



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO ACADÊMICO DO AGRESTE  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

CRISTIANE PERLA CASTRO E SANT'ANNA

**MODELOS DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA PARA O PROBLEMA DE  
PROGRAMAÇÃO DE MANUTENÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO  
ENERGIZADAS E DESENERGIZADAS**

Caruaru

2022

CRISTIANE PERLA CASTRO E SANT'ANNA

**MODELOS DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA PARA O PROBLEMA DE  
PROGRAMAÇÃO DE MANUTENÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO  
ENERGIZADAS E DESENERGIZADAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Engenharia de Produção. Área de concentração: Otimização e Gestão da Produção

Orientador: Prof. Dr. Lúcio Camara e Silva

Coorientador: Prof. Dr. Luciano Carlos Azevedo da Costa

Caruaru

2022

Catálogo na fonte:  
Bibliotecária – Nasaré Oliveira - CRB/4 - 2309

S232m Sant' Anna, Cristiane Perla Castro e.  
Modelos de programação linear inteira mista para o problema de programação de manutenções em linhas de transmissão energizadas e desenergizadas . / Cristiane Perla Castro e Sant' Anna. – 2022.  
77 f.; il.: 30 cm.

Orientador: Lúcio Camara e Silva.  
Coorientador: Luciano Carlos Azevedo da Costa.  
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco, CAA, Programa de Pós- Graduação em Engenharia de Produção, 2022.  
Inclui Referências.

1. Linhas de transmissão. 2. Modelos matemáticos. 3. Manutenção. 4. Programação linear. I. Silva, Lúcio Camara (Orientador). II. Luciano Carlos Azevedo da Costa (Coorientador). III. Título.

CDD 658.5 (23. ed.) UFPE (CAA 2022-049)

CRISTIANE PERLA CASTRO E SANT'ANNA

**MODELOS DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA PARA O PROBLEMA  
DE PROGRAMAÇÃO DE MANUTENÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO  
ENERGIZADAS E DESENERGIZADAS**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, da Universidade Federal de Pernambuco como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia de Produção.

Área de concentração: Otimização e Gestão da Produção

Aprovada em: 23/08/2022.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Lucio Camara e Silva (Orientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Luciano Carlos Azevedo da Costa (Coorientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Lucimário Góis de Oliveira Silva (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Raphael Harry Frederico Ribeiro Kramer (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus por me proporcionar saúde e sabedoria para conclusão deste trabalho.

Aos meus pais, que me concederam amor, carinho e educação, sem estes três pilares eu não teria êxito na minha vida profissional.

Aos Professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção (PPGEP-CAA) da Universidade Federal de Pernambuco, pelo prazer em dividir suas experiências profissionais e proporcionar-nos a chance de desenvolver nosso intelecto através do conhecimento repassado, em especial aos professores orientador e coorientador deste trabalho, pela dedicação e empenho na busca da orientação para um melhor resultado.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES), pois este presente trabalho foi realizado com seu apoio - Código de Financiamento 001.

Aos meus amigos que me apoiaram para a realização deste trabalho, contribuindo para a conclusão de mais uma etapa da minha vida acadêmica.

## RESUMO

A programação de manutenções em linhas de transmissão (LTs) de energia é um problema muito importante a ser solucionado por agentes do setor elétrico, pois está diretamente correlacionado com a qualidade dos serviços prestados e com a receita das empresas. Este trabalho tem por objetivo propor modelos matemáticos para determinação da programação de manutenções de LTs desenergizadas e energizadas visando o atendimento das manutenções com maior prioridade. Neste contexto, foram propostos dois modelos multi-períodos: um modelo de alocação, que realiza a distribuição das manutenções entre equipes ao longo de um horizonte de planejamento, e um modelo de roteamento, que determina a sequência na qual as intervenções devem ser realizadas. As manutenções são escolhidas para serem realizadas com base em suas prioridades, que, sem perda de generalidade, podem ser definidas em termos do tipo de manutenção e da importância que a linha possui para o órgão responsável. Os modelos são bastante genéricos e consideram diversas restrições operacionais importantes. Os modelos foram implementados utilizando a linguagem de programação Julia 1.7.3, com JUMP sendo a linguagem de modelagem adotada. Os modelos foram resolvidos por meio do solver comercial CPLEX 20.1.0.0. Experimentos computacionais mostraram que os modelos apresentam uma boa escalabilidade. O modelo de alocação foi capaz de resolver instâncias de grande escala em tempos computacionais médios não superiores a 2 minutos. O modelo de rotas adotou uma heurística de Rolling Horizon para resolver instâncias de grande escala do problema de roteamento. Os resultados da pesquisa possibilitarão a empresa pesquisada elevar seu quantitativo de manutenções em LTs energizadas e desenergizadas, considerando-se as possíveis rotas viáveis e a jornada de trabalho de 8 horas diárias dos eletrotécnicos que executam manutenção em LTs.

**Palavras-chave:** linhas de transmissão; manutenção; modelagem matemática; programação linear inteira mista.

## ABSTRACT

The scheduling of maintenance on energy transmission lines (LTs) is a very important problem to be solved by agents in the electricity sector, as it is directly correlated with the quality of services provided and with the companies' revenue. This work aims to propose mathematical models to determine the maintenance schedule of de-energized and energized LTs in order to meet the highest priority maintenance. In this context, two multi-period models were proposed: an allocation model, which distributes maintenance among teams over a planning horizon, and a routing model, which determines the sequence in which interventions must be carried out. The maintenances are chosen to be carried out based on their priorities, which, without losing generality, can be defined in terms of the type of maintenance and the importance that the line has for the responsible organ. The models are quite generic and consider several important operational constraints. The models were implemented using the Julia 1.7.3 programming language, with JUMP being the adopted modeling language. The models were solved using the commercial solver CPLEX 20.1.0.0. Computational experiments have shown that the models have good scalability. The allocation model was able to solve large-scale instances in average computational times not exceeding 2 minutes. The routing model adopted a Rolling Horizon heuristic to solve large-scale instances of the routing problem. The survey results will enable the researched company to increase its amount of maintenance in energized and de-energized LTs, considering the possible viable routes and the 8-hour workday of electrical technicians who perform maintenance on LTs.

**Keywords:** transmission lines; maintenance; mathematical model; integer linear programming

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Rede de operação do sistema elétrico brasileiro .....	20
Figura 2 - Principais autores com co-autoria .....	32
Figura 3 - Países das publicações .....	33
Figura 4 - Principais palavras-chaves. ....	33
Figura 5 - Solução de modelo de alocação de instância 2, 50x30 .....	65
Figura 6 - Solução de modelo de rotas de instância 2, 50x30, resolvido por Rolling Horizon .....	66

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Extensão Da Rede Básica De Transmissão .....	19
Tabela 2 - Características básicas dos trabalhos seleccionados na literatura .....	42
Tabela 3 - Dados de geração de instâncias aleatórias.....	53
Tabela 4 - Priorização das principais causas das notas de manutenção de outubro a dezembro de 2021 .....	55
Tabela 5 - Tamanho das instâncias para mediana dos tempos de solução para os modelos implementados .....	58
Tabela 6 - Tempos (em segundos) de resolução de modelo de alocação.....	59
Tabela 7 - Tempos (em segundos) de resolução de modelo de roteamento .....	60
Tabela 8 - Tempos (em segundos) de resolução de modelo de roteamento por Rolling Horizon .....	60
Tabela 9 - Diferença percentual entre método exato e heurística em modelo de roteamento .....	61
Tabela 10 - Diferença percentual entre modelo de alocação e modelo de roteamento .....	62
Tabela 11 - Diferença entre quantidade de visitas por instância em modelo de roteamento por Rolling Horizon para modelo de alocação.....	63
Tabela 12 - Quantidade média de visitas de cada equipe por dia em modelo de alocação.....	64
Tabela 13 - Duração média de rotas de modelo de roteamento medido em horas...	64

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AC	Corrente Alternada
DC	Corrente Contínua
LT	Linha de transmissão
ONS	Operado Nacional do Sistema
SEP	Sistema elétrico de potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
PIM	Programação inteira mista
PI	Programação inteira
PL	Programação linear
PLI	Programação linear inteira
PSO	Otimização por Enxame de Partículas

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
1.1	JUSTIFICATIVA .....	15
1.2	OBJETIVO GERAL .....	16
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	16
1.4	RELEVÂNCIA DO TRABALHO .....	16
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	17
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	<b>18</b>
2.1	SISTEMA ELÉTRICO .....	18
2.2	TRANSMISSÃO SISTEMA ELÉTRICO .....	19
<b>2.2.1</b>	<b>Linhas de transmissão</b> .....	<b>20</b>
2.2.1.1	Condutores utilizados .....	21
2.2.1.2	Isoladores e ferragens .....	22
2.2.1.3	Estruturas utilizadas .....	23
2.3	MANUTENÇÃO EM LTS .....	24
<b>2.3.1</b>	<b>Inspeção em LTs</b> .....	<b>26</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Programação das intervenções em LTs</b> .....	<b>27</b>
2.4	PROGRAMAÇÃO INTEIRA .....	28
<b>3</b>	<b>OTIMIZAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO NA LITERATURA</b> .....	<b>32</b>
3.1	REVISÃO SISTEMÁTICA .....	32
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>43</b>
4.1	MODELAGEM DO PROBLEMA .....	43
<b>5</b>	<b>MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO PARA OTIMIZAÇÃO</b> .....	<b>46</b>
5.1	MODELO DE ALOCAÇÃO .....	46
5.2	MODELO DE ROTEAMENTO .....	48
5.3	APLICAÇÃO DO MODELO .....	52
<b>5.3.1</b>	<b>Geração de Instâncias</b> .....	<b>52</b>
<b>5.3.2</b>	<b>Rolling Horizon</b> .....	<b>56</b>
<b>5.3.3</b>	<b>Resultados das instâncias</b> .....	<b>58</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>68</b>
6.1	LIMITAÇÕES .....	69

6.2	SUGESTÕES PARA EXTENSÕES FUTURAS.....	69
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>70</b>
	<b>APÊNDICE A – DADOS DAS INSTÂNCIAS DOS MODELOS UTILIZADOS</b>	
	.....	<b>74</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Segundo o Relatório BEN (2021), o Sistema Elétrico de Potência (SEP) é composto por geração, transmissão e distribuição. A matriz energética brasileira é composta por 65,2% de geração hidráulica, 8,8% de eólica, 22,2% de térmica, 1,7% de solar e 2,1% de nuclear, mas predominantemente hidráulica. Pinto (2013) descreve que as grandes hidroelétricas estão localizadas a distâncias relevantes dos centros consumidores. O Brasil é praticamente todo interligado com apenas seis estados (Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia e parte do Para), ainda não fazendo parte do sistema integrado. Neles o abastecimento de energia é realizado por pequenas termelétricas e por hidroelétricas próximas as capitais. A estrutura interligada possibilita que as diferentes regiões troquem energia entre si, isto pode ocorrer quando uma hidroelétrica apresenta diminuição no nível de abastecimento de seu reservatório. A ampla área territorial do Brasil de 8,5 milhões de km<sup>2</sup>, que dificulta o fornecimento e a transmissão de energia. Sistemas de transmissão são usados para transmitir esta potência gerada nas usinas hidroelétricas e termoelétricas, que estão geograficamente muito distantes dos centros de consumo residenciais e industriais, sendo necessária a implantação do sistema de transmissão de energia através da instalação de LTs e subestações para possibilitar que esta energia chegue nos consumidores finais.

Fuchs (2015) relatou que para possibilitar a transmissão da energia elétrica das usinas hidroelétricas para as subestações são necessárias grandes extensões de LTs que possibilitam a chegada da energia elétrica aos consumidores residenciais e industriais. Cortés-Carmona et al. (2017) descrevem que LTs, como o nome indica, são condutores elétricos que carregam grandes quantidades de energia elétrica dentro dos diferentes pontos do SEP, fornecendo energia para grandes clientes e centros de consumo ou cidades. Devido as consequências do desligamento ou saída de serviço de LTs, prioriza-se manter a sua disponibilidade confiabilidade para o SEP, por meio da aplicação de técnicas de manutenção preventiva e corretiva; energizada ou desenergizada.

As LTs estão sujeitas a desligamentos intempestivos devido a descargas atmosféricas, vandalismos, defeitos em equipamentos e ocorrências no SEP. Visando evitar estes desligamentos são realizadas manutenções corretivas, preventivas e preditivas que podem ser com as LTs desenergizadas ou energizadas para correção de falhas. Khalyasmaa et al. (2021) relatam que para prevenir possíveis

desligamentos intempestivos, historicamente, a inspeção visual foi o primeiro método aplicado para análise técnica do estado das LTs de energia. Rangel (2009) relatou que o objetivo da inspeção é identificar defeitos visíveis. É possível realizar testes em laboratórios para manutenção preventiva e várias possibilidades de inspeção visual. Todavia, as análises em laboratório, bem como a inspeção visual, não são capazes de resolver a tarefa de diagnóstico preventivo.

Neste contexto, Rangel (2009) analisou, no período de 1999 a 2016, LTs a fim de determinar as principais causas de falhas nelas. Os resultados mostraram que as falhas foram causadas principalmente por danificação das cordas de isolamento e condutores de fase que representam, respectivamente, 42% e 20% das causas encontradas. Estas falhas nas LTs têm um impacto significativo no modo de operação do SEP e podem acarretar sobrecarga dos elementos da rede, quedas de tensão na rede e pontos de controle, além de violação de margens de estabilidade estática.

Gaowang e Dongyuan (2011) relatam que a manutenção das LTs é uma atividade de suma importância para transmissoras e distribuidoras de energia elétrica, uma vez que permite prolongar a vida útil do equipamento e/ou reduzir a probabilidade de sua falha. Todavia, uma programação de manutenção inadequada pode ter como consequência blecautes e/ou perdas econômicas pesadas para indústria e consumidores. Isto se dá pela redução da margem de segurança do SEP passando por uma atividade de manutenção, devido à redução de confiabilidade sistêmica em função da indisponibilidade de ativos de transmissão e geração. Ignorar estes riscos pode levar a uma programação de manutenção inadequada fragilizando a estabilidade do SEP. O cronograma de manutenção ideal não se resume apenas a minimização do risco, mas também a minimização do custo operacional. Contudo, esses dois objetivos são conflitantes. Para minimização do risco, será necessária a realização de mais intervenções, sejam elas desenergizadas ou energizadas, para correção dos defeitos observados nas inspeções e nas notas de manutenção.

Por sua vez, para minimização dos custos, o ideal era realizar um número menor de intervenções, mas, não necessariamente deixar de realizar manutenções minimizará os custos, uma vez que, se as manutenções não forem executadas em tempo hábil, as LTs podem ficar inoperantes e isso também tem como consequência altos custo para empresa.

Conforme o normativo IM-MN-LTM.085 - Acesso Ao Potencial Em Instalações Energizadas. - CHESF (2011), as manutenções em LTs podem ser realizadas com os

equipamentos desenergizados ou energizados. Para realização de intervenção com LTs energizadas são utilizados dois métodos de trabalho: método a distância, onde os eletricitas permanecem afastados das partes energizadas da instalação, conforme as distâncias de segurança; e o método ao potencial, onde o eletricista estará no mesmo potencial da LT energizada, utilizando vestimenta condutiva e ferramentas e equipamentos apropriados para sua proteção. Pinto (2013) relata que para manutenções em LTs desenergizadas, se faz necessário explicar o conceito de instalação desligada que compreende total ou parcialmente, as LTs ou subestações, cujos cabos condutores ou equipamentos não estão conectados eletricamente ao sistema eletroenergético.

Segundo o normativo IM-MNLT-M-037 - Técnicas de Aterramento Temporário para Linhas e Barramentos Desligados – CHESF (2012), nas intervenções com LTs desenergizadas deverão ser realizados alguns procedimentos visando à segurança do trabalhador. O responsável pela intervenção deve solicitar ao Centro de Operação a desenergização da LT e a autorização para iniciar os trabalhos. Após a autorização do Centro de Operação, a equipe pode iniciar os procedimentos para intervenção. Apenas para intervenções com LTs desenergizadas será cobrada a parcela variável base pelo tempo de indisponibilidade do ativo da empresa do setor elétrico.

Segundo a Resolução Normativa 906 – ANEEL (2021), os agentes da transmissão do SEP recebem uma remuneração anual para disponibilizar seus ativos, pertencentes a Rede Básica, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e prestar o serviço público de transmissão de energia elétrica. Caso a transmissora não atenda adequadamente a prestação do serviço com a indisponibilidade dos seus ativos, haverá uma parcela variável que será descontada da receita da empresa.

Conforme Pereira et al. (2011), as intervenções desenergizadas possuem como consequência o pagamento da indisponibilidade dos ativos devido a parcela variável, aumentando desta forma o custo. Por sua vez, a minimização do custo com a redução do número de intervenções desenergizadas tem por objetivo a diminuição da parcela variável, redução de mão de obra, combustível e materiais utilizados nas intervenções, que pode ter como consequência um aumento do risco de desligamentos intempestivos para o SEP. Desta forma, é imprescindível que se busque um equilíbrio adequado entre o custo de manutenção e a confiabilidade do SEP.

Jae-Haeng Heo et al. (2011) apontam que as concessionárias de transmissão de energia elétrica se esforçam para maximizar o lucro, tentando reduzir seus custos de operação, mantendo sua confiabilidade. Desta forma, o desenvolvimento de estratégias de manutenção que possibilitem aumentar a disponibilidade para os ativos de transmissão e geração é uma das maneiras mais eficazes de atingir esse objetivo. Neste contexto, de acordo com Finardi et al. (2005), a programação de manutenções é um problema importante para ser solucionado pelos agentes do setor elétrico pois visa a não degradação dos equipamentos, bem como busca reduzir a probabilidade de desenergização intempestiva dos ativos. Tipicamente, para realização da programação da manutenção mensal em LTs em uma empresa de geração e transmissão, muito tempo é despendido por gestores. As intervenções devem ser feitas de tal forma que sejam realizadas no menor período possível visando maximizar a disponibilidade dos ativos e levando em consideração a confiabilidade do SEP.

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é determinar uma programação de manutenções de LTs energizadas e desenergizadas, visando aumentar a receita da empresa. A abordagem proposta se baseia na utilização de programação matemática, permitindo que seja necessária uma menor quantidade de tempo para conclusão de uma atividade.

Se as manutenções forem realizadas dentro do melhor período de acordo com as inspeções e notificações de irregularidades de manutenção, haverá um aumento da disponibilidade dos ativos de LTs, diminuindo o valor gasto com a parcela variável e elevando desta forma a receita da empresa pesquisada.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

O foco deste trabalho é a utilização de uma abordagem matemática para elaborar o cronograma das intervenções programadas em LTs desenergizadas e energizadas. O estudo foi motivado pela dificuldade obtida pelos gestores de uma empresa do setor elétrico brasileiro em gerar o cronograma de manutenção manualmente, levando em consideração vários critérios como custos por indisponibilidades de equipamentos, custos de manutenção, poucos recursos disponíveis para realização das intervenções, manter a confiabilidade do SEP e garantir que as LTs remanescente não operem em sobrecarga.

Com a elaboração da abordagem matemática, tornou-se possível gerar uma programação de manutenções que levam em consideração as restrições operacionais

do sistema relacionados com intervenções programadas em LTs desenergizadas e energizadas e com o risco inerente ao SEP. Além disto, proporcionou uma melhor utilização por parte do tempo dos gestores de manutenção de LTs e favorece a obtenção de soluções mais rápidas. Para o estudo em questão, considerou-se uma das regionais que conta com 13 trabalhadores terceirizados, sendo eles 7 em manutenção de LTs e 6 supressões de vegetação. Existem também outros 11 colaboradores próprios que trabalham em intervenções eventuais e na fiscalização dos terceirizados. A regional em questão é responsável pela manutenção de 43 LTs de 69, 230 e 500KV, as quais serão consideradas neste estudo.

## 1.2 OBJETIVO GERAL

Elaborar modelos matemáticos para programação de manutenção de LTs desenergizadas e energizadas, possibilitando a compatibilização das solicitações de intervenções executadas através de um planejamento de manutenções mais eficaz e priorizando a confiabilidade do SEP, utilizando um menor tempo dos gestores de manutenção de LTs para elaboração do cronograma de manutenção.

## 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Dentre os objetivos específicos da pesquisa, pode-se citar:

- a) Conhecer os requisitos exigidos para manutenção de LTs;
- b) Descrever as atividades de manutenção em LTs de energia em alta tensão;
- c) Propor modelos de programação matemática para resolver o problema de programação de manutenções em LTs;
- d) Comparar os resultados obtidos pelos modelos propostos;
- e) Validar os resultados obtidos quanto à adequabilidade para ser adotado pela empresa.

## 1.4 RELEVÂNCIA DO TRABALHO

Esta pesquisa vai possibilitar a otimização da programação de manutenção de LTs desenergizadas e energizadas para a empresa estudada, viabilizando o cronograma de manutenções levando em consideração todas as restrições pertinentes a intervenções programadas em LTs desenergizadas e energizadas.

## 1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Neste trabalho realizou-se a fundamentação teórica no Capítulo 2, onde foram abordados conceitos de transmissão de energia no SEP e relatou-se a importância das LTs e dos materiais que são formados dentre eles os cabos condutores, torres e isoladores. Abordou-se como são realizadas as manutenções em LTs e a programação destas intervenções. No Capítulo 3, e apresentou-se a pesquisa na literatura para o tema otimização da programação de manutenção. No capítulo 4, apresentou-se a metodologia utilizada neste trabalho, foi explanada a definição do problema para programação de manutenção, foram descritas as características da empresa pesquisada, o número de trabalhadores disponíveis e as LTs que são realizadas as intervenções. No Capítulo 5, apresentou-se o modelo matemático, descrevendo as variáveis, parâmetros, a função objetivo e as restrições encontradas. Na Seção 5.3, foram exibidos os resultados esperados que são os tempos para execução de cada instância que variam de acordo com a quantidade de manutenções  $n$  a serem realizadas e com número de períodos  $m$  no horizonte de planejamento. Foram mostrados também o planejamento de manutenções para um uma instância de dimensão  $15 \times 14$ , onde 15 é o número de manutenções  $n$  e 14 é o número de períodos, considerando 3 equipes disponíveis para a realização das manutenções. No Capítulo 6, apresentou-se a conclusão da pesquisa analisando os resultados encontrados. No Capítulo 7, foram descritos os agradecimentos para os investidores da pesquisa. No final, será listada toda literatura utilizada para realização da pesquisa que compreende artigos e livros.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção aborda-se a importância da transmissão de energia no SEP, pois as usinas hidroelétricas consideradas neste estudo estão localizadas a uma grande distância dos centros consumidores e da indústria, pois o lugar de construção das usinas hidroelétricas depende da localização das bacias hidrográficas. Dentro do sistema de transmissão de energia elétrica, ressalta-se a importância das LTs e descreve-se os principais condutores, isoladores e estruturas utilizadas. Ressalta-se a importância das manutenções em LTs, inspeções e programação de intervenções para evitar desligamentos intempestivos. Finalizando, apresenta-se os conceitos, aplicações e problemas clássicos de programação inteira.

### 2.1 SISTEMA ELÉTRICO

Segundo Decharme (2012), o sistema elétrico brasileiro se destaca em relação a de outros países pela sua dimensão e as características do modelo. O Brasil tem um sistema hidrotérmico de grande porte com proeminência das usinas hidroelétricas, praticamente todo interligado e com múltiplos agentes proprietários. De acordo com o Operador Nacional do Sistema - ONS (2021), o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. Atualmente, existem 212 localidades isoladas no Brasil. A maior parte está na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. A ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e algumas localidades de Mato Grosso completam a lista. Entre as capitais, Boa Vista (RR) é a única que ainda é provida por um sistema isolado. O consumo nessas localidades é baixo e corresponde a menos de 1% da carga total do país. A demanda por energia dessas regiões é fornecida, substancialmente, por térmicas a óleo diesel. Segundo o Relatório BEN 2021, a matriz energética brasileira no ano de 2020 era composta por 65,2% de energia hidráulica, 9,1% biomassa, 8,8% eólica, 8,3% gás natural, 2,7 de carvão e derivados, 2,2 % nuclear, 2,1% derivados do petróleo e 1,7% solar. A oferta total de energia para o ano de 2020 correspondeu a um total de 645,9TWh, sendo a oferta hidráulica 421,0TWh.

Segundo o ONS (2021), a geração hidráulica no Brasil é constituída por dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Houve um grande incremento na instalação de usinas eólicas nos últimos anos, essencialmente nas

regiões Nordeste e Sul. Isto foi fundamental para o atendimento da demanda de carga do Nordeste, visto que há uma sazonalidade das chuvas que beneficiam a geração hidráulica. As usinas termelétricas, geralmente localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel importante, pois possibilitam uma maior segurança para operação eletroenergética do SIN. Essas usinas são programadas em função das condições hidrológicas vigentes, possibilitando o gerenciamento dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para garantir o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão compõem as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor.

## 2.2 TRANSMISSÃO SISTEMA ELÉTRICO

Segundo o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL ) - Sumário Executivo 2021, a extensão das LTs do SIN é de 145.600km. Através destas LTs em todo território nacional brasileiro, a energia é transportada em corrente contínua para as tensões de 800kV e 600KV, e em corrente alternada nas seguintes tensões 750 kV, 500kV, 440kV, 345kV e 230kV, conforme a Tabela 1. O Sistema de Transmissão é composto por transformadores, subestações, LTs, banco de capacitores, reatores, compensadores estáticos e síncronos que são os ativos dos agentes do setor elétrico.

Tabela 1 - Extensão Da Rede Básica De Transmissão

<b>Tensão</b>	<b>Extensão Ano 2020</b>	<b>Extensão Ano 2025</b>
800kV CC	9.204	9.204
750kV	1.722	1.722
600kV CC	9.544	9.544
500kV	53.241	76.220
440kV	6.911	7.130
345kV	9.551	11.131
230kV	55.454	69.103
<b>TOTAL</b>	<b>145.600</b>	<b>184.054</b>

**Fonte – 2020 – Sumário PAR/PEL 2021-2025**

Segundo Decharme (2012), as instalações do SIN são classificadas, quanto ao nível de tensão e podem ser classificadas de duas maneiras - Rede Básica e Rede Complementar -, as quais podem ser definidas segundo Resolução Normativa ANEEL nº 67 de 08/06/2004, como, conforme Figura 1.

- Rede Básica: conjunto de instalações pertencentes ao SIN que compreende todos os equipamentos de níveis de tensão igual ou superior a 230 kV.
- Rede Complementar: rede fora dos limites da rede básica, cujos fenômenos têm influência significativa na operação ou no desempenho da rede básica;
- Rede de Operação: união da rede básica, da rede complementar e das usinas despachadas centralizadamente através do ONS.

Figura 1 - Rede de operação do sistema elétrico brasileiro



Fonte: autora (2022)

### 2.2.1 Linhas de transmissão

Para qualquer fonte de energia primária, haverá uma redução do custo de produção de energia elétrica para quanto maior for a potência gerada nas centrais de geração. Para um maior aproveitamento da geração hidrelétrica, estas usinas estão localizadas a grandes distâncias dos centros de consumo e para possibilitar a aplicabilidade desta energia será necessário viabilizar este transporte. O custo do transporte aumenta com a distância e diminui com a quantidade de energia a ser transportada. O transporte desta energia é realizado através das LTs que são linhas

que operam com as tensões mais elevadas do sistema, tendo como função principal o transporte de energia entre centros de produção e centros de consumo, bem como a interligação de centros de produção e os centros de produção independentes. Dependendo das características do sistema, as LTs podem ter dois ou mais níveis de tensão neste sistema (FUCHS, 2015). De acordo com Filho (1979), as LTs podem ter duas fontes em corrente contínua e em corrente alternada. Em corrente alternada a fonte mais comum é senoidal. O desempenho elétrico de uma LT vai depender da sua geometria, ou seja, das suas características físicas.

Uma LT de energia elétrica possui quatro parâmetros - resistência, indutância, capacitância e condutância, os quais influem em seu comportamento como componentes de um sistema de potência. A condutância entre condutores e entre condutores e a terra levam em conta a corrente de fuga nos isoladores das LTs ou na isolação de cabos subterrâneos. Todavia, a condutância entre uma LT aérea pode ser considerada nula, pois a corrente de fuga nos seus isoladores é desprezível. As outras componentes do circuito das LTs são explicadas através do campo elétrico e magnético presentes em um circuito percorrido por uma corrente elétrica. Uma variação do fluxo magnético é ocasionada por uma variação de corrente nos condutores. No que diz respeito a qualquer variação do fluxo magnético associado ao circuito na LT que lhe induz uma tensão, cujo valor é proporcional à taxa de variação de fluxo. A indutância é o componente do circuito que associa a tensão induzida por variação de fluxo com a taxa de variação de corrente. Outro parâmetro é a capacitância entre os condutores que é determinada pela carga dos condutores por unidade de diferença de potencial entre eles. A resistência e a indutância uniformemente distribuídas ao longo da LTs formam a impedância em série. A capacitância e a condutância formam entre os condutores de uma LT monofásica ou entre o condutor e neutro de uma LTs trifásica, constituem a admitância (STEVENSON,1987).

#### 2.2.1.1 Condutores utilizados

Cabos condutores são elementos ativos das LTs, devendo ter características especiais. Sua escolha correta representa um problema de fundamental importância, pois não depende somente da LTs e do seu próprio desempenho, mas tem outras consequências financeiras. Os condutores ideais para LTs devem ter alta condutibilidade elétrica, boa resistência mecânica, baixo preço, baixo peso específico

e alta resistência a oxidação. Há mais vantagens do uso do alumínio sobre o cobre devido o alumínio possuir um número maior destas propriedades. Nas LTs, a aplicação de fios praticamente não é mais utilizada devido as vantagens do uso de cabos, alcançado pelo encordoamento de fios elementares. Na transmissão de energia elétrica no Brasil podem ser utilizados os seguintes tipos cabos: Cabo de Alumínio (CA), Cabo de Alumínio com Alma de Aço (CAA), composição um fio de aço e seis de alumínio, condutores em liga de alumínio e condutores Copperweld e Alumoveld (FUCHS, 2015).

#### 2.2.1.2 Isoladores e ferragens

Os isoladores fornecem o que é preciso para o isolamento entre os condutores das LTs e as torres evitando qualquer corrente de fuga para o solo. Destaca-se que eles possuem a função de sustentar os cabos mecanicamente. Geralmente, os isoladores precisam ter as seguintes características:

- a) Alta rigidez mecânica, a fim de resistir a carga do condutor e ao vento;
- b) Alta resistência elétrica, a fim de evitar correntes de fuga para o solo;
- c) Alta permissividade relativa, para que a rigidez dielétrica também seja alta;
- d) Não porosidade e livre de rachaduras.

Bons isoladores contribuem para uma baixa corrente de fuga, a qual pode ocorrer até mesmo por meio da massa do próprio isolador (chamada de corrente volumétrica). A corrente de fuga entre outras circunstâncias, também é conhecida como *flash-over*, quando há ruptura de rigidez elétrica do ar em que o isolador está imerso, produzindo um arco elétrico entre o condutor e a estrutura. O material mais utilizado para isoladores em LTs aéreas é a porcelana, mas outros materiais como vidro ou esteatite, também são usados (PINTO, 2013).

Paviycic (2021) relata que esforços são transmitidos para estruturas pelos isoladores que devem absorvê-los. Os isoladores devem resistir as solicitações de natureza elétrica que são as tensões elevadas que podem ocorrer em LTs:

- Tensão normal ou sobretensões em frequência industrial;
- Surtos de sobretensão em manobras que são de curta duração;
- Sobretensões de origem atmosférica, cujas intensidades são variadas e elevadas.

As condições climáticas aumentam as perdas nas LTs e diminuem o tempo de vida útil dos isoladores. A poluição atmosférica em LTs agrava os problemas nos isoladores, especialmente em LTs mais antigas (PAVIYCIC, 2021).

#### 2.2.1.3 Estruturas utilizadas

Segundo Fuchs (2015), as estruturas constituem os elementos de sustentação dos cabos das LTs. Estes pontos são definidos em função dos cabos condutores e para-raios a serem suportados. Suas dimensões e formas dependem, portanto, de diversos fatores, ressaltando os seguintes itens:

- Disposições dos condutores
- Distância entre condutores
- Dimensões e formas de isolamento
- Flechas dos condutores
- Altura de segurança
- Função mecânica
- Forma de resistir
- Materiais estruturais
- Número de circuitos

Segundo Pinto (2013), há vários tipos de estruturas de suporte para as LTs. Há torres de madeira, aço, concreto, alumínio. As torres de aço são, usualmente, em dois modelos treliça ou de pontos tubulares. É possível que uma LT tenha mais de um tipo de torre. No Brasil, a norma técnica que trata da execução de suportes metálicos treliçados para LTs é a NBR 8850, orientando sobre as condições básicas para o cálculo e a fabricação destes suportes. As torres de transmissão podem ser classificadas quanto aos seguintes fatores:

- 1) Disposição dos condutores: a) Triangular; b) Vertical e c) Horizontal.
- 2) Ao número de circuitos: Simples (a,c) ou Duplo (b).

Fuchs (2015) relata que nas linhas trifásicas as dimensões principais das estruturas são determinadas pelos seguintes fatores: Tensão nominal de exercício e sobretensões previstas. Há vários requisitos pelos quais podemos classificar as estruturas das LTs, os mais utilizados são:

- Quanto a sua função na linha;

- Quanto a sua forma de resistir;
- Quanto ao material empregado na sua fabricação.

### 2.3 MANUTENÇÃO EM LTS

Segundo Souza (2014), quanto a classificação da manutenção em LTS, obtém-se que a política de manutenção das LTS no sistema elétrico brasileiro é feita de forma preditiva, preventiva e corretiva com base na condição dos componentes destes ativos.

Pereira et al. (2011) descrevem que as manutenções em LTS podem ser energizadas e desenergizadas. Para evitar a indisponibilidades dos ativos da transmissão a maior parte das intervenções são realizadas com os equipamentos energizados e quando ocorre intervenções com LTS desenergizadas é realizada uma compatibilização de vários serviços para otimizar a disponibilidade dos equipamentos. Conforme a Instrução de Manutenção IM-MN-LTM.085 - Acesso ao Potencial em Instalações Energizadas - CHESF (2011) para realização de intervenção com LTS energizadas são utilizados dois métodos de trabalho:

- a) **Método à Distância:** poderá ser indicado nas seguintes situações abaixo.
  - i) Os equipamentos e ferramentas necessários à intervenção permitem o fácil e seguro manuseio e montagem à distância das partes energizadas da instalação;
  - ii) os espaços disponíveis para montagens e manobras dos equipamentos e ferramentas, permitam que os eletricitistas permaneçam afastados das partes energizadas da Instalação, conforme as distâncias de segurança;
  - iii) não for recomendável, técnica e/ou economicamente a intervenção com a instalação desligada.
- b) **Método ao Potencial:** pode ser realizado com processo ativo ou passivo.
- c) **Método Misto:** A aplicação dos métodos à distância e potencial em uma mesma intervenção, de forma separada e alternada denomina-se comumente de método misto.

Conforme a Norma Regulamentadora – NR10, somente serão consideradas desenergizadas as instalações elétricas liberadas para trabalho, mediante os procedimentos apropriados, obedecida a seguinte sequência:

- a) **Seccionamento:** É o ato de promover a descontinuidade elétrica total, com afastamento adequado de acordo com o nível de tensão em questão, entre um e outro circuito ou dispositivo, obtida mediante o acionamento de elemento apropriado (chave seccionadora; disjuntor), acionado por meios manuais ou automáticos, ou ainda através de ferramental apropriado e segundo procedimentos específicos;
- b) **Impedimento de Reenergização:** é o estabelecimento de condições que impeçam, garantidamente, a mudança indesejada do seccionamento efetuado, visando assegurar ao trabalhador o controle sobre aquele seccionamento. Na prática consta da aplicação de bloqueios mecânicos, por meio de fechaduras, cadeados e dispositivos auxiliares de travamento ou da utilização de sistemas informatizados equivalentes.
- c) **Constatação da Ausência de Tensão:** é a verificação da efetiva ausência de qualquer tensão nos condutores do circuito. A verificação deve ser feita com medidores testados, podendo ser realizada por contato ou por aproximação e de acordo com procedimentos específicos;
- d) **Instalação de Aterramento Temporário com Equipotencialização dos Condutores dos Circuitos:** Constatada a inexistência de tensão, um condutor do conjunto de aterramento temporário deverá ser ligado à terra e ao neutro do sistema, quando houver, e às demais partes condutoras estruturais acessíveis;
- e) **Proteção dos Elementos Energizados Existentes na Zona Controlada:** Todos os elementos energizados, situados na zona controlada (entorno de parte condutora energizada, não segregada, acessível, de dimensões estabelecidas de acordo com o nível de tensão, cuja aproximação só é permitida a profissionais autorizados.), para que não possam ser acidentalmente tocados, deverão receber isolação conveniente (mantas, calhas, capuz de material isolante etc.);
- f) **Instalação da Sinalização de Impedimento de Reenergização:** deverá ser adotada sinalização adequada de segurança, destinada à advertência e

à identificação da razão de desenergização e informações do responsável. Os cartões, avisos ou etiquetas de sinalização do travamento ou bloqueio devem ser claros e adequadamente fixados.

As intervenções com LTs desenergizadas são executadas com o desligamento das LTs com a abertura dos respectivos disjuntores das LTs nas suas respectivas subestações e seccionamento através da abertura das chaves seccionadoras, conforme as exigências da Norma Regulamentadora-NR10 para segurança dos trabalhadores.

Uma estratégia para prevenir desligamentos não programados das LTs são as inspeções realizadas periodicamente pelos eletrotécnicos que executam a manutenção de LTs e pelos operadores e mantenedores de subestação. Na empresa pesquisada estas inspeções geram notas de manutenção que serão a base para os mantenedores elaborarem as solicitações de intervenção.

### **2.3.1 Inspeção em LTs**

Segundo Khalyasmaa et al. (2021), historicamente, a inspeção visual foi o primeiro método aplicado para análise do estado técnico das LTs. A essência deste método é identificar defeitos visíveis. Para execução da manutenção de LTs, é imprescindível a realização de inspeções, as quais contribuem para aumentar a confiabilidade do SEP. Segundo Rangel et al (2009), inspeções nas LTs são executadas de forma preventiva, normatizada e visual. O objetivo das inspeções é verificar a integridade física dos componentes das LTs com relação a: corrosão, fissuras e eventuais danos que venham a prejudicar o fornecimento de energia elétrica. Conforme Khalyasmaa et al. (2021), através das inspeções é possível verificar a integridade da estrutura das torres, a condição dos isoladores, as conexões das LTs, a fim de se verificar um possível ponto de ruptura. Em alguns casos, realiza-se termovisão através de câmeras térmicas para detectar não conformidades térmicas. Estas não conformidades podem corresponder a futuros pontos de ruptura potencializados pelo aumento da resistência elétrica na linha, que podem resultar no aumento de temperatura pontual. As inspeções em LTs por muitos anos foram realizadas em helicópteros que executavam os voos em baixa altitude e muito próximos as LTs. Muitas vezes, a geografia da região dificultava a realização da

inspeção, desta forma há um grande risco associado a atividade pelos tripulantes. Outra opção é a inspeção realizada através de veículos terrestres, mas é limitada devido a cada localização das LTs. Os autores ainda relatam que o avanço tecnológico possibilitou a utilização de aplicativos de diagnósticos aerodinâmicos para auxiliar nas inspeções de LTs que podem ser implementados com a ajuda de aviões ou helicópteros ou aéreos não tripulado como os drones.

### **2.3.2 Programação das intervenções em LTs**

Para Kishore e Singal (2014), as LTs devem operar sem desligamentos, ocorrendo isto possibilitará um aumento da qualidade do serviço de energia elétrica e conseqüentemente diminuirá as multas da parcela variável. Para viabilizar a total disponibilidade dos ativos de LTs é necessário uma boa gestão da programação de manutenção, a qual tem a responsabilidade de agendar as manutenções preventivas e preditivas bem como o cronograma das inspeções. Vários fatores podem ocasionar desligamentos ou faltas em LTs. A falta é uma interrupção do fornecimento de energia elétrica. A falta pode ser qualquer problema que ocorra em uma LT que ocasione alteração da condição normal do seu funcionamento elétrico (GOMES, 2006). De acordo com Fuchs (2015), as faltas em LTs podem ser ocasionadas por diversos fatores: queda de torres, desgaste dos equipamentos, fenômenos atmosféricos, isoladores e cabos danificados, todavia são realizadas manutenções em linhas para prevenir e corrigir estes problemas. Neste contexto, Almeida (2001) relata que as inspeções e manutenção em LTs realizadas diariamente previnem futuras falhas. As manutenções podem ser programadas, corretivas e preditivas. A manutenção programada é executada através de uma programação anual ou mensal de forma que a gestão da manutenção possa estabelecer um sistema de manutenção efetivo e juntamente com o pessoal da operação, possam eliminar as perdas relativas às falhas. De acordo com Syqueira (2005), a manutenção corretiva tem o objetivo de corrigir falhas que já tenham acontecido, enquanto a manutenção preventiva destina-se a prevenir e a evitar a consequência das falhas, aferindo parâmetros da evolução de uma falha em tempo de serem corrigidos.

Conforme Pereira et al. (2011), as manutenções em LTs podem ser realizadas desenergizadas e energizadas. As intervenções em LTs energizadas podem ser realizadas ao potencial elétrico ou a distância e as intervenções em LTs

desenergizadas são executadas com as LTs desligadas e isoladas para permitir a realização dos trabalhos com segurança. Visando evitar a indisponibilidade dos ativos da transmissão, as empresas do setor elétrico priorizam executar a maior parte das manutenções com os equipamentos energizados e quando há uma necessidade do sistema elétrico e da segurança dos trabalhadores que realizarão a manutenção, as intervenções são realizadas com LTs desenergizadas. Gerencialmente é realizada a compatibilização de várias solicitações de intervenções desenergizadas para maximizar a disponibilidade dos ativos da empresa do SEP. Vale enfatizar que as empresas do setor elétrico são penalizadas com descontos da sua receita, referente a indisponibilidade dos seus ativos denominada parcela variável.

Segundo o Submódulo 2.3 Premissa, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos – ONS (2021), os critérios para programação de intervenções são:

- a) A intervenção não deve acarretar corte de carga em regime de operação normal;
- b) O sistema deve suportar dinamicamente contingências, mesmo sendo necessária a atuação no SEP;
- c) O sistema deve suportar quaisquer contingências sem perda de carga;
- d) Não podem ocorrer violações em regime de limites operativos para condição normal de operação em qualquer elemento da rede de Operação;
- e) A perda de um único elemento do sistema elétrico, não pode ocorrer.

#### 2.4 PROGRAMAÇÃO INTEIRA

Arenales et al. (2007) relatam que problemas de otimização inteira aparecem em diversas áreas e possuem várias aplicações no cotidiano como por exemplo em energia, transportes, telecomunicações, circuitos eletrônicos, medicina e saúde, aviação, finanças, entre outras. Muitas aplicações são encontradas na área de engenharia de produção as quais podem estar relacionadas com planejamento e programação da produção, projeto de layout de sistemas de produção, localização de instalações, distribuição de produtos etc. Variáveis discretas importantes nestas aplicações possibilitam, por exemplo, decidir se um produto é fabricado ou não em um período, escolher o melhor local para instalar uma nova fábrica ou centro de distribuição e determinar as melhores rotas de distribuição de produto.

Um problema com variáveis inteiras e reais é denominado problema de programação inteira mista (PIM), e pode ser definido como segue:

$$Z = \text{Max } cx + dy \quad (1)$$

$$Ax + Dy \leq b \quad (2)$$

$$x \in \mathbb{R}_+^n \quad (3)$$

$$y \in \mathbb{Z}_+^p \quad (4)$$

Em que  $A$ , é uma matriz  $(m \times n)$ ,  $D$ , é uma matriz  $(m \times p)$ ,  $c$ , é um vetor  $(1 \times n)$ ,  $d$ , é um vetor  $(1 \times p)$ , e  $b$ , é um vetor  $(m \times 1)$ , representam os parâmetros do problema. As variáveis  $x$  e  $y$ , são representadas por vetores com dimensões  $(n \times 1)$  e  $(p \times 1)$ . Por fim,  $\mathbb{R}_+^n$  representa um vetor de valores reais e  $\mathbb{Z}_+^p$  representa o espaço dos vetores com  $p$  componente inteiras não negativas. Quando todas as variáveis são inteiras, tem-se um problema de programação (linear) inteira (PI):

$$Z = \text{Max } cx \quad (5)$$

$$Ax \leq b \quad (6)$$

$$x \in \mathbb{Z}_+^n \quad (7)$$

Se todas as variáveis assumirem valores 0 e 1, define-se um problema de programação binária (PB) escrito como:

$$Z = \text{Max } cx \quad (8)$$

$$Ax \leq b \quad (9)$$

$$x \in B^n \quad (10)$$

Em que  $B^n$  representa o espaço dos vetores com  $n$  componentes binários. (Arenales et al., 2007).

Arenales et al. (2007) descrevem também que o problema de programação linear (PL) é denominado de relaxação linear do problema de PI. Para resolução de problemas de PI e PIM, a relaxação linear é um conceito importante para vários métodos de resolução de problemas PI e PIM, pelo seguinte motivo. Sejam  $X_{PI}$ ,  $X_{PIM}$ ,  $X_{PL}$  os conjuntos de soluções exequíveis de PI, PIM e PL, respectivamente. Como  $Z_+^n \subset R_+^n$ , segue-se que  $X_{PI} \subset X_{PL}$  e  $X_{PIM} \subset X_{PL}$ , portanto, o valor de  $z$  da solução ótima de PL é um limitante superior para o valor de  $z$  da solução ótima de PI e PIM.

De acordo com Taha (2008), os dois algoritmos relevantes para PI são Branch-and-bound (B&B) e planos de corte. Vale ressaltar, que todos os códigos comerciais têm sua base no B&B. O primeiro algoritmo B&B foi proposto em 1960 por Land e Doig para problemas mistos e gerais de Programação Linear Inteira. Mais recentemente, os algoritmos de geração de colunas também passaram a apresentar uma resolução de problemas de programação inteira (DESAULNIERS et al, 2005).

Dentro dos problemas clássicos de PI pode-se citar o Problema do Caixeiro Viajante. De acordo com Luo et al. (2022), o Problema do Caixeiro Viajante é um dos problemas de otimização mais bem estudados na literatura de pesquisa operacional. Este problema, envolve encontrar o passeio fechado mais curto unindo um conjunto de locais. Uma extensão do Problema do Caixeiro Viajante, é o Problema de Roteamento de Veículos (PRV). Toth e Vigo (2014) descrevem a definição verbal genérica da família de problemas de roteamento de veículos da seguinte forma: Obtendo-se um conjunto de solicitações de transporte e uma frota de veículos. O problema consiste em encontrar um plano para executar a seguinte tarefa: Determinar um conjunto de rotas de veículos para realizar todas (ou algumas) solicitações de transporte com a frota de veículos fornecida a custo mínimo; em particular, decidir qual veículo processa quais solicitações em qual sequência para que todas as rotas de veículos possam ser realizadas de forma viável. As principais características do PRV são a estrutura da rede (rodoviária), o tipo de solicitações de transporte, as restrições que afetam cada rota individualmente, a estruturação e localização da frota, as restrições entre rotas, e os objetivos de otimização.

O grande número de aplicações do mundo real mostra que o uso de métodos de solução informatizada para a solução de VRP, tanto no planejamento e quanto em níveis operacionais, produzem economias consideráveis nos custos de transporte global. O sucesso da utilização de técnicas de otimização deve-se não só à potência dos sistemas informáticos atuais e à plena integração dos sistemas de informação, aspectos nas operações e processos comerciais, mas também ao desenvolvimento de modelos matemáticos rigorosos, capazes de levar em conta quase todas as características do VRP que surgem em aplicações do mundo real.

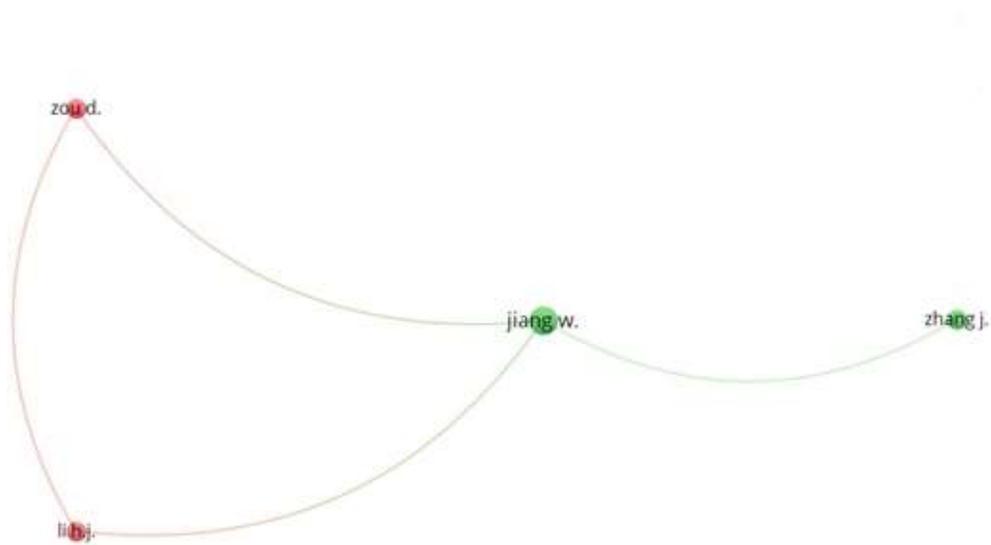
### 3 OTIMIZAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO NA LITERATURA

#### 3.1 REVISÃO SISTEMÁTICA

Utilizou-se a base do Scopus (Elsevier) com as seguintes palavras-chaves: linhas de transmissão, manutenção e otimização, pesquisadas em inglês, e foram encontrados 56 artigos. Utilizou-se o software VOSview com a finalidade de auxiliar na pesquisa bibliográfica para detectar os principais autores com co-autoria, quais os mais citados e com mais artigos relacionados a este estudo, bem como as principais palavras-chaves.

A análise do software VOSview indicou os principais autores com co-autoria para os 56 artigos listados foram Zoud., Jiang W., Zhang J. e Liah. J, conforme a Figura 2. Ressalta-se que os arcos que interligam os autores na Figura 2, indicam que eles estão conectados, pois são co-autores de trabalhos em comum. No que se refere aos países destas publicações destacam-se China, Brasil, Iran e Estados Unidos que podem ser visualizado na Figura 3. Para a co-ocorrência de palavras-chave, as principais são: manutenção, linhas elétricas, otimização, transmissão elétrica de potência, agendamento e programação, conforme pode ser visualizado na Figura 4.

Figura 2 - Principais autores com co-autoria



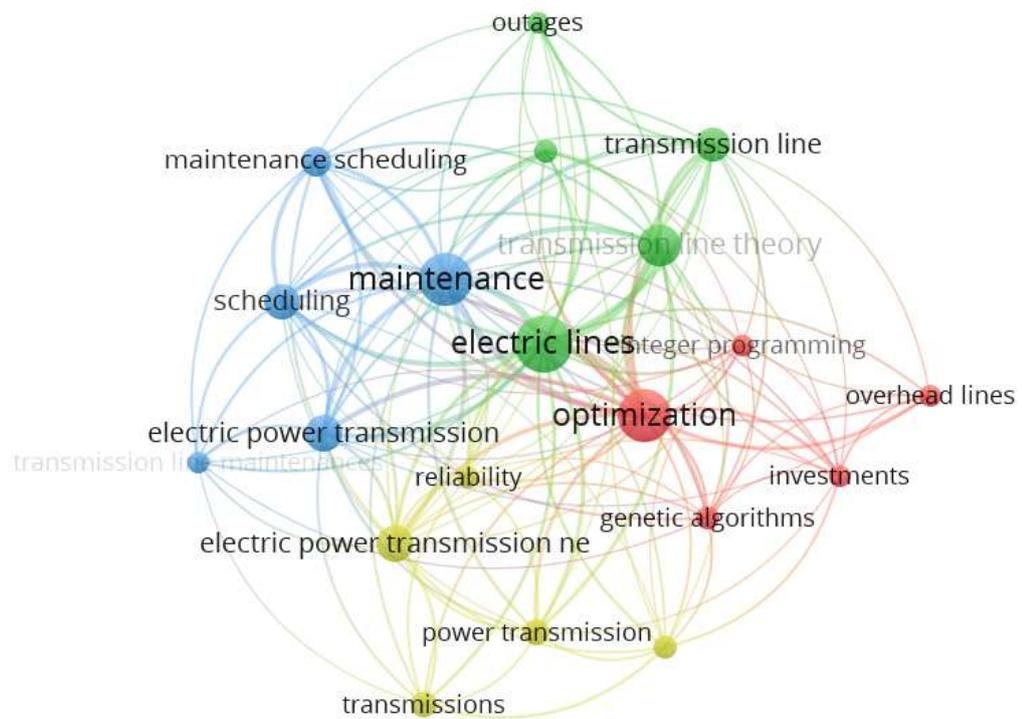
Fonte: autora (2022)

Figura 3 - Países das publicações



Fonte: autora (2022)

Figura 4 - Principais palavras-chaves.



Fonte: autora (2022)

Verificou-se que dos 56 artigos pesquisados, três propõem modelos para programação de manutenções em LTs e geradores com o objetivo de minimizar custos totais com manutenção e geração de energia com destaque para a utilização da lógica Fuzzy. Vale ressaltar que apenas um artigo elaborou o modelo de otimização do cronograma de manutenção de transformadores e LTs com a finalidade de reduzir custos com a manutenção destes equipamentos. Parte dos artigos propõem revisar projetos de LTs e aspectos de construção para maximizar a disponibilidade dos ativos. Dois artigos utilizaram otimização do enxame de partículas para encontrar a melhor estratégia para manutenção em equipamentos de transmissão através das Cadeias de Markov. Apenas um artigo elaborou um modelo para monitoramento de perdas em LTs. Constatou-se que um artigo criou um modelo para cooperar com a elaboração das ordens de serviço e o cronograma de manutenção sem aumentar os custos com pessoal e outros gastos. A preocupação com a redução da parcela variável foi observada em um artigo que utilizou uma metodologia para minimizar as penalidades associadas as interrupções de equipamentos da transmissão por meio do intervalo de intervenções, através de um modelo analítico que estima uma previsão das penalidades esperadas utilizando Cadeia de Markov. Em apenas um artigo é realizada uma abordagem baseada no risco para um cronograma de manutenção multiobjetivo da LTs, que leva em consideração o fluxo de carga probabilístico, flutuação de potência do gerador, carga e desligamentos de LTs.

O problema de determinar os melhores períodos para realização das manutenções em equipamentos é uma atividade que envolve diversas restrições inerentes ao processo, tais como: a configuração do sistema elétrico que possibilite a realização da intervenção, o período estimado para realização da manutenção, se a indisponibilidade das LTs em intervenção ocasionará sobrecarga nas remanescentes, número de trabalhadores envolvidos na execução dos trabalhos. No que tange a literatura, pode-se destacar alguns estudos relacionados com a programação de manutenções no SEP. Decharme (2012) realizou a programação dos desligamentos de transformadores de potência para os agentes Setor Elétrico Brasileiro utilizando dados reais. Na modelagem foram analisadas a importância de cada transformador, custos e os benefícios do melhor período para se realizar as intervenções de acordo com as restrições observadas no processo. Já Pereira et al. (2011) apresentaram um modelo probabilístico para o sistema de proteção de LTs que incluía a consequência dos intervalos de manutenção nas taxas de falha. O modelo probabilístico consistiu

em um modelo markoviano e teve por objetivo otimizar intervalos de manutenção conforme duas regras: maximização da disponibilidade dos equipamentos e minimização da parcela variável. Os testes realizados mostraram que a última regra foi a que melhor se adequou à realidade do SEP. Vale ressaltar que os autores apenas contabilizaram os custos com a parcela variável para intervenções programadas e não programadas.

O trabalho de Neto (2011) teve por objetivo resolver um problema de otimização combinatória para encontrar a ordem das ações de manutenção que minimizam os recursos utilizados para garantir a confiabilidade desejada no setor elétrico. A programação da manutenção proposta é para uma LT, um banco de capacitores e para uns transformadores e os equipamentos associados. Cortez-Carmona et al. (2017) propuseram um modelo de programação linear inteira para determinação da programação da manutenção em LTs energizadas para lavagem de isoladores em uma empresa de geração e transmissão de eletricidade no Chile. O modelo proposto visa determinar a alocação de recursos humanos para execução das atividades de manutenção. A modelagem utilizada possibilitou encontrar soluções de custo mínimo. Os resultados obtidos permitiram obter um plano anual de manutenção de lavagem de isoladores real e reduzir os custos em relação ao ano anterior em 33,9%.

O trabalho de Da Silva et al. (2000) apresentou uma nova abordagem para realizar a programação de manutenção em geradores para o período de curto prazo de um mês. O problema de manutenção em larga escala estudado foi resolvido utilizando técnicas de programação inteira mista auxiliada por estratégias de decomposição de Benders. Os resultados obtidos levaram a uma operação confiável do sistema elétrico. Isso se deu pelo fato que o modelo proposto não somente considerou o conjunto de restrições relevantes do sistema, como também a possibilidade de perda de cargas do sistema.

El-Sharkh e El-Keib (2003) elaboraram a programação de manutenção para 33 geradores e 179 LTs para um período de cinquenta e duas semanas. A função objetivo é composta pelo custo de manutenção do sistema de geração mais o custo de manutenção do sistema de transmissão. Para uma mesma unidade este custo pode variar de uma semana para outra dependendo de condições climáticas e da disponibilidade das equipes de manutenção. As restrições foram divididas em duas partes: Programação da manutenção e restrições para SEP. As restrições listadas

para programação da manutenção foram as seguintes: a janela de tempo para atuação da manutenção, número de equipes, limitar os desligamentos a um por ano na janela de tempo de 1 ano. As restrições listadas para SEP são: garantir que todos os equipamentos sejam operados dentro da sua capacidade nominal; garantir que os equipamentos que permanecem energizados possam atender a demanda do sistema, garantir que haja fluxo de potência em todas as LTs. Os autores apresentam um modelo Fuzzy e uma abordagem de solução para programação integrada de manutenção para sistemas de geração e transmissão. O modelo leva em conta a incerteza da previsão da carga ao longo do horizonte da manutenção e a variação de custo devido as mudanças do mercado. As técnicas utilizadas foram Programação evolutiva para encontrar uma solução quase ótima; Hill-Climbing para manter a viabilidade durante o processo de solução; Técnica de comparação Fuzzy para realizar comparações durante o processo.

Zhang e GE (2010) realizaram uma modelagem para otimização da programação de manutenção em geradores e LTs utilizando-se programação multiobjetivo para o período de um ano. Elaborou-se um modelo matemático, considerando-se segurança, economia, prevenção de riscos e objetivos de equidade da programação de manutenção. Para função objetivo, buscou-se a minimização dos custos de manutenção e os custos de produção. A quantificação do custo de produção é devido aos custos de combustível e custo de interrupção. As restrições se referem aos seguintes fatores: manutenção das unidades geradoras, manutenção das LTs e confiabilidade do sistema. A programação de manutenção de geração e transmissão deve considerar mecanismos de otimização entre cada empresa de geração de eletricidade, bem como dispositivos de equipamentos de transmissão de energia, e a programação de manutenção deve ser coordenada.

Zhan et al. (2011) elaboraram um modelo matemático para programação da manutenção integrada em geradores e em LTs. O número de variáveis inteiras no modelo é bastante reduzido em comparação com o número de variáveis inteiras binárias em um modelo tradicional para custos de manutenção na geração proposto por Benders. Na programação integrada de manutenção, os operadores lógicos estão inclusos no novo modelo e torna difícil de se resolver por métodos exatos como por exemplo programação linear e programação inteira mista. No entanto, é adequado para ser resolvido por algoritmos de busca estocástica por exemplo Algoritmo de

Otimização por Enxame de Partículas (PSO), mas que não retornam a solução ótima, mas outras heurísticas podem ter um melhor desempenho. O método de decomposição de Benders é adotado para otimizar o modelo de programação integrado (MPI) de LTs e geradores ao longo de cinquenta e duas semanas. A metodologia utilizada é a programação de metas para otimizar programação da manutenção de unidades de geração térmica. A Função Objetivo é escolhida como os custos totais, incluindo o custo de manutenção da geração, o custo de manutenção da transmissão e o custo de geração. Quanto às restrições, são consideradas as seguintes: restrições de manutenção de geração, restrições de manutenção de transmissão e as restrições de rede. A restrição de manutenção de geração especifica as janelas de manutenção de geração. A restrição de manutenção da transmissão determina as janelas de manutenção da transmissão e as restrições de rede garantem que a capacidade total não deve ser inferior à demanda mais a reserva necessária.

Li e Shi (2011) apresentam um modelo de otimização para manutenção em 9 LTs, equilibrando dois fatores de custo e segurança do sistema. São fornecidas descrições detalhadas do modelo de interrupção de componentes e do modelo de risco em nível de sistema. Neste artigo é proposto um modelo de otimização multiobjetivo de cronogramas de manutenção para um período de 9 semanas e emprega-se o algoritmo evolutivo multiobjetivo para encontrar as soluções. São consideradas nos modelos as flutuações de potência, carga do gerador, interrupções aleatórias das LTs e aquelas causadas por deterioração. O algoritmo genético de ordenação não dominada elitista (NSGA-II) é usado para resolver o modelo de otimização proposto, que fornece soluções de Pareto de forma eficaz. Além disso, o tomador de decisão pode selecionar uma solução mais satisfatória do conjunto de Pareto, com base nas preferências ou situações práticas. O estudo de caso mostra a racionalidade do modelo e algoritmo. Os resultados dos testes no Roy Billinton Test System (RBTS) demonstram a validade da abordagem proposta.

Heo et al. (2012) abordam neste artigo, a aplicação da técnica de PSO utilizada para detectar a melhor estratégia de manutenção para um componente de transmissão a fim de atingir o custo total mínimo esperado composto por custo de geração, custo de manutenção, custo de reparo e custo de interrupção. Três componentes de um sistema de transmissão são considerados: linhas aéreas, cabos subterrâneos e isoladores. Em relação aos componentes mais antigos, é proposto um

modelo de estado do componente que utiliza uma cadeia de Markov modificada. Uma simulação foi realizada em um sistema IEEE 9-bus com 6 LTs para um período de 1.560 semanas. Os resultados desta simulação atenderam às expectativas, e esta abordagem proposta será útil na programação de manutenção da empresa de transmissão estudada.

Abirami et al. (2014) promovem em seu trabalho o Planejamento integrado de manutenção (PIM) para a operação segura de geradores e LTs. Neste trabalho, a otimização é baseada no Ensino e Aprendizagem (TLBO) e foi uma das principais ferramentas de otimização, pois provou ser um algoritmo de otimização eficaz quando aplicado a diversos problemas práticos de otimização e sua implementação é simples, envolvendo menos esforço computacional. As abordagens matemáticas, incluindo programação inteira, técnicas de desvio, limite e programação dinâmica foram aplicadas para resolver problemas de programação de manutenção de gerador (PMG). A decomposição de Benders foi aplicada para resolver o problema PMG e foi estendida para a solução do problema para programação de manutenção de transmissão e restrições de rede. A simulação do modelo proposto foi testada em 56 geradores e 186 LTs. O período de programação é de 168 h e a carga de ponta anual é de 6.000 MW. A comparação dos resultados numéricos indica que este método é uma alternativa promissora para a solução do problema de PIM.

Cai et al. (2020) apresentam neste trabalho, o modelo de otimização da programação de manutenção para LTs e transformadores que são equipamentos de suma importância de uma rede de transmissão híbrida de Corrente Alternada (AC)/ Corrente Contínua (DC), baseado em programação linear inteira mista. O objetivo do modelo era melhorar a confiabilidade do sistema elétrico durante a programação de manutenção. Considerando as restrições de custo de manutenção, recursos de manutenção e carga de trabalho de manutenção, obteve-se a programação de manutenção destes equipamentos da transmissão do SEP chinês. A situação de excesso de fluxo de potência e a fragilidade do sistema durante o período de manutenção foram avaliadas também. O “método de substituição de dupla camada” foi adotado para converter as restrições não lineares em sua formulação bilinear para possibilitar a resolução. O método de amostragem de números aleatórios foi utilizado para quantificar a confiabilidade do sistema. Para simulação, utilizou-se 5 transformadores e 8 LTs para implementação do modelo para um período de 1 mês.

O modelo de otimização proposto pode ser aplicado ao sistema elétrico chinês e possibilitou melhorar a confiabilidade do sistema elétrico durante períodos de manutenção.

Yu (2004) aborda neste artigo um modelo de programação de geração hidrotérmica com restrições de segurança e proteção. A segurança é definida como a medida a ser tomada para reduzir os danos potenciais de grandes barragens a montante, enquanto a proteção é definida com a consideração do limite da capacidade de transmissão. O sistema de modelagem consiste em três submodelos: um modelo de manutenção de longo prazo, um modelo de agendamento estocástico de longo prazo e um modelo de agendamento de curto prazo. Os autores tiveram como foco o modelo de manutenção e a aplicação em um grande sistema hidrotérmico. As simulações foram realizadas para 190 unidades de geração hidroelétrica e 30 unidades térmicas para um período de 52 semanas. Os resultados mostraram que o custo da programação de segurança aumentaria em cerca de 1,3% do custo operacional total.

Aquino et al. (2019) apresentam em seu artigo um estudo de caso de manutenções preventivas a serem realizadas em uma unidade de beneficiamento de minério de ferro, localizada no Estado de Minas Gerais, para as áreas de manutenção elétrica, mecânica e lubrificação, sendo um planejamento para cada área. O objetivo é a elaboração do plano de execução de manutenção que minimize o número de equipes de trabalho necessárias, respeitando todas as restrições definidas na modelagem matemática. Para obtenção do programa de manutenção, é utilizada Programação linear Inteira mista. A função objetivo visa reduzir o número das equipes de trabalho para realização do maior número de manutenções para um período de 52 semanas. O balanceamento entre os dois termos da função objetivo é realizado com base em uma penalidade para não execução de cada manutenção.

Verificou-se que a modelagem utilizada possibilitou resolver somente instâncias de pequeno porte, com até 80 tarefas, 5 equipamentos e 14 equipes. Para tratar as instâncias reais, que envolviam mais de 33 mil ordens de serviço, foram, então, desenvolvidos algoritmos baseados nas metaheurísticas *Simulated Annealing* (SA), *Variable Neighborhood Search* (VNS), *Multi-Start Variable Neighborhood Search* (MSVNS), *Biased Random-Key Genetic Algorithm* (BRKGA), *Biased Random-Key Memetic Algorithm* (BRKMA). Para esses experimentos, foram incluídas mais 38 instâncias, todas derivadas da instância real, com dimensões classificadas como

pequenas, médias, grandes e gigantes. Considerando todas as instâncias nesse segundo conjunto de experimentos, os resultados indicaram que não houve um algoritmo estatisticamente melhor para a resolução do problema. No entanto, dependendo da dimensão da instância, um algoritmo diferente tem o melhor desempenho. Para as instâncias de dimensões pequenas, o algoritmo BRKGA obteve os melhores resultados. Nas instâncias de dimensões médias e grandes, o MSVNS teve o melhor desempenho. O BRKMA, por sua vez, foi o melhor nas instâncias de dimensões gigantes. Devido o interesse prático de resolução do mapa de 52 semanas, este resultado é o que deve ser utilizado na empresa em estudo. Desta forma, o algoritmo BRKMA foi recomendado para resolução de instâncias reais do problema de ordens de manutenção preventiva.

Silva et al. (1995) apresentam no seu trabalho uma abordagem para programação de manutenção em unidades geradoras. Para área de geração, o problema de programação de manutenção pode ser apresentado a partir de três níveis hierárquicos: usina, concessionária e sistema interligado. Neste artigo é proposta uma metodologia para resolver o problema multiárea de escalonamento, levando em conta as restrições de transmissão e critérios de confiabilidade por área.

O modelo de otimização é baseado na técnica de decomposição de Benders. O objetivo deste modelo é determinar um cronograma de manutenção de custo mínimo, sujeito a restrições tecnológicas e do sistema. As restrições tecnológicas estão relacionadas à disponibilidade de recursos limitantes, sequência de manutenção da unidade geradora, tempo mínimo e máximo de manutenção. A programação de manutenção pretende garantir que as usinas hidroelétricas tenham capacidade suficiente para maximizar sua produção e ou evitar vertimentos no período de grandes volumes de chuvas. O algoritmo proposto foi aplicado para obter o melhor cronograma de manutenção para um sistema elétrico dividido em três áreas com 48 unidades geradoras para o período de um ano subdividido em 12 meses. Os resultados da simulação são usados para elaborar a restrição de produção de energia da programação de manutenção. O segundo grupo de restrições diz respeito ao sistema elétrico, a confiabilidade de fornecimento de carga e possui a restrição de equilíbrio de potência. A potência disponível deve corresponder à carga da área e ao intercâmbio programado. Restrição de capacidade do gerador: especifica a produção máxima em cada unidade para não exceder a capacidade nominal, esta restrição é particularmente importante em hidroelétricas, uma vez que a potência das turbinas

hidroelétricas é sensível à nível de armazenamento de água. Os resultados mostraram que a abordagem é promissora e o algoritmo é uma ferramenta muito eficiente e poderosa para resolver o problema de programação de manutenção.

Na literatura, os trabalhos analisados propuseram modelos de programação da manutenção com LTs energizadas ou desenergizadas, mas nunca as duas situações. Neste contexto, o trabalho em questão tem por objetivo propor um modelo matemático para programação de manutenção de LTs desenergizadas e energizadas. O estudo foi motivado pelo caso de uma empresa de transmissão localizada na região Nordeste. A consideração de uma abordagem matemática tem vista a obtenção de uma maior confiabilidade para o SEP e uma maior qualidade do serviço realizado pela empresa pesquisada aos seus consumidores. Além disso, o fato de se considerar uma abordagem automatizada, permite não somente uma melhor utilização por parte do tempo dos gestores de manutenção de LTs, como também viabiliza a construção de cronogramas de manutenções que levem em consideração todas as restrições operacionais do sistema relacionados com intervenções programadas em LTs desenergizadas e energizadas e com o risco inerente ao SEP.

Na Tabela 2, é exibido um resumo dos principais artigos correlacionados com esse trabalho encontrados na literatura.

Tabela 2 - Características básicas dos trabalhos selecionados na literatura

Autor	Ano	Equipamentos	Unid	Nº Semanas	Técnica	LT Energizada	LT Desenergizada
Ducharme	2012	Transfor.	48	52	Programação inteira mista	Não	Não
Cortez et al	2017	LT	4	52	Otimização Binária Branch and Bound/Heurística/ Meta Heurística	Sim	Não
Neto	2011	Transfor / BC/ L.T.	13	52	Modelo de Markov	Não	Sim
Pereira et al	2011	Proteção de L.T.	Não relata	156	Programação inteira mista	Não	Sim
Silva et al	2000	Geradores	6	4	Fuzzy/Prog Evolutiva/Hill Climbing	Não	Não
El-Sharkh e El-Keib	2003	Geradores/LT	33/179	52	Programação multiobjetivo	Não	Sim
Zhang e Ge	2010	Geradores/LT	Não relata	52	Benders e PSO	Não	Sim
Zhan et al	2011	Geradores/LT	Não relata	52	Otimização Multiobjetivo, algoritmo evolutivo multiobje.	Não	Sim
Gaowang e Dongyuan	2011	LT	9	9	Otimização de Enxame de Partículas (PSO)	Não	Sim
Jae-Haeng Heo et al	2012	LT	6	1560	Benders, Otimização b. Ensino e Aprendizagem	Não	Sim
M. Abirami et al	2014	Geradores/LT	56/186	1	Otimização linear inteira mista	Não	Sim
Cai et al	2020	Transfor / L.T. Geradores	5/8	4	Programação inteira mista	Não	Sim
Yu, Z. et al	2004	Hidr./Térm. Equipamentos	190/30	52	Programação linear inteira mista	Não	Não
Aquino et al	2019	diversos	5	52	Otimização com decomposição de Benders.	Não	Não
Silva et al	1995	Geradores	48	52		Não	Não

Fonte: autora (2022).

## 4 METODOLOGIA

A empresa estudada opera como agente transmissor e gerador do Sistema Elétrico Brasileiro possui potência instalada de 10.460,43 MW, é composta por 12 usinas hidrelétricas e 14 usinas eólicas. Além desse sistema de geração, composto por 26 usinas e subestações elevadoras, a empresa possui um sistema de transmissão composto por 137 subestações, além de 21.801,64 km de LTs de corrente alternada, nas tensões de 500, 230, 138 e 69 kV, que tem a finalidade de transportar tanto a energia gerada pelas usinas próprias quanto a recebida do SIN. A empresa é subdividida em sete regionais. Onde as regionais são áreas de atuação gerencial para facilitar a tomada de decisão dos gestores e são subdivididas em divisões regionais que são telecomunicações e automação; operação de instalação; manutenção da transmissão, manutenção da geração e operação de sistema, conforme a norma ROP-DOON.2021-01 - Recomendação Operativa - Reestruturação Da Diretoria De Operação – CHESF (2021).

A regional escolhida para a pesquisa atual na área de manutenção em LTs possui 13 trabalhadores terceirizados, sendo eles 7 em manutenção de LTs e 6 supressões de vegetação. Há também outros 11 colaboradores próprios que trabalham em intervenções eventuais e na fiscalização dos terceiros. A regional em questão está responsável pela manutenção de 43 LTs de 69, 230 e 500KV, as quais serão consideradas neste estudo.

### 4.1 MODELAGEM DO PROBLEMA

Na empresa em questão, diariamente são geradas notas de manutenção que podem ser originadas da inspeção dos operadores e mantenedores das subestações e dos eletrotécnicos que trabalham com manutenção de LTs. As notas de manutenção após analisadas pela gerência de manutenção de LTs serão alocadas dentro de um horizonte de planejamento (um mês). Estas manutenções não necessariamente precisam ser finalizadas ou mesmo iniciadas no mesmo mês da criação da nota de manutenção, pois o cronograma das intervenções em LTs vai depender da prioridade relativa à gravidade do defeito e as suas consequências para o SEP. As manutenções em LTs energizadas podem ocorrer em quaisquer períodos válidos do horizonte de planejamento com possibilidade de serem reprogramadas sem qualquer penalidade para empresa, contanto que isso não leve a problemas no funcionamento das LTs. Todavia as intervenções em LTs desenergizadas precisam ocorrer no período

específico determinado pela solicitação de intervenção pois atrasos e cancelamentos têm como consequência multas altas incrementando a parcela variável e reduzindo a receita da empresa. Para as intervenções com LTs desenergizadas é necessária uma análise do sistema elétrico para avaliar se é possível realizar intervenção sem fragilizar a confiabilidade do setor elétrico. Dentre os fatores analisados estão se as LTs sobressalentes possuem capacidade para suprir a demanda das respectivas subestações conectadas e o período da carga (pesada, média e leve) para possibilitar a manutenção. Para todas as intervenções em LTs energizadas e desenergizadas que compõem a rede de operação é necessária a autorização do ONS. O problema em questão considera apenas manutenções válidas de ocorrerem. Além disso, existe um contingente de equipes para a manutenção das LTs. Todas as equipes são capazes de realizar todas as manutenções na mesma velocidade. Elas estão aptas a visitar uma quantidade máxima de LTs por dia. No caso em questão, no máximo 2 visitas podem ocorrer, às quais devem ocorrer em linhas diferentes

No caso das manutenções desenergizadas, é preferível que elas ocorram em dias consecutivos a fim de que as linhas não fiquem desligadas por muito tempo, o que poderia levar a multas maiores. Além disso, dada à natureza das multas sofridas por empresas do setor, gestores fazem um controle maior dos dados e das atividades relacionadas às manutenções desenergizadas, especialmente com relação a sua duração, enquanto se esforça menos na coleta de dados de manutenções energizadas. Por fim, vale salientar que algumas LTs podem acabar não recebendo manutenções ao mesmo tempo, como por exemplo, aquelas que estão conectadas a uma mesma subestação. Isso se dá por questões de confiabilidade do SEP.

A fim de lidar com o problema de determinação de programas de manutenção para LTs desenergizadas e energizadas, foram propostos dois modelos multi-períodos: um modelo de alocação, que realiza a distribuição das manutenções entre equipes ao longo de um horizonte de planejamento, e um modelo de roteamento, que determina a sequência na qual as intervenções devem ser realizadas. As manutenções são escolhidas para serem realizadas com base em suas prioridades, que, sem perda de generalidade, podem ser definidas em termos do tipo de manutenção e da importância que a linha possui para o órgão responsável. Os modelos são bastante genéricos e consideram diversas restrições operacionais importantes. Os modelos foram implementados utilizando a linguagem de

programação Julia 1.7.3, com JuMP sendo a linguagem de modelagem adotada. Os modelos foram resolvidos por meio do solver comercial CPLEX 20.1.0.0.

## 5 MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO PARA OTIMIZAÇÃO

Nesta seção serão abordados dois modelos matemáticos: um de alocação e outro de roteamento para programação de manutenção em LTs energizadas e desenergizadas. Destaca-se que ambos os modelos visam atender as manutenções de maior prioridade. Será apresentado também uma heurística *Rolling horizon* que será utilizada para melhorar a qualidade das soluções conseguidas, pretendendo reduzir o tempo de processamento da solução.

### 5.1 MODELO DE ALOCAÇÃO

O modelo proposto busca otimizar a programação das manutenções das LTs energizadas e desenergizadas visando o atendimento das manutenções com maior prioridade. Ele é descrito como segue:

#### Conjuntos

- $T = \{1, 2, \dots, m\}$ : Conjunto de períodos no horizonte de planejamento, onde  $m$  representa o número total de períodos;
- $I = \{1, 2, \dots, n\}$ : Conjunto de intervenções (manutenções) que podem ser realizadas, onde  $n$  representa o total de intervenções;
- $I_e \subseteq I$ : Conjunto das intervenções em LTs energizadas;
- $I_d \subseteq I$ : Conjunto das intervenções em LTs desenergizadas;
- $K = \{1, 2, \dots, o\}$ : Conjunto de todas as equipes disponíveis, onde  $o$  representa o total de equipes;
- $C = \{C_1, C_2, \dots, C_a\}$ : Conjuntos de conflitos entre as intervenções, onde  $C_f$ ,  $f = 1, \dots, a$ , corresponde ao conjunto de todas as intervenções que não podem ocorrer no mesmo período.

#### Parâmetros

- $p_i$ : Benefício associado à realização da intervenção  $i \in I$
- $d_i$ : Quantidade de períodos (em dias) necessários para finalizar da intervenção  $i \in I$ . Para LTs desenergizadas deve ser em períodos consecutivos. Para LTs energizadas não precisa ser em dias consecutivos
- $b_i$ : Deadline (em dias) para realização da intervenção  $i \in I$ .

- $q_t$ : Quantidade de equipes disponíveis no período  $t \in T$ .
- $v$ : Quantidade máxima de LTs que uma equipe pode trabalhar por dia.

### Variáveis

- $r_{ik}$ : Variável binária que assume valor 1 se a equipe  $k \in K$  será encarregada de realizar a manutenção  $i \in I$ , ou 0 caso contrário.
- $s_{ik}^t$ : Variável binária que assume valor 1 se a intervenção desenergizada  $i \in I_e$  é escolhida para ser iniciada pela equipe  $k \in K$  no período  $t \in T$ , ou 0 caso contrário.
- $y_{ik}^t$ : Variável binária que assume valor 1 se a equipe  $k \in K$  está visitando o ponto  $i \in I$  no período  $t \in T$ , ou 0 caso contrário.

### Modelo

$$\max \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \frac{p_i}{d_i} y_{ik}^t \quad (11)$$

Sujeito à:

$$\sum_{i \in I} y_{ik}^t \leq v \quad \forall k \in K, t \in T \quad (12)$$

$$\sum_{i \in I} \sum_{k \in K} y_{ik}^t \leq v q_t \quad \forall t \in T \quad (13)$$

$$\sum_{i \in C_f} \sum_{k \in K} y_{ik}^t \leq 1 \quad \forall C_f \in C, t \in T \quad (14)$$

$$t y_{ik}^t \leq b_i \quad \forall i \in I, k \in K, t \in T \quad (15)$$

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} s_{ik}^t \leq 1 \quad \forall i \in I_d \quad (16)$$

$$\sum_{k \in K} r_{ik} \leq 1 \quad \forall i \in I \quad (17)$$

$$y_{ik}^t \leq r_{ik} \quad \forall i \in I, k \in K, t \in T \quad (18)$$

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} y_{ik}^t \leq d_i \quad \forall i \in I_e \quad (19)$$

$$\sum_{t'=t}^{t-1+d_i} y_{ik}^{t'} = \sum_{t''=\max(t-d_i+1,1)}^{t-1+d_i} (d_i - |t'' - t|) s_{ik}^{t''} \quad \forall i \in I_d, k \in K, t = \{1, 2, \dots, b_i - d_i + 1\} \quad (20)$$

$$s_{ik}^t = 0 \quad \forall i \in I_d, k \in K, t = b_i + 2 - d_i : m \quad (21)$$

$$y_{ik}^t = \{0, 1\} \quad \forall i \in I, k \in K, t \in T \quad (22)$$

$$s_{ik}^t = \{0, 1\} \quad \forall i \in I, k \in K, t \in T \quad (23)$$

$$r_{ik} = \{0, 1\} \quad \forall i \in I, k \in K \quad (24)$$

A Função Objetivo (11) tem por objetivo maximizar o benefício total associado com a realização das intervenções. Restrições (12) garantem que cada equipes só visitará uma quantidade máxima de manutenções por período. Restrições (13) impedem que a quantidade de equipes utilizadas seja maior que a quantidade disponível no período. Restrições (14) evitam que mais de uma manutenção do conjunto  $C_f \in C$  seja realizada no mesmo período  $t$ . Restrições (15) asseguram que cada manutenção não será realizada após seu prazo final. Restrições (16) asseguram que uma manutenção desenergizada não seja realizada por mais de uma equipe e que não será iniciada em mais de um período diferente. Similarmente, as Restrições (17) impedem que mais de uma equipe seja responsabilizada por realizar a manutenção  $i \in I$ . Restrições (18) só permitem que uma equipe seja alocada a uma manutenção  $i \in I$  se ela tiver sido responsabilizada por  $i$  nas restrições (17). Restrições (19) permitem que uma equipe visite a linha para trabalhar na manutenção energizada  $i \in I_e$  por, no máximo, a quantidade de dias que levará para finalizá-la. Isso se dá porque para as intervenções em LTs energizadas não há a necessidade de que o serviço seja realizado em dias consecutivos. Dessa forma, o valor de  $d_i$  pode ser visto como uma estimativa do tempo total que será necessário para realização do serviço. O controle da duração nas intervenções desenergizadas é realizado pelas Restrições (20), que obrigam que a quantidade de dias visitados a partir do início da manutenção seja exatamente igual a quantidade de dias restantes para finalizá-la considerando a análise no período  $t \in T$ . Com isso, as manutenções desenergizadas são obrigadas a serem realizadas continuamente dentro do período, além de impedir que mais de uma equipe seja responsável pela manutenção. Restrições (21) impedem que as manutenções desenergizadas iniciem em períodos nos quais não seria possível finalizar a manutenção. Por fim, Restrições (22)-(24) determinam o domínio das variáveis.

## 5.2 MODELO DE ROTEAMENTO

Conforme descrito anteriormente, o modelo de roteamento também visa determinar, com base em suas prioridades, quais intervenções devem ser realizadas ao longo de um horizonte de tempo. No entanto, o modelo de roteamento também determina em que sequência as intervenções devem ser realizadas. Seu uso na empresa atualmente não é viável, dado que necessita de um estudo de tempos a partir

de dados que a empresa não coleta, referentes a duração das manutenções. Ambos os modelos (alocação e roteamento) podem ser comparados com relação ao benefício calculado na Função Objetivo (11) do modelo de alocação.

## Conjuntos

- $T = \{1, 2, \dots, m\}$ : Conjunto de períodos no horizonte de planejamento, onde  $m$  representa o número total de períodos;
- $I = \{1, 2, \dots, n\}$ : Conjunto de intervenções (manutenções) que podem ser realizadas, onde  $n$  representa o total de intervenções;
- $V = \{0\} \cup I$ : Conjunto de pontos de visita que incluem a base, representada por 0, e o conjunto  $I$ ;
- $I_e \subseteq I$ : Conjunto das intervenções em LTs energizadas;
- $I_d \subseteq I$ : Conjunto das intervenções em LTs desenergizadas;
- $K = \{1, 2, \dots, o\}$ : Conjunto das equipes disponíveis, onde  $o$  representa o total de equipes;
- $C = \{C_1, C_2, \dots, C_a\}$ : Conjuntos de conflitos entre as intervenções, onde com  $C_f$ ,  $f = 1, \dots, a$ , corresponde a um conjunto de todas as intervenções que não podem ocorrer no mesmo período.

## Parâmetros

- $p_i$ : Benefício associado à realização da intervenção  $i \in I$ ;
- $c_{ij}$ : Custo de transporte incorrido ao se percorrer o trajeto entre os locais de realização das intervenções  $i, j \in V$ . Geralmente, esse custo é proporcional à distância percorrida;
- $h_i$ : Tempo necessário para realização da intervenção  $i \in V$ ;
- $\tau'_{ij}$ : Tempo de trajeto entre os locais de realização dos pontos  $i \in V$  e  $j \in V$ .
- $\tau_{ij}$ : Tempo necessário para se deslocar entre os locais de realização das intervenções  $i \in I$  e  $j \in J$  e realizar  $j$ . Assim,  $\tau_{ij} = \tau'_{ij} + h_i$ ;
- $d_i$ : Quantidade de períodos (em dias) necessários para finalizar da intervenção  $i \in I$ .
- $H$ : Duração do dia de trabalho.
- $b_i$ : Deadline (em dias) para realização da intervenção  $i \in I$ .

- $q_t$ : Quantidade de equipes disponíveis no período  $t \in T$ .
- $\alpha$ : Fator para normalização da função objetivo correspondente à coleta dos benefícios
- $\beta$ : Fator para normalização da função objetivo correspondente à distância total percorrida.

### Variáveis

- $r_{ik}$ : Variável binária que assume valor 1 se a equipe  $k \in K$  será encarregada de realizar a manutenção  $i \in I$ , ou 0 caso contrário.
- $s_{ik}^t$ : Variável binária que assume valor 1 se a intervenção desenergizada  $i \in I_d$  é escolhida para ser iniciada pela equipe  $k \in K$  no período  $t \in T$ , ou 0 caso contrário.
- $y_{ik}^t$ : Variável binária que assume valor 1 se a equipe  $k \in K$  está visitando o ponto  $i \in V$  no período  $t \in T$ , ou 0 caso contrário.
- $x_{ijk}^t$ : Variável binária que assume valor 1 se o nó  $j \in V$  é visitado logo após o nó  $i \in V$  no período  $t \in T$  pela equipe  $k \in K$ , ou 0 caso contrário.

### Modelo

$$\max \alpha \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \frac{p_i}{d_i} y_{ik}^t - \beta \sum_{i \in V} \sum_{j \in I} \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} c_{ij} x_{ijk}^t \quad (25)$$

Sujeito à:

$$\sum_{j \in V} x_{ijk}^t = y_{ik}^t \quad \forall i \in V, k \in K, t \in T \quad (26)$$

$$\sum_{j \in V} x_{jik}^t = y_{ik}^t \quad \forall i \in V, k \in K, t \in T \quad (27)$$

$$\sum_{k \in K} y_{0k}^t \leq q_t \quad \forall t \in T \quad (28)$$

$$\sum_{i \in S} \sum_{j \in V-S} x_{ijk}^t \geq y_{hk}^t \quad \forall S \subseteq I, h \in S, k \in K, t \in T \quad (29)$$

$$\sum_{i \in V} \sum_{j \in V} \tau_{ij} x_{ijk}^t \leq H \quad \forall k \in K, t \in T \quad (30)$$

$$\sum_{i \in C_f} \sum_{k \in K} y_{ik}^t \leq 1 \quad \forall C_f \in C, t \in T \quad (31)$$

$$t y_{ik}^t \leq b_i \quad \forall i \in I, k \in K, t \in T \quad (32)$$

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} s_{ik}^t \leq 1 \quad \forall i \in I_d \quad (33)$$

$$\sum_{k \in K} r_{ik} \leq 1 \quad \forall i \in I \quad (34)$$

$$y_{ik}^t \leq r_{ik} \quad \forall i \in I, k \in K, t \in T \quad (35)$$

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} y_{ik}^t \leq d_i \quad \forall i \in I_e \quad (36)$$

$$\sum_{t'=t}^{t-1+d_i} y_{ik}^{t'} = \sum_{t''=\max(t-d_i+1,1)}^{t-1+d_i} (d_i - |t'' - t|) s_{ik}^{t''} \quad \forall i \in I_d, k \in K, t = \{1, 2, \dots, b_i - d_i + 1\} \quad (37)$$

$$s_{ik}^t = 0 \quad \forall i \in I_d, k \in K, t = b_i + 2 - d_i: m \quad (38)$$

$$x_{iik}^t = 0 \quad \forall i \in V, k \in K, t \in T \quad (39)$$

$$y_{ik}^t = \{0, 1\} \quad \forall i \in V, k \in K, t \in T \quad (40)$$

$$s_{ik}^t = \{0, 1\} \quad \forall i \in I_d, k \in K, t \in T \quad (41)$$

$$r_{ik} = \{0, 1\} \quad \forall i \in I, k \in K \quad (42)$$

$$x_{ijk}^t = \{0, 1\} \quad \forall i \in V, j \in V, k \in K, t \in T \quad (43)$$

A função objetivo (25) tem por objetivo maximizar o benefício total associado com a realização das intervenções, minimizado pelo custo de transporte incorrido ao se deslocar entre os locais para a realização das intervenções e bonificar as visitas realizadas. Os parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  têm por objetivo normalizar as funções objetivo. Restrições (26) e (27) verificam se a intervenção  $i \in V$  foi realizada, além de garantir que as rotas que entram em  $i$  saiam de  $i$ . Restrições (28) impedem que a quantidade de equipes utilizadas seja maior que a quantidade disponível no período. Restrições de eliminação de *sub-tours* são dadas por (29). Já as restrições (30) obrigam que a duração das rotas geradas seja menor ou igual à duração do trabalho da equipe. Restrições (31) evitam que mais de uma manutenção do conjunto  $C_f \in C$  seja realizada no mesmo período  $t$ . Restrições (32) asseguram que cada manutenção não será realizada após seu prazo final. Restrições (33) asseguram que uma manutenção desenergizada não seja realizada por mais de uma equipe e que não será iniciada em mais de um período diferente. Similarmente, as Restrições (34) impedem que mais de uma equipe seja responsabilizada por realizar a manutenção  $i \in I$ . Restrições (35) só permitem que uma equipe seja alocada a uma manutenção  $i \in I$  se ela tiver sido responsabilizada por  $i$  nas restrições (34). Restrições (36) permitem que uma equipe visite a linha para trabalhar na manutenção energizada  $i \in I_e$  por, no máximo, a quantidade de dias que levará para finalizá-la. Isso se dá porque para as intervenções em LTs energizadas não há a necessidade de que o serviço seja realizado em dias consecutivos. Dessa forma, o valor de  $d_i$  pode ser visto como uma estimativa do

tempo total que será necessário para realização do serviço. O controle da duração nas intervenções desenergizadas é realizado pelas Restrições (37), que obrigam que a quantidade de dias visitados a partir do início da manutenção seja exatamente igual a quantidade de dias restantes para finalizá-la considerando a análise no período  $t \in T$ . Com isso, as manutenções desenergizadas são obrigadas a serem realizadas continuamente dentro do período, além de impedir que mais de uma equipe seja responsável pela manutenção. Já as restrições (38) impedem que as manutenções desenergizadas iniciem em períodos nos quais não seria possível finalizar a manutenção. Por sua vez, as restrições (39) impedem o percurso em si mesmo. Por fim, Restrições (40)-(43) determinam o domínio das variáveis.

### 5.3 APLICAÇÃO DO MODELO

Os modelos propostos foram implementados utilizando a linguagem de programação Julia 1.7.3, com o JuMP sendo a linguagem de modelagem adotada. Os modelos foram resolvidos por meio do solver comercial CPLEX 20.1.0.0. Os experimentos foram executados em um computador Intel Core i5 8265U CPU @ 1.60GHz 1.80 GHz com 16gb de RAM.

#### 5.3.1 Geração de Instâncias

Para realização da pesquisa foi necessária a colaboração de um especialista que é engenheiro eletricista com 20 anos de experiência e trabalha no órgão executivo de manutenção em LTs na empresa pesquisada. Para realização dos experimentos computacionais foram consideradas instâncias artificiais geradas com base nas informações disponibilizadas pela empresa. As instâncias variam de acordo com a quantidade de manutenções  $n$  a serem realizadas e com número de períodos  $m$  no horizonte de planejamento. As combinações de valores de  $n$  e  $m$  consideradas são apresentadas na Tabela 3. Para cada dimensão  $n \times m$  foram geradas 5 instâncias, totalizando 50 instâncias.

Nas instâncias, os deadlines  $b_i$  para execução das intervenções, bem como o número de equipes  $q_t$  disponíveis em cada período do intervalo, foram gerados seguindo distribuições de probabilidade uniformes, conforme indicado na Tabela 3.

Tabela 3 - Dados de geração de instâncias aleatórias

Dimensão $n \times m$	Horizonte de tempo	Número de equipes
10x7	$U\{6, 7\}$	$U\{2, 6\}$
15x14	$U\{12, 14\}$	$U\{2, 6\}$
20x21	$U\{17, 21\}$	$U\{2, 6\}$
25x28	$U\{23, 28\}$	$U\{2, 6\}$
50x30	$U\{24, 30\}$	$U\{2, 6\}$
100x30	$U\{24, 30\}$	$U\{2, 6\}$
200x30	$U\{24, 30\}$	$U\{2, 6\}$
300x30	$U\{24, 30\}$	$U\{2, 6\}$
400x30	$U\{24, 30\}$	$U\{2, 6\}$
500x30	$U\{24, 30\}$	$U\{2, 6\}$

Fonte: autora (2022)

Na presente pesquisa, considera-se as instâncias nas seguintes dimensões 10x7 - 25x28: como sendo pequena, 50x30 - 200x30: como sendo médias e 300x30 – 500x30: como sendo grandes. Como pode ser observado, o tamanho dos horizontes de planejamento não ultrapassou os 30 dias. Isto ocorre devido a programação de manutenção em LTs na empresa estudada realizar-se através de planejamentos mensais

O processo de geração das intervenções se deu como segue. Quando da geração de cada intervenção (manutenção)  $i$  considerou-se uma probabilidade de 30% de que ela fosse uma manutenção em uma LT desenergizada. Por sua vez, definiu-se uma probabilidade de 70% de que uma manutenção fosse do tipo energizada. Essas proporções foram definidas com base em informações acerca das manutenções realizadas no mês de janeiro de 2022 pela empresa estudada. As durações das intervenções foram geradas conforme uma distribuição uniforme  $U\{1, j\}$ , com  $j$  sendo a maior duração possível dentre as ordens de manutenção de janeiro de 2022 da empresa. Caso a duração  $d_i$  da manutenção seja superior ao horizonte de tempo previamente calculada conforme a Tabela 3, o deadline  $b_i$  será estabelecido como tendo o mesmo valor que a duração da manutenção, de modo que a manutenção possa ser finalizada durante o horizonte de planejamento. No que diz respeito a duração  $h_i$  da visita, esta segue uma distribuição  $U\{1, 3\}$ , em horas, definido por solicitação do especialista, uma vez que a empresa não coleta esses dados. Por fim, define-se a duração do dia  $H$  como sendo de 8h, sendo esta a jornada de trabalho diária da empresa para as equipes de manutenção. Para o modelo de alocação, a

quantidade  $v$  de intervenções por equipe por dia foi definida como sendo 2, de acordo com informações da empresa.

Para a definição dos conjuntos  $C_f$  de manutenções conflitantes, procede-se como segue: é estabelecido arbitrariamente, a quantidade de subestações como o menor inteiro par da divisão  $\frac{n}{4}$ . Considerando-se  $n$  LTs, define-se que cada LT possua exatamente 1 manutenção a ser realizada no horizonte de planejamento. Além disso, estabelece-se que ela seja conectada em cada extremidade a uma subestação diferente, e que seja associada a uma parcela variável de base definida em Reais segundo uma distribuição uniforme  $U\{22.671, 2.972.336\}$ , a qual é definida com base em informações relacionadas com as instalações sob responsabilidade da regional em análise.

Para conectar as linhas às subestações, inicialmente é estabelecido que cada subestação terá no mínimo 2 linhas e no máximo 20 linhas conectadas a ela, sendo esses valores estipulados pelo especialista. Após cada subestação ter sido conectada a 2 linhas diferentes de forma aleatória, as demais serão alocadas conforme uma distribuição categórica onde a chance de a linha ser conectada a uma determinada subestação  $z$  é inversamente proporcional a quantidade de linhas já alocadas àquela subestação. Desse modo, os conjuntos conflitantes  $C_f$  entre as manutenções são estabelecidos como sendo manutenções que ocorrem em linhas conectadas a uma mesma subestação, conforme indicado pelo especialista que não poderia ocorrer por motivos de confiabilidade. Dado que a posição que deverá ser realizada a manutenção pode ser nas subestações nas extremidades da LT ou ao longo da LT, sendo assim conforme orientação do especialista da empresa consultado, foi definido arbitrariamente que todas as intervenções ocorrem no meio da linha.

Por dispomos apenas de latitude e longitude de um conjunto de manutenções a serem realizadas na empresa em análise, não de dados sobre distâncias entre pontos, foram calculadas as distâncias entre as subestações utilizando a fórmula de Haversine, que calcula a distância mais curta entre dois pontos em uma esfera usando suas latitudes e longitudes medidas ao longo da superfície. Sendo então definidas as posições de cada subestação conforme distribuição uniforme criada com base nos dados encontrados,  $U(3.56, 119.92)$ , em km. Já para o cálculo dos tempos de trajeto, assumiu-se que a velocidade de cada equipe é de 60 km/h.

Há 5 classificações de priorização para realização da manutenção  $w$ : Monitoramento, Por Oportunidade, Média Prioridade, Alta Prioridade e Urgente, sendo  $a_w$  calculado conforme as equações abaixo. Para o cálculo do benefício  $p_i$  associado com cada manutenção  $i$ , é necessário inicialmente definir o benefício base  $a_w$  que é relacionado com a de prioridade  $w$ , bem como a prioridade  $g_i$  da manutenção.

$$a_w = (1 + a_{w-1}) \max_{i \in I} d_i \quad (44)$$

$$a_1 = 1 \quad (45)$$

Desse modo, a preferência para realizar uma manutenção classificada como  $w$  não será menor do que a de qualquer outra manutenção cuja classificação seja inferior de acordo com as funções objetivo (11) e (25), independente da duração das manutenções. Já para definir a classificação  $g_i$  de cada manutenção  $i$ , foi utilizada a Tabela 4, que apresenta a quantidade de intervenções por uma determinada causa, e qual prioridade aquela causa recebeu.

Tabela 4 -Priorização das principais causas das notas de manutenção de outubro a dezembro de 2021

<b>Principais Causas das Notas de Manutenção</b>	<b>Quantidades</b>	<b>Priorização</b>
Adequação de terminal	2	Urgência
Vegetação crescida	3	Urgência
Cavalote oxidado	3	Alta
Estrada de acesso as respectivas estruturas	42	Por oportunidade
Falta de conector	1	Alta
Ferragem exposta	1	Média
Manutenção preventiva	1	Monitoramento
Substituição de parafuso por erosão e corrosão	5	Alta
Peças fixas da cadeia de isoladores esquerda, direita, central com corrosão	1	Urgência
Pino isolador oxidado	3	Urgência
Substituição de porca cavalote por erosão e corrosão	2	Alta

Fonte: autora (2022)

Desse modo, foi vinculada a probabilidade de uma ordem de manutenção ter uma das causas listadas a partir da frequência de sua ocorrência na Tabela 4. Caso

a manutenção fosse classificada como urgente a partir de sua causa, a janela de tempo  $b_i$  será definida como 15 dias caso  $m \geq 15$ , prazo dado conforme a Instrução Normativa IN-OP.01.015 - Gestão de Nota de Manutenção, Nota de Plano e Nota de Estudo. CHESF (2021). Por fim, para o cálculo do benefício  $p_i$ , segue-se a Equação (46) exposta abaixo.

$$p_i = a_{g_i} + n(i) \quad (46)$$

Caso a manutenção seja desenergizada, o benefício  $p_i$  será somado ao valor normalizado da parcela variável base da LT, dividido por 2, calculado em  $n(i)$ , de modo a dar preferência para as manutenções que ocorrerão em linhas mais caras para a empresa. Por fim, na definição dos pesos da função objetivo (25) do modelo de roteamento,  $\alpha$  foi definido como 1, e  $\beta$  que representa o peso da penalidade pela distância das rotas sugeridas pelo modelo, conforme a fórmula (47), ambos definidos arbitrariamente.

$$\beta = \frac{1}{2 m (n + 1) \max_{i,j \in I} c_{ij}} \quad (47)$$

### 5.3.2 Rolling Horizon

Stanzani (2017) relata que as heurísticas de programação matemática são procedimentos que podem ser implementados diretamente no método de solução utilizado pelos solvers disponíveis em softwares comerciais. São usadas para auxiliar métodos exatos a determinar soluções factíveis ou melhorar a qualidade das soluções conseguidas. Elas tendem a ser utilizadas quando se deseja reduzir o tempo de processamento, ou quando não se obtém nenhuma solução factível no tempo disponibilizado, sendo particularmente úteis no tratamento de problemas difíceis e de grande porte, similarmente ao problema da programação de manutenção de LTs estudo desta pesquisa. As heurísticas de programação matemática podem ser empregadas para construir soluções iniciais. Um exemplo de heurísticas de programação matemática são as heurísticas de *Rolling Horizon (HR)*. Heurísticas de programação matemática são comumente utilizadas quando o tempo computacional para obtenção de uma solução factível é alto. Com o objetivo de determinar soluções factíveis para o modelo de roteamento para instâncias com horizontes mais longos, é proposto uma heurística de programação matemática do tipo HR. Este tipo de

heurística visa determinar soluções para problemas de grande porte, subdividindo o problema em problemas de pequeno porte (subproblemas) ordenados cronologicamente e, para cada subproblema, fixando as decisões do subproblema imediatamente anterior. O pseudocódigo da heurística *HR* implementada é apresentada no Quadro 1.

Quadro 1 - Pseudocódigo do Rolling Horizon

- 
- 1: Carregar Instância
  - 2: Inicializar Solução
  - 3:  $T_s \leftarrow \text{Gerar\_periodos (Instância)}$
  - 4: Para  $T_c \subseteq T_s$
  - 5:     Modelo  $\leftarrow \text{Gerar\_modelo (Instância, } T_c)$
  - 6:     Fixar\_decisoes\_passadas (Modelo, Solução, Instância,  $T_c$ )
  - 7:     Otimizar (Modelo)
  - 8:     Atualizar solução (Solução, Modelo, Instância,  $T_c$ )
  - 9: Fim Para
- 

Fonte: autora (2022)

A formulação adotada gera um modelo para cada intervalo de tempo  $T_c$  da heurística com  $T_c$  tendo um número de períodos definidos a priori. Sendo fixado decisões tomadas pelos modelos que representam intervalos de tempo passados. Inicia-se carregando a Instância, sendo necessário definir a variável *Solução* na qual ficará armazenada todas as decisões tomadas para otimizar cada modelo definido. Além disso, a função “Gerar Períodos”, a partir do intervalo  $T$  da Instância, gerará um conjunto  $T_s$  de intervalos  $T_c$ , cada um sendo o horizonte de planejamento de tamanho  $l$  no qual o modelo buscará otimizar. O tamanho  $l$  de cada horizonte de planejamento é um parâmetro definido pelo usuário. É importante ressaltar que há restrições que dependem de valores das variáveis de outros períodos, nem sempre definidos dentro do intervalo  $T_c$ , como é o caso das Restrições (33), e da (36) a (38). Para essas situações, é necessário adaptar os intervalos dos somatórios, coletar valores de decisões passadas armazenadas em *Solução* e fixar decisões passadas, assim como o coeficiente da Restrição (37), para considerar apenas variáveis definidas no modelo. Após isso, o modelo do intervalo  $T_c$  é otimizado com o *solver* selecionado, e então a variável *Solução* armazenará as decisões tomadas na iteração.

### 5.3.3 Resultados das instâncias

Os experimentos realizados tiveram como objetivo testar a escalabilidade dos modelos quando lidando com problemas de diferentes tamanhos. Conforme mencionado anteriormente, as instâncias foram geradas com base em informações disponibilizadas pela empresa estudada. Vale ressaltar que os experimentos executados tiveram por objetivo comparar o desempenho do modelo de roteamento com o modelo de alocação.

Para a execução dos experimentos, foi utilizado o CPLEX, sendo estabelecido o gap relativo de  $1e-4$ . O limite de tempo de resolução para todas as formulações e instâncias foi de 2 horas. Mais especificamente, no caso método *Rolling Horizon* em instâncias nas quais houve uma dificuldade de encontrar uma solução viável no tempo limite estabelecido, como foi o caso das duas instâncias de  $300 \times 30$  e das 4 instâncias de  $400 \times 30$ , e de todas as instâncias de  $500 \times 30$  estabeleceu-se um limite de 5 horas.

Para a resolução do modelo de roteamento utilizando a heurística *Rolling Horizon*, o tempo total foi dividido igualmente para a resolução de cada modelo, e o horizonte de planejamento a ser considerado em cada iteração possui comprimento e foi determinado como tendo 1 período, isto é,  $l = 1$ . Conforme a Tabela 5, a heurística *Rolling Horizon* requereu, em média, os seguintes tempos computacionais: as instâncias pequenas, requereram em média 0,3 segundos. As instâncias médias, por sua vez, requereram, em média, 42 segundos. Por fim, as instâncias grandes requereram em média 4885 segundos (tempo limite 5 horas).

Por limitações no tempo de resolução, o modelo de rotas foi resolvido de forma exata, considerando o modelo (25) – (43) apenas para instâncias com dimensão menor ou igual a  $50 \times 30$ .

Tabela 5 - Tamanho das instâncias para mediana dos tempos de solução para os modelos implementados

Tamanho das instâncias	T(s)		
	Modelo de alocação	Modelo de rotas	<i>Rolling Horizon</i>
Pequena	0,1	1,9	0,3
Média	10,8	7200,0	41,9
Grande	7,0	Sem informação	4884,9

Fonte: autora (2022)

As Tabelas 6, 7 e 8 apresentam o tempo de resolução para cada uma das instâncias, para cada método de resolução do problema. Sendo a Tabela 6 referentes ao modelo de alocação e as Tabelas 7 e 8 referentes ao problema de roteamento.

Como é possível verificar na Tabela 6, para o modelo de alocação o tempo de resolução da maior parte das instâncias foi inferior a 5 minutos. Só houve uma instância que chegou no limite de tempo de 2 horas estabelecido anteriormente e ela teve um gap de 0,0557, um gap considerado pequeno. Mesmo a maior duração, que durou exatamente de 2 horas, é um tempo de resolução adequado para um planejamento mensal. A Tabela 7, apresenta os tempos de resolução do modelo de roteamento. Por fim, os tempos de resolução da heurística *Rolling Horizon* para o modelo de roteamento são apresentados na Tabela 8. Desse modo, é possível concluir que, para as instâncias criadas, o modelo de alocação obtém ótimas soluções dentro do intervalo de tempo, com poucas instâncias com gap superior ao gap relativo definido, que são as instâncias que o modelo exato não conseguiu resolver no limite de tempo estabelecido previamente. Já para o modelo de roteamento, torna-se possível utilizá-lo como base para comparação com heurística, pelo fato de o gap ser reduzido.

Tabela 6 - Tempos (em segundos) de resolução de modelo de alocação

Dimensão n x m	T(s)				
	Instância 1	Instância 2	Instância 3	Instância 4	Instância 5
10x7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
15x14	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
20x21	0,1	0,6	0,3	0,4	0,0
25x28	1,2	0,6	0,2	0,9	4,0
50x30	8,6	10,7	279,9	181,8	12,8
100x30	10,7	7200,0	1,8	235,1	10,8
200x30	6,0	10,1	34,2	1,1	29,7
300x30	75,9	7,4	34,9	5,8	7,2
400x30	13,3	6,3	11,1	1,6	2,0
500x30	1,8	7,1	13,8	2,0	6,7

Fonte: autora (2022)

Tabela 7 - Tempos (em segundos) de resolução de modelo de roteamento

Dimensão n x m	T(s)				
	Instância 1	Instância 2	Instância 3	Instância 4	Instância 5
10x7	1,5	0,1	0,1	0,0	0,0
15x14	0,2	0,4	1,3	0,2	0,3
20x21	5,7	22,6	14,9	6,3	2,2
25x28	131,1	287,0	13,1	214,3	613,9
50x30	2681,9	1366,0	7200,0	7200,0	7200,0

Fonte: autora (2022)

Tabela 8 - Tempos (em segundos) de resolução de modelo de roteamento por Rolling Horizon

Dimensão n x m	T(s)				
	Instância 1	Instância 2	Instância 3	Instância 4	Instância 5
10x7	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
15x14	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1
20x21	0,8	0,5	0,5	0,2	0,4
25x28	1,8	1,6	0,6	0,7	0,8
50x30	11,1	3,4	8,8	7,4	11,0
100x30	36,1	37,5	61,2	62,5	41,9
200x30	405,7	280,2	586,2	365,3	634,3
300x30	6622,1	2750,1	3909,3	3702,1	2739,4
400x30	6928,8	6795,0	7416,8	3002,7	3780,2
500x30	3302,7	12984,9	16321,8	4884,9	14367,9

Fonte: autora (2022)

Para a comparação dos métodos utilizados, inicialmente foi feita uma comparação entre a heurística e o método exato com relação a Função Objetivo (25), a qual contém o componente de minimizar custos de transporte além do benefício de se realizar as manutenções. Na Tabela 9 apresenta-se o gap entre os valores das soluções obtidas pela heurística e pelo método exato para cada instância de pequeno e médio porte.

$$GAP = \frac{Beneficios_{RH} - Beneficios_{Rota}}{Beneficios_{Rota}} \quad (48)$$

Onde,  $Beneficios_{RH}$  = Benefícios por quantidade de dias para Rolling Horizon

$Beneficios_{Rota}$  = Benefícios por quantidade de dias para Roteamento

Tabela 9 - Diferença percentual entre método exato e heurística em modelo de roteamento

<b>Instância</b>	<b>10x7</b>	<b>15x14</b>	<b>20x21</b>	<b>25X28</b>	<b>50X30</b>
1	0,00	-0,04	0,00	0,00	-0,01
2	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,03
3	0,00	-0,01	0,00	-0,11	0,00
4	0,00	0,00	-0,22	-0,33	-0,12
5	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,15

Fonte: autora (2022)

Com base na Tabela 9, é visível que a maior parte das instâncias possui uma diferença a partir da segunda casa decimal, sendo a maior parte dos valores negativos, indicando nesses casos que a solução da heurística encontra uma solução pior para os parâmetros submetidos. Essa diferença é esperada, contudo, essas instâncias possuem uma diferença a partir da segunda casa decimal. Desse modo, apesar de boa parte das soluções encontradas pela heurística possuir uma pequena diferença com relação a função objetivo, é recomendável uma investigação futura com outras heurísticas e com outros comprimentos  $l$  para o horizonte de planejamento para o *Rolling Horizon*. Apesar da heurística Rolling Horizon ter tido uma solução pior que o modelo exato (o que já era esperado), o tempo foi bem menor.

A Tabela 10 apresenta o gap entre os valores das melhores soluções encontradas para cada instância pelos modelos de roteamento (modelo exato ou heurística) e de alocação. As soluções obtidas pelos modelos são comparadas segundo a Função Objetivo (11), que não possui componente penalizante da rota, apenas contando com o benefício de se realizar as manutenções.

$$GAP = \frac{Beneficios_{Alocação} - Beneficios_{Rota}}{Beneficios_{Rota}} \quad (49)$$

Onde,  $Beneficios_{Alocação}$  = Benefícios por quantidade de dias para alocação

$Beneficios_{Rota}$  = Benefícios por quantidade de dias para Roteamento

Tabela 10 - Diferença percentual entre modelo de alocação e modelo de roteamento

Diferença Percentual	Instância 1	Instância 2	Instância 3	Instância 4	Instância 5
10x7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15x14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20x21	0,0	0,0	0,0	-0,2	0,0
25x28	0,0	0,0	-0,1	-0,3	0,0
50x30	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2
100x30	0,0	-0,1	0,3	-0,1	0,0
200x30	0,2	0,5	0,2	0,2	0,4
300x30	0,3	0,6	0,6	0,2	0,4
400x30	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4
500x30	0,6	-0,2	-1,0	0,5	-0,4

Fonte: autora (2022)

Como é possível verificar, há conjuntos de instâncias em que o modelo de alocação prevê melhores soluções – diferença percentual positiva –, e há conjunto de instâncias que é o modelo de geração de roteamento que prevê melhores resultados. Isso ainda pode ser reforçado pela análise das diferenças entre a quantidade de manutenções visitadas por instância das soluções encontradas pelo modelo de roteamento resolvido por *Rolling Horizon* e pelo de alocação, expressa nas Tabela 11, que foi obtida subtraindo o número de visitas para as respectivas instâncias do modelo de roteamento por *Rolling Horizon* para o modelo de alocação.

Tabela 11 - Diferença entre quantidade de visitas por instância em modelo de roteamento por Rolling Horizon para modelo de alocação

<b>Dimensão <i>n x m</i></b>	<b>Instância 1</b>	<b>Instância 2</b>	<b>Instância 3</b>	<b>Instância 4</b>	<b>Instância 5</b>
10x7	0	0	0	0	0
15x14	0	0	0	0	0
20x21	0	-1	0	4	0
25x28	1	-5	-1	6	0
50x30	14	28	-4	-21	-1
100x30	139	54	102	70	103
200x30	218	118	181	132	167
300x30	261	228	244	186	182
400x30	215	197	241	151	170
500x30	168	15	-2	141	54

Fonte: autora (2022)

É verificável que instâncias pequenas possuem uma pequena diferença entre as soluções, mas que à medida que a instância aumenta, o modelo de rotas resolvido por *Rolling Horizon* costuma encontrar programações que fazem mais visitas que o modelo de alocação conforme a Tabela 11.

Mesmo que, conforme, já discutido na Tabela 9, a heurística apresenta, para as instâncias testadas, um resultado consideravelmente aquém do modelo resolvido com todos os períodos. Isso pode ser explicado pela quantidade média de visitas que cada equipe faz por período no modelo de alocação, ilustrada na Tabela 12, e pela duração média de cada rota que cada equipe faz em cada período, no modelo de rotas, exibida na Tabela 13.

Tabela 12 - Quantidade média de visitas de cada equipe por dia em modelo de alocação

Dimensão <i>n x m</i>	Instância				
	Instância 1	Instância 2	Instância 3	Instância 4	Instância 5
10x7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
15x14	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20x21	1,1	1,3	1,8	1,5	1,3
25x28	1,3	1,3	1,5	1,4	1,3
50x30	1,6	2,0	1,4	1,9	1,5
100x30	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
200x30	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
300x30	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
400x30	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
500x30	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

Fonte: autora (2022)

Tabela 13 - Duração média de rotas de modelo de roteamento medido em horas

Dimensão <i>n x m</i>	T(h)				
	Instância 1	Instância 2	Instância 3	Instância 4	Instância 5
10x7	2,4	1,8	2,0	2,3	1,8
15x14	1,6	1,6	1,5	2,1	2,3
20x21	3,4	2,9	4,8	3,6	3,7
25x28	3,1	4,8	5,4	5,5	4,7
50x30	4,3	5,7	4,2	4,5	4,3
100x30	6,4	5,4	7,3	5,2	7,3
200x30	7,7	7,7	7,7	7,6	7,8
300x30	7,7	7,8	7,6	7,6	7,7
400x30	7,7	7,8	7,8	7,8	7,8
500x30	7,8	7,8	7,6	7,8	7,6

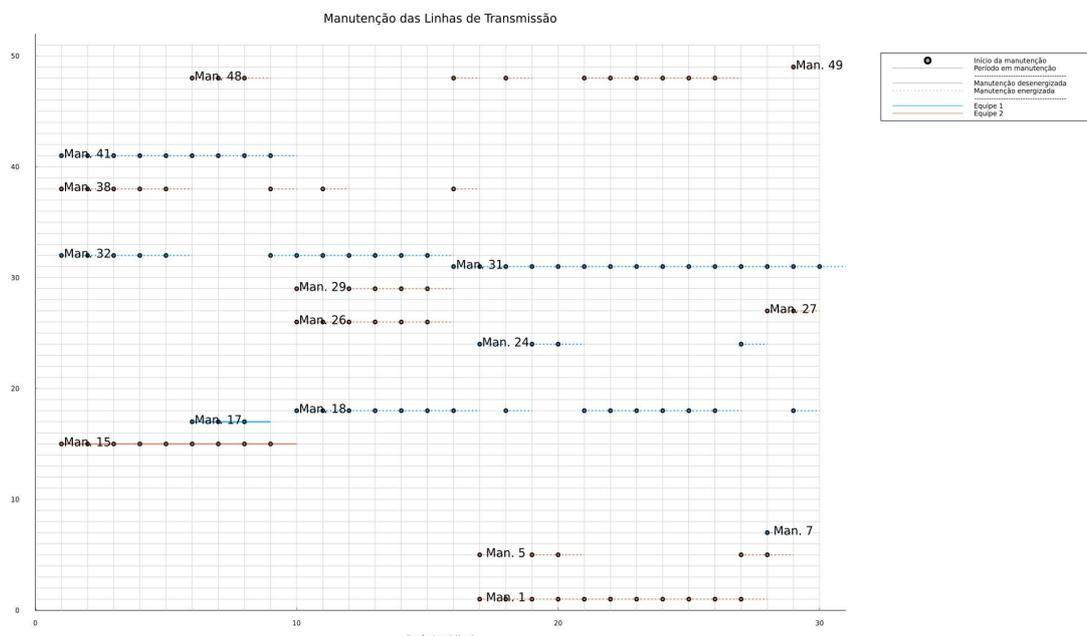
Fonte: autora (2022)

Como é possível verificar a partir da Tabela 12, o modelo de alocação está sendo limitado pela quantidade de visitas que cada equipe pode realizar por dia – que nas instâncias testadas foi definido como 2 visitas. Entretanto, no modelo de rotas para as instâncias maiores possivelmente por estarem sendo limitadas pela duração máxima das rotas, conforme Tabela 13, – estabelecida como 8 horas –, já que a duração de cada manutenção é de pelo menos 1h conforme previamente definido. Caso a empresa passe a ter um controle maior acerca da duração das intervenções,

poderia ser possível a consideração do modelo de roteamento, o que permitiria aumentar o número de intervenções realizadas por dia.

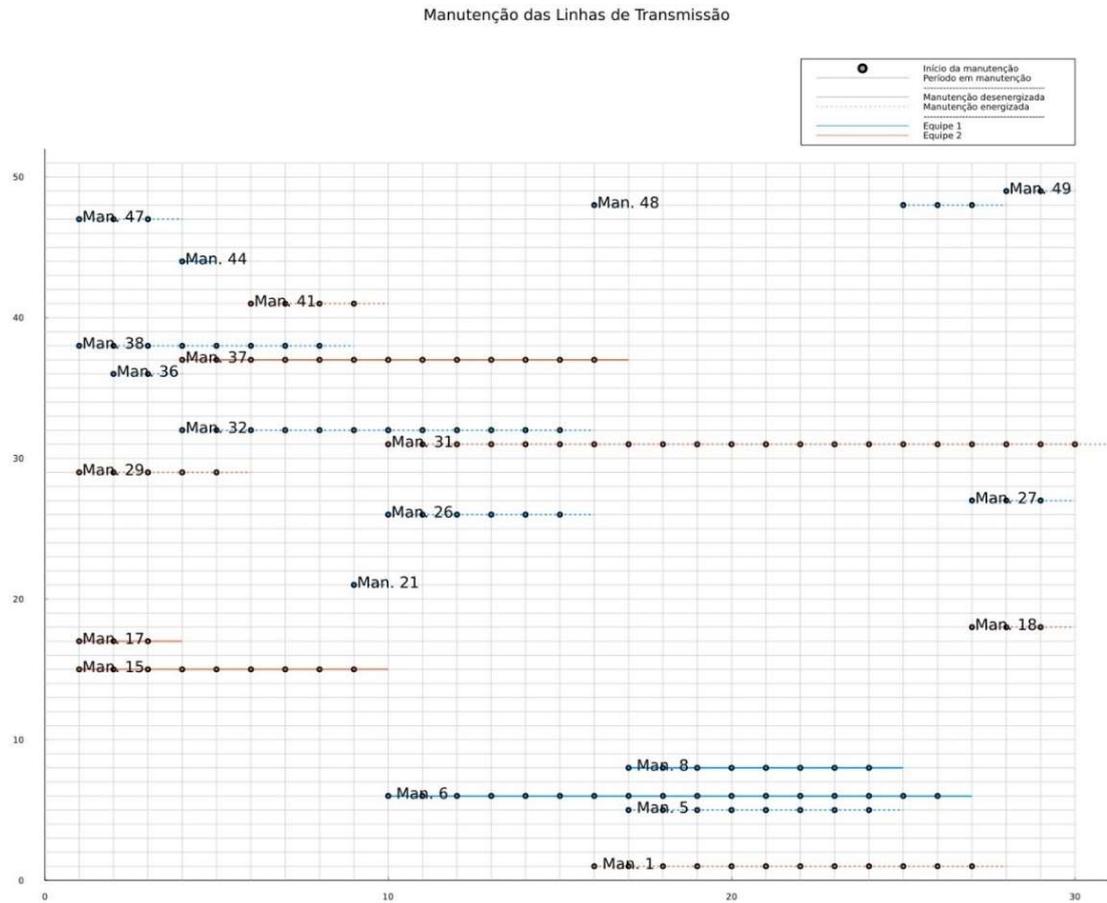
Para ilustrar a diferença entre os dois modelos, conforme as Figuras 5 e 6, a seguir é detalhada as soluções encontradas para a instância 2 de dimensão 50x30. Em uma descrição breve, é uma instância com 34 das 50 manutenções classificadas como desenergizadas, com 50 LTs, 12 subestações e 2 equipes. Enquanto há 117 visitas da programação gerada pelo modelo de alocação, o modelo de rotas visita 145 pontos para realização da manutenção.

Figura 5 - Solução de modelo de alocação de instância 2, 50x30



Fonte: autora (2022)

Figura 6 - Solução de modelo de rotas de instância 2, 50x30, resolvido por *Rolling Horizon*



Fonte: autora (2022)

Hoje, para implementação na empresa estudada, o melhor modelo para ser utilizado é o de alocação porque não se dispõe dos dados da duração das visitas das equipes de manutenção em cada intervenção. Mas supondo que as durações das visitas das equipes de manutenção fossem contabilizadas e disponibilizadas pela empresa estudada para esta pesquisa, realizar-se-ia mais manutenções e desta forma, o modelo ideal sugerido para utilização seria o de roteamento.

Quanto a utilização da heurística *Rolling Horizon* verificou-se comparando com as soluções apresentadas pelos modelos de alocação e roteamento que a heurística *Rolling Horizon* não teve uma boa performance, pois quando o tamanho das instâncias aumenta, há uma redução do desempenho. Isto motiva a realização de novos testes com outros horizontes de planejamento para o *Rolling Horizon* ou a utilização de heurísticas especializadas para o problema. Ressalta-se positivamente que a utilização da heurística *Rolling Horizon* é de fácil implementação, porque já se dispõe

do modelo, mas perde no critério qualidade, isto motiva o desenvolvimento de outras heurísticas para trabalhos futuros.

Destaca-se que para comparação dos modelos de roteamento e alocação que a Função Objetivo (11) do modelo de alocação, leva em consideração apenas a quantidade de visitas e o benefício não faz minimização do custo de transporte. Todavia, a Função Objetivo (25) do modelo de roteamento, realiza a minimização do custo de transporte quando ocorre distâncias muito grandes, ou seja, para rotas longas. A consideração dessa minimização do custo de transporte permite também reduzir a simetria das soluções encontradas, o que leva a um aumento da eficiência quando da resolução do problema. O modelo de rotas considera mais a realidade e por isto pode se diferenciar do modelo de alocação.

## 6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou modelos matemáticos para programação de manutenção em LTs. Os modelos apresentados são de alocação e de roteamento. Apresentou-se também uma heurística *Rolling Horizon* para resolução do modelo de roteamento. Todos os modelos têm como objetivo otimizar a programação das manutenções das LTs energizadas e desenergizadas visando o atendimento das manutenções com maior prioridade. Diferenciando-se apenas pelo modelo de rotas ser capaz de gerar rotas viáveis a partir das distâncias percorridas e também na capacidade das visitas por dia.

Como a empresa estudada não contabiliza o tempo médio para realização das intervenções em LTs e por isso não disponibilizou para esta pesquisa. Recomenda-se o uso do modelo de alocação. Caso a empresa futuramente venha a disponibilizar o tempo médio das intervenções, sugere-se a utilização do modelo de roteamento, pois ele possibilita a realização de um maior número de intervenções levando em consideração as rotas viáveis. Já o modelo de alocação permite menos visitas devido a forma que foram criadas as restrições.

Ressalta-se que o modelo de alocação apresentou em parte boas soluções na análise da diferença percentual em relação ao modelo de roteamento, vale ressaltar que em parte nesta comparação o modelo de roteamento também apresentou boas soluções. Destaca-se que o modelo de alocação possui a limitação do número de 2 visitas e o modelo de roteamento possui a limitação referente a jornada de trabalho diária de 8 horas, viabilizando a realização de um maior número de intervenções.

Os resultados desta pesquisa possibilitarão a empresa estudada aumentar o número de manutenções realizadas levando em consideração as possíveis rotas viáveis e a jornada de trabalho de 8 horas dos trabalhadores da manutenção de LT. Destaca-se também que facilitará o trabalho dos gestores do órgão executivo de manutenção para gerar a programação mensal de manutenção em LTs de forma mais rápida e eficaz.

## 6.1 LIMITAÇÕES

Das limitações encontradas verificou-se na revisão sistemática que não havia pesquisas para programação da manutenção em LT energizadas e desenergizadas. Só existia para LTs energizadas ou desenergizadas. Outro problema verificado foi que a empresa estudada não coletava os tempos médios utilizados pelas equipes para realização de intervenções desenergizadas e estas informações melhoraria a performance do modelo de rotas.

## 6.2 SUGESTÕES PARA EXTENSÕES FUTURAS

Para trabalhos futuros sugere-se a utilização de outras heurística para viabilizar a obtenção de soluções mais rápidas para programação de manutenção de LTs. Sugere-se também a utilização dos modelos de alocação e modelos de rotas para programação de manutenção de outros ativos do SEP, como por exemplo transformadores de potência, reatores e banco de capacitores.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Resolução Normativa ANEEL nº 67** de 08/06/2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Resolução Normativa ANEEL nº 906** de 01/01/2021.

ABIRAMI, M., GANESAN, S., SUBRAMANIAN, S., & ANANDHAKUMAR, R.. **Source and transmission line maintenance outage scheduling in a power system using teaching learning-based optimization algorithm**. 2014. *Applied Soft Computing*, 21, 72-83, 2014.

ALMEIDA, Adiel Teixeira, SOUZA, Fernando Menezes Campelo (organizadores)...et al. **Gestão de manutenção na direção da competitividade**. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 380 p, 2001.

ARANALES, Marcos, ARMENTO, Vinícius Amaral, MORABITO, Reinaldo\_e YANASSI, Horácio Hideki, **Pesquisa Operacional**, Editora Elsevier, Rio de Janeiro, 2007.

AQUINO, Roberto Dias; CHAGAS, Jonatas Batista Costa; SOUZA, Marcon Jamilson Freitas. **Abordagem Exata e Heurísticas para o Problema de Planejamento de Ordens de Manutenção de Longo Prazo: Um Estudo de Caso Industrial de Larga Escala**. *Pesquisa Operacional para o Desenvolvimento*, v. 11, n. 3, p. 159-182, 2019.

BRASIL, MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **Normas Regulamentadoras de Segurança e Medicina do Trabalho**. NR 10 Segurança e Instalações e serviços em eletricidade – Ministério do Trabalho e Emprego, 2 edição, Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretaria-de-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/normas-regulamentadoras/nr-10.pdf> . Acesso em: 20 de jul de 2022.

CAI, J., GUO, S., LIAO, S., CHEN, X., MIAO, S., & LI, Y. **Optimization model of key equipment maintenance scheduling for an AC/DC hybrid transmission network based on mixed integer linear programming**. *Energies*, 13(4), 1011,2020.

COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO – CHESF - **Recomendação operativa - reestruturação da diretoria de operação - ROP-DOON.2021-01**, 2021.

COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO – CHESF - **IM-MNLT-M-037 - Técnicas de Aterramento Temporário para Linhas e Barramentos Desligados**, 2012.

COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO – CHESF - **IM-MN-LTM.085, Acesso Ao Potencial Em Instalações Energizadas**. CHESF, Recife/PE, Brasil, 2011.

COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO – CHESF - **IN-OP.01.015 - Gestão de Nota de Manutenção**, Nota de Plano e Nota de Estudo. 2021.

CORTÉS-CARMONA, M., MEDINA, P., & GUEVARA-CEDEÑO, Y. **Optimal programming of insulator washing in transmission lines and substations.** CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication *Technologies, CHILECON 2017 - Proceedings, 2017-Janua*, 1–7, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Balço Energético Nacional BEN – RELATORIO SINTÉSE ano base 2020, 2021.**

DESAULNIERS, Guy; DESROSIERS, Jacques; SOLOMON, Marius M. (Ed.). **Column generation.** Springer Science & Business Media, 2006.

DUCHARME, Christian. **Modelagem e otimização do programa de manutenção de transformadores de potência.** Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2012.

DA SILVA, E. L.; SCHILLING, M. TH; RAFAEL, M. C. **Generation maintenance scheduling considering transmission constraints.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 15, n. 2, p. 838-843, 2000.

EL-SHARKH, M. Y. and EL-KEIB, A. A., **Maintenance scheduling of generation and transmission systems using fuzzy evolutionary programming,** in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 2, pp. 862-866, May 2003.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Relatório Síntese Balço Energético Nacional (BEN) – 2020.** Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2021\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN_S%C3%ADntese_2021_PT.pdf)>. Acesso em: 21 dez. 2021.

FINARDI, Erlon Christian, SAUER, Rene Francisco, BERTUOL, Lauro Fernando Castro e SCHMITT, Carlos Alberto, **Programação Ótima da Manutenção Preventiva De Unidades Geradoras Utilizando Relaxação Lagrangeana,** Seminário Nacional De Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, 2005.

FUCHS, Rubens Dario, **Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas.** 3. Ed. Edufu., 2015.

HEO, Jae-haeng & LYU, Jae-kun & KIM, mun-kyeom & Park, Jong-Keun. (2012). **Application of particle swarm optimization to the reliability centered maintenance method for transmission systems.** Journal of Electrical Engineering and Technology, v. 7, n. 6, p. 814-823, 2012.

KHALYASMAA, Alexandra I.; UTEULIYEV, Bauyrzhan A.; TSELEBROVSKII, Yurii V. **Methodology for Analysing the Technical State and Residual Life of Overhead Transmission Lines.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 36, n. 5, p. 2730-2739, 2020.

KISHORE, T. S.; SINGAL, Sunil Kumar. **Optimal economic planning of power transmission lines: A review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 39, p. 949-974, 2014.

HEO, Jae-haeng ET AL, **Application of Particle Swarm Optimization for an Optimal Maintenance Strategy in Transmission Systems.** (2011).

Heo, J. H., Park, G. P., Yoon, Y. T., Park, J. K., & Lee, S. S. **Application of particle swarm optimization for an optimal maintenance strategy in transmission systems.** In: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. IEEE,. p. 1-7, 2011.

LUO, Y., GOLDEN, B., POIKONEN, S., & ZHANG, R. **A fresh look at the Traveling Salesman Problem with a Center.** Computers & Operations Research, v. 143, p. 105748, 2022.

LI, Gaowang and SHI, Dongyuan, **Risk-based maintenance schedule of transmission line using multi-objective evolutionary algorithm,** *2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference*, pp. 413-416, 2011.

NETO, José Evangelista, **Otimização da Programação da Manutenção dos Ativos de Transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro considerando Penalidades por Indisponibilidade, Restrições Sistêmicas e Logística das Equipes Técnicas.** Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas-Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica, 2011.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), **Sumário Executivo PAR/PEL 2021/2025,** 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS) - **Submódulo 2.3 Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos,** 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS) Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em 18/12/2021.

PAVIČIĆ, I., HOLJEVAC, N., IVANKOVIĆ, I., & BRNOBIĆ, D. **Model for 400 kV Transmission Line Power Loss Assessment Using the PMU Measurements.** Energies, v. 14, n. 17, p. 5562, 2021.

PEREIRA ET AL, **Proteção de Linhas de Transmissão Considerando-se Penalidades Associadas à Indisponibilidade,** Revista Controle & Automação/ Vol 22 nº5, 2011.

Pereira, F. E., Prada, R. B., de Melo, A. C., Rodrigues, A. B., & Silva, M. D. G. D. **Determination of scheduled maintenance interval in the protection of transmission lines considering the penalties associated to transmission equipment unavailabilities.** SBA: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica, v. 22, p. 523-534, 2011.

PINTO, Milton de Oliveira, **Energia Elétrica - Geração, Transmissão e Sistemas Interligados,** Editora LTC, 2013

RANGEL, Rodrigo K.; KIENITZ, Karl Heinz; BRANDÃO, Mauricio Pazini. **Sistema de Inspeção de Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Utilizando Veiculos Aereos Nao-Tripulados.** 2009.

SILVA, E. L., MOROZOWSKI, M., FONSECA, L. G. S., OLIVEIRA, G. C., MELO, A. C. G., & MELLO, J. C. O. **Transmission constrained maintenance scheduling of generating units: a stochastic programming approach**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 10, n. 2, p. 695-701, 1995.

SIQUEIRA, Iony Patriota de. **Manutenção Centrada na Confiabilidade: manual de implementações**, Rio de Janeiro, Qualitymark, ,408p, 2005.

Stanzani, Amélia de Lorena, **Roteirização de Navios com Restrições de Estoque na Indústria Petrolífera: Contribuições em Modelagem Matemática e Abordagens de Solução**. Tese de doutorado, Universidade Federal de São Carlos, 2017.

STEVENSON, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**, McGraw-Hill, São Paulo, 1987.

TAHA, Handy A. **Pesquisa operacional: uma visão geral**, Person Prentice Hall, São Paulo, 8ª edição, 2008.

TOTH, Paolo; VIGO, Daniele (Ed.). **Vehicle routing: problems, methods, and applications**. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2014.

YU, Z.; SPARROW, F. T.; BOWEN, B. H. **A safety & security constrained hydrothermal scheduling model system**. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004**. IEEE, p. 983-988, 2004.

ZHAN, J. P, YIN, Y. J. GUO, C. X. AND WU, Q. H., **Integrated maintenance scheduling of generators and transmission lines based on fast group searching optimizer, 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, , pp. 1-6, 2011.

ZHANG, Shuangmei; GE, JU. **Study on generation and transmission maintenance scheduling under electricity market**. In: **Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference**. IEEE, 2010. p. 1-4., 2010.

## APÊNDICE A – DADOS DAS INSTÂNCIAS DOS MODELOS UTILIZADOS

Os dados para instâncias dos modelos de alocação, rotas e heurística Rolling Horizon foram os mesmos para viabilizar as comparações dos respectivos modelos.

### Número de Equipes

Tabela 14 – Número de equipes por instâncias

Dados	Instância 1	Instância 2	Instância 3	Instância 4	Instância 5
10x7	3	3	3	2	2
15x14	3	4	4	3	3
20x21	4	3	4	2	2
25x28	4	4	2	3	3
50x30	4	2	4	3	4
100x30	3	4	2	4	2
200x30	3	2	3	2	3
300x30	4	3	4	3	3
400x30	3	3	3	2	2
500x30	2	3	4	2	3

Fonte : autora 2022

### Número máximo de visitas

Tabela 15 - Número máximo de visitas

Dados	Instância 1	Instância 2	Instância 3	Instância 4	Instância 5
10x7	2	2	2	2	2
15x14	2	2	2	2	2
20x21	2	2	2	2	2
25x28	2	2	2	2	2
50x30	2	2	2	2	2
100x30	2	2	2	2	2
200x30	2	2	2	2	2
300x30	2	2	2	2	2
400x30	2	2	2	2	2
500x30	2	2	2	2	2

Fonte: autora 2022

## Quantidade de Lts energizadas

Tabela 16 - Quantidade de Lts energizadas

Dados	Instância 1	Instância 2	Instância 3	Instância 4	Instância 5
10x7	8	8	7	7	8
15x14	10	11	10	14	13
20x21	18	15	15	13	17
25x28	18	20	19	19	21
50x30	39	34	35	38	35
100x30	74	66	79	74	70
200x30	141	139	139	135	149
300x30	217	220	208	212	216
400x30	287	274	264	292	287
500x30	350	355	374	359	369

Fonte: autora 2022

## Quantidade de LTs desenergizadas

Tabela 17 - Quantidade de LTs desenergizadas

Dados	Instância 1	Instância 2	Instância 3	Instância 4	Instância 5
10x7	2	2	3	3	2
15x14	5	4	5	1	2
20x21	2	5	5	7	3
25x28	7	5	6	6	4
50x30	11	16	15	12	15
100x30	26	34	21	26	30
200x30	59	61	61	65	51
300x30	83	80	92	88	84
400x30	113	126	136	108	113
500x30	150	145	126	141	131

Fonte: autora 2022

## Número de subestações

Tabela 18 – Número de subestações

<b>Dados</b>	<b>Instância 1</b>	<b>Instância 2</b>	<b>Instância 3</b>	<b>Instância 4</b>	<b>Instância 5</b>
10x7	2	2	2	2	2
15x14	2	2	2	2	2
20x21	4	4	4	4	4
25x28	6	6	6	6	6
50x30	12	12	12	12	12
100x30	24	24	24	24	24
200x30	50	50	50	50	50
300x30	74	74	74	74	74
400x30	100	100	100	100	100
500x30	124	124	124	124	124

Fonte: autora 2022

## Quantidade de conflitantes

Tabela 19 - Quantidade de conflitantes

<b>Dados</b>	<b>Instância 1</b>	<b>Instância 2</b>	<b>Instância 3</b>	<b>Instância 4</b>	<b>Instância 5</b>
10x7	1	1	1	1	1
15x14	1	1	1	1	1
20x21	4	4	4	4	4
25x28	6	6	6	6	6
50x30	12	12	12	12	12
100x30	24	24	24	24	24
200x30	50	50	50	50	50
300x30	74	74	74	74	74
400x30	100	100	100	100	100
500x30	124	124	124	124	124

Fonte: autora 2022

**Número médio de conflitantes**

Tabela 20 - Número médio de conflitantes

<b>Dados</b>	<b>Instância 1</b>	<b>Instância 2</b>	<b>Instância 3</b>	<b>Instância 4</b>	<b>Instância 5</b>
10x7	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
15x14	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
20x21	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
25x28	8,33	8,33	8,33	8,33	8,33
50x30	8,33	8,33	8,33	8,33	8,33
100x30	8,33	8,33	8,33	8,33	8,33
200x30	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
300x30	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11
400x30	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
500x30	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06

Fonte: autora 2022