

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Milena Trentin Zonin

**METODOLOGIA PARA ACELERAR ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA
EXPANSÃO DE REDES DE TRANSMISSÃO PELA REDUÇÃO DE
POSSIBILIDADE DE CONEXÕES**

Santa Maria, RS
2023

Milena Trentin Zonin

**METODOLOGIA PARA ACELERAR ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO
DE REDES DE TRANSMISSÃO PELA REDUÇÃO DE POSSIBILIDADE DE CONEXÕES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS),
como requisito parcial para obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica .

Orientador: Prof. Mauricio Sperandio

Santa Maria, RS
2023

Milena Trentin Zonin

**METODOLOGIA PARA ACELERAR ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO
DE REDES DE TRANSMISSÃO PELA REDUÇÃO DE POSSIBILIDADE DE CONEXÕES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS),
como requisito parcial para obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica .

Aprovado em 10 de novembro de 2023:

Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Vinicius Jacques Garcia, Dr. (UFSM)

Leonardo Nogueira Fontoura da Silva, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS
2023

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família que pode me proporcionar o privilégio de estudar e tornar o diploma de graduação uma realidade, agora, possível, aos que não mediram esforços e que fazem deles os meus sonhos. Também agradeço o privilégio de poder usufruir de todas as oportunidades que uma Universidade Pública, gratuita e de qualidade apresenta. Espero um dia conseguir retribuir o investimento.

RESUMO

METODOLOGIA PARA ACELERAR ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE REDES DE TRANSMISSÃO PELA REDUÇÃO DE POSSIBILIDADE DE CONEXÕES

AUTORA: Milena Trentin Zonin

Orientador: Mauricio Sperandio

O planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica é um problema combinatório grande que requer a análise de muitas opções. Essa característica dificulta a automatização desse processo, de modo que se faça necessário o conhecimento de profissionais com experiência na área que sejam capazes de filtrar as alternativas viáveis. Este trabalho apresenta uma metodologia inicial para reduzir o número de conexões possíveis. Isso é feito através da redução do conjunto de barras avaliadas para construir novas conexões utilizando Teoria de Grafos, empregando os conceitos de grau, conjunto independente e conjunto dominante. A metodologia foi desenvolvida em linguagem Python e foi aplicada na porção de 525 kV de uma versão simplificada do Subsistema Sul de Transmissão do Sistema Interligado Nacional brasileiro, junto de uma análise elétrica, feita com o ANAREDE do Cepel, e econômica para seleção da solução entre as alternativas de expansão encontradas.

Palavras-chave: Transmissão. Planejamento. Expansão. Teoria de grafos. Grau. Conjunto independente. Conjunto dominante.

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR ACCELERATING TRANSMISSION NETWORK EXPANSION PLANNING STUDIES THROUGH CONNECTIONS POSSIBILITY REDUCTION

AUTHOR: Milena Trentin Zonin

ADVISOR: Mauricio Sperandio

The electric network transmission expansion planning is a big combinatorial problem that requires the analysis of too many options. That makes the automation of this process difficult, requiring the expertise of experienced professionals who can filter the feasible solutions. This work presents an initial methodology to reduce the number of possible connections. It was done through the bus set reduction evaluated to build new connections using Graph Theory, employing the concepts of degree, independent set, and dominating set. The methodology was developed in Python and applied in the 525 kV portion of a South Transmission Subsystem simplified version from the Brazilian National Interconnected System (SIN). Also, an electrical analysis was performed using ANAREDE by Cepel, as well as an economical evaluation for selecting a solution among the reduced expansion alternatives.

Keywords: Transmission. Planning. Expansion. Graph theory. Degree. Independent set. Dominating set.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquemático simplificado de um sistema elétrico de potência.	14
Figura 2 – Esquemático do sistema de geração-transmissão-distribuição.	15
Figura 3 – Linha de transmissão.	16
Figura 4 – Relações de custo, potência e distância.	18
Figura 5 – Fluxograma do processo típico do planejamento de um sistema de transmissão.	22
Figura 6 – Diagrama para o estudo de expansão da transmissão.	23
Figura 7 – Fluxo geral do processo de planejamento da transmissão no Brasil.	26
Figura 8 – Processo de elaboração do R1.	27
Figura 9 – Processo de elaboração dos demais estudos que subsidiam a elaboração do PET.	28
Figura 10 – Exemplo de representação do sistema de transmissão na forma de grafo.	30
Figura 11 – Representação de um grafo.	31
Figura 12 – Representação de um pseudo-grafo.	31
Figura 13 – Conjuntos independentes ou estáveis no grafo de Petersen.	32
Figura 14 – Casas dominadas pela rainha Q.	33
Figura 15 – Conjuntos dominantes e independentes em um grafo.	34
Figura 16 – Fluxograma da metodologia desenvolvida.	39
Figura 17 – Fluxograma para avaliação das possíveis conexões.	43
Figura 18 – Subsistema de Transmissão Sul Brasileiro simplificado, os nós em azul representam as subestações, as linhas em verde são de 230 kV e as vermelhas de 525 kV.	45
Figura 19 – Um grafo para o Subsistema de Transmissão Sul Brasileiro simplificado. .	46
Figura 20 – Representação das etapas da metodologia aplicada ao sistema teste. ...	47
Figura 21 – Porção de 525 kV do Subsistema de Transmissão Sul Brasileiro simplificado com novas conexões possíveis representadas em laranja.	53

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Uso de teoria de grafos na literatura do planejamento da expansão da transmissão.	35
TABELA 2 – Dados de conexão do sistema teste.....	40
TABELA 3 – Coordenadas geográficas das subestações do Subsistema de Transmissão Sul Brasileiro simplificado.	42
TABELA 4 – Parâmetros elétricos das novas linhas.....	49
TABELA 5 – Arestas propostas e suas respectivas distâncias.	52

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Análise de custo-benefício sumarizada.	54
Quadro 2 – Análise de contingência sumarizada.	54

LISTA DE ABREVIATURAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
EAT	Extra Alta Tensão
UAT	Ultra Alta Tensão
SE	Subestação

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GET	Grupo de Estudo de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PDE	Plano Decenal de Expansão
PDET	Plano Decenal de Expansão da Transmissão
PEP	Plano de Expansão Planejado
PET	Plano de Expansão da Transmissão
PMU	<i>Phase Measurement Unit</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1	O SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	14
2.2	TRANSMISSÃO EM CORRENTE ALTERNADA	16
2.2.1	Fluxo de potência ativa e estabilidade	16
2.2.2	Capacidade e custos de transmissão	17
2.2.3	Confiabilidade dos sistemas de potência	19
2.3	O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	20
2.3.1	Horizonte de planejamento	21
2.3.2	Técnicas tradicionais de planejamento do sistema de transmissão	21
2.3.3	O planejamento da expansão da transmissão no Brasil	24
2.3.3.1	Relatório R1: Estudos para concepção da expansão da transmissão	28
2.4	TEORIA DE GRAFOS	30
2.4.1	Grafo	31
2.4.2	Grau de um vértice	32
2.4.3	Conjuntos independentes	32
2.4.4	Conjuntos dominantes	33
2.5	LITERATURA DISPONÍVEL	34
3	METODOLOGIA	38
3.1	EXECUÇÃO	44
3.2	SISTEMA TESTE	44
3.3	METODOLOGIA APLICADA AO SISTEMA TESTE	45
3.4	ANÁLISE ELÉTRICA E DE CUSTO-BENEFÍCIO	49
3.4.1	Análise de perdas	49
3.4.2	Análise de contingência	50
4	RESULTADOS	52
5	CONCLUSÃO	56
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57
	APÊNDICE A – DADOS DE ENTRADA PARA O BANCO DE PREÇOS DE REFERÊNCIA DA ANEEL	62

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos evoluíram ao longo das décadas passando de configurações caracterizadas por pequenos geradores, atendendo um conjunto local de consumidores, para extensas redes interconectadas, servindo regiões ou, até mesmo, países. No contexto brasileiro, onde a nação possui magnitudes continentais e forte potencial de aproveitamento de geração renovável, buscam-se recursos energéticos cada vez mais longe dos centros consumidores do país.

Para que a energia gerada por esses sistemas remotos seja escoada até os centros consumidores, compostos pelas capitais e cidades mais populosas acerca e ao longo do litoral do Brasil, é necessário um sistema de transmissão robusto e preparado para suportar contingências. O problema do planejamento da expansão da transmissão está em determinar os caminhos para transmissão da energia entre subestações (SEs) novas ou existentes com o menor custo.

Além disso, também devem ser determinadas as características dessas subestações, como nível de tensão, número de circuitos, tipo de condutor, etc. Ainda, os custos de operação e investimento devem ser minimizados, incluindo o custo da perda de potência transmitida durante o período de operação. A minimização desses custos devem, da mesma forma, levar em conta distintas restrições de operação que devem ser satisfeitas durante condições normais e em cenários de contingência.

Nesse contexto, este trabalho foca em modificar o fluxo de potência ao longo das linhas de transmissão ao invés de construir novas centrais geradoras ou subestações. Busca-se propor novas linhas para melhorar a eficiência do fluxo de potência sob a ótica da redução de perdas. A abordagem adotada considera somente a implantação de novas linhas de transmissão em locais sensíveis do sistema, o que se torna bastante atrativo do ponto de vista de custo.

Inicialmente, analisar todas as possibilidades de conexão implica em analisar um número bastante expressivo de conexões. Considerando a construção de uma linha entre duas barras de um sistema com n barras, existem $(n \cdot (n - 1))/2$ conexões possíveis nesse sistema. Quando se tratam de sistemas extensos, o número de alternativas é muito alto e, junto das otimizações para configuração das linhas de transmissão e desenvolvimento dos seus estudos elétricos, demandam muito tempo de análise.

No sistema de 32 barras utilizado como teste para a metodologia aqui desenvolvida, seriam 496 possibilidades a serem avaliadas, caso todas as alternativas de conexão fossem consideradas. Entre todas as opções de ligação, podem ser destacadas limitações práticas que podem inviabilizar a construção de novas linhas nas subestações, como: não possuir mais espaço na barra da subestação para novas conexões, a SE não necessitar realmente de reforço ou o reforço em questão não beneficiar o sistema como um todo. Ade-

mais, também podem existir possíveis conexões entre subestações muito distantes uma da outra, onde construir uma nova linha seria muito caro tanto financeiramente quando em relação às perdas.

Se a rede de transmissão for modelada como um grafo utilizando a Teoria de Grafos, as subestações são vistas como os vértices, enquanto as linhas de transmissão como as arestas. Considerando esses aspectos, o presente trabalho apresenta uma metodologia com intuito de acelerar estudos de planejamento da expansão da transmissão através da redução do conjunto de vértices avaliados para construir novas conexões. Essa redução foi feita utilizando medidas da Teoria de Grafos que são relacionadas a cada vértice e, também, em conjuntos de associação entre os vértices do sistema.

Nesse sentido, as buscas realizadas ressaltam a ausência de uma metodologia explícita para a eleição de novas linhas de transmissão ou subestações candidatas a expansão no Brasil. Assim, pode-se afirmar que as decisões tomadas no planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional são baseadas no conhecimento do Sistema pelo setor de planejamento e, possivelmente, em dados de histórico de falhas. Desse modo, nota-se a relevância da realização de trabalhos que busquem soluções propondo maneiras de selecionar novas conexões candidatas a expansão.

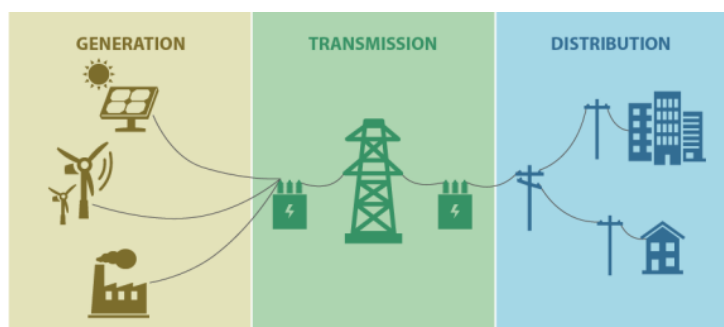
Nos capítulos a seguir, serão apresentados uma revisão sobre o problema de planejamento da expansão do sistema de transmissão e alguns conceitos relevantes de sistemas de potência empregados no trabalho. Além disso, serão apresentadas as concepções aplicadas da Teoria de Grafos, seguidas de uma análise da literatura encontrada sobre planejamento da expansão da transmissão utilizando Teoria de Grafos. Posteriormente, a metodologia desenvolvida e o sistema teste empregado serão apresentados, seguidos por uma análise de perdas e de contingência. Por fim, apresentam-se os resultados obtidos e as considerações finais, seguidos das referências bibliográficas utilizadas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Fig. 1 representa a estrutura genérica de um sistema de energia elétrica constituído pela geração, transformadores, linhas de transmissão e alimentadores de distribuição. Na Fig. 2 é apresentado um esquemático mais detalhado, onde são representadas plantas de geração indicadas pela letra G e as subestações indicadas pelos quadrados. As SEs são interconectadas através do sistema de transmissão e sub-transmissão até alcançarem os centros de consumo, cujos transformadores são representados pelos triângulos na mesma figura.

Figura 1 – Esquemático simplificado de um sistema elétrico de potência.



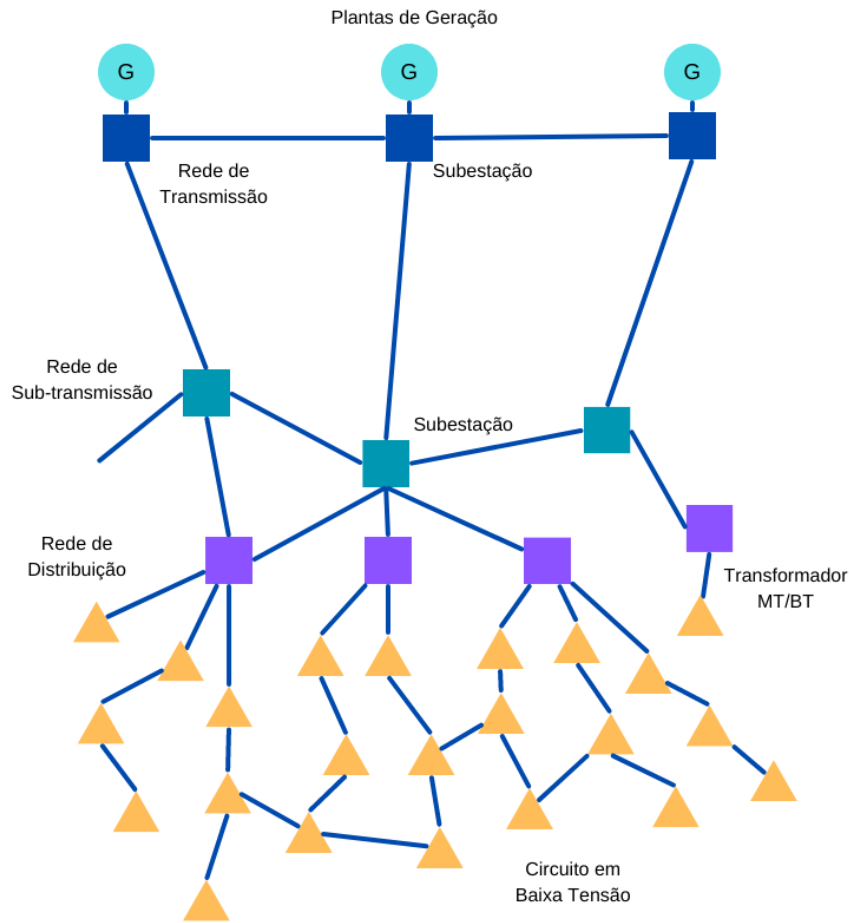
Fonte: (Ashley J. Lawson, 2019).

Os geradores transformam a energia mecânica das diversas fontes utilizadas em energia elétrica e injetam a potência gerada nas linhas de transmissão. Para minimizar as perdas ôhmicas, a transmissão é feita em tensões elevadas, geralmente a partir de 230 kV. Os níveis de tensão da transmissão dependem das experiências no setor dentro de cada país ou, até mesmo, região, segundo Seifi e Sepasian (2011).

Além disso, os geradores não operam nas mesmas tensões da transmissão por limitações físicas e de isolamento elétrico, funcionando geralmente com tensões de 10 kV a 30 kV, de acordo com Monticelli e Garcia (2011). Para que seja possível a injeção da potência gerada por eles na rede, são utilizados transformadores elevadores, que cumprem a função de transformar a potência em nível de geração para o nível de tensão da transmissão. Esses transformadores ficam alocados nas subestações e, como consequência do aumento da tensão, o nível de corrente diminui, reduzindo, assim, as perdas resistivas no transporte da energia.

Cerca dos centros consumidores, a potência entregue geralmente não pode ser consumida no mesmo nível de tensão em que foi transmitida, fazendo-se necessário outro

Figura 2 – Esquemático do sistema de geração-transmissão-distribuição.



Fonte: Adaptado de Leão (2009).

posto de transformação com função rebaixadora. Nessa etapa, as correntes aumentam novamente com a redução do nível de tensão, aumentando as perdas. Entretanto, como isso ocorre próximo das cargas é considerado aceitável. A partir desse ponto, as subestações transformadoras são os próprios transformadores vistos cerca de nossas casas na rede de distribuição, onde entregam a energia para o consumo. A cada transformador, representado pelo triângulo na Fig. 2, estão conectados muitos consumidores, ou seja, muitas cargas.

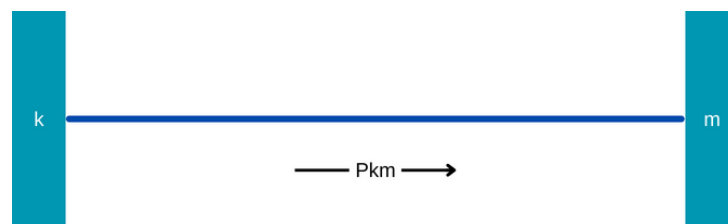
A facilidade de alterar os níveis de tensão através de transformadores é provavelmente o maior atrativo dos sistemas em corrente alternada (CA), e isso justifica sua ampla utilização de acordo com Monticelli e Garcia (2011). Entretanto, para longas distâncias a transmissão em corrente contínua (CC) torna-se uma alternativa atraente. Nesse caso, como tanto a geração quanto a distribuição são feitas em CA, nos sistemas que utilizam CC é necessário que se incorporem retificadores, que convertem a tensão CA para CC, e inversores, que realizam a transformação inversa. Este trabalho mantém o foco nos sistemas de transmissão em CA.

2.2 TRANSMISSÃO EM CORRENTE ALTERNADA

2.2.1 Fluxo de potência ativa e estabilidade

A Fig. 3 mostra o diagrama unifilar de uma linha de transmissão CA ligando as barras k e m . Para sistemas de transmissão em extra e ultra alta tensões (EAT e UAT), o fluxo de potência ativa é determinado pela diferença entre as fases das tensões das barras terminais, conforme Monticelli e Garcia (2011).

Figura 3 – Linha de transmissão.



Fonte: Adaptado de Monticelli e Garcia (2011).

De acordo com Monticelli e Garcia (2011), uma boa aproximação para o fluxo de potência ativa é dado pela equação 2.1, onde P_{km} é a potência ativa que flui de k para m , V_k e V_m são as magnitudes das tensões em cada barra, θ_{km} é o ângulo entre V_k e V_m , representando a abertura angular da linha, enquanto x_{km} é a reatância da linha de transmissão. Considerando que as magnitudes das tensões nas barras são muito próximas da tensão nominal da linha, ou seja, 1 p.u., e que as aberturas angulares são muito pequenas, P_{km} pode ser descrito de acordo com a equação 2.2.

$$P_{km} \cong \frac{|V_k||V_m|}{x_{km}} \cdot \sin \theta_{km} \quad (2.1)$$

$$P_{km} \cong \frac{\theta_{km}}{x_{km}} \quad (2.2)$$

Assim, o fluxo de potência ativa recai no quociente do ângulo de abertura pela reatância da linha. Pode-se entender, então, que existe uma fonte de tensão estável e constante que faz com que haja fluidez de corrente somente quando ocorre decréscimo de potencial, vendo o sistema como uma impedância. Para o fluxo de potência ativa em CA, esse decréscimo de potencial é representado pela abertura angular entre a barra de referência e a final.

Essa relação ressalta a importância do controle sobre a abertura angular da linha, uma vez que a potência transmitida depende diretamente desse parâmetro. Para que exista um fluxo de potência estável, é necessário que a relação entre abertura e reatância seja, também, estável. Entretanto, o sistema elétrico é uma rede complexa e dinâmica,

constantemente sujeita a diferentes tipos de distúrbios, conforme Kundur (1994).

Para Gönen (2009), a estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como a habilidade com que as máquinas síncronas desse sistema respondem a um distúrbio frente a condição de operação normal, com o objetivo de retornar novamente à condição normal. Sabe-se que a estabilidade pode ser melhorada com a redução da reatância indutiva, que é predominante, entre os geradores e o restante do sistema. Gönen (2009) também afirma que o uso de linhas adicionais, agrupamento de condutores e capacitores série podem gerar esse resultado.

No escopo das linhas de transmissão, a estabilidade pode ser comprometida quando há perda de operação de usinas geradoras, de linhas que conectam a geração ou uma subestação, de outras linhas no trajeto de transmissão, e, também, quando há faltas em equipamentos ou má atuação da proteção nesse trajeto, de acordo com Kundur (1994). Esses tipos de ocorrências caracterizam contingências avaliadas como extremas para a estabilidade da rede.

Em caso de operação assíncrona dos geradores, correntes de grandes magnitudes podem fluir de um gerador para o outro através da sua interconexão pelas linhas de transmissão. Isso ocasiona transferência de potência oscilante entre geradores, o que acarreta instabilidade no sistema. Conforme Gönen (2009), nessa situação, os relés de proteção detectam essas grandes correntes, abrindo os disjuntores ao longo da rede, podendo causar perda completa do fornecimento de energia.

Assim, as condições de estabilidade afetam diretamente as condições de fornecimento de energia, impactando no funcionamento geral do sistema e na qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de transmissão. Em cenários de contingência, é essencial a existência dos planos de operação considerando caminhos alternativos que possam dar continuidade ao fornecimento de forma estável. Sob o aspecto da estabilidade do fluxo de potência, nota-se a importância do planejamento das rotas de transmissão de energia de um sistema.

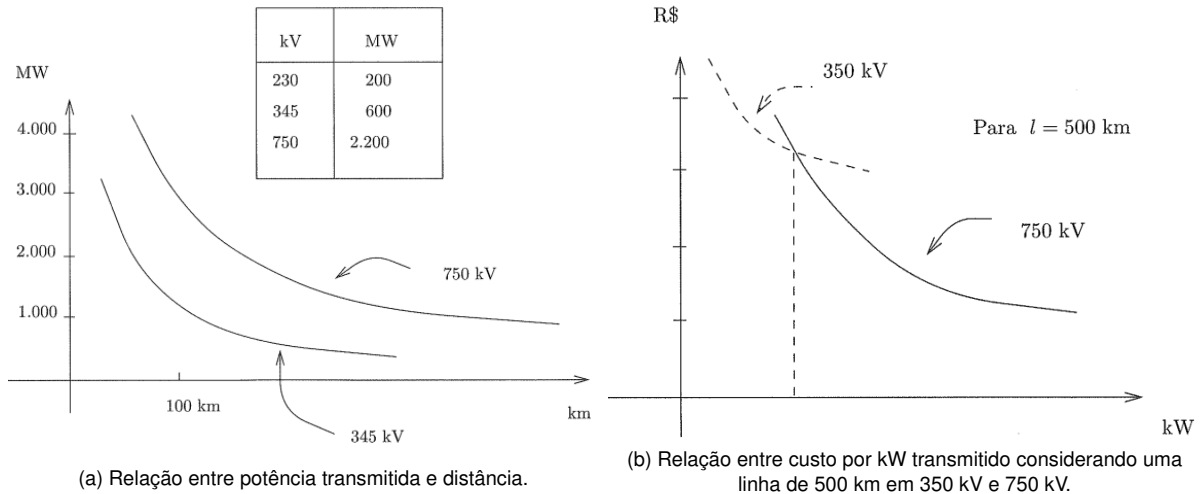
2.2.2 Capacidade e custos de transmissão

Observando apenas a equação 2.1, além de θ_{km} ser tão maior que x_{km} para transmitir determinada potência, existe um limite máximo para a abertura angular, teoricamente 90°. No entanto, segundo Monticelli e Garcia (2011), o limite prático é bem menor. Fixando um valor limite para θ_{km} , a potência máxima que pode ser transmitida diminui com o aumento da reatância, que por sua vez cresce com o comprimento da linha.

Logo, a capacidade de transmissão varia conforme a distância, como na Fig. 4a. Nota-se que até cerca de 100 km a capacidade de transmissão é aproximadamente linear. Depois, com o aumento do comprimento da linha, maiores níveis de tensão são mais

atrativos pela maior quantidade de potência transferida. Pensando na equação 2.1, se V_k e V_m tem magnitudes praticamente iguais, pode-se dizer que a capacidade de transmissão varia com o quadrado da tensão nominal, justificando o uso de tensões mais altas, de acordo com Monticelli e Garcia (2011).

Figura 4 – Relações de custo, potência e distância.



Fonte: (MONTICELLI; GARCIA, 2011).

Considerando uma linha de 500 km, pode-se notar na Fig. 4b que para maiores potências, a transmissão em tensões mais altas, 750 kV no caso do exemplo, é mais vantajosa economicamente. Por outro lado, para pequenas potências, o custo por kW é menor em tensões de transmissão mais baixas.

Para Monticelli e Garcia (2011), os custos da transmissão são constituídos por custos fixos e custos variáveis. Os custos fixos são relacionados aos investimentos em equipamentos, e, no caso de novas linhas, ao seu custo de construção, enquanto os variáveis às perdas da transmissão. Quando se pensa na potência que flui de uma barra para outra no sistema, nem toda a potência gerada é entregue para consumo em função das perdas inerentes às características construtivas dos condutores. Desse modo, existe potência que é perdida ao longo da linha, o que representa, além de uma perda elétrica, uma perda em termos monetários.

Nesse sentido, é muito importante atentar ao custo-benefício das alternativas avaliadas durante o planejamento de novas linhas de transmissão. Em relação ao custo das perdas de potência do ponto de vista da transmissora, estima-se anualmente um custo de energia perdida multiplicado pela quantidade de anos que a linha estará em operação sob concessão Gönen (2009). Assim, torna-se possível avaliar economicamente a quantidade de perdas. De fato, quanto menor as perdas de potência, que dependem da impedância da linha, menor será o custo de operação, fazendo com que a construção de linhas mais curtas seja mais atrativa quando somente esse aspecto for analisado.

2.2.3 Confiabilidade dos sistemas de potência

Para Billinton e Allan (1996), o objetivo primário dos sistemas de potência tem sido fornecer energia elétrica de modo confiável e econômico aos consumidores. Devido a sua extensão, interconexões, imprevisibilidade e suscetibilidade a distúrbios diversos que podem provocar descontinuidade no fornecimento, são adotados elementos redundantes na configuração do sistema. Essa prática procura assegurar fornecimento contínuo adequado em caso de falhas, de interrupções forçadas e da remoção de elementos para manutenção programada.

O grau de redundância deve ser compatível com o requisito de ser tão econômico quanto possível. Segundo Billinton e Allan (1996), a probabilidade de consumidores serem desconectados por alguma razão pode ser reduzida com o aumento de investimentos durante a fase de planejamento, operação ou ambos. Mas qual a quantidade adequada de investimentos em redundância? Em excesso, o ônus dos custos de operação recaem sobre a tarifa do consumidor, por outro lado, se forem escassos, a confiabilidade será comprometida.

Várias técnicas e critérios de projeto, planejamento e operação foram desenvolvidos para esse tipo de problema que é bastante reconhecido, uma vez que as restrições econômicas e de confiabilidade são de difícil decisão. De acordo com Billinton e Allan (1996), inicialmente, os critérios utilizados eram todos determinísticos, ou seja, considerando eventos previsíveis no sistema, como: crescimento da demanda máxima de energia, fazendo-se necessário um planejamento da capacidade de geração, maior demanda de carga que a esperada, de modo a considerar uma margem para a capacidade de operação ou, ainda, ter mais de um circuito disponível para o mesmo grupo de carga conforme sua demanda de energia, conhecido como critério $(n - 1)$ ou $(n - 2)$, dependendo da quantidade de redundância. O cumprimento desse critério está diretamente relacionado com o planejamento da capacidade da rede.

Embora esses critérios funcionem, sua principal debilidade é que não podem levar em conta o comportamento naturalmente estocástico do sistema, das demandas dos consumidores e das falhas de componentes. Conforme Billinton e Allan (1996), no caso do sistema de transmissão, sabe-se que a taxa de falha em uma linha, por exemplo, depende do comprimento, projeto, localização e do ambiente em que está inserida, de modo que mesmo utilizando um critério $(n - 1)$ ou $(n - 2)$, permanece suscetível a distúrbios não previsíveis.

Um dos aspectos pelos quais a confiabilidade de um sistema de potência é influenciada, de acordo com Schlabach e Rofalski (2008), é pela topologia ou estrutura fundamental de configuração do sistema. No caso de sistemas radiais, por exemplo, o consumidor é atendido somente por uma linha. Caso haja falha nesse trecho, o fornecimento de energia será interrompido até que seu reparo seja concluído.

Desse modo, verifica-se a importância da redundância para a confiabilidade de um

sistema elétrico e, principalmente, na transmissão, uma vez que é através dela que as maiores quantidades de potência gerada são escoadas para consumo, representando um elo crucial no sistema. Devido a sua exposição à distúrbios imprevisíveis de natureza diversa, é fundamental que existam caminhos alternativos pensados para assegurar o fornecimento contínuo de energia. Assim, mesmo que sujeito a eventos imprevistos, como falhas ou contingências, o sistema deve ter suficiente robustez para dar continuidade ao serviço de fornecimento.

2.3 O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

De acordo com Schlabbach e Rofalski (2008), o intuito do planejamento dos sistemas de potência é servir integralmente ao interesse dos consumidores de serem supridos com eletricidade. Conforme Seifi e Sepasian (2011), o planejamento dos sistemas de potência é um processo com objetivo de decidir onde inserir novos ou aplicar melhorias nos elementos do sistema de modo que satisfaçam de forma adequada futuras cargas em vista. Esses elementos podem ser geradores, subestações, linhas de transmissão, etc. Além de decidir onde alocar o elemento, também é necessário decidir quando instalá-lo e, também, que tipo de especificações esse equipamento deve conter.

O problema da expansão dos sistemas de transmissão está em determinar os caminhos pelos quais a energia pode ser escoada, tanto entre subestações existentes, como um reforço de rede, quanto entre novas subestações, sob o aspecto de ampliação do sistema, segundo Seifi e Sepasian (2011). O objetivo do planejamento da transmissão, de acordo com Gönen (2009), é desenvolver planos anuais para o sistema de transmissão baseado em sistemas existentes, carga futura e cenários de geração, restrições de direito de construção, custo de construção, capacidade da linha e critérios de confiabilidade.

A expansão do sistema de transmissão está diretamente relacionada com aumentar a sua confiabilidade, uma vez que se objetiva dar continuidade ao fornecimento de energia tendo em vista tanto a adição de futuras cargas quanto a adição de reforços no sistema. Nesse contexto, conforme Schlabbach e Rofalski (2008), o planejamento deve ser guiado pelo preceito: confiabilidade tão grande quanto necessária, projeto e operação tão econômicos quanto possível.

Com isso, além de determinar os caminhos, é necessário definir as características das linhas que os compõem, como nível de tensão, número de circuitos, tipo de condutor, entre outros aspectos diretamente relacionados com o custo-benefício do projeto, visando a minimização do investimento e do custo de operação.

2.3.1 Horizonte de planejamento

Um ponto importante que deve ser levado em conta em estudos de planejamento é a perspectiva de tempo. Em estudos de sistemas de potência, pode-se entender o estado atual do sistema como de *operação*, enquanto um estado futuro como de *planejamento*, segundo Gönen (2009). Quando são feitas as previsões de carga no horizonte de estudo adotado no planejamento da transmissão, considera-se uma escala em anos, pensando em todo o processo, que pode levar de 1 a 10 anos ou mais, desde os estudos necessários até a construção e disponibilidade do projeto para futura operação no final do horizonte adotado.

Entretanto, não há regra para especificar questões de planejamento de curto prazo ou longo prazo. Quando nota-se que o problema pode ser resolvido em menos de um ano, torna-se uma questão de planejamento de operação. De acordo com Gönen (2009), o termo *curto prazo* pode ser usado no caso da análise do sistema e inserção de novos equipamentos poder ser feita em um período relativamente curto de 1 a 3 anos. Mais que isso é considerado planejamento de *longo prazo*, principalmente na transmissão onde é possível prever o comportamento do sistema em períodos mais longos. Além disso, a instalação de novas linhas de transmissão ou usinas geradoras, por exemplo, são projetos complexos que devem ser decididos muito antes do tempo em que devem estar disponíveis para operação.

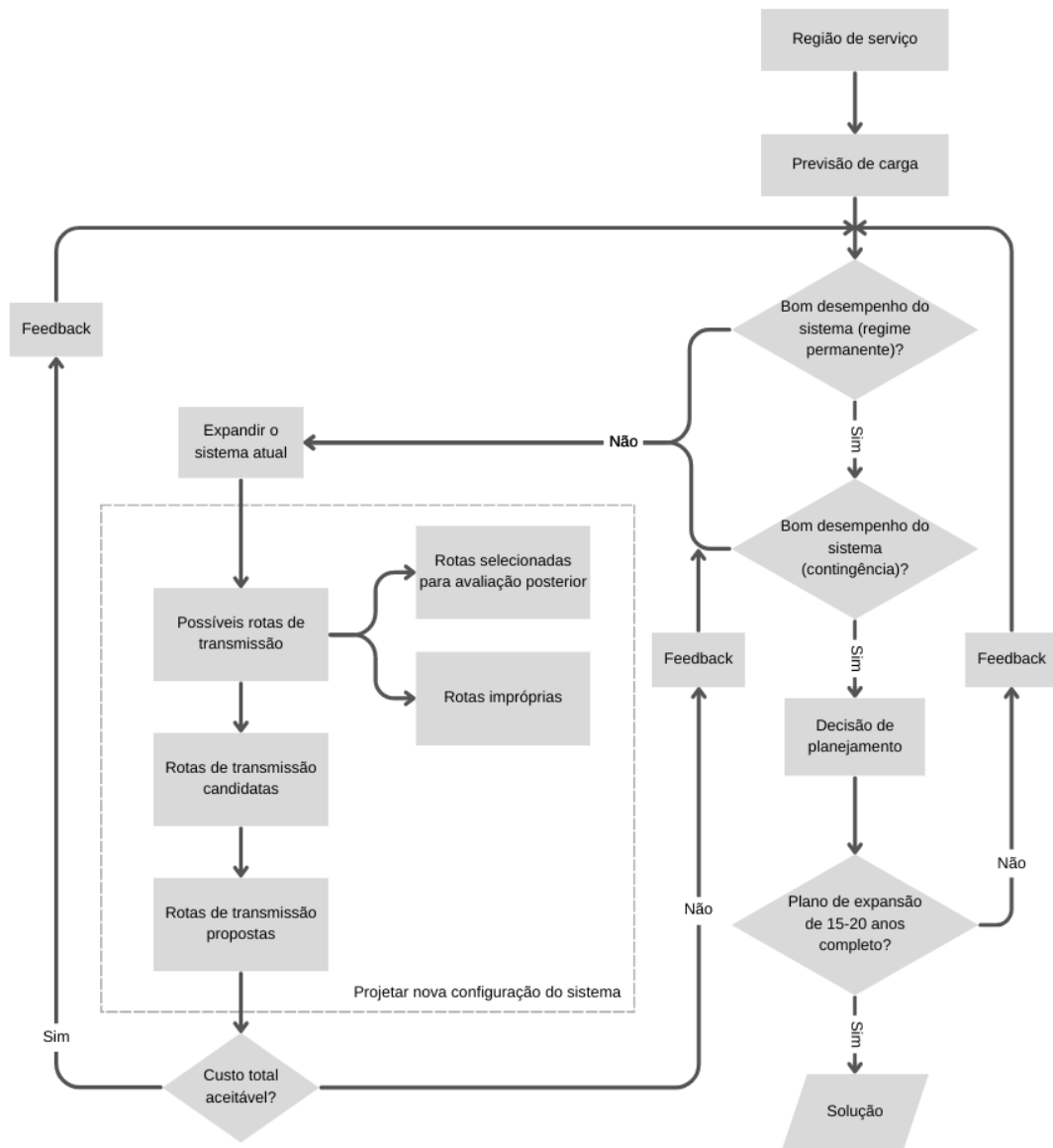
2.3.2 Técnicas tradicionais de planejamento do sistema de transmissão

A área de planejamento de sistemas de potência é bastante ampla. Em Seifi e Sepasian (2011) são apresentadas seis questões básicas no planejamento da expansão da transmissão, que podem ser incluídas nas etapas de coleta de dados e estudo de fluxo de carga. Essas questões incluem: a previsão de carga, o planejamento da expansão da geração, o planejamento da expansão das subestações, o planejamento da expansão da rede, o planejamento de potência reativa e o planejamento geral na presença de incertezas.

Como dito anteriormente, tendo em vista o objetivo de minimizar os custos de operação e de investimento a longo prazo envolvidos em prover um nível adequado de confiabilidade, considerando os impactos socio-ambientais, o processo de planejamento da transmissão pode ser representado pelo fluxograma da Fig. 5. Esse processo, de acordo com Seifi e Sepasian (2011), pode ser repetido para cada ano do horizonte de planejamento de longo prazo.

O processo de planejamento observado na Fig. 5 começa com o desenvolvimento de previsões de carga da demanda anual de pico para o sistema, para regiões e subestações atuais e futuras e pode, ainda, incluir novas áreas de serviço além das existentes,

Figura 5 – Fluxograma do processo típico do planejamento de um sistema de transmissão.



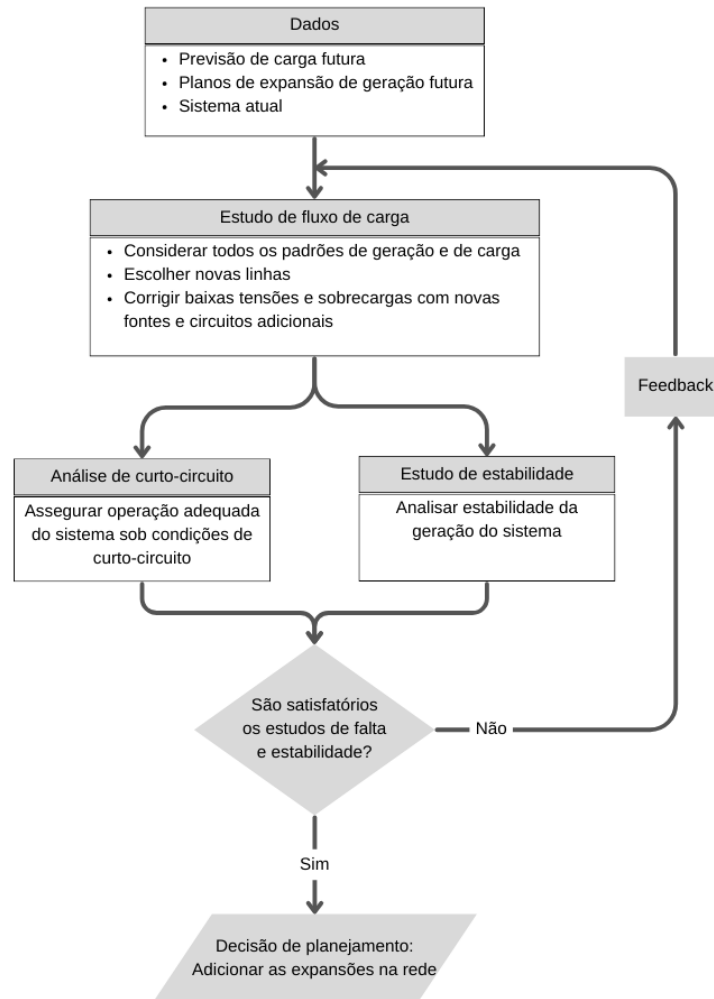
Fonte: Adaptado de Gönen (2009).

conforme Gönen (2009). Utilizando essas previsões, o desempenho do sistema é testado sob condições de contingência e em regime permanente. Se o desempenho for satisfatório nessas condições, parte-se para a decisão de planejamento envolvendo planos de expansão de longo prazo.

Se o desempenho não for satisfatório, parte-se para a expansão do sistema atual. Dessa forma, encontram-se alternativas que satisfaçam as novas condições de carga e o desempenho do sistema é testado novamente. Nesse caso, a expansão do sistema inclui outras etapas, representadas no diagrama da Fig. 6.

Neste trabalho, dentro da expansão da transmissão, preocupa-se com a etapa posterior à decisão de expandir o sistema atual, para projeto de uma nova configuração do sistema, destacadas na Fig. 5. O principal objetivo do estudo de expansão da transmis-

Figura 6 – Diagrama para o estudo de expansão da transmissão.



Fonte: Adaptado de Gönen (2009).

são, segundo Gönen (2009), é identificar os possíveis problemas em relação a condições de tensão não aceitáveis, sobrecarga das instalações, confiabilidade comprometida ou alguma falha do sistema de transmissão que prejudique seu desempenho.

Depois da etapa de encontrar os potenciais problemas que podem aparecer no sistema utilizando a previsão de carga, o responsável pelo planejamento deve desenvolver planos alternativos que além de prevenir os possíveis problemas, estejam de acordo com os objetivos de minimização de custo e confiabilidade a longo prazo, de acordo com Gönen (2009). Esse processo, dentro da etapa posterior a decisão de expandir o sistema atual, está representado na Fig. 6. Determinando a melhor configuração do sistema a partir dos estudos de fluxo de carga, parte-se para as análises de curto-circuito e de estabilidade para verificar o comportamento do sistema sob condições de falta.

As análises de curto-circuito são feitas com o objetivo principal de dimensionar os elementos de proteção do circuito, de modo que, em caso de falta, outros equipamentos do sistema possam ser desconectados de forma segura. Além disso, conforme Gönen

(2009), também auxilia a coordenar a atuação de religadores e estabelecer as configurações dos relés de proteção, no projeto de sistemas de aterramento, e em determinar forças eletromecânicas que afetam o sistema, entre outros parâmetros.

Já as análises de estabilidade se referem à *estabilidade transitória*, definida por Gönen (2009) como a habilidade do sistema manter a operação em sincronicidade depois de um distúrbio, geralmente uma falta. Se a falta não for eliminada rapidamente pelos disjuntores, os geradores do sistema, que são interconectados, não irão operar em sincronismo, ocasionando perda de fornecimento de energia por atuação da proteção conforme dito anteriormente. Por outro lado, as flutuações de frequência e potência de longa duração no sistema podem ocasionar apagões e caracterizam condições que influenciam a estabilidade em regime permanente.

Por fim, se forem satisfatórios os estudos de curto-circuito e estabilidade, as novas linhas ou elementos incorporados durante o estudo de expansão da transmissão são tomados como uma decisão de planejamento e serão adicionados ao sistema.

Nesse contexto, neste trabalho o que se deseja é encontrar novas rotas possíveis para a transmissão de energia na etapa de expansão do sistema. Uma metodologia distinta foi desenvolvida para eliminar alguns dos caminhos antes das análises em regime permanente e na presença de contingências, seguindo o fluxograma da Fig. 5. Ainda, são consideradas restrições para a escolha dos possíveis caminhos considerando critérios econômicos e de conectividade, que serão expostas na seção referente à metodologia desenvolvida.

2.3.3 O planejamento da expansão da transmissão no Brasil

No Brasil, as etapas necessárias para a implantação de uma nova linha de transmissão de energia no atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro, de acordo com Maduro-Abreu et al. (2010), são as seguintes:

1. Estudos para a expansão do sistema de transmissão.
2. Estudos de ampliações e reforços no sistema existente.
3. Realização de leilões de linhas de transmissão.
4. Contrato de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica.
5. Elaboração do projeto básico para atendimento dos requisitos do edital.
6. Construção e comissionamento.
7. Operação.

8. Remuneração do ativo de transmissão.

9. Manutenção.

No escopo deste trabalho estão os estudos para expansão, ampliação e reforços no sistema existente. Esses estudos, no Brasil, são realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A EPE define as alternativas de expansão do sistema e realiza estudos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade e sobretensões transitórias para avaliá-las.

As alternativas de expansão são propostas de alteração na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Integram a Rede Básica do SIN as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamento de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV, conforme Machado, Praça e Monteath (2012). As instalações de fronteira com a distribuição também foram classificadas pela ANEEL como Rede Básica.

Conhecendo a demanda de energia no horizonte de planejamento e as alternativas de geração, a EPE determina as soluções técnica e economicamente mais adequadas para a expansão do sistema de energia elétrica, além de suas especificações e da data em que devem iniciar a operar. Esses resultados são apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDE).

O Plano Decenal de Expansão é o documento de referência que norteia a evolução do sistema de geração e transmissão do país ao longo de 10 anos. No que se refere à transmissão, sua expansão é descrita por região geoeletrica do SIN e por estado dessas regiões na seção especificada como Plano Decenal de Expansão da Transmissão (PDET). De acordo com Maduro-Abreu et al. (2010), a partir do Plano Decenal, a EPE elabora o Programa de Expansão da Transmissão (PET), onde são indicadas as linhas de transmissão e subestações necessárias para que a Rede Básica do SIN possa prestar os serviços de transmissão de forma adequada.

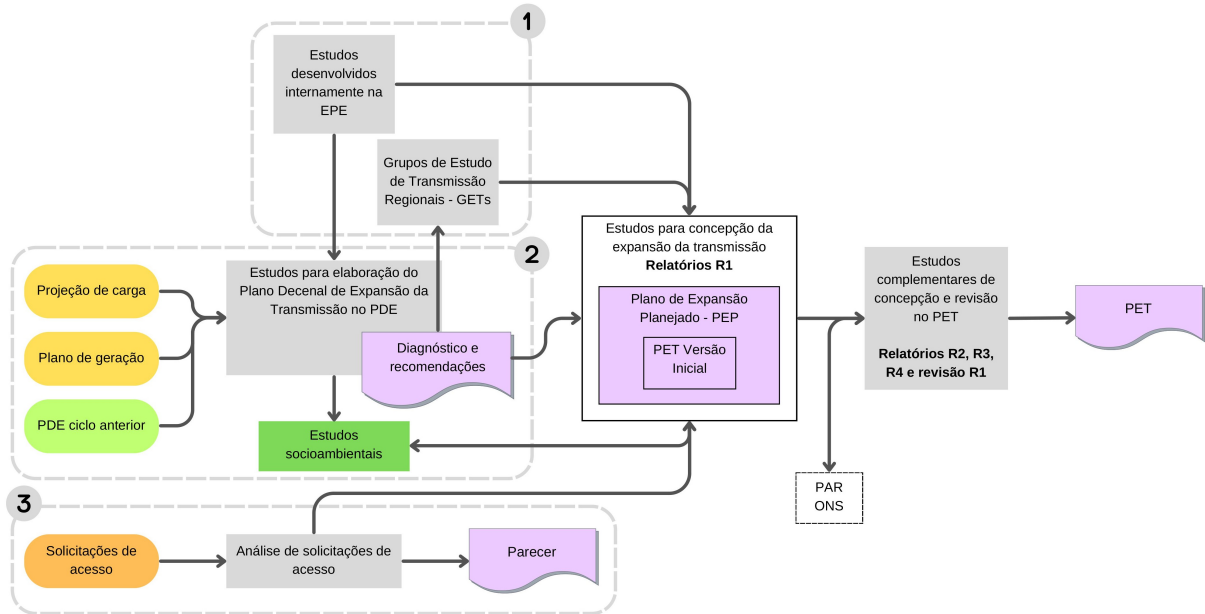
Por outro lado, o Operador Nacional do Sistema pode elaborar o Plano de Ampliações e Reforços (PAR). O PAR considera um horizonte de estudo menor, de 3 anos conforme Machado, Praça e Monteath (2012) e Maduro-Abreu et al. (2010), e apresenta ampliações e reforços identificadas no sistema atual pelo ONS que poderiam ser implementados nesse período. O ONS também elabora o PAR-DIT, referente às Demais Instalações de Transmissão, que são instalações integrantes de concessões de transmissão não integrantes à Rede Básica segundo Machado, Praça e Monteath (2012).

Em um último estágio, o Ministério de Minas e Energia (MME), representante de União dos Estados como poder concedente do serviço público de transmissão, avalia as novas linhas propostas pelo PAR, pelo PAR-DIT e pelo PET. Com isso, o MME organiza os lotes de linhas de transmissão e subestações a serem submetidos aos leilões.

Na Fig. 7 está representado o processo geral de planejamento da transmissão no Brasil. Esse processo é permanente e renovado anualmente, com o objetivo de conceber

a rede de transmissão em horizonte de curto, médio e longo prazos, conforme Junior et al. (2012).

Figura 7 – Fluxo geral do processo de planejamento da transmissão no Brasil.



Fonte: Adaptado de Junior et al. (2012).

Para chegar a uma versão inicial do PET, o processo de planejamento pode ser feito por três vertentes principais, numeradas no fluxograma da Fig. 7. A primeira vertente tem característica permanente e utiliza os estudos internos da EPE ou dos Grupos de Estudo de Transmissão regionais (GET) sob coordenação da EPE. Dos GETs participam as principais transmissoras e distribuidoras do país. Esses estudos são feitos com base nas necessidades que esses agentes encontram no sistema, concebendo expansões que podem ser feitas a qualquer tempo.

A segunda vertente é baseada no PDET, que a cada ano incorpora no horizonte de planejamento um ano e descarta o ano que passou. Logo, possui atualização anual e, de forma sistemática, são atualizadas as projeções de carga e de geração para os próximos 10 anos pela EPE. Nisso são conduzidos estudos de planejamento regional da EPE junto aos GETs. Assim, segundo Junior et al. (2012), o PDET representa um grande e atualizado diagnóstico do desempenho do SIN projetado para o futuro.

A terceira vertente é classificada em relação às solicitações de acesso à Rede Básica, que podem ser feitas a qualquer tempo, sendo analisadas pela EPE. Caso aprovadas, podem integrar as concessões licitadas pela ANEEL, serem implantadas como reforços ou, ainda, serem de responsabilidade do acessante, de acordo com Junior et al. (2012).

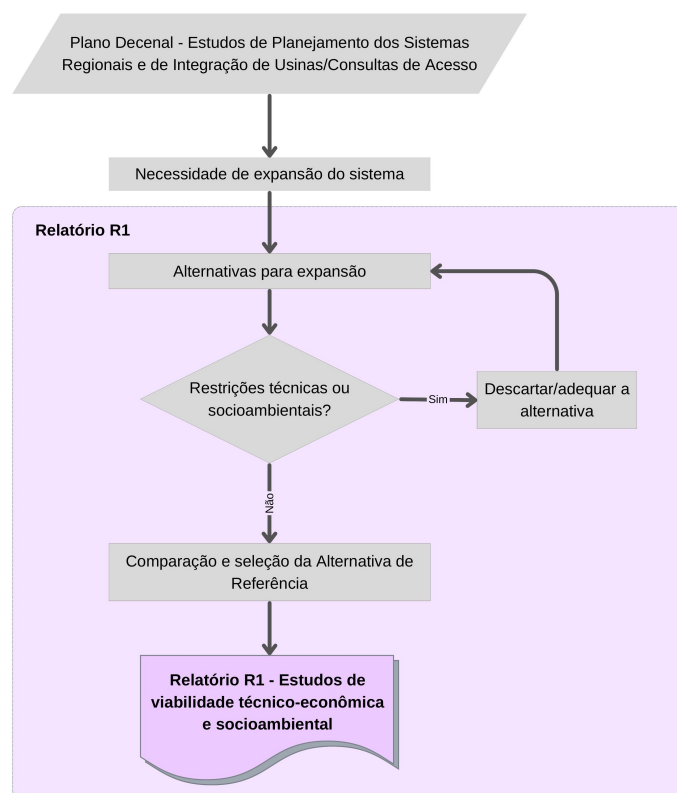
As três vertentes levam aos estudos para concepção da expansão da transmissão, cujos resultados integram um Plano de Expansão Planejado (PEP). O PEP possui um horizonte que pode ultrapassar 10 anos, detalhando todos os futuros empreendimentos da

transmissão. Os empreendimentos com implantação prevista para até cinco anos são selecionados para estudos complementares, integrando o PET da EPE, enquanto os demais passarão por nova análise no novo ciclo.

Os estudos para concepção da expansão da transmissão, que são apresentados no Relatório R1, indicam a melhor alternativa para determinada expansão, segundo Junior et al. (2012). Essa escolha é feita de maneira comparativa envolvendo análises de fluxo de potência, estabilidade, curto-circuito e, também, custo. Os estudos complementares são apresentados nos Relatórios R2, R3 e R4, especificados a seguir, dependendo de seus resultados, podem requerer modificações no R1.

- R1 - Comparação de alternativas com análise técnico-econômica e socioambiental.
- R2 - Análise de transitórios eletromagnéticos e otimização de condutores da alternativa de referência.
- R3 - Detalhamento socioambiental.
- R4 - Caracterização técnica básica das instalações.

Figura 8 – Processo de elaboração do R1.

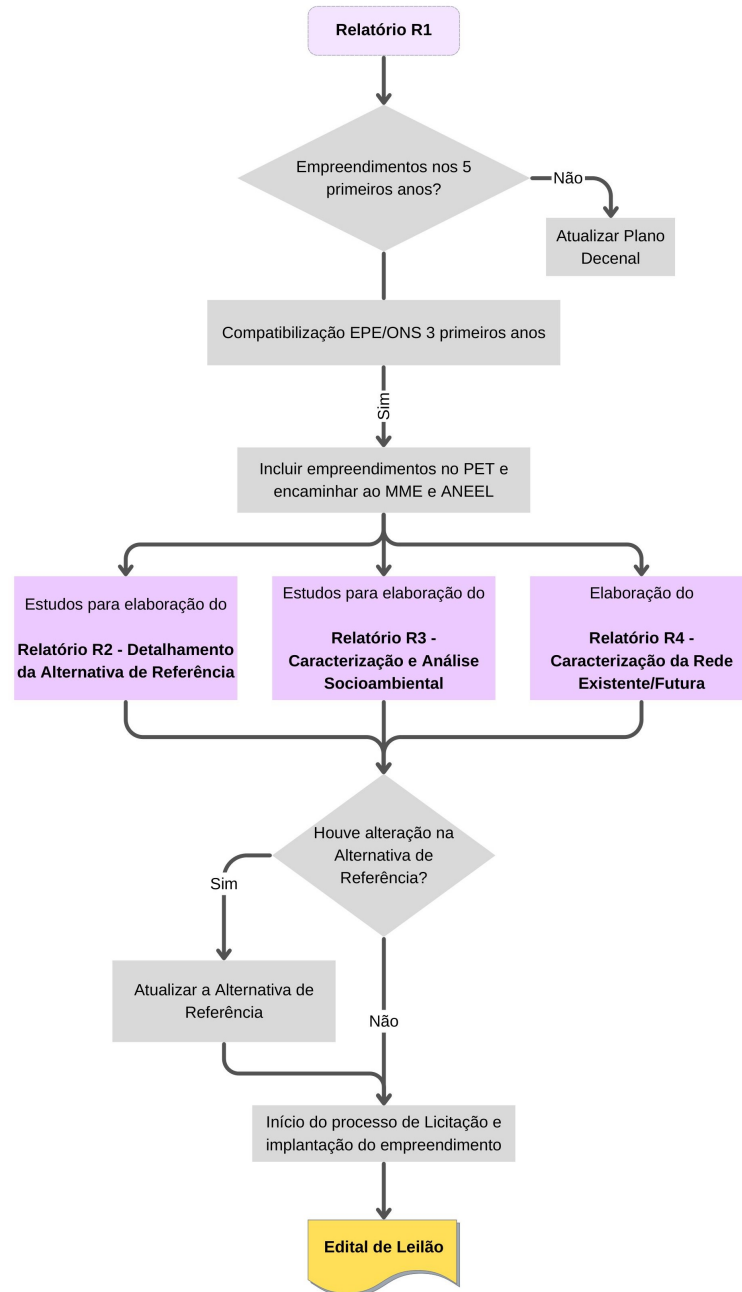


Fonte: Adaptado de Junior et al. (2012).

Ainda, são incluídos nos Relatórios as alternativas do Plano de Ampliações e Reforços do ONS para estudos complementares. Por fim, depois de ajustados e revisados

os Relatórios, tem-se o Programa de Expansão da Transmissão. Nas Fig. 8 e 9 pode-se observar o processo de elaboração desses estudos.

Figura 9 – Processo de elaboração dos demais estudos que subsidiam a elaboração do PET.



Fonte: Adaptado de Junior et al. (2012).

2.3.3.1 Relatório R1: Estudos para concepção da expansão da transmissão

Segundo Junior et al. (2012), os estudos de viabilidade técnico-econômica representam a primeira etapa dos estudos para concepção da expansão da transmissão. As

alternativas de expansão são escolhidas com base nesses estudos dentro do horizonte considerado. Além disso, esses estudos também subsidiam os editais dos leilões de transmissão.

Dentro do escopo deste trabalho, interessa-se especialmente pelo Relatório R1, cujo processo de elaboração está representado na Fig. 8. No R1, são especificados reforços estruturais da Rede Básica, bem como definição de novas rotas para as linhas de transmissão e locais para novas subestações, de acordo com os critérios de planejamento do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) CCPE (2002a) e CCPE (2002b).

Entretanto, consultando os critérios de planejamento mencionados e as Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica Gama et al. (2005), não há especificação da maneira que as alternativas de transmissão são escolhidas.

Sabe-se que a topologia da rede, a geração considerada e os dados de mercado de energia devem ser conhecidos. Posteriormente, de acordo com CCPE (2002b), a partir da definição da configuração para o ano horizonte, para as diversas alternativas consideradas, pode-se proceder para uma comparação de custo simplificada dessas opções com o objetivo de eliminar as que são menos adequadas ou mais onerosas. Assim, o número das alternativas que passarão pelos estudos de análise de forma detalhada é reduzido.

A quantidade de estudos considerados no Relatório R1 é, realmente, grande. Conforme Junior et al. (2012) e CCPE (2002b), os estudos são os seguintes:

- Fluxo de potência.
- Estabilidade de tensão em regime permanente.
- Energização em regime permanente.
- Rejeição de carga em regime permanente.
- Estabilidade eletromecânica.
- Curto-circuito.
- Definição da compensação reativa série e em derivação.
- Definição da utilização de religamento monopolar.
- Definições específicas para subestações e equipamentos.
- Análise de aspectos socioambientais.
- Análise econômica.

Além disso, nas etapas posteriores de elaboração dos Relatórios R2, R3 e R4, conforme a Fig. 9, pode haver retrabalho e novos estudos dos aspectos mencionados acima para ajuste das alternativas propostas no R1. De acordo com as informações encontradas, pode-se concluir que as escolhas das alternativas de caminhos da transmissão são feitas com base no conhecimento do sistema e experiência acumulada pelo setor de planejamento da Empresa de Pesquisa Energética.

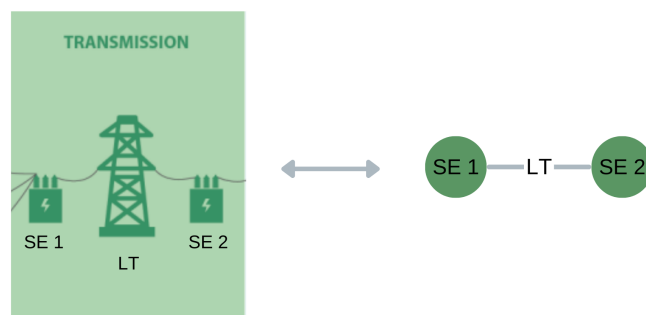
Nesse contexto, este trabalho propõe uma metodologia para seleção de alternativas a novas rotas de transmissão, principalmente sob a ótica de reforço do sistema, utilizando Teoria de Grafos. Considerando o planejamento da expansão da transmissão brasileiro, este trabalho se enquadraria na etapa de seleção de alternativas para expansão, quando inicia-se o desenvolvimento do Relatório R1. As alternativas encontradas seriam testadas por todas as análises mencionadas acima, sendo, ainda, objeto de reajuste conforme os resultados encontrados nas etapas subsequentes.

2.4 TEORIA DE GRAFOS

A Teoria de Grafos é uma área da matemática que estuda grafos. Grafos são estruturas utilizadas para modelar qualquer sistema envolvendo uma relação binária entre objetos, conforme Harary (1969). Para Bondy e Murty (2008), muitas situações do mundo real podem ser descritas através de um diagrama que consiste de um conjunto de pontos e linhas conectando certos pares desses pontos.

Por exemplo, esses pontos poderiam representar pessoas, com linhas conectando pares de amigos, ou centros de comunicação, com linhas representando caminhos de comunicação. Nesse tipo de contexto, o interesse está em se dois pontos dados são unidos por uma linha ou não, não no modo em que estão conectados.

Figura 10 – Exemplo de representação do sistema de transmissão na forma de grafo.



Fonte: Adaptado de Ashley J. Lawson (2019).

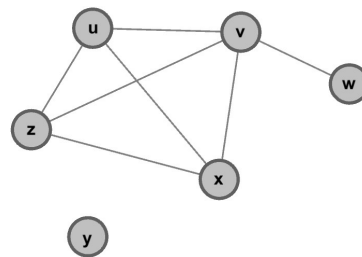
Segundo Benjamin, Chartrand e Zhang (2015), um grafo tem a característica valiosa de ajudar a visualizar, analisar e generalizar uma situação ou problema, auxiliando a proporcionar um melhor entendimento e a possivelmente encontrar uma solução. No contexto deste trabalho, é de interesse a conexão entre subestações existentes, de modo que esses sejam os pontos, enquanto as linhas representam as relações existentes entre elas por meio das linhas de transmissão, conforme descrito na Fig. 10.

2.4.1 Grafo

Um grafo G é um conjunto não vazio V de objetos, chamados *vértices* ou *nós*, junto de um conjunto A que consiste de subconjuntos de dois elementos de V . Cada elemento de A é chamado de *aresta*. Os conjuntos V e A são o conjunto de vértices e o conjunto de arestas de G de acordo com Benjamin, Chartrand e Zhang (2015), respectivamente.

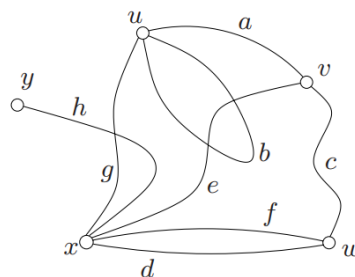
Na Fig. 11 tem-se a representação de um grafo, a aresta que liga os nós u e v é descrita como (u, v) , por exemplo. Um grafo pode ser classificado como um *multigrafo* quando mais de uma aresta liga o mesmo par de vértices, formando arestas paralelas. De acordo com Trudeau (1994), quando há arestas paralelas e laços, conforme a Fig. 12, tem-se um *pseudo-grafo*. O multigrafo não possui laços como b na Fig. 12, mas possui arestas paralelas como d e f .

Figura 11 – Representação de um grafo.



Fonte: Adaptado de Benjamin, Chartrand e Zhang (2015).

Figura 12 – Representação de um pseudo-grafo.



Fonte: (BONDY; MURTY, 2008).

2.4.2 Grau de um vértice

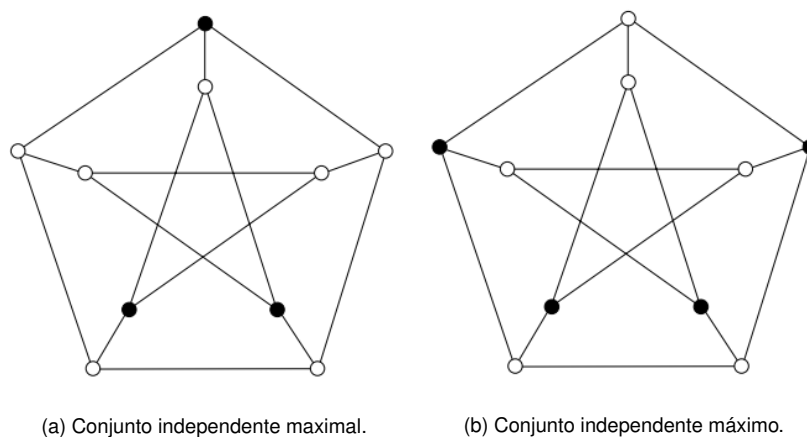
O número de arestas incidentes em um vértice v de um grafo G é denominado *grau* de v , denotado por $deg_G v$. Um vértice de grau 0 é um *vértice isolado*, enquanto um vértice de grau 1 é chamado de *vértice final*, segundo Benjamin, Chartrand e Zhang (2015). Na Fig. 11, por exemplo, u tem grau 3, enquanto w é um vértice final e y é um vértice isolado.

2.4.3 Conjuntos independentes

Conforme Boppana e Halldórsson (1992), um conjunto de vértices sem nenhuma aresta que os conecte em um grafo é um *conjunto independente*, também chamado de *conjunto estável*. Bondy e Murty (2008) afirmam que um conjunto estável em um grafo é um conjunto de vértices que não possui nenhum par que seja adjacente, de acordo com a representação na Fig. 13.

O número de nós que esse conjunto contém caracteriza o seu tamanho. Entretanto, encontrar um conjunto independente *máximo*, ou seja, de tamanho máximo é um dos problemas clássicos de otimização NP-difícil, segundo Ausiello et al. (2003). Um conjunto independente é *maximal* se não pode ser estendido para um conjunto estável maior, conforme Bondy e Murty (2008), ou não pode ser um subconjunto de qualquer outro conjunto independente, conforme Bisdorff e Marichal (2008), representado por um exemplo na Fig. 13a.

Figura 13 – Conjuntos independentes ou estáveis no grafo de Petersen.



(a) Conjunto independente maximal.

(b) Conjunto independente máximo.

Fonte: (BONDY; MURTY, 2008).

Na metodologia desenvolvida neste trabalho, são considerados algoritmos de tempo polinomial que encontram um conjunto independente que não é necessariamente ótimo, mas de tamanho garantido. Isso é feito utilizando o trabalho de Boppana e Halldórsson (1992) indiretamente, por meio das funções correspondentes empregadas em linguagem

Python.

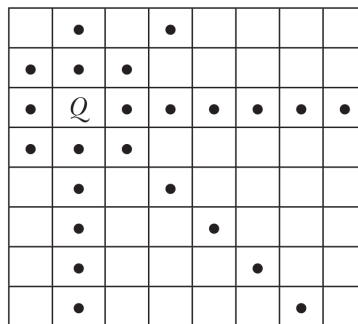
No contexto desse trabalho, é utilizado o conceito de conjunto independente porque deseja-se conectar os nós que pertencem a esse conjunto, uma vez que representam pontos de desconexão na rede, onde poderiam haver reforços da malha.

2.4.4 Conjuntos dominantes

Um problema famoso envolvendo conjuntos dominantes é o Problema das Cinco Rainhas, que levanta a seguinte questão: qual seria o número mínimo de rainhas que deveria ser posicionado em um tabuleiro de xadrez para que cada casa do tabuleiro seja dominada por, pelo menos, uma dessas rainhas, conforme Benjamin, Chartrand e Zhang (2015).

Conhecendo-se as regras do jogo, sabe-se que a rainha pode mover-se nas direções indicadas na Fig. 14. Quando se pensa que as casas nas quais a rainha pode fazer um movimento são as casas dominadas por ela, pode-se dizer que a rainha domina essas posições, bem como a casa em que se encontra. Mais tarde, foi provado que a solução para o problema é igual a cinco. Assim, segundo Haynes e Slater (1998), o problema de dominar as casas de um tabuleiro de xadrez pode ser generalizado como um problema de dominação nos vértices de um grafo.

Figura 14 – Casas dominadas pela rainha Q.



Fonte: (BENJAMIN; CHARTRAND; ZHANG, 2015).

A dominação em grafos possui raízes em distintas origens, como estratégias de defesa em exércitos, redes de comunicação de computadores, jogos de tabuleiro, etc. Uma aplicação conhecida envolvendo monitoramento de redes elétricas é o posicionamento de PMUs (*Phase Measurement Units* - Unidades de Medida de Fase) ao longo de um sistema, conforme Haynes, Hedetniemi e Henning (2023).

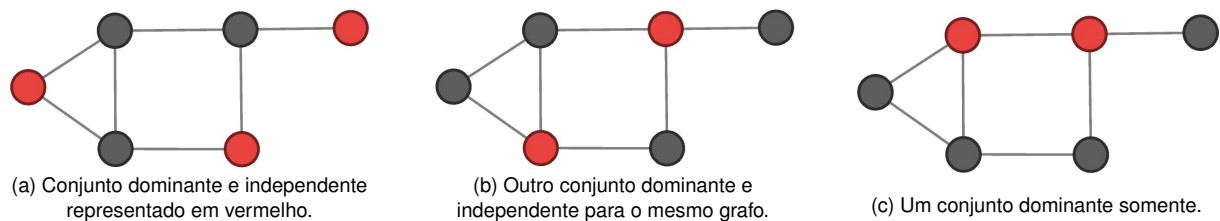
As PMUs são utilizadas para medição de ângulo de fase e magnitude de tensão em geradores, que devem ser monitorados de maneira contínua pelas concessionárias. Entretanto, são equipamentos caros, de modo que se faz necessário distribuir de forma

inteligente esses dispositivos ao longo da rede, oferecendo cobertura de monitoramento com o menor custo possível.

De modo formal, segundo Alber, Fellows e Niedermeier (2004), um *conjunto dominante* de um grafo G não dirigido é um subconjunto D de vértices tal que cada um dos vértices remanescentes tem pelo menos um vizinho em D . Pode-se visualizar um conjunto desse tipo na Fig. 15c. O problema de encontrar um conjunto dominante mínimo também é um problema de otimização NP-difícil, conforme Ausiello et al. (2003).

Neste trabalho, a função empregada em linguagem Python encontra um conjunto dominante, mas não garante que seja o menor de todos. Os conjuntos independentes e dominantes são relacionados pela cadeia de dominação, que expressa relacionamentos existentes entre conjuntos independentes, conjuntos dominantes e conjuntos irredundantes em grafos, conforme Haynes, Hedetniemi e Henning (2023), que não são objetos de estudo diretos desse trabalho neste momento.

Figura 15 – Conjuntos dominantes e independentes em um grafo.



Fonte: a Autora.

Na Fig. 15, apresenta-se um exemplo onde é possível ver conjuntos dominantes e independentes dentro de um mesmo grafo. Pensando no contexto de um sistema de potência, a dominação pode ser entendida como *vulnerabilidade*. No conjunto dominante do sistema estão contidos os nós com acesso a todos os outros nós da rede.

Assim, se mais conexões forem adicionadas aos nós desse conjunto, em um cenário de contingência em um deles, uma parcela maior do sistema será afetada. Desse modo, é desejável fazer novas conexões com nós que contenham um menor número de relações, um menor grau e que, também, estejam fora do conjunto dominante.

2.5 LITERATURA DISPONÍVEL

A maioria dos problemas de planejamento são problemas de otimização. Os problemas de otimização são caracterizados por serem problemas de tomada de decisão, conforme Chong e Zak (2001), em que se deseja decidir pela melhor opção preferencialmente com menor custo.

O problema de expansão das redes de transmissão é um problema de otimização

combinatória de larga escala que inclui não linearidades, segundo Mahdavi et al. (2019). Assim, determinar boas soluções para o problema é uma tarefa desafiadora, de modo que diversas metodologias são desenvolvidas pelas equipes de planejamento dos sistemas.

Atualmente, de acordo com Gönen (2009), algumas concessionárias usam modelos de expansão automática para determinar o sistema ótimo e Lumbreras, Abdi e Ramos (2020) afirma que os modelos de otimização compõem as técnicas mais relevantes nesse contexto. Nesse caso, o sistema ótimo será o que minimiza a função objetivo, que depende das variáveis de decisão, sujeita a restrições.

Existem artigos de revisão bibliográfica que realizam um apanhado geral das metodologias utilizadas, fazendo um comparativo que ressalta diferenças na modelagem, nos métodos de solução, em aspectos relevantes e, inclusive, inovações consideradas, como nos trabalhos mais recentes de Niharika, Verma e Mukherjee (2016), Mahdavi et al. (2019) e de Gomes e Saraiva (2019). Churkin et al. (2021) apresenta uma boa análise de tendências de pesquisa na área do planejamento da expansão de sistemas de potência, focando nas vantagens de usar teoria de jogos. De maneira abrangente, nota-se que é generalizado o uso de técnicas de resolução utilizando otimização.

No que coincide com este trabalho, não foi encontrada uma extensa bibliografia utilizando teoria de grafos como auxílio para o planejamento da expansão da transmissão. A seguir, na Tab. 1, são comentados os trabalhos mais relevantes encontrados por meio de pesquisas na plataforma *Scopus*®.

Tabela 1 – Uso de teoria de grafos na literatura do planejamento da expansão da transmissão.

Título	Como aplica teoria de grafos?
<i>Transportable energy storage system planning for mitigating grid vulnerability</i> (TAO et al., 2023)	Modela a rede como um grafo, cujas arestas recebem pesos relacionados a capacidade da linha, utilizado para análise de vulnerabilidade. Para representar os estados dinâmicos da rede, divide-a em dois subgrafos, um de fluxo e outro de capacidade de reserva, que são relacionados pelo fluxo de potência. Essa metodologia é baseada no conceito de conjunto de corte da teoria de grafos. Ainda, também utiliza esse conceito para detectar caminhos indiretos de escoamento de fluxo durante uma análise de contingência, identificando os nós do conjunto de corte saturados nesse cenário.

Continuação da Tabela 1	
Título	Como aplica teoria de grafos?
<i>Heterogeneous evolution of power system vulnerability in cascading failure graphs</i> (YANG; CHEN; ZHANG, 2022)	Utiliza um modelo de evolução do grafo do sistema ao longo do tempo em que a construção do grafo de falha em cascata é representada como um processo de evolução estocástico. A proposta é que se possa perceber a propriedade de evolução da vulnerabilidade da linha durante as simulações. A vulnerabilidade de cada vértice é medida considerando o grau e o peso das arestas conectadas ao vértice.
<i>Transmission expansion planning using cycle flows</i> (NEUMANN; BROWN, 2020)	Emprega o conceito de ciclo para encontrar caminhos de expansão da transmissão dentro da mesma zona de sincronismo e entre zonas distintas, utilizando o critério da Lei de Kirchoff das Tensões e baseando-se no algoritmo de menor caminho.
<i>Transmission network expansion planning using spectral clustering</i> (DUQUE, 2018)	Propõe a resolução do problema de expansão da transmissão em partes, por meio da subdivisão do sistema usando otimização distribuída. Utiliza teoria de grafos espectral para particionar o grafo do sistema com decomposição espectral, que considera a afinidade entre qualquer par de elementos através da matriz de afinidade.
<i>Reinforcement of topologically weak power networks through network structural characteristics theory</i> (ALAYANDE; JIMOH; YUSUFF, 2018)	Utiliza os conceitos de menor caminho e centralidade de proximidade da teoria de grafos para determinar os valores de impedância candidatas a novas linhas de transmissão para reforço da rede. Propõe reforço por adição de linha paralela às existentes no circuito.
<i>Optimization of transmission expansion planning by minimal cut sets based on graph theory</i> (CHEN; TRAN, 2015)	Com foco em minimizar o custo de investimento do plano de expansão da rede, identifica os gargalos de máximo fluxo de potência e propõe a construção de novas linhas em paralelo com as existentes que apresentam sobrecarga. Para identificar os gargalos, utiliza o conceito de conjunto de corte mínimo da teoria de grafos. Esse conjunto é composto pelos nós que, se removidos, resultam na desconexão do grafo, separando-o em subgrafos. Os subgrafos resultantes da desconexão são classificados em termos de fonte e carga, de modo que se deseja realizar novas ligações entre os nós desses conjuntos.

Continuação da Tabela 1	
Título	Como aplica teoria de grafos?
<i>Flexible transmission network expansion planning under uncertainty based on a self-adaptive clustering technique</i> (LI; WANG, 2015)	Considera incertezas de fontes de geração renováveis no planejamento da transmissão. Usa teoria de grafos através de técnicas de clusterização para lidar com as incertezas, formando grandes conjuntos de dados. A metodologia inclui a identificação do número ótimo de <i>clusters</i> e uma posterior análise dos mesmos utilizando lógica <i>fuzzy</i> .
<i>Transmission network expansion planning under wind farm uncertainties using Cuckoo Search Algorithm</i> (TAHERI; SEYEDSHENAVA; MODIRI-DELSHAD, 2014)	Utiliza uma metodologia desenvolvida em outra referência para encontrar redes disjuntas e determinar o número de ilhas em regime permanente na rede, essa referência que adota uma abordagem usando teoria de grafos.
<i>Application of node centrality in transmission expansion planning under uncertainty</i> (THIAM; DEMARCO, 2014)	Particiona o grafo do sistema em <i>clusters</i> e propõe uma medida de centralidade denominada centralidade de informação (CI). A CI utiliza todos os caminhos, atribuindo a cada um deles um peso dependente da informação transportada ao nó de conexão. Com isso, encontra os nós mais centrais da rede completa e de cada <i>cluster</i> , de modo que a solução seja composta da conexão entre os nós centrais obtidos.

Fonte: A Autora.

Percebe-se com a análise da literatura disponível que são poucos os trabalhos que fazem uso da modelagem em teoria de grafos com objetivo de redução de domínio da solução. Ainda, nota-se que o conceito de conjunto de corte é utilizado com recorrência em distintos contextos do planejamento da expansão da transmissão. Também nota-se o uso de técnicas de partição do sistema utilizando clusterização. Portanto, a metodologia desenvolvida nesse trabalho apresenta uma abordagem distinta em relação a aplicação de conceitos da teoria de grafos no problema em questão.

3 METODOLOGIA

Um fluxograma da metodologia desenvolvida é apresentado na Fig. 16. São expostas com mais detalhe as justificativas dos passos na seção da metodologia aplicada ao sistema teste, de modo que o entendimento seja facilitado.

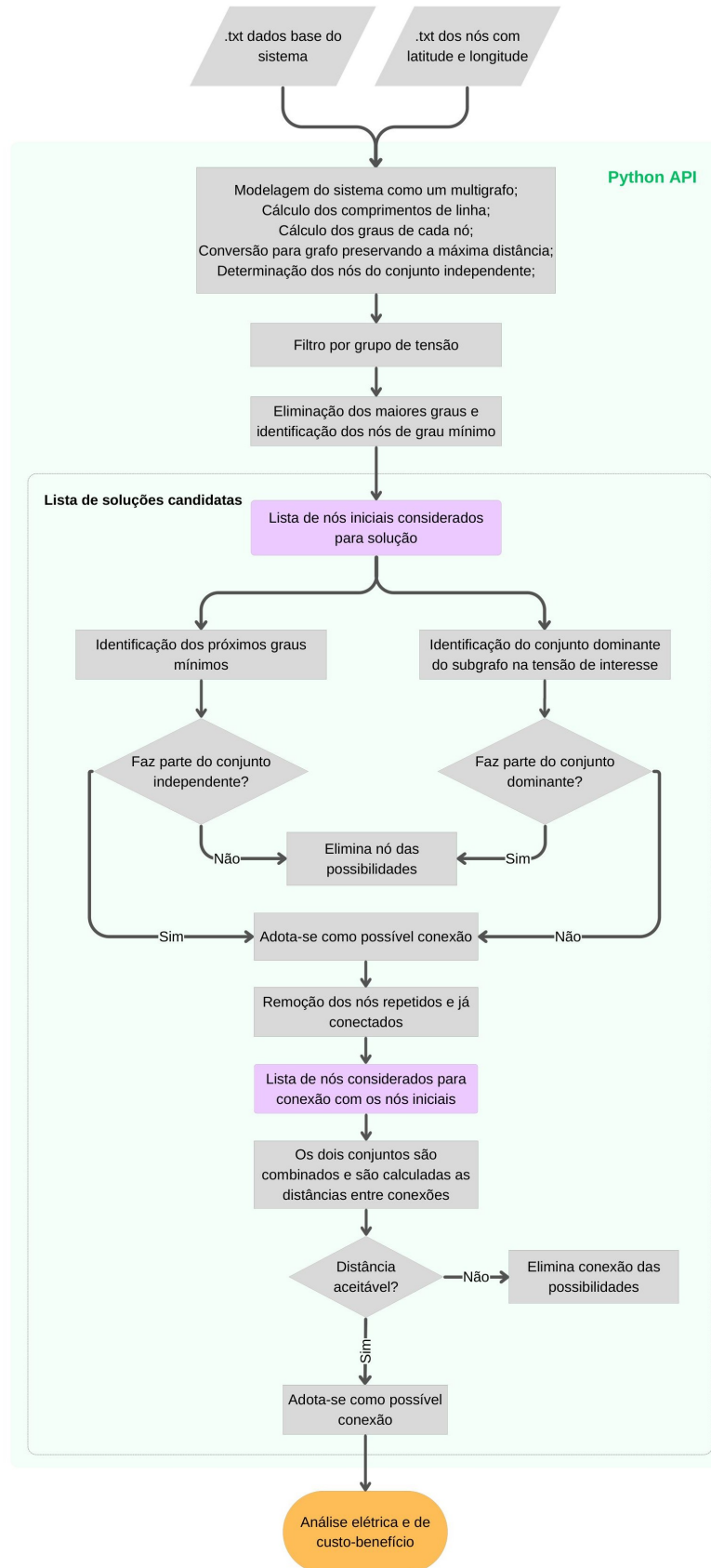
O processo representado na Fig. 16 começa com a importação de arquivos externos *.txt*, um que contém os dados de conexão do sistema, apresentados na Tab. 2, e outro que contém os dados de latitude e longitude das subestações, apresentados na Tab. 3. Na Tab. 2, a coluna de tensão com 0 representa a presença de transformadores. São dois arquivos distintos porque os dados de georreferenciamento das subestações não foram fornecidos junto dos dados estruturais do sistema, de modo que isso foi buscado manualmente utilizando *Google Maps*, cuja lista também está disponível em (ZONIN, 2022), e incorporado posteriormente em outro arquivo.

Com posse dos dados do sistema, é possível modelá-lo como um multigrafo e utilizar os dados disponíveis como atributos dos seus vértices e arestas. Depois, começa o processo de extração de medidas utilizadas ao longo da metodologia. No caso do conjunto independente, a função utilizada não é aplicável a multigrafos, por isso se fez necessário a conversão do sistema para representação em grafo simples. Nesse processo, optou-se por priorizar a característica de maior distância. Assim, o conjunto independente pôde ser encontrado.

A partir dessa etapa, inicia-se o processo de identificação dos nós para conexão, uma vez que seja definida a tensão de interesse para análise do sistema. O filtro por grupo de tensão permite a análise isolada dos nós na tensão escolhida, de modo que, em um primeiro momento, não se faça necessária a construção de novas subestações. Do ponto de vista econômico, essa decisão elimina os custos de construção de novas subestações e procura aproveitar o potencial de expansão das subestações existentes. Além disso, também não demanda novas grandes áreas a serem ocupadas pela construção e operação de novas SEs.

Na Fig. 16, a etapa de identificação dos nós para conexão está destacada no quadro da lista de soluções candidatas. Concluído esse processo, iniciam-se as análises elétricas e de custo-benefício, que foram feitas utilizando o ANAREDE®. Nesse sentido, foram realizadas análises de fluxo de potência para todas as novas linhas candidatas a solução com o objetivo de avaliar o desempenho do sistema com relação às perdas de potência ativa. Além disso, também foi avaliado o desempenho das novas linhas inseridas no sistema em cenários de contingência programada com o objetivo de avaliar as violações de fluxo e de tensão, bem como suas respectivas severidades.

Figura 16 – Fluxograma da metodologia desenvolvida.



Fonte: A Autora.

Com essas análises, pode-se partir para a avaliação das soluções candidatas objetivando a seleção da conexão com melhor desempenho. Esse processo está representado na Fig. 17. Destaca-se a ordem de prioridade considerando, primeiro, o retorno positivo em relação ao custo do investimento estimado. Em segunda posição, considera-se a existência de divergências durante a análise de contingências.

Tabela 2 – Dados de conexão do sistema teste.

De	Para	R%	X%	Tensão
814	895	0,032	1,146	0
814	895	0,030	1,165	0
814	895	0,030	1,165	0
839	1047	1,220	7,690	230
839	1047	1,110	6,920	230
839	2458	0,200	1,030	230
839	2458	0,170	1,030	230
839	2458	0,180	1,080	230
856	933	0,050	0,650	525
856	1060	0,050	0,700	525
896	897	0,050	0,740	525
933	895	0,200	2,550	525
933	955	0,160	2,050	525
933	959	0,216	2,733	525
934	933	0,000	1,210	0
934	960	4,650	24,125	230
934	1047	3,045	15,360	230
934	1047	3,041	15,718	230
938	946	0,060	1,031	525
938	955	0,260	2,920	525
938	959	0,127	1,603	525
939	938	0,020	1,150	0
939	938	0,020	1,150	0
939	938	0,020	1,150	0
947	939	2,203	11,368	230
947	939	2,886	14,331	230
947	946	0,010	1,897	0
947	946	0,010	1,935	0
947	946	0,010	1,935	0
955	946	0,173	2,807	525

Tabela 2 continua da página anterior

De	Para	R%	X%	Tensão
955	964	0,190	2,350	525
955	979	0,170	2,820	525
959	895	0,050	0,440	525
959	895	0,050	0,440	525
960	959	0,032	1,280	0
960	959	0,031	1,280	0
960	959	0,032	1,280	0
960	1015	1,892	9,776	230
960	1015	1,892	9,776	230
960	1015	1,892	9,776	230
963	965	0,980	4,950	230
963	965	0,980	4,950	230
964	976	0,073	0,916	525
965	964	0,020	1,211	0
965	964	0,020	1,233	0
965	964	0,020	1,233	0
965	1057	4,010	20,630	230
976	979	0,030	0,340	525
995	964	0,164	3,034	525
995	979	0,290	3,650	525
995	979	0,290	3,720	525
995	1030	0,070	0,920	525
995	1060	0,176	2,318	525
995	1060	0,172	2,170	525
999	896	0,193	2,430	525
999	933	0,159	2,012	525
999	1060	0,110	2,010	525
999	1060	0,110	2,010	525
1010	947	2,310	11,920	230
1010	947	2,538	13,406	230
1015	939	1,271	6,562	230
1015	939	1,380	7,091	230
1030	955	0,050	0,590	525
1030	955	0,050	0,590	525
1041	963	4,380	21,988	230
1041	963	4,380	21,988	230

Tabela 2 continua da página anterior

De	Para	R%	X%	Tensão
1047	1069	3,074	15,885	230
1047	1069	3,139	16,076	230
1057	1010	0,940	4,842	230
1057	1010	0,900	4,637	230
1057	1010	0,630	4,300	230
1060	897	0,080	1,170	525
1069	1041	1,505	7,776	230
1069	1041	1,503	7,766	230
1210	976	0,036	1,217	0
1210	976	0,039	1,138	0
1210	976	0,030	1,219	0
2458	896	0,000	1,270	0
2458	896	0,020	1,270	0
2458	896	0,000	1,270	0

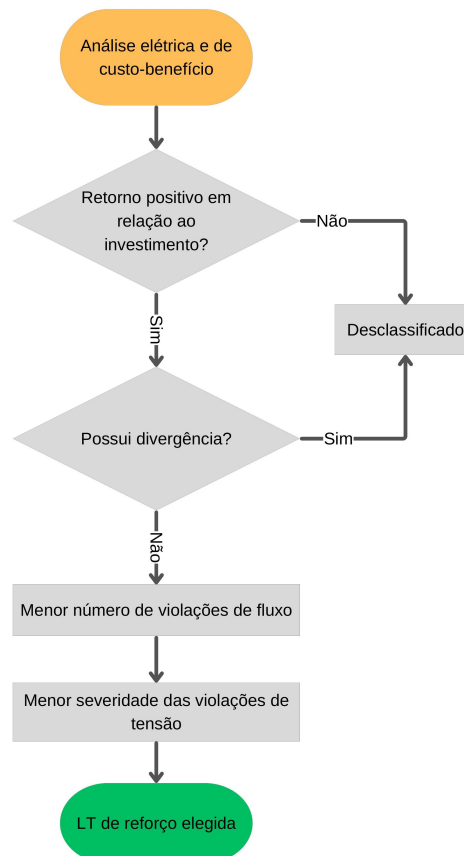
Tabela 3 – Coordenadas geográficas das subestações do Subsistema de Transmissão Sul Brasileiro simplificado.

Nó	Latitude	Longitude
814	-25,413575	-49,532062
895	-25,408607	-49,534859
839	-24,995515	-53,455275
1047	-25,539934	-53,012824
2458	-25,028818	-53,533124
856	-25,788376	-52,096648
933	-25,968889	-51,601414
1060	-25,630137	-52,622278
896	-25,028844	-53,533214
897	-25,544229	-53,492191
955	-27,539603	-51,417268
959	-25,594904	-49,319912
934	-25,968211	-51,603374
960	-25,592225	-49,317426
938	-26,784001	-49,079140
946	-27,486175	-48,732719
939	-26,780825	-49,078542
947	-27,482618	-48,732179

Tabela 3 continua da página anterior

Nó	Latitude	Longitude
964	-29,278124	-51,201890
979	-29,823180	-51,335149
1015	-26,251764	-48,901118
963	-29,013211	-51,535726
965	-29,275592	-51,200086
976	-29,881502	-51,062924
1057	-28,602309	-49,410964
995	-27,272281	-52,406632
1030	-27,525430	-51,785219
999	-24,431233	-51,677103
1010	-28,456002	-48,970727
1041	-28,284190	-52,429969
1069	-26,863328	-52,393053
1210	-29,884939	-51,064440

Figura 17 – Fluxograma para avaliação das possíveis conexões.



Fonte: A Autora.

Caso exista, a divergência implica na desclassificação da conexão. Isso é devido ao fato de ser imprevisível o comportamento do sistema com a adição da linha em questão na análise de contingência, o que pode representar sérios problemas de estabilidade. Em seguida, priorizam-se as possibilidades com menor número de violações de fluxo de potência, uma vez que apresentam menos formas de controle em relação às violações de tensão, que ocupam posição de prioridade subsequente.

Por último, fica a escolha segundo as violações de tensão. Um aspecto que pode ser avaliado em relação tanto às violações de tensão quanto às de fluxo de potência, é a relação entre severidade e número de violações. É possível que essa relação não seja proporcional, de modo que não necessariamente poucas violações impliquem em um baixo índice de severidade. Há possibilidade de uma violação ser muito severas, bem como de muitas violações serem pouco severas.

3.1 EXECUÇÃO

A metodologia do presente trabalho foi executada em linguagem Python através do *Jupyter Notebook*. Python é uma linguagem de programação de código aberto colaborativa gerenciada pela organização sem fins lucrativos *Python Software Foundation*. Com isso, a reprodutibilidade da metodologia aqui desenvolvida é facilitada.

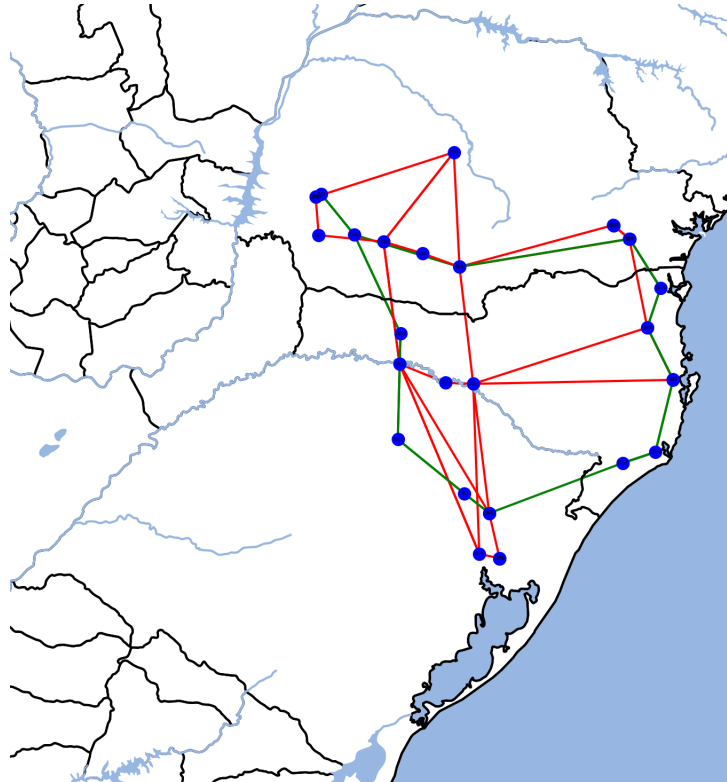
Para os estudos em teoria de grafos, essa linguagem fornece uma biblioteca para manipulação de redes complexas chamada *NetworkX*. A *NetworkX* fornece estrutura de dados para grafos e multigrafos, além de algoritmos padrão e outras funcionalidades. Assim, pode ser usada para a criação, manipulação e estudo da estrutura, dinâmica e funções de redes complexas, conforme (NETWORKX DEVELOPERS, 2022). Os grafos apresentados neste trabalho foram gerados utilizando esse pacote, bem como as medidas de grafos empregadas na metodologia. O *script* desenvolvido pode ser encontrado no Apêndice B deste documento.

Em relação às análises elétricas, optou-se por utilizar o ANAREDE®. O ANAREDE® é um *software* desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) bastante difundido no Brasil para análises de sistemas elétricos de potência em regime permanente, principalmente para estudos de operação e expansão do SIN.

3.2 SISTEMA TESTE

A metodologia desenvolvida foi aplicada na porção de 525 kV de uma versão simplificada do Subsistema Sul de Transmissão do SIN, conforme representado na Fig. 18.

Figura 18 – Subsistema de Transmissão Sul Brasileiro simplificado, os nós em azul representam as subestações, as linhas em verde são de 230 kV e as vermelhas de 525 kV.



Fonte: A Autora.

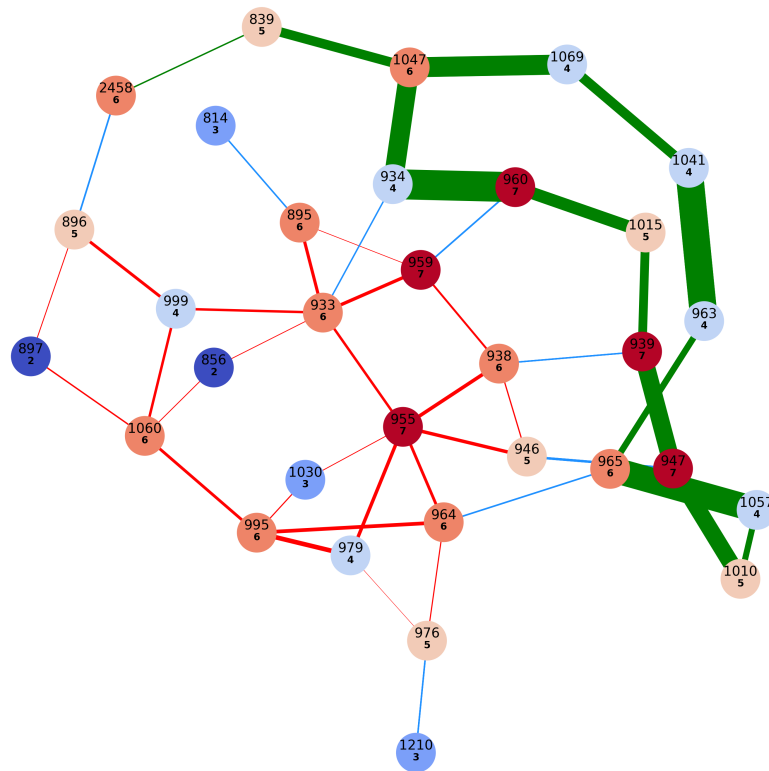
3.3 METODOLOGIA APLICADA AO SISTEMA TESTE

Foram assumidas algumas considerações para construir a metodologia, não levar em conta a adição de linhas paralelas às existentes do sistema foi uma delas. Ainda, outro aspecto importante é que não se deseja construir novas linhas em subestações que já possuem um grande número em comparação com as demais.

Essa decisão pode ser justificada tanto por eliminar um possível custo relacionado a expansão da barra da subestação quanto para que esse nó não fique com muitas conexões, de modo que a confiabilidade seja comprometida. Se muitas linhas se concentram na mesma subestação, isso representa um nó crítico em caso de contingência, o que pode levar a uma grande desconexão do sistema e, conseqüentemente, a um possível apagão.

Quantificar o número de linhas conectadas a uma subestação é o mesmo que conhecer o grau do vértice que representa essa subestação. A Fig. 19 representa o sistema completo analisado como um multigrafo. Tomando o nó 955 como exemplo, ele não aparenta ter grau 7, uma vez que um menor número de ligações pode ser visto. Entretanto, isso é puramente devido a forma de representação do multigrafo, que acaba não possibili-

Figura 19 – Um grafo para o Subsistema de Transmissão Sul Brasileiro simplificado.



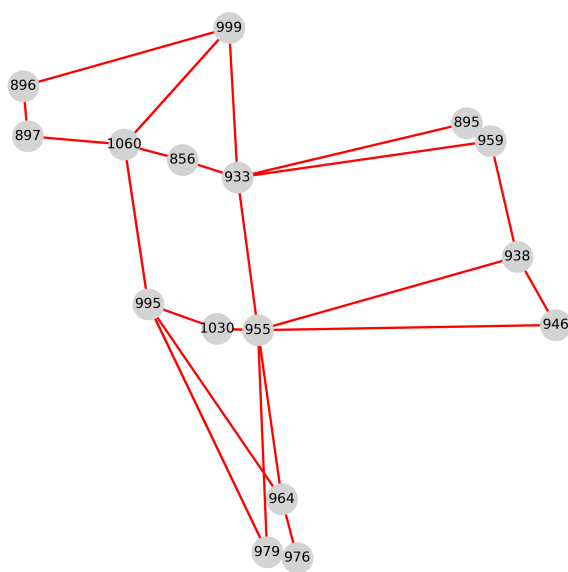
Fonte: A Autora.

tando uma visualização com tanto detalhe.

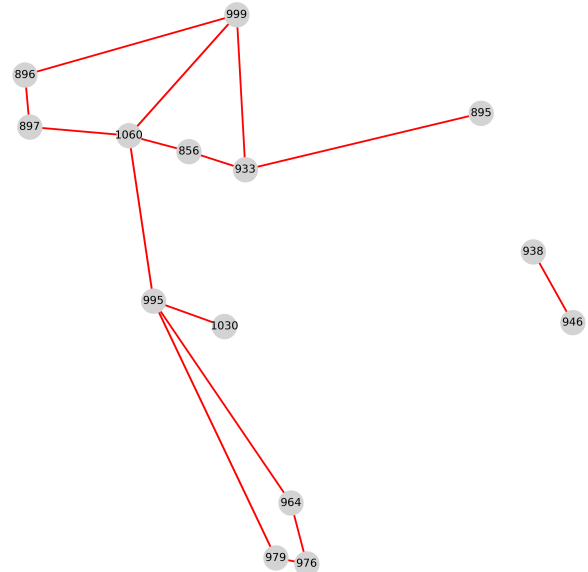
Na Fig. 19 estão representadas as linhas de 230 kV em verde, as linhas de 525 kV em vermelho e os transformadores em linhas azuis. As subestações são identificadas por número nos nós, com seus respectivos graus abaixo. Os nós são coloridos em escala de azul a vermelho para valores de mínimo a máximo, respectivamente. A largura da linha representa a impedância em valor absoluto.

Outra medida auxiliar de interesse do sistema é o conjunto independente como uma noção de desconexão da rede. Ademais, com o interesse em construir somente novas linhas no sistema, sem custos relacionados à construção de novas subestações, a porção da rede no nível de tensão de interesse é isolada do restante. No caso, utiliza-se somente os nós relacionados às linhas de 525 kV. Essa porção do sistema está representada na Fig. 20a.

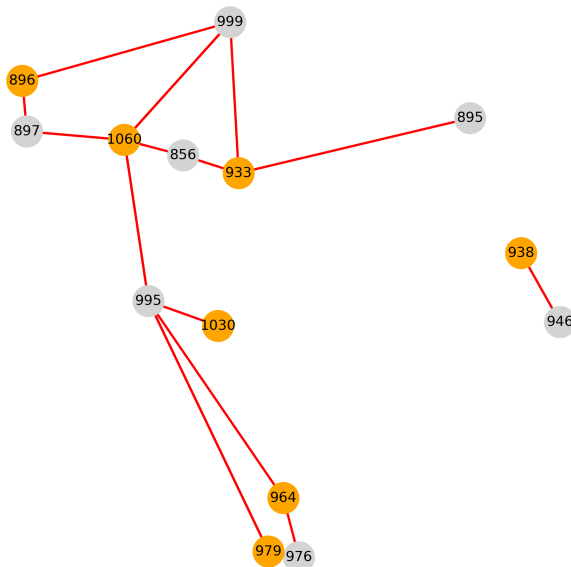
Figura 20 – Representação das etapas da metodologia aplicada ao sistema teste.



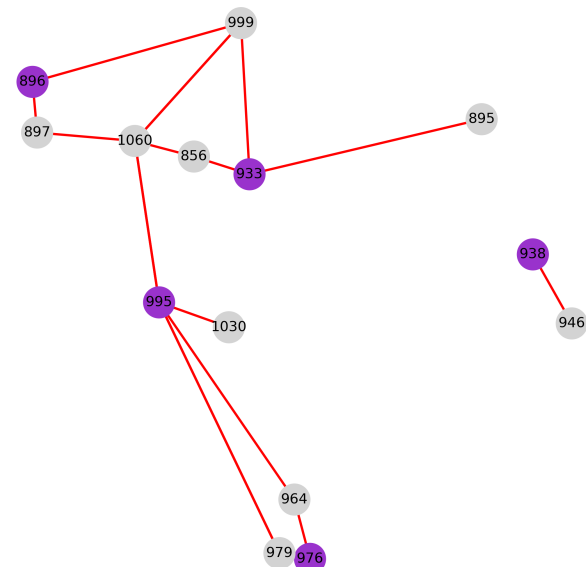
(a) Subgrafo de 525 kV do sistema teste georreferenciado.



(b) Subgrafo de 525 kV sem nós de grau máximo.



(c) Subgrafo de 525 kV com os nós do conjunto independente em laranja.



(d) Subgrafo de 525 kV com os nós do conjunto dominante em roxo.

Fonte: A Autora.

Se não se deseja construir novas conexões partindo ou chegando dos nós com grandes graus, esses nós podem ser eliminados do conjunto de nós analisados, conforme mostrado na Fig. 20b. Com isso, é possível identificar subestações isoladas e subestações finais, como as de grau zero e mínimo.

Depois de identificar o conjunto de nós que necessitam reforço na Fig. 20b, é preciso determinar o conjunto de vértices que se deseja conectar com eles. Mantendo a mesma restrição de não criar novas ligações com subestações que já possuem muitas, os nós com segundo menor grau são selecionados. Além disso, se um nó de segundo

menor grau pertence, também, ao conjunto independente, é adicionado como uma possível conexão.

Outro aspecto considerado para encontrar nós que podem ser conectados é o conjunto dominante. Aqui, foi considerado o conjunto dominante do subgrafo de 525 kV do sistema. Isso faz sentido uma vez que há interesse na dominação dentro do mesmo nível de tensão. Como dito anteriormente, se um nó de grau mínimo não está no conjunto dominante, ou seja, não é um dos nós que representam fragilidade no sistema, é adicionado como uma conexão possível.

Finalmente, os nós de exceção e os vértices repetidos são eliminados do conjunto de nós de conexões factíveis, restando apenas os nós a serem conectados com os identificados inicialmente como de menor grau.

Em suma, os passos seguidos foram os seguintes:

1. Obter o grau e o conjunto independente da rede, representados nas Fig. 19 e 20c.
2. Isolar o grafo no nível de tensão de interesse como na Fig. 20a.
3. Remover os nós de grau máximo do subgrafo de 525 kV, nós 955 e 959 conforme a Fig. 20b.
4. Identificar os nós isolados (grau 0) e nós finais (grau 1) no subgrafo da Fig. 20b, representando as subestações a serem conectadas, nós 895, 938, 946 e 1030. A partir desse passo, o objetivo é obter outro conjunto de nós para conectar com esse conjunto.
5. Encontrar os nós de segundo grau mínimo no subgrafo de 525 kV (depois de eliminar os nós 955 e 959), o que resulta nos vértices 856, 896, 897, 964 e 976.
6. Se um nó de segundo grau mínimo faz parte do conjunto independente, representado na Fig. 20c, é adicionado como uma conexão possível. Nesse caso, os nós 896 e 964.
7. Obter o conjunto dominante do subgrafo de 525 kV, conforme a Fig. 20d.
8. Se um nó de grau mínimo não está contido no conjunto dominante, ele é adicionado como uma conexão possível.
9. Remover a recorrência de nós idênticos e nós que já possuem conexão do conjunto de conexões possíveis.

Por fim, dois conjuntos de nós são obtidos com o intuito de serem combinados entre eles em novas arestas, ou seja, em novas linhas de transmissão. Os resultados encontrados são apresentados na seção correspondente.

3.4 ANÁLISE ELÉTRICA E DE CUSTO-BENEFÍCIO

Com o sistema teste modelado no ANAREDE®, foram realizadas as análises de perdas e de contingência conforme descrição a seguir.

3.4.1 Análise de perdas

Para a análise de perdas do sistema faz-se necessário utilizar a ferramenta de fluxo de potência do sistema. O Programa de Fluxo de Potência do ANAREDE® tem como objetivo o cálculo do estado operativo da rede elétrica para condições de carga, geração e topologia definidas, bem como restrições operacionais, conforme (CEPEL, 2023).

Para avaliar as perdas do sistema, foram realizadas dez simulações de fluxo de potência, primeiro com o sistema original sem alterações e, posteriormente, com a adição de cada uma das novas linhas. Os parâmetros das novas linhas adotadas para simulação foram considerando (CAMARGO, 2006), que especifica características das linhas de transmissão em 500 KV da Eletrosul, conforme a Tab. 4, com capacidade considerada de 2000 MVA.

Para simular no ANAREDE®, é necessário utilizar algumas adequações dos parâmetros apresentados no Quadro 4, de modo que seja utilizada a resistência R e a reatância X percentual da linha, normalizadas pela impedância de base Z_b , e a potência reativa Q advinda da susceptância B_C , conforme as equações de 3.1 a 3.5. Foram adotadas a tensão base V_b de 525 kV, a potência base S_b de 100 MVA, a frequência f de 60 Hz do sistema e os comprimentos de linha l_{km} apresentados na Tab. 5.

Tabela 4 – Parâmetros elétricos das novas linhas.

Parâmetros elétricos de sequência positiva a 25 °C	
R_1	0,0221 Ω /km
X_1	0,3212 Ω /km
C_1	13,46 nF/km

Fonte: (CAMARGO, 2006)

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} \quad (3.1)$$

$$R = \frac{R_1 \cdot l_{km}}{Z_b} \cdot 100\% \quad (3.2)$$

$$X = \frac{X_1 \cdot l_{km}}{Z_b} \cdot 100\% \quad (3.3)$$

$$B_C = \frac{1}{X_c} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_1 \quad (3.4)$$

$$Q = V_{kV}^2 \cdot B_C \quad (3.5)$$

Utilizando as simulações de fluxo de potência para obter as perdas de potência ativa do sistema em cada configuração, é possível fazer uma análise de custo-benefício. Considerando o custo de implantação de uma nova linha de transmissão de 2.435.236,44 R\$/km, segundo o Banco de Preços de Referência da ANEEL (Data-Base Junho de 2023) (ANEEL, 2023), cujos dados empregados são fornecidos no Apêndice, e conhecendo os comprimentos de linha, estima-se seu custo de implantação.

Além disso, também pode-se estimar a diferença no custo anual das perdas C_p com cada nova linha proposta com relação ao sistema inicial, utilizando a equação 3.6, onde CME representa o Custo Marginal de Expansão. Os resultados encontrados serão apresentados na seção correspondente.

$$C_p = (\text{Perdas do Caso Base} - \text{Perdas com nova LT}) \cdot CME \cdot 8760 \quad (3.6)$$

3.4.2 Análise de contingência

O Programa de Análise de Contingências do ANAREDE® processa um conjunto de casos de contingências de modo sequencial com a finalidade de detectar dificuldades operativas severas. Para cada caso de contingência é executada uma solução de fluxo de potência e efetuada a monitoração do estado operativo simulado da rede elétrica, conforme (CEPEL, 2023).

As contingências são classificadas em termos de índices de severidade que são apresentados em ordem decrescente para evidenciar os casos mais severos. São monitoradas nos cenários de contingência as tensões nos barramentos e o fluxos de potência. O cálculo do índice de severidade IS da monitoração de fluxo é representado pela equação 3.7, enquanto o IS da monitoração de tensão pela equação 3.8.

$$IS = \frac{\sum_{i=1}^n MVA^2}{\sum_{i=1}^n CAP^2} \quad (3.7)$$

$$IS = \sum_{i=1}^n (VIOL)^2 \cdot 10^4 \quad (3.8)$$

Nas equações 3.7 e 3.8, n representa o número de violações, MVA o fluxo de potência aparente com maior valor no circuito, CAP a capacidade do circuito em MVA e $VIOL$ a violação de tensão, seja em relação ao limite de tensão mínima ou máxima. Ainda, os casos que apresentam problemas, sejam de não convergência, divergência, separação física da rede elétrica e desbalanço de potência ativa são indicados

Para avaliar o comportamento do sistema em cenários de contingência foram feitas dez simulações usando análise de contingência programada do ANAREDE®. Essas dez simulações também consistem de uma simulação com o sistema original, sem alterações, junto das simulações com adição de cada uma das novas linhas propostas. Ativou-se o controle de geração de potência reativa para que não fossem apresentadas violações devido a ultrapassagem desse parâmetro nos geradores. Os resultados obtidos estão apresentados na seção seguinte.

4 RESULTADOS

Os dois conjuntos de nós obtidos para a porção de 525 kV do sistema utilizando a metodologia proposta foram:

$$\{895, 938, 946, 1030\} \quad (4.1)$$

$$\{895, 896, 946, 964, 1030\} \quad (4.2)$$

O conjunto 4.1 contém os nós isolados, enquanto o conjunto 4.2 contém os vértices candidatos a conexão com 4.1 utilizando as condições expressas anteriormente. Para obter um conjunto de arestas que relacione ambos, os nós dos dois conjuntos são combinados e foi calculada a distância entre eles utilizando os dados de latitude e longitude. Utilizou-se o critério de que se a distância entre os nós fosse maior ou igual a 400 km, a conexão é descartada.

Finalmente, a lista de arestas factíveis em ordem crescente de distância é apresentada na Tab. 5 e na Fig. 21, resultando em somente nove possibilidades para análise elétrica e de custo-benefício. As distâncias apresentadas são as menores possíveis, considerando que é permitido fazer um traçado em linha reta da linha de transmissão.

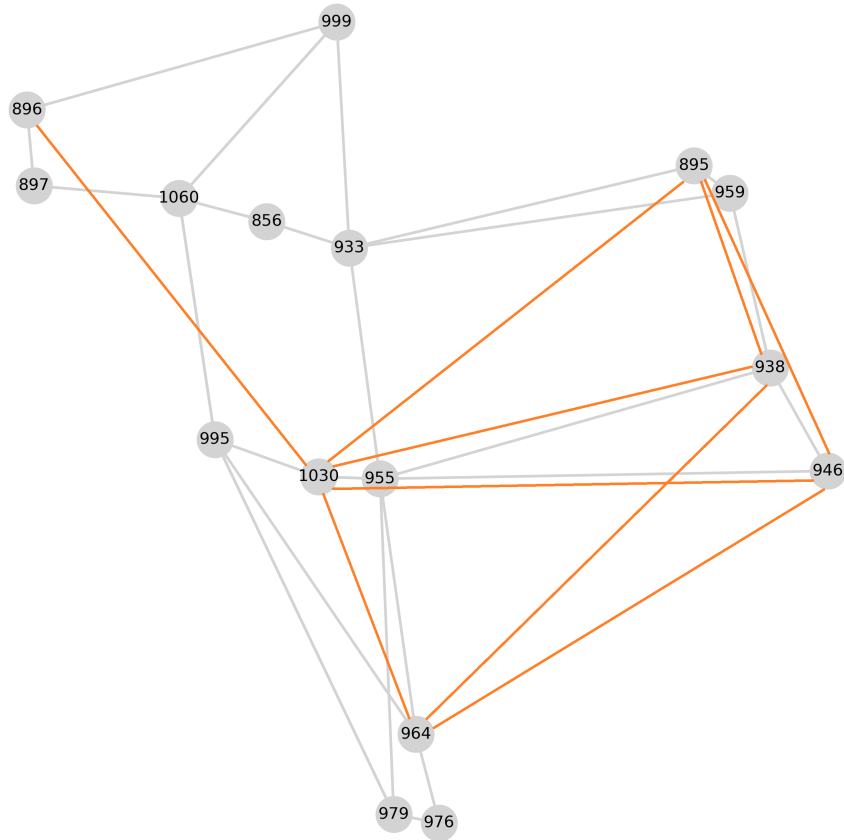
Tabela 5 – Arestas propostas e suas respectivas distâncias.

Aresta	Distância (km)
(938, 895)	159,05
(1030, 964)	202,48
(895, 946)	243,69
(938, 1030)	280,51
(946, 1030)	301,63
(946, 964)	313,05
(895, 1030)	324,58
(1030, 896)	327,08
(938, 964)	346,34

Fonte: A Autora.

Com posse dessa lista de novas linhas de transmissão propostas, parte-se para a etapa de análise elétrica e de custo-benefício. Para a avaliação das perdas, o sistema foi simulado conforme o procedimento descrito na etapa anterior, com cálculo dos parâmetros de linha percentual utilizando as distâncias obtidas. As perdas obtidas, bem como a redução percentual em relação ao sistema original, denominado como Caso Base, estão apresentadas na seção de análise de fluxo de potência no Quadro 1.

Figura 21 – Porção de 525 kV do Subsistema de Transmissão Sul Brasileiro simplificado com novas conexões possíveis representadas em laranja.



Fonte: A Autora.

Nos Quadros 1 e 2 as arestas propostas estão apresentadas em ordem crescente de distância e a coloração de acordo com o valor mais adequado do parâmetro avaliado na coluna, de forma que quanto mais esverdeado, melhor. Na perspectiva da análise de perdas, quanto menor as perdas, menor o custo da linha quando se considera o comportamento do fluxo de potência no sistema. Em um sistema mais interconectado, é possível, de certa forma, otimizar o deslocamento do fluxo, em contraste com o aspecto de comprimento das linhas, onde maiores distâncias representam maiores perdas.

A análise de custo-benefício também está apresentada no Quadro 1 e o custo da linha foi calculado utilizando $2.435.236,44 \text{ R\$/km}$, segundo o Banco de Preços de Referência da ANEEL (Data-Base Junho de 2023). Para o cálculo da recuperação de perdas ao longo de 30 anos foram empregados os valores anuais encontrados com a equação 3.6, usando um Custo Marginal de Expansão (CME) de $247 \text{ R\$/MWh}$ e 8760 horas do ano. Com isso, é possível calcular o valor presente desse custo anual, considerando um horizonte de 30 anos e uma taxa de desconto constante de 8% ao ano, representado na coluna de recuperação de perdas.

Quadro 1 – Análise de custo-benefício sumarizada.

Caso	Comprimento da linha (km)	Análise de fluxo de potência		Análise de custo-benefício		
		Perdas (MW)	Redução % de perdas em relação ao Caso Base	Recuperação de perdas ao longo de 30 anos com taxa de desconto de 8% a.a.	Custo da linha	Retorno em relação ao investimento de custo
Base	-	315,7	-	-	-	-
LT 938-895	159,05	298,3	5,51%	-R\$ 423.841.222,97	R\$ 387.324.355,78	R\$ 36.516.867,19
LT 1030-964	202,48	306	3,07%	-R\$ 236.279.302,46	R\$ 493.086.674,37	-R\$ 256.807.371,91
LT 895-946	243,69	303,4	3,90%	-R\$ 299.611.898,99	R\$ 593.442.768,06	-R\$ 293.830.869,07
LT 938-1030	280,51	304,1	3,67%	-R\$ 282.560.815,31	R\$ 683.108.173,78	-R\$ 400.547.358,47
LT 946-1030	301,63	306,5	2,91%	-R\$ 224.099.956,97	R\$ 734.540.367,40	-R\$ 510.440.410,43
LT 946-964	313,05	312,8	0,92%	-R\$ 70.640.203,83	R\$ 762.350.767,54	-R\$ 691.710.563,71
LT 895-1030	324,58	313,1	0,82%	-R\$ 63.332.596,54	R\$ 790.429.043,70	-R\$ 727.096.447,16
LT 1030-896	327,08	281,5	10,83%	-R\$ 833.067.231,35	R\$ 796.517.134,80	R\$ 36.550.096,56
LT 938-964	346,34	311,6	1,30%	-R\$ 99.870.633,00	R\$ 843.419.788,63	-R\$ 743.549.155,63

Fonte: A Autora.

Ainda, a última coluna do Quadro 1 representa o retorno em relação ao investimento de custo da linha, dado pela diferença entre a recuperação e o custo. Dessa forma, pode-se avaliar qual o reforço de linha mais viável economicamente, ou seja, se a recuperação das perdas no horizonte utilizado cobre o custo de implantação da linha. Nota-se que em somente dois casos ocorre cobertura do investimento com alguma margem, como nas LTs 938-895 e 1030-896.

No Quadro 2 estão sumarizados os parâmetros das análises de contingência. As linhas estão ordenadas como no Quadro 1, em ordem crescente de distância. No Quadro 2 estão apresentados o número de violações de tensão com seu respectivo somatório dos índices de severidade de cada violação e, também, os mesmos parâmetros para o número de violações de fluxo. Ainda, são apresentados os somatórios do total de violações e dos índices de severidade dos dois tipos, bem como indicação de casos divergentes.

Quadro 2 – Análise de contingência sumarizada.

Caso	Análise de contingência						Casos divergentes
	Nº de violações de tensão	Somatório da severidade das violações de tensão	Nº de violações de fluxo	Somatório da severidade das violações de fluxo	Nº total de violações	Somatório total da severidade	
Base	19	125	4	4,1	23	129,1	0
LT 938-895	13	32,09	0	0	13	32,09	0
LT 1030-964	9	87,7	3	3,1	12	90,8	0
LT 895-946	14	43,4	0	0	14	43,4	0
LT 938-1030	12	38,6	1	1	13	39,6	0
LT 946-1030	12	38,6	1	1	13	39,6	0
LT 946-964	3	10,9	1	1	4	11,9	0
LT 895-1030	17	110,8	0	0	17	110,8	0
LT 1030-896	17	118,9	0	0	17	118,9	1
LT 938-964	3	10,9	1	1	4	11,9	0

Fonte: A Autora.

Para a escolha de uma das linhas propostas como solução do problema, é necessário estabelecer uma ordem de prioridade dos aspectos avaliados, levando em conta o custo-benefício e o desempenho em cenários de contingência, conforme explicitado na Fig. 17. Desse modo, dá-se prioridade, primeiramente, ao custo-benefício da linha, pois deseja-se que o retorno em relação ao investimento de custo seja positivo, o que, conforme o Quadro 1, resulta somente em duas possibilidades, nas linhas 938-895 e 1030-896.

O segundo critério de prioridade considera a existência de divergência, representada na última coluna do Quadro 2. Se há divergência, não é possível garantir estabilidade do sistema na configuração em que esse problema aparece caso haja contingência, de modo que as alternativas divergentes sejam descartadas.

No caso, entre as linhas 938-895 e 1030-896, a LT 1030-896 é a única que apresenta divergência quando analisa-se o Quadro 2. Assim, já se pode eleger a LT 938-895 como solução para o problema de planejamento da expansão da transmissão do sistema teste, com objetivo de reforçar o sistema.

5 CONCLUSÃO

O planejamento da expansão das redes de transmissão é um problema combinatório que representa desafios na resolução devido ao grande número de análise de opções disponíveis. Nesse trabalho, o problema foi abordado como uma redução de domínio, reduzindo a quantidade de subestações avaliadas para construir novas conexões.

Para o sistema teste de 32 barras utilizado, 496 possibilidades de conexão são passíveis de avaliação. Quando se assume a restrição de não adicionar novos transformadores nas subestações, ou seja, considerar cada porção de tensão separadamente, consegue-se eliminar algumas ligações da análise. Assim, no nível de 525 kV, restam 120 possibilidades, o que ainda é um número significativo.

Quando a metodologia proposta foi aplicada, chegou-se a somente nove possíveis novas conexões de reforço no sistema, o que representa uma redução de 92,5% quando comparamos com as 120 opções em 525 kV. Ademais, com a análise econômica, de perdas e de contingências, pôde-se determinar com facilidade a melhor conexão entre as disponíveis.

Certamente, o conjunto de nove arestas encontrado foi resultado do cenário de contingência identificado durante as análises, considerado como prioridade a ser resolvido. Distintos cenários do problema podem levar a distintas abordagens em relação a aplicação dos conceitos da Teoria de Grafos, fazendo uso, inclusive, de outras medidas que não foram exploradas aqui. Isso reforça a relevância da modelagem utilizando grafos no problema da expansão da transmissão, mostrando-se uma ferramenta poderosa nesse contexto.

Além disso, pretende-se em trabalhos futuros incorporar uma análise de diversificação de parâmetros para avaliar as características de projeto das linhas de transmissão. Ainda, a diversificação de parâmetros de projeto implica na diversificação de custo das novas conexões, outro aspecto que também poderia ser avaliado. Incorporar formas de diversificar as características das soluções permite uma maior flexibilidade na escolha das novas linhas, possibilitando uma eleição mais ponderada das características de interesse.

Nesse sentido, é possível que algumas das linhas encontradas, em um primeiro momento consideradas não tão boas, mostrem-se boas soluções com a variação de parâmetros. Outro ponto importante seria incorporar dados de histórico de perdas de serviço das linhas e subestações, dessa forma, podem ser conhecidos os pontos do sistema mais suscetíveis a desconexões. Assim, também pode-se incorporar essa medida para a eleição dos nós para a expansão do sistema.

REFERÊNCIAS

ALAYANDE, A. S.; JIMOH, A. A.-G.; YUSUFF, A. A. Reinforcement of topologically weak power networks through network structural characteristics theory. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, v. 19, n. 3, 2018.

ALBER, J.; FELLOWS, M. R.; NIEDERMEIER, R. Polynomial-time data reduction for dominating set. **Journal of the ACM**, v. 51, n. 3, p. 363–384, 2004.

ANEEL, A. N. de E. E. **Simulação de Orçamento**. 2023. <https://bprsimulador.aneel.gov.br>.

Ashley J. Lawson. **Maintaining Electric Reliability with Wind and Solar Sources: Background and Issues for Congress**. Every CRS Report, 2019. Acesso em 01 set. 2023. Disponível em: <https://www.everycrsreport.com/files/20190610_R45764_50945c0f4fbabb031186e406944719d56a16dcff.html#Content>.

AUSIELLO, G. et al. **Complexity and Approximation: Combinatorial Optimization Problems and Their Approximability Properties**. Berlin: Springer, 2003.

BENJAMIN, A.; CHARTRAND, G.; ZHANG, P. **The Fascinating World of Graph Theory**. Princeton: Princeton University Press, 2015. ISBN 978-0-691-16381-9.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2. ed. New York: Plenum Press, 1996. ISBN 0-306-45259-6.

BISDORFF, R.; MARICHAL, J.-L. Counting non-isomorphic maximal independent sets of the n-cycle graph. **Journal of Integer Sequences**, v. 11, n. 3, p. 08.5.7, 2008.

BONDY, A.; MURTY, U. **Graph theory**. 3rd corrected printing.. ed. [S.l.]: Springer, 2008. (Graduate texts in mathematics 244). ISBN 978-1-84628-969-9.

BOPPANA, R.; HALLDÓRSSON, M. M. Approximating maximum independent sets by excluding subgraphs. **BIT Numerical Mathematics**, v. 32, n. 2, p. 180–196, 1992.

CAMARGO, C. C. de B. **Transmissão de energia elétrica: aspectos fundamentais**. 3. ed. Florianópolis: Ed. da UFSC, 2006. ISBN 85-328-0350-4.

CCPE. **Aperfeiçoamento dos Processos e Metodologias para a Expansão da Transmissão**. EPE, 2002. I, 204 p. Acesso em 22 ago. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/criterios-e-procedimentos-de-planejamento-da-transmissao>>.

_____. **Crítérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão**. EPE, 2002. II, 144 p. Acesso em 22 ago. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/criterios-e-procedimentos-de-planejamento-da-transmissao>>.

CEPEL. **Programa de Análise de Redes V11.07.00: Manual do Usuário**. Rio de Janeiro, 2023. 415 p. Acesso em 28 set. 2023.

CHEN, T.-H.; TRAN, V.-T. Optimization of transmission expansion planning by minimal cut sets based on graph theory. **Electric Power Components and Systems**, Taylor Francis, v. 43, n. 16, p. 1822–1831, 2015.

CHONG, E. K. P.; ZAK, S. H. **An introduction to optimization**. 2nd. ed. [S.l.]: Wiley, 2001. (Wiley-Interscience series in discrete mathematics and optimization). ISBN 0-471-39126-3.

CHURKIN, A. et al. Review of cooperative game theory applications in power system expansion planning. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 145, p. 111056, 2021. ISSN 1364-0321.

DUQUE, A. Transmisson network expansion planning using spectral clustering. In: **2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5.

GAMA, M. de Fátima de C. et al. **Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica**. Rio de Janeiro, 2005. 25 p. Acesso em 22 ago. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/DiretrizesElaboracaoRelatorios/EPE-DEE-RE-001-2005.pdf>>.

GOMES, P. V.; SARAIVA, J. T. State-of-the-art of transmission expansion planning: A survey from restructuring to renewable and distributed electricity markets. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 111, p. 411–424, 2019. ISSN 0142-0615.

GÖNEN, T. **Electric power transmission system engineering: analysis and design**. 2nd. ed. Boca Raton: CRC Press, 2009. ISBN 978-1-4398-0254-0.

HARARY, F. **Graph Theory**. [S.l.]: Addison-Wesley, 1969. (Addison-Wesley series in Mathematics).

HAYNES, S. H. T. W.; SLATER, P. **Fundamentals of domination in graphs**. 1. ed. New York: Marcel Dekker, 1998. (Monographs and textbooks in pure and applied mathematics 208). ISBN 0-8247-0033-3.

HAYNES, T. W.; HEDETNIEMI, S. T.; HENNING, M. A. **Domination in Graphs: Core Concepts**. Switzerland: Springer, 2023. (Springer Monographs in Mathematics). ISBN 978-3-031-09495-8.

JUNIOR, D. de S. C. et al. O planejamento da expansão da transmissão. In: GOMES, R. (Ed.). **A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil**. [S.l.]: Editora FGV, 2012. cap. 3, p. 69–90.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control (part 1)**. New York: McGraw-Hill Professional, 1994. ISBN 007035958X,978-0070359581.

LEÃO, R. **GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Federal do Ceará, 2009. Acesso em 04 de out. 2023. Disponível em: <[\urlhttps://silos.tips/download/gtd-geracao-transmissao-e-distribuicao-de-energia-eletric](https://silos.tips/download/gtd-geracao-transmissao-e-distribuicao-de-energia-eletric)>.

LI, Y.; WANG, J. Flexible transmission network expansion planning under uncertainty based on a self-adaptive clustering technique. In: **International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6.

LUMBRERAS, S.; ABDI, H.; RAMOS, A. **Transmission Expansion Planning: The Network Challenges of the Energy Transition**. Switzerland: Springer International Publishing, 2020. ISBN 978-3-030-49427-8.

MACHADO, G. M.; PRAÇA, J. C. G.; MONTEATH, L. O processo de expansão do sistema de transmissão - visão do operador através do plano de ampliações e reforços. In: GOMES, R. (Ed.). **A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil**. [S.l.]: Editora FGV, 2012. cap. 4, p. 91–104.

MADURO-ABREU, A. et al. Implantação de linhas de transmissão. In: FRONTIN, S. de O. (Ed.). **Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas Aplicadas a Linhas de Transmissão**. 1. ed. Brasília: Goya Editora, 2010. cap. 1, p. 25–53.

MAHDAVI, M. et al. Transmission expansion planning: Literature review and classification. **IEEE Systems Journal**, v. 13, n. 3, p. 3129–3140, 2019.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. Campinas, SP: Editora da Unicamp, 2011. ISBN 978-8526809451.

NETWORKX DEVELOPERS. **NetworkX–Network Analysis in Python**. 2022. <https://networkx.org>.

NEUMANN, F.; BROWN, T. Transmission expansion planning using cycle flows. In: **Proceedings of the Eleventh ACM International Conference on Future Energy Systems**. New York, NY, USA: Association for Computing Machinery, 2020. (e-Energy '20), p. 253263. ISBN 9781450380096.

NIHARIKA; VERMA, S.; MUKHERJEE, V. Transmission expansion planning: A review. In: **2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 350–355.

SCHLABBACH, J.; ROFALSKI, K.-H. **Power System Engineering: Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment**. Weinheim, Germany: Wiley-VCH, 2008. ISBN 978-3-527-40759-0.

SEIFI, H.; SEPASIAN, M. S. **Electric Power System Planning: Issues, Algorithms and Solutions**. Germany: Springer, 2011. ISBN 978-3-642-17988-4.

TAHERI, S. S.; SEYED-SHENAFA, S. J.; MODIRI-DELSHAD, M. Transmission network expansion planning under wind farm uncertainties using cuckoo search algorithm. In: **3rd IET International Conference on Clean Energy and Technology (CEAT) 2014**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6.

TAO, Y. et al. Transportable energy storage system planning for mitigating grid vulnerability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 38, n. 5, p. 4462–4475, 2023.

THIAM, F. B.; DEMARCO, C. L. Application of node centrality in transmission expansion planning under uncertainty. In: **2014 North American Power Symposium (NAPS)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6.

TRUDEAU, R. J. **Introduction to Graph Theory**. 2. ed. New York: Dover Publications, 1994. (Dover Books on Mathematics). ISBN 0-486-67870-9, 978-0-486-67870-2.

YANG, S.; CHEN, W.; ZHANG, X. Heterogeneous evolution of power system vulnerability in cascading failure graphs. **IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs**, v. 69, n. 1, p. 179–183, 2022.

ZONIN, M. T. **Georreferenciamento Sub-Sul Simplificado**. 2022. <https://maps.app.goo.gl/nRtMyYN3MRStc9dRA>.

APÊNDICE A – DADOS DE ENTRADA PARA O BANCO DE PREÇOS DE REFERÊNCIA DA ANEEL

Orçamento de linhas de transmissão		Versão 2.00 Março/2019			
Nome da linha de transmissão: teste					
Extensão da linha (km): 100					
Estado(s): PARANÁ, SANTA CATARINA, RIO GRANDE DO SUL					
Data referência da cotação: Junho de 2023					
Tipo de corrente: Corrente Alternada					
Classe de Tensão: 500 KV					
Configuração cadeia de isoladores: Isoladores (III)					
Tipo de Circuito: Circuito Simples					
Tipo de Estrutura: Aço Autoportante Convencional					
Tipo de fundação: Concreto					
Tipo de Obra: Leilão					
Cabo condutor: CAA 636 321.84 GROSBEAK 26 X 7 (N=4)					
Cabo pára-raio: Aço 9.52 Aço 3/8 (N=2)					
Terrenos e servidões		60000 M2	R\$4,83	R\$289.800,00	11,9%
Aquisição de materiais					
Descrição	Qtde.	Unid.	Valor com poder de compra		
			Preço unit.	Subtotal	%
Estruturas	21580	unid./km	14,89	321.227,91	13,2%
Cabo condutor	16400	kg	31,31	513.436,97	21,1%
Cabo pára-raio convencional	860	kg	24,95	21.454,40	0,9%
Cabo pára-raio óptico 12 fibras fibras	1	km	22.121,10	22.121,10	0,9%
Isoladores (III)	233	unid	328,64	76.572,77	3,1%
Conjunto suspensão do condutor (N=4)	6,64	unid.	4.876,04	32.376,92	1,3%
Conjunto ancoragem do condutor (N=4)	0,93	unid	13.387,83	12.450,69	0,5%
Conjunto jumper do condutor (N=4)	0,46	unid	2.281,54	1.049,51	0,0%
Conjunto suspensão do pára-raio convencional (N=2)	4,42	unid	142,80	631,18	0,0%
Conjunto ancoragem do pára-raio convencional (N=2)	0,62	unid	55,78	34,58	0,0%
Amortecedores/Espaçadores do condutor (N=4)	41	unid	725,16	29.731,51	1,2%
Amortecedores do pára-raios convencional (N=2)	9,48	unid	46,95	445,08	0,0%
Aterramento	1	vb/km	5.213,13	5.213,13	0,2%
Outros Acessórios (0,3% do valor de aquisição de materiais)				3.110,24	0,1%
Total				R\$1.039.855,99	42,7%
Construção					
Descrição	Qtde.	Unid.	Valor com poder de compra		
			Preço unit.	Subtotal	%
Limpeza de faixa	60000	m²	0,56	33.828,04	1,4%
Escavação para execução de fundações	35	m3	131,26	4.594,13	0,2%
Concretagem de fundação	38	m3	4.452,94	169.211,70	6,9%
Construção de acessos	1	vb/km	9.734,03	9.734,03	0,4%
Total				R\$217.367,90	8,9%
Serviços técnicos					
Descrição	Qtde.	Unid.	Valor com poder de compra		
			Preço unit.	Subtotal	%
Topografia	1	km	2.219,47	2.219,47	0,1%
Geologia/Sondagem	1	km	2.219,47	2.219,47	0,1%
Total				R\$4.438,94	0,2%

(continuação)

Custo Instalação	R\$1.551.462,83	63,7%
Inspeção (2,14% do valor do custo instalação)	R\$22.252,92	0,9%
Canteiro de Obras (3,36% do valor do custo instalação)	R\$34.939,16	1,4%
Engenharia (14,10% do valor do custo instalação)	R\$146.619,70	6,0%
Montagem (53,72% do valor do custo instalação)	R\$558.610,64	22,9%
Custos SocioAmbientais (1,53% do valor do custo instalação)	R\$15.909,80	0,7%
Comissionamento/Administração local (9,24% do valor do custo instalação)	R\$96.082,69	3,9%
Custos Indiretos (0,9% do valor do custo instalação)	R\$9.358,70	0,4%
Variantes (0,00% do valor do custo instalação)	R\$0,00	0,0%
Custo total/Km	R\$2.435.236,44	100,0%
Custo total da linha (100 km)	R\$243.523.644,09	

NUP: 23081.142963/2023-27

Prioridade: Normal

Homologação de ata de defesa de TCC e estágio de graduação

125.322 - Bancas examinadoras de TCC: indicação e atuação

COMPONENTE

Ordem	Descrição	Nome do arquivo
9	Trabalho de conclusão de curso (TCC) (125.32)	TCC_Milena_Final.pdf

Assinaturas

07/12/2023 08:57:39

DIEGO BERLEZI RAMOS (Coordenador(a) de Curso)
07.09.02.00.0.0 - CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - CEELE



Código Verificador: 3615112

Código CRC: 1640328d

Consulte em: <https://portal.ufsm.br/documentos/publico/autenticacao/assinaturas.html>

