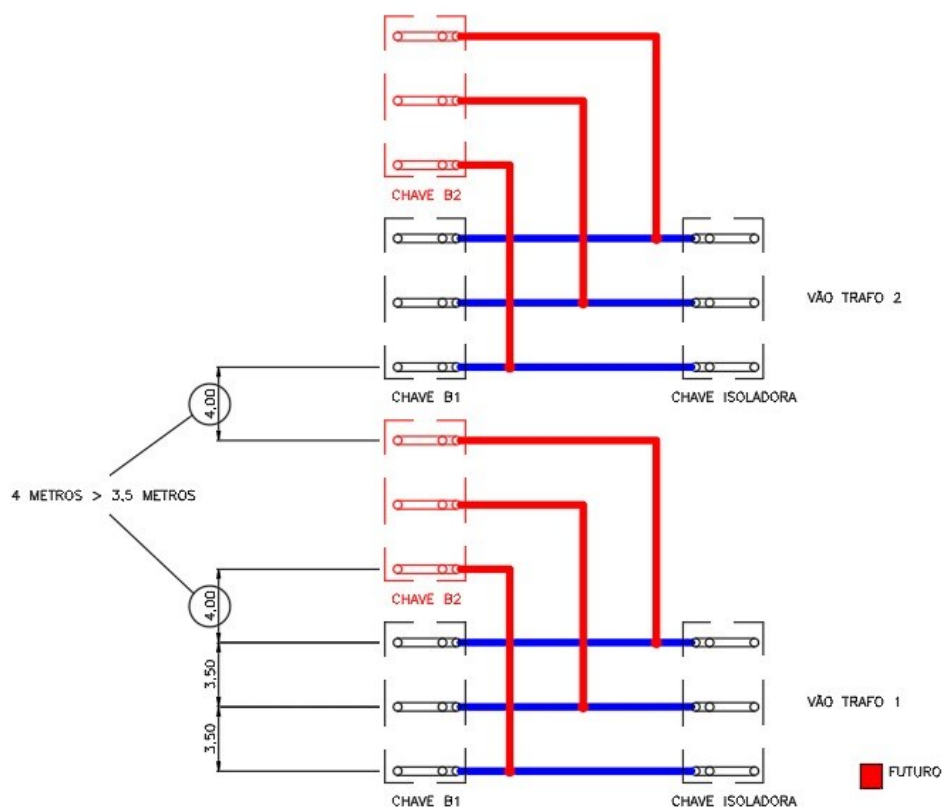
Como pode ser visto na figura 19, não é possível inserir uma nova chave seccionadora no espaço disponível. Desta forma, utilizando as normas da Copel, não seria possível seguir com a ampliação da forma pensada. Para resolver esse problema, seria necessário remodelar o arranjo.

4.8 Análise da ampliação sob ponto de vista da CHESF

Como visto nos capítulos anteriores, a distância de segurança mínima entre fases é de 3,5 m, uma vez que a Chesf adota os requisitos dos Procedimentos de

Rede do ONS. Desta forma, é necessário que tenha um espaço de pelo menos 17,5 metros de distância entre as chaves seccionadoras existentes, como ilustra a figura 20, simulando a distância necessária entre as chaves seccionadoras existentes e as que seriam adicionadas para que a melhoria seja realizada.

Figura 20 – Simulação Chesf



Fonte: Autoria própria (2023)

É possível inserir a nova chave seccionadora (destacada na figura 20) no espaço disponível, não sendo necessário nenhum esforço adicional para ampliação e *retrofit* da subestação, uma vez que a distância mínima de segurança de 3,5 m entre as fases seria assegurada.

5 CONCLUSÃO

A demanda de energia elétrica tem tendência crescente, de modo que o planejamento para suprir este delta demandado é importante para o crescimento e desenvolvimento da sociedade. De acordo com o Caderno de Eficiência e Demanda do Plano Decenal de Energia (PDE) 2023-2032 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (p. 2,3) há previsão de aumento médio de 3,2% anuais para o consumo residencial e de 2,8% anuais para o consumo industrial até o ano de 2032.

As subestações possuem importante papel na transmissão e distribuição de energia elétrica, por receberem das usinas geradoras a energia em alta tensão para conversão e distribuição até as áreas de consumo. Para assegurar a eficiência, confiabilidade e segurança no fornecimento de energia elétrica, é necessário que as subestações sejam capazes de atender à demanda. Uma opção é a construção de novas instalações de subestações, mas este meio é dispendioso tanto no quesito financeiro quanto no espacial, e deve-se considerar que as subestações não estão isoladas, mas inseridas entre outras construções e devem se adequar a essa situação. Sendo assim, para que as subestações sejam capazes de atender à demanda energética, as alternativas de melhoria das subestações já existentes devem ser analisadas.

O presente estudo analisou as melhorias de recapacitação e ampliação. Foram explicitados os principais equipamentos componentes de uma subestação, sendo estes transformadores, disjuntor, chave seccionadora, painéis de proteção, reator de aterramento e para-raios. Estes componentes fazem parte das subestações e exercem uma função essencial para o funcionamento desta.

Para o início do estudo de recapacitação, levantaram-se as opções, como a substituição do transformador de potência, sendo está uma opção custosa, principal objeção para sua adoção. Outra opção foi a instalação para um novo *bay* na subestação, assim ampliando e criando uma nova conexão. Nesta solução deve-se avaliar o espaço disponível para construção e também realizar análise técnica mais aprofundada para cada caso. Ainda outra solução seria a recapacitação do barramento já presente na subestação, que envolve a substituição de equipamentos menores e menos custosos que o transformador de potência.

No estudo de caso, uma subestação coletora de 230 kV composta de arranjo principal e barra de transferência foi analisada em função de seu arranjo para a

possibilidade de ampliação para comportar uma nova conexão de linha de transmissão. Durante análise técnica, foi observada uma incongruência entre o arranjo atual e as normas estabelecidas pela ONS. Assim, foi identificado o desafio para que a integração da subestação à rede básica do SIN seja factível.

A solução seria, por meio de arranjos intermediários, realizar os trabalhos necessários para implementação da nova linha de transmissão e modificação dos arranjos existentes sem desenergizar a subestação. Contudo, ao longo do desenvolvimento deste trabalho, conclui-se que nem sempre é possível aplicar as mesmas soluções para subestações diferentes, dependendo de sob qual concessionária a subestação se encontra. Isto porque cada concessionária e transmissora trabalha e determina suas normas de forma independente.

Entretanto, provavelmente muitas subestações irão passar por processo de modernização. Quase sempre existe uma solução, seja alterando o arranjo, seja utilizando equipamentos mais modernos, de modo que estudos específicos para cada subestação devem ser realizados.

No estudo realizado, foi observado que a viabilidade da melhoria em uma mesma subestação pode variar dependendo da perspectiva dos diferentes clientes envolvidos.

O foco deste trabalho foi analisar o espaço físico necessário para a execução da ampliação na subestação. Para isso, foram consideradas várias premissas como cumpridas. Com base nisso, sugere-se como diretrizes para estudos futuros: avaliar a possibilidade de operação das linhas de transmissão sem a presença de reatores, investigar as necessidades de ampliação e modernização no sistema de proteção e controle, além de analisar a viabilidade financeira dessa recapacitação.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE. **Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica 2021**. Disponível em: <https://www.abradee.com.br/>. Acesso em: 14 de jul. 2023.
- ABRADEE. **Glossário de termos técnicos do setor elétrico**. [Brasília], 2019. Disponível em: <http://www.abradee.org.br>. Acesso em: 20 abr. 2023.
- ABRADEE. **Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica: ajustes e aprimoramentos dos procedimentos de cálculo**. Setembro de 2009. Disponível em: http://www.abradee01.org/uploader/rel_01_locacional_mcee_1007.pdf. Acesso em: 02 mai. 2023.
- ALBUQUERQUE, S. E. **Retrofit de subestações elétricas de média tensão**. 2018. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2018.
- ALIPRANTIS, D. C., Hatziaargyriou, N. D., & Vournas, C. D. (2017). **Power system flexibility for high renewable integration**.
- ANEEL. **Distribuidoras - dados gerais**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/distribuidoras-dados-gerais>. Acesso em: 3 mai. 2023.
- ANEEL. **Panorama Mensal da Geração de Energia Elétrica**. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, mar. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/30315191/Panorama+Mensal+da+Gera%C3%A7%C3%A3o+de+Energia+El%C3%A9trica+-+Mar%C3%A7o+2021/c408e4a4-4db8-4d14-bd36-67aa70cb7e8b>. Acesso em: 03 maio 2023.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR ISO 0001:2018**. Sistemas de gestão de energia - Requisitos com orientações para uso. Rio de Janeiro, 2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT. NBR 5356**: Cabos de alumínio para transmissão de energia elétrica em tensões de 69 kV a 500 kV. Rio de Janeiro, 2017.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT. NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2014.
- Bajay, S. V., Mello, L. M., & Ribeiro, L. A. (2019). **Modelagem de sistemas elétricos de potência**. Editora Interciência.
- Bayliss, C. R., & Hardy, B. J. **Transmission and Distribution Electrical Engineering**. 4th ed. Oxford: Elsevier, 2012.
- BRASIL. **Decreto nº 73.080, de 5 de novembro de 1973**. Estabelece as normas técnicas para a construção e operação das linhas de transmissão de energia elétrica. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D73080.htm. Acesso em: 03 mai. 2023.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427.htm. Acesso em: 3 mai. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Eletrificação.** Brasília, 1971. Disponível em: http://www2.mme.gov.br/mme/galerias/energia_eletrica/historico/PLANO_NACIONAL_DE_ELETRIFICACAO_-_PNE_-_1971.pdf. Acesso em: 03 mai. 2023.

CHESF. **Companhia Hidroelétrica do São Francisco.** Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/>. Acesso em: 03 mai. 2023.

CHESF. **Quem somos.** Disponível em: <https://relatoriosustentabilidade.chesf.gov.br/2013/pagina/quem-somos>. Acesso em: 12 mai. 2021.

COPEL. **Companhia Paranaense de Energia.** Disponível em: <https://www.copel.com/>. Acesso em: 03 mai. 2023.

COPEL. **História da Copel.** Disponível em: <https://www.copel.com/hpcweb/quem-somos/historia>. Acesso em: 12 mai. 2021.

COPEL. **Norma Técnica COPEL NTC-901500:** requisitos mínimos para o projeto eletromecânico de subestações de energia elétrica. Curitiba, 2009. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcweb/residencial/seguranca-e-qualidade/normas-tecnicas>. Acesso em: 03 maio 2023.

COSTA, L. P., Carvalho, P. C., & Silva, L. C. (2017). A história do sistema elétrico de potência brasileiro: evolução e perspectivas. **Revista Eletricidade Moderna**, (452), 82-91.

EPE. **Demanda de Eletricidade:** Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. Outubro de 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Demanda%20de%20Eletricidade%20-%20PDE%202032.pdf>. Acesso em: 02 mai. 2023.

EPE. **Fontes de Energia.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia>. Acesso em: 02 mai. 2023.

FARAGÓ, T. *et al.* **Demand response and energy efficiency programs as tools for balancing electricity supply and demand: a case study.** Energy Policy, v. 132, p. 105-114, 2019.

FERREIRA, A. B. A necessidade de adequação do sistema de transmissão de energia elétrica. **Revista de Engenharia Elétrica**, vol. 10, no. 2, p. 40-45, 2017.

GEDRA, Wellington; OLIVEIRA, Paulo; MARQUES, Marcelo. **Introdução ao Sistema Elétrico de Potência.** São Paulo: Editora Érica, 2012.

KAMIMURA, L. M. **Estudo de confiabilidade em subestações de energia elétrica.** 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

MAMEDE FILHO, João. **Subestações de Alta Tensão**. Editora Érica, 2010.

MAMEDE FILHO, João. **Transformadores de potência: teoria, projeto e operação**. São Paulo: Editora Érica, 2016.

MONTICELLI, A. **Análise de viabilidade técnica de projetos de linhas de transmissão de energia elétrica**. 2015. Monografia (Especialização em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

MONTICELLI, André *et al.* Estudo de Ampliação de uma Subestação. In: XVII Congresso Brasileiro de Automática, 2008, Juiz de Fora. **Anais do XVII Congresso Brasileiro de Automática**. Juiz de Fora: UFJF, 2008. p. 1-6.

MULLER, A. G. **Recapacitação e renovação de subestações: aspectos relacionados a equipamentos, confiabilidade e arranjo físico**. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2022. Disponível em: https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/3283/1/Dissertação_2022068.pdf. Acesso em: 11 jun. 2023.

MUZY, G. L. C. de O. **Subestações Elétricas**. Fevereiro de 2012. Monografia (Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10005233.pdf>. Acesso em: 11 jun. 2023.

OLIVEIRA FRONTIN, S. **Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. 1. ed. Brasília: Teixeira, 2013.

OLIVEIRA, A. M. T. **Subestações**. São Paulo: Érica, 2016.

OLIVEIRA, Iberê C.; SILVEIRA, Miguel F.; FUJISAWA, Cassio H.; *et al.* **Transmissão e Distribuição de Energia**. São Paulo: Editora SAGAH EDUCAÇÃO S.A., 2021.

ONS. (2021). **Procedimentos de Rede - Módulo 2.6 - Requisitos Mínimos para Subestações**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-busca.aspx?q=procedimentos%20de%20rede>. Acesso em: 21 abril 2023.

ONS. **Procedimentos de Rede - Módulo 2.7: Requisitos mínimos para linhas de transmissão**. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/procedimentos-de-rede>. Acesso em: 21 abr. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Sistema elétrico brasileiro**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/sobre-o-setor/sistema-eletrico-brasileiro>. Acesso em: 03 maio 2023.

PANEK, J.; ELAHI, H. Substation Voltage Upgrading. **IEEE Power Engineering Review**, vol. 9, no. 7, p. 55-55, jul. 1989. DOI: 10.1109/MPER.1989.4310809. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4310809>. Acesso em: 11 jun. 2023.

PINTO, Ana Maria. **Fontes de Energia: Conheça as Principais Fontes de Energia Renováveis e Não Renováveis**. São Paulo: Editora Nova Terra, 2019.

RIBEIRO, S. S. **Energia eólica: fundamentos, tecnologia e aplicações**. São Paulo: Edgard Blucher, 2011.

ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P.; JARDINI, J. A.; TAHAN, C. M. V. **Análise de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica**. Edição de 2020. São Paulo: Bucher, 2020.

SANTOS, A. B. A.; COSTA, R. R. **Redes primárias de distribuição de energia elétrica: configurações, operação e manutenção**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2019.

SANTOS, A., & Ferreira, C. (2021). **Sistemas Elétricos de Potência - Princípios e Aplicações**.

SANTOS, J. F. C.; FERREIRA, R. O. **Análise de sistemas elétricos de potência**. São Paulo: Erica, 2021.

SILVA, C. R.; Filho, F. A. **Redes de distribuição de energia elétrica**. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

SILVA, João. **História do Sistema Elétrico Brasileiro**. São Paulo: Ed. Unesp, 2018.

SOUZA, J. B. R.; SANTOS, E. M. A reestruturação do setor elétrico brasileiro: um enfoque na privatização das empresas estatais. **REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIA**, v. 20, n. 2, p. 125-146, 2014.

STEVENSON, Jr., W. D. (1982). **Elements of Power System Analysis**.

WEEDY, B. M., Cory, B. J., Jenkins, N., & Ekanayake, J. B. **Electric Power Systems, 2012**.