

INSTITUTO FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FERNANDO CALENZANI MULLER

**METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO MULTISTÁGIOS DA EXPANSÃO DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO
*DRAGONFLY ALGORITHM***

Vitória
2021

FERNANDO CALENZANI MULLER

**METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO MULTISTÁGIOS DA EXPANSÃO DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO
*DRAGONFLY ALGORITHM***

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenadoria do Curso em Engenharia Elétrica do
Instituto Federal do Espírito Santo, como requisito
parcial para obtenção de título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel

Vitória

2021

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
(Biblioteca Nilo Peçanha do Instituto Federal do Espírito Santo)

M958m Muller, Fernando Calenzani
Metodologia de planejamento multiestágios da expansão de
sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando *Dragonfly
Algorithm* / Fernando Calenzani Muller. – 2021.
145 f. : il. ; 30 cm

Orientador: Clainer Bravin Donadel.

Monografia (graduação) – Instituto Federal do Espírito Santo,
Coordenadoria de Engenharia Elétrica, Curso Superior de Engenharia
Elétrica, 2021.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Geração distribuída de energia
elétrica. 3. Energia elétrica - Planejamento. 4. Algoritmos genéticos 5.
Engenharia Elétrica. I. Donadel, Clainer Bravin. II. Instituto Federal do
Espírito Santo. III. Título.

CDD 21 – 621.31

Elaborada por Bruno Giordano Rosa – CRB-6/ES - 699



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
INSTITUTO FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

FOLHA DE APROVAÇÃO-TCC nº 17/2021-VIT-CCTE
Protocolo nº 23148.006944/2021-66

Vitória-ES, 18 de outubro de 2021

FERNANDO CALENZANI MULLER
METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO MULTISTÁGIOS DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO *DRAGONFLY ALGORITHM*
Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenadoria do Curso Superior em Engenharia Elétrica do Instituto Federal do Espírito Santo, *campus* Vitória, como requisito parcial para obtenção de título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em 15 de outubro de 2021.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel
Instituto Federal Do Espírito Santo
Orientador

Prof. Dr. Marcelo Brunoro
Instituto Federal Do Espírito Santo
Prof. Dr. Márcio Almeida Có
Instituto Federal Do Espírito Santo

(Assinado digitalmente em 18/10/2021 07:54)

CLAINER BRAVIN DONADEL

PROFESSOR DO ENSINO BASICO TECNICO E TECNOLÓGICO
VIT-CCTE (11.02.35.01.09.02.19)
Matrícula: 1811921

(Assinado digitalmente em 18/10/2021 08:02)

MARCELO BRUNORO

PROFESSOR DO ENSINO BASICO TECNICO E TECNOLÓGICO
VIT-CCTE (11.02.35.01.09.02.19)
Matrícula: 1813911

(Assinado digitalmente em 18/10/2021 09:28)

MARCIO ALMEIDA CO

PROFESSOR DO ENSINO BASICO TECNICO E TECNOLÓGICO
VIT-DIREN (11.02.35.09)
Matrícula: 1175369

Para verificar a autenticidade deste documento entre em <https://sipac.ifes.edu.br/public/documentos/index.jsp> informando seu número: 17, ano: 2021, tipo: FOLHA DE APROVAÇÃO-TCC, data de emissão: 18/10/2021 e o código de verificação: 6b29ff05fa

AGRADECIMENTOS

Ao orientador, Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel pelo acompanhamento, orientação e amizade.

Ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Espírito Santo, pelo apoio recebido, momentos de aprendizado e compreensão em momentos difíceis.

Ao corpo docente do Curso de Engenharia Elétrica, por imensuráveis contribuições durante minha formação profissional.

Aos meus irmãos, Isac, Julian e Lorenzo, por todo o apoio e pela ajuda, que muito contribuíram em todos os aspectos durante o curso.

Ao meu segundo pai e segunda mãe, Leonardo Nardoto e Deborah Toscano Conde.

Aos meus familiares, por todo apoio recebido.

***Trabalho duro é inútil para aqueles que não
acreditam em si.***

- Masashi Kishimoto

RESUMO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) sofre constante expansão, de maneira a atender a demanda de energia elétrica dos consumidores. Neste contexto, o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição (PESD) tem o papel de determinar as diretrizes da expansão da rede de distribuição. Para isto, é necessário efetuar alterações nos elementos do alimentador, como troca de condutores que excederam o limite de carregamento, dentro do horizonte de planejamento estabelecido, alteração na configuração do alimentador através da troca do estado das chaves, dentre outros elementos essenciais para continuidade e qualidade da energia entregue ao cliente. Diante do exposto, este trabalho propõe uma metodologia de planejamento de sistemas de distribuição formulado como problema de otimização não-linear, que foi solucionado através da heurística *Dragonfly Optimization Algorithm*, que será desenvolvido com a integração entre o *OpenDSS*, para o cálculo do fluxo de potência e o *Python* para coleta, modificação do alimentador e exibição dos resultados. O *Dragonfly Algorithm* é responsável pela reconfiguração do alimentador, tendo como função objetivo de minimização dos custos da expansão e das perdas técnicas. A metodologia proposta foi testada no alimentador IEEE 123 barras adaptado, que é uma rede teste com mais de 123 barramentos, múltiplas chaves, reguladores, transformadores e etc. Por fim, a proposta de reconfiguração trouxe uma economia de 22% em relação ao plano de expansão original, simulado com *Dragonfly Algorithm*, com 30 libélulas e número máximo de iterações igual a 25, mostrando a efetividade do algoritmo quando aplicado a sistemas de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave: Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Recondutoramento. Reconfiguração do alimentador. *Dragonfly Algorithm*.

ABSTRACT

The Electric Power System (SEP) undergoes constant expansion in order to meet the electricity demand of consumers. In this context, the Distribution System Expansion Planning (PESD) has the role of determining the guidelines for the expansion of the distribution network. For this, it is necessary to make changes to the elements of the feeder, such as changing conductors that have already exceeded their specified load, changing transformers, among other essential elements for continuity and quality of energy delivered to the customer. Given the above, this work proposes a distribution system planning methodology formulated as a non-linear optimization problem, which will be solved through the Dragonfly Optimization Algorithm heuristic, which will be developed with the integration between *OpenDSS*, for the calculation of the flow of power and Python for collecting, modifying the feeder, and displaying the results. Dragonfly Algorithm is responsible for the feeder reconfiguration, with the objective of minimizing the reconductor costs and technical losses. The proposed methodology was tested on the adapted IEEE 123 busbar feeder, which is a test network with more than 123 buses, multiple switches, regulators, transformers and so on. Finally, the reconfiguration proposal brought savings of 22% compared to the original expansion plan, simulated with Dragonfly Algorithm, with 30 dragonflies and a maximum number of 25 iterations, showing the effectiveness of the algorithm when applied to electric power distribution systems.

Keywords: Planning of electrical energy distribution systems. Reconductor. Feeder reset. *Dragonfly Algorithm*.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional (SIN)	17
Figura 2 – Perdas técnicas e não técnicas sobre a energia injetada (2019)	19
Figura 3 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 13 Barras por equivalente monofásico.....	25
Figura 4 – Configuração radial com recurso	26
Figura 5 – Fronteira de Pareto	32
Figura 6 – Relatório de perdas técnicas e não técnicas em função da energia injetada do sistema elétrico brasileiro	37
Figura 7 – Comportamento do enxame de libélulas	39
Figura 8 – Comportamento de enxame de libélula artificial para $s = 0,1, a = 0,1, c = 0,7, f = 1, e = 1, w = 0,9 - 0,2$	42
Figura 9 – Diagrama unifilar do alimentador teste IEEE 123 barras adaptado.....	45
Figura 10 – Interpretação gráfica do método ε -restrições	52
Figura 11 – Fluxograma simplificado do algoritmo proposto.....	55
Figura 12 – Enxame de libélulas que avançam para uma solução ótima na iteração i	57
Figura 13 – Conversão das posições das libélulas em estados das chaves.....	59
Figura 14 – Fluxograma detalhado da metodologia proposta	64
Figura 15 – Projeto para execução do 1º estágio do Plano de Obras do STO	70
Figura 16 – Projeto para execução do 2º estágio do Plano de Obras do STO	71
Figura 17 – Projeto para execução do 3º estágio do Plano de Obras do STO	72
Figura 18 – Carregamento das linhas para o ano 0 do STO.....	76
Figura 19 – Carregamento das linhas para o ano 1 do STO	76
Figura 20 – Carregamento das linhas para o ano 2 do STO.....	77
Figura 21 – Carregamento das linhas para o ano 3 do STO	77
Figura 22 – Carregamento das linhas para o ano 4 do STO	78
Figura 23 – Carregamento das linhas para o ano 5 do STO	78
Figura 24 – Novo Carregamento das linhas para o ano 0 do STO	80
Figura 25 – Novo Carregamento das linhas para o ano 1 do STO	80
Figura 26 – Novo Carregamento das linhas para o ano 2 do STO	81
Figura 27 – Tensão dos nós em 5 anos de expansão do STO.....	82
Figura 28 – Projeto para execução do 1º estágio do Plano de Obras do STR.....	86
Figura 29 – Projeto para execução do 2º estágio do Plano de Obras do STR.....	87
Figura 30 – Tensão dos nós em 5 anos de expansão do STR.....	90

Figura 31 – Carregamento das linhas para o ano 0 do STR	91
Figura 32 – Carregamento das linhas para o ano 1 do STR	92
Figura 33 – Carregamento das linhas para o ano 2 do STR	92
Figura 34 – Carregamento das linhas para o ano 3 do STR	93
Figura 35 – Carregamento das linhas para o ano 4 do STR	93
Figura 36 – Carregamento das linhas para o ano 5 do STR	94
Figura 37 – Novo carregamento das linhas para o ano 0 do STR	95
Figura 38 – Novo carregamento das linhas para o ano 2 do STR	95
Figura 39 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 0	96
Figura 40 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 1	97
Figura 41 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 2	97
Figura 42 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 3	98
Figura 43 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 4	98
Figura 44 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 5	99
Figura 45 – Comparação das Perdas Técnicas entre STR e o STO.....	101
Figura 46 – Comparação do Custo Anual da expansão entre STR e o STO	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Projeção do consumo de energia elétrica na rede (GWh) de 2019-2023	18
Tabela 2 – Tensões usuais e seus campos de aplicação do sistema elétrico de potência	23
Tabela 3 – Custo de construção e recondutoramento dos condutores utilizados	48
Tabela 4 – Características dos cabos utilizados.....	48
Tabela 5 – Geração da população inicial de 6 libélulas	58
Tabela 6 – Geração do vetor de velocidade das libélulas.....	58
Tabela 7 – Potência Aparente das cargas do IEEE 123 barras	65
Tabela 8 – Plano de Obras para STO	68
Tabela 9 – Estoque de condutores do STO.....	73
Tabela 10 – Perdas Técnicas anuais do STO.....	74
Tabela 11 – Potência do IEEE 123 barras do STO.....	74
Tabela 12 – Dados da Expansão do STO	75
Tabela 13 – Parâmetros usados no <i>Dragonfly</i>	83
Tabela 14 – Plano de Obras para STR.....	84
Tabela 15 – Estoque de condutores do STR.....	85
Tabela 16 – Configurações das chaves assumidas no início de cada ano do STR	88
Tabela 17 – Perdas Técnicas anuais para o STR	88
Tabela 18 – Potência do IEEE 123 barras do STR.....	89
Tabela 19 – Comparação entre STO e STR	100
Tabela 20 – Dados das Linhas do STO	109
Tabela 21 – Dados dos Condutores	110
Tabela 22 – Dados dos condutores subterrâneos.....	110
Tabela 23 – Dados dos transformadores	110
Tabela 24 – Dados dos capacitores.....	110
Tabela 25 – Dados das chaves.....	111
Tabela 26 – Dados dos reguladores	111
Tabela 27 – Dados das cargas.....	112

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Engenharia Elétrica
AT	Alta Tensão
AC	Ant Colony
BT	Baixa Tensão
B1	Barra de conexão 1
B2	Barra de conexão 2
DA	<i>Dragonfly Algorithm</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ET	Estação Transformadora
GA	<i>Genetic Algorithm</i>
GD	Geração Distribuída
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MT	Média Tensão
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MINLP	<i>Mixed Integer Nonlinear Programming</i>
NL	Construção de uma nova linha
PSO	<i>Particle Swarm Optimization (PSO)</i>
PESD	Planejamento da Expansão de Sistema de Distribuição de Energia Elétrica;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
<i>OpenDSS</i>	<i>Open Distribution System Simulator</i>
R	Recondutoramento
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
ST	Sistemas Teste
STR	Sistema Teste com Reconfiguração
STO	Sistema Teste Original
SE	Subestação de distribuição
TD	Transformador de Distribuição
TP	Transformador de Potência

LISTA DE SÍMBOLOS

n	Número de circuitos que absorvem carga do circuito em contingência;
$S_{T\acute{e}rmico}$	Carregamento correspondente ao limite térmico do circuito;
S_{regime}	Carregamento do circuito para operação em condições normais;
$f_M(x)$	m-ésima função objetivo;
$g_k(x)$	k-ésima restrição de igualdade;
$h_j(x)$	j-ésima restrição de desigualdade;
x	Vetores de decisão;
y	Vetores de objetivo;
Y	Espaço de objetivos;
X	Espaço de decisão;
S	Espaço de busca;
Z^*	Espaço Objetivo Factível;
P_s	Soluções ótimas de Pareto;
P_f	Fronteira de Pareto;
N	Quantidade de Libélulas;
S_i	Separação do indivíduo i ;
A_i	Alinhamento do indivíduo i ;
C_i	Coesão do indivíduo i ;
S_i	Separação do indivíduo i ;
F_i	Atração por alimento do indivíduo i ;
E_i	Evasão do inimigo do indivíduo i ;
s	Peso da Separação;
a	Peso do Alinhamento;
c	Peso da Coesão;

f	Peso da Atração por alimento;
e	Peso da Evasão do inimigo;
w	Coeficiente de inércia;
Δx_{i+1}	Vetor de passo;
x_i	Posição atual do indivíduo;
x_{i+1}	Posição futura do indivíduo;
x_n	Posição do n-ésimo indivíduo da vizinhança;
V_n	Velocidade do n-ésimo indivíduo da vizinhança;
C^{Total}	Custo total da expansão dentro do horizonte de planejamento;
$C_t^{R,C}$	Custo de expansão devido a substituição ou construção das linhas em sobrecarga;
T	Horizonte de planejamento;
t	Período t do planejamento em anos.
N_{linhas}	Número de total de linhas do alimentador;
l_i	Comprimento da i-ésima linha;
n_i	Número de fases da i-ésima linha;
α_i	Estado da linha, em funcionamento (1) ou desativada (0);
C_i^{COND}	Custo por quilômetro do condutor selecionado para substituição da linha que excedeu sua capacidade;
$P_{Custo Fixo}$	Custo fixo de repotencialização;
ΔP	Perdas de potência ativa do alimentador;
ΔP_i	Perdas de potência ativa no trecho i do alimentador;
R_i	Resistência no trecho i calculado;
V_i	Tensão da barra final do trecho do trecho i calculado;
P_i	Fluxo de potência ativa no trecho i do alimentador;
Q_i	Fluxo de potência reativa no trecho i do alimentador
$S_{L_{ij}}^t$	Potência aparente que flui na linha L_{ij} no período t ;

$S_{L_{ij}}^{max}$	Potência aparente máxima que flui na linha L_{ij} no período t ;
$S_{L_{ij}}^{min}$	Potência aparente mínima que flui na linha L_{ij} no período t ;
V_k^{min}	Mínima tensão na barra k ;
V_k^{max}	Máxima tensão na barra k ;
V_k^t	Tensão na barra k , no período t ;
P_{gk}^{min}	Mínima potência ativa injetada na barra k ;
P_{gk}^{max}	Máxima potência ativa injetada na barra k ;
P_{gk}^t	Potência ativa injetada na barra k , no período t ;
Q_{gk}^{min}	Mínima potência reativa injetada na barra k ;
Q_{gk}^{max}	Máxima potência reativa injetada na barra k ;
Q_{gk}^t	Potência reativa injetada na barra k , no período t ;
P_{ij}^t	Potência ativa que flui na linha L_{ij} , no período t ;
Q_{ij}^t	Potência reativa que flui na linha L_{ij} , no período t ;
$P_k^t(V, \delta)$	Injeção resultante de potência ativa em k , no período t ;
$Q_k^t(V, \delta)$	Injeção resultante de potência reativa em k , no período t ;
δ_{km}^t	Ângulo entre as barras k e m , no período t ;
G_{km}	Condutância série entre as barras k e m , no período t ;
B_{km}	Susceptância série entre as barras k e m , no período t ;
P_{dk}^t	Potência ativa da carga na barra k , no período t ;
ΔP_{dk}^t	Corte de carga na potência ativa da carga na barra k , no período t ;
Q_{dk}^t	Potência reativa da carga na barra k , no período t ;
ΔQ_{dk}^t	Corte de carga na potência reativa da carga na barra k , no período t ;
$Q_{sh,k}^t$	Potência reativa <i>shunt</i> na barra k , no período t ;
S_{dk}^{min}	Mínima potência aparente admitida na carga na barra k ;
S_{dk}^{max}	Máxima potência aparente admitida na carga na barra k ;

S_{dk}^t	Potência aparente da carga na barra k , no período t ;
X_i^{min}	Mínimo valor de posição aceitável da libélula i no espaço de solução;
X_i^{max}	Máximo valor de posição aceitável da libélula i no espaço de solução;
X_i^j :	Posição da libélula no espaço de busca;
SW_i	Estado da chave i , assumindo 0 para normalmente aberta (NA) e 1 para o estado normalmente fechada (NF);
p	Peso que define a importância do coeficiente no cálculo de ΔX_i^j ;
p_{food}	Peso que define a importância do coeficiente no cálculo de ΔX_i^j ;
I_{linha}^{medida}	Corrente medida na linha i ;
$I_{condutor}^{max}$	Capacidade do condutor instalado na linha i ;
$B1$	Indica a barra inicial da linha;
$B2$	Indica a barra terminal da linha;
ℓ	Comprimento da linha;

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS	20
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	21
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA (SEP)	22
2.2	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	23
2.2.1	Sistemas de distribuição primária e secundária	24
2.3	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS.....	27
2.3.1.	Planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica.....	29
2.3.1.1	Técnicas de otimização aplicada ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica	30
2.4	<i>SMART GRID</i> E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	36
2.5	PERDAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	37
2.6	<i>DRAGONFLY ALGORITHM</i>	38
3	METODOLOGIA	44
3.1	ASPECTOS COMPUTACIONAIS DA PROPOSTA	44
3.2	SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO (ST): IEEE 123 BARRAS.....	44
3.2.1	Definição do plano de expansão para o ST	46
3.3	FORMULAÇÃO DAS FUNÇÕES OBJETIVO E RESTRIÇÕES.....	48
3.4	MODELAGEM E FUNCIONAMENTO DO <i>DRAGONFLY ALGORITHM</i>	55
3.4.1	Geração aleatória da população inicial de libélulas	57
3.4.2	Atualização dos coeficientes separação (s), alinhamento (a), coesão (c), atração por comida (f), distração dos inimigos (e) e inércia (w)	60
3.4.3	Cálculo da separação (s), alinhamento (a), coesão (c), atração por comida (f), distração do inimigo (e).....	61
3.4.4	Cálculo das funções objetivo	62
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	65
4.1	PLANO DE EXPANSÃO PARA SISTEMA TESTE ORIGINAL (STO)	65
4.2	PLANO DE EXPANSÃO PARA SISTEMA TESTE COM RECONFIGURAÇÃO DA REDE (STR)	82
4.3	SISTEMA TESTE ORIGINAL (STO) VS SISTEMA TESTE COM RECONFIGURAÇÃO (STR).....	100

5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	103
	REFERÊNCIAS	105
	APÊNDICE A - DADOS DO IEEE 123 BARRAS	109
	APÊNDICE B - ALGORITMO DESENVOLVIDO NO <i>PYTHON</i>	115
	APÊNDICE C - ALGORITMO DESENVOLVIDO NO <i>OPENDSS</i>	132

Fonte: Adaptado de Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2021).

De acordo com Pádua (2005), o planejamento do sistema elétrico de distribuição de energia elétrica (PESD) consiste em encontrar uma configuração ótima do alimentador de modo a atender a demanda de energia elétrica futura, com qualidade, confiabilidade e com menor custo possível. Segundo a ANEEL (2016a), o PESD deve conter a previsão da demanda, caracterização da carga e do sistema elétrico, critérios de estudo para definir a configuração do alimentador, horizonte de planejamento, plano de expansão, plano de obras e relação de obras realizadas. Ainda, é necessário especificar os elementos que devem ser instalados, revitalizados para o atendimento da demanda planejada, obedecendo os critérios de custo mínimo global.

A busca pela previsão da demanda de energia elétrica é crucial para a estrutura do planejamento da expansão do sistema elétrico. Para conhecer a dinâmica do consumo de energia elétrica faz-se necessário estudar o perfil dos consumidores, macroeconomia, indicadores do mercado, modelos de eficiência energética, perfis de produção e a tendência do surgimento de novas tecnologias (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017). Os dados da Tabela 1 apresentam a previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018).

Tabela 1 – Projeção do consumo de energia elétrica na rede (GWh) de 2019-2023

Consumo na Rede	2019	2020	2021	2022	2023	Δ% ao ano 2019-2023
SIN	487,515	505,681	523,921	544,473	565,808	3,8%
Projeção por classe de consumo						
Residencial	139,64	145,138	150,532	156,532	162,419	3,9%
Industrial	176,138	181,558	186,416	193,152	199,987	3,2%
Comercial	91,565	95,192	99,028	103,046	107,290	4,0%
Outras classes	80,173	83,792	87,670	91,744	96,112	4,6%
Projeção por subsistema interligado						
Norte	36,448	37,912	39,223	41,481	44,359	5,0%
Nordeste	76,742	80,288	83,762	87,514	91,378	4,5%
Sudeste/CO	285,132	294,996	304,954	315,407	326,591	3,5%
Sul	89,193	92,484	95,982	99,681	103,480	3,8%

Fonte: Adaptado de Empresa de Pesquisa Energética (2018, p.13)

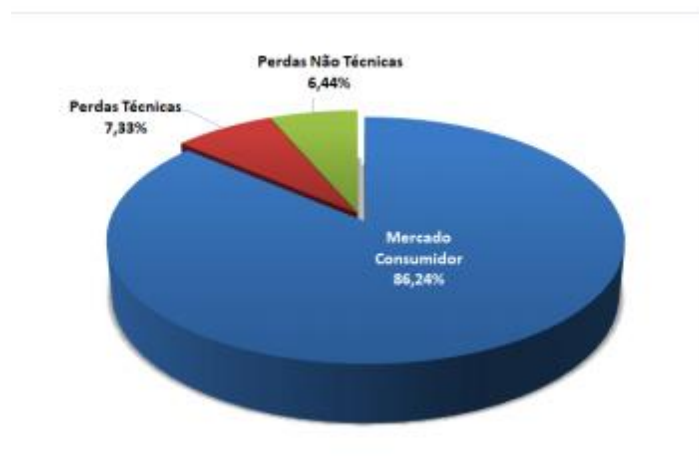
O consumo de energia da Tabela 1 é a projeção do consumo na rede do SIN por classe e por subsistema. Vale complementar que o crescimento médio do consumo de energia elétrica da projeção da demanda apresentado pela EPE foi de 3,8% ao ano, com destaque ao setor Outras classes com crescimento médio de 4,6% ao ano e no setor Comercial com crescimento médio

de 4% ao ano. O subsistema interligado que apresenta maior crescimento médio é o Norte, com 5% de crescimento anual e o setor de menor crescimento médio é o Sul, com 3,8% ao ano.

Além do crescimento da demanda, a avaliação de novas tendências empregadas ao alimentador deve ser objeto de estudo e estar contida no plano de ação das distribuidoras. Por exemplo, a inserção de unidades de geração distribuída (DG) no sistema elétrico, que devem ser consideradas, pois são fontes intermitentes de energia renovável e alteram os parâmetros da rede, tais como, tensões nos barramentos, perdas, sistema de proteção, direção do fluxo de potência, dentre outros. Complementando, as distribuidoras de energia elétrica deverão adequar sua metodologia de planejamento técnico considerando a influência destas unidades de geração distribuída e da filosofia *Smart Grid* em seu plano de ação, de forma que sejam capazes de aproximar o modelo de planejamento a realidade (DONADEL, 2015). Outro fator importante é o surgimento de novas tecnologias oriundas da evolução da inteligência artificial, automação e sistemas de comunicação, religadores automáticos, que tornam a rede capaz de se reestruturar para atender a demanda em casos de contingência (PINTO, 2018).

Assim como todo sistema físico, o sistema de potência sofre com transformações de energia, que não são aproveitadas, impactando no custo global do sistema. Os custos de implantação do planejamento técnico, além dos itens acima, devem incorporar as perdas técnicas e não técnicas do sistema elétricos em função da energia injetada, sendo capaz de reduzi-las a níveis adequados (QUEIROZ, 2010). A Figura 2 mostra o percentual de perdas que o sistema elétrico sofre em função da energia injetada.

Figura 2 – Perdas técnicas e não técnicas sobre a energia injetada (2019)



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2019, p.2)

De acordo com a Figura 2, as perdas técnicas representam 13,77% do total da energia injetada. As perdas técnicas, que são perdas por transformações de energia elétrica em outro tipo de energia (em calor, por exemplo); e as perdas não técnicas são causadas por erros de medição, furto, dentre outros fatores. Visto que os valores de perdas da Figura 2 atingem 13,77%, é um objeto de imprescindível para estudos no planejamento de sistemas elétricos.

Diante disso, o planejamento técnico é necessário para estabelecer as diretrizes da expansão do sistema de elétrico, quantificando os requisitos para o contínuo funcionamento dos sistemas de energia com qualidade e confiabilidade, reduzindo perdas e tendo em vista a redução de perdas e custo global do sistema elétrico.

Atualmente, os estudos da expansão do sistema de distribuição são complexos e importantes para evitar problemas futuros com a rede. Diante disso, aproximar o modelo construído ao sistema real é de suma importância para precisão dos cálculos e minimizar gastos desnecessários. Adicionalmente, grande parte dos problemas de planejamento (devido à complexidade) são solucionados através de heurísticas, que conseguem encontrar uma solução ótima para configuração sem a necessidade de testar todas as possibilidades de configuração. Na literatura atual, as heurísticas mais aplicadas para solução destes problemas são: *Genetic Algorithm (GA)*, *Particle Swarm Optimization (PSO)*, *Ant Colony (AC)*. Para este trabalho, será resolvido um problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, aplicando heurística denominada *Dragonfly Algorithm (DA)*, retornando resultados como os custos da expansão, dada uma reconfiguração do alimentador, minimizando as perdas e custos da expansão, dentro de um horizonte planejado.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma metodologia de planejamento multiestágios da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando o *Dragonfly Algorithm* para encontrar uma configuração ótima das chaves existentes no alimentador, minimizando os custos da expansão e perdas técnicas.

Para atingir ao objetivo geral, os seguintes objetivos específicos são apontados:

1. Avaliar técnicas de otimização existentes, selecionando a mais adequada e adaptá-la ao problema proposto;
2. Desenvolver a formulação matemática e computacional da proposta;

3. Analisar os resultados e a eficiência do algoritmo, comparando o plano da expansão desenvolvido para o alimentador sem reconfiguração com o plano da expansão do alimentador com reconfiguração da rede.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado da seguinte forma: o Capítulo 1 introduz os principais conceitos aplicados neste trabalho, bem como os objetivos gerais, objetivo específico e justificativa. O Capítulo 2 discorre sobre os conceitos teóricos, características e definições. Ainda, são apresentadas fundamentações teóricas utilizadas na literatura para solucionar o planejamento da expansão de sistemas de distribuição, técnicas de otimização aplicadas ao problema em questão, breve discussão sobre unidades de geração distribuída e *Smart Grids*, destaca as técnicas teóricas para o cálculo das perdas em sistemas de distribuição, e a utilização do algoritmo *Dragonfly Algorithm* para solucionar o problema proposto. O Capítulo 3 são mostrados os materiais e métodos aplicados para solução do problema proposto. Iniciando com os dados e recursos computacionais e a metodologia proposta. O Capítulo 4 debate sobre os resultados obtidos na implementação da metodologia proposta, comparando resultados do alimentador sem reconfiguração com sistema teste com reconfiguração, com o uso do *Python* integrado ao *OpenDSS*. Por fim, é discutido a implementação da metodologia proposta para o alimentador IEEE 123 barras sem reconfiguração em relação ao alimentador IEEE 123 barras com reconfiguração através do *Dragonfly Algorithm*. Finalmente, o Capítulo 5 discorre sobre as conclusões e sugestões de novos trabalhos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esta seção tem como propósito abordar o problema do Planejamento da Expansão de Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (PESD). A primeira parte é uma breve introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica, os componentes que o constituem, as subestações de transformadoras, sistemas de distribuição primária e redes de distribuição secundária. Em seguida, de acordo com o PRODIST MÓDULO 8 elaborado pela ANEEL, são apresentadas algumas métricas relativas à qualidade da energia, bem como definição de indicadores para cálculo da confiabilidade do sistema de distribuição. Posteriormente, é apresentada a filosofia *Smart Grid* e são levantadas consequências da inserção de novos elementos ao sistema de distribuição, tais como GDs e novas cargas. Por fim, é exposto o problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica e métodos de otimização para encontrar uma solução viável e que respeite as restrições operacionais, garantindo o mínimo de investimento possível.

2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA (SEP)

De maneira geral, o sistema elétrico consiste em três processos principais: geração, transmissão e distribuição (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). A geração é responsável em transformar a energia de qualquer outra natureza em energia elétrica, com tensão de geração que normalmente varia de 2,2 kV até 22 kV, com exceção das unidades de geração distribuída (GDs). Kagan, Oliveira e Robba (2005) aludem que sistema de potência compreende um grande número de estações geradoras interligadas para suprir toda demanda de energia elétrica. Já as linhas de transmissão são um conjunto de elementos que conectam os centros de produção de energia elétrica ao sistema de distribuição de energia. As linhas de transmissão operam a uma tensão de transmissão que podem ir de 130 kV até 500 kV (algumas tensões de transmissão ultrapassam 500 kV, chegando até a 1200 kV). Por fim, o último estágio do SEP é o sistema de distribuição, responsável por distribuir a energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos consumidores, atuando com tensões abaixo de 138 kV. Devido a sua complexidade, os sistemas de distribuição são divididos em subgrupos e classificados de acordo com a tensão de fornecimento como: subtransmissão, cuja tensão de fornecimento varia de 34,5 kV até 138 kV, considerado ainda como um sistema de alta tensão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016b). Após o fornecimento de energia elétrica aos consumidores com tensão de subtransmissão, geralmente grandes centros industriais, inicia-se o sistema de distribuição primária; suas tensões de fornecimento variam de 1 kV até 36,2 kV, e são classificados como

sistemas de média tensão (MT). Por fim, o sistema de distribuição secundária, que contempla consumidores com tensões de fornecimento abaixo de 1 kV, classificado como sistema de baixa tensão (BT), geralmente entre 50 V até 1 kV. A Tabela 2 apresenta as tensões usuais em sistemas de potência e seu campo de aplicação.

Tabela 2 – Tensões usuais e seus campos de aplicação do sistema elétrico de potência

TENSÕES USUAIS NO SEP			
Tensão (kV)		Campo de Aplicação	Área do SEP
Padronizada	Existente		
0,127/0,220	0,110	Distribuição Secundária (BT)	
0,380/0,220	0,230/0,115		
13,80	11,90	Distribuição Primária (MT)	Distribuição
34,50	22,50		
34,50		Subtransmissão (AT)	
69,00	88,00		
138,00			
138,00		Transmissão	Transmissão
230,00	440,00/750,00		
345,00			
500,00			

Fonte: Adaptado de Kagan, Oliveira e Robba (2005, p.4)

Para este trabalho, é avaliado o desempenho de sistemas de distribuição, na qual Kagan, Oliveira e Robba (2005) e Agência Nacional de Energia Elétrica (2016a) rotulam como redes de distribuição, experimentando tensões abaixo de 230 kV entre fases. Dito isso, será avaliado, mais especificadamente, redes de distribuição primária e secundária, no qual a Tabela 2 define como tensões de fornecimento abaixo de 34,5 kV.

2.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A última parte do SEP é caracterizada pelo sistema de distribuição de energia elétrica, que é iniciado com a Subestação¹ (SE), convertendo tensão de subtransmissão para tensão de distribuição, cujos valores mais comuns são apresentados na Tabela 2. As SEs são responsáveis pela conversão da tensão de transmissão para tensão de subtransmissão, de modo a atender seus consumidores e levar a blocos de energia até a subestação de distribuição primária e secundária até seus consumidores. Nessas SEs estão incluídos elementos de proteção, medição da energia

¹ Neste trabalho chamaremos Subestações SEs àquelas que operam com tensões de distribuição, ou seja, menor ou igual a 34,5 kV.

elétrica e transformadores de potência encarregados de alterar a tensão recebida. Vale ressaltar que a capacidade de fornecimento de uma SE é limitada pela capacidade do transformador de potência (ALMEIDA, 2016).

Outros aspectos caracterizam as redes de distribuição, além da tensão de operação, tais como: topologia, fluxo de potência, relação R/X e perdas. Estes aspectos são detalhados segundo Kagan, Oliveria e Robba (2005) e Almeida (2016) como:

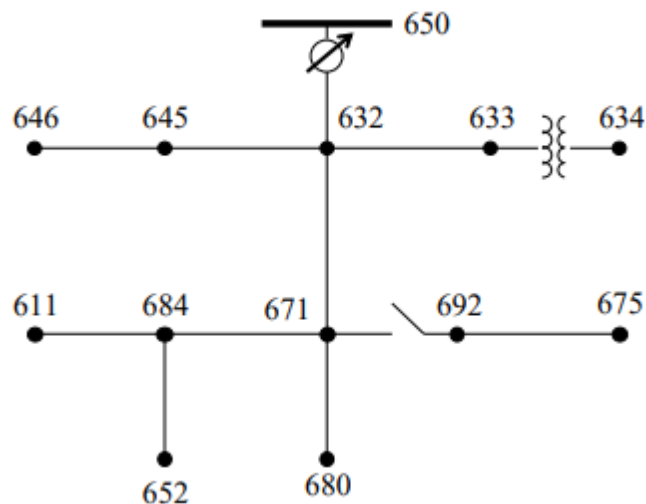
- configuração: em redes de distribuição, predominam as configurações radiais aéreas e subterrâneas; já no sistema de transmissão predominam sistemas em malha, com mais de um caminho para o fornecimento da energia elétrica.
- fluxo de potência: em sistemas de transmissão não há grandes variações na magnitude das tensões; logo, a diferença entre os ângulos é responsável pelo fluxo de potência ativa. Nos sistemas de distribuição, o fluxo de potência é dado pela diferença entre as amplitudes das tensões, que somado a configuração radial e o desbalanceamento de cargas nas fases, torna o perfil da tensão um objeto importante.
- relação de impedância: os modelos matemáticos regidos pelos sistemas de transmissão são mais simples do que os modelos dos sistemas de distribuição; um dos motivos é a relação entre as impedâncias dos sistemas de transmissão serem muito menores do que a dos sistemas de distribuição, tornando os modelos de transmissão inadequados para uso nas redes de distribuição.
- perdas: no sistema de distribuição a relação entre a energia entregue e perdida (energia efetiva entregue) é muito maior quando comparadas aos sistemas de transmissão, tornando um cenário de estudos para diminuição desse fator.

2.2.1 Sistemas de distribuição primária e secundária

O sistema de distribuição primário possui uma configuração radial com possibilidade de transferência de blocos de carga. Para garantir a continuidade do atendimento ao consumidor, equipamentos de proteção e manobra são adicionados (por exemplo, chaves a óleo e chaves facas, que são responsáveis por efetuar manobras para transferência dos blocos de potência). Ainda, são integrados equipamentos para proteção do SEP e do consumidor, como chaves-fusíveis, religadores e para-raios. Complementarmente, alguns maquinários são incumbidos de manter a qualidade da energia entregue ao consumidor; alguns deles são os reguladores de tensão e bancos de capacitores. Por último, os transformadores, com a tarefa de alterar as

tensões a um nível adequado para cada consumidor (REIS, 2007). A Figura 3 representa o diagrama unifilar de um exemplo de sistema de distribuição.

Figura 3 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 13 Barras por equivalente monofásico



Fonte: Vergilio (2016, p.23)

A Figura 3 apresenta o diagrama unifilar com IEEE 13 barras. Os círculos em preto são os barramentos do alimentador, as retas que conectam os círculos preto são as linhas trifásicas, o elemento entre as barras 671 e 692 é uma chave seccionadora, o elemento entre as barras 633 e 634 é um transformador trifásico e o elemento entre as barras 650 e 632 é um regulador de tensão.

Outro fator essencial nos alimentadores primários é o tipo de configuração assumido pelos circuitos, guiado pelo grau de confiabilidade a ser definido no projeto de distribuição. São diversos os fatores que interferem na confiabilidade da rede: o tipo de cabo adotado, nível de carregamento máximo dos elementos e a configuração da rede (GÖNEN, 1985).

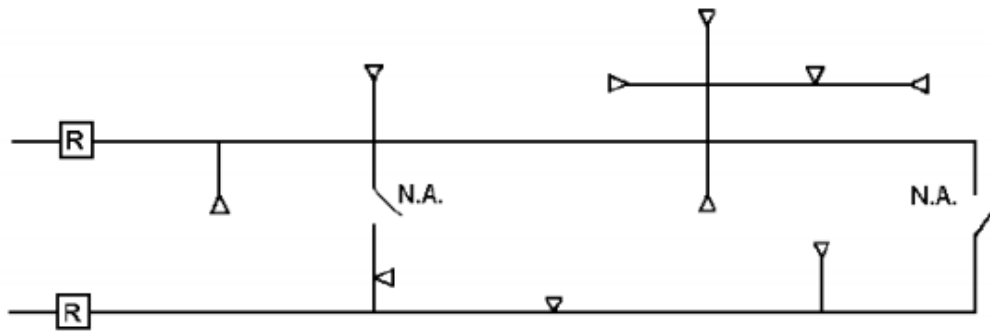
Os sistemas primários podem possuir redes aéreas ou subterrâneas. Segundo Kagan, Oliveira e Robba (2005) redes subterrâneas são aplicadas em casos de alta densidade de carga, de modo que se torna impraticável a instalação de redes aéreas devido ao peso dos equipamentos a serem instalados. Vale ressaltar que o investimento aplicado as redes subterrâneas são maiores e oferecem maior qualidade de serviço.

Segundo Nakagushi e Hermes (2011) as redes aéreas são divididas em Rede Aérea Convencional e Rede Aérea Compacta. As redes aéreas convencionais surgiram há 70 anos,

sendo o primeiro sistema aplicado, justificando o vasto número de redes aéreas nos sistemas de distribuição, são mais baratas de serem instaladas, porém com menor confiabilidade (NAKAGUISHI; HERMES, 2011). Já as redes aéreas compactas, possuem condutores isolados e ocupam menos espaço e sua confiabilidade é maior, entretanto, o custo de instalação é maior do que as redes aéreas convencionais.

No trabalho de Gönen (1985) diz que sistemas radiais aéreos são caracterizados pelo baixo custo de instalação, redes mais simples, maior queda de tensão e menor continuidade, quando comparados a sistemas subterrâneos. São diversas as configurações de redes aéreas, sendo uma delas a “primário radial com socorro”; que é aplicada em áreas com alta densidade de carga ou em que o alimentador deva oferecer um alto nível de confiabilidade para seus consumidores como, por exemplo, cargas sensíveis. A Figura 4 representa o esquemático da configuração radial com recurso.

Figura 4 – Configuração radial com recurso



Fonte: Elektro (2015, p.22)

O circuito ilustrado na Figura 4 é caracterizado por possuir chaves seccionadoras, disjuntores (representado pela letra R), e chaves de seccionamento normalmente abertas N.A., capazes de redirecionar o fluxo de potência em casos de contingência. Ainda, podem conter interligações normalmente fechadas, para isolar os blocos de carga. Para o caso de contingência em algum dos circuitos, define-se um limite de carregamento imposto aos alimentadores de média tensão, que está diretamente relacionado à capacidade de transferência de carga entre alimentadores, em condições de contingência. A Equação (1) representa a regra de circuitos de socorro em redes de distribuição proposta pela literatura (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

$$S_{regime} = \frac{n}{n+1} S_{Térmico} \quad (1)$$

Em que:

n : número de circuitos que absorvem carga do circuito em contingência;

$S_{T\acute{e}rmico}$: carregamento correspondente ao limite térmico do circuito;

S_{regime} : carregamento do circuito para operação em condições normais.

Por fim, Kagan, Oliveira e Robba (2005) define o número de circuitos que absorvem a carga da sistema em contingência como $n = 2$, resultando uma relação $\frac{S_{regime}}{S_{T\acute{e}rmico}} \cong 0,66$.

A última etapa do sistema de distribuição de energia são as redes de distribuição secundárias, operando com sistemas BT; as tensões normalmente estão na faixa de 127/220 V_{rms} ou 220/380 V_{rms} , e sua configuração pode ser em malha ou radial, atendendo consumidores com pequenas cargas. Como o nível de tensão é baixo, o grau de confiabilidade exigido também é baixo quando comparado aos sistemas de distribuição primária, sendo assim, o primeiro elemento responsável pela proteção da rede é a própria SE, logo, estes sistemas não contam com recurso em casos de contingência.

2.3 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

O sistema elétrico de potência sofre constantes mudanças, de maneira a atender a demanda de energia elétrica, despachando-a com qualidade e continuidade. Neste contexto, o planejamento da expansão tem como papel determinar as diretrizes do alimentador em questão, realizando uma análise do desempenho dos critérios básicos (níveis de tensão, carregamento dos equipamentos, perdas elétricas nos elementos e potência nos elementos). Além da análise de desempenho do sistema, o planejamento da expansão deve assegurar a qualidade da energia entregue, bem como as condições técnicas e econômicas, operando com maior eficiência e menor custo possível (CANDIAN; FELTRIN, 2008).

No Brasil, inúmeras mudanças ocorreram no sistema elétrico brasileiro de forma a adaptar e possibilitar o avanço de sua operação e expansão. Na década de 90, foi publicada a reforma do sistema elétrico brasileiro, envolvendo a privatização das companhias que gerenciavam o sistema elétrico e o criação do agente fiscalizador, a ANEEL, por meio da Lei nº 9.427, de dezembro de 1996 (REPÚBLICA FEDERATIVA BRASILEIRA, 1996). Vale ressaltar que, caso haja uma falha de planejamento, operação ou manutenção, as penalidades podem ir de advertências e chegar até a 2% do faturamento anual da empresa, por infração, estabelecido pelo inciso 10 do Art. 3º da Lei 9.427/1996.

Complementarmente, o órgão regulador, ANEEL (2016b), estabelece as diretrizes do planejamento e os critérios mínimos necessários para o estudo do planejamento da expansão do sistema de distribuição. Adicionalmente, o PRODIST – Módulo 2 (2016), estabelece questões que deverão estar contidas no planejamento da rede:

- previsão da demanda: as distribuidoras devem construir modelos de previsão da demanda, incluindo o horizonte de abrangência;
- caracterização da carga e do sistema: as distribuidoras devem definir os modelos de carga de suas unidades consumidoras e o respectivo carregamento nos elementos que compõem o alimentador;
- critérios e estudos de planejamento: especificar a viabilidade econômica, critérios de segurança, restrições ambientais, custeando as especificações das conexões das instalações dos usuários;
- Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD): apresentar o resultado dos estudos do PESD do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT), Subestações de distribuição, Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT), Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT), associados ao horizonte definido na previsão de demanda.

No trabalho de Miloca (2012) os requisitos que devem ser considerados para solução do problema do planejamento da expansão do sistema de distribuição são:

- horizonte de planejamento;
- conhecimento do alimentador em questão;
- capacidade física das SEs existentes para construção de novos alimentadores;
- número máximo de alimentadores por SE;
- capacidade do alimentador;
- crescimento de carga da área estudada dentro do horizonte planejado;
- número máximo de SEs por área;
- determinação dos locais em que as SEs serão instaladas;
- capacidade dos trechos e sua configuração;
- capacidade máxima das novas SEs;
- custo de expansão;
- perdas técnicas admissíveis;
- restrições associadas as grandezas especificadas;

- restrições físicas dos equipamentos e operacionais;
- critérios de confiabilidade da rede.

Estes fatores são critérios generalizados para resolução do planejamento da expansão, visto que devem ser reconsiderados para solução de cada modelo proposto.

Adicionalmente, o planejamento do sistema elétrico pode ser dividido em planejamento da operação e planejamento da expansão. O planejamento da operação do sistema elétrico é o modelo construído com intuito de minimizar os custos de operação do SEP, aumentando a qualidade, confiabilidade e minimização das perdas; neste caso, o período de planejamento é da ordem de horas até dias de operação. Ainda, este tipo de planejamento não engloba a adição de um novo componente, realocação de elementos; seu maior objetivo é manter o funcionamento do sistema com maior qualidade. Já o planejamento da expansão envolve a adição de novos componentes, realocação de componentes, alocação de banco de capacitores, revitalização da rede, dentro do horizonte de planejamento estabelecido pelo planejador da expansão e a Agência Nacional de Eergia Elétrica (2016c).

2.3.1 Planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica (PESD)

O planejamento em sistemas de distribuição é mais complexo quando comparado a outros com maior nível de tensão, visto que o sistema de distribuição está mais próximo do consumidor, existindo uma maior interferência deste quando conectado ao alimentador (BROWN, 2002). Muitas variáveis são capazes de interferir no sistema de distribuição; por exemplo, o surgimento de novas tecnologias, tais como unidades de geração distribuída, crescimento da demanda, novos consumidores, mudança no perfil da curva de carga, dentre outros. Naturalmente, após a alteração nos parâmetros mencionados, existe variação nas propriedades como tensão nas barras, corrente nas linhas, perdas técnicas, fluxo de potência, e essas transformações devem ser previstas com precisão no plano de obras, obedecendo os critérios estabelecidos pelo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016c).

Em vista disso, os passos a serem desenvolvidos para construção do plano de obras podem ser classificados como: estudo do alimentador e seus componentes, definição do horizonte de planejamento, se o planejamento é estático ou dinâmico, técnica de otimização avaliada, análise das perdas e custo. Em Almeida (2016) são propostas ações a serem tomadas para atender a demanda do alimentador no horizonte de planejamento do plano de obras determinado neste trabalho.

Diante disso, as definições das variáveis do planejamento são construídas. Primeiramente, define-se o horizonte de planejamento, estabelecido pela ANEEL (2016b). Para sistemas de média tensão, recomenda-se o planejamento para 5 anos. Em seguida, para planejamentos estáticos, os anos são estudados separadamente. Já em planejamentos dinâmicos, a solução é encontrada de forma que todos os estágios são avaliados ao mesmo tempo. O planejamento estático fornece importantes informações do ano avaliado, mas não reflete o modelo real, tornando o resultado impraticável. Já no planejamento dinâmico, os estágios são avaliados de forma conjunta, em que o estágio posterior depende do estágio atual avaliado. Posteriormente, é escolhida a técnica de otimização que será aplicada ao problema a ser solucionado. Vale destacar que o PESD é um problema combinatório, em que encontrar a melhor solução é inviável computacionalmente e pode demorar anos e até décadas para chegar à melhor solução. Desta forma, é comum utilizar técnicas de otimização baseadas em heurísticas para encontrar uma solução viável, de forma que maximize ou minimize um objetivo imposto (SEIFI; SEPASIAN, 2011).

2.3.1.1 Técnicas de otimização aplicada ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica

Em Seifi e Sepasian (2011) é construído um modelo generalista de otimização em que se define primeiramente o problema proposto, a função objetivo e as restrições do problema,. Após a definição da função objetivo e as restrições do problema é possível construir o modelo de otimização de deverá ser solucionado através de técnicas de otimização. Contudo, para encontrar uma solução ótima para o problema de otimização, é necessário primeiramente definir o problema a ser solucionado, definir as restrições do problema, construir o modelo matemático e aplicar a técnica de otimização adequada. Seifi e Sepasian (2011) apresentam conceitos essenciais para alcançar uma solução ótima em problemas de otimização:

- variáveis de decisão: são as variáveis independentes do problema; o tomador de decisão deve determinar seus valores ótimos. Vale destacar que um problema com n variáveis de decisão resulta num espaço de n -dimensões e cada ponto dentro do espaço de solução pode ser uma solução;
- variáveis dependentes: podem ser determinadas após encontrados os valores ótimos das variáveis de decisão;
- funções de restrição: são restrições aplicáveis ao espaço de solução, dividindo-o em soluções viáveis e inviáveis. Estas limitações podem ser restrições técnicas, ambientais

e econômicas; por exemplo, restringindo as tensões nos barramentos de uma rede de distribuição entre 0,93 pu e 1,05 pu.

- função objetivo: em um espaço de soluções viáveis, o tomador de decisão deve escolher a mais adequada. Portanto, a função objetivo é uma função em termos das variáveis de decisão pelas quais o tomador de decisão mostra a solução mais factível. Quando o problema a ser otimizado possuir uma função objetivo (deseja-se minimizar ou maximizar apenas uma função), este é denominado de mono-objetivo. Por outro lado, quando se deseja maximizar ou minimizar duas ou mais funções simultaneamente, denomina-se o problema como multiobjetivo.
- pontos ótimos: é denominado de ótimo local se, tomada uma solução no espaço de soluções, este ponto é um máximo ou mínimo, quando comparado a pontos vizinhos, mas não é um ótimo global, que é o máximo ou mínimo do espaço de soluções; em outras palavras, é a melhor solução encontrada no espaço de soluções.

No trabalho de Cossi (2008) é apresentado o problema de otimização genérico, representado pela Equação (2):

$$\begin{aligned}
 \min y &= f(x) = \{f_1(x), f_2(x), \dots, f_M(x)\} \\
 s. a \ g(x) &= \{g_1(x), g_2(x), \dots, g_J(x)\} = 0 \\
 h(x) &= \{h_1(x), h_2(x), \dots, h_K(x)\} \leq 0 \\
 x &= \{x_1, x_2, \dots, x_N\} \in X \\
 y &= \{y_1, y_2, \dots, y_M\} \in Y
 \end{aligned} \tag{2}$$

Em que:

- $f(x)$: funções objetivo;
- $g(x)$: restrições de igualdade;
- $h(x)$: restrições de desigualdade;
- x : vetores de decisão;
- y : vetores de objetivo.
- Y : espaço de objetivos;
- X : espaço de decisão.

De acordo com Cossi (2008), o conjunto de soluções factíveis do espaço de busca S , denominado S^* na Equação (2), é definido como conjunto das variáveis de decisão x que satisfazem às restrições de igualdade e restrições de desigualdade, $g_i(x)$ e $h_i(x)$, respectivamente.

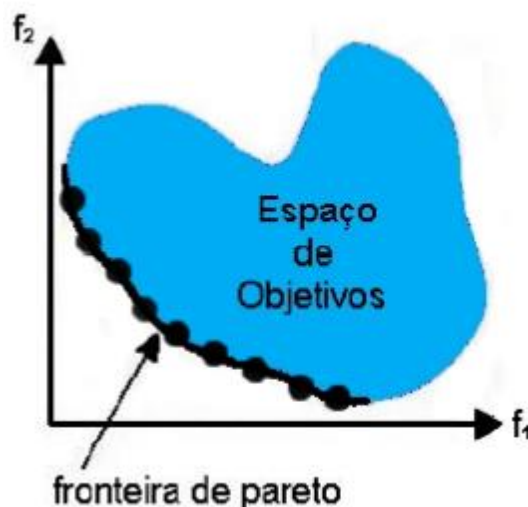
$$S^* = \bar{x} \in \bar{S} \mid \{g(x) = 0 \wedge h(x) \leq 0\} \quad (3)$$

Assim, qualquer ponto x no espaço S^* define uma solução viável. O conjunto de soluções viáveis é denominado Espaço Objetivo Factível, representado por Z^* .

$$Z^* = f(S^*) = \{[f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)], x \in S^*\} \quad (4)$$

A Eficiência de Pareto diz que nenhum critério particular pode ser melhor dentre o conjunto de soluções factíveis Z^* , sem tornar pior pelo menos um indivíduo ou seu critério de preferência; em outras palavras, nenhuma solução pode otimizar todos os objetivos simultaneamente (MARTINS, 2011). Adicionalmente, o conjunto de pontos factíveis no espaço de solução é chamado de Pareto-ótimo. Este conjunto de pontos viáveis representa uma curva de soluções consideradas atraentes. A Figura 5 ilustra a fronteira de Pareto dentro de um espaço de soluções factíveis Z^* , para duas funções objetivo.

Figura 5 – Fronteira de Pareto



Fonte: Paiva (2016, p.36)

Pelo conceito de Eficiência de Pareto, a busca por solução ótima de uma função objetivo $f_i(x)$ implica na piora de uma outra função objetivo $f_j(x)$. Diante disso, o tomador de decisão deve escolher um ponto em que todas as funções objetivo levam a um ponto ótimo global. Para seleção da coordenada em Z^* que determina a melhor solução do conjunto de soluções factíveis é aplicado o conceito de dominância entre soluções; em outras palavras, dentre dois conjuntos de solução, o conceito de dominância escolhe a que melhor otimiza o custo global do problema. Em Minjalili (2016), são apresentadas as definições sobre o conceito de dominância.

Definição 1 Dominância de Pareto: Sejam dois vetores de variáveis de decisão X e Y . Então, x domina y (denotado por $x \succ y$), se, e somente se:

$$\forall i \in \{(1,2, \dots, k) \mid [f_i(x_i) > f_i(y_i)] \wedge [\exists i \in 1,2, \dots, k : f(x_i)]\} \quad (5)$$

Já em Ngatchou, Zarei e El-Sharkawi (2016) e Cossi (2008) é aplicado o conceito de Otimização de Pareto. A formalidade é descrita na **Definição 2**.

Definição 2 Otimização de Pareto: Uma solução $x \in Z^*$ é determinado como Pareto Ótimo se, e somente se:

$$\nexists y \in Z^* \mid f(y) \succ f(x) \quad (6)$$

Portanto, uma solução $x_i \in Z^*$, que domina qualquer outra solução $y_i \in Z^*$, é denominada de solução não dominada em Z^* , estas soluções não dominadas sobre Z^* são chamadas de ótimas de Pareto, definido pela Equação (6).

Definição 3 Pareto ótimo: Conjunto de todas as soluções ótimas de Pareto (P_s) é chamado de conjunto de Pareto, definido por:

$$P_s := \{x, y \in Z^* \mid \exists f(y) \succ f(x)\} \quad (7)$$

O conjunto contendo os valores objetivo correspondentes das soluções ótimas de Pareto no conjunto ótimo de Pareto é denominado de Fronteira Ótima de Pareto (Pareto Optimal Front), formalizado por Mirjalili (2016) pela **Definição 4**.

Definição 4 Fronteira Ótima de Pareto: O conjunto contendo os valores das funções objetivo para conjunto de soluções de Pareto é:

$$P_f := \{f(x) | x \in P_s\} \quad (8)$$

Finalmente, define-se a Fronteira Ótima de Pareto, a qual contém os valores de soluções que minimizam o problema do planejamento técnico. O resultado da **Definição 4** pode ser visualizado pela fronteira destacada na Figura 5.

No último passo para solução do problema é preciso definir a técnica de otimização; Seifi e Sepasian (2011) as classificam como técnicas matemáticas ou heurísticas.

A solução matemática de otimização é uma técnica elaborada para problemas que podem ser representados pela Equação (2). Desse modo, são métodos tradicionais que através do cálculo diferencial chegam na melhor solução para o problema apresentado. Ainda, estes métodos exigem que a função objetivo seja contínua e diferenciável. Métodos matemáticos podem ser classificados de acordo com suas funções objetivo. Um problema cuja função objetivo é linear, é denominado de *Linear Optimization Problem* (LP). Para função objetivo não linear, é classificado como *Nonlinear Optimization Problem* (NLP). Ainda, estes algoritmos podem ser divididos quanto ao domínio de suas variáveis de decisão. Para problemas cujas variáveis de decisão são inteiras e a função objetivo é linear, denomina-se como MILP. Por fim, para problemas em que a função objetivo é não linear e as variáveis de decisão são inteiras, este é classificado como MINLP.

Os métodos matemáticos são aplicados em problemas com pouca complexidade e são vantajosos, pois chegam a melhor solução do problema, visto que, os algoritmos testam todo o espaço de solução. Porém, para problemas com alta complexidade (caso deste trabalho) em que se exige um alto número de combinações de soluções, somado as ferramentas computacionais disponíveis, o método pode demorar anos e até mesmo séculos para encontrar a solução do problema.

Algoritmos heurísticos são construídos para lidar com problemas complexos resolvendo-o em um tempo razoável, buscando garantir uma boa solução, porém, sem dizer o quão próximo se está da solução ótima. As heurísticas são baseadas na análise da sensibilidade do problema proposto (SEIFI; SEPASIAN, 2011). Ademais, muitas heurísticas são baseadas em comportamentos biológicos, que partem de um conjunto inicial e seguem em direção a uma

solução que é melhor do que a anterior, por meio de pesquisa guiada através da análise da sensibilidade. Por fim, em (SEIFI; SEPASIAN, 2011) são especificados algumas das heurísticas mais utilizadas, como: *Genetic Algorithm* (GA), *Simulated Annealing* (SA), *Particle Swarm* (PS), *Tabu Search* (TS) e *Ant Colony* (AC). O Quadro 1 apresenta o resumo da revisão de literatura, feita com intuito de investigar as técnicas utilizadas para solucionar problemas de expansão de sistemas de distribuição.

Quadro 1 – Lista das técnicas aplicadas em problemas da expansão de sistemas de distribuição

Técnica de otimização	Objetivo	Referência
<i>Mixed Integer Nonlinear Programming</i> (MILP) e <i>Tabu Search</i> (TS)	Minimização de custo de investimento considerando confiabilidade	Cossi (2008)
<i>Particle Swarm Optimization</i>	Reconfiguração do alimentador e minimização de perdas técnicas	Pereira (2010)
<i>Genetic Algorithm</i>	Reconfiguração e reforço da rede considerando geração distribuída	Martins (2011)
<i>Ant Colony</i> (AC)	Minimização de custos de investimento com reforço de rede, reconfiguração da rede e maximização da restauração da rede e confiabilidade	Chicco (2011)
<i>Mixed Integer Linear Programming</i> (MILP)	Reconfiguração do alimentador minimizando custo de investimento, perdas técnicas e confiabilidade	Miloca (2012)
<i>Particle Swarm Optimization</i>	Minimização custos de investimento, perdas elétricas e redução da energia não entregue	Ganguly, Sahoo e Das (2013)
Programação binária mista (MBLP)	Minimização custo com investimento, maximizar índice de confiabilidade e problema de alocação de capacitores	Sousa (2013)
<i>Genetic Algorithm</i> e <i>Strength Pareto Evolutionary Algorithm-2</i>	Minimização de custo da expansão considerando confiabilidade e risco de implantação do plano de ação	Almeida (2016)
<i>Tabu Search</i> e <i>Particle Swarm</i>	Minimização custos com manutenção, confiabilidade e número de violação de restrições	Sedghi, Ahmadian e Aliakbar-Golkar(2016)
Programação Dinâmica	Alocação ótima de capacitores em alimentadores desequilibrados	Vergilio (2016)
<i>Ant Colony</i> (AC)	Reconfiguração para restauração de redes	Silva (2016)

<i>Dragonfly Optimization Algorithm</i>	Reconfiguração rede e minimização de perdas técnicas	Sudhakara, Reddy e Damorar Reddy (2016)
<i>Genetic Algorithm e FPO</i>	Reconfiguração do alimentador considerando Confiabilidade, Geração Distribuída e <i>Smart Grid</i>	Pinto (2018)
<i>Dragonfly Optimization Algorithm</i>	Localização ótima de geradores distribuídos	R. B. Alencar, A. Souza e L. A. Neves (2020)

Fonte: Próprio Autor

Portanto, pelo Quadro 1, é possível confirmar o uso de heurísticas para solução de problemas complexos, nos quais seria impraticável alcançar um resultado viável por meio de métodos matemáticos. Ainda, o Quadro 1 mostra a aplicação do uso de heurísticas para minimização de custos, aumento da confiabilidade dos alimentadores, redução de perdas técnicas e reconfiguração da rede. Dentre os 14 trabalhos pesquisados, número de problemas solucionados com *PSO* é igual a 3, *GA* foram 3 autores, 2 trabalhos aplicaram *AC*, *TS* foi aplicado em 2 trabalhos, *MILP* também foi aplicado em 2 trabalhos, 2 autores utilizaram *DA* e as demais técnicas foram aplicadas apenas uma vez.

2.4 SMART GRID E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A filosofia *Smart Grids* ainda é um conceito abstrato na literatura. Resumidamente, *Smart Grids* é um conjunto de tecnologias que se relacionam, interagindo com dispositivos que compõem o alimentador, sendo capaz de alterar seus parâmetros e configurações para manter a eficiência, minimizar as perdas técnicas e manter a continuidade e qualidade do sistema. Um exemplo da aplicação da filosofia *Smart Grids* é a capacidade *self-healing* que, através do monitoramento da rede, reestabelece o fornecimento de energia através da ativação automática de componentes do sistema (SIOHANSI, 2012).

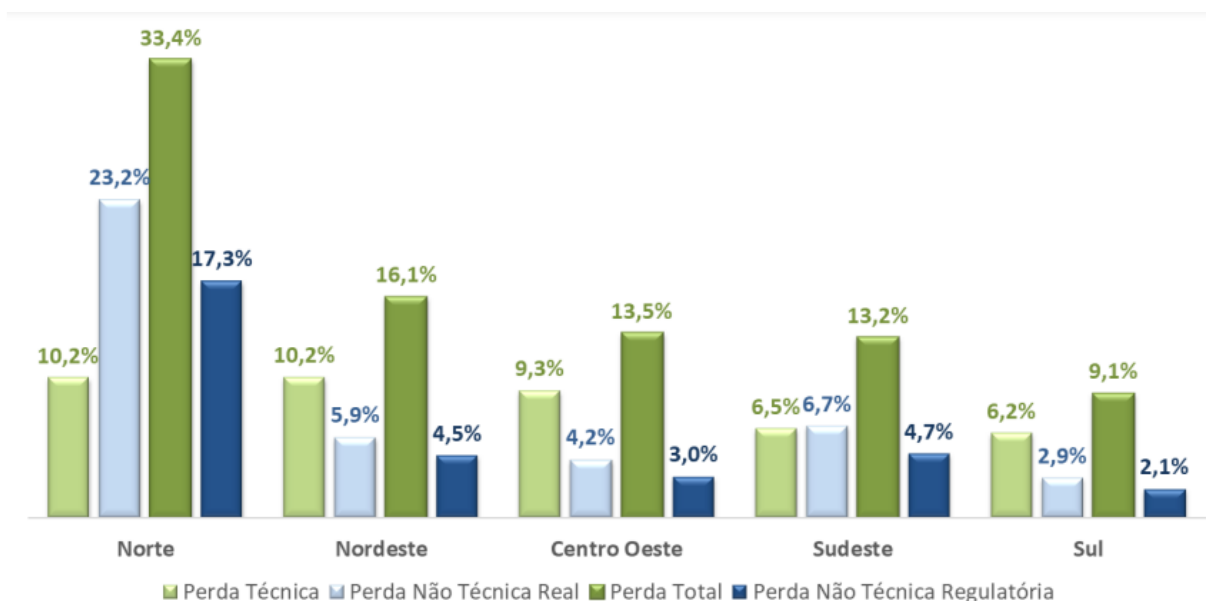
Em redes inteligentes (*Smart Grids*) uma fração da energia gerada é dada por pequenos sistemas de mini ou média geração espalhados pelo alimentador, próximos ao ponto de consumo. Este tipo de geração tem sido incentivado em diversas partes do mundo quando a fonte de geração é renovável (fotovoltaica, eólica e biomassa). O processo de inserção de unidades de geração distribuídas (GD) na rede possui diversas vantagens: redução de gases de efeito estufa, melhoria da confiabilidade da rede de distribuição elétrica, otimização de recursos energéticos e continuidade (DONADEL; FARDIN; ENCARNÇÃO, 2015). A regulamentação da inserção

de GDs no Brasil é dada pela ANEEL. A Resolução Normativa N° 482 da ANEEL (2012), estabelece condições para adição de pontos de micro e minigeração ao alimentador. Em suma, define-se microgeração a central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e minigeração a central geradora de energia elétrica com potência instalada maior do que 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

2.5 PERDAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O transporte e armazenamento da energia elétrica em todo sistema de potência resulta imprescindivelmente em perdas relativas à transformação em parte dessa energia em outros tipos de energia não proveitosas, tais como: perdas de ferro, perdas de cobre, perdas por histerese, perdas por correntes parasitas, perda de dispersão e perdas dielétricas. O sistema de potência também sofre perdas em suas etapas, desde a geração até o consumo da energia elétrica. As perdas oriundas ao processo físico do transporte da energia (condução e transformação) são chamadas de perdas técnicas; por outro lado, quando existe perdas em erros de medição, fraudes, furtos de energia elétrica, estas são chamadas de perdas não técnicas (QUEIROZ, 2010). A Figura 6 apresenta o relatório da ANEEL (2019) de perdas técnicas e não técnicas sobre a energia injetada em 2019.

Figura 6 – Relatório de perdas técnicas e não técnicas em função da energia injetada do sistema elétrico brasileiro



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2019)

A Figura 6 mostra dados das perdas técnicas e não técnicas de todo território brasileiro, por região. De acordo com a Figura 6, a média aritmética simples das perdas técnicas é de aproximadamente 8,5%; já as perdas não técnicas são de 8,6%, resultando em um valor médio de perdas totais de aproximadamente 17% da energia injetada do sistema elétrico brasileiro.

O planejamento do sistema de distribuição deve avaliar as perdas do sistema, analisando o critério de minimização do custo global. Segundo Queiroz (2010), algumas ações para redução de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia são: reconfiguração da rede, diminuição do fluxo de reativos e gestão do carregamento de transformadores.

A metodologia para o cálculo das perdas utilizada como base para este trabalho é determinada pela ANEEL (2018b), regulamentando o cálculo das perdas no alimentador.

Segundo a ANEEL (2018b) e Oliveira (2009), o método para o cálculo das perdas técnicas é dividido em segmentos, que são grupos de elementos que exercem a mesma função no sistema de distribuição. Ainda, para o cálculo das perdas em SDAT é aplicado o método *Top-down*, que é a obtenção das perdas no SDAT é a subtração entra a energia injetada na fronteira de SDAT e SDMT e a energia medida nas SE. Já para o cálculo das perdas nos SDMT ao SDBT é denominado *Bottom-up*, que consiste em medir a energia nos pontos de consumo e adicionar as perdas dos elementos que compõe do SDMT e SDBT.

O cálculo das perdas no Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT), de acordo com a ANEEL (2018b), são estimadas pelos dados coletados no sistema de medição descrito no PRODIST – Módulo 7. Vale ressaltar, que as perdas em sistemas de distribuição de tensão de subtransmissão são inseridas juntamente com o primário da SE, portanto, não serão consideradas neste trabalho.

Em seu trabalho, Oliveira (2009) explana sobre a subestação de distribuição, sendo um conjunto de equipamentos que ajudam no aumento da confiabilidade do sistema. Contudo, o cálculo dessas perdas é complexo e contribuem minimamente para as perdas do sistema, exceto o transformador da subestação, que é um abaixador, de tensão de subtransmissão para média tensão.

2.6 DRAGONFLY ALGORITHM

Ao longo de séculos, criaturas desenvolveram características de sobrevivência e trabalho em grupo de maneira eficiente. Diante disso, um campo de estudo denominado *Swarm Intelligence*

(SI) é responsável por estudar o comportamento de um grupo de criaturas em um grupo social e sua inteligência coletiva, determinando suas regras e o comportamento dos indivíduos que compõem a população, aplicando o conceito na Inteligência Artificial.

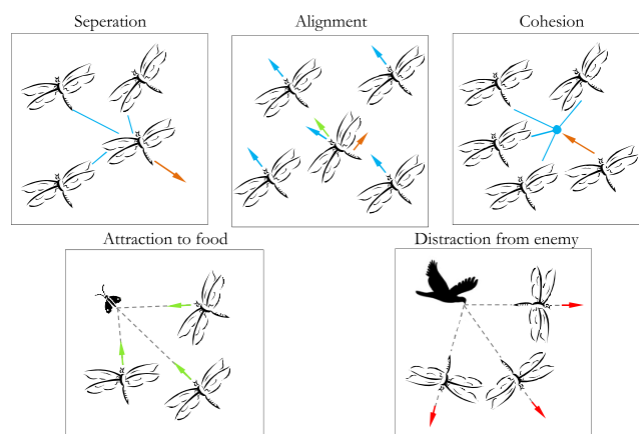
A heurística *Dragonfly Algorithm* (DA) foi proposta por Mirjalili (2016), inspirada no comportamento das libélulas. As libélulas trabalham em dois aspectos, caça e migração. Quando estão caçando, possuem um comportamento peculiar, se comportando como um enxame estático; as libélulas voam de frente para trás em uma área fixa, criando subgrupos, voando em diferentes áreas como um enxame estático, para capturar alguma presa voadora. Já na migração, se comportam como um enxame dinâmico. No enxame dinâmico, as libélulas formam um grupo para migrar em longas distâncias.

De acordo com Reynolds (1987), o comportamento dos enxames seguem cinco princípios:

- *Separação*: os indivíduos que compõem o enxame se distanciam de seus vizinhos para evitar uma colisão com outros indivíduos do grupo;
- *Alinhamento*: indica a velocidade dos indivíduos com a velocidade dos indivíduos vizinhos;
- *Coesão*: indica a tendência dos indivíduos em direção ao centro de massa do enxame;
- *Atração por alimento*: tendência dos indivíduos caminharem na direção onde existe mais alimento;
- *Evasão dos inimigos*: evasão na presença de predador.

A Figura 7 ilustra o padrão de comportamento das libélulas diante das situações descritas anteriormente.

Figura 7 – Comportamento do enxame de libélulas



Na Figura 7, as linhas azuis representam o valor da Separação de uma libélula em relação a outra, a seta em laranja aponta para o centro de massa do enxame, a seta em vermelho aponta na direção oposta ao inimigo, a seta em azul aponta para a fonte de alimento e o círculo azul representa o centro de massa do enxame.

Diante disso, cada libélula corresponde a uma solução no espaço de busca S . A Separação é descrita por Mirjalili, (2016) pela Equação (9):

$$S_i = - \sum_{n=1}^N x_i - x_n \quad (9)$$

Em que:

- S_i : separação do indivíduo i ;
- x_i : posição do indivíduo atual;
- x_n : posição do n -ésimo indivíduo;
- N : número de vizinhanças.

O Alinhamento dos indivíduos é dado pela Equação (10):

$$A_i = \frac{\sum_{n=1}^N V_n}{N} \quad (10)$$

Em que:

- A_i : alinhamento do indivíduo i ;
- V_n : velocidade do n -ésimo indivíduo da vizinhança;

Finalmente, a Coesão dos indivíduos é expressa pela Equação (11):

$$C_i = \frac{\sum_{n=1}^N x_n}{N} - x_i \quad (11)$$

Em que:

- C_i : coesão do indivíduo i ;
- x_n : posição do n -ésimo indivíduo da vizinhança.

Suplementarmente, a tendência dos indivíduos caminharem na direção onde existe mais alimento é dada pela Equação (12):

$$F_i = x_{alimento} - x_i \quad (12)$$

Em que:

F_i : atração por alimento do indivíduo i ;

$x_{alimento}$: posição da fonte de alimento.

Por fim, na presença de inimigos, é necessário o grupo se dispersar para distrai-lo. Sendo assim, a evasão na presença de predador é dada pela Equação (13):

$$E_i = x_{inimigo} + x_i \quad (13)$$

Em que:

E_i : evasão do indivíduo i ;

$x_{inimigo}$: posição do inimigo.

Em Alencar, Souza e Neves (2020), os autores modelam a equação para a atualização das posição das libélulas e para simular seus movimentos. Para isso, são considerados vetores de variação, vetor de posição e os pesos de separação. A Equação (14) calcula o movimento das libélulas.

$$\Delta x_{i+1} = sS_i + aA_i + cC_i + fF_i + eE_i + w\Delta x_t \quad (14)$$

Em que:

s, a, c, f, e, w : pesos de separação, alinhamento, coesão, atração, distração e de inércia, respectivamente;

S_i, A_i, C_i, F_i, E_i : indicam a separação, alinhamento, coesão, fonte de alimento e evasão, respectivamente.

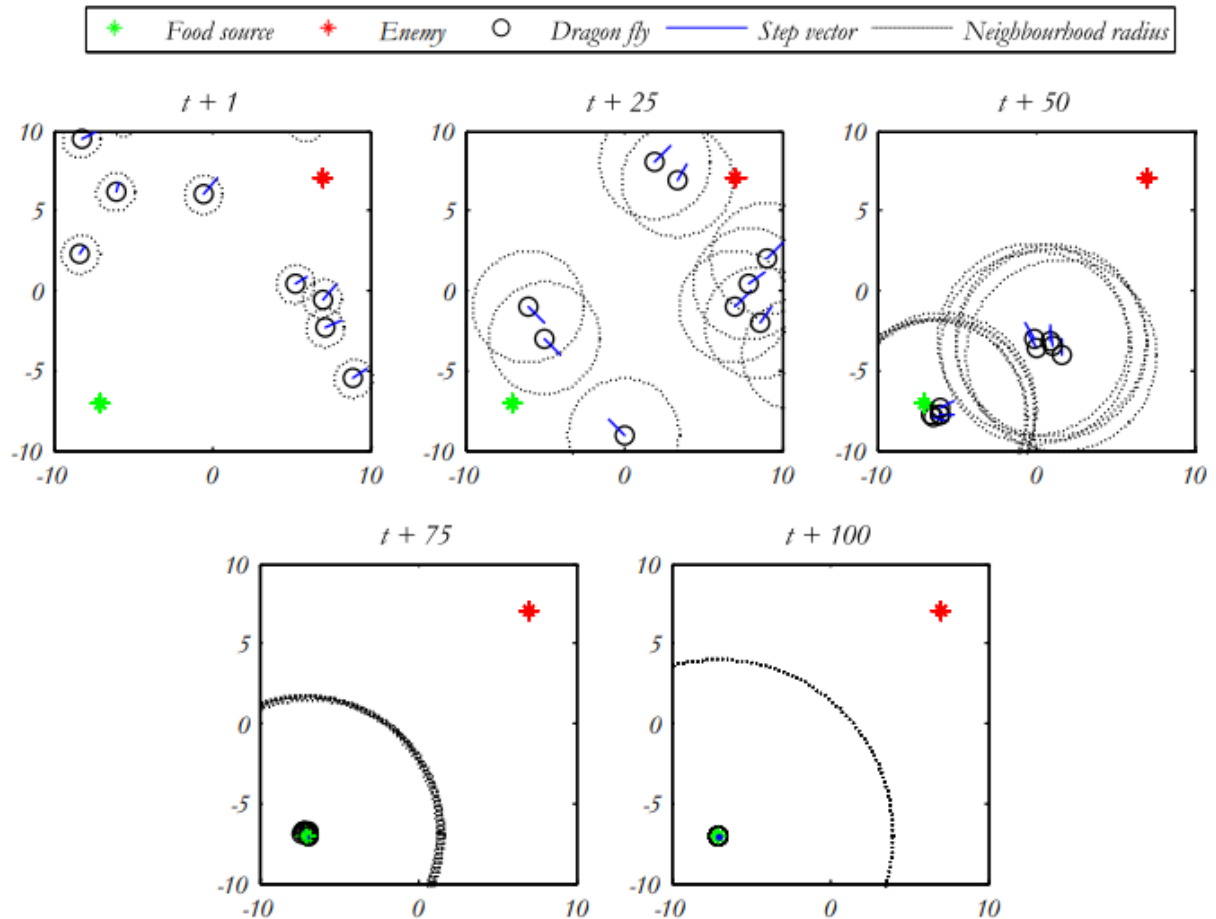
Assim, as variáveis acima indicam os pesos e parâmetros do i -ésimo indivíduo e Δx_{t+1} a direção do movimento das libélulas. Por fim, é feita a atualização do vetor de passo através da Equação (15):

$$x_{i+1} = x_i + \Delta x_{i+1} \quad (15)$$

Diante disso, segundo Mirjalili (2016), as libélulas alteram de exploração global para exploração local como forma de se adaptar. Os alimentos e o inimigo são escolhidos como

melhor e pior solução em que o enxame encontrou. A Figura 8 ilustra os parâmetros s, a, c, f, e, w aplicados a um caso particular.

Figura 8 – Comportamento de enxame de libélula artificial para $s = 0,1, a = 0,1, c = 0,7, f = 1, e = 1, w = 0,9 - 0,2$



Fonte: Mirjalili (2016, p.5)

A Figura 8 exemplifica o funcionamento do algoritmo, passando por todas as etapas. Os eixos x (horizontal) e y (vertical) representam a posição das libélulas no plano cartesiano, t é a iteração em questão, o ponto verde é a fonte de alimento, o ponto vermelho representa o inimigo, a linha azul indica o vetor de passo e as libélulas são apresentadas como os círculos azuis. De maneira geral, as libélulas tendem a caminhar de sua coordenada atual até a fonte de alimento, guiadas pelo vetor de passo, em busca de comida e se afastando dos inimigos, seguindo os parâmetros de separação, alinhamento, coesão, fonte de alimento e evasão, modelados pelas Equações (9)-(15). Logo, na iteração $t+1$ as libélulas estão mais afastadas da fonte de alimento e próximas ao inimigo. Já na iteração $t+25$ as libélulas já estão mais próximas a fonte de alimento, deslocadas pelo do vetor de passo, calculado pela Equação (15).

Por fim, na iteração $t + 100$ as libélulas encontram a fonte de alimento e estão mais afastadas do inimigo, indicando o fim do algoritmo.

Conforme discutido no início da seção 2.6, as libélulas mostram apenas dois tipos de enxames: estáticos e dinâmicos. Em um enxame dinâmico as libélulas tendem a alinhar seu voo, mantendo a separação e coesão adequadas. Já em um enxame estático, os alinhamentos são muito baixos, enquanto a coesão é alta para atacar presas. Portanto, atribui-se libélulas com alto alinhamento e baixo peso de coesão ao explorar (no sentido aprender mais sobre aquele local) o espaço de busca e baixo alinhamento e alta coesão ao explorar (no sentido de obter vantagem) o espaço de busca. Para a transição entre conhecimento do espaço de busca e a exploração do espaço de busca, os raios de vizinhança são aumentados proporcionalmente ao número de iterações. Outra maneira (aplicada neste trabalho) de equilibrar o “conhecimento do espaço de busca” e a “exploração do espaço” é ajustar de forma adaptativa os pesos s, a, c, e, f e w durante a otimização.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentados os materiais utilizados para solução do problema, bem como a metodologia proposta para construção do modelo de planejamento técnico multiestágios de sistemas de distribuição considerando a minimização de perda técnicas e custos da expansão.

3.1 ASPECTOS COMPUTACIONAIS DA PROPOSTA

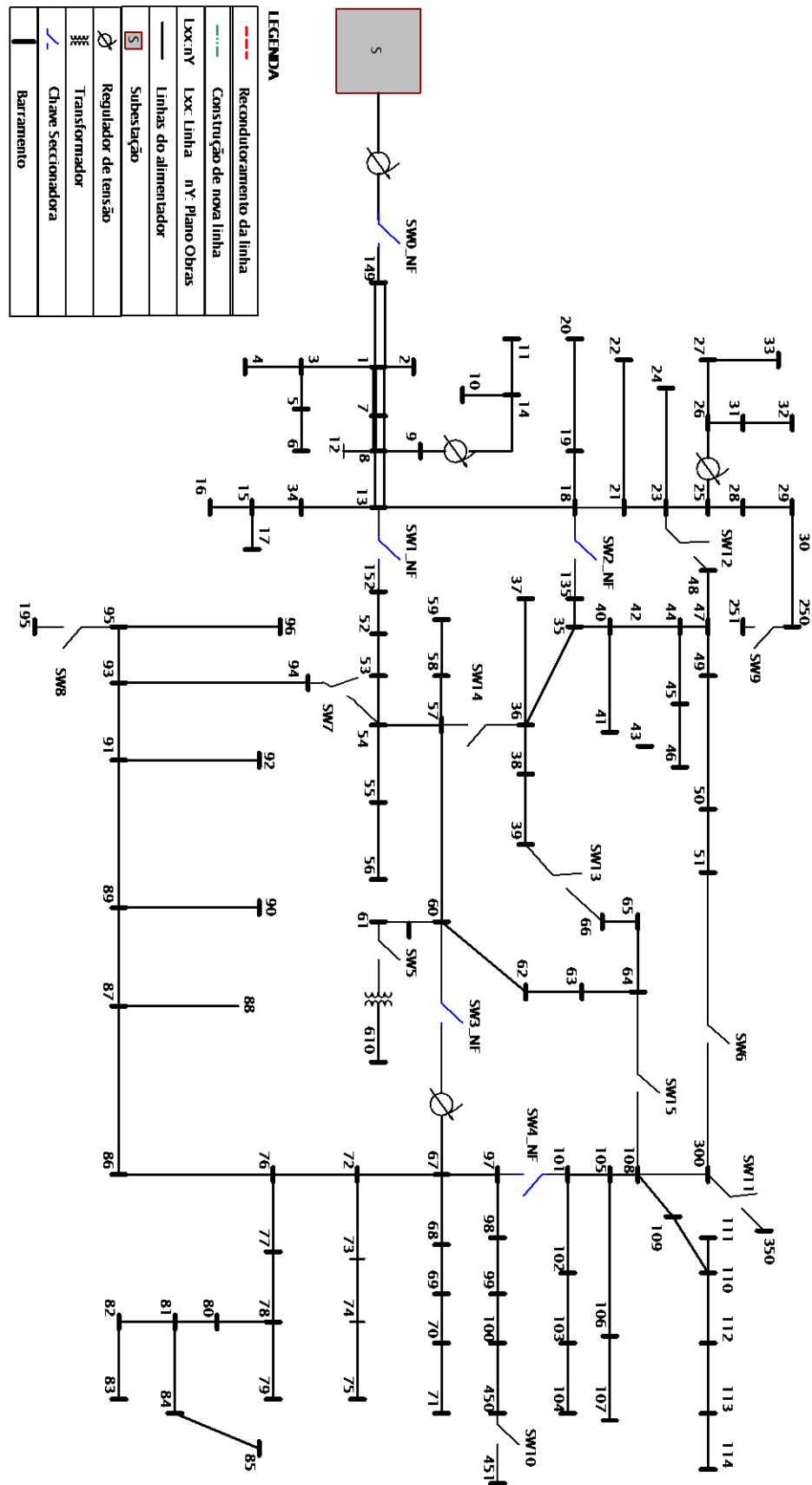
O *software* utilizado para o cálculo do fluxo de potência foi o OpenDSS. O OpenDSS é um *software* livre desenvolvido pela EPRI (*Electric Power Research Institute*) em 1997 para cálculo do fluxo de potência em sistemas de distribuição de energia elétrica. Já para a manipulação, controle, edição dos parâmetros e exibição dos resultados obtidos, foi utilizado o *Python*, integrado ao *OpenDSS*. Por fim, o computador utilizado para simular o algoritmo proposto foi um notebook de fabricante Dell, com processador Intel i5, 8 GB de memória RAM, sistema operacional Microsoft Windows 10 Professional. Os *scripts* do algoritmo desenvolvido em *Python* estão disponíveis no Apêndice B e os *scripts* construídos no *OpenDSS* estão disponibilizados no Apêndice C.

3.2 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO (ST): IEEE 123 BARRAS

A rede teste, denominada IEEE 123 barras, é um alimentador de teste IEEE com 123 barramentos adaptado, e opera a uma tensão nominal de 4,16 kV. Este valor de tensão não é muito comum, porém, este oferece problemas de queda de tensão que devem ser resolvidos com a aplicação de reguladores de tensão e capacitores de derivação. Este circuito é caracterizado por linhas aéreas e subterrâneas, carga desequilibrada, quatro reguladores de tensão, bancos de capacitores em derivação e múltiplas chaves.

A Figura 9 é o alimentador IEEE 123 barras adaptado de IEEE PES – Power & Energy Society (2014), adicionado alguns trechos e chaves. Os locais marcados com os nomes de SW_0 a SW_{12} são as chaves existentes no alimentador e os pontos destacados com os nomes das chaves SW_{13} a SW_{15} , são chaves adicionadas para aumentar as possibilidades de reconfigurações. Vale ressaltar que as linhas e chaves adicionadas não agregam custos da expansão, ou seja, foram consideradas existentes, mesmo sem o funcionamento do trecho. A Figura 9 mostra o diagrama unifilar que representa a rede citada.

Figura 9 – Diagrama unifilar do alimentador teste IEEE 123 barras adaptado



Fonte: Adaptado de IEEE PES – Power & Energy Society (2014)

Complementarmente, os dados do alimentador IEEE 123 barras, tais como, configuração das linhas, comprimento das linhas, número de fases, potência das cargas, tipo de cabo utilizado em cada linha reconduzida ou adicionada no alimentador, número de chaves presentes, dentre outros, estão apresentados no Apêndice A.

3.2.1 Definição do plano de expansão para o ST

Para realizar a expansão do sistema de distribuição, é necessário realizar definições relativas ao plano de expansão da rede, apresentadas abaixo:

- Período do planejamento: 5 anos;
- Expansão anual da carga de 7%. O valor da expansão anual da 7% ao ano foi adotado de forma que force o alimentador ao seu limite para avaliar os resultados;
- A execução do planejamento ocorre anualmente, para um horizonte de 5 anos, divididos em 2 estágios de planejamento;
- Os valores de tensão nos barramentos será considerado adequado quando seu valor estiver na faixa entre 0,93 pu a 1,05 pu, utilizando como referência a regulamentação para redes de média tensão determinada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (2021);
- Para critério de repotencialização será considerada linha com carregamento irregular àquela que estiverem com carregamento acima de 66%, ou seja, serão substituídas as linhas cujo valor de corrente ultrapassar 66% da capacidade máxima do cabo, determinado como critério de circuitos de socorro por Kagan, Oliveria e Robba (2005);
- As linhas cujo carregamento ultrapassar 66% devem ser substituídas por novas linhas. Caso alguma linha ultrapasse o valor máximo da capacidade dos cabos disponíveis na Tabela 4, novas linhas serão adicionadas em paralelo às antigas e serão escolhidas de acordo com o custo de instalação (PINTO, 2018);
- A cada trecho em sobrecarga, todas as fases deste trecho devem ser substituídas;
- Os condutores retirados para reconduzimento são armazenados para uso posterior, no mesmo horizonte de planejamento ou em outra situação que haja necessidade. O custo de reconduzimento aplicado a condutores em estoque considera apenas o custo da substituição do condutor ou instalação (custo fixo), ou seja, são desprezados os valores de compra do condutor, reduzindo o valor de reforço do trecho.

O valor de carregamento máximo permitido nas linhas de distribuição foi obtido aplicando-se $n = 2$ na Equação (1), resultando em um $S_{Regime} \cong 0,66 \cdot S_{T\acute{e}rmico}$. O valor encontrado também é aplicado por Muller e Donadel (2021) para estabelecer limite de carregamento das linhas de distribuição de energia elétrica. Naturalmente, o segundo limite de carregamento será de 100%, representando o próprio limite térmico do circuito (DONADEL, 2015).

Para substituição das linhas cujo valor de carregamento ultrapassar 66% de sua capacidade, utiliza-se novos condutores de maior capacidade no trecho em sobrecarga. A Tabela 3 ilustra o custo de recondutoramento ou a construção de uma nova linha em paralelo a existente. Já a Tabela 4 apresenta as características dos condutores utilizados para recondutoramento ou construção de uma nova linha em paralelo a uma existente. Os custos de recondutoramento e construção, informados na Tabela 3, foram ajustados de acordo com parâmetro IPCA-E do IBGE, de janeiro de 2021, cujo índice de correção é 1,74883940 (ou valor percentual correspondente de 74,883940%) de acordo com Banco Central do Brasil (2021).

Na Tabela 3 e na Tabela 4, as posições (0, Y) indicam os custos de construção de uma linha em paralelo a uma linha existente. Já as posições (X, Y), indicam o custo de recondutoramento de uma linha X para uma linha Y. Por exemplo, caso uma linha com cabo código AA4 exceder 66% de carregamento, e o cabo tipo AA5 atender o critério de carregamento, o custo de carregamento será a informação contida na posição (4,5) da Tabela 3, ou seja, R\$ 61.200.

O critério para construção de uma nova linha em paralelo às linhas existentes será o caso em que os cabos disponíveis na Tabela 4 não suportem a corrente medida na linha, excedendo 66% da capacidade do cabo de maior capacidade. Neste caso, uma nova linha em paralelo será construída e a capacidade desta linha será a soma da capacidade dos cabos.

Vale ressaltar que, para estimar o custo de carregamento do condutor 7, foi aplicado uma regressão polinomial de grau 3, com os pontos $x = [35,0 \ 52,5 \ 73,5 \ 87,4 \ 117,2 \ 148,7]$, obtendo os coeficientes de um polinômio de grau 3 modelando uma curva que representa o custo dos cabos em função de sua capacidade de corrente. Os dados dos cabos da Tabela 3 e Tabela 4 e aplicado em $x = 790 \text{ A}$, fornecendo o valor aproximado de R\$ 213.400. Já para os valores de recondutoramento do cabo com código AA7, foi estabelecido uma média de redução do preço do cabo com código AA6 utilizada como parâmetro para média de redução para o condutor AA7 acrescido do desvio padrão entre os valores dos cabos da Tabela 3. A Tabela 3 é apresentada abaixo.

Tabela 3 – Custo de construção e recondutoramento dos condutores utilizados

X \ Y	Custo (10 ³ R\$/km)						
	1	2	3	4	5	6	7
0	35,0	52,5	73,5	87,4	117,2	148,7	213,4
1	0,0	40,2	64,7	70,0	101,4	132,9	194,9
2	0,0	0,0	52,5	61,2	87,4	115,4	176,4
3	0,0	0,0	0,0	50,7	75,2	92,7	157,9
4	0,0	0,0	0,0	0,0	61,2	78,7	139,4
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	66,5	120,9
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	102,5

Fonte: Adaptado de Rodrigues, Cossi e Mantovani (2011)

A Tabela 4 mostra os códigos, capacidade, resistência e reatância dos cabos utilizados para construção de uma nova linha ou recondutoramento dos trechos; as propriedades dos cabos foram retiradas de Nexans (2021).

Tabela 4 – Características dos cabos utilizados

Tipo	Nome	R (ohm/km)	X (ohm/km)	Capacidade (A)
1	AA1	0,3655	0,2520	150
2	AA2	0,2359	0,2402	250
3	AA3	0,1827	0,1260	350
4	AA4	0,1460	0,1233	400
5	AA5	0,1180	0,1201	500
6	AA6	0,0966	0,1201	600
7	AA7	0,0900	0,3457	790

Fonte: Adaptado de Rodrigues, Cossi e Mantovani (2011)

Para exemplificar a aplicação da Tabela 3 e da Tabela 4, supondo uma situação hipotética em que o limite de carregamento do condutor da linha Linha_5 seja igual a 330 A e a corrente medida da Linha_5 foi de 810 A; neste caso, o condutor deverá ser substituído por outro de maior capacidade. Assim, o condutor que atende ao critério sem exceder o carregamento permitido é o AA7, com custo de construção de uma nova linha de R\$ 213.400. Por fim, o limite térmico após a construção de uma nova linha será de 1290 A, e o limite de carregamento (66% da capacidade total) é de 851,4 A.

3.3 FORMULAÇÃO DAS FUNÇÕES OBJETIVO E RESTRIÇÕES

Minimização de custos

A primeira função objetivo é relativa à minimização dos custos de investimento para o recondutoramento/construção de novas linhas do alimentador. A Equação (16) define os custos para expansão do alimentador estudado.

$$C^{Total} = \sum_{t \in N}^T C_t^{R,C} \quad (16)$$

Em que:

C^{Total} : custo total do horizonte de planejamento;

$C_t^{R,C}$: custo de expansão devido a substituição ou construção das linhas em sobrecarga;

T : horizonte de planejamento;

t : período do planejamento em anos.

A Equação (16) é função principal de minimização e representa a soma dos custos referentes a expansão anual. O termo define os custos da expansão pelo recondutoramento e construção de novas linhas cuja sua capacidade foi excedida. O custo com recondutoramento e construção das linhas ($C_t^{R,C}$) é calculado por meio da Equação (17):

$$C_t^{R,C} = \sum_{i=1}^{N_{linhas}} \alpha_i \cdot l_i \cdot C_i^{COND} \cdot [(1 - P_{Custo Fixo}) \cdot \frac{n_i}{3} + P_{Custo Fixo}] \quad (17)$$

Em que:

$C_t^{R,C}$: custo de expansão devido à substituição ou construção das linhas em sobrecarga;

N_{linhas} : número de total de linhas do alimentador;

l_i : comprimento da i-ésima linha;

n_i : número de fases da i-ésima linha;

α_i : será 1 caso a linha exceda sua capacidade, caso contrário, receberá 0;

C_i^{COND} : custo por quilômetro do condutor selecionado para substituição da linha que excedeu sua capacidade;

$P_{Custo Fixo}$: porcentagem que representa o custo fixo de repotencialização.

A Equação (17) executa o cálculo do custo de construção e recondutoramento das linhas com correntes acima da capacidade definida. Para cálculo do custo de linhas bifásicas e monofásicas é necessário corrigir o custo de repotencialização da linha. Para isso, no trabalho de Arias

(2018), o custo de repotencialização da linha é separado em custo fixo e custo variável. Os custos variáveis são respectivos aos condutores que compõem a linha, que variam com a distância e número de fases instaladas. Já os custos fixos são custos como mão de obra operacional, por exemplo, que não variam de acordo com o trecho que será substituído. Neste trabalho, é tomado como custo fixo $P_{Custo\ Fixo}$ o valor médio dos custos fixos ilustrados por Arias (2018), resultando em $P_{Custo\ Fixo}$ igual a 35% do custo de repotencialização do trecho, resultando em custos variáveis 65% do custo de repotencialização do trecho para o caso trifásico.

Assim, para encontrar o valor de reforço de uma linha trifásica em sobrecarga, aplica-se a Equação (17), definindo o condutor cujo custo será menor possível e que obedeça ao carregamento permitido. Supondo que uma linha, denominada Linha_51 possui $l_{51} = 0,900\ km$, $n_{51} = 3$, observa-se que o condutor AA1 (Tabela 3 e Tabela 4) ultrapassou o carregamento de 66% (para o AA1, igual a 99 A); portanto, $\alpha_{51} = 1$. Se a corrente medida é de 110,6 A (73,3% de carregamento), este terá de ser substituído por outro condutor de maior capacidade. De acordo com a Tabela 3 e Tabela 4, o condutor de menor custo e que suportará a nova corrente será o AA2, com capacidade de 250 A (ou carregamento máximo de 165 A). Por fim, aplicando-se a Equação (17), o custo da substituição de Linha_51 será de R\$ 36.180. O mesmo processo é repetido para todas as linhas e no fim é somado, determinando C_t^{REC} .

Minimização de perdas técnicas

A segunda função objetivo são as perdas técnicas do alimentador. As Equações (18) e (19) definem método para o cálculo das perdas técnicas em um trecho do alimentador. Neste trabalho, será considerado apenas as perdas nas linhas, transformadores e reguladores ao longo do circuito, as demais serão desprezadas devido ao baixo valor em relação às perdas totais do alimentador. No trabalho de Alencar, Souza e Neves (2020) descreve as perdas de potência ativa no alimentador com n barras, visto que, deve obedecer ao princípio da superposição, logo, as perdas totais do circuito é a soma das perdas nos trechos, dada pela Equação (18):

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (18)$$

Em que:

ΔP : perdas de potência ativa do alimentador;

ΔP_i : perdas de potência ativa no trecho i do alimentador.

Já as perdas de potência ativa em um trecho genérico, é pela Equação (19):

$$\Delta P_i = R_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (19)$$

Em que:

R_i : resistência no trecho i calculado;

V_i : tensão da barra final do trecho do trecho i calculado;

P_i : fluxo de potência ativa no trecho i do alimentador;

Q_i : fluxo de potência reativa no trecho i do alimentador.

Escolha da melhor solução, *FoodFitness*

O problema proposto neste trabalho é solucionado como função multiobjetivo, conforme mencionado na seção 2.3.1, com duas funções objetivo, minimização de custos da expansão e minimização das perdas técnicas. Para selecionar a melhor solução do espaço de soluções dos objetivos, ótimo de Pareto, é proposto a aplicação do método das ε -restrições (ε -Constraint), definido por Cossi (2008).

A técnica proposta inicialmente por Chankong e Haimes (1983) considera um objetivo principal, mantendo os demais objetivos como funções constantes, limitando o espaço de soluções. Para este caso, mantém-se a função principal de minimização de custos, fixando a função objetivo de minimização de perdas técnicas. Sendo f_1 a função com maior prioridade de minimização, a Equação (20) formula o problema proposto em Cossi (2008).

$$\begin{aligned} \min y &= f(x) = \{f_1(x)\} \\ s. a \quad f_i(x) &\leq \varepsilon_i \\ i &= 2, \dots, k \\ x &\in S^* \end{aligned} \quad (20)$$

Em que:

ε_i : são os limitantes superiores dos objetivos $i, i = 2, \dots, k$;

$f_i(x)$: funções objetivo com menor importância do que a $f_1(x)$.

Os Teoremas abaixo, apresentados por Cossi (2008) definem o método aplicado na Equação (20):

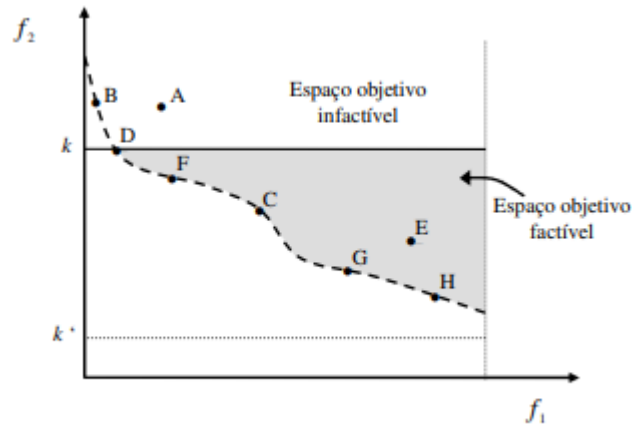
Definição 5 Se x^* é uma solução Pareto-ótimo para um problema multiobjetivo, então existem um inteiro $i = 1, \dots, k$ e reais $\varepsilon_j, j = 1, \dots, k$ e $i \neq j$, tais que x^* resolve o problema.

Definição 6 Se x^* é solução única do problema, para algum $i = 1, \dots, k$ e então, x^* é uma solução Pareto-ótima.

Definição 7 Se x^* é Pareto-ótima, então x^* resolve o problema $\forall i$.

Para ilustrar o comportamento do espaço de objetivos após fixar funções objetivo menos prioritárias, a Figura 10 ilustra um espaço de soluções, em que a reta $\varepsilon_2 = k$ limita f_2 dentro do espaço das soluções.

Figura 10 – Interpretação gráfica do método ε -restrições



Fonte: Adaptado de Cossi (2008, p.46)

Pela Figura 10, é necessário atentar a escolha da reta que limita o espaço de soluções para que o subespaço obtido pelas restrições não seja vazio. Ainda, pode-se fazer analogia ao problema deste trabalho, como f_2 sendo a função de minimização das perdas técnicas e f_1 a função de minimização dos custos da expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

Restrições do problema

Para produção de soluções factíveis que representam o problema é necessário um conjunto de restrições relativas ao sistema físico estudado. Estas restrições relacionadas ao cálculo do fluxo de potência são caracterizadas pelas Equações (21)-(30). Já as restrições relacionadas ao algoritmo *Dragonfly*, responsáveis pela minimização dos custos da expansão e perdas técnicas são expressas pelas Equações (31)-(32).

$$P_k^t(V, \delta) = V_k^t \sum_{m=1}^K V_m^t (G_{km} \cos \delta_{km}^t + B_{km} \sin \delta_{km}^t) \quad (21)$$

$$Q_k^t(V, \delta) = V_k^t \sum_{m=1}^K V_m^t (G_{km} \sin \delta_{km}^t - B_{km} \cos \delta_{km}^t) \quad (22)$$

$$P_k^t(V, \delta) = P_{gk}^t - P_{dk}^t + \Delta P_{dk}^t \quad (23)$$

$$Q_k^t(V, \delta) + Q_{sh,k}^t = Q_{gk}^t - Q_{dk}^t + \Delta Q_{dk}^t \quad (24)$$

$$S_{ij}^t = \sqrt{(P_{ij}^t)^2 + (Q_{ij}^t)^2} \quad (25)$$

$$V_k^{min} \leq V_k^t \leq V_k^{max} \quad (26)$$

$$S_{Lij}^{min} \leq S_{Lij}^t \leq S_{Lij}^{max} \quad (27)$$

$$P_{gk}^{min} \leq P_{gk}^t \leq P_{gk}^{max} \quad (28)$$

$$Q_{gk}^{min} \leq Q_{gk}^t \leq Q_{gk}^{max} \quad (29)$$

$$S_{dk}^{min} \leq S_{dk}^t \leq S_{dk}^{max} \quad (30)$$

$$X_i^{min} \leq X_i^j \leq X_i^{max} \quad (31)$$

$$SW_i = \rho, \forall \rho = 0 \text{ ou } 1 \quad (32)$$

Em que:

S_{Lij}^t : potência aparente que flui na linha L_{ij} no período t ;

S_{Lij}^{max} : potência aparente máxima que flui na linha L_{ij} no período t ;

S_{Lij}^{min} : potência aparente mínima que flui na linha L_{ij} no período t ;

V_k^{min} : mínima tensão na barra k ;

V_k^{max} : máxima tensão na barra k ;

V_k^t : tensão na barra k , no período t ;

P_{gk}^{min} : mínima potência ativa injetada na barra k ;

P_{gk}^{max} : máxima potência ativa injetada na barra k ;

P_{gk}^t : potência ativa injetada na barra k , no período t ;

Q_{gk}^{min} : mínima potência reativa injetada na barra k ;

- Q_{gk}^{max} : máxima potência reativa injetada na barra k ;
 Q_{gk}^t : potência reativa injetada na barra k , no período t ;
 P_{ij}^t : potência ativa que flui na linha L_{ij} , no período t ;
 Q_{ij}^t : potência reativa que flui na linha L_{ij} , no período t ;
 $P_k^t(V, \delta)$: injeção resultante de potência ativa em k , no período t ;
 $Q_k^t(V, \delta)$: injeção resultante de potência reativa em k , no período t ;
 δ_{km}^t : ângulo entre as barras k e m , no período t ;
 G_{km} : condutância série entre as barras k e m , no período t ;
 B_{km} : susceptância série entre as barras k e m , no período t ;
 P_{dk}^t : potência ativa da carga na barra k , no período t ;
 ΔP_{dk}^t : corte de carga na potência ativa da carga na barra k , no período t ;
 Q_{dk}^t : potência reativa da carga na barra k , no período t ;
 ΔQ_{dk}^t : corte de carga na potência reativa da carga na barra k , no período t ;
 $Q_{sh,k}^t$: potência reativa *shunt* na barra k , no período t ;
 S_{dk}^{min} : mínima potência aparente admitida na carga na barra k ;
 S_{dk}^{max} : máxima potência aparente admitida na carga na barra k ;
 S_{dk}^t : potência aparente da carga na barra k , no período t ;
 X_i^{min} : mínimo valor de posição aceitável da libélula i no espaço de solução;
 X_i^{max} : máximo valor da posição aceitável da libélula i no espaço de solução;
 X_i^j : j representa o enxame pertencente a libélula, i representa a libélula pertencente ao enxame, X_i^j representa a posição da libélula no espaço de busca;
 SW_i : estado da chave i , assumindo $\rho = 0$ para normalmente aberta (NA) ou $\rho = 1$ para o estado normalmente fechada (NF).

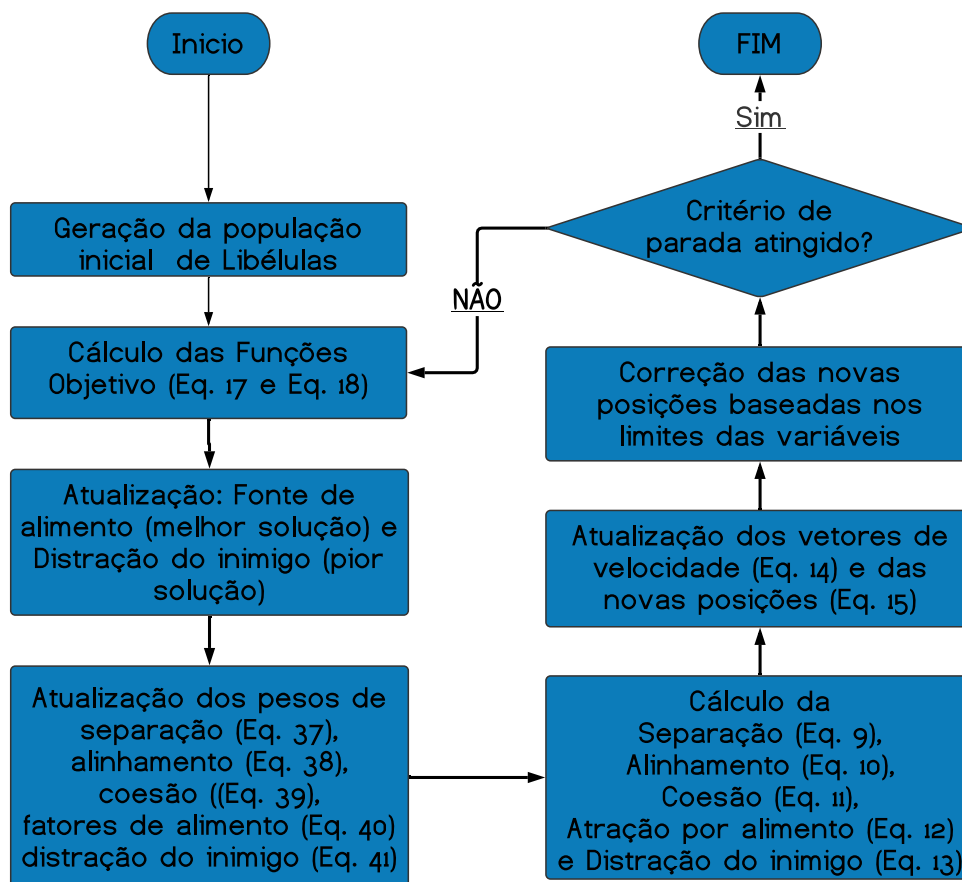
De acordo com Pinto (2018), as restrições das Equações (21)-(25) asseguram o equilíbrio entre geração, carga e fluxo de potência das linhas de distribuição. Já as restrições das Equações (26)-(30) garantem os limites de tensão e potência nas linhas sejam respeitados no cálculo do fluxo de potência. Por fim, as restrições das Equações (31)-(32) são alusivas à heurística aplicada. A restrição da Equação (30) garante que todas as cargas instaladas sejam atendidas, certificando que a potência entregue esteja dentro do limite imposto, descrito na seção 3.4.1. A Equação (31) certifica que o vetor posição das libélulas, denominado X_i^j mantenha-se dentro

de um limite determinado. Finalmente, a Equação (32) certifica que X_i^j seja binário após a transformação através de uma Sigmóide (transformação do vetor X_i^j para um vetor binário, que será detalhado na seção 3.4.1).

3.4 MODELAGEM E FUNCIONAMENTO DO *DRAGONFLY ALGORITHM*

O *Dragonfly* é definido como heurística recente na literatura, e neste trabalho será aplicado para buscar o ponto ótimo para minimização das perdas e custo da expansão. A técnica se baseia no comportamento social de um enxame de libélulas, que trabalham coletivamente para encontrar uma solução ótima dentro de um espaço de busca, em que cada libélula caminha para o ponto de mínimo global, guiadas pelos parâmetros descritos na seção 2.6. A Figura 11 demonstra de forma resumida o funcionamento do algoritmo.

Figura 11 – Fluxograma simplificado do algoritmo proposto



Fonte: Adaptado de Mirjalili (2016)

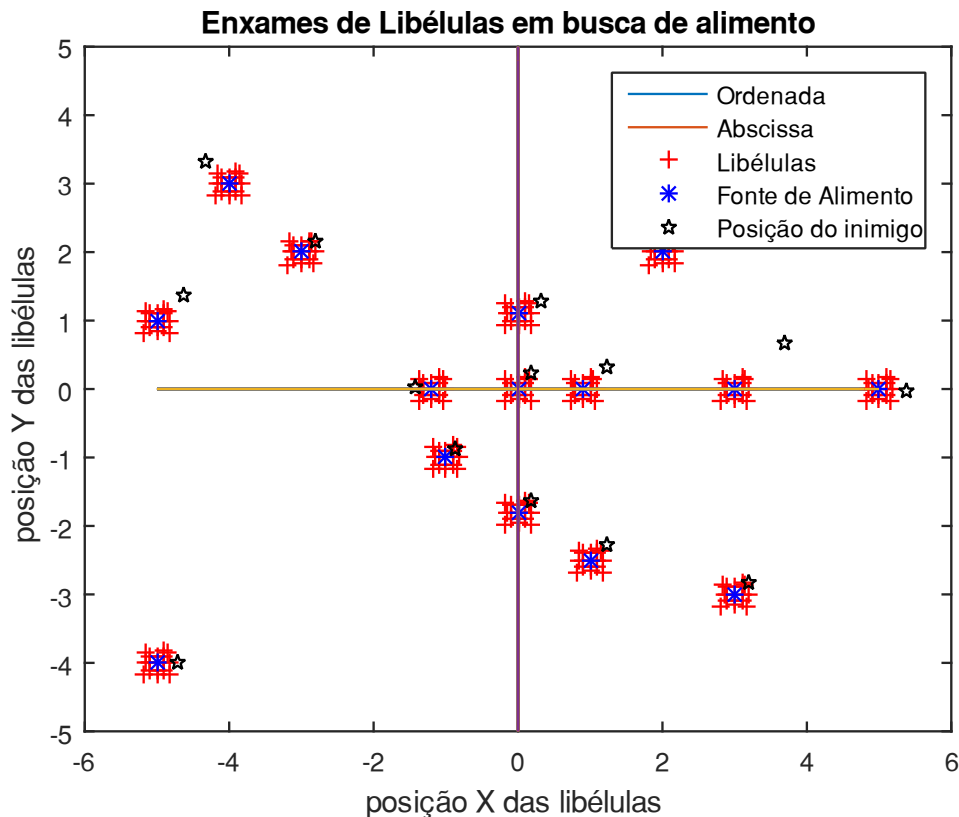
Inicialmente, é necessário definir quais as variáveis que envolvem o problema. No estudo de reconfiguração de uma rede, o estado das chaves é determinado como a variável de decisão do problema. Sendo assim, o estado das chaves (aberto ou fechado), impacta nas grandezas de interesse, como: tensão nas barras, corrente das linhas, perdas técnicas e potência da subestação. Logo, o algoritmo *Dragonfly* determinará qual é a configuração das chaves presentes no alimentador de forma que minimize os custos da expansão e as perdas técnicas.

Assim como descrito na seção 2.6, as libélulas, como um enxame estático, caminham em pequenos grupos e sobrevoam uma região com intuito de encontrar presas voadoras. Aplicando ao caso de reconfiguração do alimentador, cada libélula representa uma chave presente na rede teste IEEE 123 barras, apresentado na Figura 9.

Em vista disso, para o caso deste trabalho, X_i^0 equivale ao enxame de libélulas que caminhará sobre um espaço de busca para encontrar o estado da chave (aberto ou fechado) SW_0 , que minimize os custos da expansão e perdas técnicas. Da mesma forma, X_i^1 simboliza o enxame de libélulas que caminham para encontrar o estado da chave SW_1 que minimiza os custos da expansão e perdas técnicas. Para as demais chaves o processo é análogo. A Figura 12 demonstra 16 enxames de libélulas (representando as chaves do alimentador) com $N_{libélulas}$ que se locomovem para um ponto de mínimo, com intuito de encontrar o melhor estado para uma chave SW_i . Vale ressaltar que a Figura 12 representa uma imagem estática, ou seja, as posições de fonte de comida e posição do inimigo se alteram de acordo com as iterações e os valores de custo mínimo e perdas técnicas calculadas pela *fitness*.

Assim, para o problema deste trabalho, tem-se 16 possíveis chaveamentos, ou seja, o problema é composto por 16 enxames de libélulas (relativo a 16 chaves que o alimentador possui) e cada enxame é dotado com $N_{libélulas}$ que avançam para um ponto do espaço que representa o estado da chave que acarreta no menor custo global, cada enxame de libélulas caminha para encontrar a melhor posição de cada chave. A princípio, os estados das chaves são valores reais e apenas ao encontrar a melhor posição é discretizado através de uma Sigmóide, para configuração do alimentador, esta etapa será explicitada com mais detalhes nos próximos tópicos. Por fim, a Figura 12 representa uma iteração do algoritmo.

Figura 12 – Enxame de libélulas que avançam para uma solução ótima na iteração i



Fonte: Próprio Autor

3.4.1 Geração aleatória da população inicial de libélulas

A parte inicial do algoritmo, conforme a Figura 11, é a geração da população inicial e vetor de passo. Para isto, foi considerado inicialmente que as libélulas estão dispostas de forma aleatória no espaço de busca. Os valores de posição das libélulas são escolhidos de forma aleatória em um intervalo de $-X_{min} \leq X_i^j \leq X_{max}$, em que cada posição representa o estado da chave SW_i , pertencente a libélula X_i^j , recebendo valores aleatórios dentro do intervalo determinado. Este processo é feito para todas as $N_{libélulas}$ dos 16 enxames, equivalente as 16 chaves do alimentador, que podem ser ativadas ou desativadas.

Complementarmente, nesta etapa também é executada a inicialização do vetor velocidade das libélulas, que recebe valores aleatórios dentro de um intervalo $\frac{X_{min}}{10} \leq \Delta X_i^j \leq \frac{X_{max}}{10}$. A relação de $\frac{1}{10}$ foi escolhida de forma sensível, de acordo com o desempenho do algoritmo e soluções encontradas. Por fim, a Tabela 5 e a Tabela 6 ilustram a forma em que as matrizes de população inicial de libélulas e suas respectivas velocidades (vetor de passo) assumem.

Tabela 5 – Geração da população inicial de 6 libélulas

Geração da população inicial das libélulas						
Chaves Libélulas	SW_0	SW_1	SW_2	...	SW_{14}	SW_{15}
X_0^j	X_0^0	X_0^1	X_0^2	...	X_0^{14}	X_0^{15}
X_1^j	X_1^0	X_1^1	X_1^2	...	X_1^{14}	X_1^{15}
X_2^j	X_2^0	X_2^1	X_2^2	...	X_2^{14}	X_2^{15}
X_3^j	X_3^0	X_3^1	X_3^2	...	X_3^{14}	X_3^{15}
X_4^j	X_4^0	X_4^1	X_4^2	...	X_4^{14}	X_4^{15}
X_5^j	X_5^0	X_5^1	X_5^2	...	X_5^{14}	X_5^{15}
X_6^j	X_6^0	X_6^1	X_6^2	...	X_6^{14}	X_6^{15}

Fonte: Próprio Autor

Tabela 6 – Geração do vetor de velocidade das libélulas

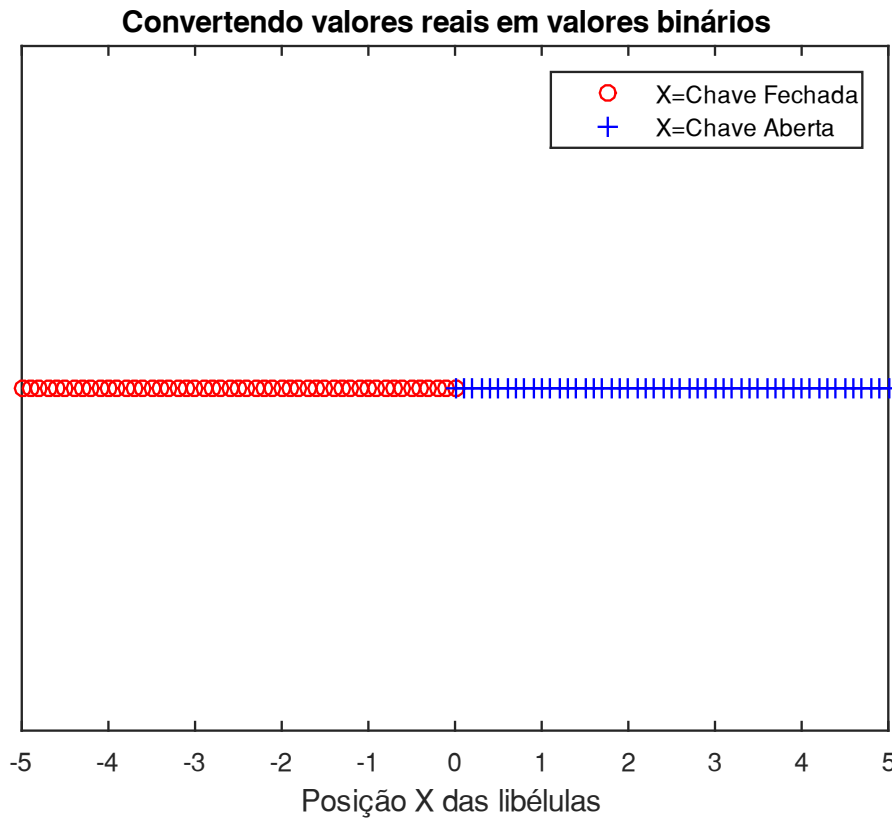
Geração do vetor de passo das libélulas						
Chaves Libélulas	SW_0	SW_1	SW_2	...	SW_{14}	SW_{15}
ΔX_0^j	ΔX_0^0	ΔX_0^1	ΔX_0^2	...	ΔX_0^{14}	ΔX_0^{15}
ΔX_1^j	ΔX_1^0	ΔX_1^1	ΔX_1^2	...	ΔX_1^{14}	ΔX_1^{15}
ΔX_2^j	ΔX_2^0	ΔX_2^1	ΔX_2^2	...	ΔX_2^{14}	ΔX_2^{15}
ΔX_3^j	ΔX_3^0	ΔX_3^1	ΔX_3^2	...	ΔX_3^{14}	ΔX_3^{15}
ΔX_4^j	ΔX_4^0	ΔX_4^1	ΔX_4^2	...	ΔX_4^{14}	ΔX_4^{15}
ΔX_5^j	ΔX_5^0	ΔX_5^1	ΔX_5^2	...	ΔX_5^{14}	ΔX_5^{15}
ΔX_6^j	ΔX_6^0	ΔX_6^1	ΔX_6^2	...	ΔX_6^{14}	ΔX_6^{15}

Fonte: Próprio Autor

A Tabela 5 retrata a forma que os enxames de libélulas são representados. O enxame de libélulas em busca da melhor solução global para a chave SW_0 é $X_0^0, X_1^0, \dots, X_5^0$. Já para o enxame em busca da melhor solução para chave SW_1 é $X_0^1, X_1^1, \dots, X_5^1$, e assim por diante. Portanto, as colunas da Tabela 5 simbolizam os enxames e as linhas simbolizam a libélula pertencente àquele enxame.

Adicionalmente, as posições das libélulas foram limitadas entre -5 e +5, facilitando a funcionalidade do algoritmo. As restrições de posição máxima ($X_{max} = +5$) e posição mínima ($X_{min} = -5$) foram escolhidas com base nas variações do vetor de passo e que facilite a convergência do algoritmo. Logo, o vetor de passo assume valores menores do que |5|, para condicionar a troca de estados das chaves. Assim, a Figura 13 apresenta o processo de transformação das posições das libélulas em estado das chaves (aberto ou fechado).

Figura 13 – Conversão das posições das libélulas em estados das chaves



Fonte: Próprio Autor

Como o *Dragonfly* foi elaborado para solucionar problemas com variáveis contínuas, e o objetivo deste trabalho é determinar o estado de uma chave, aberto (0) ou fechado (1), foi necessário discretizar a posição de mínimo global encontrada pelo algoritmo, determinando o estado das chaves e finalmente a melhor configuração do alimentador. De acordo com a Figura 13, para valores de posição $X_i^j > 0$, as chaves seccionadoras assumem o estado NA (Normalmente Aberto); para valores de posição $X_i^j \leq 0$ as chaves seccionadoras assumem o estado NF (Normalmente Fechado). A Equação (33) é a formulação apresentadas para conversão dos valores reais em variáveis binárias:

$$SW_i = \begin{cases} 0, & \text{se } X_i^j > 0 \\ 1, & \text{se } X_i^j \leq 0 \end{cases} \quad (33)$$

Em que:

X_i^j : valor contínuo da posição da libélula;

SW_i : estado da chave i.

Para exemplificar, seja $best_conf$ a melhor configuração encontrada pelo algoritmo no final do processo e supondo que os valores contínuos do vetor são $best_conf = [+5, +4, 3, +2, 1, +5, -4, -3, 1, +1, 1, -3, 5, -4, 8, -2, -3, 1, +5, -5, -3, 9, -1, +4]$. Por fim, aplicando a Equação (33) em $best_conf$, tem-se como resultado a seguinte configuração do alimentador $best_conf_bin = [1, 1, 1, 1, 0, 0, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0, 0, 0, 1]$. Logo, as chaves SW_0 , SW_1 , SW_2 , SW_3 , SW_6 , SW_{11} e SW_{15} foram escolhidas para ficar como fechadas e as demais ficam no estado aberto.

3.4.2 Atualização dos coeficientes separação (s), alinhamento (a), coesão (c), atração por comida (f), distração dos inimigos (e) e inércia (w)

A atualização dos pesos determina o grau de importância sobre o cálculo da Separação, Alinhamento, Coesão, Atração por Comida, Distração dos Inimigos e Inércia, interferindo também no cálculo da velocidade das libélulas dentro de cada enxame que, por sua vez, implica na alteração das posições das libélulas no espaço de busca. Em vista disso, os modelos para o cálculo dos coeficientes, adaptados do trabalho de Marfaja e outros, (2017), Mirjalili (2016) e Mirjalili (2021), seguem conforme as Equações (34)-(40):

$$w(i) = 0,9 - i \cdot \frac{1}{2 \cdot N_{iterações}} \quad (34)$$

$$M(i) = 0,1 - i \cdot \frac{0,1}{\frac{N_{iterações}}{2}} \quad (35)$$

$$s(M) = \begin{cases} p \cdot M(i) \cdot rand(0,1), & \text{se } i < \frac{3}{4} \cdot N_{iterações} \\ \frac{M(i)}{i}, & \text{se } i \geq \frac{3}{4} \cdot N_{iterações} \end{cases} \quad (36)$$

$$a(M) = \begin{cases} p \cdot M(i) \cdot rand(0,1), & \text{se } i < \frac{3}{4} \cdot N_{iterações} \\ \frac{M(i)}{i}, & \text{se } i \geq \frac{3}{4} \cdot N_{iterações} \end{cases} \quad (37)$$

$$c(M) = \begin{cases} p \cdot M(i) \cdot rand(0,1), & \text{se } i < \frac{3}{4} \cdot N_{iterações} \\ \frac{M(i)}{i}, & \text{se } i \geq \frac{3}{4} \cdot N_{iterações} \end{cases} \quad (38)$$

$$f = p_{food} \cdot rand(0,1) \quad (39)$$

$$e(M) = \begin{cases} M(i), & \text{se } i < \frac{3}{4} \cdot N_{\text{iterações}} \\ \frac{M(i)}{i}, & \text{se } i \geq \frac{3}{4} \cdot N_{\text{iterações}} \end{cases} \quad (40)$$

Em que:

i : representa a iteração atual;

$N_{\text{iterações}}$: Número máximo de iterações pré-definido;

$w(i)$: coeficiente de inércia;

$M(i)$: função linear de transformação;

$s(M)$: coeficiente de separação;

$a(M)$: coeficiente de alinhamento;

$c(M)$: coeficiente de coesão;

$f(M)$: coeficiente de atração por comida;

$e(M)$: coeficiente de distração dos inimigos;

p : peso que define a importância do coeficiente no cálculo de ΔX_i^j ;

p_{food} : peso que define a importância do coeficiente no cálculo de ΔX_i^j ;

$rand(0,1)$: número aleatório entre 0 e 1;

Portanto, observa-se pelas Equações (34)-(40) que os pesos se alteram em função das iterações, do mesmo modo que, esses pesos decrescem com o aumento das iterações. O fato é que, à medida que as iterações aumentam, o algoritmo tende a assumir seu melhor valor, que por sua vez, os pesos adquirem valores menores e as libélulas começam a caminhar de forma mais lenta para um ponto ótimo; para o caso deste trabalho, os resultados assumem um menor custo de expansão e perdas técnicas.

3.4.3 Cálculo da Separação (S), Alinhamento (A), Coesão (C), Atração por Comida (F), Distração do Inimigo (E)

Nesta etapa, o algoritmo executa o cálculo dos parâmetros de Separação, Alinhamento, Coesão, Atração por Comida, Distração do Inimigo, para atualização do vetor de passo. Dito isso, para cada enxame X_i^j , com $i = 0, 1, \dots, N_{\text{libélulas}}$ e $j = 0, \dots, 15$, aplica-se as Equações (9)-(13) e o resultado das Equações é aplicado na Equação (14). Finalmente, com o valor de ΔX_i^j encontrado é possível computar a nova posição das libélulas através da Equação (15), consequentemente,

executar a atualização da posição das libélulas no espaço de busca. Esta etapa é repetida para todas as libélulas do enxame e para todos os 16 enxames presentes no algoritmo.

3.4.4 Cálculo das Funções Objetivo

As funções objetivo devem ser capazes de quantificar o custo total da expansão e perdas técnicas para cada configuração encontrada pelos enxames de libélulas (por exemplo, para cada linha da Tabela 5). Visto que as linhas da Tabela 5 formam possíveis configurações do alimentador que minimize o problema, o algoritmo faz o cálculo do fluxo de potência para cada linha da Tabela 5, retornando o custo da expansão e as perdas técnicas, dentro das restrições impostas pelas Equações (21)-(32). Portanto, para reconfigurar o alimentador toma-se os resultados de posições encontradas para cada enxame. Assim, as configurações do alimentador assumem as posições das colunas, portanto, uma configuração i encontrada pelo algoritmo é representada pela seguinte Equação (41):

$$config(i) = [X_i^0 \ X_i^1 \ X_i^2 \ X_i^3 \ X_i^4 \ X_i^5 \ X_i^6 \ X_i^7 \ X_i^8 \ X_i^9 \ X_i^{10} \ X_i^{11} \ X_i^{12} \ X_i^{13} \ X_i^{14} \ X_i^{15}] \quad (41)$$

Fonte: Próprio Autor

Após tomar a configuração i , este modelo é assumido pelo alimentador IEEE 123 barras e é executado o cálculo do fluxo de potência pelo *software OpenDSS*. Isto posto, o *software* retorna variáveis como: corrente nas linhas, tensões nas barras, perdas técnicas nos elementos do alimentador, potência da subestação, etc. Com os dados das correntes nas linhas, é possível calcular o carregamento em cada linha. Assim como no trabalho de Muller e Donadel (2021), o modelo para o cálculo do carregamento de corrente nas linhas é dado pela Equação (42).

$$\%Carregamento_{linha,i} = \frac{I_{linha}^{medida}}{I_{condutor}^{max}} \cdot 100 \quad (42)$$

Em que:

$\%Carregamento_{linha,i}$: percentual de carregamento de corrente na linha i ;

I_{linha}^{medida} : corrente medida na linha i ;

$I_{condutor}^{max}$: ampacidade do condutor instalado na linha i ;

Na próxima etapa, caso o condutor exceda o carregamento de 66%, é substituição por outro condutor de maior capacidade ou construída uma nova linha em paralelo a linha existente. Por conseguinte, é calculado o custo de recondutoramento ou construção de uma nova linha. Finalmente, cada configuração terá um custo de expansão e uma perda técnica associados.

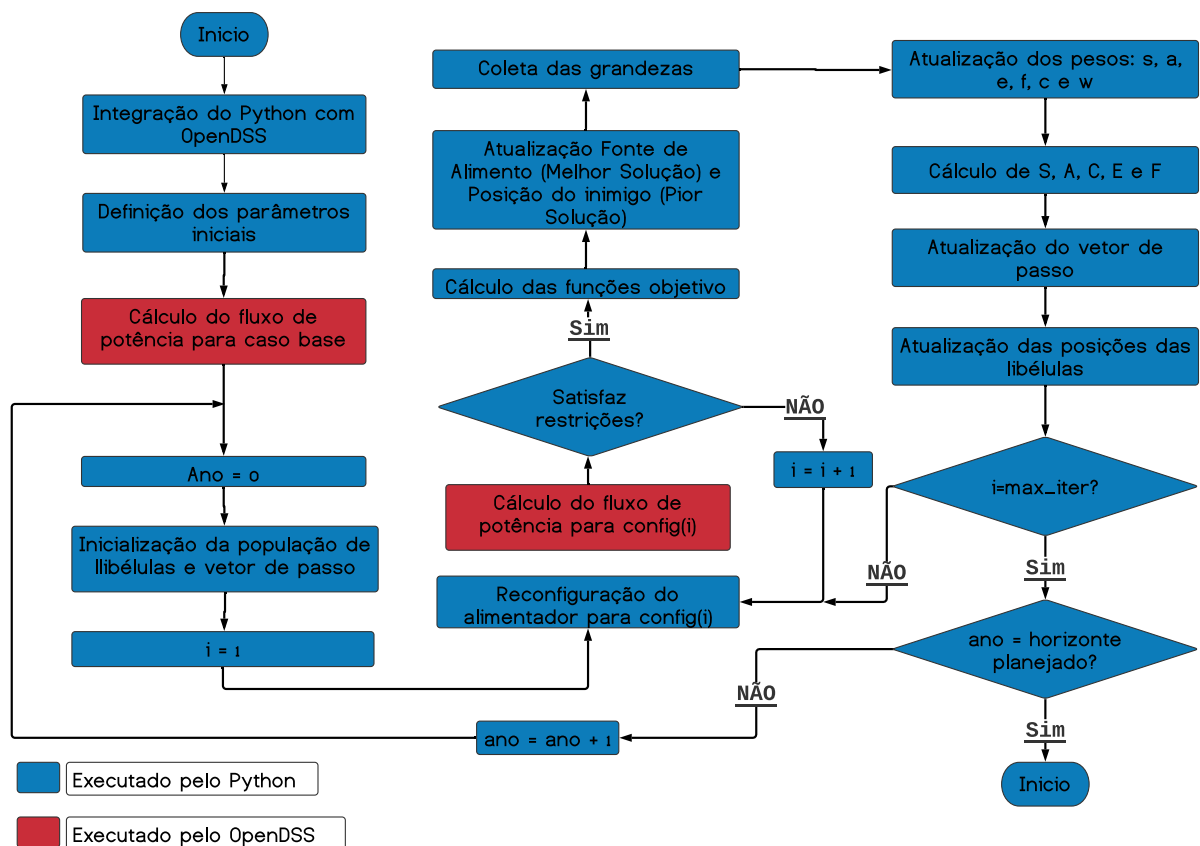
As soluções das configurações formam o espaço de solução apresentado no capítulo 2.3.1.1, o resultado que exprimir o menor custo e perda técnica será escolhida, intitulada de *Pareto ótimo*, seguindo o modelo apresentado na Figura 6. Ainda, os melhores valores de custo da expansão e de perdas técnicas são chamados de *Food_Fitness*, Já a configuração da melhor solução é denominada de *Food_Pos*, que são os estados das chaves de minimização do problema. Analogamente, a configuração que levou a obter maiores valores de custos e perdas é denominado de *Enemy_Pos*, e seus valores são chamados de *Enemy_Fitness*.

Por fim, após a execução do algoritmo para as $N_{libélulas}$ dos enxames, adota-se a melhor configuração para o ano atual e é efetuada a reconfiguração do sistema. Os condutores que excederam sua capacidade são substituídos. Como última etapa do estágio da expansão, é executada a expansão do alimentador de acordo com o plano de expansão da seção 3.2.1, e assim, executado todo processo para o próximo estágio de expansão até o total de anos definido como horizonte de planejamento. A Figura 14 é o fluxograma detalhado do algoritmo em funcionamento.

Inicialmente, a integração do *OpenDSS* e o *Python* (Ver Apêndice B e Apêndice C), posteriormente a definição dos parâmetros iniciais, tais como, número de libélulas em cada enxame, o carregamento máximo permitido em cada linha, número máximo de iterações (como critério de parada), horizonte de planejamento, máxima perda técnica admitida, X_{min} e X_{max} . Na próxima etapa é feito o cálculo do fluxo de potência para o caso base, e os dados de tensão, corrente, potência do IEEE 123 barras são armazenados. Ao adentrar no *Dragonfly*, a primeira etapa é a inicialização da população inicial de cada enxame e seus respectivos vetores de passo, com o número de libélulas determinado nos parâmetros iniciais. Posteriormente, cada libélula do enxame recebe uma posição, determinando as possíveis configurações iniciais do alimentador. Determinado as configurações, é feita a avaliação através da função objetivo e coleta das grandezas como custo da expansão e perdas técnicas. Após isto, é feita a atualização da fonte de comida (melhor solução) e a posição do inimigo (pior solução) e executado o cálculo dos pesos. Na próxima etapa do fluxograma é feito o cálculo da Separação, Alinhamento, Coesão, Atração por Comida e Distração do Inimigo. Com os dados calculados é possível

determinar o vetor de passo e a atualização da posição das libélulas. Por conseguinte, após a atualização das posições das libélulas, novas configurações surgem, bem como, novos valores de custo e perdas. A melhor configuração de cada ano e as grandezas atreladas a esta configuração são coletadas, determinando então o plano de expansão de cada ano (ou cada estágio). Ao fim dos estágios, o algoritmo é finalizado, tendo como solução as melhores configurações para cada ano e os menores custos da expansão e perdas técnicas. A Figura 14 apresenta o fluxograma detalhado da metodologia proposta.

Figura 14 – Fluxograma detalhado da metodologia proposta



Fonte: Próprio Autor

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O modelo elaborado no capítulo 3 foi aplicada ao caso do alimentador IEEE 123 barras adaptado, ilustrado pela Figura 9. Os resultados são apresentados neste capítulo. Os resultados obtidos do plano da expansão do IEEE 123 barras, no qual a heurística *Dragonfly Algorithm* executa uma reconfiguração ótima para minimizar os custos e as perdas técnicas. O sistema teste com reconfiguração é denominado Sistema Teste com Reconfiguração (STR), e serão comparados com um plano da expansão do alimentador IEEE 123 barras sem reconfiguração, chamado de Sistema Teste Original (STO). Vale ressaltar que, os planos da expansão se distinguem apenas pela reconfiguração ótima através do *Dragonfly Algorithm*.

4.1 PLANO DE EXPANSÃO PARA SISTEMA TESTE ORIGINAL (STO)

O processo de planejamento executado para o STO, é elaborado de modo que sua carga seja expandida 7% por ano sem possibilidade de reconfiguração. A configuração da rede IEEE 123 barras em sua topologia original é SW_0 , SW_1 , SW_2 , SW_3 e SW_4 (Figura 9) normalmente fechadas, as demais chaves estão abertas e sem possibilidade de troca de estado. Assim, com a configuração das chaves fixa, é simulado toda a rede com *OpenDSS* integrado ao *Python*, calculando o fluxo de potência do STO para cada ano da expansão e retornando as grandezas como: tensão nas barras, corrente das linhas, potência nos elementos, perdas nos elementos, dentre outras. O processo de planejamento do sistema STO é executado em multiestágios, dentro do horizonte de planejamento estabelecido. A Tabela 7 apresenta a potência nas cargas em cada ano da expansão; estes valores são aplicáveis para o STO e para STR. A Tabela 7 é mostrada abaixo:

Tabela 7 – Potência Aparente das cargas do IEEE 123 barras

Nome Carga	S (kVA)						Fator de Potência
Ano	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	-
s1a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s2b	22,48	24,05	25,74	27,54	29,47	31,53	0,89
s4c	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s5c	23,26	24,89	26,63	28,49	30,49	32,62	0,89
s6c	48,30	51,68	55,30	59,17	63,31	67,74	0,89
s7a	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s9a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s10a	22,49	24,06	25,75	27,55	29,48	31,54	0,89
s11a	45,21	48,37	51,76	55,38	59,26	63,41	0,89

s12b	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s16c	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s17c	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s19a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s20a	44,28	47,38	50,70	54,24	58,04	62,10	0,89
s22b	48,12	51,49	55,09	58,95	63,08	67,49	0,89
s24c	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s28a	44,29	47,39	50,71	54,26	58,06	62,12	0,89
s29a	43,85	46,92	50,20	53,72	57,48	61,50	0,89
s30c	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s31c	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s32c	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s33a	44,75	47,88	51,23	54,82	58,66	62,76	0,89
s34c	46,58	49,84	53,33	57,06	61,06	65,33	0,89
s35a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s37a	43,57	46,62	49,88	53,38	57,11	61,11	0,89
s38b	23,14	24,76	26,49	28,35	30,33	32,46	0,89
s39b	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s41c	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s42a	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s43b	47,52	50,85	54,41	58,21	62,29	66,65	0,89
s45a	21,98	23,52	25,16	26,93	28,81	30,83	0,89
s46a	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s47	129,71	138,79	148,50	158,90	170,02	181,92	0,81
s48	260,71	278,96	298,49	319,38	341,74	365,66	0,81
s49a	43,01	46,02	49,24	52,69	56,38	60,32	0,81
s49b	86,02	92,04	98,48	105,38	112,75	120,65	0,81
s49c	40,31	43,13	46,15	49,38	52,84	56,54	0,87
s50c	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s51a	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s52a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s53a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s55a	21,89	23,42	25,06	26,82	28,69	30,70	0,89
s56b	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s58b	23,14	24,76	26,49	28,35	30,33	32,46	0,89
s59b	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s60a	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s62c	44,36	47,47	50,79	54,34	58,15	62,22	0,89
s63a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s64b	84,64	90,56	96,90	103,69	110,95	118,71	0,91
s65a	41,73	44,65	47,78	51,12	54,70	58,53	0,81
s65b	43,58	46,63	49,89	53,39	57,12	61,12	0,81
s65c	83,69	89,55	95,82	102,52	109,70	117,38	0,81
s66c	82,77	88,56	94,76	101,40	108,49	116,09	0,91
s68a	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s69a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89

s70a	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s71a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s73c	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s74c	46,55	49,81	53,30	57,03	61,02	65,29	0,89
s75c	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s76a	134,88	144,32	154,42	165,23	176,80	189,18	0,80
s76b	88,71	94,92	101,56	108,67	116,28	124,42	0,81
s76c	89,24	95,49	102,17	109,32	116,98	125,16	0,81
s77b	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s79a	47,60	50,93	54,50	58,31	62,39	66,76	0,89
s80b	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s82a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s83c	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s84c	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s85c	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s86b	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s87b	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s88a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s90b	46,12	49,35	52,80	56,50	60,45	64,69	0,89
s92c	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s94a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s95b	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s96b	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s98a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s99b	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s100c	46,91	50,19	53,71	57,47	61,49	65,79	0,89
s102c	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s103c	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s104c	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s106b	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s107b	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s109a	44,72	47,85	51,20	54,78	58,62	62,72	0,89
s111a	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
s112a	22,72	24,31	26,01	27,83	29,78	31,87	0,89
s113a	45,91	49,12	52,56	56,24	60,18	64,39	0,89
s114a	22,36	23,93	25,60	27,39	29,31	31,36	0,89
$S_{total}(kVA)$	4024,62	4306,34	4607,79	4930,33	5275,46	5644,74	

Fonte: Próprio Autor

As colunas 2 a 7 da Tabela 7 mostram a potência aparente das cargas conectadas ao alimentador no ano 0 (sem expansão) ao ano 5. Para este projeto, foi considerado que a potência aparente é expandida e o fator de potência não é alterado dentro do horizonte de planejamento. De acordo com a Tabela 7, em 5 anos as cargas adquirem um aumento de 35% em relação ao primeiro ano e o aumento da potência aparente total de 1,62 MVA. Assim, o aumento da potência nas cargas

traz impactos na rede, como linhas que excedem o limite de carregamento estabelecido pela Equação (42) e até mesmo o limite térmico do condutor. Diante do exposto, é necessário um replanejamento da rede, afim de evitar problemas de confiabilidade e qualidade da energia por não suprimento da energia elétrica necessária e a qualidade estabelecida pela ANEEL.

O planejamento da rede é denominado de Plano de Obras, que é mostrado na Tabela 8. Na Tabela 8, B1 e B2 são as barras de conexão da linha, o número de fases que a linha é identificado como: [Nomebarra].[faseA].[faseB].[faseC]; ℓ é o comprimento da linha; R é o condutor utilizado para recondutoramento da linha; NL é o condutor utilizado para construção de uma nova linha; I_{max} é a capacidade máxima da linha após a execução do Plano de Obras; Plano é a identificação da obra no projeto apresentado na Figura 15, Figura 16 e Figura 17; B1 é o barramento inicial da linha e B2 é o barramento final da linha; Custo apresenta o valor total gasto para repotencialização do trecho. Vale ressaltar que as linhas que não possuem modificação ou que não excederam o limite de carregamento estabelecido no Plano de Expansão (66% da capacidade do cabo), não foram modificadas. Segue abaixo a Tabela 8 com os dados do Plano de Obras para o STO.

Tabela 8 – Plano de Obras para STO

PLANO DE OBRAS STO										
Ano	Estágios	Linha	B1	B2	ℓ (km)	R	NL	$I_{max}(A)$	Plano	Custo (10 ³ R\$)
0	1º Estágio Execução	1115	149.1.2.3	1.1.2.3	0,6437	AA7	AA6	1390	1A	161,70
		13	1.1.2.3	7.1.2.3	0,4828	AA7	AA6	1390	1B	121,20
		17	7.1.2.3	8.1.2.3	0,3219	AA7	AA6	1390	1C	80,80
		110	8.1.2.3	13.1.2.3	0,4828	-	AA7	1290	1D	103,00
		1116	152.1.2.3	52.1.2.3	0,6437	AA7	-	790	1E	77,80
1	2º Estágio Execução	152	52.1.2.3	53.1.2.3	0,3219	AA7	-	790	2A	38,90
2	3º Estágio Execução	153	53.1.2.3	54.1.2.3	0,2012	AA7	-	790	3A	24,30
		155	54.1.2.3	57.1.2.3	0,5633	AA7	-	790	3B	68,10
		158	57.1.2.3	60.1.2.3	1,2070	AA7	-	790	3C	146,00
-	Nº de Estágios	Nº Linhas Reforçadas	-	-	Linhas Reforçadas (km)	Nº Linhas Recondutoradas	Nº Linhas Construídas	-	-	Custo Total (10 ³ R\$)
	3	9			18,9	8	4			821,80

Fonte: Próprio Autor

De acordo com a Tabela 8, o Plano de Obras para o STO foi executado em 3 estágios. Para o ano 0 (antes da expansão) já houve a necessidade de repotencializar linhas do alimentador. Sendo assim, nas obras do 1º estágio de planejamento, as linhas 1115, 13, 17, 110 e 1116 necessitaram de recondutoramento e construção de uma nova linha (Plano 1A, 1B e 1C ou R+NL), aumentando capacidade do trecho de 500 A para 1390 A. Já a linha 110 careceu de uma construção de uma nova linha em paralelo a existente para suportar o carregamento de corrente (plano 1D), aumentando capacidade do trecho de 500 A para 1290 A. Por fim, a linha 1116 precisou de um recondutoramento (Plano 1E), aumentando sua capacidade de 500 A para 790 A. As obras do 1º estágio totalizam um custo de expansão o de R\$ 544,5 mil e 12,06 km de linhas repotencializada.

No 2º estágio de planejamento, que ocorre após a primeira expansão do alimentador (ver expansão das cargas do ano 1 da Tabela 7) apenas a linha 152 necessitou de ser reconduzida (Plano 2A), totalizando um custo de R\$ 38,9 mil e 0,96 km de linha repotencializada.

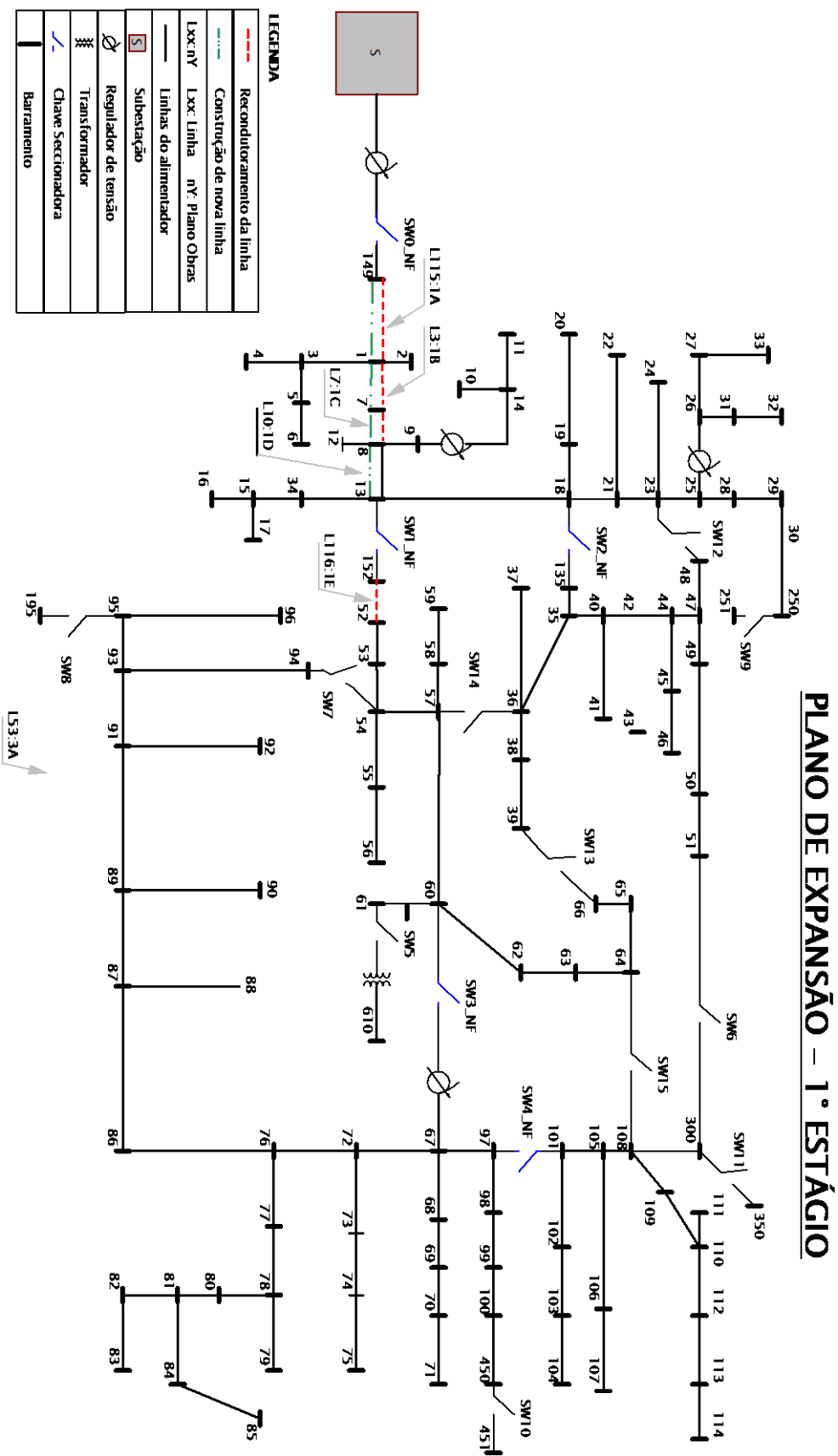
Por último, no 3º estágio de planejamento, as linhas 153, 155 e 158 careceram de reforço, necessitando de recondutoramento (Plano 3A, 3B e 3C), aumentando a capacidade dos trechos de 500 A para 790 A. O custo total das obras para o 3º estágio foi de R\$ 238,4 mil e 5,91 km de linhas reconduzidas.

Por fim, o custo total da expansão para o STO foi de R\$ 821,8 mil e 18,91 km de linhas repotencializada. Vale enfatizar que as linhas que não foram alteradas no Plano de Obras mantiveram seus condutores originais, não acrescentando custo algum no horizonte de 5 anos.

Os projetos para execução do Plano de Obras são ilustrados pela Figura 15, Figura 16 e Figura 17. Assim, as chaves seccionadoras $SW_i = 1 \forall i = \{0, 1, \dots, 4\}$ e $SW_j = 0 \forall j = \{5, 6, \dots, 15\}$ (ver Figura 15, Figura 16 e Figura 17). A nomenclatura SW_NF após o nome da chave é para reforçar que o estado da chave indicada está fechado, as demais estão abertas sem possibilidade de troca de estado. A Figura 15, Figura 16 e Figura 17 demonstram os projetos para aplicação do Plano de Obras dos estágios de execução. Nestes projetos, são apresentados os diagramas unifilares de todo alimentador, bem como as linhas que devem ser instaladas ou substituídas.

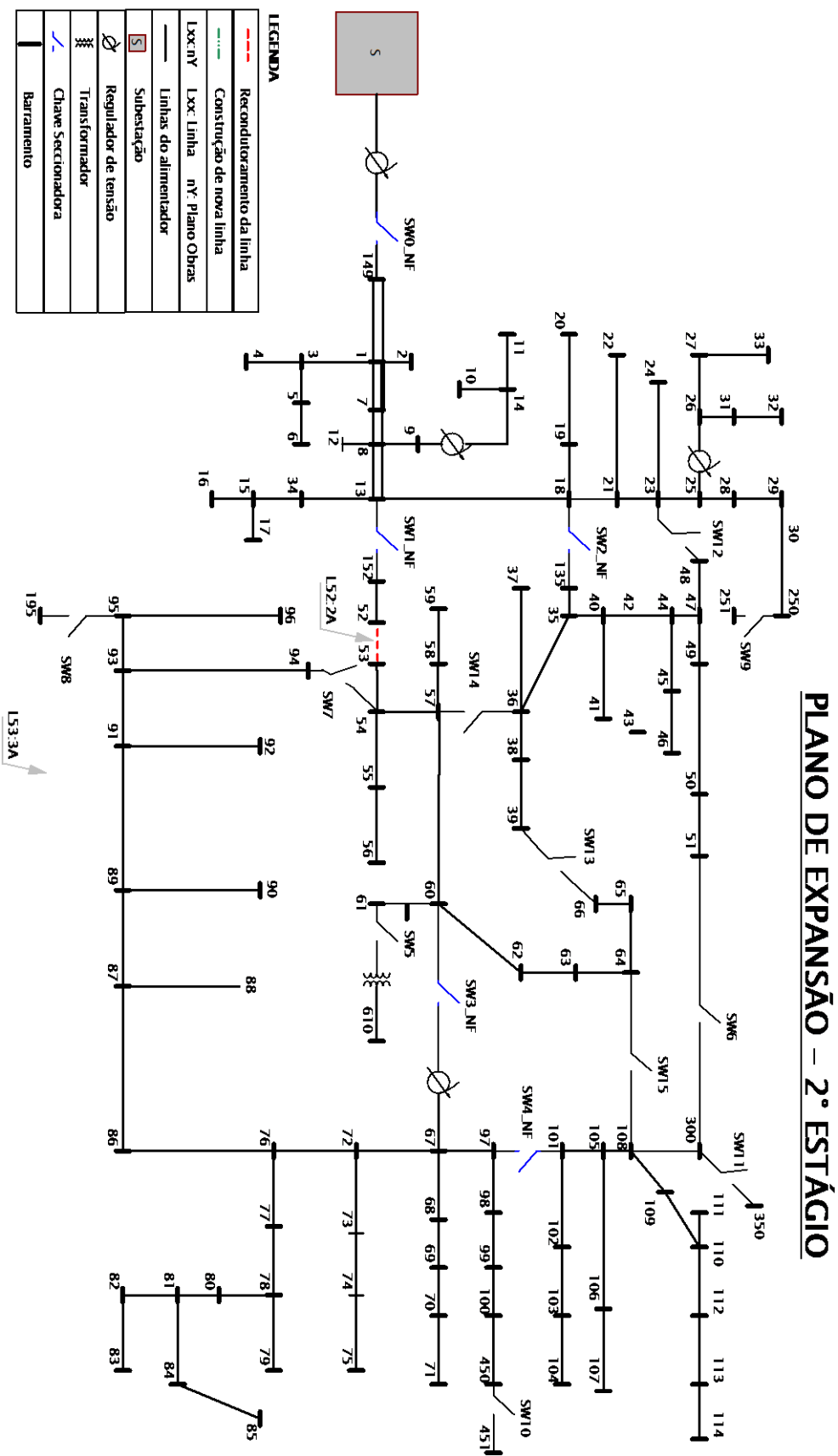
Em suma, o Plano de Obras do STO é resultado do projeto de execução (Figura 15, Figura 16 e Figura 17) em conjunto com a Tabela 8, ou seja, a execução é efetuada utilizando ambos. A Tabela 8 indica qual plano será executado e o local de aplicação. A Figura 15, Figura 16 e Figura 17 são apresentadas abaixo:

Figura 15 – Projeto para execução do 1º estágio do Plano de Obras do STO



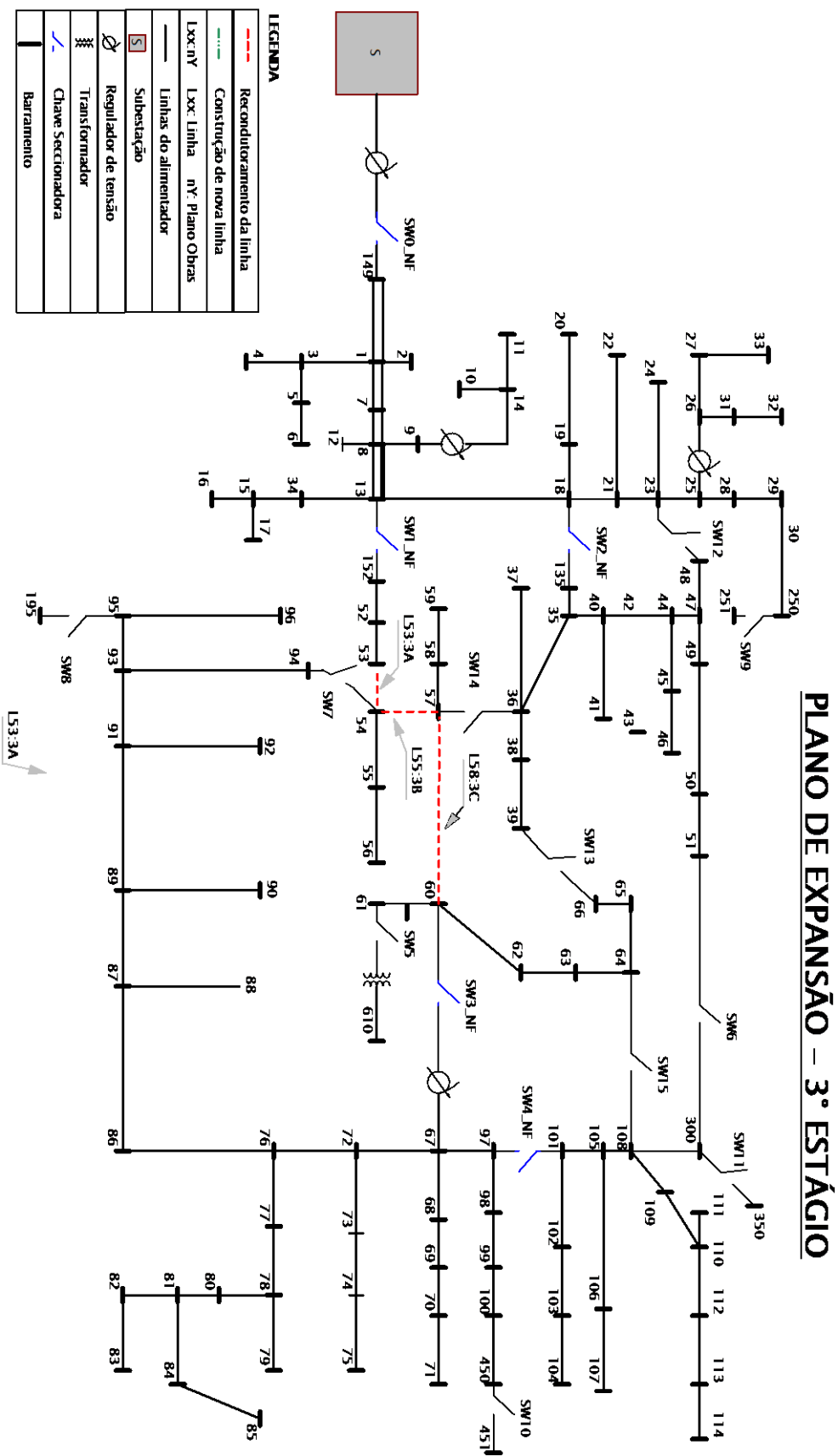
Fonte: Próprio Autor

Figura 16 – Projeto para execução do 2º estágio do Plano de Obras do STO



Fonte: Próprio Autor

Figura 17 – Projeto para execução do 3º estágio do Plano de Obras do STO



Fonte: Próprio Autor

Portanto, tomando a linha 1115 da Figura 15, sua nomenclatura para execução é 1115:1A, que de acordo com a Tabela 8, será executada uma obra de construção de nova linha com cabo AA6 e uma substituição do condutor de código AA5 e o condutor de código AA7, para aumentar a capacidade de condução da linha. Este modelo é aplicado em todas as obras de reforço do alimentador IEEE 123 barras, a Tabela 8 mostra todos os dados para execução da obra. Complementando, a Figura 15 demonstra os pontos de reforço para o 1º estágio de planejamento, que acontece antes de qualquer expansão do alimentador. Assim, as linhas repotencializada, determinadas pelo Plano de Obras da Tabela 8, são: 1115, 13, 17, 110 e 1116.

Assim como foi informado no Plano de Obras (Tabela 8), no 2º estágio de planejamento, como mostrado na Figura 16, que deve ocorrer no 1º ano da expansão, apenas a linha 152 houve recondutoramento, as demais não ultrapassaram o limite de carregamento permitido.

O projeto de execução do 3º estágio de planejamento ocorre na 2ª expansão do alimentador. De acordo com o Plano de Obras, as linhas 153, 155 e 158 necessitaram de recondutoramento para suportar o limite de carregamento. O projeto de execução do 3º estágio é apresentado pela Figura 17. Por fim, o último estágio do Plano de Obras é executado no 2º ano da expansão. Após o reforço da rede nos 3 estágios de planejamento, a rede pode operar ainda por 3 anos sem a necessidade de repotencialização dos condutores, pois as linhas da rede suportarão a carga dentro do horizonte planejado. Logo, os anos 3, 4 e 5 não ocorrem obras de reforço para o STO.

Os condutores removidos, apesar de não serem aproveitados neste Plano de Obras, são armazenados para uso futuro de repotencialização de outros trechos; evitando o custo da compra dos condutores de código AA5. A Tabela 9 apresenta os dados de estoque de condutores após a execução dos estágios de planejamento do STO.

Tabela 9 – Estoque de condutores do STO

Estoque Condutores			
Linha removida	Código do Condutor	Comprimento (km)	Utilizado
1115	AA5	0,6437	Não
13	AA5	0,4828	Não
17	AA5	0,3219	Não
152	AA5	0,3219	Não
153	AA5	0,2012	Não
155	AA5	0,5633	Não
158	AA5	1,2070	Não
1116	AA5	0,6437	Não

Fonte: Próprio Autor

Assim como os valores de custo são relevantes para planejamento da expansão; o monitoramento e minimização das perdas técnicas são de extrema relevância para as distribuidoras de energia elétrica. Para o STO, não houve ações para minimizar as perdas, dependendo apenas das propriedades dos condutores. A Tabela 10 apresenta os valores das perdas técnicas no decorrer dos anos; Δ representa a variação das perdas em relação ao ano anterior e $\Delta\%$ é a variação das perdas técnicas em porcentagem. Os valores de perdas técnicas determinados a cada ano simulado estão exibidos na Tabela 10.

Tabela 10 – Perdas Técnicas anuais do STO

Ano	Perdas Técnicas (kW)	Δ (kW)	$\Delta\%$
0	95,4	-	-
1	109,9	14,5	15,2%
2	126,8	16,9	15,4%
3	146,5	19,7	15,5%
4	168,6	22,1	15,1%
5	193,9	25,3	15,0%

Fonte: Próprio Autor

A Tabela 10 mostra que com a expansão de 7% ao ano do alimentador IEEE 123 barras, ocorre um aumento anual das perdas técnicas em aproximadamente 15% (vale lembrar que para o caso do STO não houve reconfiguração da rede). Ainda, as perdas técnicas aumentam em 103% no ano 5 em relação ao ano 0 para o STO. Portanto, minimizar as perdas é um trabalho importante para evitar gastos irre recuperáveis. Vale ressaltar, que as simulações executadas foram modo *Snapshot* do *OpenDSS*, ou seja, é executado o cálculo do fluxo de potência instantâneo, assumindo que a carga sempre possui um único valor de potência, sem a aplicação de curvas de carga nas cargas. Logo, quando não se aplica a curva de carga aos elementos conectados ao alimentador, a potência assumida é a maior conhecida, existindo a possibilidade de encontrar valores muito acima do caso real.

A potência do alimentador também sofre alterações com a expansão da carga, aumentando a cada expansão. A Tabela 11 mostra o crescimento da potência da rede a cada ano da expansão.

Tabela 11 – Potência do IEEE 123 barras do STO

Ano	Potência Ativa (kW)			Potência Reativa (kVAr)		
	Δ	$\Delta\%$	Δ	$\Delta\%$		
0	-3624,50	-	-	-1318,87	-	-
1	-3876,30	-251,79	6,95%	-1485,73	-166,86	12,65%
2	-4146,25	-269,94	6,96%	-1666,51	-180,78	12,17%

3	-4439,93	-293,67	7,08%	-1855,37	-188,86	11,33%
4	-4770,42	-330,49	7,44%	-2065,16	-209,79	11,31%
5	-5121,21	-350,79	7,35%	-2297,99	-232,84	11,27%

Fonte: Próprio Autor

Analisando a Tabela 11, é possível constatar que o valor médio de aumento da potência ativa do alimentador é de 7,16% ao ano, com seu valor máximo de 7,35% no 5º ano. Já a potência reativa cresceu em média de 11,75% ao ano, com seu valor máximo 12,65% no primeiro ano da expansão. Finalmente, a potência complexa esperada no horizonte de planejamento é de $S = 5,121 + j. 2,297 \text{ MVA}$.

Após a execução do plano de expansão proposto em STO (Tabela 8), as grandezas do alimentador se alteram de acordo com os elementos modificados na rede. A Tabela 12 apresenta os dados gerais após a execução do planejamento proposto.

Tabela 12 – Dados da Expansão do STO

Dados Gerais da Expansão do STO	
Nº Linhas Reforçadas	9
Comprimento de linha instalado (km)	18,9
Custo Total	R\$821,800.00
Quantidade de Linhas Recondutoradas	8
Quantidade de Linhas Construídas	4
Quantidade de Condutores em Estoque	9

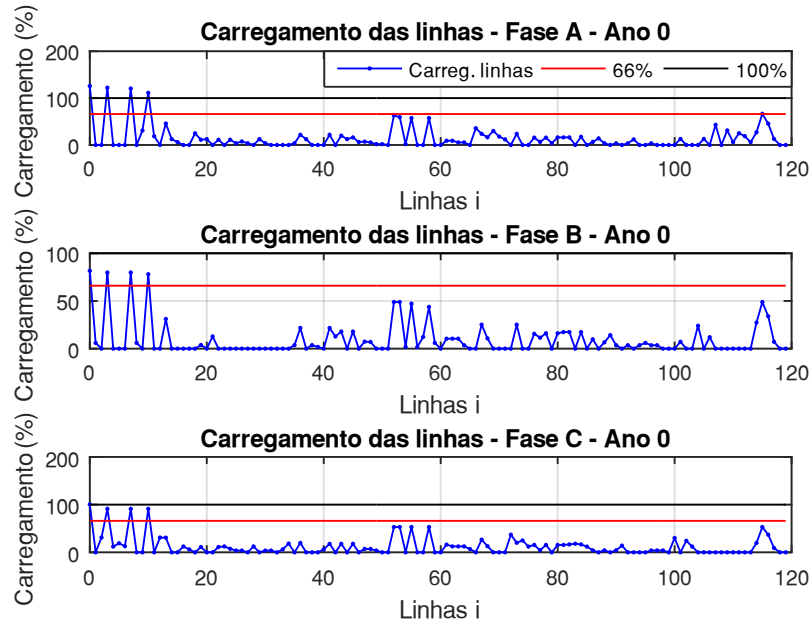
Fonte: Próprio Autor

Segundo a Tabela 12, 9 linhas foram reforçadas para atender ao critério de carregamento estabelecido no plano de expansão; dentre as 9 linhas, 4 delas necessitaram de construção de uma nova rede em paralelo. Em termos de comprimentos de linha modificados foram 18,9 km, com custo total da execução do Plano de Obras de R\$821,800.00. Após a substituição dos condutores, os cabos retirados são armazenados para uso posterior. No plano estabelecido, 8 condutores com capacidade de 500 A foram estocados para uso posterior, totalizando 13,15 km.

Para análise de quais condutores devem ser substituídos é necessário o valor de carregamento de corrente das linhas do alimentador após a expansão para o horizonte de planejamento. As Figura 18 apresentam os valores de carregamento das linhas de cada ano. Os dados de carregamento do ano 0 são referentes ao carregamento do alimentador antes de qualquer expansão, visto que, os condutores já ultrapassaram o limite de carregamento estabelecido no Plano de Obras. Assim, a primeira expansão do alimentador ocorre no ano 1. Nas Figuras 18-

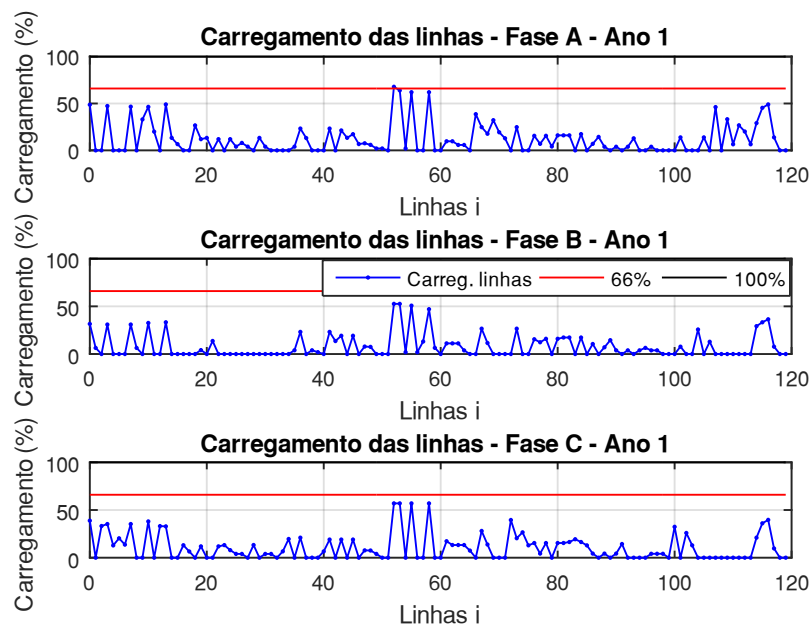
23, as linhas em preto representam o limite térmico do condutor, as linhas em vermelho são o limite de carregamento admitido (66% da capacidade do condutor) e os pontos em azul são os carregamentos das linhas; os dados das linhas são ilustrados na Tabela 20 do Apêndice A. As Figura 18-23 são apresentadas a seguir.

Figura 18 – Carregamento das linhas para o ano 0 do STO



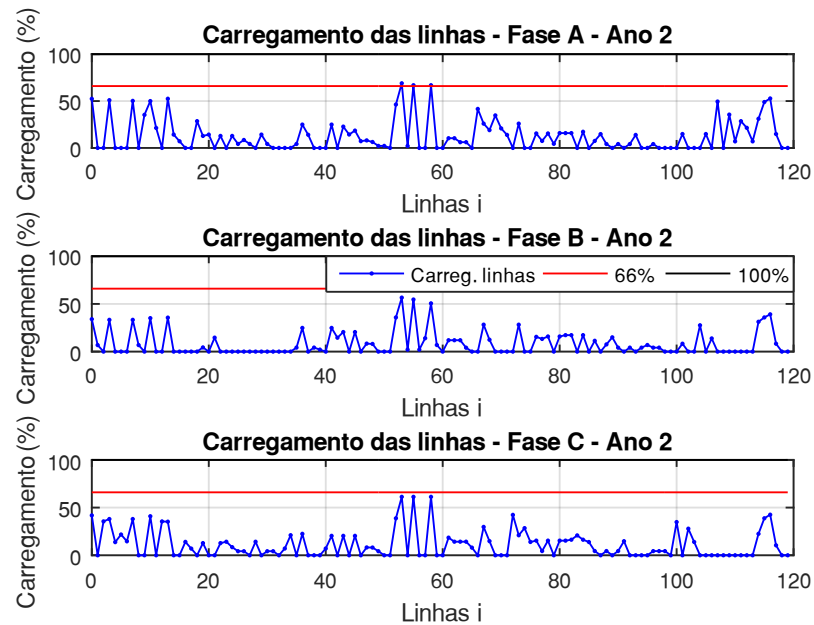
Fonte: Próprio Autor

Figura 19 – Carregamento das linhas para o ano 1 do STO



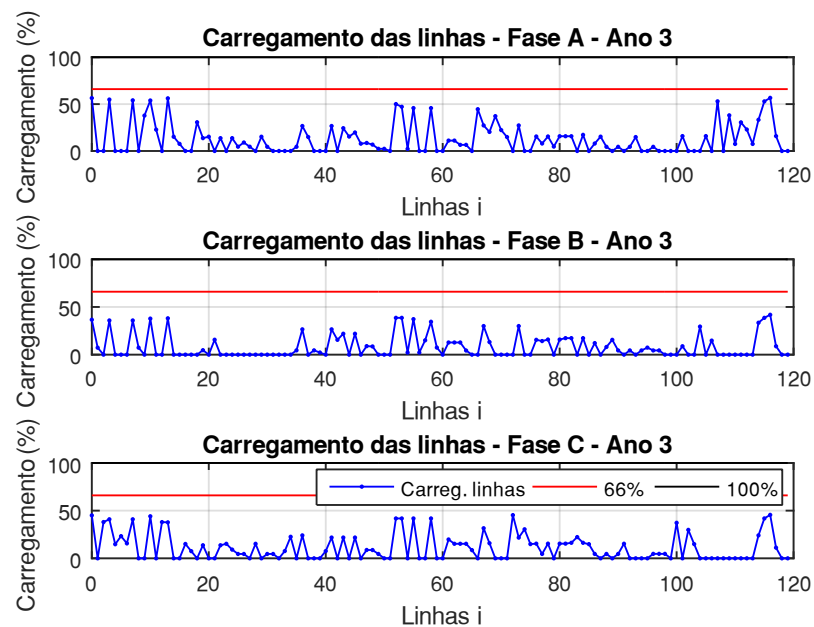
Fonte: Próprio Autor

Figura 20 – Carregamento das linhas para o ano 2 do STO



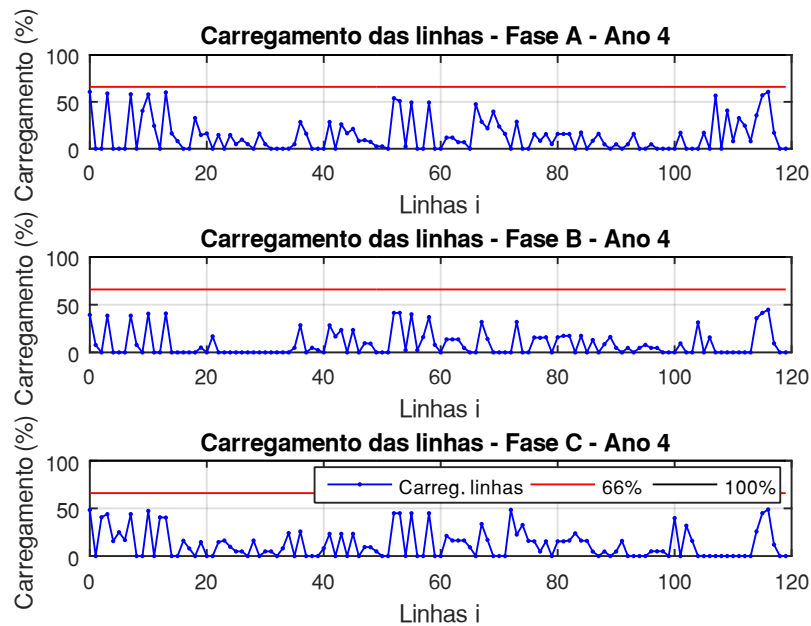
Fonte: Próprio Autor

Figura 21 – Carregamento das linhas para o ano 3 do STO



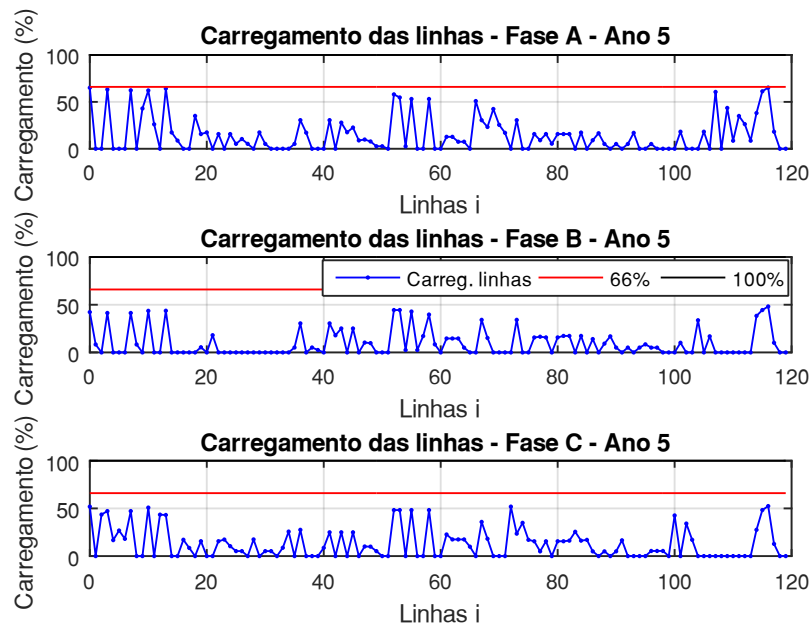
Fonte: Próprio Autor

Figura 22 – Carregamento das linhas para o ano 4 do STO



Fonte: Próprio Autor

Figura 23 – Carregamento das linhas para o ano 5 do STO



Fonte: Próprio Autor

Analisando as Figuras 18-23 constata-se que 5 condutores ultrapassaram seu limite térmico (reta horizontal de cor vermelha) de carregamento (acima de 100%). A linha 1115 atinge 125,8% de carregamento na fase A, 81,61% de carregamento na fase B e 100% de carregamento na fase

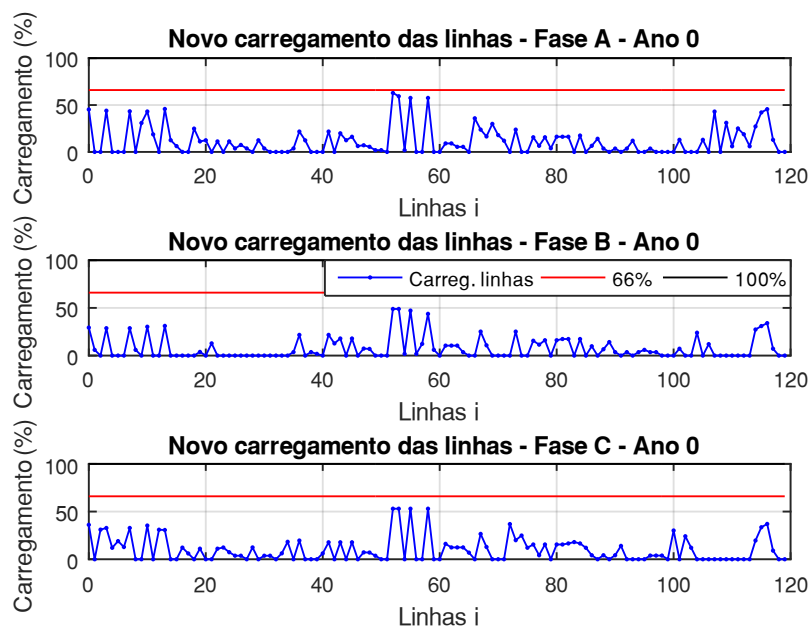
C. A linha 13, 17 e 110 também ultrapassam o limite térmico do condutor, atingindo 122,2%, 120,4% e 111,2% de carregamento na fase A, respectivamente. Vale enfatizar que, as linhas que ultrapassaram o limite térmico do condutor, necessitaram da construção de novas linhas em paralelo as existentes para suportar a corrente elétrica. Além disso, uma linha ultrapassou o limite de carregamento estabelecido no plano de expansão em 3.2.1. Diante disso, como definido no plano de expansão, foi necessário a alteração de todas as fases, caso o carregamento de pelo menos uma delas ultrapasse 66%, tal como ilustrado no projeto da expansão do alimentador apresentado na Figura 15, Figura 16 e Figura 17. Por fim, as demais linhas que não excederam o limite de carregamento, se concentram entre 0 a 10% de carregamento para todas as fases. Vale ressaltar que as linhas cujo carregamento é inferior a 20% possuem capacidade de 150 A, e possuem a função de atender as demandas das cargas, justificando o baixo valor de carregamento.

Para o 1º ano da expansão, de acordo com a Figura 19, apenas a linha l52 ultrapassou o limite de carregamento, atingindo o carregamento de 67,82% da capacidade do cabo; as demais linhas não ultrapassaram o limite de carregamento, não acarretando em custos de expansão. Para o 2º ano da expansão do alimentador, de acordo com a Figura 19, as linhas l53, l55 e l58 atingiram 68,96%, 66,91% e 66,91% de carregamento na fase A, respectivamente; sendo substituídos pelo condutor de código AA7. Por fim, de acordo com as Figuras 21-23, nenhuma linha ultrapassou o limite de carregamento estabelecido pelo Plano de Obras, não acarretando em custos de expansão.

Após a substituição dos condutores da rede por novos cabos de maior capacidade, estabelecidos no Plano de Obras (Tabela 8), os carregamentos das linhas são alterados de acordo com as Figuras 24-26; como não houve obras nos anos 3, 4 e 5 os carregamentos dos não se alteram, permanecendo os mesmos valores das Figuras 21-23.

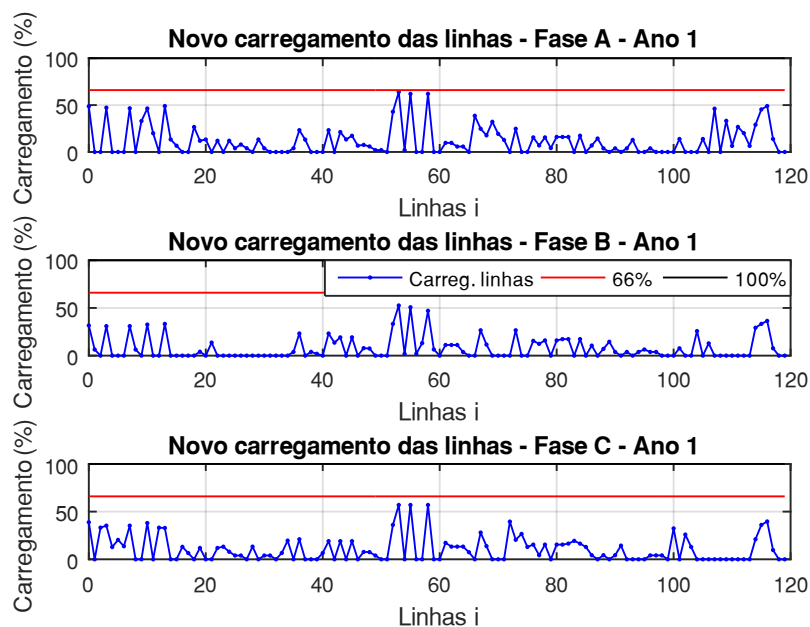
Portanto, após a instalação dos novos condutores e novas linhas aos cabos que excederam o limite de carregamento ou limite térmico, o novo perfil de carregamento é ilustrado pelas As Figuras 24-26. Naturalmente, nenhum cabo excedeu o carregamento de 66% da capacidade do cabo. As Figuras 24-26 apresentam os novos carregamentos de corrente após a execução do Plano de Obras.

Figura 24 – Novo Carregamento das linhas para o ano 0 do STO



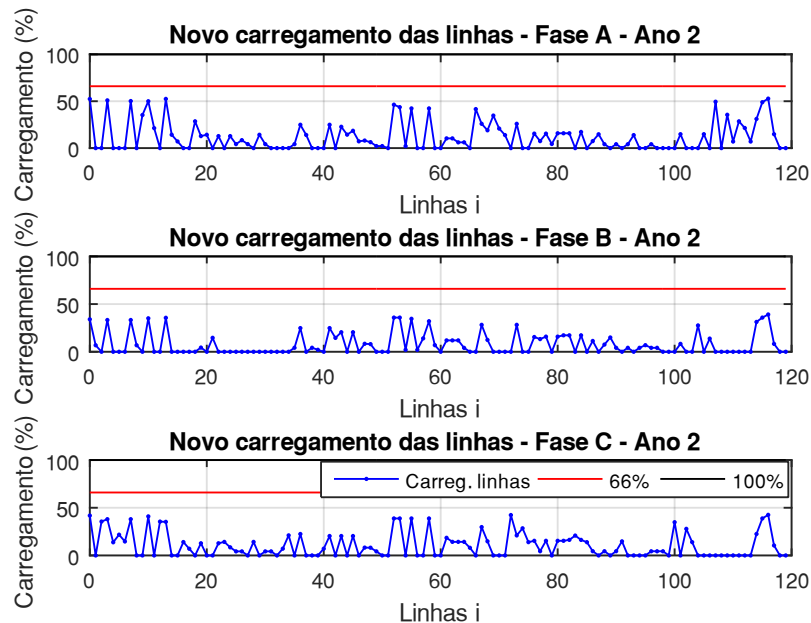
Fonte: Próprio Autor

Figura 25 – Novo Carregamento das linhas para o ano 1 do STO



Fonte: Próprio Autor

Figura 26 – Novo Carregamento das linhas para o ano 2 do STO



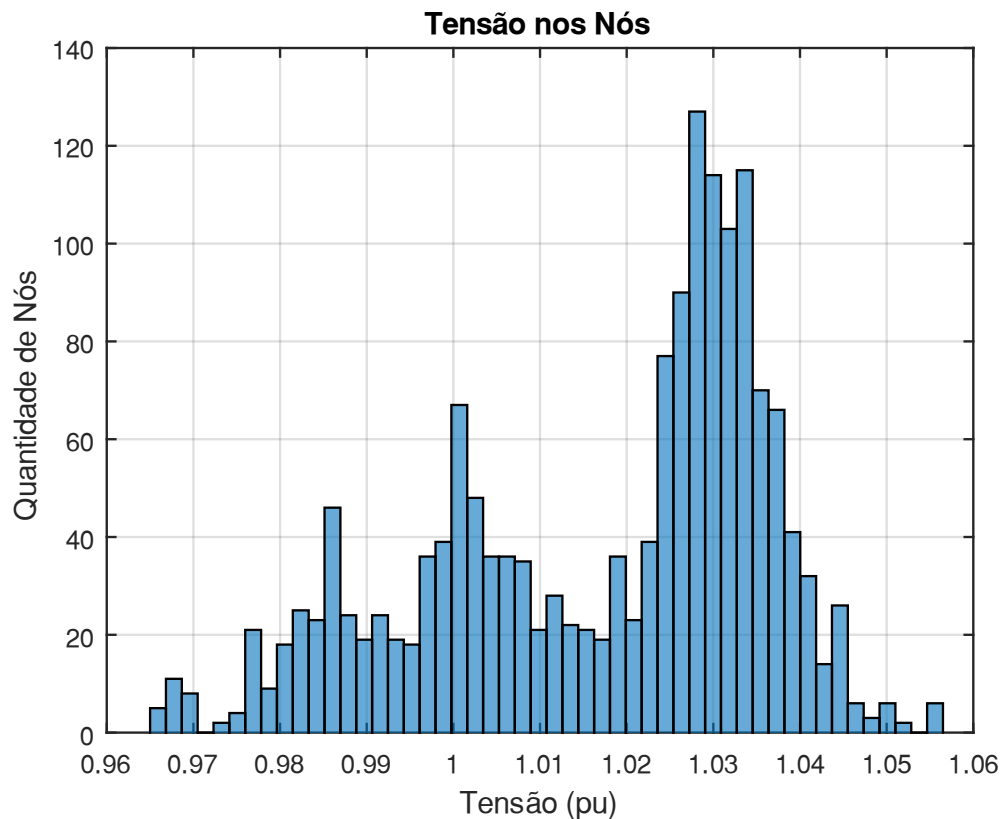
Fonte: Próprio Autor

De acordo com as Figuras 24-26, no ano 0 (Figura 24), após a execução dos Planos 1A, 1B, 1C, 1D e 1E os novos carregamentos da fase A nas linhas l115, l3, l7, l10 e l116 foram de 45,26%, 43,97%, 43,32%, 43,11% e 42,10% respectivamente. Já no 1º ano da expansão (Figura 25), o valor de carregamento da linha l52 foi de 42,93% na fase A, após a execução do Plano 2A. Por fim, no 2º ano da expansão, ao executar os Planos 3A, 3B e 3C, os novos carregamentos das linhas l53, l55 e l58 foram de 43,65%, 42,35% e 42,35% na fase A.

Finalmente, monitorando os carregamentos das linhas no último ano da expansão, é possível constatar a necessidade de um novo planejamento da expansão do alimentador, pois, as linhas l115, l3, l7, l10, l13, l107, l116 e l117 estão com carregamento de corrente entre 60% e 65% na fase A. Assim, o não planejamento da expansão após o horizonte de planejamento imposto neste trabalho, poderá acarretar em problemas futuros.

Finalmente, para avaliar se os valores das tensões nos nós estão entre 0,93 pu e 1,05 pu, estabelecido pela ANEEL, os dados das tensões dos nós de cada ano foram concatenados dentro de um vetor e exibidos na forma de histograma; desta forma, é possível analisar se algum nó não se encontra no intervalo estabelecido dentro do horizonte de planejamento. As tensões dos nós são ilustradas pela Figura 27.

Figura 27 – Tensão dos nós em 5 anos de expansão do STO



Fonte: Próprio Autor

As tensões dos nós no alimentador IEEE 123 barras antes da expansão estão entre 0,97 pu e 1,04 pu, obedecendo os valores de mínima e máxima tensão, estabelecido pela ANEEL e o plano de expansão do item 3.2.1. Desse modo, analisando a Figura 27 é possível verificar que os valores mínimo e máximo das tensões dos nós para o sistema STO foi de 0,9650 pu e 1,0562 pu; logo, o critério de mínima tensão estabelecido pela ANEEL é obedecido em todos os períodos de planejamento. Entretanto, o limite superior ultrapassou levemente o estabelecido pela ANEEL, é necessário ações para solução do problema de sobretensão, este problema não será solucionado neste trabalho por ultrapassar o escopo estabelecido, por exemplo, aplicação de banco de capacitores.

4.2 PLANO DE EXPANSÃO PARA SISTEMA TESTE COM RECONFIGURAÇÃO DA REDE (STR)

Nesta seção, será avaliado o desempenho do alimentador IEEE 123 barras (STR) considerando a reconfiguração da topologia do alimentador para minimização do custo da expansão e perdas

técnicas. A metodologia proposta segue como definida no capítulo 3, bem como o plano de expansão definido.

Para tanto, foi necessário definir os parâmetros da simulação computacional do algoritmo *Dragonfly Algorithm*. A Tabela 13 abaixo mostra os parâmetros utilizados para aplicação do algoritmo proposto.

Tabela 13 – Parâmetros usados no *Dragonfly*

Dados da simulação	Valor
Número de Libélulas	30
Carregamento Admissível	66%
Limites de perdas técnicas (ϵ)	0-225kW
Expansão anual	7%
Nº Máximo de iterações	25
Tempo médio de execução (h)	0,5

Fonte: Próprio Autor

Assim, com os parâmetros citados acima, o número de libélulas por exame foi de 30, consequentemente, foram 16 (correspondentes as 16 chaves presentes no alimentador) enxames com 30 libélulas. O número máximo de iterações por ano planejado foi de 25, com expansão anual carga de 7% (os dados de potência das cargas estão apresentados na Tabela 8). Por último, os limites de perdas técnicas aplicados estão relacionados a técnica ϵ -Constraint, definido por Cossi (2008). Diante do exposto, os limites para segunda função objetivo (minimização de perdas técnicas) foi estabelecido entre 0 kW e 225 kW de perdas calculados no modo *Snapshot* do *OpenDSS*.

O valor do intervalo entre 0 kW e 225 kW foi escolhido de forma sensível, ou seja, através de testes feitos no algoritmo. Inicialmente, o objetivo foi estabelecer um limite de perdas técnicas em até 100 kW; porém o algoritmo não produziu soluções viáveis. Assim, existem duas possibilidades para contornar este problema: aumentar o número de libélulas e aumentar o limite de perdas técnicas. Em vista disso, aumentou-se o número de libélulas para 50, em consequência, o tempo de processamento subiu para 2 horas; entre diversas simulações executadas, o algoritmo produziu pouquíssimas soluções cujo o custo se igualou ou foi superior ao custo do STO. Diante disso, aumentou-se o número de libélulas para 100, o tempo de processamento cresceu de 2 horas para 8 horas, sem êxito ao produzir soluções viáveis. Logo, a segunda opção foi aumentar o limite de perdas técnicas, que foi ajustado através de diversos

testes executados. Por fim, o valor de limite de perdas técnicas que se produziu a melhor solução foi o de 225 kW.

Portanto, aplicando o algoritmo *Dragonfly*, proposto pela metodologia apresentada no capítulo 3, completado com os parâmetros apresentados na Tabela 14, o resultado da expansão do alimentador é mostrado no Plano de Obras, descrito na Tabela 14.

Tabela 14 – Plano de Obras para STR

PLANO DE OBRAS										
Ano	Estágios	Linha	B1	B2	ℓ (km)	R (A)	NL (A)	I_{max} (A)	Plano	Custo (10 ³ R\$)
0	1º Estágio Execução	1115	149.1.2.3	1.1.2.3	0,6437	AA7	AA6	1390	1A	161,65
		13	1.1.2.3	7.1.2.3	0,4828	AA7	AA6	1390	1B	121,23
		17	7.1.2.3	8.1.2.3	0,3219	AA7	AA6	1390	1C	80,82
		110	8.1.2.3	13.1.2.3	0,4828	-	AA7	1290	1D	103,03
		193	93.1	94.1	0,4426	AA5	-	500	2A	15,71
2	2º Estágio Execução	113	13.1.2.3	18.1.2.3	1,3277	AA7	-	790	3A	160,52
Resumo										
-	Nº de Estágios	Nº Linhas Reforçadas	-	-	Linhas Reforçadas(km)	Nº Linhas Recondutoradas	Nº Linhas Construídas	-	-	Custo Total (10 ³ R\$)
-	2	6	-	-	14,56	5	4	-	-	642,95

Fonte: Próprio Autor

Diante dos dados expostos na Tabela 14, é possível destacar a redução no custo da expansão, consequentemente, no número de linhas reforçadas e no comprimento de linha instalado. Vale destacar também as linhas 1115, 13, 17 e 110 que, mesmo com a reconfiguração do alimentador, necessitaram de reforço para obedecer ao limite de carregamento. Adicionalmente, salienta-se as linhas 152, 153, 155, 158 e 1116, que ultrapassaram o limite de carregamento para o Plano de Obras STO; entretanto, para o modelo STR proposto, não atingiram o carregamento de 66% da capacidade do condutor, devido a reconfiguração do alimentador. Porém, com a reconfiguração da rede, as linhas 113 e 193 tiveram que ser reforçadas para suportar a corrente máxima permitida pelo plano de expansão (ver 3.2.1). Vale destacar também a linha 110, cujo plano de execução é 1D, que necessitou apenas da construção de uma nova linha em paralelo a existente, gerando apenas custo de construção de uma nova linha utilizando o condutor AA7.

Por fim, a decisão de reaproveitamento dos cabos retirados do alimentador foi proveitosa, pois a linha 193 foi reforçada com o condutor retirado da linha 13, isentando o custo de compra do cabo, tendo como despesa apenas a mão de obra para recondutoramento da 193. A Tabela 15 apresenta os dados de estoque de condutores após a execução dos estágios de planejamento.

Tabela 15 – Estoque de condutores do STR

Estoque Condutores			
Linha retirada	Tipo Condutor	Comprimento	Utilizado?
1115	AA5	0,6437	Não
13	AA5	0,4828	Sim – 193
17	AA5	0,3219	Não
193	AA1	0,4426	Não
113	AA5	1,3277	Não

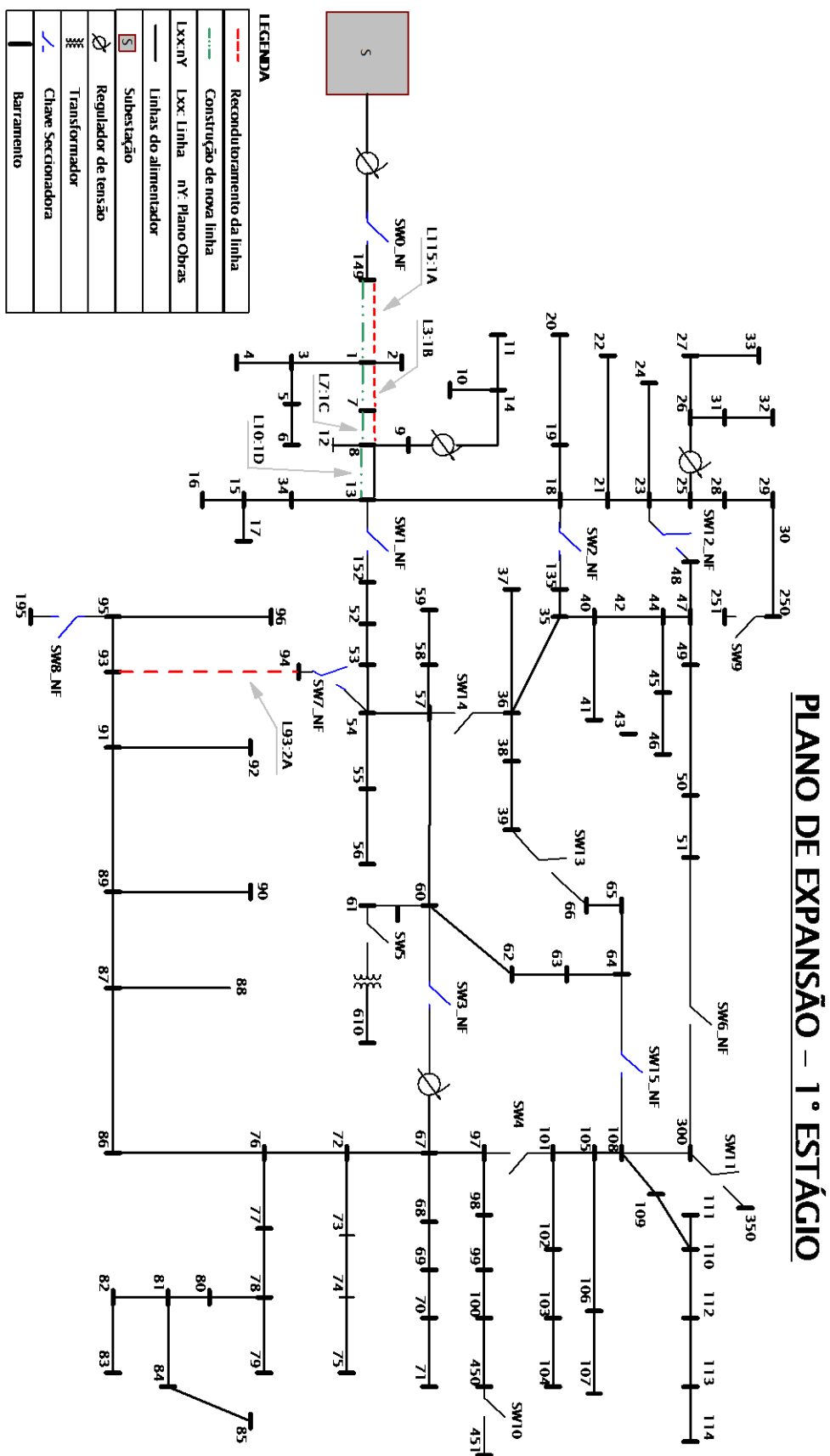
Fonte: Próprio Autor

A execução do Plano de Obras, proposto pela Tabela 14, foi planejada em 2 estágios. O primeiro estágio ocorre no início do primeiro ano de planejamento, isto é, sem expansão da rede e o segundo estágio ocorre após 14% da expansão do alimentador em relação à potência inicial das cargas, proposto pela Tabela 7. A Figura 28 ilustra o projeto do primeiro estágio de planejamento.

Após a execução do Plano de Obras para o primeiro estágio, o alimentador necessita de obras de reforço apenas no segundo ano do período de planejamento. No segundo estágio de planejamento, apenas uma linha deve ser reforçada. O projeto para execução do segundo estágio de planejamento é apresentado pela Figura 29.

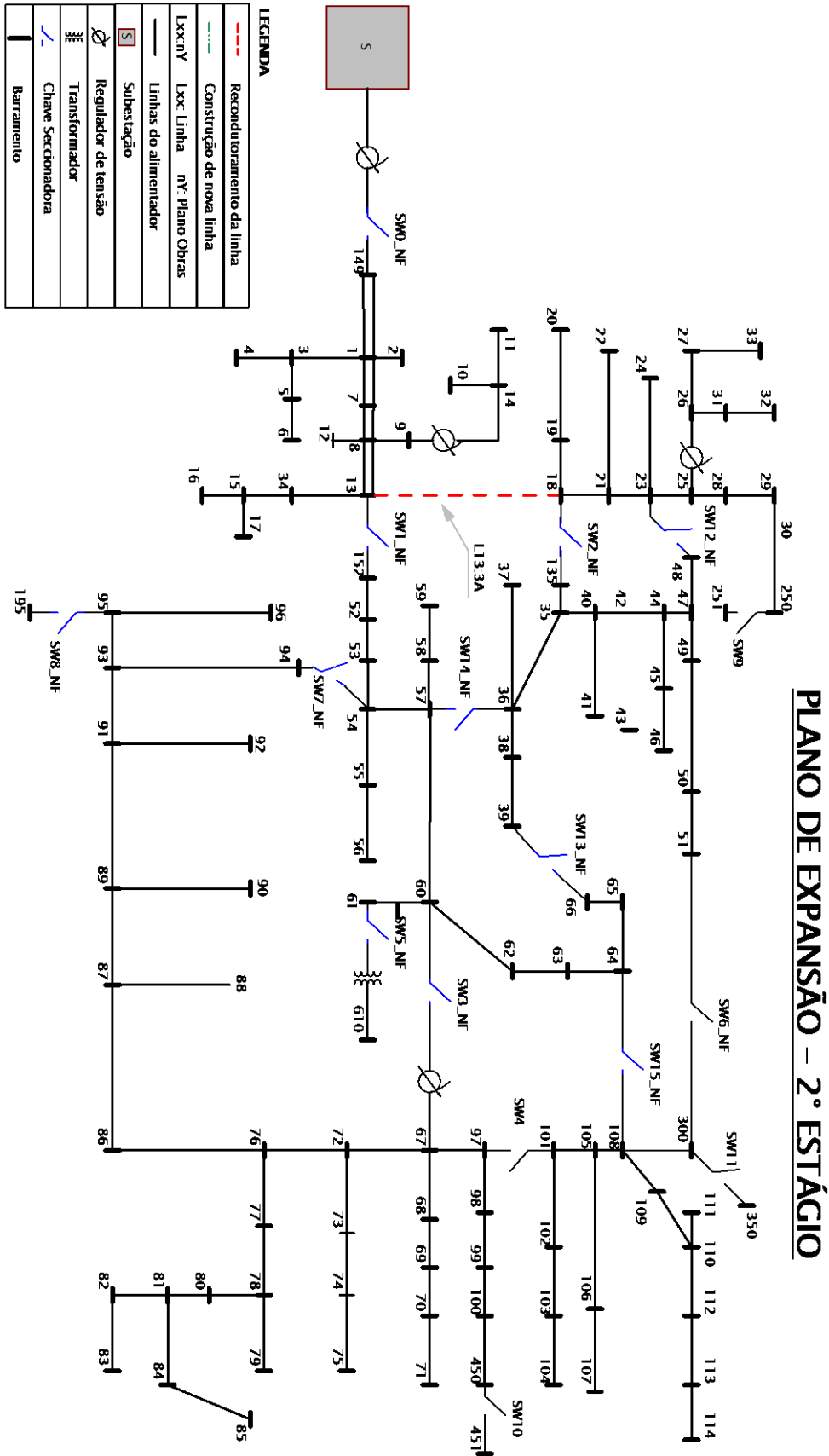
Assim, de acordo com a Figura 29, é perceptível o redirecionamento do fluxo de potência para a parte superior do alimentador em virtude da reconfiguração da rede. Suplementarmente, o redirecionamento do fluxo de potência obriga o reforço da linha 113; por consequência, outras chaves devem ser acionadas para atendimento das cargas e minimização do carregamento da rede. A Figura 28 e Figura 29 são apresentadas abaixo.

Figura 28 – Projeto para execução do 1º estágio do Plano de Obras do STR



Fonte: Próprio Autor

Figura 29 – Projeto para execução do 2º estágio do Plano de Obras do STR



Durante o período de planejamento, a rede assume 6 configurações que possibilitam a redução de perdas e custos com a expansão da rede. A Tabela 16 apresenta todas as configurações que devem ser assumidas dentro do horizonte de planejamento, as chaves que possuem estado igual a 0, significa que estão abertas (NA), consequentemente, as chaves cujos valores são 1 estão fechadas (NF).

Tabela 16 – Configurações das chaves assumidas no início de cada ano do STR

Configuração anual do Alimentador																
Ano	SW_0	SW_1	SW_2	SW_3	SW_4	SW_5	SW_6	SW_7	SW_8	SW_9	SW_{10}	SW_{11}	SW_{12}	SW_{13}	SW_{14}	SW_{15}
0	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0	1
1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1
2	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1
3	1	1	1	1	0	1	0	1	1	0	0	0	1	1	0	1
4	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	0	1
5	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	0	0

Fonte: Próprio Autor

Desse modo, como esperado, os exames de libélulas determinaram as chaves SW_0 , SW_1 e SW_2 são obrigatoriamente fechadas para o atendimento de todas as cargas, sendo assim, uma das restrições propostas no capítulo 3. As chaves SW_9 , SW_{10} e SW_{11} foram mantidas abertas pelos exames, pois não possuem cargas conectadas e estão no fim da rede e sem funcionalidade prática. As demais chaves assumiram estados aberto ou fechado para minimizar o custo da expansão do alimentador. Dito isso, é imprescindível acentuar o trabalho do algoritmo *Dragonfly* para redirecionamento do fluxo de potência para minimização dos custos e perdas do alimentador.

Assim como a minimização de custos, a redução das perdas técnicas do alimentador também é de extrema importância para concessionária, que de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2019), representam 7,33% do custo de energia suprida. Os valores de perdas técnicas determinados a cada ano simulado estão exibidos na Tabela 17.

Tabela 17 – Perdas Técnicas anuais para o STR

Ano	Perdas Técnicas (kW)	Δ (kW)	$\Delta\%$
0	102,83	-	-
1	113,02	10,19	9,91%
2	128,10	15,08	13,34%

3	148,22	20,12	15,71%
4	178,19	29,97	20,22%
5	220,28	42,09	23,62%

Fonte: Próprio Autor

A Tabela 17 mostra que com a expansão de 7% ao ano do alimentador IEEE 123 barras, ocorre um aumento anual das perdas técnicas, porém, não ocorre linearmente, como o STO; o valor médio é em aproximadamente 16,5% ao ano. Ainda, as perdas técnicas aumentam em 114% no ano 5 em relação ao ano 0 para o STR. Vale ressaltar que o fato das perdas aumentarem para o sistema STR em relação ao STO, é que o fluxo de potência percorre um caminho mais longo para atender algumas demandas; como o método para solução de problemas multiobjetivos foi o das ϵ -restrições (ver seção 3.3), a função objetivo principal escolhida foi a de minimização de custo, o algoritmo escolheu prioritariamente a solução que minimizaria os custos, mesmo que as perdas técnicas sejam aumentadas dentro do intervalo estabelecido (Tabela 13). Vale ressaltar, que as simulações executadas foram modo *Snapshot* do *OpenDSS*, ou seja, não foi aplicado curvas de carga nas cargas, este fato pode alterar os valores da Tabela 17. Finalmente, as perdas técnicas para o último ano de planejamento correspondem a 4,3% da potência ativa suprida pelo alimentador, permanecendo abaixo da média de perdas técnicas das regiões brasileiras, apresentado na Figura 6.

Analisando a potência do alimentador, esta também sofre alterações com a expansão da carga, aumentando a cada expansão. A Tabela 18 mostra o crescimento da potência da rede a cada ano da expansão.

Tabela 18 – Potência do IEEE 123 barras do STR

Ano	Potência Ativa (kW)	Δ	$\Delta\%$	Potência Reativa (kVAr)	Δ	$\Delta\%$
0	-3624,80	-	-	-1333,00	-	-
1	-3875,16	-250,37	6,91%	-1494,62	-161,62	12,12%
2	-4147,67	-272,51	7,03%	-1666,18	-171,57	11,48%
3	-4450,38	-302,71	7,30%	-1862,96	-196,77	11,81%
4	-4738,29	-287,91	6,47%	-2107,53	-244,57	13,13%
5	-5093,99	-355,71	7,51%	-2405,07	-297,54	14,12%

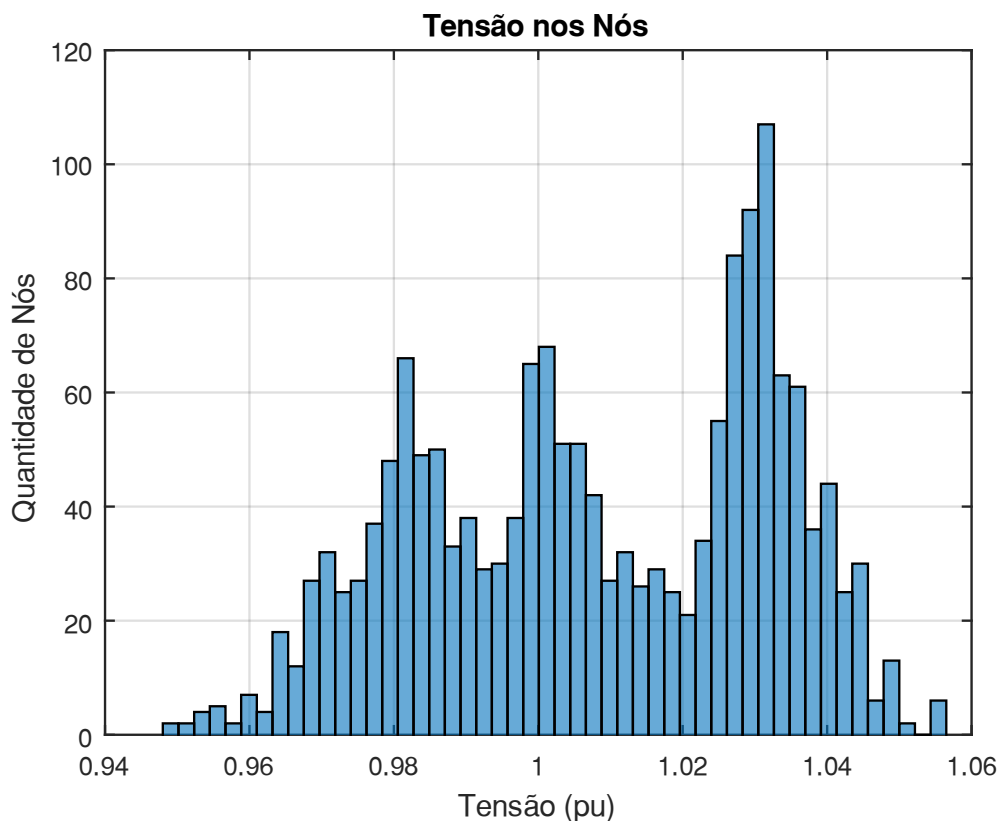
Fonte: Próprio Autor

Analisando a Tabela 18, é possível constatar que o valor médio de aumento da potência ativa do alimentador é de 7,04% ao ano, com seu valor máximo de 7,30% no 3º ano. Já a potência reativa cresceu em média de 12,53% ao ano, com seu valor máximo 14,12% no primeiro ano

da expansão. Finalmente, a potência complexa esperada para o sistema STR no horizonte de planejamento é de $S = 5,094 + j.2,405 \text{ MVA}$.

Por fim, é preciso monitorar se os níveis de tensão dos nós durante todo período de planejamento, que devem estar entre 0,93 pu e 1,05 pu estabelecido pela ANEEL. A Figura 30 apresenta as tensões de nó durante toda expansão do alimentador.

Figura 30 – Tensão dos nós em 5 anos de expansão do STR

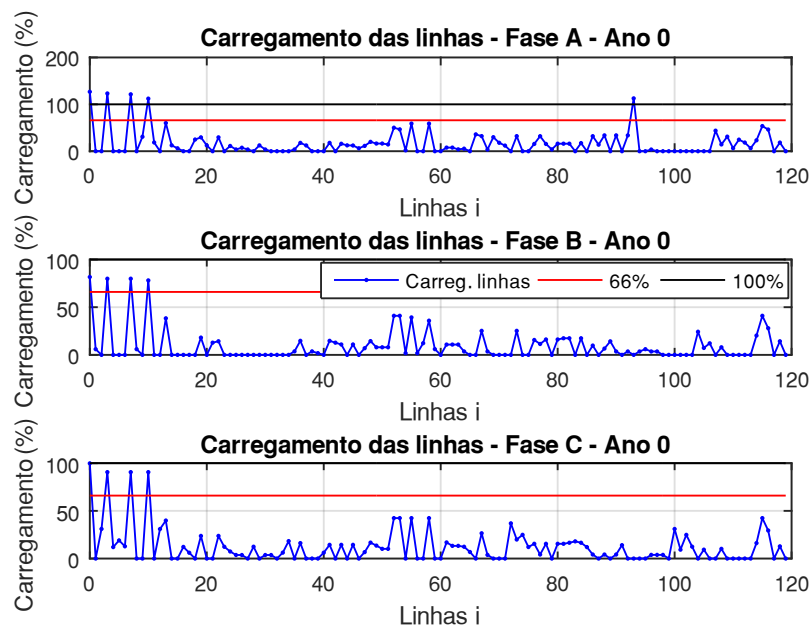


Fonte: Próprio Autor

Desse modo, analisando a Figura 30 é possível verificar que os valores mínimo e máximo das tensões dos nós para o sistema STR foi de 0,9494 pu e 1,0562 pu; logo, o critério de mínima tensão estabelecido pela ANEEL é obedecido em todos os períodos de planejamento. Entretanto, o limite superior ultrapassou levemente o estabelecido pela ANEEL, é necessário ações para solução do problema de sobretensão, este problema não será solucionado neste trabalho por ultrapassar o escopo estabelecido. Por fim, as Figuras 31-36 expõem os perfis de carregamento das linhas durante todo período de planejamento, justificando o Plano de Obras proposto pela Tabela 14, Figura 28 e Figura 29.

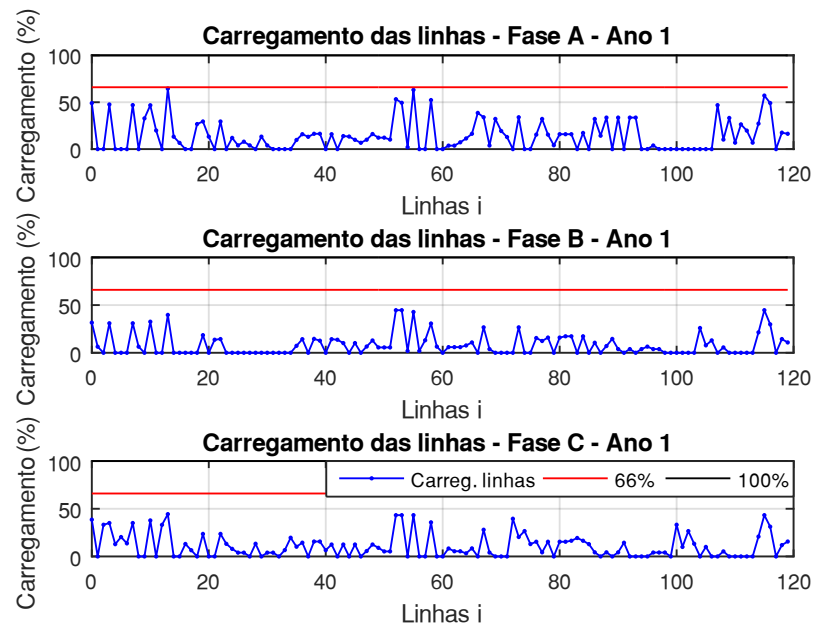
De acordo com as Figuras 31-36 ilustradas abaixo, é perceptível as linhas que ultrapassaram o limite de carregamento estabelecido pelo plano de expansão (limitado pela reta em vermelho nas Figuras 31-36) e até mesmo o limite térmico (limitado pela reta em preto nas Figuras 31-36). As Figuras 31-36 demonstram dados de carregamento do STR em todos os anos de planejamento seguem abaixo:

Figura 31 – Carregamento das linhas para o ano 0 do STR



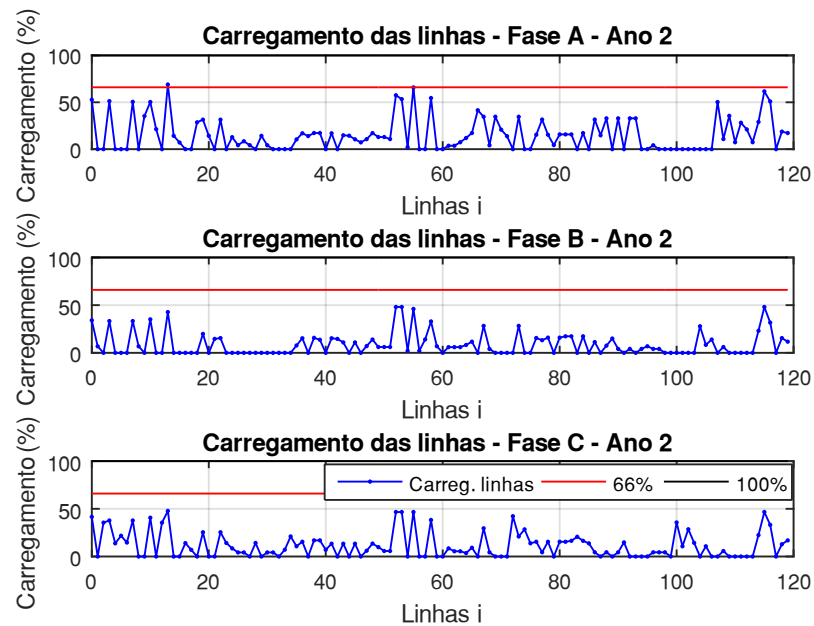
Fonte: Próprio Autor

Figura 32 – Carregamento das linhas para o ano 1 do STR



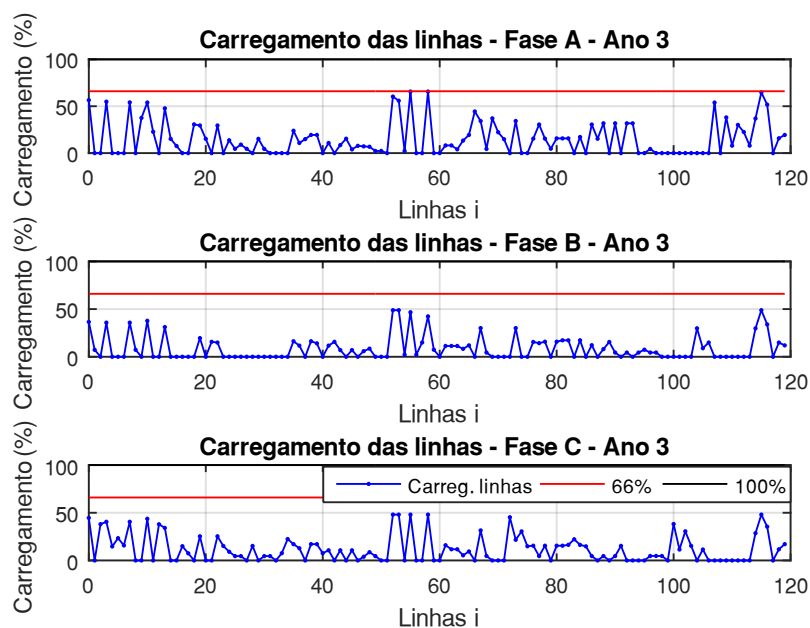
Fonte: Próprio Autor

Figura 33 – Carregamento das linhas para o ano 2 do STR



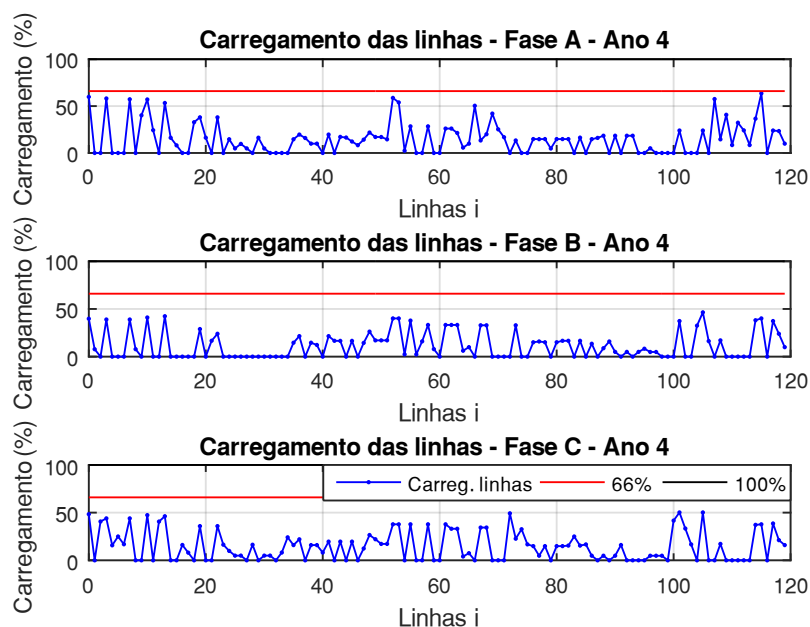
Fonte: Próprio Autor

Figura 34 – Carregamento das linhas para o ano 3 do STR



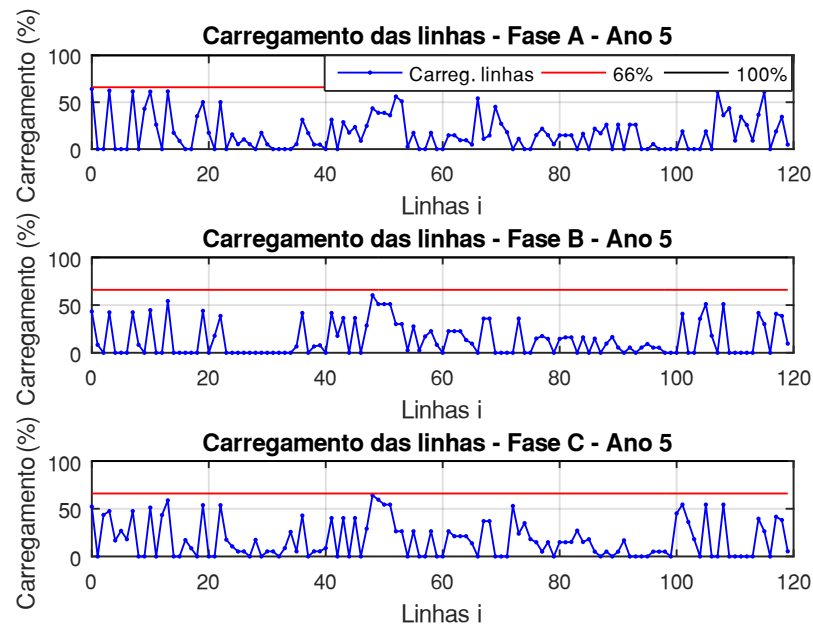
Fonte: Próprio Autor

Figura 35 – Carregamento das linhas para o ano 4 do STR



Fonte: Próprio Autor

Figura 36 – Carregamento das linhas para o ano 5 do STR

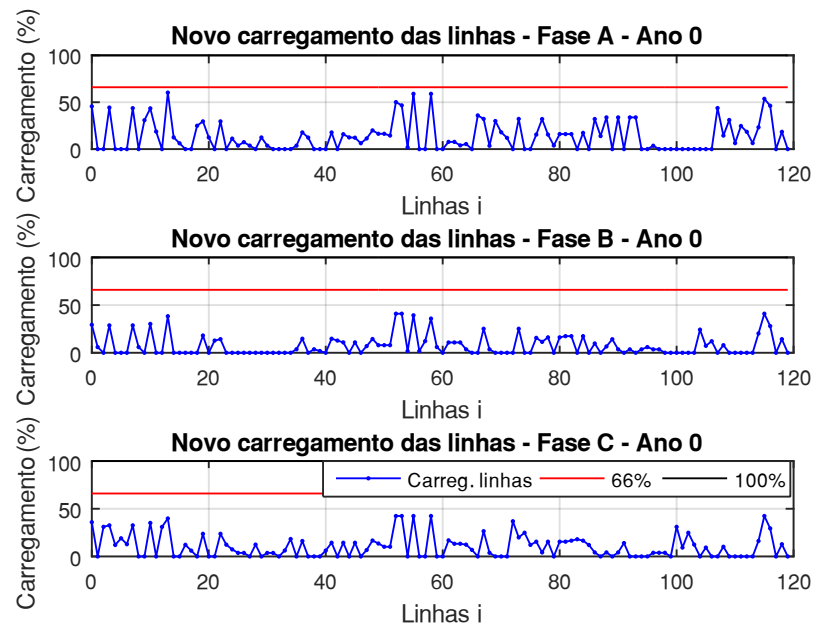


Fonte: Próprio Autor

Analisando a Figura 31, é possível identificar as linhas que foram substituídas, mais próximas a subestação (1115, 13, 17, 110 e 193) com 126,8%, 123,2%, 121,4%, 112,2%, 112,7% de carregamento na fase A, ultrapassando até mesmo o limite térmico do condutor, para o ano 0; as demais fases não ultrapassaram o limite térmico do cabo, porém atingiram valores entre 66% e 99%. Após o primeiro estágio de planejamento executado, é possível visualizar que os carregamentos dos próximos anos para as mesmas linhas não ultrapassaram o limite de 66% da capacidade dos novos cabos. Entretanto, mesmo com a reconfiguração anual do alimentador, através do *Dragonfly*, foi necessário aplicar um segundo estágio de reforço no segundo ano para a linha 113 que liga as barras 13 a 18, alcançando 68,97% de carregamento para fase A. Os demais anos não sofreram alteração, pois o problema de carregamento foi solucionado com a reconfiguração do alimentador, mostrando a efetividade da técnica proposta.

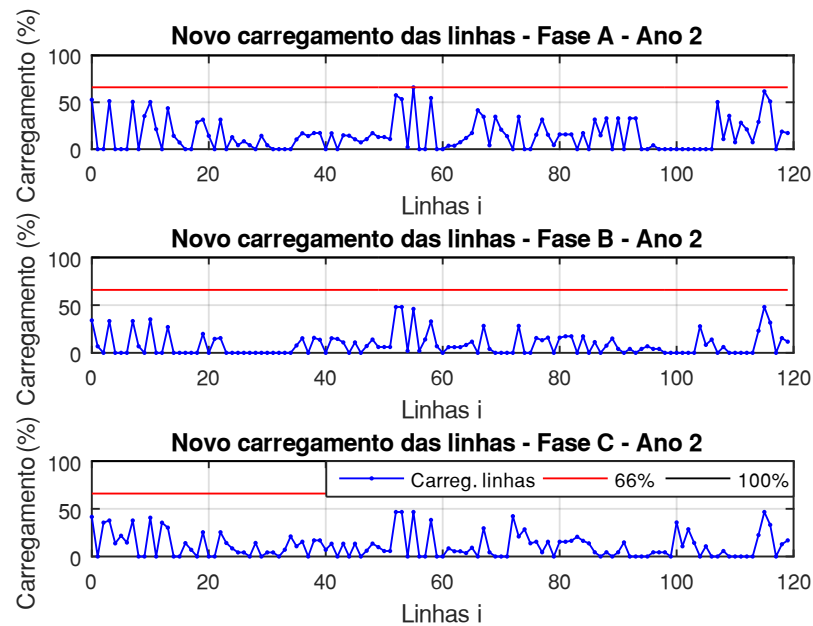
Finalmente, os gráficos que aludem os carregamentos de corrente após as obras de reforço para o ano 0 e o ano 2 são apresentados pela Figura 37 e Figura 38, respectivamente.

Figura 37 – Novo carregamento das linhas para o ano 0 do STR



Fonte: Próprio Autor

Figura 38 – Novo carregamento das linhas para o ano 2 do STR



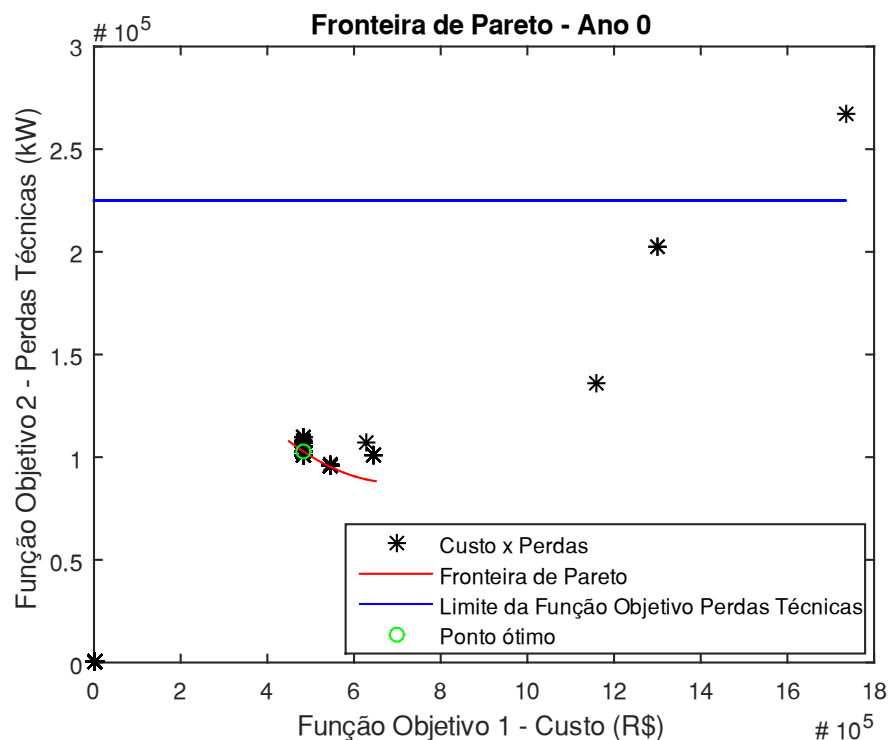
Fonte: Próprio Autor

De acordo com a Figura 37, no ano 0, após a execução dos Planos 1A, 1B, 1C, 1D e 2A, os novos carregamentos da fase A nas linhas 1115, 13, 17, 110 e 193 foram de 45,61%, 44,32%, 43,66%, 43,49% e 33,82% respectivamente. Já no 2º ano da expansão (Figura 38), o valor de carregamento da linha 113 foi de 43,65% na fase A, após a execução do Plano 3A.

Portanto, após a avaliação da rede pós reforço (Figura 37 e Figura 38), toda rede é validada, pois nenhuma linha ultrapassou o limite térmico ou limite de carregamento do condutor.

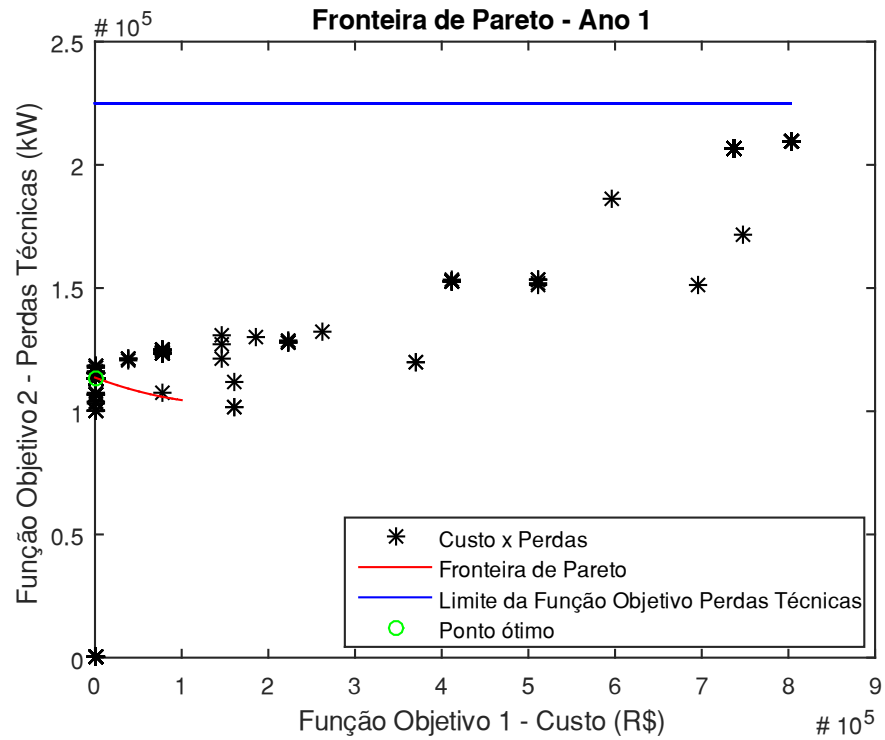
Por fim, como penúltima análise da metodologia proposta no tópico 2.3.1.1 e 3.2.1, é apresentada a seguir a análise sobre a escolha da melhor solução e ponto ótimo de Pareto. As Figuras 39-44 exprimem os resultados de espaço de objetivos encontrados pelo algoritmo proposto, bem como a restrição da função objetivo perdas técnicas e a fronteira de Pareto para todo o horizonte de planejamento proposto. Vale lembrar, que a cada ano é proposto um modelo de reconfiguração, por conseguinte, um novo plano de expansão e por consequência, um novo custo, logo, tem-se então, 5 espaços de solução.

Figura 39 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 0



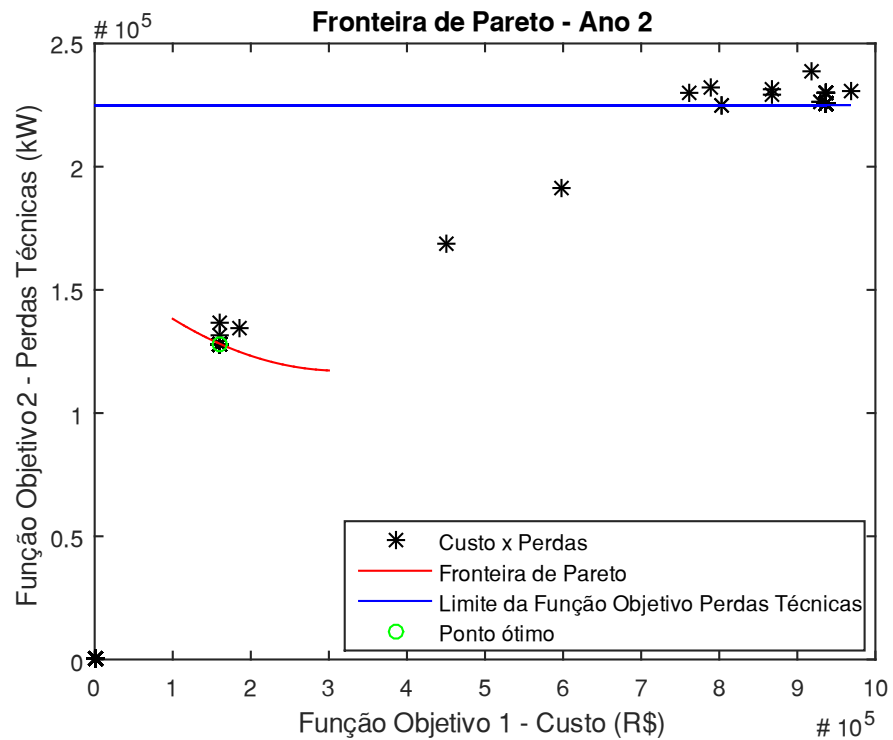
Fonte: Próprio Autor

Figura 40 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 1



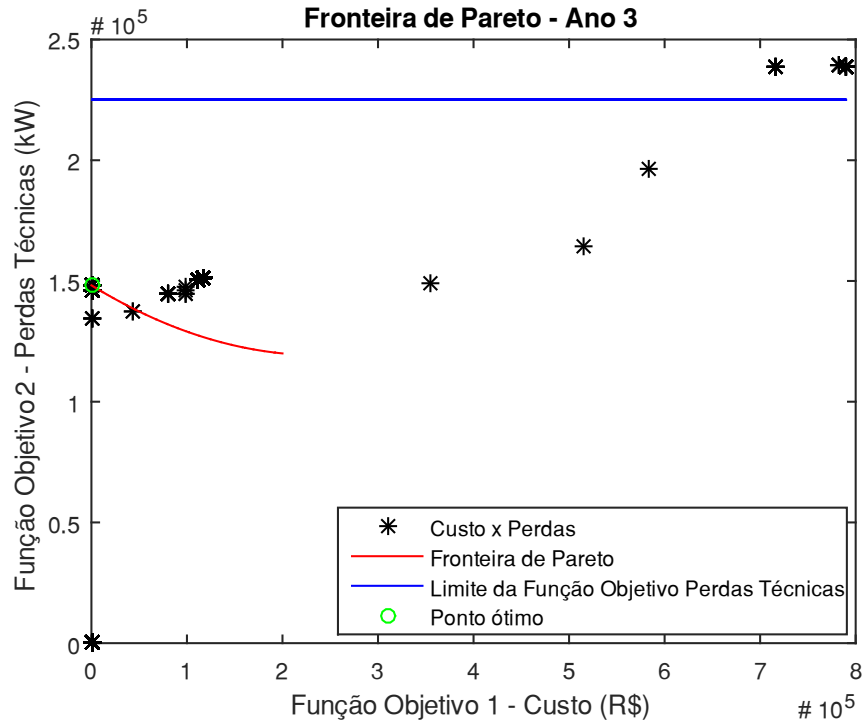
Fonte: Próprio Autor

Figura 41 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 2



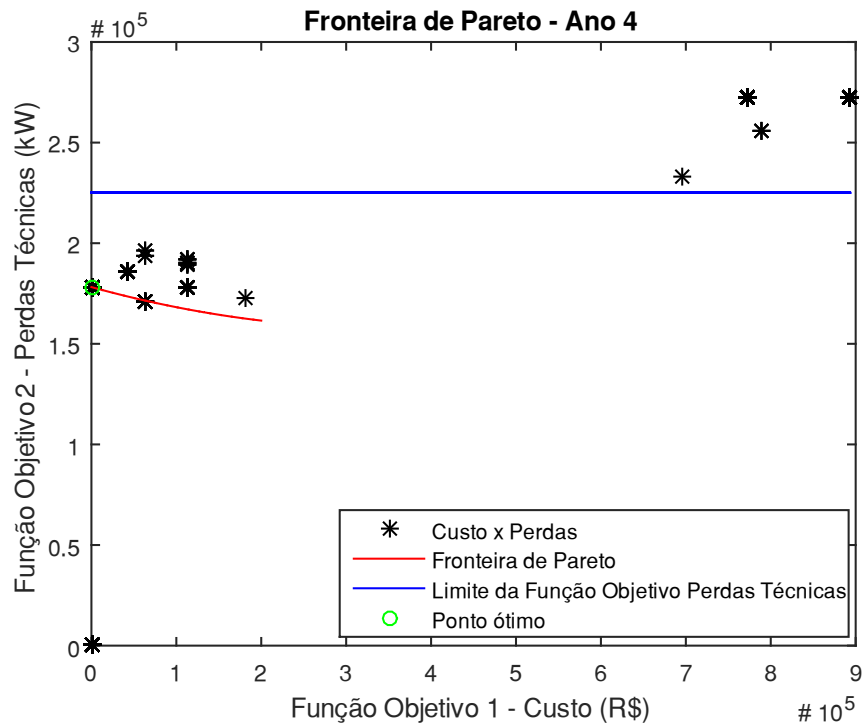
Fonte: Próprio Autor

Figura 42 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 3



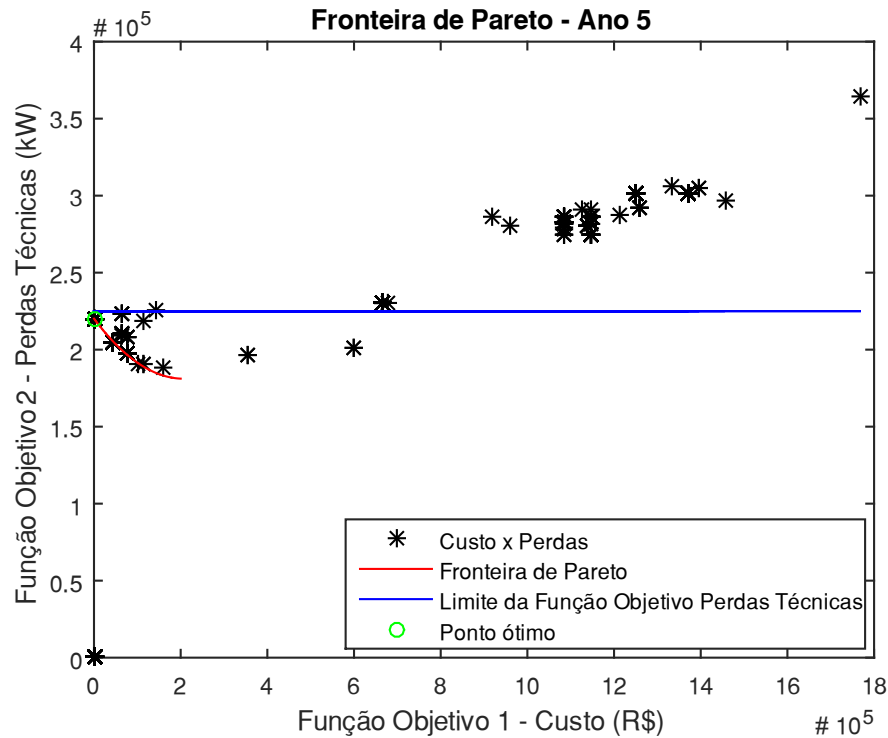
Fonte: Próprio Autor

Figura 43 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 4



Fonte: Próprio Autor

Figura 44 – Espaço Objetivo Factível e Fronteira de Pareto para o ano 5



Fonte: Próprio Autor

Portanto, analisando as Figuras 39-44, qualquer solução apresentada dentro do espaço de objetivos limitado entre $f_2(f_1) = 0 \text{ kW}$ e $f_2(f_1) = 225 \text{ kW} \forall f_1 \in S^*$ (espaço limitado pelo eixo x e a reta de cor azul), pode ser escolhida como ponto ótimo, pois, de acordo com a **Definição 1**, **Definição 2**, **Definição 3** e **Definição 4**, as soluções são não dominadas pelas demais. A solução destacada com círculo verde representa um ótimo de Pareto, sendo a melhor solução modelada pela função *fitness* através da Equação (17) e Equação (18). Por fim, pela **Definição 4** do item 2.3.1.1, pode-se afirmar que não existe solução, dentro de S^* , que tenha custo anual e perdas técnicas menor do que àquelas apresentadas nas Figuras 39-44. Complementando, as soluções fora da Fronteira de Pareto, não satisfazem as restrições impostas na seção 3.3, por isso, não foram escolhidas como um ponto ótimo. Destaca-se a Figura 40, Figura 42, Figura 43 e Figura 44, que foram configurações das chaves escolhidas pelo *Dragonfly*, de forma que as soluções que não geraram custo de expansão, apesar de possuírem maiores perdas técnicas em relação ao sistema STO; porém dentro de Z^* .

4.3 SISTEMA TESTE ORIGINAL (STO) VS SISTEMA TESTE COM RECONFIGURAÇÃO (STR)

Finalmente, com a comparação entre os dois planos de expansão é possível identificar a efetividade do sistema com reconfiguração da rede. A Tabela 19 exprime os resultados obtidos.

Tabela 19 – Comparação entre STO e STR

Dados Gerais	STO	STR	Δ (STR-STO)	$\Delta\%$ (Δ /STO)
Nº Linhas Reforçadas	9	6	-3	-33%
Comprimento de linha instalado (km)	18,9	14,46	-4,44	-23%
Custo Total (R\$)	R\$821.800,00	R\$642.951,00	-R\$178.849,00	-22%
Nº Linhas Recondutoradas	6	5	-1	-17%
Nº Linhas Construídas	4	4	0	0%
Nº Condutores em Estoque	9	4	-5	-56%
Perdas Técnicas Ano 0 (kW)	95,4	102,83	7,43	8%
Perdas Técnicas Ano 1 (kW)	109,9	113,02	3,12	3%
Perdas Técnicas Ano 2 (kW)	126,8	128,1	1,3	1%
Perdas Técnicas Ano 3 (kW)	146,5	148,22	1,72	1%
Perdas Técnicas Ano 4 (kW)	168,6	178,19	9,59	6%
Perdas Técnicas Ano 5 (kW)	193,9	220,28	26,38	14%
Estoque de Condutores (km)	13,16	8,21	-4,9	-38%
Potência Ativa 5º ano (kW)	-5121,21	-5093,99	27,22	-1%
Potência Reativa 5º ano (kVAr)	-2297,99	-2405,07	-107,08	5%

Fonte: Próprio Autor

A Tabela 19 compara os resultados dos dois sistemas teste, STR e STO; os dados negativos significa que o STR obteve um desempenho melhor do que o STO. Inicialmente, o modelo STR proposto mostrou-se mais eficiente, com uma redução no custo da expansão em 22% em relação ao custo do sistema STO, totalizando uma economia de R\$178,85 mil. Ainda no âmbito redução de custos de reforço da rede, houve uma redução de 33% de linhas reforçadas, bem como o número de condutores em estoque, que também deprimiu em 56%. Ainda, houve uma diminuição de 4,44 km de instalações de linhas. Por conseguinte, o número de linhas recondutoradas também reduziu em 17%; entretanto, o número de linhas construídas se manteve constante.

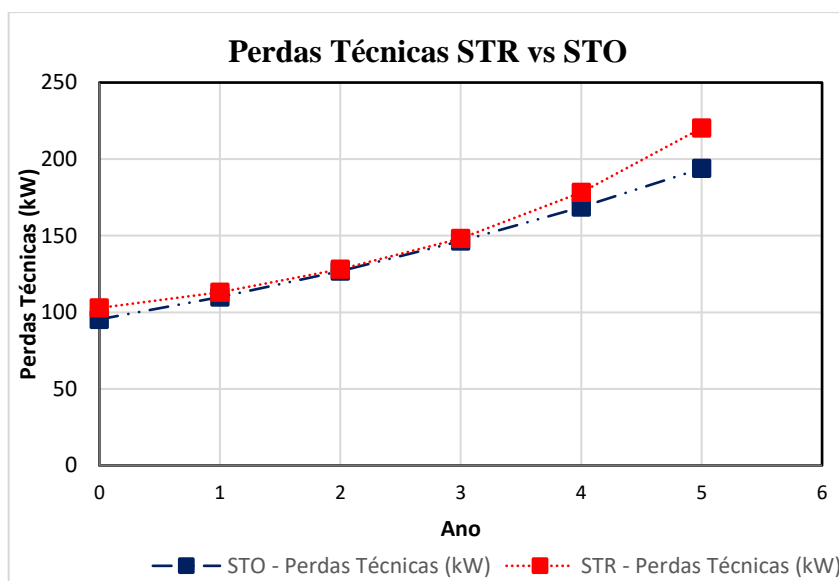
No que diz respeito as perdas técnicas, o modelo STR se mostrou menos eficiente, com melhor desempenho nos anos 1 e ano 2 e pior desempenho no ano 5. Como dito anteriormente, a função objetivo principal é de minimização de custos C^{Total} , logo, de acordo com a **Definição 1**,

Definição 2, Definição 3 e Definição 4 (2.3.1.1); dentro de um problema multiobjetivo, não há como minimizar uma função objetivo sem que haja punição dos demais objetivos, ou seja, a solução ótima da diminuição dos custos da expansão foi o punida com aumento significativo do segundo objetivo, que é a minimização das perdas técnicas ΔP . Este fato, em particular, ocorre pois o espaço de soluções limitado pelas ϵ -restrições pode conter soluções com piores valores e perdas, porém, melhores valores de custo da expansão; assim, a escolha de não reforçar um trecho, acarretou no aumento das perdas técnicas, quando houve alteração na configuração do alimentador.

A última comparação entre os sistemas STO e STR é a potência do alimentador, que de acordo com a Tabela 19, houve uma pequena diminuição de 1% da potência do alimentador no 5º da expansão. Já a potência reativa aumentou em 5% no 5º ano da expansão.

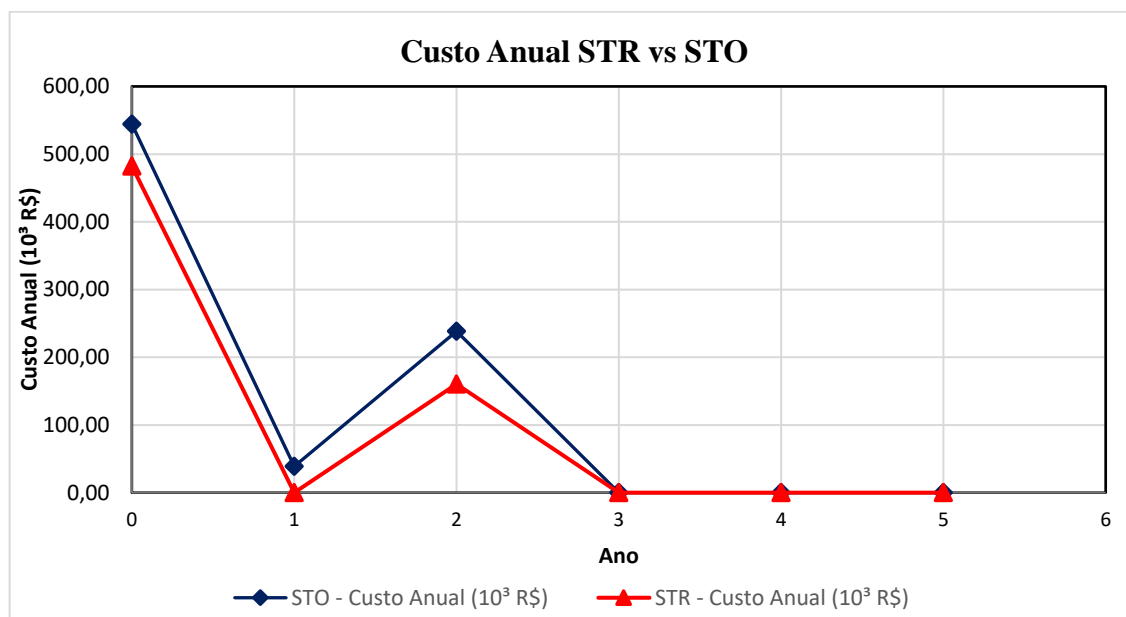
A Figura 45 e Figura 46 mostram as curvas anuais de perdas técnicas e curvas anuais de custo da expansão para o STO e o STR, comparando-os para avaliar quantitativamente o papel desempenhado pelo *Dragonfly* ao executar as reconfigurações da topologia de forma a minimizar os custos da expansão e de forma secundária, as perdas técnicas. A Figura 45 e Figura 46 seguem abaixo.

Figura 45 – Comparação das Perdas Técnicas entre STR e o STO



Fonte: Próprio Autor

Figura 46 – Comparação do Custo Anual da expansão entre STR e o STO



Fonte: Próprio Autor

De acordo com a Figura 45, como esperado, a curva de perdas técnicas do STR se sobrepôs à curva de perdas técnicas do STO, confirmando o aumento das perdas técnicas. O melhor valor de perdas encontradas foi no ano 1, com 113,02 kW e no ano 2 com 128,1 kW; quando comparado com os dados do STO, há uma diferença a mais de apenas 1%; o pior resultado de perdas técnicas foi no último ano, com uma diferença de 14% em relação ao STO. Entretanto, à curva dos custos de expansão do STR está abaixo da curva dos custos de expansão do STO. Assim, como a função objetivo Custos Totais domina a função objetivo Perdas Técnicas, os resultados seguiram as diretrizes esperadas para este trabalho, porém, devem ser avaliadas para casos a longo prazo, transformando o valor de perdas em kW para valores monetários.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou uma proposta de solução para o problema do planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando a minimização de perdas técnicas e custos da expansão, através da reconfiguração do alimentador, por meio do algoritmo *Dragonfly Algorithm* (DA). O cálculo do fluxo de potência foi efetuado pelo *OpenDSS* com integração com o *Python* e a reconfiguração do alimentador foi determinada pela heurística *Dragonfly Optimization Algorithm*.

A rede teste para validação da metodologia proposta foi feita no alimentador IEEE 123 barras adaptado. A expansão da rede feita sem reconfiguração foi denominada de STO e a expansão do alimentador com a reconfiguração foi chamada de STR. Nas simulações executadas, a heurística foi capaz de encontrar novas configurações das chaves presentes no alimentador, de modo que alcançou boas soluções que minimizaram os custos da expansão em 22%, em relação ao STO, porém, houve aumento médio das perdas técnicas em 5% em relação ao sistema STO.

Os resultados obtidos foram importantes para os métodos de planejamento de expansão, trazendo a possibilidade de reconfigurar o alimentador para evitar o reforço das linhas para obedecer ao critério de carregamento estabelecido pelo plano de obras da concessionária. Ainda, a metodologia de planejamento engloba custos por quilômetro, trazendo o modelo proposto a ser mais próximo da realidade.

Para o caso do IEEE 123 barras, com a reconfiguração anual do alimentador foi possível evitar modificar 3 linhas do ramal principal da rede. Este trabalho ainda incluiu o reaproveitamento dos condutores retirados para reforçar outras linhas de menor corrente circulante, trazendo uma economia, gerando apenas custos operacionais. Por fim, observou-se uma diminuição da potência ativa do alimentador em 1% e aumento da potência reativa em 5% com o método de reconfiguração do alimentador através do *Dragonfly*.

Para o problema de carregamento de linhas de distribuição, neste trabalho aplicou-se técnicas de recondutoramento e reconfiguração para minimizar os custos de reforço da rede. Entretanto, outras técnicas podem ser aplicadas para solucionar o problema de carregamento, como: elevação do nível de tensão do trecho, construção de novas subestação, dentre outros. Portanto, para estes problemas é possível aplicar a heurística proposta na metodologia se mostrou eficiente ao encontrar pontos de mínimo global. Ademais, para aproximar ainda mais o alimentador ao caso real, pode ser realizado alocação de banco de capacitores através do DA, converter as perdas técnicas em valores monetários para melhor análise do quanto representa

no custo da expansão, inserção de geração distribuída, bem como alocação de geração distribuída para minimização de perdas do alimentador e até mesmo alocação de chaves para minimização dos custos da expansão.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012 - Acesso a microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica**, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição de 07 de Agosto de 2016**, 2016a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 1 – Introdução de 26 de Dezembro de 2018**, 2016b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**, 2016c. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo2_Revisão7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição de 01 de Janeiro de 2018**, 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perdas de Energia Elétrica na Distribuição**. p. 1–21, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. 2021.

ALMEIDA, E. **Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Questões de Confiabilidade e Risco**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo, 2016.

ARIAS, P. A. Planning Models for Distribution Grid. **U.Porto Journal of Engineering**, v. 4, n. 1, p. 42–55, 27 abr. 2018.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. New York: CRC Press, 2002.

CANDIAN, F. J.; FELTRIN, A. P. Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição considerando fatores de riscos-em Análise Econômica. **XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**, p. 11, 2008.

CHANKONG, V.; HAIMEIS, Y. Y. **Multi-objective decision making: Theory and Methodology**. [s.l.: s.n.]. v. 8

CHICCO, G. Ant Colony System-Based Applications to Electrical Distribution System Optimization. In: **Ant Colony Optimization - Methods and Applications**. [s.l.] InTech, 2011.

COSSI, A. M. **Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista - UNESP, 2008.

DALL'AGNESE, L. H. C. **Algoritmo de otimização por Enxame de Partículas Discreto aplicado na alocação ótima de banco de capacitores em sistemas de distribuição**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2020.

DONADEL, C. B. **Metodologia de planejamento técnico de redes de distribuição de energia elétrica em cenários de elevada penetração de geração distribuída**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Espírito Santo, 2015.

DONADEL, C. B.; FARDIN, J. F.; ENCARNACÃO, L. F. Electrical distribution network operation with a presence of distributed generation units in a Pre Smart Grid environment using a clustering-based methodology. **Energy Systems**, v. 6, n. 4, p. 455–477, 30 nov. 2015.

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A. **Norma ND.22 - Projetos de Redes Aéreas Urbanas de Distribuição de Energia Elétrica de Agosto de 2015**, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Sistemas Isolados**, c2021. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/sistemas-isolados>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Projeção da demanda de energia elétrica (2017-2026)**, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023**. p. 34, 2018.

GANGULY, S.; SAHOO, N. C.; DAS, D. Multi-objective particle swarm optimization based on fuzzy-Pareto-dominance for possibilistic planning of electrical distribution systems incorporating distributed generation. **Fuzzy Sets and Systems**, v. 213, p. 47–73, fev. 2013.

GÖNEN, T. **Electric Power Distribution System Engineering**. 1ª ed. New York: McGraw Hill, 1985.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. DE; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1ª ed. São Paulo: Edgard Blücher LTDA, 2005.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. C. **A discrete binary version of the particle swarm algorithm**. 1997 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics. Computational Cybernetics and Simulation. **Anais...IEEE**, 1997 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/637339/>>

MAFARJA, M. M. et al. Binary Dragonfly Algorithm for Feature Selection. **Proceedings - 2017 International Conference on New Trends in Computing Sciences, ICTCS 2017**, v. 2018- Janua, p. 12–17, 2017.

MARTINS, V. F. **Optimization Techniques**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

MILOCA, S. A. **Planejamento da Expansão em Redes de Distribuição de Energia**

Elétrica com Indicadores de Confiabilidade e Base de Dados Georeferenciada. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Paraná, 2012.

MIRJALILI, S. Dragonfly algorithm: a new meta-heuristic optimization technique for solving single-objective, discrete, and multi-objective problems. **Neural Computing and Applications**, v. 27, n. 4, p. 1053–1073, 29 maio 2016.

MULLER, F. C.; DONADEL, C. B. **Planejamento da Expansão de Redes de Distribuição de Energia Elétrica : Tomada de Decisão considerando a Utilização de Perfis Probabilísticos de Geração e Consumo de Energia.** 14th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON). **Anais...**2021

NAKAGUISHI, M. I.; HERMES, P. D. **Estudo comparativo técnico/financeiro para implantação de redes de distribuição subterrâneas.** [s.l.] Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Paraná, 2011.

NGATCHOU, P.; ZAREI, A.; EL-SHARKAWI, A. **Pareto Multi Objective Optimization.** (R. N. Sengupta, A. Gupta, J. Dutta, Eds.)Proceedings of the 13th International Conference on, Intelligent Systems Application to Power Systems. **Anais...IEEE**, 30 nov. 2016Disponível em: <<https://www.taylorfrancis.com/books/9781482282566>>

OLIVEIRA, M. E. **Avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica.** [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, 2009.

OUALMAKRAN, Y.; MELENDEZ, J.; HERRAIZ, S. **Self-healing for smart grids: Problem formulation and considerations.** 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). **Anais...IEEE**, out. 2012Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6465856/>>

PÁDUA, S. G. B. DE. **Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica de média tensão através de um algoritmo de busca dispersa.** [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista, 2005.

PAIVA, R. R. DA C. **Planejamento da expansão de Curto prazo de redes de distribuição considerando geração distribuída e confiabilidade.** [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, 2016.

PEREIRA, F. S. **Reconfiguração ótima de sistemas de distribuição de energia elétrica baseado no comportamento de colônias de formigas.** [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo, 2010.

PINTO, R. S. **Planejamento Multiestágio Da Expansão De Sistemas De Distribuição Considerando Confiabilidade E Geração Distribuída No Contexto De Smart Grids.** [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Paraná, 2018.

QUEIROZ, L. M. O. DE. **Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica.** [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas, 2010.

R. B. ALENCAR, M.; A. SOUZA, B.; L. A. NEVES, W. **Um Estudo Comparativo de Metaheurísticas para Planejamento da Geração Distribuída.** [s.l.] sbabra, 7 dez. 2020.

REIS, P. A. **Otimização baseada em confiabilidade de planos de manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas, 2007.

REPÚBLICA FEDERATIVA BRASILEIRA. **Lei nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996.**, 1996.

REYNOLDS, C. W. Flocks, Herds and Schools: A Distributed Behavioral Model. **ACM SIGGRAPH '87 Conference Proceedings**, p. 25–34, 1987.

RODRIGUES, B. R. P. J.; COSSI, A.; MANTOVANI, J. R. S. Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica através de um modelo de Programação Não Linear Inteiro Misto e Busca Tabu. **XXXLIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, p. 12, 2011.

SEDGHI, M.; AHMADIAN, A.; ALIAKBAR-GOLKAR, M. Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 1, p. 304–316, jan. 2016.

SEIFI, H.; SEPASIAN, M. S. **Electric Power System Planning Issues, Algorithms and Solutions**. New York: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011.

SILVA, E. B. DA. **Aplicação do algoritmo colônia de formigas na restauração de redes elétricas de distribuição**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal da Bahia, 2016.

SIOHANSI, F. P. **Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy**. Waltham: Elsevier, 2012.

SOUSA, J. DE. **Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de um Modelo de Programação Linear Inteiro Misto (PLIM)**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista, 2013.

STEVENSON, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. São Paulo: McGraw-Hill Book Co, 1994.

SUDHAKARA REDDY, A. V.; DAMODAR REDDY, M. Optimization of distribution network reconfiguration using dragonfly algorithm. **Journal of Electrical Engineering**, v. 16, n. 4, p. 1–10, 2016.

VERGILIO, A. H. B. **Alocação ótima de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica trifásica e desbalanceadas**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas, 2016.

APÊNDICE A - DADOS DO IEEE 123 BARRAS

As Tabelas 20-27 apresentam os dados do alimentador STO da rede IEEE 123 barras adaptada.

A Tabela 20 apresenta os dados das linhas do Sistema Teste Original (STO). A barra do início da linha é representada como B1 e a barra de conexão do final do trecho é representada como B2; ℓ é o comprimento da linha e Config é o tipo de configuração que o trecho assume.

Tabela 20 – Dados das Linhas do STO

Dados das Linhas																			
Nome Linha	B1	B2	ℓ (km)	Conf.	Nome Linha	B1	B2	ℓ (km)	Conf.	Nome Linha	B1	B2	ℓ (km)	Conf.	Nome Linha	B1	B2	ℓ (km)	Conf.
L1	1	2	0,282	10	L32	30	250	0,322	2	L63	64	65	0,684	12	L95	95	96	0,322	10
L2	1	3	0,402	11	L33	31	32	0,483	11	L64	65	66	0,523	12	L96	97	98	0,443	3
L3	1	7	0,483	1	L34	34	15	0,161	11	L65	67	68	0,322	9	L97	98	99	0,885	3
L4	3	4	0,322	11	L35	35	36	1,046	8	L66	67	72	0,443	3	L98	99	100	0,483	3
L5	3	5	0,523	11	L36	35	40	0,402	1	L67	67	97	0,402	3	L99	100	450	1,287	3
L6	5	6	0,402	11	L37	36	37	0,483	9	L68	68	69	0,443	9	L100	101	102	0,362	11
L7	7	8	0,322	1	L38	36	38	0,402	10	L69	69	70	0,523	9	L101	101	105	0,443	3
L8	8	12	0,362	10	L39	38	39	0,523	10	L70	70	71	0,443	9	L102	102	103	0,523	11
L9	8	9	0,362	9	L40	40	41	0,523	11	L71	72	73	0,443	11	L103	103	104	1,127	11
L10	8	13	0,483	1	L41	40	42	0,402	1	L72	72	76	0,322	3	L104	105	106	0,362	10
L11	9	14	0,684	9	L42	42	43	0,805	10	L73	73	74	0,563	11	L105	105	108	0,523	3
L12	13	34	0,241	11	L43	42	44	0,322	1	L74	74	75	0,644	11	L106	106	107	0,925	10
L13	13	18	1,328	2	L44	44	45	0,322	9	L75	76	77	0,644	6	L107	108	109	0,724	9
L14	14	11	0,402	9	L45	44	47	0,402	1	L76	76	86	1,127	3	L108	108	300	1,609	3
L15	14	10	0,402	9	L46	45	46	0,483	9	L77	77	78	0,161	6	L109	109	110	0,483	9
L16	15	16	0,604	11	L47	47	48	0,241	4	L78	78	79	0,362	6	L110	110	111	0,925	9
L17	15	17	0,563	11	L48	47	49	0,402	4	L79	78	80	0,764	6	L111	110	112	0,201	9
L18	18	19	0,402	9	L49	49	50	0,402	4	L80	80	81	0,764	6	L112	112	113	0,845	9
L19	18	21	0,483	2	L50	50	51	0,402	4	L81	81	82	0,402	6	L113	113	114	0,523	9
L20	19	20	0,523	9	L51	52	53	0,322	1	L82	81	84	1,086	11	L114	135	35	0,604	4
L21	21	22	0,845	10	L52	53	54	0,201	1	L83	82	83	0,402	6	L115	149	1	0,644	1
L22	21	23	0,402	2	L53	54	55	0,443	1	L84	84	85	0,764	11	L116	152	52	0,644	1
L23	23	24	0,885	11	L54	54	57	0,563	3	L85	86	87	0,724	6	L117	160	67	0,563	6
L24	23	25	0,443	2	L55	55	56	0,443	1	L86	87	88	0,282	9	L118	197	101	0,402	3
L25	25	26	0,563	7	L56	57	58	0,402	10	L87	87	89	0,443	6	-	-	-	-	-
L26	25	28	0,322	2	L57	57	60	1,207	3	L88	89	90	0,362	10	-	-	-	-	-
L27	26	27	0,443	7	L58	58	59	0,402	10	L89	89	91	0,362	6	-	-	-	-	-
L28	26	31	0,362	11	L59	60	61	0,885	5	L90	91	92	0,483	11	-	-	-	-	-
L29	27	33	0,805	9	L60	60	62	0,402	12	L91	91	93	0,362	6	-	-	-	-	-
L30	28	29	0,483	2	L61	62	63	0,282	12	L92	93	94	0,443	9	-	-	-	-	-
L31	29	30	0,563	2	L62	63	64	0,563	12	L93	93	95	0,483	6	-	-	-	-	-

Fonte: Adaptado de IEEE PES – Power & Energy Society (2014)

Tabela 21 – Dados dos Condutores

Dados dos Condutores Aéreos				
Config.	Fases	Fases Cond.	Neutro Cond.	Espaçamento
		ACSR	ACSR	ID
1	A B C N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
2	C A B N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
3	B C A N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
4	C B A N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
5	B A C N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
6	A C B N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
7	A C N	336,400 26/7	4/0 6/1	505
8	A B N	336,400 26/7	4/0 6/1	505
9	A N	1/0	1/0	510
10	B N	1/0	1/0	510
11	C N	1/0	1/0	510

Fonte: Adaptado de IEEE PES – Power & Energy Society (2014)

Tabela 22 – Dados dos condutores subterrâneos

Dados dos Condutores Subterrâneos			
Config.	Fases	Cabo	Espaçamento ID
12	A B C	1/0 AA, CN	515

Fonte: Adaptado de IEEE PES – Power & Energy Society (2014)

Tabela 23 – Dados dos transformadores

Dados dos Transformadores					
	kVA	kV-Primário	kV-Secundário	R - %	X - %
Substation	5.000	115 - D	4.16 Gr-W	1	8
XFM – 1	150	4.16 - D	.480 – D	1,27	2,72

Fonte: Adaptado de IEEE PES – Power & Energy Society (2014)

Tabela 24 – Dados dos capacitores

Dados dos Capacitores			
B2	Fase A	Fase B	Fase C
	kVAr	kVAr	kVAr
83	200	200	200
88	50	-	-
90	-	50	-
92	-	-	50
Total	250	250	250

Fonte: Adaptado de IEEE PES – Power & Energy Society (2014)

Tabela 25 – Dados das chaves

Dados das Chaves Trifásicas			
Nome Chave	B1	B2	Normal
SW_0	0	149	closed
SW_1	13	152	closed
SW_2	18	135	closed
SW_3	60	160	closed
SW_4	97	101	closed
SW_5	61	610t	open
SW_6	51	300	open
SW_7	54	94	open
SW_8	95	195	open
SW_9	250	251	open
SW_{10}	450	451	open
SW_{11}	300	350	open
SW_{12}	23	48	open
SW_{13}	39	66	open
SW_{14}	36	57	open
SW_{15}	64	108	open

Fonte: Adaptado de IEEE PES – Power & Energy Society (2014)

Tabela 26 – Dados dos reguladores

Dados dos Reguladores de Tensão	
Regulator ID:	1
Line Segment:	150 - 149
Location:	150
Phases:	A-B-C
Connection:	3-Ph, Wye
Monitoring Phase:	A
Bandwidth:	2.0 volts
PT Ratio:	20
Primary CT Rating:	700
Compensator:	Fase A
R - Setting:	3
X - Setting:	7,5
Voltage Level:	120
Regulator ID:	2
Line Segment:	9 - 14
Location:	9
Phases:	A
Connection:	1-Ph, L-G
Monitoring Phase:	A
Bandwidth:	2.0 volts

PT Ratio:	20	
Primary CT Rating:	50	
Compensator:	Fase A	
R - Setting:	0,4	
X - Setting:	0,4	
Voltage Level:	120	
<hr/>		
Regulator ID:	3	
Line Segment:	25 - 26	
Location:	25	
Phases:	A-C	
Connection:	2-Ph,L-G	
Monitoring Phase:	A & C	
Bandwidth:	1	
PT Ratio:	20	
Primary CT Rating:	50	
Compenator:	Fase A	Fase C
R - Setting:	0,4	0,4
X - Setting:	0,4	0,4
Voltage Level:	120	120
<hr/>		
Regulator ID:	4	
Line Segment:	160 - 67	
Location:	160	
Phases:	A-B-C	
Connection:	3-Ph, LG	
Monitoring Phase:	A-B-C	
Bandwidth:	2	
PT Ratio:	20	
Primary CT Rating:	300	
Compensator:	Fase A	Fase B Fase C
R - Setting:	0,6	1,4 0,2
X - Setting:	1,3	2,6 1,4
Voltage Level:	124	124 124

Fonte: Adaptado de IEEE PES – Power & Energy Society (2014)

Tabela 27 – Dados das cargas

Dados das Cargas							
B2	Carga	Fase A	Fase A	Fase B	Fase B	Fase C	Fase C
	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
1	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
2	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
4	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
5	Y-I	0	0	0	0	20	10
6	Y-Z	0	0	0	0	40	20

7	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
9	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
10	Y-I	20	10	0	0	0	0
11	Y-Z	40	20	0	0	0	0
12	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
16	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
17	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
19	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
20	Y-I	40	20	0	0	0	0
22	Y-Z	0	0	40	20	0	0
24	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
28	Y-I	40	20	0	0	0	0
29	Y-Z	40	20	0	0	0	0
30	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
31	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
32	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
33	Y-I	40	20	0	0	0	0
34	Y-Z	0	0	0	0	40	20
35	D-PQ	40	20	0	0	0	0
37	Y-Z	40	20	0	0	0	0
38	Y-I	0	0	20	10	0	0
39	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
41	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
42	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
43	Y-Z	0	0	40	20	0	0
45	Y-I	20	10	0	0	0	0
46	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
47	Y-I	35	25	35	25	35	25
48	Y-Z	70	50	70	50	70	50
49	Y-PQ	35	25	70	50	35	25
50	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
51	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
52	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
53	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
55	Y-Z	20	10	0	0	0	0
56	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
58	Y-I	0	0	20	10	0	0
59	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
60	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
62	Y-Z	0	0	0	0	40	20
63	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
64	Y-I	0	0	75	35	0	0
65	D-Z	35	25	35	25	70	50
66	Y-PQ	0	0	0	0	75	35
68	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
69	Y-PQ	40	20	0	0	0	0

70	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
71	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
73	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
74	Y-Z	0	0	0	0	40	20
75	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
76	D-I	105	80	70	50	70	50
77	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
79	Y-Z	40	20	0	0	0	0
80	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
82	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
83	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
84	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
85	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
86	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
87	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
88	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
90	Y-I	0	0	40	20	0	0
92	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
94	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
95	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
96	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
98	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
99	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
100	Y-Z	0	0	0	0	40	20
102	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
103	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
104	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
106	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
107	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
109	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
111	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
112	Y-I	20	10	0	0	0	0
113	Y-Z	40	20	0	0	0	0
114	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
Total		1420	775	915	515	1155	635

Fonte: Adaptado de IEEE PES – Power & Energy Society (2014)

APENDICE B - ALGORITMO DESENVOLVIDO NO PYTHON

O script executado no Python é mostrado a seguir.

```

"""
#####
INSTITUTO FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
ENGENHARIA ELÉTRICA - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Título da Pesquisa:
Planejamento técnico da expansão de distribuição de energia elétrica multiestágios com
utilização a reconfiguração do alimentador para minimização de custos e perdas

Nome Orientador: Dr. Clainer Bravim Donadel
email: cdonadel@ifes.edu.br
Nome Aluno: Fernando Calenzani Muller
e-mail: fernandocalenzani@gmail.com
#####
"""

#####
INICIO DO ALGORITMO DAGRONFLY ALGORITHM OPTIMIZATION (DAO)
#####

# coding: utf-8
# encoding: utf-8

"""
#####
BIBLIOTECAS
#####
import numpy as np
import py_dss_interface # importa o pacote para utilizar as classes no OpenDSS
import random
import pandas as pd
import os
"""

#####
INTERFACE OPENDSS E PYTHON
#####

dss = py_dss_interface.DSSDLL(r"C:\Program Files\OpenDSS") # OpenDSS objeto com path do OpenDSS local
dss_file = r"C:\Projeto TCC\A1_IEEE123Bus\Master.DSS"
dss.text('compile [{}]' .format(dss_file))
print('-=' * 50)
print("INICIANDO ALGORITMO")
print('-=' * 50)
print('...')

"""
#####
FUNÇÕES
#####

def search(lista, valor):
    for i in range(0, len(lista)):
        if lista[i] == valor:
            indice = i
            break

    return indice

def SwitchingElement(Switch_State):
    # Switch Open(1) e Switch Close(2) OPENDSS
    # Switch Open(0) e Switch Close(1) BDA
    Switch_AllStates = []
    Switch_AllName = []

    dss.swtcontrols_first()

```

```

for i in range(0, len(Switch_State)):

    if Switch_State[i] == 0:
        Switch_State[i] = 1
    elif Switch_State[i] == 1:
        Switch_State[i] = 2

    dss.swtcontrols_write_action(Switch_State[i])
    Switch_AllStates.insert(i, dss.swtcontrols_read_action())
    Switch_AllName.insert(i, dss.swtcontrols_read_name())

    if Switch_AllStates[i] == 1:
        Switch_AllStates[i] = 0
    elif Switch_AllStates[i] == 2:
        Switch_AllStates[i] = 1
    dss.swtcontrols_next()

return Switch_AllStates

def ColetarGrandezas(Cabos_Hplanejamento, CustoExpansao, CondutoresAtuais):
    # DECLARANDO AS GRANDEZAS A SEREM COLETADAS
    Grand_LineCurrent = []
    Grand_LineLosses = []
    Grand_LinePhases = []
    Grand_ElementCurrent = []
    Grand_ElementVoltagepu = []
    Grand_ElementPower = []
    LineNumCond = []
    Grand_LoadPower = np.zeros((len(Load_Name), 4))
    Grand_ChargingCurrent_phaseA = -1 + np.zeros((len(Line_Name), 1), dtype=np.float64)
    Grand_ChargingCurrent_phaseB = -1 + np.zeros((len(Line_Name), 1), dtype=np.float64)
    Grand_ChargingCurrent_phaseC = -1 + np.zeros((len(Line_Name), 1), dtype=np.float64)
    Grand_New_ChargingCurrent_phaseA = -1 + np.zeros((len(Line_Name), 1), dtype=np.float64)
    Grand_New_ChargingCurrent_phaseB = -1 + np.zeros((len(Line_Name), 1), dtype=np.float64)
    Grand_New_ChargingCurrent_phaseC = -1 + np.zeros((len(Line_Name), 1), dtype=np.float64)
    CondutoresCandidatos = -1 + np.zeros((len(Line_Name), 1), dtype=np.float64)
    CustoAnual = np.zeros((len(Line_Name), 1), dtype=np.float64)

    # CORRENTE NAS LINHAS [A]
    dss.lines_first()
    for i in range(0, len(Line_Name)):
        dss.circuit_setactiveelement(Line_Name[i])
        Grand_LineCurrent.insert(i, dss.cktelement_currentsmagang())
        Grand_LineLosses.insert(i, dss.cktelement_losses())
        Grand_LinePhases.insert(i, dss.cktelement_nodeorder())
        LineNumCond.insert(i, dss.cktelement_numconductors())

    dss.lines_next()

    # TENSÕES NAS BARRAS [pu]
    Grand_Voltagepu = dss.circuit_allbusvmagpu()

    # PERDAS TÉCNICAS TOTAIS [kVA]
    Grand_Losses = dss.circuit_losses() # Grand_Losses[0]=P Grand_Losses[1]=Q

    # POTENCIA COMPLEXA TOTAL [kVA]
    Grand_CircuitPower = dss.circuit_totalpower()

    # POTÊNCIA NAS CARGAS
    dss.loads_first()
    for i in range(0, len(Load_Name)):
        dss.circuit_setactiveelement(Load_Name[i])
        Grand_ElementCurrent.insert(i, dss.cktelement_currentsmagang())
        Grand_ElementVoltagepu.insert(i, dss.cktelement_voltagesmagang())
        Grand_ElementPower.insert(i, dss.cktelement_powers())

    if (dss.cktelement_numphases()) >= 3:
        Grand_LoadPower[i][0] = Grand_ElementPower[i][0] + Grand_ElementPower[i][2] + Grand_ElementPower[i][4]
        Grand_LoadPower[i][1] = Grand_ElementPower[i][1] + Grand_ElementPower[i][3] + Grand_ElementPower[i][5]
        Grand_LoadPower[i][2] = ((Grand_LoadPower[i][0]) ** 2 + (Grand_LoadPower[i][1]) ** 2) ** (0.5)
        Grand_LoadPower[i][3] = (Grand_LoadPower[i][0]) / (Grand_LoadPower[i][2])

    elif (dss.cktelement_numphases()) < 3:
        Grand_LoadPower[i][0] = Grand_ElementPower[i][0] + Grand_ElementPower[i][2]
        Grand_LoadPower[i][1] = Grand_ElementPower[i][1] + Grand_ElementPower[i][3]

```

```

Grand_LoadPower[i][2] = ((Grand_LoadPower[i][0])**2 + (Grand_LoadPower[i][1])**2)**(0.5)
Grand_LoadPower[i][3] = (Grand_LoadPower[i][0]) / (Grand_LoadPower[i][2])

dss.loads_next()

# CARREGAMENTO NAS LINHAS

CondutoresCandidatos = np.copy(CondutoresAtuais)
for i in range(0, dss.lines_count()):

    # linhas trifásicas cabo phase ABC=336 e Cabo Neutral= 4/0
    if Line_NumPhase[i] == 3:
        if (Grand_LinePhases[i][0] == 1) and (Grand_LinePhases[i][1] == 2) and (Grand_LinePhases[i][2] == 3):
            Grand_ChargingCurrent_phaseA[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / CondutoresCandidatos[i][0]
            Grand_ChargingCurrent_phaseB[i][0] = Grand_LineCurrent[i][2] / CondutoresCandidatos[i][0]
            Grand_ChargingCurrent_phaseC[i][0] = Grand_LineCurrent[i][4] / CondutoresCandidatos[i][0]

    # linhas bifásicas cabo phase ABC=336 e Cabo Neutral= 4/0
    elif Line_NumPhase[i] == 2:
        if (Grand_LinePhases[i][0] == 1) and (Grand_LinePhases[i][1] == 2):
            Grand_ChargingCurrent_phaseA[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / CondutoresCandidatos[i][0]
            Grand_ChargingCurrent_phaseB[i][0] = Grand_LineCurrent[i][2] / CondutoresCandidatos[i][0]
        elif (Grand_LinePhases[i][0] == 1) and (Grand_LinePhases[i][1] == 3):
            Grand_ChargingCurrent_phaseA[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / CondutoresCandidatos[i][0]
            Grand_ChargingCurrent_phaseC[i][0] = Grand_LineCurrent[i][2] / CondutoresCandidatos[i][0]
        elif (Grand_LinePhases[i][0] == 2) and (Grand_LinePhases[i][1] == 3):
            Grand_ChargingCurrent_phaseB[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / CondutoresCandidatos[i][0]
            Grand_ChargingCurrent_phaseC[i][0] = Grand_LineCurrent[i][2] / CondutoresCandidatos[i][0]

    # linhas monofásicas cabo phase ABC=1/0 e Cabo Neutral= 1/0
    elif Line_NumPhase[i] == 1:
        if (Grand_LinePhases[i][0] == 1):
            Grand_ChargingCurrent_phaseA[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / CondutoresCandidatos[i][0]
        elif (Grand_LinePhases[i][0] == 2):
            Grand_ChargingCurrent_phaseB[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / CondutoresCandidatos[i][0]
        elif (Grand_LinePhases[i][0] == 3):
            Grand_ChargingCurrent_phaseC[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / CondutoresCandidatos[i][0]

# NOVAS CARREGAMENTOS E CUSTOS

for i in range(0, dss.lines_count()):

    # linhas trifásicas cabo phase ABC=336 e Cabo Neutral= 4/0
    if Line_NumPhase[i] == 3:
        if (Grand_LinePhases[i][0] == 1) and (Grand_LinePhases[i][1] == 2) and (Grand_LinePhases[i][2] == 3):
            if (Grand_ChargingCurrent_phaseA[i][0] > CarregAdm) or (
                Grand_ChargingCurrent_phaseB[i][0] > CarregAdm) or (
                Grand_ChargingCurrent_phaseC[i][0] > CarregAdm):
                Grand_New_ChargingCurrent_phaseA[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / Cabos_Hplanejamento[i][2]
                Grand_New_ChargingCurrent_phaseB[i][0] = Grand_LineCurrent[i][2] / Cabos_Hplanejamento[i][2]
                Grand_New_ChargingCurrent_phaseC[i][0] = Grand_LineCurrent[i][4] / Cabos_Hplanejamento[i][2]
                CondutoresCandidatos[i][0] = Cabos_Hplanejamento[i][2]
                CustoAnual[i][0] = PlanoCusto[i][0]

    # linhas bifásicas cabo phase ABC=336 e Cabo Neutral= 4/0
    elif Line_NumPhase[i] == 2:
        if (Grand_LinePhases[i][0] == 1) and (Grand_LinePhases[i][1] == 2):
            if (Grand_ChargingCurrent_phaseA[i][0] > CarregAdm) or (
                Grand_ChargingCurrent_phaseB[i][0] > CarregAdm):
                Grand_New_ChargingCurrent_phaseA[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / Cabos_Hplanejamento[i][2]
                Grand_New_ChargingCurrent_phaseB[i][0] = Grand_LineCurrent[i][2] / Cabos_Hplanejamento[i][2]
                CondutoresCandidatos[i][0] = Cabos_Hplanejamento[i][2]
                CustoAnual[i][0] = PlanoCusto[i][0]

        elif (Grand_LinePhases[i][0] == 1) and (Grand_LinePhases[i][1] == 3):
            if (Grand_ChargingCurrent_phaseA[i][0] > CarregAdm) or (
                Grand_ChargingCurrent_phaseC[i][0] > CarregAdm):
                Grand_New_ChargingCurrent_phaseA[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / Cabos_Hplanejamento[i][2]
                Grand_New_ChargingCurrent_phaseC[i][0] = Grand_LineCurrent[i][2] / Cabos_Hplanejamento[i][2]
                CondutoresCandidatos[i][0] = Cabos_Hplanejamento[i][2]
                CustoAnual[i][0] = PlanoCusto[i][0]

        elif (Grand_LinePhases[i][0] == 2) and (Grand_LinePhases[i][1] == 3):
            if (Grand_ChargingCurrent_phaseB[i][0] > CarregAdm) or (
                Grand_ChargingCurrent_phaseC[i][0] > CarregAdm):
                Grand_New_ChargingCurrent_phaseB[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / Cabos_Hplanejamento[i][2]

```

```

Grand_New_ChargingCurrent_phaseC[i][0] = Grand_LineCurrent[i][2] / Cabos_Hplanejamento[i][2]
CondutoresCandidatos[i][0] = Cabos_Hplanejamento[i][2]
CustoAnual[i][0] = PlanoCusto[i][0]

# linhas monofásicas cabo phase ABC=1/0 e Cabo Neutral= 1/0
elif Line_NumPhase[i] == 1:
    if (Grand_LinePhases[i][0] == 1):
        if (Grand_ChargingCurrent_phaseA[i][0] > CarregAdm):
            Grand_New_ChargingCurrent_phaseA[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / Cabos_Hplanejamento[i][2]
            CondutoresCandidatos[i][0] = Cabos_Hplanejamento[i][2]
            CustoAnual[i][0] = PlanoCusto[i][0]

    elif (Grand_LinePhases[i][0] == 2):
        if (Grand_ChargingCurrent_phaseB[i][0] > CarregAdm):
            Grand_New_ChargingCurrent_phaseB[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / Cabos_Hplanejamento[i][2]
            CondutoresCandidatos[i][0] = Cabos_Hplanejamento[i][2]
            CustoAnual[i][0] = PlanoCusto[i][0]

    elif (Grand_LinePhases[i][0] == 3):
        if (Grand_ChargingCurrent_phaseC[i][0] > CarregAdm):
            Grand_New_ChargingCurrent_phaseC[i][0] = Grand_LineCurrent[i][0] / Cabos_Hplanejamento[i][2]
            CondutoresCandidatos[i][0] = Cabos_Hplanejamento[i][2]
            CustoAnual[i][0] = PlanoCusto[i][0]

return Grand_Losses, \
    Grand_CircuitPower, \
    Grand_Voltagepu, \
    Grand_LineCurrent, \
    Grand_LoadPower, \
    Grand_ChargingCurrent_phaseA, \
    Grand_ChargingCurrent_phaseB, \
    Grand_ChargingCurrent_phaseC, \
    Grand_New_ChargingCurrent_phaseA, \
    Grand_New_ChargingCurrent_phaseB, \
    Grand_New_ChargingCurrent_phaseC, \
    CondutoresCandidatos, \
    CustoAnual

def Binarizacao(VetReal):
    VetBin = np.zeros((1, len(VetReal)))

    for l in range(0, len(VetReal)):

        VetBin[0][l] = 1 / (1 + np.exp(-VetReal[l]))

        if VetBin[0][l] >= 0.5:
            VetBin[0][l] = 1
        elif VetBin[0][l] < 0.5:
            VetBin[0][l] = 0

    return VetBin

def Float2Int(Xfloat):
    Xint = []
    Xint.clear()

    for i in range(0, len(Xfloat[0][:])):
        if Xfloat[0][i] == 1:
            Xint.insert(i, 1)
        else:
            Xint.insert(i, 0)

    return Xint

def ExpansaoCarga(t):
    Load_P_kw = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
    Load_Qkvar = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
    Load_S_kva = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
    Load_fp = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
    Load_U_kV = np.zeros((dss.loads_count(), 1))

    dss.loads_first()
    for i in range(0, dss.loads_count()):

```



```

dss.circuit_setactiveelement(Load_Name[i])
Load_P_kw[i][0] = dss.loads_read_kw()
Load_Qkvar[i][0] = dss.loads_read_kvar()
Load_U_kV[i][0] = dss.loads_read_kv()
S = ((dss.loads_read_kw()) ** 2 + (dss.loads_read_kvar()) ** 2) ** (1 / 2)
fp = dss.loads_read_kw() / S
Load_S_kva[i][0] = S
Load_fp[i][0] = fp

dss.loads_next()

dss.loads_first()
for i in range(0, dss.loads_count()):
    dss.text('Edit Load.{ Bus1={ Phases={ Conn={ Model={ kV={ kW={ kvar={}'.format(
        Load_Name[i], Load_bus[i], Load_phases[i], Load_Conn[i], Load_model[i], Load_U_kV[i],
        Load_P_kw[i] * (1 + t*ExpCarga), Load_Qkvar[i] * (1 + t*ExpCarga)))

    dss.loads_next()

def ContracaoCarga(t):

    Load_P_kw = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
    Load_Qkvar = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
    Load_S_kva = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
    Load_fp = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
    Load_U_kV = np.zeros((dss.loads_count(), 1))

    dss.loads_first()
    for i in range(0, dss.loads_count()):
        dss.circuit_setactiveelement(Load_Name[i])
        Load_P_kw[i][0] = dss.loads_read_kw()
        Load_Qkvar[i][0] = dss.loads_read_kvar()
        Load_U_kV[i][0] = dss.loads_read_kv()
        S = ((dss.loads_read_kw()) ** 2 + (dss.loads_read_kvar()) ** 2) ** (1 / 2)
        fp = dss.loads_read_kw() / S
        Load_S_kva[i][0] = S
        Load_fp[i][0] = fp

    dss.loads_next()

    dss.loads_first()
    for i in range(0, dss.loads_count()):
        dss.text('Edit Load.{ Bus1={ Phases={ Conn={ Model={ kV={ kW={ kvar={}'.format(
            Load_Name[i], Load_bus[i], Load_phases[i], Load_Conn[i], Load_model[i], Load_U_kV[i],
            Load_P_kw[i] / (1 + t*ExpCarga), Load_Qkvar[i] / (1 + t*ExpCarga)))

    dss.loads_next()

def PlanoExpansao(H_Planejamento, AnoPlanejado, AmpacidadeCondutores):

    #DEFININDO PLANO DE EXPANSÃO

    CustoExpansao = np.zeros((dss.lines_count(), 1))
    LineNumCond = []
    Corrente_Hplanejamento = []
    Cabos_Hplanejamento = np.zeros((dss.lines_count(), 3))

    # EXPANSÃO DA DEMANDA DE ENERGIA PARA O HORIZONTE DE PLANEJAMENTO
    ContracaoCarga(AnoPlanejado)
    dss.solution_solve()
    ExpansaoCarga(H_Planejamento)
    dss.solution_solve()

    # COLETA A CORRENTE DAS LINHAS NO HORIZONTE DE PLANEJAMENTO
    dss.lines_first()
    for i in range(0, dss.lines_count()):
        dss.circuit_setactiveelement(Line_Name[i])
        LineNumCond.insert(i, dss.cktelement_numconductors())
        dss.lines_next()

    dss.lines_first()
    for i in range(0, len(Line_Name)):
        dss.circuit_setactiveelement(Line_Name[i])
        Corrente_Hplanejamento.insert(i, dss.cktelement_currentsmagang())

```

```

if (Corrente_Hplanejamento[i][0] / AmpacidadeCondutores[i][0]) > CarregAdm:

    for j in range(0, len(CabosDados[1][:]) - 1):

        if int(round(Corrente_Hplanejamento[i][0], 0)) in range(int(round(CarregAdm * CabosDados[1][j], 0)),
                                                             int(round(CarregAdm * CabosDados[1][j + 1],
                                                             0))):

            # RECONDUTORAMENTO

            if Corrente_Hplanejamento[i][0] < round(CarregAdm * CabosDados[1][6], 0):

                # 1 - R: CABOS EM ESTOQUE
                for k in range(0, len(Cabos_Retirados)):
                    if (Corrente_Hplanejamento[i][0] < round(CarregAdm * Cabos_Retirados[k][0], 0)) and (
                        Line_comp[i] <= Cabos_Retirados[k][1]):
                        Cabos_Hplanejamento[i][0] = CondutorOriginal[i][0]
                        Cabos_Hplanejamento[i][1] = Cabos_Retirados[k][0]
                        Cabos_Hplanejamento[i][2] = Cabos_Retirados[k][0]

                        CustoExpansao[i][0] = (Porc_custo_fixo) * (1.60934) * (Line_comp[i]) * \
                            (CabosCustosRecond[
                                CabosDados[1][:].index(AmpacidadeCondutores[i][0]) \
                                [CabosDados[1][:].index(Cabos_Retirados[k][0])])
                        Cabos_Retirados[k][0] = -1
                        break

                # 2 - R: NOVOS CABOS CABOS

                if (int(round(Corrente_Hplanejamento[i][0], 0)) in range(
                    int(round(CarregAdm * CabosDados[1][0], 0),
                    int(round(CarregAdm * CabosDados[1][6], 0)))) and (
                    Cabos_Hplanejamento[i][2] == 0):
                    Cabos_Hplanejamento[i][0] = CondutorOriginal[i][0]
                    Cabos_Hplanejamento[i][1] = CabosDados[1][j + 1]
                    Cabos_Hplanejamento[i][2] = CabosDados[1][j + 1]

                    Cabos_Retirados[i][0] = CondutorOriginal[i][0]
                    Cabos_Retirados[i][1] = Line_comp[i]

                    CustoExpansao[i][0] = (Porc_custo_fixo) * (1.60934) * (Line_comp[i]) * \
                        (CabosCustosRecond[CabosDados[1][:].index(AmpacidadeCondutores[i])][
                            j + 1]) \
                        + (1 - Porc_custo_fixo) * (LineNumCond[i] / 3) * (1.60934) * (
                            Line_comp[i]) \
                        * (CabosCustosRecond[CabosDados[1][:].index(AmpacidadeCondutores[i])][
                            j + 1])

            # CONSTRUÇÃO DE NOVA LINHA + RECONDUTORAMENTO

            if Corrente_Hplanejamento[i][0] > round(CarregAdm * CabosDados[1][6], 0):

                # 1 - R + NL: CABOS EM ESTOQUE

                for k in range(0, len(Cabos_Retirados)):

                    if (Corrente_Hplanejamento[i][0] < round(
                        CarregAdm * (Cabos_Retirados[k][0] + CabosDados[1][6]
                        ), 0)) and (Line_comp[i] <= Cabos_Retirados[k][1]) and (i > 8):

                        if CondutorOriginal[i][0] == CabosDados[1][4]:
                            Cabos_Hplanejamento[i][0] = CabosDados[1][4]
                            Cabos_Hplanejamento[i][1] = CabosDados[1][6]
                            Cabos_Hplanejamento[i][2] = Cabos_Retirados[k][0] + CabosDados[1][6]
                            CustoExpansao[i][0] = CabosCustosConstr[0][6] * 1.60934 * Line_comp[i]
                            break
                        else:

                            CustoExpansao[i][0] = CabosCustosConstr[0][6] + (Porc_custo_fixo) * (1.60934) * \
                                (Line_comp[i]) * (CabosCustosRecond[3][4])
                            Cabos_Retirados[k][0] = -1
                            break

                # 2 - R + NL: NOVOS CABOS

```

```

if (Corrente_Hplanejamento[i][0] < round(CarregAdm * (CabosDados[1][j + 1]), 0)) and (
    Cabos_Hplanejamento[i][2] == 0):
    Cabos_Retirados[i][0] = CondutorOriginal[i][0]
    Cabos_Retirados[i][1] = Line_comp[i]

    Cabos_Hplanejamento[i][0] = CabosDados[1][6]
    Cabos_Hplanejamento[i][1] = CabosDados[1][j + 1] - CabosDados[1][6]
    Cabos_Hplanejamento[i][2] = CabosDados[1][j + 1]

    CustoExpansao[i][0] = 1.60934 * (Line_comp[i]) * (CabosCustosConstr[0][j + 1]) * \
        (1 - Porc_custo_fixo) * LineNumCond[i] / 3 + 1.60934 * (Line_comp[i]) \
        * (CabosCustosConstr[0][j + 1]) * (Porc_custo_fixo)

# 3 - CORRENTE MENOR DE 150 A

if Corrente_Hplanejamento[i][0] < CarregAdm * CabosDados[1][0]:

    # 3.1 - CORRENTE MENOR DE 150 A E CABOS MAIORES DO QUE 150A

    if CabosDados[1][0] != CondutorOriginal[i][0]:
        Cabos_Retirados[i][0] = CondutorOriginal[i][0]
        Cabos_Retirados[i][1] = Line_comp[i]

        Cabos_Hplanejamento[i][0] = CondutorOriginal[i][0]
        Cabos_Hplanejamento[i][1] = CabosDados[1][0]
        Cabos_Hplanejamento[i][2] = CabosDados[1][0]

        CustoExpansao[i][0] = (Porc_custo_fixo) * (1.60934) * (Line_comp[i]) * \
            (
                CabosCustosRecond[CabosDados[1][:].index(AmpacidadeCondutores[i])][j]) \
            + (1 - Porc_custo_fixo) * (LineNumCond[i] / 3) * (1.60934) * (
                Line_comp[i]) \
            * (
                CabosCustosRecond[CabosDados[1][:].index(AmpacidadeCondutores[i])][j])

# 4 - CORRENTE MENOR DE 150 A SEM ALTERAÇÃO

else:
    Cabos_Hplanejamento[i][0] = CondutorOriginal[i][0]
    Cabos_Hplanejamento[i][1] = CabosDados[1][0]
    Cabos_Hplanejamento[i][2] = CondutorOriginal[i][0]

# 1 - NÃO EXCEDERAM LIMITE DE CARREGAMENTO

else:
    Cabos_Hplanejamento[i][0] = AmpacidadeCondutores[i][0]
    Cabos_Hplanejamento[i][1] = 0
    Cabos_Hplanejamento[i][2] = AmpacidadeCondutores[i][0]

if i >= 122:
    Cabos_Hplanejamento[i][0] = np.inf
    Cabos_Hplanejamento[i][1] = 0
    Cabos_Hplanejamento[i][2] = np.inf

dss.lines_next()

# CONTRAÇÃO DA DEMANDA
ContracaoCarga(H_Planejamento)
dss.solution_solve()
ExpansaoCarga(AnoPlanejado)
dss.solution_solve()

return Cabos_Hplanejamento, CustoExpansao

"""
#####
PARÂMETROS DA SIMULAÇÃO
#####
"""

# PARAMETROS GERAIS
STO = 'sim' # simular SISTEMA TESTE ORIGINAL
STR = 'nao' # simular SISTEMA TESTE RECONFIGURAÇÃO

```

```

N          = 30      # Número de libélulas (soluções) iniciais
CarregAdm  = 0.66    # Carregamento Admissível nas linhas
Load_VariacaoPot = 1    # % da potência da carga que deve ser atendida
epsilon    = 225000  # Limitação do espaço de busca da Função Objetivo 2 (F2(X)) (limite das perdas ativas em 95 kW)
ExpCarga   = 0.07    # % em que a potência das cargas crescem anualmente
H_Planejamento = 5    # Horizonte em anos do planejamento
EstagiosExecucao = 5    # Número de estágios para execução do planejamento
Porc_custo_fixo = 0.35 # porcentagem de custo fixo da expansão
max_iter   = 25      # Número máximo de iterações
Xmax       = +5      # Valor máximo que a sigmoide pode assumir
Xmin       = -5      # Valor mínimo que a sigmoide pode assumir
peso       = +1      # % do peso dos parametros s,a,c
pesof      = +5      # % do peso do parametro f
Nsim       = 100
salvar     = 'sim'

```

PARAMETROS DO CIRCUITO

```

NameElements = dss.circuit_allelementnames()
Element_numphases = []
Element_busname = []
U_barras = dss.circuit_allbusvmag()

```

ENCONTRANDO O NOME DA BARRA E O NUMERO DE FASES

```

for i in range(0, len(NameElements)):
    dss.circuit_setactiveelement(NameElements[i])
    Element_numphases.insert(i, dss.cktelement_numphases())
    Element_busname.insert(i, dss.cktelement_read_busnames())

```

DECLARAÇÕES DAS VARIÁVEIS

```

Load_P_kw = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
Load_Qkvar = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
Load_S_kva = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
Load_fp = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
Load_U_kV = np.zeros((dss.loads_count(), 1))
Load_Name = []
Load_Conn = []
Load_model = []
oad_bus = []
Load_phases = []
Line_Name = []
Line_comp = []
Line_Code = []
Line_NumPhase = []
CondutorOriginal = np.zeros((dss.lines_count(), 1))
Cabos_Retirados = np.zeros((dss.lines_count(), 2))
F1_EspacoSolucao_Ano0 = np.zeros((N,max_iter))
F1_EspacoSolucao_Ano1 = np.zeros((N,max_iter))
F1_EspacoSolucao_Ano2 = np.zeros((N,max_iter))
F1_EspacoSolucao_Ano3 = np.zeros((N,max_iter))
F1_EspacoSolucao_Ano4 = np.zeros((N,max_iter))
F1_EspacoSolucao_Ano5 = np.zeros((N,max_iter))

F2_EspacoSolucao_Ano0 = np.zeros((N,max_iter))
F2_EspacoSolucao_Ano1 = np.zeros((N,max_iter))
F2_EspacoSolucao_Ano2 = np.zeros((N,max_iter))
F2_EspacoSolucao_Ano3 = np.zeros((N,max_iter))
F2_EspacoSolucao_Ano4 = np.zeros((N,max_iter))
F2_EspacoSolucao_Ano5 = np.zeros((N,max_iter))

```

PARAMETROS DOS CABOS DO ALIMENTADOR [AMPACIDADE A | CUSTO R\$/km]

```

CabosDados = [['CAA1', 'CAA2', 'CAA3', 'CAA4', 'CAA5', 'CAA6', 'CAA7',
               'CAA7+CAA1', 'CAA7+CAA2', 'CAA7+CAA6', 'CAA7+CAA7'], # CABOS[0][:]NOME      CABO
               [150.00, 250.00, 350.00, 400.00, 500.00, 600.00, 790.00, 1390, 1580]] # CABOS[1][:]AMPACIDADE CABO

CabosCustosRecond = [[0, 40200, 64700, 70000, 101400, 132900, 194900],
                      [0, 0.000, 52500, 61200, 87400, 115400, 176400],
                      [0, 0.000, 0.000, 50700, 75200, 92700, 157900],
                      [0, 0.000, 0.000, 0.000, 61200, 78700, 139400],
                      [0, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 66500, 120900],

```

```

[0, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 102900]]

CabosCustosConstr = [[35000, 52500, 73500, 87400, 117200, 148700, 213400, 251100, 315800]]

# PARAMETROS DAS CARGAS

dss.loads_first()
for i in range(0, dss.loads_count()):
    Load_P_kw[i][0] = dss.loads_read_kw()
    Load_Qkvar[i][0] = dss.loads_read_kvar()
    Load_Name.insert(i, dss.loads_read_name())
    Load_Conn.insert(i, dss.loads_read_isdelta())
    Load_U_kV[i][0] = dss.loads_read_kv()
    Load_model.insert(i, dss.loads_read_model())
    Load_bus = ['1.1', '2.2', '4.3', '5.3', '6.3', '7.1', '9.1', '10.1', '11.1', '12.2', '16.3', '17.3', '19.1', '20.1',
                '22.2', '24.3', '28.1', '29.1', '30.3', '31.3', '32.3', '33.1', '34.3', '35.1.2', '37.1', '38.2',
                '39.2', '41.3', '42.1', '43.2', '45.1', '46.1', '47', '48', '49.1', '49.2', '49.3', '50.3', '51.1',
                '52.1', '53.1', '55.1', '56.2', '58.2', '59.2', '60.1', '62.3', '63.1', '64.2', '65.1.2', '65.2.3',
                '65.3.1', '66.3', '68.1', '69.1', '70.1', '71.1', '73.3', '74.3', '75.3', '76.1.2', '76.2.3', '76.3.1',
                '77.2', '79.1', '80.2', '82.1', '83.3', '84.3', '85.3', '86.2', '87.2', '88.1', '90.2', '92.3', '94.1',
                '95.2', '96.2', '98.1', '99.2', '100.3', '102.3', '103.3', '104.3', '106.2', '107.2', '109.1', '111.1',
                '112.1', '113.1', '114.1']
    S = ((dss.loads_read_kw()) ** 2 + (dss.loads_read_kvar()) ** 2) ** (1 / 2)
    fp = dss.loads_read_kw() / S
    Load_S_kva[i][0] = S
    Load_fp[i][0] = fp

    dss.circuit_setactiveelement(Load_Name[i])
    Load_phases.insert(i, dss.cktelement_numphases())
    dss.loads_next()

# PARAMETROS DAS LINHAS

dss.lines_first()
for i in range(0, dss.lines_count()):
    Line_Name.insert(i, dss.lines_read_name())
    Line_comp.insert(i, dss.lines_read_length())
    Line_Code.insert(i, dss.lines_read_linecode())
    Line_NumPhase.insert(i, dss.lines_read_phases())

    if (Line_Code[i] == '1') or (Line_Code[i] == '2') or (Line_Code[i] == '3') or (Line_Code[i] == '4') or (
        Line_Code[i] == '5') or (Line_Code[i] == '6'):
        CondutorOriginal[i][0]=500

    elif (Line_Code[i] == '7') or (Line_Code[i] == '8'):
        CondutorOriginal[i][0]=500

    elif (Line_Code[i] == '9') or (Line_Code[i] == '10') or (Line_Code[i] == '11'):
        CondutorOriginal[i][0]=150

    elif (Line_Code[i] == '12'):
        CondutorOriginal[i][0]=500

    else:
        CondutorOriginal[i][0]=np.inf

    dss.lines_next()

CondutoresAtuais = CondutorOriginal

# DECLARAÇÕES DAS SWITCHS
Switch_Names = dss.swtcontrols_allnames()
Switch_AllStates = []
Switch_State = []

.....
.
.
.
.....

```

```

#####
INICIO DO ALGORITMO
DRAGONFLY ALGORITHM OPTIMIZATION
#####

# PARÂMETROS DE ENTRADA DA
nVar = len(Switch_Names) # Número de Switches do Alimentador exceto a chave da subestação
dim = nVar

# DECLARAÇÕES DAS VARIÁVEIS DO DAO

Anual_U_barras = np.zeros((H_Planejamento+1, len(dss.circuit_allbusvmagpu())), dtype=np.float64)
Anual_Potfeeder = np.zeros((H_Planejamento+1, 2), dtype=np.float64)
Anual_PerdasTotais = np.zeros((H_Planejamento+1, 2), dtype=np.float64)
Anual_CarregamentoA = np.zeros((dss.lines_count(), H_Planejamento+1))
Anual_CarregamentoB = np.zeros((dss.lines_count(), H_Planejamento+1))
Anual_CarregamentoC = np.zeros((dss.lines_count(), H_Planejamento+1))
Anual_Novo_CarregamentoA = np.zeros((dss.lines_count(), H_Planejamento+1))
Anual_Novo_CarregamentoB = np.zeros((dss.lines_count(), H_Planejamento+1))
Anual_Novo_CarregamentoC = np.zeros((dss.lines_count(), H_Planejamento+1))
Best_pos = np.zeros((H_Planejamento+1, nVar), dtype=np.int)
Anual_CustoTotal = np.zeros((H_Planejamento+1, 1), dtype=np.float64)
Convergence_curve = np.zeros((max_iter, H_Planejamento+1), dtype=np.float64)
CondutoresUtilizados = np.zeros((dss.lines_count(), H_Planejamento+1))
CondutoresCusto = np.zeros((dss.lines_count(), H_Planejamento+1))

#INICIO DO ALGORITMO

for ii in range(0, H_Planejamento+1):

# DECLARAÇÃO DAS VARIÁVEIS

X = np.ones((N, nVar), dtype=np.float64)
deltaX = np.zeros((N, nVar), dtype=np.float64)
Food_pos = np.zeros((1, nVar), dtype=np.float64)
Enemy_pos = np.zeros((1, nVar), dtype=np.float64)
Fitness = -1 + np.zeros((N, 1), dtype=np.float64)
Fitness2 = -1 + np.zeros((N, 2), dtype=np.float64)
S = np.zeros((1, nVar), dtype=np.float64)
A = np.zeros((1, nVar), dtype=np.float64)
C = np.zeros((1, nVar), dtype=np.float64)
F = np.zeros((1, nVar), dtype=np.float64)
E = np.zeros((1, nVar), dtype=np.float64)
Enemy_fitness = -np.inf
Food_fitness = np.inf
Chaveamento = np.ones((N, nVar), dtype=np.float64)
CustoTotal = np.zeros((N, 1), dtype=np.float64)
Food_Line = np.zeros((dss.lines_count(), 1), dtype=np.float64)

# 1 - INICIALIZANDO A POPULAÇÃO DE LIBÉLULAS INICIAL: deltaX e X cujo [linhas=Libélulas, colunas=variaveis]

for i in range(0, N):
    for j in range(2, nVar):
        if random.uniform(-1, 1) >= 0.5:
            X[i][j] = random.uniform(0, Xmax)
        else:
            X[i][j] = random.uniform(Xmin, 0)
        if random.uniform(-1, 1) >= 0.5:
            deltaX[i][j] = random.uniform(0, Xmax / 10)
        else:
            deltaX[i][j] = random.uniform(Xmin / 10, 0)

    if ii > 0:
        X[0][:] = Best_pos[ii - 1][:]
    else:
        X[0][:] = [5, 5, 5, 5, 5, 5, -5, -5, -5, -5, -5, -5, -5, -5, -5]

# 2 - INÍCIO DO LOOP DO DAO

for iter in range(0, max_iter):

```

```

print('\n' * 25)
print('EXECUTANDO O BDA PARA IEEE123: Minimização de CUSTO DA EXPANSÃO e PERDAS TÉCNICAS')
print('_____')
print('Estágio: {} Horizonte Planejamento: {} Expansao Anual(%): {} Nibelulas:{} max_iter:{} Nchaves:{} '.format(
    ii, H_Planejamento, int(ExpCarga * 100), N, max_iter, dss.swtcontrols_count()))
print('Loading: {} %'.format(int(iter * 100 / max_iter)))

# 3 - INICIALIZANDO OS PESOS s,a,c,f,e,w

w = 0.9 - iter * (0.5 / max_iter)
my_c = 0.1 - iter * (0.1 / (max_iter / 2))

if my_c < 0:
    my_c = 1 / 100

if iter < (3 * max_iter / 4):
    s = peso * my_c * random.uniform(0, 1) # coeficiente de separação
    a = peso * my_c * random.uniform(0, 1) # coeficiente de alinhamento
    c = peso * my_c * random.uniform(0, 1) # coeficiente de coesão
    f = peso * random.uniform(0, 1) # coeficiente de atração por comida
    e = my_c # coeficiente de distração do inimigo

else:
    s = my_c / iter # coeficiente de separação
    a = my_c / iter # coeficiente de alinhamento
    c = my_c / iter # coeficiente de coesão
    f = peso * random.uniform(0, 1) # coeficiente de atração por comida
    e = my_c / iter # coeficiente de distração do inimigo

# 4 - CALCULO DAS FUNÇÕES OBJETIVO

for i in range(0, N):

    Loads_Status = 0
    if STO == 'sim':
        dss.solution_solve()
    elif STR == 'sim':
        SwitchStates = Float2Int(Binarizacao(X[i][:]))
        Chaveamento[i][:] = SwitchStates
        SwitchingElement(SwitchStates)
        dss.solution_solve()

    """RESTRIÇÕES"""
    # 1) TODAS AS CARGAS DEVEM SER ABASTECIDAS APÓS A RECONFIGURAÇÃO
    # 2) TODAS AS CARGAS DEVEM SER ABASTECIDAS COM PELO MENOS Load_VariacaoPot % DE POTENCIA
    PlanoCondutores, PlanoCusto = PlanoExpansao(H_Planejamento, ii, CondutoresAtuais)
    Grandezas_Coletadas = ColetarGrandezas(PlanoCondutores, PlanoCusto, CondutoresAtuais)
    Grand_LoadPower = np.copy(Grandezas_Coletadas[4][:])

    for j in range(0, len(Grand_LoadPower)):
        if (Load_VariacaoPot * Load_S_kva[j]) > (round(Grand_LoadPower[j][2], 0)):
            Loads_Status = Loads_Status + 1

    if Loads_Status == 0:

        """FUNÇÕES OBJETIVO"""
        # FITNESS 1: CUSTO
        Fitness[i][:] = np.sum(Grandezas_Coletadas[12])

        # FITNESS 2: PERDAS TÉCNICAS
        Fitness2[i][:] = np.copy(Grandezas_Coletadas[0][:])

        if ii==0:
            F1_EspacoSolucao_Ano0[i][iter]=Fitness[i][0]
            F2_EspacoSolucao_Ano0[i][iter]=Fitness2[i][0]

        elif ii==1:
            F1_EspacoSolucao_Ano1[i][iter]=Fitness[i][0]
            F2_EspacoSolucao_Ano1[i][iter]=Fitness2[i][0]

        elif ii==2:
            F1_EspacoSolucao_Ano2[i][iter]=Fitness[i][0]
            F2_EspacoSolucao_Ano2[i][iter]=Fitness2[i][0]

```

```

elif ii==3:
    F1_EspacoSolucao_Ano3[i][iter]=Fitness[i][0]
    F2_EspacoSolucao_Ano3[i][iter]=Fitness2[i][0]

elif ii==4:
    F1_EspacoSolucao_Ano4[i][iter]=Fitness[i][0]
    F2_EspacoSolucao_Ano4[i][iter]=Fitness2[i][0]

elif ii==5:
    F1_EspacoSolucao_Ano5[i][iter]=Fitness[i][0]
    F2_EspacoSolucao_Ano5[i][iter]=Fitness2[i][0]

# 5 - AVALIAÇÃO DAS FUNÇÕES OBJETIVO
# ATUALIZANDO FONTE DE COMIDA

if (Fitness[i][0] > 0):
    if (Fitness[i][0] < Food_fitness) and (Fitness2[i][0] < ((1 + 2 * ii * ExpCarga) * epsilon)):
        Food_fitness = np.copy(Fitness[i][0])
        Food_pos = np.copy(X[i][:])
        Food_Line = np.copy(Grandezas_Coletadas[11][:])
        indice = i

# COLETANDO GRANDEZAS[V, I, S, Custo, Carregamentos e Novos Carregamentos]

# TENSÃO NAS BARRAS
Anual_U_barras[ii][:] = np.copy(Grandezas_Coletadas[2][:])
# CORENTE NAS LINHAS
Anual_I_linhas = np.copy(Grandezas_Coletadas[3][:])
# POTENCIA NOS ELEMENTOS
Anual_Potfeeder[ii][:] = np.copy(Grandezas_Coletadas[1][:])
# PERDAS TOTAIS
Anual_PerdasTotais[ii][:] = np.copy(Grandezas_Coletadas[0][:])
# CARREGAMENTO
for iii in range(0, len(Grandezas_Coletadas[5][:])):
    Anual_CarregamentoA[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[5][iii])
    Anual_CarregamentoB[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[6][iii])
    Anual_CarregamentoC[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[7][iii])
# NOVO CARREGAMENTO
for iii in range(0, len(Grandezas_Coletadas[8][:])):
    Anual_Novo_CarregamentoA[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[8][iii])
    Anual_Novo_CarregamentoB[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[9][iii])
    Anual_Novo_CarregamentoC[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[10][iii])
# CUSTO RECONDUTORAMENTO
for iii in range(0, len(Grandezas_Coletadas[8][:])):
    CondutoresCusto[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[12][iii])

elif (Fitness[i][0] == Food_fitness) and (Fitness2[i][0] < ((1 + 2 * ii * ExpCarga) * epsilon)):
    if (Fitness2[i][0] < Fitness2[indice][0]):
        Food_fitness = np.copy(Fitness[i][0])
        Food_pos = np.copy(X[i][:])
        Food_Line = np.copy(Grandezas_Coletadas[11][:])

    indice = i

# COLETANDO GRANDEZAS[V, I, S, Custo, Carregamentos e Novos Carregamentos]
# TENSÃO NAS BARRAS
Anual_U_barras[ii][:] = np.copy(Grandezas_Coletadas[2][:])
# CORENTE NAS LINHAS
Anual_I_linhas = np.copy(Grandezas_Coletadas[3][:])
# POTENCIA NOS ELEMENTOS
Anual_Potfeeder[ii][:] = np.copy(Grandezas_Coletadas[1][:])
# PERDAS TOTAIS
Anual_PerdasTotais[ii][:] = np.copy(Grandezas_Coletadas[0][:])
# CARREGAMENTO
for iii in range(0, len(Grandezas_Coletadas[5][:])):
    Anual_CarregamentoA[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[5][iii])
    Anual_CarregamentoB[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[6][iii])
    Anual_CarregamentoC[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[7][iii])
# NOVO CARREGAMENTO
for iii in range(0, len(Grandezas_Coletadas[8][:])):
    Anual_Novo_CarregamentoA[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[8][iii])
    Anual_Novo_CarregamentoB[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[9][iii])
    Anual_Novo_CarregamentoC[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[10][iii])
# CUSTO RECONDUTORAMENTO

```



```

    for iii in range(0, len(Grandezas_Coletadas[8][:])):
        CondutoresCusto[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[12][iii])

else:
    if (Fitness[i][0] == 0) and (Fitness2[i][0] < ((1 + 2 * ii * ExpCarga) * epsilon)):
        Food_fitness = np.copy(Fitness[i][0])
        Food_pos = np.copy(X[i][:])
        Food_Line = np.copy(Grandezas_Coletadas[11][:])
        indice = i

        # COLETANDO GRANDEZAS[V, I, S, Custo, Carregamentos e Novos Carregamentos]
        # TENSÃO NAS BARRAS
        Anual_U_barras[iii][:] = np.copy(Grandezas_Coletadas[2][:])
        # CORENTE NAS LINHAS
        Anual_I_linhas = np.copy(Grandezas_Coletadas[3][:])
        # POTENCIA NOS ELEMENTOS
        Anual_Potfeeder[iii][:] = np.copy(Grandezas_Coletadas[1][:])
        # PERDAS TOTAIS
        Anual_PerdasTotais[iii][:] = np.copy(Grandezas_Coletadas[0][:])
        # CARREGAMENTO
        for iii in range(0, len(Grandezas_Coletadas[5][:])):
            Anual_CarregamentoA[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[5][iii])
            Anual_CarregamentoB[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[6][iii])
            Anual_CarregamentoC[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[7][iii])
        # NOVO CARREGAMENTO
        for iii in range(0, len(Grandezas_Coletadas[8][:])):
            Anual_Novo_CarregamentoA[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[8][iii])
            Anual_Novo_CarregamentoB[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[9][iii])
            Anual_Novo_CarregamentoC[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[10][iii])
        # CUSTO RECONDUTORAMENTO
        for iii in range(0, len(Grandezas_Coletadas[8][:])):
            CondutoresCusto[iii][ii] = np.copy(Grandezas_Coletadas[12][iii])

        # ATUALIZANDO POSIÇÃO DO INIMIGO
        if (Fitness[i][0] > Enemy_fitness) and (Fitness[i][0] != np.Inf):
            Enemy_fitness = np.copy(Fitness[i][0])
            Enemy_pos = np.copy(X[i][:])

else:
    Fitness[i][:] = np.inf
    Fitness2[i][:] = np.inf

# 6 - ATUALIZAÇÃO DE S,A,C,F,E e deltaX

for i in range(0, N):
    index = 0
    neighbours_no = 0
    Neighbours_X = np.zeros((N, nVar), dtype=np.float64)
    Neighbours_DeltaX = np.zeros((N, nVar), dtype=np.float64)

    # ENCONTRANDO SOLUÇÕES VIZINHAS AS LIBÉLULAS SÃO BINÁRIAS
    for j in range(0, N):
        if i != j:
            Neighbours_DeltaX[index][:] = np.copy(deltaX[j][:])
            Neighbours_X[index][:] = np.copy(X[j][:])
            index = index + 1
            neighbours_no = neighbours_no + 1

    # SEPARAÇÃO
    S = np.zeros((1, dim), dtype=np.float64)
    for k in range(0, neighbours_no):
        S[0][:] = S[0][:] + X[i][:] - Neighbours_X[k][:]
    S = -S

    # ALINHAMENTO
    A[0][:] = (np.transpose(np.sum(np.transpose(Neighbours_DeltaX)))) / neighbours_no

    # COESÃO
    C_temp = (np.transpose(np.sum(np.transpose(Neighbours_X)))) / neighbours_no
    C[0][:] = C_temp - X[i][:]

    # ATRAÇÃO POR COMIDA
    F[0][:] = Food_pos - X[i][:]

    # DISTRAÇÃO DO INIMIGO

```

```

E[0][:] = Enemy_pos + X[i][:]

# 7 - ATUALIZANDO O VETOR DE PASSO DeltaXi

for j in range(0, dim):

    deltaX[i][j] = np.copy(
        s * S[0][j] + a * A[0][j] + c * C[0][j] + f * F[0][j] + e * E[0][j] + w * deltaX[i][j])

    if deltaX[i][j] > Xmax:
        deltaX[i][j] = Xmax
    if deltaX[i][j] < Xmin:
        deltaX[i][j] = Xmin

    X[i][j] = np.copy(X[i][j] + deltaX[i][j])

    if X[i][j] > Xmax:
        X[i][j] = Xmax
    if X[i][j] < Xmin:
        X[i][j] = Xmin

Convergence_curve[iter][ii]= Food_fitness

# 8 - ARMAZENANDO AS GRANDEZAS DA MELHOR RECONFIGURAÇÃO DO ANO i

Best_pos[ii][:] = Food_pos
CondutoresAtuais = Food_Line

for i in range(0, dss.lines_count()):
    CondutoresUtilizados[i][ii] = Food_Line[i][0]

if np.sum(Best_pos[ii][:]) == 0:
    print('Não foram encontradas soluções ótimas!')
    print('Algoritmo finalizado!  ')

    break

else:
    Best_pos[ii][:] = np.copy(Float2Int(Binarizacao(Food_pos)))

"""EXPANSÃO DA CARGA PARA PRÓXIMO ANO DE PLANEJAMENTO"""

# 9 - EXPANSÃO DA CARGA E FIM DO PRIMEIRO ANO DE PLANEJAMENTO

if ii <= (H_Planejamento - 1):
    ExpansaoCarga(1)

# ATUALIZAÇÃO DOS VALORES DAS CARGAS
dss.loads_first()
for i in range(0, dss.loads_count()):
    dss.circuit_setactiveelement(Load_Name[i])
    Load_P_kw[i][0] = dss.loads_read_kw()
    Load_Qkvar[i][0] = dss.loads_read_kvar()
    Load_U_kV[i][0] = dss.loads_read_kv()
    S = ((dss.loads_read_kw()) ** 2 + (dss.loads_read_kvar()) ** 2) ** (1 / 2)
    fp = dss.loads_read_kw() / S
    Load_S_kva[i][0] = S
    Load_fp[i][0] = fp

dss.loads_next()

"""
.
.
.
.
"""

```

10 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

```

CustoTotal = np.sum(CondutoresCusto)

#####
RESULTADOS FINAIS
PLANO EXPANSÃO IEEE 123
COM RECONFIGURAÇÃO
#####
#####
if salvar=='sim':
    newpath = r'C:\Projeto TCC\Simulacoes\Resultados IEEE123 DA {}'.format(Nsim)
    if not os.path.exists(newpath):
        os.makedirs(newpath)

    # EXPORTANTO DADOS PERDAS
    dados = CondutoresCusto
    dt = pd.DataFrame(data=dados)
    dt.to_csv(newpath+'\\CondutoresCusto.csv',decimal=',')

    # EXPORTANTO DADOS PERDAS
    dados = Anual_PerdasTotais
    dt = pd.DataFrame(data=dados)
    dt.to_csv(newpath+'\\perdasTecnicas.csv',decimal=',')

    # EXPORTANTO DADOS POTENCIA
    dados = Anual_Potfeeder
    dt = pd.DataFrame(data=dados)
    dt.to_csv(newpath+'\\potenciaAlimentador.csv',decimal=',')

    # EXPORTANTO DADOS TENSAO NOS
    dados = Anual_U_barras
    dt = pd.DataFrame(data=dados)
    dt.to_csv(newpath+'\\TensaoNos.csv')
    dt = pd.DataFrame(data=dss.circuit_allnodenames())
    dt.to_csv(newpath+'\\_NomeNos.csv')

    # EXPORTANTO DADOS CORRENTE DAS LINHAS
    dados = Anual_I_linhas
    dt = pd.DataFrame(data=dados)
    dt.to_csv(newpath+'\\CorrenteLinhas.csv')
    dt = pd.DataFrame(data=Line_Name)
    dt.to_csv(newpath+'\\_NomeLinhas.csv')

    # EXPORTANTO DADOS POTENCIA NA CARGA
    dados = np.concatenate((Load_S_kva,Load_fp), axis=1)
    dt = pd.DataFrame(data=dados)
    dt.to_csv(newpath+'\\PotCarga.csv')
    dt = pd.DataFrame(data=Load_Name)
    dt.to_csv(newpath+'\\_NomeCarga.csv')

    # EXPORTANTO DADOS CARREGAMENTO DAS FASES
    dados = np.concatenate((Anual_CarregamentoA,Anual_CarregamentoB,Anual_CarregamentoC), axis=1)
    dt = pd.DataFrame(data=dados)
    dt.to_csv(newpath+'\\CarregamentoLinhas.csv')

    # EXPORTANTO DADOS NOVO CARREGAMENTO DAS FASES
    dados = np.concatenate((Anual_Novo_CarregamentoA,Anual_Novo_CarregamentoB,Anual_Novo_CarregamentoC), axis=1)
    dt = pd.DataFrame(data=dados)
    dt.to_csv(newpath+'\\_NovoCarregamentoLinhas.csv')

    # EXPORTANTO DADOS CUSTO DA EXPANSÃO
    dados = Anual_CustoTotal
    dt = pd.DataFrame(data=dados)
    dt.to_csv(newpath+'\\_CustoAnual.csv')

    # EXPORTANTO DADOS CONDUTORES INSTALADOS
    dados = CondutoresUtilizados
    dt = pd.DataFrame(data=dados)
    dt.to_csv(newpath+'\\CondutoresInstalados.csv')

    # EXPORTANTO DADOS CONDUTORES RETIRADOS

```

```

dados = Cabos_Retirados
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\CondutoresRemovidos.csv')

# EXPORTANTO DADOS RECONFIGURAÇÕES EXECUTADAS
dados = Best_pos
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\ReconfiguracoesAssumidas.csv')

# EXPORTANTO DADOS PLANO CUSTO
dados = PlanoCusto
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\PlanoCusto.csv')

# EXPORTANTO DADOS PLANO CONDUTORES
dados = PlanoCondutores
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\PlanoCondutores.csv')

# EXPORTANTO CURVA DE CONVERGENCIA
dados = Convergence_curve
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\CurvaConvergenca.csv')

# EXPORTANTO DADOS ESPAÇO BUSCA
dados = F1_EspacoSolucao_Ano0
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F1_EspacoSolucao_Ano0.csv')

dados = F2_EspacoSolucao_Ano0
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F2_EspacoSolucao_Ano0.csv')

dados = F1_EspacoSolucao_Ano1
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F1_EspacoSolucao_Ano1.csv')

dados = F2_EspacoSolucao_Ano1
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F2_EspacoSolucao_Ano1.csv')

dados = F1_EspacoSolucao_Ano2
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F1_EspacoSolucao_Ano2.csv')

dados = F2_EspacoSolucao_Ano2
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F2_EspacoSolucao_Ano2.csv')

dados = F1_EspacoSolucao_Ano3
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F1_EspacoSolucao_Ano3.csv')

dados = F2_EspacoSolucao_Ano3
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F2_EspacoSolucao_Ano3.csv')

dados = F1_EspacoSolucao_Ano4
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F1_EspacoSolucao_Ano4.csv')

dados = F2_EspacoSolucao_Ano4
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F2_EspacoSolucao_Ano4.csv')

dados = F1_EspacoSolucao_Ano5
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F1_EspacoSolucao_Ano5.csv')

dados = F2_EspacoSolucao_Ano5
dt = pd.DataFrame(data=dados)
dt.to_csv(newpath+"\\F2_EspacoSolucao_Ano5.csv')

ContracaoCarga(H_Planejamento)

```

```
Nsim = Nsim+1

print('-=' * 30)
print('Algoritmo executado com sucesso!')
print('-=' * 30)

''''
#####
FIM
#####
''''
```

APENDICE C - ALGORITMO DESENVOLVIDO NO *OPENDSS*

O *script* executado no *OpenDSS* é mostrado a seguir.

Arquivo *MASTER*

```
!
! MASTER
!

! COMPILE
Clear

Redirect      Substation.DSS
Redirect      Linecodes.DSS
Redirect      Lines.DSS
Redirect      Switches.DSS
Redirect      Transformers.DSS
Redirect      Capacitors.DSS
Redirect      Regulators.DSS
Redirect      Loads.DSS

Set VoltageBases = [115, 4.16, 0.48]
CalcVoltageBases

RegControl.creg1a.maxtapchange=1 Delay=15
RegControl.creg2a.maxtapchange=1 Delay=30
RegControl.creg3a.maxtapchange=1 Delay=30
RegControl.creg4a.maxtapchange=1 Delay=30
RegControl.creg3c.maxtapchange=1 Delay=30
RegControl.creg4b.maxtapchange=1 Delay=30
RegControl.creg4c.maxtapchange=1 Delay=30

Set MaxControlIter=100000
New EnergyMeter.Feeder Line.L115 1
BusCoords BusCoords.csv

!
Set normvminpu=1.05
Set emergvminpu=0.93
!
```

Arquivo *SUBESTAÇÃO*

```
!
! SUBESTAÇÃO
!

! ESTAÇÃO TRANSFORMADORA
New transformer.ET
~ Phases=3
~ Windings=2
~ Buses=[Subs 150]
~ Conns=[Delta Wye]
~ kvs=[115 4.16]
~ kvas=[5000 5000]
~ Xhl=8
~ %r=0.5

New object=circuit.IEEE123
~ basekv=4.16
~ Bus1=150
~ pu=1.00
~ R1=0
~ X1=0.0001
~ R0=0
~ X0=0.0001
```

! REGULADOR DE TENSÃO

New Transformer.reg1a

~ Phases=3
~ Windings=2
~ Buses=[150 150r]
~ Conns=[wye wye]
~ kvs=[4.16 4.16]
~ kvas=[5000 5000]
~ Xhl=0.001
~ %LoadLoss=0.00001
~ ppm=0.0

! CONTROLADOR DE TENSÃO DA SUBESTAÇÃO

New Regcontrol.creg1a Transformer=reg1a

~ Winding=2
~ Vreg=120
~ Band=2
~ ptratio=20
~ ctprim=700
~ R=3
~ X=7.5

Arquivo TRANSFORMADORES

! TRANSFORMADORES

New Transformer.XFM1

~ Phases=3
~ Windings=2
~ Xhl=2.72
~ Wdg=1
~ Bus=61s
~ Conn=Delta
~ kV=4.16
~ kVA=150
~ %R=0.635
~ Wdg=2
~ Bus=610
~ Conn=Delta
~ kV=0.48
~ kVA=150
~ %R=0.635

Arquivo REGULADORES

! REGULADORES

New Transformer.reg2a

~ Phases=1
~ Windings=2
~ Buses=[9.1 9r.1]
~ Conns=[wye wye]
~ kVs=[2.402 2.402]
~ kVAs=[2000 2000]
~ Xhl=.01
~ %LoadLoss=0.00001
~ ppm=0.0

New Transformer.reg3a

~ Phases=1
~ Windings=2
~ Buses=[25.1 25r.1]
~ Conns=[wye wye]
~ kvs=[2.402 2.402]
~ kvas=[2000 2000]
~ Xhl=.01
~ %LoadLoss=0.00001

~ ppm=0.0

New Transformer.reg4a

~ Phases=1

~ Windings=2

~ Buses=[160.1 160r.1]

~ Conns=[wye wye]

~ kvs=[2.402 2.402]

~ kvas=[2000 2000]

~ Xhl=.01

~ %LoadLoss=0.00001

~ ppm=0.0

New Transformer.reg3c like=reg3a buses=[25.3 25r.3] ppm=0.0

New Transformer.reg4b like=reg4a buses=[160.2 160r.2] ppm=0.0

New Transformer.reg4c like=reg4a buses=[160.3 160r.3] ppm=0.0

! CONTROLADORES DE TENSÃO

New Regcontrol.creg2a Transformer=reg2a

~ Winding=2

~ vReg=120

~ Band=2

~ ptratio=20

~ ctprim=50

~ R=0.4

~ X=0.4

New Regcontrol.creg3a Transformer=reg3a

~ Winding=2

~ vReg=120

~ Band=1

~ ptratio=20

~ ctprim=50

~ R=0.4

~ X=0.4

New Regcontrol.creg4a Transformer=reg4a

~ Winding=2

~ vReg=124

~ Band=2

~ ptratio=20

~ ctprim=300

~ R=0.6

~ X=1.3

New Regcontrol.creg3c like=reg3a Transformer=reg3c

New Regcontrol.creg4b like=reg4a Transformer=reg4b R=1.4 X=2.6

New Regcontrol.creg4c like=reg4a Transformer=reg4c R=0.2 X=1.4

Arquivo CHAVES

!
! CHAVES
!

! CHAVES NORMALMENTE FECHADA

New Line.Sw0 phases=3 Bus1=150r Bus2=149 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw1 phases=3 Bus1=13 Bus2=152 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw2 phases=3 Bus1=18 Bus2=135 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw3 phases=3 Bus1=60 Bus2=160 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw4 phases=3 Bus1=97 Bus2=197 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw5 phases=3 Bus1=61 Bus2=61s r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

! CHAVES NORMALMENTE ABERTA

New Line.Sw6 phases=3 Bus1=151 Bus2=300 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw7 phases=1 Bus1=54 Bus2= 94 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw8 phases=3 Bus1=95 Bus2=195 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw9 phases=3 Bus1=250 Bus2=251 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw10 phases=3 Bus1=450 Bus2=451 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw11 phases=3 Bus1=300 Bus2=350 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw12 phases=3 Bus1=48sw Bus2=48 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw13 phases=3 Bus1=66sw Bus2=66 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw14 phases=3 Bus1=57sw Bus2=57 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

New Line.Sw15 phases=3 Bus1=108sw Bus2=108 r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000 Length=0.001

! CHAVES NF

New SwtControl.SWCTL0 SwitchedObj=Line.Sw0 SwitchedTerm=2 Action=close Lock=No Delay=0.0 Normal=close enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL1 SwitchedObj=Line.Sw1 SwitchedTerm=2 Action=close Lock=No Delay=0.0 Normal=close enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL2 SwitchedObj=Line.Sw2 SwitchedTerm=2 Action=close Lock=No Delay=0.0 Normal=close enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL3 SwitchedObj=Line.Sw3 SwitchedTerm=2 Action=close Lock=No Delay=0.0 Normal=close enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL4 SwitchedObj=Line.Sw4 SwitchedTerm=2 Action=close Lock=No Delay=0.0 Normal=close enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL5 SwitchedObj=Line.Sw5 SwitchedTerm=2 Action=Open Lock=No Delay=0.0 Normal=close enabled=Yes

! CHAVES NA

New SwtControl.SWCTL6 SwitchedObj=Line.Sw6 SwitchedTerm=2 Action=Open Lock=No Delay=0.0 Normal=Open enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL7 SwitchedObj=Line.Sw7 SwitchedTerm=2 Action=Open Lock=No Delay=0.0 Normal=Open enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL8 SwitchedObj=Line.Sw8 SwitchedTerm=2 Action=Open Lock=No Delay=0.0 Normal=Open enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL9 SwitchedObj=Line.Sw9 SwitchedTerm=2 Action=Open Lock=No Delay=0.0 Normal=Open enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL10 SwitchedObj=Line.Sw10 SwitchedTerm=2 Action=close Lock=No Delay=0.0 Normal=Open enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL11 SwitchedObj=Line.Sw11 SwitchedTerm=2 Action=close Lock=No Delay=0.0 Normal=Open enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL12 SwitchedObj=Line.Sw12 SwitchedTerm=2 Action=close Lock=No Delay=0.0 Normal=Open enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL13 SwitchedObj=Line.Sw13 SwitchedTerm=2 Action=close Lock=No Delay=0.0 Normal=Open enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL14 SwitchedObj=Line.Sw14 SwitchedTerm=2 Action=close Lock=No Delay=0.0 Normal=Open enabled=Yes
 New SwtControl.SWCTL15 SwitchedObj=Line.Sw15 SwitchedTerm=2 Action=close Lock=No Delay=0.0 Normal=Open enabled=Yes

Arquivo LINHAS

!
 ! LINHAS
 !

*Os dados de comprimento das linhas no *OpenDSS* estão em milhas

New Line.L115 Phases=3 Bus1=149.1.2.3 Bus2=1.1.2.3 LineCode=1 Length=0.4

New Line.L1 Phases=1 Bus1=1.2 Bus2=2.2 LineCode=10 Length=0.175
 New Line.L2 Phases=1 Bus1=1.3 Bus2=3.3 LineCode=11 Length=0.25
 New Line.L3 Phases=3 Bus1=1.1.2.3 Bus2=7.1.2.3 LineCode=1 Length=0.3
 New Line.L4 Phases=1 Bus1=3.3 Bus2=4.3 LineCode=11 Length=0.2
 New Line.L5 Phases=1 Bus1=3.3 Bus2=5.3 LineCode=11 Length=0.325
 New Line.L6 Phases=1 Bus1=5.3 Bus2=6.3 LineCode=11 Length=0.25
 New Line.L7 Phases=3 Bus1=7.1.2.3 Bus2=8.1.2.3 LineCode=1 Length=0.2
 New Line.L8 Phases=1 Bus1=8.2 Bus2=12.2 LineCode=10 Length=0.225
 New Line.L9 Phases=1 Bus1=8.1 Bus2=9.1 LineCode=9 Length=0.225
 New Line.L10 Phases=3 Bus1=8.1.2.3 Bus2=13.1.2.3 LineCode=1 Length=0.3
 New Line.L11 Phases=1 Bus1=9r.1 Bus2=14.1 LineCode=9 Length=0.425
 New Line.L12 Phases=1 Bus1=13.3 Bus2=34.3 LineCode=11 Length=0.15
 New Line.L13 Phases=3 Bus1=13.1.2.3 Bus2=18.1.2.3 LineCode=2 Length=0.825
 New Line.L14 Phases=1 Bus1=14.1 Bus2=11.1 LineCode=9 Length=0.25
 New Line.L15 Phases=1 Bus1=14.1 Bus2=10.1 LineCode=9 Length=0.25
 New Line.L16 Phases=1 Bus1=15.3 Bus2=16.3 LineCode=11 Length=0.375
 New Line.L17 Phases=1 Bus1=15.3 Bus2=17.3 LineCode=11 Length=0.35
 New Line.L18 Phases=1 Bus1=18.1 Bus2=19.1 LineCode=9 Length=0.25
 New Line.L19 Phases=3 Bus1=18.1.2.3 Bus2=21.1.2.3 LineCode=2 Length=0.3
 New Line.L20 Phases=1 Bus1=19.1 Bus2=20.1 LineCode=9 Length=0.325
 New Line.L21 Phases=1 Bus1=21.2 Bus2=22.2 LineCode=10 Length=0.525
 New Line.L22 Phases=3 Bus1=21.1.2.3 Bus2=23.1.2.3 LineCode=2 Length=0.25
 New Line.L23 Phases=1 Bus1=23.3 Bus2=24.3 LineCode=11 Length=0.55
 New Line.L24 Phases=3 Bus1=23.1.2.3 Bus2=25.1.2.3 LineCode=2 Length=0.275
 New Line.L25 Phases=2 Bus1=25r.1.3 Bus2=26.1.3 LineCode=7 Length=0.35
 New Line.L26 Phases=3 Bus1=25.1.2.3 Bus2=28.1.2.3 LineCode=2 Length=0.2
 New Line.L27 Phases=2 Bus1=26.1.3 Bus2=27.1.3 LineCode=7 Length=0.275
 New Line.L28 Phases=1 Bus1=26.3 Bus2=31.3 LineCode=11 Length=0.225
 New Line.L29 Phases=1 Bus1=27.1 Bus2=33.1 LineCode=9 Length=0.5
 New Line.L30 Phases=3 Bus1=28.1.2.3 Bus2=29.1.2.3 LineCode=2 Length=0.3
 New Line.L31 Phases=3 Bus1=29.1.2.3 Bus2=30.1.2.3 LineCode=2 Length=0.35
 New Line.L32 Phases=3 Bus1=30.1.2.3 Bus2=250.1.2.3 LineCode=2 Length=0.2
 New Line.L33 Phases=1 Bus1=31.3 Bus2=32.3 LineCode=11 Length=0.3
 New Line.L34 Phases=1 Bus1=34.3 Bus2=15.3 LineCode=11 Length=0.1
 New Line.L35 Phases=2 Bus1=35.1.2.3 Bus2=36.1.2.3 LineCode=4 Length=0.65
 New Line.L36 Phases=3 Bus1=35.1.2.3 Bus2=40.1.2.3 LineCode=1 Length=0.25
 New Line.L37 Phases=1 Bus1=36.1 Bus2=37.1 LineCode=9 Length=0.3
 New Line.L38 Phases=1 Bus1=36.1.2.3 Bus2=38.1.2.3 LineCode=4 Length=0.25
 New Line.L39 Phases=1 Bus1=38.1.2.3 Bus2=39.1.2.3 LineCode=4 Length=0.325
 New Line.L40 Phases=1 Bus1=40.3 Bus2=41.3 LineCode=11 Length=0.325

New Line.L41 Phases=3 Bus1=40.1.2.3 Bus2=42.1.2.3 LineCode=1 Length=0.25
 New Line.L42 Phases=1 Bus1=42.2 Bus2=43.2 LineCode=10 Length=0.5
 New Line.L43 Phases=3 Bus1=42.1.2.3 Bus2=44.1.2.3 LineCode=1 Length=0.2
 New Line.L44 Phases=1 Bus1=44.1 Bus2=45.1 LineCode=9 Length=0.2
 New Line.L45 Phases=3 Bus1=44.1.2.3 Bus2=47.1.2.3 LineCode=1 Length=0.25
 New Line.L46 Phases=1 Bus1=45.1 Bus2=46.1 LineCode=9 Length=0.3
 New Line.L47 Phases=3 Bus1=47.1.2.3 Bus2=48.1.2.3 LineCode=4 Length=0.15
 New Line.L48 Phases=3 Bus1=47.1.2.3 Bus2=49.1.2.3 LineCode=4 Length=0.25
 New Line.L49 Phases=3 Bus1=49.1.2.3 Bus2=50.1.2.3 LineCode=4 Length=0.25
 New Line.L50 Phases=3 Bus1=50.1.2.3 Bus2=51.1.2.3 LineCode=4 Length=0.25
 New Line.L51 Phases=3 Bus1=51.1.2.3 Bus2=51.1.2.3 LineCode=4 Length=0.5
 New Line.L52 Phases=3 Bus1=52.1.2.3 Bus2=53.1.2.3 LineCode=1 Length=0.2
 New Line.L53 Phases=3 Bus1=53.1.2.3 Bus2=54.1.2.3 LineCode=1 Length=0.125
 New Line.L54 Phases=3 Bus1=54.1.2.3 Bus2=55.1.2.3 LineCode=1 Length=0.275
 New Line.L55 Phases=3 Bus1=54.1.2.3 Bus2=57.1.2.3 LineCode=3 Length=0.35
 New Line.L56 Phases=3 Bus1=55.1.2.3 Bus2=56.1.2.3 LineCode=1 Length=0.275
 New Line.L57 Phases=1 Bus1=57.2 Bus2=58.2 LineCode=10 Length=0.25
 New Line.L58 Phases=3 Bus1=57.1.2.3 Bus2=60.1.2.3 LineCode=3 Length=0.75
 New Line.L59 Phases=1 Bus1=58.2 Bus2=59.2 LineCode=10 Length=0.25
 New Line.L60 Phases=3 Bus1=60.1.2.3 Bus2=61.1.2.3 LineCode=5 Length=0.55
 New Line.L61 Phases=3 Bus1=60.1.2.3 Bus2=62.1.2.3 LineCode=12 Length=0.25
 New Line.L62 Phases=3 Bus1=62.1.2.3 Bus2=63.1.2.3 LineCode=12 Length=0.175
 New Line.L63 Phases=3 Bus1=63.1.2.3 Bus2=64.1.2.3 LineCode=12 Length=0.35
 New Line.L64 Phases=3 Bus1=64.1.2.3 Bus2=65.1.2.3 LineCode=12 Length=0.425
 New Line.L65 Phases=3 Bus1=65.1.2.3 Bus2=66.1.2.3 LineCode=12 Length=0.325
 New Line.L66 Phases=1 Bus1=67.1 Bus2=68.1 LineCode=9 Length=0.2
 New Line.L67 Phases=3 Bus1=67.1.2.3 Bus2=72.1.2.3 LineCode=3 Length=0.275
 New Line.L68 Phases=3 Bus1=67.1.2.3 Bus2=97.1.2.3 LineCode=3 Length=0.25
 New Line.L69 Phases=1 Bus1=68.1 Bus2=69.1 LineCode=9 Length=0.275
 New Line.L70 Phases=1 Bus1=69.1 Bus2=70.1 LineCode=9 Length=0.325
 New Line.L71 Phases=1 Bus1=70.1 Bus2=71.1 LineCode=9 Length=0.275
 New Line.L72 Phases=1 Bus1=72.3 Bus2=73.3 LineCode=11 Length=0.275
 New Line.L73 Phases=3 Bus1=72.1.2.3 Bus2=76.1.2.3 LineCode=3 Length=0.2
 New Line.L74 Phases=1 Bus1=73.3 Bus2=74.3 LineCode=11 Length=0.35
 New Line.L75 Phases=1 Bus1=74.3 Bus2=75.3 LineCode=11 Length=0.4
 New Line.L76 Phases=3 Bus1=76.1.2.3 Bus2=77.1.2.3 LineCode=6 Length=0.4
 New Line.L77 Phases=3 Bus1=76.1.2.3 Bus2=86.1.2.3 LineCode=3 Length=0.7
 New Line.L78 Phases=3 Bus1=77.1.2.3 Bus2=78.1.2.3 LineCode=6 Length=0.1
 New Line.L79 Phases=3 Bus1=78.1.2.3 Bus2=79.1.2.3 LineCode=6 Length=0.225
 New Line.L80 Phases=3 Bus1=78.1.2.3 Bus2=80.1.2.3 LineCode=6 Length=0.475
 New Line.L81 Phases=3 Bus1=80.1.2.3 Bus2=81.1.2.3 LineCode=6 Length=0.175
 New Line.L82 Phases=3 Bus1=81.1.2.3 Bus2=82.1.2.3 LineCode=6 Length=0.25
 New Line.L83 Phases=1 Bus1=81.3 Bus2=84.3 LineCode=11 Length=0.675
 New Line.L84 Phases=3 Bus1=82.1.2.3 Bus2=83.1.2.3 LineCode=6 Length=0.25
 New Line.L85 Phases=1 Bus1=84.3 Bus2=85.3 LineCode=11 Length=0.475
 New Line.L86 Phases=3 Bus1=86.1.2.3 Bus2=87.1.2.3 LineCode=6 Length=0.45
 New Line.L87 Phases=1 Bus1=87.1 Bus2=88.1 LineCode=9 Length=0.175
 New Line.L88 Phases=3 Bus1=87.1.2.3 Bus2=89.1.2.3 LineCode=6 Length=0.275
 New Line.L89 Phases=1 Bus1=89.2 Bus2=90.2 LineCode=10 Length=0.25
 New Line.L90 Phases=3 Bus1=89.1.2.3 Bus2=91.1.2.3 LineCode=6 Length=0.225
 New Line.L91 Phases=1 Bus1=91.3 Bus2=92.3 LineCode=11 Length=0.3
 New Line.L92 Phases=3 Bus1=91.1.2.3 Bus2=93.1.2.3 LineCode=6 Length=0.225
 New Line.L93 Phases=1 Bus1=93.1 Bus2=94.1 LineCode=9 Length=0.275
 New Line.L94 Phases=3 Bus1=93.1.2.3 Bus2=95.1.2.3 LineCode=6 Length=0.3
 New Line.L95 Phases=1 Bus1=95.2 Bus2=96.2 LineCode=10 Length=0.2
 New Line.L96 Phases=3 Bus1=97.1.2.3 Bus2=98.1.2.3 LineCode=3 Length=0.275
 New Line.L97 Phases=3 Bus1=98.1.2.3 Bus2=99.1.2.3 LineCode=3 Length=0.55
 New Line.L98 Phases=3 Bus1=99.1.2.3 Bus2=100.1.2.3 LineCode=3 Length=0.3
 New Line.L99 Phases=3 Bus1=100.1.2.3 Bus2=450.1.2.3 LineCode=3 Length=0.8
 New Line.L100 Phases=1 Bus1=101.3 Bus2=102.3 LineCode=11 Length=0.225
 New Line.L101 Phases=3 Bus1=101.1.2.3 Bus2=105.1.2.3 LineCode=3 Length=0.275
 New Line.L102 Phases=1 Bus1=102.3 Bus2=103.3 LineCode=11 Length=0.325
 New Line.L103 Phases=1 Bus1=103.3 Bus2=104.3 LineCode=11 Length=0.7
 New Line.L104 Phases=1 Bus1=105.2 Bus2=106.2 LineCode=10 Length=0.225
 New Line.L105 Phases=3 Bus1=105.1.2.3 Bus2=108.1.2.3 LineCode=3 Length=0.325
 New Line.L106 Phases=1 Bus1=106.2 Bus2=107.2 LineCode=10 Length=0.575
 New Line.L107 Phases=1 Bus1=108.1 Bus2=109.1 LineCode=9 Length=0.45
 New Line.L108 Phases=3 Bus1=108.1.2.3 Bus2=300.1.2.3 LineCode=3 Length=1
 New Line.L109 Phases=1 Bus1=109.1 Bus2=110.1 LineCode=9 Length=0.3
 New Line.L110 Phases=1 Bus1=110.1 Bus2=111.1 LineCode=9 Length=0.575
 New Line.L111 Phases=1 Bus1=110.1 Bus2=112.1 LineCode=9 Length=0.125
 New Line.L112 Phases=1 Bus1=112.1 Bus2=113.1 LineCode=9 Length=0.525
 New Line.L113 Phases=1 Bus1=113.1 Bus2=114.1 LineCode=9 Length=0.325
 New Line.L114 Phases=3 Bus1=135.1.2.3 Bus2=35.1.2.3 LineCode=4 Length=0.375
 New Line.L116 Phases=3 Bus1=152.1.2.3 Bus2=52.1.2.3 LineCode=1 Length=0.4
 New Line.L117 Phases=3 Bus1=160.1.2.3 Bus2=67.1.2.3 LineCode=6 Length=0.35

New Line.L118 Phases=3 Bus1=197.1.2.3 Bus2=101.1.2.3 LineCode=3 Length=0.25
 New Line.L119 Phases=1 Bus1=23.1.2.3 Bus2=48sw.1.2.3 LineCode=2 Length=0.516
 New Line.L120 Phases=1 Bus1=39.1.2.3 Bus2=66sw.1.2.3 LineCode=4 Length=0.300
 New Line.L121 Phases=3 Bus1=36.1.2.3 Bus2=57sw.1.2.3 LineCode=4 Length=0.292
 New Line.L122 Phases=3 Bus1=64.1.2.3 Bus2=108sw.1.2.3 LineCode=12 Length=0.619

Arquivo CARGAS

```
!
! CARGAS
!
```

New Load.S1a	Bus1=1.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S2b	Bus1=2.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S4c	Bus1=4.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S5c	Bus1=5.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S6c	Bus1=6.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S7a	Bus1=7.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S9a	Bus1=9.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S10a	Bus1=10.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S11a	Bus1=11.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S12b	Bus1=12.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S16c	Bus1=16.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S17c	Bus1=17.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S19a	Bus1=19.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S20a	Bus1=20.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S22b	Bus1=22.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S24c	Bus1=24.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S28a	Bus1=28.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S29a	Bus1=29.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S30c	Bus1=30.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S31c	Bus1=31.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S32c	Bus1=32.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S33a	Bus1=33.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S34c	Bus1=34.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S35a	Bus1=35.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV=4.160	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S37a	Bus1=37.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S38b	Bus1=38.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S39b	Bus1=39.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S41c	Bus1=41.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S42a	Bus1=42.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S43b	Bus1=43.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S45a	Bus1=45.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S46a	Bus1=46.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S47	Bus1=47	Phases=3	Conn=Wye	Model=5	kV=4.160	kW=105.0	kvar=75.0
New Load.S48	Bus1=48	Phases=3	Conn=Wye	Model=2	kV=4.160	kW=210.0	kVAR=150.0
New Load.S49a	Bus1=49.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=35.0	kvar=25.0
New Load.S49b	Bus1=49.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=70.0	kvar=50.0
New Load.S49c	Bus1=49.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=35.0	kvar=20.0
New Load.S50c	Bus1=50.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S51a	Bus1=51.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S52a	Bus1=52.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S53a	Bus1=53.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S55a	Bus1=55.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S56b	Bus1=56.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S58b	Bus1=58.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S59b	Bus1=59.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S60a	Bus1=60.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S62c	Bus1=62.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S63a	Bus1=63.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S64b	Bus1=64.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=75.0	kvar=35.0
New Load.S65a	Bus1=65.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV=4.160	kW=35.0	kvar=25.0
New Load.S65b	Bus1=65.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV=4.160	kW=35.0	kvar=25.0
New Load.S65c	Bus1=65.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV=4.160	kW=70.0	kvar=50.0
New Load.S66c	Bus1=66.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=75.0	kvar=35.0
New Load.S68a	Bus1=68.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S69a	Bus1=69.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S70a	Bus1=70.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S71a	Bus1=71.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S73c	Bus1=73.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S74c	Bus1=74.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S75c	Bus1=75.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S76a	Bus1=76.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV=4.160	kW=105.0	kvar=80.0

New Load.S76b Bus1=76.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV=4.160 kW=70.0 kvar=50.0
 New Load.S76c Bus1=76.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV=4.160 kW=70.0 kvar=50.0
 New Load.S77b Bus1=77.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S79a Bus1=79.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S80b Bus1=80.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S82a Bus1=82.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S83c Bus1=83.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
 New Load.S84c Bus1=84.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
 New Load.S85c Bus1=85.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S86b Bus1=86.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
 New Load.S87b Bus1=87.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S88a Bus1=88.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S90b Bus1=90.2 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S92c Bus1=92.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S94a Bus1=94.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S95b Bus1=95.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
 New Load.S96b Bus1=96.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
 New Load.S98a Bus1=98.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S99b Bus1=99.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S100c Bus1=100.3 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S102c Bus1=102.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
 New Load.S103c Bus1=103.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S104c Bus1=104.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S106b Bus1=106.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S107b Bus1=107.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S109a Bus1=109.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S111a Bus1=111.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
 New Load.S112a Bus1=112.1 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
 New Load.S113a Bus1=113.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
 New Load.S114a Bus1=114.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0

Arquivo CAPACITORES

!
 ! CAPACITORES
 !
 New Capacitor.C83 Bus1=83 Phases=3 kVAR=600 kV=4.16
 New Capacitor.C88a Bus1=88.1 Phases=1 kVAR=50 kV=2.402
 New Capacitor.C90b Bus1=90.2 Phases=1 kVAR=50 kV=2.402
 New Capacitor.C92c Bus1=92.3 Phases=1 kVAR=50 kV=2.402

Arquivo COORDENADAS DAS BARRAS

!
 ! COORDENADAS DAS BARRAS
 !
 Subs 0 1500
 1 700 1500
 2 700 1675
 3 700 1250
 4 700 1050
 5 1025 1250
 6 1275 1150
 7 1000 1500
 8 1200 1500
 9 1200 1725
 9r 1200 1725
 10 1450 2150
 11 950 2150
 12 1200 1275
 13 1500 1500
 14 1200 2150
 15 1500 1250
 16 1500 875
 17 1850 1250
 18 1500 2325
 19 1250 2325
 20 925 2325
 21 1500 2625

22	975	2625
23	1500	2875
24	950	2875
25	1500	3150
25r	1500	3150
26	1150	3150
27	875	3150
28	1500	3350
29	1500	3650
30	1850	3650
31	1150	3375
32	1150	3675
33	875	3650
34	1500	1350
35	1975	2325
36	2075	2000
37	1775	2000
38	2325	2000
39	2650	2000
40	1975	2575
41	2300	2575
42	1975	2825
43	2475	2825
44	1975	3025
45	2175	3025
46	2475	3025
47	1975	3275
48	1825	3275
48sw	1825	3275
49	2225	3275
50	2250	3275
51	2500	3275
52	2000	1500
53	2200	1500
54	2325	1500
55	2600	1500
56	2875	1500
57	2325	1850
57sw	2325	1850
58	2075	1850
59	1825	1850
60	3075	1850
61	3075	1300
61s	3175	1300
610	3275	1300
62	3075	2100
63	3075	2275
64	3075	2625
65	2650	2625
66	2650	2300
66sw	2650	2300
67	3525	1850
68	3725	1850
69	4000	1850
70	4325	1850
71	4600	1850
72	3525	1575
73	3800	1575
74	4150	1575
75	4550	1575
76	3525	1375
77	3925	1375
78	4025	1375
79	4250	1375
80	4025	900
81	4025	425
82	4025	175
83	4275	175
84	4700	425
85	4700	900
86	3255	725
87	3050	1125
88	2950	1300
89	2775	1125
90	2775	1375
91	2550	1125

92	2550	1425
93	2325	1125
94	2325	1400
95	2025	1125
96	2025	925
97	3525	2100
98	3800	2100
99	4350	2100
100	4650	2100
101	3525	2450
102	3750	2450
103	4075	2450
104	4775	2450
105	3525	2725
106	3750	2725
107	4325	2725
108	3525	3050
108sw	3525	3050
109	3975	3050
110	4275	3050
111	4275	3625
112	4275	2925
113	4800	2925
114	5125	2925
135	1600	2325
149	300	1500
150	100	1500
150r	100	1500
151	3187	3928
152	1600	1500
160	3175	1850
160r	3175	1850
197	3525	2200
250	2050	3650
300	3245	4010
450	5450	2100
451	5500	2150
195	2025	1025
251	2050	3550
350	3300	4080

Arquivo *LINECODE*

```
!
! LINECODE
!
```

New linecode.1 nphases=3 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0312137 0.0901946 | 0.0306264 0.0316143 0.0889665 )
!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0935314 0.200783 | 0.0760312 0.0855879 0.204877 )
!!!~ cmatrix = (2.90301 | -0.679335 3.15896 | -0.22313 -0.481416 2.8965 )
~ rmatrix = [0.086666667 | 0.029545455 0.088371212 | 0.02907197 0.029924242 0.087405303]
~ xmatrix = [0.204166667 | 0.095018939 0.198522727 | 0.072897727 0.080227273 0.201723485]
~ cmatrix = [2.851710072 | -0.920293787 3.004631862 | -0.350755566 -0.585011253 2.71134756]
```

New linecode.2 nphases=3 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.0901946 | 0.0316143 0.0889665 | 0.0312137 0.0306264 0.088205 )
!!!~ xmatrix = (0.200783 | 0.0855879 0.204877 | 0.0935314 0.0760312 0.20744 )
!!!~ cmatrix = (3.15896 | -0.481416 2.8965 | -0.679335 -0.22313 2.90301 )
~ rmatrix = [0.088371212 | 0.02992424 0.087405303 | 0.029545455 0.02907197 0.086666667]
~ xmatrix = [0.198522727 | 0.080227273 0.201723485 | 0.095018939 0.072897727 0.204166667]
~ cmatrix = [3.004631862 | -0.585011253 2.71134756 | -0.920293787 -0.350755566 2.851710072]
```

New linecode.3 nphases=3 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.0889665 | 0.0306264 0.088205 | 0.0316143 0.0312137 0.0901946 )
!!!~ xmatrix = (0.204877 | 0.0760312 0.20744 | 0.0855879 0.0935314 0.200783 )
!!!~ cmatrix = (2.8965 | -0.22313 2.90301 | -0.481416 -0.679335 3.15896 )

~ rmatrix = [0.087405303 | 0.02907197 0.086666667 | 0.029924242 0.029545455 0.088371212]
~ xmatrix = [0.201723485 | 0.072897727 0.204166667 | 0.080227273 0.095018939 0.198522727]
~ cmatrix = [2.71134756 | -0.350755566 2.851710072 | -0.585011253 -0.920293787 3.004631862]
```

New linecode.4 nphases=3 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.0889665 | 0.0316143 0.0901946 | 0.0306264 0.0312137 0.088205 )
!!!~ xmatrix = (0.204877 | 0.0855879 0.200783 | 0.0760312 0.0935314 0.20744 )
!!!~ cmatrix = (2.8965 | -0.481416 3.15896 | -0.22313 -0.679335 2.90301 )
~ rmatrix = [0.087405303 | 0.029924242 0.088371212 | 0.02907197 0.029545455 0.086666667]
~ xmatrix = [0.201723485 | 0.080227273 0.198522727 | 0.072897727 0.095018939 0.204166667]
~ cmatrix = [2.71134756 | 0.585011253 3.004631862 | -0.350755566 -0.920293787 2.851710072]
```

New linecode.5 nphases=3 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.0901946 | 0.0312137 0.088205 | 0.0316143 0.0306264 0.0889665 )
!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0935314 0.20744 | 0.0855879 0.0760312 0.204877 )
!!!~ cmatrix = (3.15896 | -0.679335 2.90301 | -0.481416 -0.22313 2.8965 )

~ rmatrix = [0.088371212 | 0.029545455 0.086666667 | 0.029924242 0.02907197 0.087405303]
~ xmatrix = [0.198522727 | 0.095018939 0.204166667 | 0.080227273 0.072897727 0.201723485]
~ cmatrix = [3.004631862 | -0.920293787 2.851710072 | -0.585011253 -0.350755566 2.71134756]
```

New linecode.6 nphases=3 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0306264 0.0889665 | 0.0312137 0.0316143 0.0901946 )
!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0760312 0.204877 | 0.0935314 0.0855879 0.200783 )
!!!~ cmatrix = (2.90301 | -0.22313 2.8965 | -0.679335 -0.481416 3.15896 )
~ rmatrix = [0.086666667 | 0.02907197 0.087405303 | 0.029545455 0.029924242 0.088371212]
~ xmatrix = [0.204166667 | 0.072897727 0.201723485 | 0.095018939 0.080227273 0.198522727]
~ cmatrix = [2.851710072 | -0.350755566 2.71134756 | -0.920293787 -0.585011253 3.004631862]
```

New linecode.7 nphases=2 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0306264 0.0889665 )
!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0760312 0.204877 )
!!!~ cmatrix = (2.75692 | -0.326659 2.82313 )
~ rmatrix = [0.086666667 | 0.02907197 0.087405303]
~ xmatrix = [0.204166667 | 0.072897727 0.201723485]
~ cmatrix = [2.569829596 | -0.52995137 2.597460011]
```

New linecode.8 nphases=2 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0306264 0.0889665 )
!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0760312 0.204877 )
!!!~ cmatrix = (2.75692 | -0.326659 2.82313 )
~ rmatrix = [0.086666667 | 0.02907197 0.087405303]
~ xmatrix = [0.204166667 | 0.072897727 0.201723485]
~ cmatrix = [2.569829596 | -0.52995137 2.597460011]
```

New linecode.9 nphases=1 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.254428 )
!!!~ xmatrix = (0.259546 )
!!!~ cmatrix = (2.50575 )
~ rmatrix = [0.251742424]
~ xmatrix = [0.255208333]
~ cmatrix = [2.270366128]
```

New linecode.10 nphases=1 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.254428 )
!!!~ xmatrix = (0.259546 )
!!!~ cmatrix = (2.50575 )
~ rmatrix = [0.251742424]
~ xmatrix = [0.255208333]
~ cmatrix = [2.270366128]
```

New linecode.11 nphases=1 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.254428 )
!!!~ xmatrix = (0.259546 )
!!!~ cmatrix = (2.50575 )
~ rmatrix = [0.251742424]
~ xmatrix = [0.255208333]
~ cmatrix = [2.270366128]
```

New linecode.12 nphases=3 BaseFreq=60

```
!!!~ rmatrix = (0.291814 | 0.101656 0.294012 | 0.096494 0.101656 0.291814 )
!!!~ xmatrix = (0.141848 | 0.0517936 0.13483 | 0.0401881 0.0517936 0.141848 )
!!!~ cmatrix = (53.4924 | 0 53.4924 | 0 0 53.4924 )
~ rmatrix = [0.288049242 | 0.09844697 0.29032197 | 0.093257576 0.09844697 0.288049242]
~ xmatrix = [0.142443182 | 0.052556818 0.135643939 | 0.040852273 0.052556818 0.142443182]
~ cmatrix = [33.77150149 | 0 33.77150149 | 0 0 33.77150149]
```

! These line codes are used in the 34-node test feeder

New linecode.300 nphases=3 basefreq=60 ! ohms per 1000ft Corrected 11/30/05

```
~ rmatrix = [0.253181818 | 0.039791667 0.250719697 | 0.040340909 0.039128788 0.251780303] !ABC ORDER
~ xmatrix = [0.252708333 | 0.109450758 0.256988636 | 0.094981061 0.086950758 0.255132576]
~ CMATRIX = [2.680150309 | -0.769281006 2.5610381 | -0.499507676 -0.312072984 2.455590387]
```

New linecode.301 nphases=3 basefreq=60

```
~ rmatrix = [0.365530303 | 0.04407197 0.36282197 | 0.04467803 0.043333333 0.363996212]
```

```

~ xmatrix = [0.267329545 | 0.122007576 0.270473485 | 0.107784091 0.099204545 0.269109848]
~ cmatrix = [2.572492163 | -0.72160598 2.464381882 | -0.472329395 -0.298961096 2.368881119]
New linecode.302 nphases=1 basefreq=60
~ rmatrix = (0.530208 )
~ xmatrix = (0.281345 )
~ cmatrix = (2.12257 )
New linecode.303 nphases=1 basefreq=60
~ rmatrix = (0.530208 )
~ xmatrix = (0.281345 )
~ cmatrix = (2.12257 )
New linecode.304 nphases=1 basefreq=60
~ rmatrix = (0.363958 )
~ xmatrix = (0.269167 )
~ cmatrix = (2.1922 )

```

! This may be for the 4-node test feeder, but is not actually referenced.
! instead, the 4Bus*.dss files all use the wiredata and linegeometry inputs
! to calculate these matrices from physical data.

```

New linecode.400 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.088205 | 0.0312137 0.0901946 | 0.0306264 0.0316143 0.0889665 )
~ xmatrix = (0.20744 | 0.0935314 0.200783 | 0.0760312 0.0855879 0.204877 )
~ cmatrix = (2.90301 | -0.679335 3.15896 | -0.22313 -0.481416 2.8965 )

```

! These are for the 13-node test feeder

```

New linecode.601 nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.0674673 | 0.0312137 0.0654777 | 0.0316143 0.0306264 0.0662392 )
!!!~ xmatrix = (0.195204 | 0.0935314 0.201861 | 0.0855879 0.0760312 0.199298 )
!!!~ cmatrix = (3.32591 | -0.743055 3.04217 | -0.525237 -0.238111 3.03116 )
~ rmatrix = [0.065625 | 0.029545455 0.063920455 | 0.029924242 0.02907197 0.064659091]
~ xmatrix = [0.192784091 | 0.095018939 0.19844697 | 0.080227273 0.072897727 0.195984848]
~ cmatrix = [3.164838036 | -1.002632425 2.993981593 | -0.632736516 -0.372608713 2.832670203]
New linecode.602 nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.144361 | 0.0316143 0.143133 | 0.0312137 0.0306264 0.142372 )
!!!~ xmatrix = (0.226028 | 0.0855879 0.230122 | 0.0935314 0.0760312 0.232686 )
!!!~ cmatrix = (3.01091 | -0.443561 2.77543 | -0.624494 -0.209615 2.77847 )
~ rmatrix = [0.142537879 | 0.029924242 0.14157197 | 0.029545455 0.02907197 0.140833333]
~ xmatrix = [0.22375 | 0.080227273 0.226950758 | 0.095018939 0.072897727 0.229393939]
~ cmatrix = [2.863013423 | -0.543414918 2.602031589 | -0.8492585 -0.330962141 2.725162768]
New linecode.603 nphases=2 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.254472 | 0.0417943 0.253371 )
!!!~ xmatrix = (0.259467 | 0.0912376 0.261431 )
!!!~ cmatrix = (2.54676 | -0.28882 2.49502 )
~ rmatrix = [0.251780303 | 0.039128788 0.250719697]
~ xmatrix = [0.255132576 | 0.086950758 0.256988636]
~ cmatrix = [2.366017603 | -0.452083836 2.343963508]
New linecode.604 nphases=2 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.253371 | 0.0417943 0.254472 )
!!!~ xmatrix = (0.261431 | 0.0912376 0.259467 )
!!!~ cmatrix = (2.49502 | -0.28882 2.54676 )
~ rmatrix = [0.250719697 | 0.039128788 0.251780303]
~ xmatrix = [0.256988636 | 0.086950758 0.255132576]
~ cmatrix = [2.343963508 | -0.452083836 2.366017603]
New linecode.605 nphases=1 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.254428 )
!!!~ xmatrix = (0.259546 )
!!!~ cmatrix = (2.50575 )
~ rmatrix = [0.251742424]
~ xmatrix = [0.255208333]
~ cmatrix = [2.270366128]
New linecode.606 nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.152193 | 0.0611362 0.15035 | 0.0546992 0.0611362 0.152193 )
!!!~ xmatrix = (0.0825685 | 0.00548281 0.0745027 | -0.00339824 0.00548281 0.0825685 )
!!!~ cmatrix = (72.7203 | 0 72.7203 | 0 0 72.7203 )
~ rmatrix = [0.151174242 | 0.060454545 0.149450758 | 0.053958333 0.060454545 0.151174242]
~ xmatrix = [0.084526515 | 0.006212121 0.076534091 | -0.002708333 0.006212121 0.084526515]
~ cmatrix = [48.67459408 | 0 48.67459408 | 0 0 48.67459408]
New linecode.607 nphases=1 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.255799 )
!!!~ xmatrix = (0.092284 )
!!!~ cmatrix = (50.7067 )
~ rmatrix = [0.254261364]
~ xmatrix = [0.097045455]
~ cmatrix = [44.70661522]

```


! These are for the 37-node test feeder, all underground

New linecode.721 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.0554906 | 0.0127467 0.0501597 | 0.00640446 0.0127467 0.0554906)

!!!~ xmatrix = (0.0372331 | -0.00704588 0.0358645 | -0.00796424 -0.00704588 0.0372331)

!!!~ cmatrix = (124.851 | 0 124.851 | 0 0 124.851)

~ rmatrix = [0.055416667 | 0.012746212 0.050113636 | 0.006382576 0.012746212 0.055416667]

~ xmatrix = [0.037367424 | -0.006969697 0.035984848 | -0.007897727 -0.006969697 0.037367424]

~ cmatrix = [80.27484728 | 0 80.27484728 | 0 0 80.27484728]

New linecode.722 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.0902251 | 0.0309584 0.0851482 | 0.0234946 0.0309584 0.0902251)

!!!~ xmatrix = (0.055991 | -0.00646552 0.0504025 | -0.0117669 -0.00646552 0.055991)

!!!~ cmatrix = (93.4896 | 0 93.4896 | 0 0 93.4896)

~ rmatrix = [0.089981061 | 0.030852273 0.085 | 0.023371212 0.030852273 0.089981061]

~ xmatrix = [0.056306818 | -0.006174242 0.050719697 | -0.011496212 -0.006174242 0.056306818]

~ cmatrix = [64.2184109 | 0 64.2184109 | 0 0 64.2184109]

New linecode.723 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.247572 | 0.0947678 0.249104 | 0.0893782 0.0947678 0.247572)

!!!~ xmatrix = (0.126339 | 0.0390337 0.118816 | 0.0279344 0.0390337 0.126339)

!!!~ cmatrix = (58.108 | 0 58.108 | 0 0 58.108)

~ rmatrix = [0.245 | 0.092253788 0.246628788 | 0.086837121 0.092253788 0.245]

~ xmatrix = [0.127140152 | 0.039981061 0.119810606 | 0.028806818 0.039981061 0.127140152]

~ cmatrix = [37.5977112 | 0 37.5977112 | 0 0 37.5977112]

New linecode.724 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.399883 | 0.101765 0.402011 | 0.0965199 0.101765 0.399883)

!!!~ xmatrix = (0.146325 | 0.0510963 0.139305 | 0.0395402 0.0510963 0.146325)

!!!~ cmatrix = (46.9685 | 0 46.9685 | 0 0 46.9685)

~ rmatrix = [0.396818182 | 0.098560606 0.399015152 | 0.093295455 0.098560606 0.396818182]

~ xmatrix = [0.146931818 | 0.051856061 0.140113636 | 0.040208333 0.051856061 0.146931818]

~ cmatrix = [30.26701029 | 0 30.26701029 | 0 0 30.26701029]