


Análise de arranjos de barramentos em subestações: Uma abordagem metodológica

 <https://doi.org/10.56238/sevened2024.004-027>

Larisa Alves Gomes

Bacharel em Engenharia Elétrica; Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ - Brasil
E-mail: larisag@id.uff.br

E-mail: pauloduailibe@id.uff.br

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7376-9115>

Paulo Roberto Duailibe Monteiro

Doutor em Engenharia Civil; Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ - Brasil

Thiago Trezza Borges

Doutor em Engenharia Elétrica; Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ - Brasil

E-mail: thiagotrezza@id.uff.br

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4656-5667>

RESUMO

Uma subestação é a parte de um sistema de potência, concentrada em um dado local, que compreende um conjunto de equipamentos de manobra, de transformação, de compensação e outros utilizados para dirigir o fluxo de energia e possibilitar a sua diversificação, através de rotas alternativas. De acordo com o Relatório do Balanço Energético Nacional de 2023, o consumo final de energia elétrica no país vem crescendo nos últimos anos, necessitando de adaptação e expansão do setor de energia, desde o processo de geração, transmissão até a distribuição de energia elétrica, surgindo a necessidade de investimentos na construção de novas subestações e/ou modernização e ampliação das instalações existentes. Dessa forma, este estudo tem por objetivo propor uma metodologia abrangente para definição do arranjo de barramento mais adequado para um determinado projeto de subestação de distribuição, transmissão e industrial. A metodologia é baseada em critérios qualitativos e quantitativos, considerando elementos como segurança do sistema, flexibilidade operacional e disponibilidade durante a manutenção, e assim utilizando um sistema de pontuação para cada um dos critérios levando em consideração a configuração do arranjo de barramento. Adicionalmente, é considerado um estudo do custo de implementação, com base na metodologia de orçamento desenvolvida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Através dessas abordagens, é possível observar que, à medida que a classe de tensão aumenta, as exigências de segurança do sistema e disponibilidade também aumentam, arranjos que cumprem de forma mais eficiente esses critérios se destacam em classes de tensão mais altas, ao passo que aqueles com um desempenho inferior nesses aspectos, mas que oferecem flexibilidade operacional semelhante, sobressaem-se em classes de tensão mais baixas.

Palavras-chave: Arranjo de subestação, Flexibilidade operacional, Segurança do sistema, Disponibilidade de manutenção e Custo de subestação.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com o relatório do Balanço Energético Nacional (BEN), elaborado e publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [1], cujo objetivo é apresentar a contabilização referente à oferta e ao consumo de energia no Brasil, aponta que o consumo final de eletricidade no país em 2022 cresceu 2,3%. Assim, segundo Monteiro e Miranda [2] o aumento do consumo cria a necessidade de adaptação e expansão do setor de energia, desde o processo de geração, transmissão até a distribuição de energia elétrica.

Nesse contexto, as subestações (SEs) se tornam de grande relevância, uma vez que são utilizadas para direcionar o fluxo de energia em um sistema de potência, surgindo a necessidade de investimentos na construção de novas SEs e/ou modernização e ampliação das instalações existentes [2].

De acordo com Violin; D'Ajuz; Lacorte [3], uma subestação (SE) é um conjunto de sistemas interligados, destinado a atender ao sistema elétrico de forma eficiente e econômica. O processo de sua implantação é complexo e envolve diversos profissionais especializados em áreas como engenharia civil, elétrica, mecânica e comunicação. A decisão de construir uma nova subestação surge a partir de estudos de expansão do sistema elétrico, que identificam a necessidade de atendimento a determinada região, cidade ou planta industrial. São então definidos aspectos cruciais, como a configuração da barra da subestação e as características dos equipamentos elétricos do pátio de manobras, em conformidade com os requisitos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e regulamentações da ANEEL. Os autores ainda destacam que uma subestação ideal deve oferecer confiabilidade ao sistema elétrico, o que é alcançado pela escolha criteriosa de sua configuração de barra e que, além disso, proporcionar facilidades para manutenção, expansões e boa visibilidade de seus componentes, aspectos garantidos por um projeto físico bem elaborado, destacam também que os equipamentos do pátio de manobras devem ser robustos o suficiente para suportar as demandas do sistema, e o sistema de comando e proteção deve operar de forma segura e eficaz. Assim, os autores concluem que uma subestação bem concebida e executada desempenha um papel essencial no funcionamento confiável do sistema.

A Norma Brasileira NBR 5460 [4], define que uma SE constitui uma parte essencial de um sistema de potência, centralizada em um local específico. Ela engloba principalmente os pontos de conexão das linhas de transmissão e/ou distribuição, acompanhados dos dispositivos de manobra, controle e proteção. Isso abrange não apenas os aspectos elétricos, mas também as estruturas civis e montagens necessárias, podendo ainda incluir outros equipamentos relevantes para seu funcionamento.

A norma classifica também as SEs de acordo com a função, forma de operação e tipos construtivos. Os tipos de função definidas são:

- a) SE Transformadora: É aquela que converte a tensão de suprimento para um nível diferente, maior ou menor, sendo designada, respectivamente, SE Transformadora Elevadora e SE Transformadora Abaixadora [5].
- SE abaixadora: Uma SE transformadora que reduz o nível de tensão gerado por uma fonte de energia elétrica e distribui a potência associada para as redes de distribuição aéreas e subterrâneas, alimentando subestações com menor nível de tensão [6]. Portanto, nesse tipo de SE, a tensão de saída é menor do que a tensão de entrada.
 - SE elevadora: Uma SE transformadora elevadora tem como função elevar o nível de tensão gerado por uma fonte de energia elétrica e distribuir a potência associada para as linhas de transmissão com tensão mais elevada do que a de origem [6]. Em outras palavras, a tensão de saída é maior do que a tensão de entrada.
- b) SE conversora: Estas SEs têm a finalidade de converter corrente alternada para corrente contínua, ou vice-versa, além de possibilitar a alteração da frequência da corrente alternada de um valor para outro [6].
- c) SE de manobra: É aquela que interliga circuitos de suprimento sob o mesmo nível de tensão, possibilitando a sua multiplicação. É também adotada para possibilitar o seccionamento de circuitos, permitindo sua energização em trechos sucessivos de menor comprimento [5]. Essas SEs têm como objetivo principal alterar a configuração de um sistema elétrico ao modificar as interligações entre as linhas de transmissão.

Vale destacar que, com o avanço da tecnologia e da metodologia de instalação, atualmente, independentemente do tipo construtivo da subestação, a forma de operação conta com um sistema supervisor digital. Não é comum a presença de operadores na subestação, exceto em casos de manutenção.

Mamede [6] propõe uma subclassificação em dois tipos de construção para subestações em ambientes externos: barramentos nus e instalação convencional, ou a construção em barramentos isolados compactos. O autor também destaca a classificação das subestações quanto ao meio de isolamento, podendo ser por isolação a ar (AIS - Air insulated substations), isolação total com gás SF_6 (GIS - gas insulated substations) ou de forma híbrida, que combina a tecnologia de subestações isoladas a ar com a tecnologia de subestações isoladas com SF_6 .

Monteiro e Miranda [2] definem que é importante levar em conta diversos fatores na escolha do arranjo de uma SE, incluindo simplicidade, disponibilidade no fornecimento, economia e segurança, conforme exigido pela função e relevância da SE em projeto. Os autores discutem também os arranjos de barramento mais comumente utilizados em subestações, abrangendo opções como: barramento simples; barramento principal e de transferência; barramento duplo com disjuntor simples; barramento em anel; barramento disjuntor e meio; e barramento duplo com duplos disjuntores. Os autores

destacam ainda que em contextos de distribuição industrial, excluindo a subestação de entrada, cuja configuração depende da tensão à qual está conectada, os arranjos habitualmente utilizados são o radial, o primário seletivo, e o secundário seletivo, ou combinações destes.

Os autores expõem que os arranjos de subestações podem apresentar diferentes níveis de complexidade, sendo importante a seleção do esquema apropriado, dada sua influência direta sobre o desempenho da subestação, onde é dando o exemplo dos barramentos simples que, em geral, não são empregados em subestações de grande importância, uma vez que este esquema é menos flexível, dependendo de um único barramento principal, isso torna o sistema mais susceptível a desligamentos frequentes, pois em casos de falhas ou necessidade de manutenção na subestação, é necessário desligá-la por completo. Contudo, destacam que a vantagem deste tipo de arranjo é o seu baixo custo. O estudo conduzido em [2] conclui que, na maioria das SEs construídas para sistemas de transmissão, distribuição e setores industriais, o isolamento a ar é o padrão devido aos custos iniciais mais baixos. Entretanto, em situações específicas, outras tecnologias têm se mostrado como opções viáveis.

O Submódulo 2.6 do Procedimento de Rede formulado pelo ONS [7], estabelece os requisitos mínimos para SEs, aplicáveis tanto às instalações de transmissão que fazem parte ou venham a fazer parte da rede básica, quanto às interligações internacionais e aos agentes de geração. Essas diretrizes são apresentadas a seguir.

SEs com isolamento a ar devem adotar uma das seguintes configurações para os arranjos de barramento, em função de sua classe de tensão [7]:

- i) Barramento de tensão igual a 230 kV: arranjo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves; ou
- ii) Barramento de tensão igual ou superior a 345 kV: arranjo barra dupla com disjuntor e meio.

Para arranjos de barramento alternativos, incluindo aqueles com tecnologia de isolamento em SF_6 , o submódulo determina que podem ser adotados, desde que análises de confiabilidade, flexibilidade operacional e disponibilidade (programada e não programada) demonstrem um desempenho igual ou superior ao dos arranjos definidos em (i) e (ii) [7,8].

No submódulo 2.6 [7], também é estabelecido que, para barramentos com tensão igual ou superior a 345 kV, é possível inicialmente adotar o arranjo de barramento em anel simples, contanto que o layout físico dos barramentos da SE siga as diretrizes definidas nos pontos (i) e (ii). Além disso, para barramentos de 230 kV, em SEs que operem como sistemas radiais simples, é permitido optar pelo arranjo de barra principal e transferência, desde que o desenho físico dessa barra seja elaborado de modo a possibilitar a transição para o arranjo especificado nos itens (i) e (ii).

Portanto, este artigo tem como propósito oferecer uma visão holística sobre a relevância das SEs no sistema elétrico, fornecendo subsídios sólidos para a tomada de decisões em projetos de infraestrutura elétrica. Uma abordagem metodológica para a análise de arranjos de barramentos de SEs

de distribuição, transmissão e industrial é proposta com base nos critérios técnicos e econômicos.

2 METODOLOGIA

As SEs, como pontos principais de interligação dos sistemas de transmissão, distribuição e industrial, exercem grande influência sobre a confiabilidade desses sistemas. A escolha dos arranjos e esquemas de manobras deve ser feita de modo que as falhas em componentes não comprometam a segurança do sistema como um todo. Isso estabelece a necessidade de determinar a confiabilidade de cada configuração proposta, a fim de selecionar o arranjo mais adequado tecnicamente. Ao escolher a configuração para uma nova SE do sistema de transmissão, é importante definir claramente os critérios técnicos e econômicos que servem como base para comparar os diferentes arranjos de barramentos considerados. Em geral, as características básicas a serem consideradas incluem [9]:

- i) Segurança do sistema;
- ii) Flexibilidade operacional;
- iii) Facilidade de manutenção dos componentes;
- iv) Simplicidade da proteção e do controle;
- v) Espaço disponível e facilidade de expansão;
- vi) Custo.

Dentre essas características, apenas duas, segurança do sistema e custo, têm um elemento quantitativo de comparação. As demais refletem a experiência e prática operativa das diversas empresas. No entanto, para simplificar a análise na escolha da configuração de barramento de uma subestação, são considerados quatro parâmetros fundamentais para a escolha. A metodologia adotada para o desenvolvimento deste trabalho é proveniente do trabalho intitulado "Otimização de Configuração de Circuitos" realizado pelo Grupo de Trabalho Conjunto B3/C1/C2.14 do CIGRÉ, no qual Lingner e outros [10] estabelecem um sistema de pontuação, com base na importância, a cada parâmetro, sendo então de forma quantitativa apenas o critério de custo. A seguir estão os parâmetros fundamentais selecionados para a análise e avaliação, com suas definições.

2.1 SEGURANÇA DO SISTEMA

Este parâmetro avalia a capacidade da configuração da SE em manter um fornecimento confiável, examinamos o impacto dos equipamentos na rede elétrica, presumindo a operação correta dos sistemas de controle e proteção. Isso implica considerar condições como o desligamento do disjuntor em caso de falha primária e as consequências quando o disjuntor não consegue abrir.

Na Tabela 2.1 os números de 1 a 6 representam diferentes níveis de impacto ou gravidade. A pontuação 1 é atribuída quando um resultado é considerado o pior, indicando que teve o maior impacto negativo, por outro lado, a pontuação 6 é dada quando um resultado é visto como o melhor, indicando

que teve o menor impacto negativo ou até mesmo nenhum impacto negativo.

Tabela 2.1 - Critérios de avaliação com pontuação para segurança do sistema

Pontuação	Possíveis consequências para a rede devido a uma falha primária	Possíveis consequências para a rede devido a uma falha primária seguida de falha no disjuntor em abrir
1	Possível perda de toda a subestação	Perda de toda a subestação
2	Perda de um ou mais alimentadores, mas não de toda a subestação	Perda de mais de um alimentador ou de toda a subestação
3	Perda de um ou mais alimentadores, mas não de toda a subestação	Perda de mais de um alimentador, mas não de toda a subestação
4	Perda de um alimentador	Perda de um alimentador e sempre um alimentador a mais, mas não de toda a subestação
5	Perda de nenhum ou um alimentador	Perda de um alimentador e possivelmente um alimentador a mais, mas não de toda a subestação
6	Perda de nenhum ou um alimentador	Perda de um alimentador

Fonte: Adaptada de [10].

2.2 FLEXIBILIDADE OPERACIONAL

Refere-se à habilidade da configuração da subestação de reorganizar os alimentadores ou dividir a subestação em múltiplas partes, conforme necessário. Isso envolve a habilidade da subestação em realizar desmembramentos, que podem ocorrer de duas formas distintas: energizado e não energizado.

Para o desmembramento energizado, a reconfiguração das conexões é realizada enquanto a subestação permanece energizada, garantindo a continuidade do fornecimento de energia durante o processo. Enquanto o desmembramento não energizado, partes específicas da subestação precisam ser desligadas temporariamente para realizar o desmembramento. Essa capacidade é importante para atender às possíveis dinâmicas da rede elétrica e garantir uma operação eficiente.

A Tabela 2.2 apresenta o critério de avaliação com a pontuação correspondente para a flexibilidade operacional. É relevante destacar que, além da divisão da subestação, a opção de determinar a qual parte da subestação dividida cada circuito será conectado contribui para uma pontuação mais elevada na configuração. Isso é especialmente significativo em situações específicas em que a escolha da conexão de um circuito em uma parte específica da subestação pode ser vantajosa.

Tabela 2.2 - Critério de avaliação com a pontuação para a flexibilidade operacional

Pontuação	Definição
1	Não é possível dividir
2	Divisão não energizada (apenas com o seccionador). Sem flexibilidade
3	Divisão energizada (com disjuntor). Sem flexibilidade
4	Divisão energizada (com disjuntor). Baixa flexibilidade
5	Divisão energizada (com disjuntor). Alta flexibilidade, manobra com seccionador
6	Divisão energizada (com disjuntor). Mais alta flexibilidade, manobra com disjuntor

Fonte: Adaptada de [10].

2.3 DISPONIBILIDADE DURANTE MANUTENÇÃO

Este parâmetro verifica se a configuração da subestação permite manter os alimentadores energizados enquanto se realizam atividades de manutenção em chaves seccionadoras e disjuntores. Durante a manutenção, a chave seccionadora da barra é um ponto crítico, pois a barra relevante precisa ser desenergizada.

As pontuações, listadas na Tabela 2.3, variam de 1 a 7 e têm significados específicos. A pontuação 1 representa as piores consequências na rede, indicando a interrupção de toda a subestação. Por outro lado, a pontuação 7 indica as consequências menos graves na rede. Nesse cenário, nenhum elemento da rede seria desconectado e a topologia da rede não seria enfraquecida. Portanto, o funcionamento da subestação não seria afetado de forma significativa.

2.4 CUSTO DE INVESTIMENTO

Este fator analisa o investimento total necessário para a implementação da subestação, incluindo os custos associados aos equipamentos de comando, proteção, controle e comunicações. Compreendendo a complexidade envolvida na elaboração de orçamentos para subestações e com o objetivo de estabelecer a padronização de conceitos e valores, a ANEEL estabelece uma metodologia baseada no conceito de modulação.

Tabela 2.3 - Critérios de avaliação com pontuação para disponibilidade durante manutenção de disjuntores e chaves seccionadoras

Pontuação	Manutenção de	Consequência
1	Qualquer chave seccionadora ligado ao barramento	Desligamento de toda a subestação
2	Chave seccionadora de barramento	Desligamento de toda a subestação
3	Chave seccionadora ligado ao barramento ou da chave seccionadora de barramento	Desligamento de metade da subestação
4	Qualquer chave seccionadora ligado ao barramento	Desligamento de um barramento e circuito correspondente. Circuitos restantes em operação.
5	Qualquer chave seccionadora ligado ao barramento	Desligamento de um barramento e circuito correspondente. Circuitos restantes em operação em barramento duplo
6	Qualquer chave seccionadora ligado ao barramento	Desligamento de um barramento e de todos os circuitos em operação na mesma barra
		Anel Aberto
		Divisão da subestação ou perda de configuração
	Disjuntor	Perda de configuração ou divisão da subestação, mas todos os circuitos em operação
7	Qualquer chave seccionadora ligado ao barramento	Desligamento de um barramento. Todos circuitos restantes em operação
	Disjuntor	Todos os circuitos permanecem em operação

Fonte: Adaptada de [10].

A abordagem consiste em detalhar e quantificar os módulos com base nos materiais, equipamentos e serviços necessários para a realização do empreendimento. O Anexo I do Despacho nº 3.246 de 16 de novembro de 2022, da ANEEL [11], apresenta esta metodologia. O conceito de modulação utilizado no Banco de Preços de Referência ANEEL envolve a subdivisão da subestação em unidades menores, cada uma representando setores distintos em termos de função, operação e estrutura física. Portanto, uma subestação é composta por uma variedade de módulos que são essenciais para o seu funcionamento, incluindo aqueles relacionados às entradas de linha, conexões de equipamentos e infraestrutura [12,13].

As unidades modulares, independentemente da classe de tensão e do tipo de arranjo, subdividem-se em três tipos: Módulo de Infraestrutura, Módulo de Manobra e Módulo de Equipamento. A definição dessas unidades e dos parâmetros utilizados na elaboração dos orçamentos baseia-se nos requisitos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede [7].

A resolução da ANEEL também estabelece critérios fundamentais para a classificação de subestações, o que é de grande importância para a elaboração de orçamentos e o planejamento de instalações elétricas. Essa categorização se baseia em dois principais fatores, nível de tensão e arranjo físico, conforme é mostrado na Tabela 2.4.

Portanto, os arranjos de barramento das subestações são divididos em dois blocos para uma análise e comparação mais precisa.

O primeiro bloco é composto pelos arranjos de Barra Simples (BS), Barra Principal e

Transferência (BPT) e Barra Dupla a Cinco Chaves (BD5), classificados com os níveis de tensão de 69 kV e 138 kV. Enquanto no segundo bloco estão os arranjos físicos na configuração de Barramento em Anel (AN), Barra Dupla com Disjuntor e Meio (DJM) e Barra Dupla Disjuntor Duplo (BDDD), os quais são analisados e comparados nos níveis de tensão de 440 kV e 500 kV.

Tabela 2.4 - Arranjos das SEs segundo o nível de tensão

Tensão (kV)	BS	BPT	BD5	AN	DJM	BDDD
13.8	X	X				
69	X	X	X			
138	X	X	X			
230		X	X			
345				X	X	
440				X	X	X
500				X	X	X
750					X	X

Fonte: Adaptada de Anexo I do Despacho nº 3.246 de 16 de novembro de 2022 da ANEE [11].

É relevante ressaltar que definir um critério de avaliação baseado em uma característica importante, como por exemplo questões operacionais ou procedimentos de manutenção, facilita a escolha do arranjo de barramento de uma SE de modo mais adequado.

Essa metodologia adotada, focados no desempenho da rede, permite a comparação entre configurações, independentemente da tecnologia usada. No entanto, a escolha da tecnologia não deve ser ignorada, pois pode influenciar o tipo de configuração ou até resultar em novos arranjos [10].

3 ANÁLISE COMPARATIVA DOS PRINCIPAIS ESQUEMAS DE MANOBRA DE SUBESTAÇÃO

Cada arranjo recebeu pontuações específicas para o critério de segurança do sistema, que refletem sua capacidade de lidar com condições normais e falhas. A pontuação atribuída foi a mostrada na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Pontuação dos arranjos de barra para o critério de Segurança do sistema

	BS	BPT	BD5	AN	DJM	BDDD
Pontuação						
1	1	1				
2			2			
3						
4				4		
5					5	
6						6

Fonte: Adaptada de [10].

Na avaliação da segurança do serviço é importante notar que, ao analisar as configurações em termos de funcionalidade e possíveis desdobramentos, percebe-se que os sistemas de barramento duplo não garantem a prevenção total da perda da SE em situações de falha adicional no disjuntor. Além disso, à medida que se busca um nível mais elevado de segurança do sistema, há um aumento na quantidade de equipamentos necessários para a SE. Esse aumento na complexidade e na quantidade de dispositivos resulta, conseqüentemente, em custos mais elevados de implementação para garantir uma segurança mais robusta do sistema elétrico.

A avaliação da disponibilidade durante a manutenção analisa como a rede é afetada quando disjuntores e chaves seccionadoras na SE estão fora de operação. Durante a manutenção, a chave seccionadora da barra é um ponto crítico, pois a barra relevante precisa ser desenergizada. Configurações com múltiplos barramentos melhoram a disponibilidade durante a manutenção da chave seccionadora da barra, mas isso vem com custos e ocupação de espaço adicionais.

Para o critério de disponibilidade durante a manutenção, as pontuações atribuídas são as mostras na Tabela 3.2.

A pontuação alta do arranjo BDDD em disponibilidade durante a manutenção é atribuída à característica específica desse arranjo, a sua redundância de disjuntores, onde garante a disponibilidade continua do sistema.

Outros arranjos com alta pontuação são os BD5, AN e DJM. O BD5 devido ao grande número de chaves seccionadoras o permite diversas formas de configuração, se reorganizando durante o período de manutenção. Por outro lado, as configurações AN e DJM, assim como o BDDD, também fornecem certo nível de redundância, resultando em uma boa pontuação.

O BPT oferece a capacidade de transferir a carga para um barramento de reserva durante a manutenção, mantendo assim a continuidade do serviço, porem nenhum disjuntor fica disponível para proteger os circuitos e o processo para substituição pelo disjuntor de amarre é difícil e pode levar a erros de operação. Essa capacidade de transferência juntamente com a dificuldade de operação contribui para uma menor pontuação no critério.

Por fim, a configuração de BS tem uma pontuação mais baixa devido à sua limitada capacidade de manobra e redundância. Durante a manutenção, pode haver a necessidade de interromper completamente

o serviço em vez de transferir a carga para um barramento de reserva.

Tabela 3.2 - Pontuação dos arranjos de barra para o critério de Disponibilidade durante a manutenção

	BS	BPT	BD5	AN	DJM	BDDD
Pontuação						
1	1					
2						
3		3				
4						
5						
6			6	6	6	
7						7

Fonte: Adaptada de [10].

Para a avaliação da flexibilidade operacional a Tabela 3.3 apresenta a pontuação para este critério de acordo com os arranjos de barra estudados.

Tabela 3.3 - Pontuação dos arranjos de barra para o critério de Flexibilidade Operacional

	BS	BPT	BD5	AN	DJM	BDDD
Pontuação						
1	1					
2						
3		3				
4			4	4	4	
5						
6						6

Fonte: Adaptada de [10].

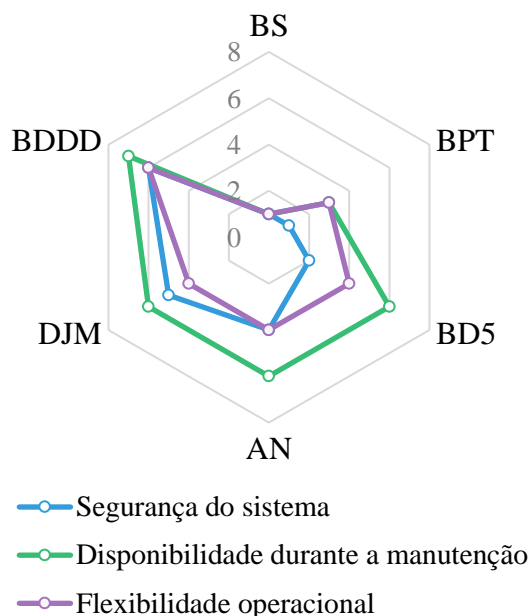
Novamente, a pontuação mais alta é atribuída ao arranjo de barramento duplo com duplo disjuntor, pelo mesmo motivo do critério anterior, isso se deve à sua capacidade de fornecer redundância de disjuntores, garantindo a presença de dois dispositivos de interrupção independentes. Essa característica aumenta a confiabilidade operacional, permitindo isolar falhas em disjuntores sem afetar toda a subestação. Dessa forma, essa configuração apresenta capacidade de isolamento seletivo e adaptação a diversas condições operacionais.

Na Figura 3.1, é possível visualizar todos os arranjos de barramentos acompanhados pelos critérios de avaliação. Observa-se uma tendência quando se busca maior segurança no sistema, menor interrupção e maior flexibilidade. Os arranjos BDDD, AN e DJM destacam-se como as melhores opções, sendo recomendados para barramentos de tensão igual ou superior a 345 kV, que são subestações que possuem grande importância.

Dessa forma, para o arranjo de Barramento Simples, sugere-se sua instalação em tensões iguais ou inferiores a 138 kV. Essa recomendação é direcionada a subestações em que a perda temporária da subestação, seja por falha ou manutenção, não acarrete impactos significativos em sua ausência. É aconselhável que instalações desse tipo adotem um plano de manutenção e operação, visando reduzir ao máximo o período de indisponibilidade em situações de emergência.

Na classe de tensão igual ou inferior a 230 kV, são recomendados os arranjos de BD5, ou a variação, o Barramento Duplo a Quatro Chaves (BD4).

Figura 3.1 - Pontuação dos critérios de avaliação para os arranjos de barramento



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a análise de custos, a Figura 3.2 apresenta os custos de implantação do pátio de manobras para as tensões de 69 kV e 138 kV dos arranjos de SEs com BS, BPT e BD5. Observa-se que o aumento do custo de implementação ao passar da tensão primária de 69 kV para 138 kV é em torno de 74% para todos os arranjos, sendo assim, a análise para um nível de tensão de entrada é válida para a outra.

Para a construção do arranjo em BS a 69 kV, são necessários aproximadamente R\$ 25.779.743,09; para o BPT, o custo é de R\$ 29.997.407,23; enquanto para o arranjo em BD5, o valor é de R\$ 31.960.215,74. A diferença entre BS e BPT é de R\$ 4.217.664,14 no empreendimento, e entre BS e BD5 é de R\$ 6.180.472,65. Essa diferença está relacionada principalmente ao custo do disjuntor de interligação de barras que os arranjos BPT e BD5 possuem, assim como a presença de um número maior de chaves seccionadoras em comparação com o BS.

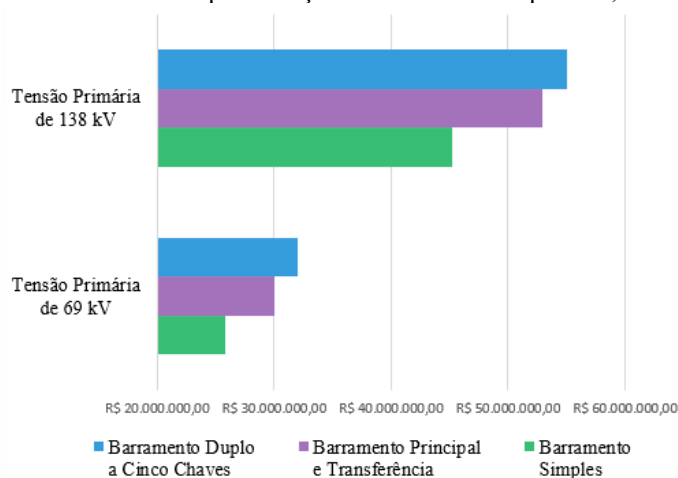
Já a diferença entre o BPT e BD5 é de R\$ 1.962.808,51. Vale ressaltar também que os arranjos BPT e BD5 ocupam uma área de aproximadamente 13.200 m² para 69 kV e 21.000 m² em 138 kV, enquanto a barra simples ocupa uma área de 12.320 m² a 69 kV e 19.200 m² em 138 kV. Esse fator é importante a ser considerado no projeto da SE.

A análise para a escolha do melhor arranjo para o pátio de 69 kV ou 138 kV de uma SE depende do projetista e do critério com maior importância para a SE. Além disso, é relevante considerar se há planos de expansão futura para a SE. Observa-se que a diferença de custo entre o BPT e BD5 é relativamente pequena em comparação com a diferença de cada uma dessas configurações com o arranjo BS. Portanto,

ao escolher entre o BPT e BD5, é recomendado basear-se nas vantagens que cada arranjo proporcionará e nas prioridades específicas do projeto, visto que o BD5 apresentou um desempenho melhor nos critérios de avaliação em comparação com o BPT. Como resultado, esses arranjos oferecem maior flexibilidade operativa e confiabilidade ao sistema de energia em comparação com o arranjo BS.

Considerando as vantagens descritas dos arranjos BPT e BD5 em relação ao arranjo BS, os valores adicionais de R\$ 4.217.664,14 e R\$ 6.180.472,65 no empreendimento podem ser justificados pelos benefícios que são proporcionados ao sistema ao longo dos anos, sendo capazes de atender de maneira mais eficiente e segura à carga.

Figura 3.2 - Custos de Implementação a 69 kV e 138 kV para BS, BPT e BD5



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a análise dos arranjos de barramento em anel (AN), barramento duplo com disjuntor e meio (DJM) e barramento duplo com duplo disjuntor (BDDD), a Figura 3.3 apresenta os custos de implantação para as tensões de 440 kV e 500 kV. Observando o mesmo ponto do conjunto de barramento anteriormente analisado, o aumento do custo de implementação ao passar da tensão primária de 440 kV para 500 kV é em torno de 25% para todos os arranjos, sendo assim, como no bloco anteriormente avaliado, a análise para um nível de tensão de entrada é válida para a outra.

O arranjo AN tem um custo de implementação para 440 kV de R\$ 81.588.905,35 e, em 500 kV, de R\$ 100.439.135,80. Para o arranjo BDDD, o investimento é de R\$ 102.180.023,82 para 440 kV e, em 500 kV, é de R\$ 127.592.057,40. Por fim, o arranjo DJM tem o custo em 440 kV e 500 kV de R\$ 82.936.572,89 e R\$ 101.759.787,74, respectivamente.

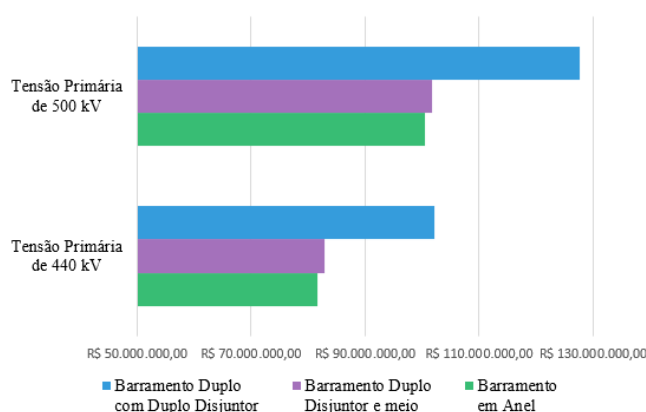
Verifica-se que o AN tem o menor investimento em custo, sendo uma diferença em relação ao BDDD de R\$ 20.591.118,47 e entre DJM de R\$ 1.347.667,54, para a tensão de entrada de 440 kV. No entanto, para o AN, não é recomendada a instalação de mais de cinco circuitos. Contudo, é possível e usual projetar inicialmente um AN e quando necessário mais de cinco circuitos, transformá-lo em um DJM.

Comparando o arranjo AN com o BDDD e o DJM, verifica-se que para o critério de flexibilidade operacional, o BDDD é melhor pontuado, enquanto para o critério de segurança do sistema o AN tem uma menor pontuação tanto em comparação com o BDDD quanto com o DJM. Assim, para os casos em que é possível optar por DJM ou AN, a instalação do barramento disjuntor e meio pode ser vantajosa, pois a diferença de custo é significativamente baixa, podendo compensar a longo prazo os benefícios de desempenho do arranjo de barramento disjuntor e meio.

Ao comparar os custos de implementação do BDDD e DJM, observa-se uma diferença de R\$ 19.243.450,93. Considerando as vantagens analisadas conforme mostra a Figura 3.1, o BDDD tem uma pontuação melhor nos critérios de segurança no sistema, disponibilidade durante manutenção e flexibilidade operacional do que o arranjo DJM. Assim, devido a essa diferença de custo ser significativa, é recomendado avaliar o quanto essas vantagens são importantes para o projeto da SE.

Portanto, se for apenas considerar o custo de implementação o arranjo AN se torna melhor, porém, é importante na fase inicial do projeto a ponderação de qual caminho é mais vantajoso a longo prazo e quais critérios são indispensáveis, especialmente se a subestação tem um plano de expansão futura.

Figura 3.3 - Custos de Implementação a 440 kV e 500 kV para AN, DJM e BDDD

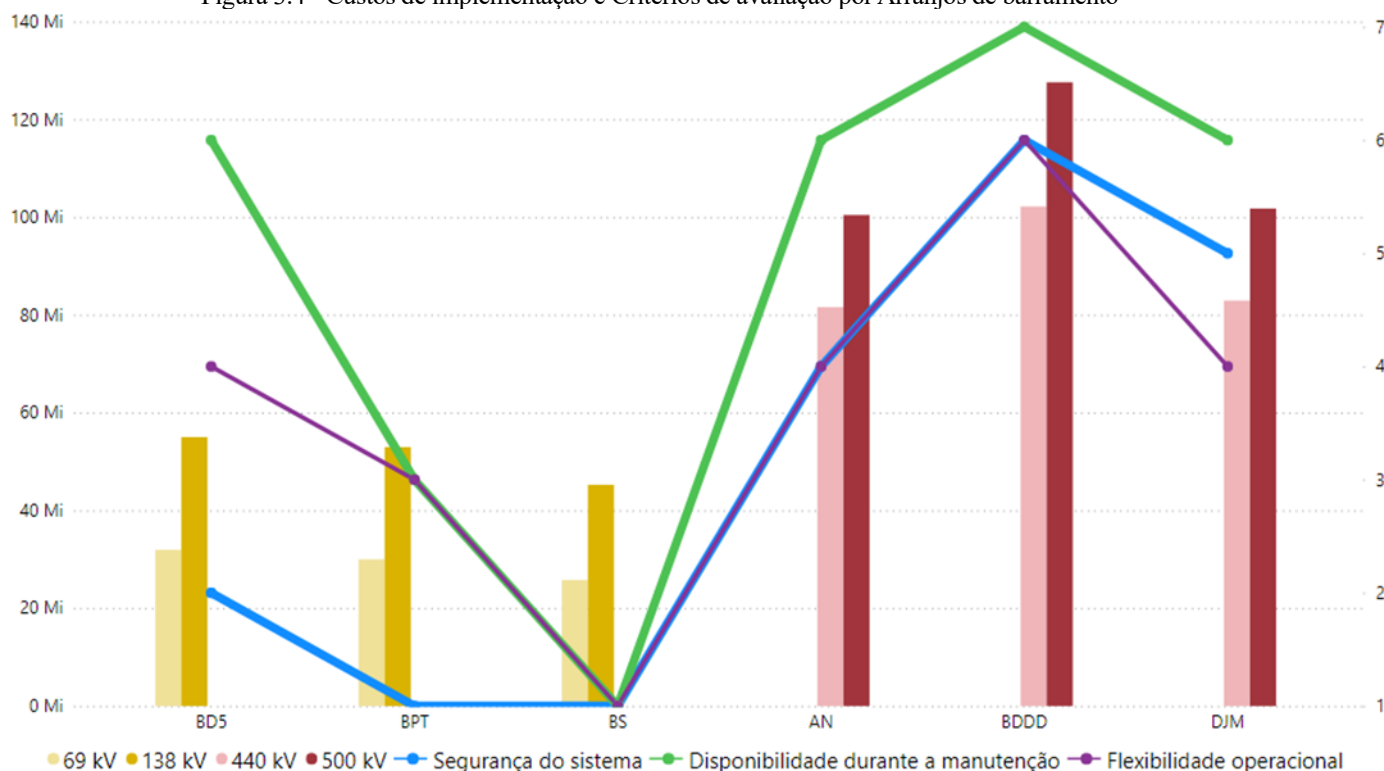


Fonte: Elaborado pelo autor.

Após a análise aprofundada de cada critério e a avaliação dos arranjos de barramento, torna-se evidente que cada configuração apresenta suas características distintas em relação aos padrões de segurança, flexibilidade operacional, disponibilidade de manutenção e custos associados à implementação. É destacado que os arranjos BDDD, AN e DJM emergiram como opções que oferecem maior segurança, disponibilidade e flexibilidade operacional.

Por outro lado, o arranjo BS, apresenta custos iniciais mais baixos e revelou-se mais limitado em termos de segurança e flexibilidade operacional. Recomenda-se sua aplicação em SEs de menor complexidade, onde a interrupção do serviço durante manutenções programadas é aceitável. Na Figura 3.4 é apresentada a análise qualitativa e os custos de implementação para os arranjos estudados.

Figura 3.4 - Custos de implementação e Critérios de avaliação por Arranjos de barramento



Fonte: Elaborado pelo autor.

Trata-se de um gráfico que exibe os custos para as tensões primárias de 69 kV, 138 kV, 440 kV e 500 kV, juntamente com a pontuação dos critérios qualitativos associados a cada arranjo de barramento.

Concluindo então que a escolha do arranjo de barramento ideal deve ser guiada pelas necessidades específicas de cada SE. Portanto, é recomendado a classificação da subestação em uma das categorias tais como, SE de transformação, SE de manobra ou SE de geração, e assim, atribuir diferentes pesos aos critérios da metodologia com base nessas categorias. Isso conecta a seleção do arranjo de barras à função específica da subestação no sistema de potência. Em uma subestação de geração de alta capacidade, o critério de Segurança no Sistema, deve ser mais ponderado, pois é necessário garantir o fornecimento durante o maior tempo possível, enquanto em uma subestação de manobra, a Flexibilidade Operacional pode ter uma importância maior.

A Tabela 2.4, que resume os arranjos das subestações segundo o nível de tensão, justifica os critérios de configuração de barras estabelecidos pelo ONS. Destaca que, à medida que a classe de tensão aumenta, as exigências de segurança no sistema e disponibilidade também aumentam, arranjos que cumprem de forma mais eficiente esses critérios se destacam em classes de tensão mais altas.

4 CONCLUSÃO

Este estudo teve como objetivo apresentar critérios para orientar a avaliação e comparação de configurações de SEs, por meio de um processo quantificável apropriado para atender às necessidades específicas de cada SE, adotando a configuração de barramento mais eficiente para o tipo de instalação.

O trabalho definiu e descreveu os arranjos de barramentos clássicos e mais utilizados para SEs, que foram então usados para a aplicação da metodologia.

A abordagem metodológica desse trabalho baseou-se na avaliação de três fatores fundamentais que influenciam a configuração da SE: segurança do serviço, analisando a configuração da SE em termos de disponibilidade de fornecimento à rede; disponibilidade durante a manutenção, examinando a capacidade da configuração da SE de manter os circuitos energizados durante a manutenção de chaves seccionadoras e disjuntores; e flexibilidade operacional, analisando a capacidade do arranjo da SE de permitir a reorganização dos circuitos ou que a SE seja dividida em duas ou mais partes.

Aos três critérios de análise qualitativos foram atribuídos um sistema de pontuação para compará-los em relação a cada uma das configurações de barra. Assim, foi gerada uma matriz de classificação objetiva, considerando todas as classificações e pontuações das diversas configurações que são utilizadas em diferentes aplicações. Essa matriz pode ser utilizada como auxílio em um processo de decisão, durante a seleção ou otimização de uma configuração de barramento de uma SE. É importante destacar que a matriz deve ser usada apenas como diretriz e não de maneira dogmática.

Além disso, foi realizado uma avaliação de custo de implementação, adotando a metodologia para custos de implementação utilizada pela ANEEL em seu simulador de orçamento para SEs e linhas de transmissão. Essa metodologia é baseada em modulação da SE.

Além dos quatro critérios discutidos nesse trabalho, é necessário que reconheça que existem implicações técnicas específicas relacionadas ao projeto e às necessidades de cada SE planejada. A escolha da tecnologia de instalação, como módulos compactos, convencionais, isolados a gás SF_6 ou híbridos, e a consideração da área disponível para instalação são exemplos desses aspectos não detalhados neste estudo, mas que desempenham um papel vital no projeto específico, devendo ser considerados pelo projetista.

Portanto, a principal contribuição deste trabalho é proporcionar aos engenheiros uma ferramenta adicional na escolha do esquema de barramento mais adequado para uma SE. Com a aplicação da metodologia, foi possível verificar que cada configuração apresenta suas características em relação aos padrões de segurança, flexibilidade operacional, disponibilidade de manutenção e custos associados à implementação. Observando que conforme a tensão aumenta, as exigências de segurança no sistema e disponibilidade também crescem. Configurações mais eficientes nesses critérios se destacam em classes de tensão mais elevadas.

REFERÊNCIAS

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2023: ANO BASE 2022. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2023, p. 5-65, jan./jun. 2023.

MONTEIRO, Paulo Roberto Duailibe; MIRANDA, Jullia Mercedes. Arranjo de subestação: um estudo de revisão bibliográfica. *Research, Society and Development journal*, Rio de Janeiro: RSD, v. 10, n. 14, p. 12, 2021. Disponível em: <<https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/download/21805/19592/264679>>. Acesso em: 15 abr. 2023.

VIOLIN, Airton; D'AJUZ, Ary; LACORTE, Marta. Equipamentos de Alta Tensão – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas: Subestações de Alta Tensão. Brasília:Teixeira, 2013. 934 p.

NORMA BRASILEIRA NBR 5460:1992 - SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), p. 1-63, abr. 1992.

MONTEIRO, Paulo Roberto Duailibe. *Introdução à subestação e seus principais equipamentos*. Seven Editora.

MAMEDE, João. Subestações de Alta Tensão. Rio de Janeiro: LTC, 2021. 406 p.

PROCEDIMENTOS DE REDE - SUBMÓDULO 2.6 - REQUISITOS MÍNIMOS PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2022, p. 1-25, ago. 2022.

PROCEDIMENTOS DE REDE. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Disponível em: <<http://www.ons.org.br:80 /páginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 6 nov. 2023.

CORSSEN, Carlos Larrain. Avaliação de índices de confiabilidade em subestações. Santa Catarina, 1979. 149 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 1979, Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/74887>>. Acesso em: 30 out. 2023.

LINGNER, Gerd; ESTEBAN, Antonio Sánchez; TWOMWY, Colm; MORTENSEN, Erik; COLOMBO, Enrico; OLOVSON, Hans-Erik; ABDALLA, Hanna; SOGAARD, Kim; CURRO, Laurie; KOENIG, Philp. Circuit Configuration Optimization. CIGRÉ – Technical Brochures, Comitê Internacional: CIGRÉ Editora, n. 585, 2014. Disponível em: <<https://www.e-cigre.org/publications/detail/585-circuit-configuration-optimization.html>>. Acesso em: 31 out. 2023.

DESPACHO ANEEL N° 3.246 DE 16 DE NOVEMBRO DE 2022. Rio de Janeiro: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), p. 1-82, nov. 2022.

DIVISÃO DE ENGENHARIA DE TRANSMISSÃO - ELETROBRÁS S/A E AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – (ANEEL). Diretrizes para Elaboração de Orçamento de Subestações. São Paulo, 2005. 189 p.

ORÇAMENTO BANCO DE PREÇO. Rio de Janeiro: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em: <<https://bprsimulador.aneel.gov.br/#>>. Acesso em: 1 nov. 2023.