

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ  
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA RECONFIGURAÇÃO EM SISTEMAS  
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

MATHEUS DINIZ GONÇALVES LEITE

FOZ DO IGUAÇU

2022

Matheus Diniz Gonçalves Leite

## **Impacto da Geração Distribuída na Reconfiguração em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco

Foz do Iguaçu

2022

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Leite, Matheus Diniz Gonçalves  
IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA RECONFIGURAÇÃO EM  
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA / Matheus Diniz  
Gonçalves Leite; orientador Edgar Manuel Carreño Franco. --  
Foz do Iguaçu, 2022.  
136 p.

Dissertação (Mestrado Acadêmico Campus de Foz do Iguaçu) --  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de  
Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica e Computação, 2022.

1. Reconfiguração. 2. Geração Distribuída. 3. Perdas Ativas.  
4. Meta-Heurística. I. Franco, Edgar Manuel Carreño, orient.  
II. Título.

# **Impacto da Geração Distribuída na Reconfiguração em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

**Matheus Diniz Gonçalves Leite**

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora assim constituída:

Prof. Dr. **Edgar Manuel Carreño Franco** - (Orientador)  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE

Prof.<sup>a</sup> Dra. **Lina Paola Garcés Negrete**  
Universidade Federal de Goiás – UFG

Prof.<sup>a</sup> Dra. **Katiani Pereira da Conceição**  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE

Data da defesa: 09 de setembro de 2022

# Resumo

O consumo energético tem crescido substancialmente. Nos últimos 30 anos, a demanda mundial mais que dobrou, sendo previsto um acréscimo de 50% neste valor até o ano de 2050. Neste contexto de aumento da demanda e ampliação da matriz energética, a Geração Distribuída (GD), caracterizada como a geração de energia próxima ao usuário final, vem se difundindo no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). Entre 2019 e 2021, novas unidades de GD conectadas ao sistema brasileiro propiciaram uma geração extra mais de oito vezes maior que a potência gerada por GD nos anos entre 2009 e 2018. A alocação de unidades de GD, quando realizada eficientemente, permite a redução das perdas nos condutores, melhoria do perfil de tensão nas barras, continuidade do fornecimento local em caso de contingências no sistema e alívio em horários de pico de carga. Neste trabalho, realiza-se uma análise do impacto da GD nas perdas ativas totais nos condutores e na efetividade da reconfiguração do SDEE. São analisados diferentes cenários de localização das unidades de GD e diferentes níveis de demanda atendida por elas. A reconfiguração é realizada através de uma meta-heurística que se baseia na metodologia Prim e na heurística *Branch Exchange* para coordenar os processos de procura pelo espaço de busca. O algoritmo proposto é aplicado a quatro sistemas-teste de diferentes tamanhos e características – 14, 33, 84 e 415 barras. Os resultados corroboram que a alocação de unidades de GD em barras distantes da subestação apresentou, para a maior parte dos casos, a melhor relação custo-benefício entre número de unidades a serem alocadas e redução das perdas ativas totais. A inserção de GD no sistema impactou na efetividade da reconfiguração, que se mostrou mais eficiente para níveis elevados de injeção de potência ativa nas barras.

**Palavras-Chave:** Reconfiguração, Geração distribuída, Perdas Ativas, Meta-Heurística, Prim, *Branch Exchange*

# Abstract

Energy consumption has grown substantially. In the last 30 years, the world demand for electric energy has more than doubled, with an increase of 50% in this value expected until the year 2050. In this context of increased demand and expansion of the energy matrix, the Distributed Generation (DG), characterized as the generation of energy close to the end user, has been spreading in the Electric Power Distribution System (EPDS). Between 2019 and 2021, new DG units connected to the Brazilian system provided an extra generation more than eight times greater than the power generated by DG in the years between 2009 and 2018. The allocation of DG units, when carried out efficiently, allows the reduction of active losses in the conductors, improvement of the voltage profile on the buses, continuity of local supply in case of contingencies in the system and relief at peak load times. In this work, an analysis of the impact of DG on total active losses in conductors and on the effectiveness of the EPDS reconfiguration is made. Different scenarios for the location of the DG units and different levels of demand supplied by them are analyzed. The reconfiguration is performed through a meta-heuristic that is based on the Prim methodology and on the Branch Exchange heuristic to coordinate the search processes through the search space. The proposed algorithm is applied to four test systems of different sizes and characteristics – 14, 33, 84 and 415 buses. The results corroborate that the allocation of DG units in buses far from the substation presented, for most cases, the best cost-benefit relationship between the number of units to be allocated and the reduction of total active losses. The insertion of DG in the system impacted the effectiveness of the reconfiguration, which proved to be more efficient for high levels of active power injection in the buses.

**Keywords:** Reconfiguration, Distributed Generation, Active Losses, Meta-Heuristics, Prim, Branch Exchange.

Este trabalho é dedicado à Deus, aos meus queridos pais, à minha amada família, aos meus verdadeiros amigos e a todos que me apoiaram nesta linda jornada.

# Agradecimentos

Agradeço à Deus pelas bênçãos em minha vida, pela saúde que me proporcionou e às oportunidades com as quais me presenteou.

Agradeço à minha família pelo apoio e amor incondicional, pelos bons conselhos e pelos sentimentos lindos com os quais sempre me acolheram, em especial nos momentos mais turbulentos.

Agradeço aos meus verdadeiros amigos pelo companheirismo, respeito mútuo e compreensão, mesmo quando não pude dar-lhes a atenção que merecem.

Agradeço à UNIOESTE pelo ensino de qualidade, pelo comprometimento com a excelência e pelo embasamento para a conclusão desta jornada.

Agradeço à fundação CAPES pelo apoio financeiro ao longo de parte do programa.

Agradeço aos professores e mentores Dr. Edgar Manuel Carreño Franco, Dr. Ricardo Luiz Barros de Freitas e Dr. Carlos Roberto Mendonça da Rocha pela orientação, paciência e por serem alicerces que sustentaram toda a produção científica apresentada neste trabalho.



# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>11</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>13</b>
<b>Lista de Símbolos</b>	<b>15</b>
<b>Lista de Siglas e Abreviações</b>	<b>17</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>19</b>
1.1 Justificativa.....	21
1.2 Objetivos.....	22
1.3 Estrutura do Trabalho .....	22
<b>2 Estado da Arte</b>	<b>25</b>
2.1 Otimização.....	25
2.2 Métodos de Otimização .....	25
2.3 Trabalhos Relevantes.....	26
2.3.1 Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (RSDEE)	26
2.3.2 Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.....	28
<b>3 Marco Teórico</b>	<b>31</b>
3.1 Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.....	31
3.2 Modelagem Matemática .....	33
3.2.1 Restrições.....	34
3.2.2 Fluxo de Carga – <i>Backward Forward Sweep</i> .....	35
3.2.3 Fluxo de Carga – Renumeração.....	36
3.2.4 Fluxo de Carga – Etapa ‘ <i>Backward</i> ’.....	39
3.2.5 Fluxo de Carga – Etapa ‘ <i>Forward</i> ’.....	42
3.2.6 Fluxo de Carga – Critério de Parada .....	43
3.3 Meta-Heurísticas.....	43
3.4 Geração da Solução Inicial: Método Prim.....	44

3.4.1	Fundamentação Teórica do Método Prim .....	44
3.4.2	Pesos dos Ramos .....	46
3.4.3	Exemplo Didático .....	46
3.5	Fundamentação Teórica do Método <i>Branch Exchange</i> .....	49
<b>4</b>	<b>Algoritmo e Métodos</b>	<b>53</b>
4.1	Geração da Solução Inicial: Método Prim.....	53
4.2	Melhoria Local – <i>Branch Exchange</i> .....	53
4.3	Geração Distribuída.....	56
<b>5</b>	<b>Testes e Resultados</b>	<b>59</b>
5.1	Sistema de 14 barras – Característica e Reconfiguração sem GD.....	59
5.2	Sistema de 33 barras – Característica e Reconfiguração sem GD.....	60
5.3	Sistema de 84 barras – Característica e Reconfiguração sem GD.....	62
5.4	Sistema de 415 barras – Característica e Reconfiguração sem GD.....	65
5.5	Locais de instalação das unidades de GD.....	69
5.5.1	Cenário 1 .....	69
5.5.2	Cenário 2 .....	70
5.5.3	Cenário 3 .....	72
5.6	Análise Comparativa dos Três Cenários .....	75
5.6.1	Inserção de GD – Implementação sem Reconfiguração.....	80
5.6.2	Tensão nas Barras .....	83
<b>6</b>	<b>Conclusão</b>	<b>85</b>
6.1	Trabalhos Futuros .....	86
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>89</b>
	<b>ANEXO A - DADOS DO SISTEMA-TESTE DE 14 BARRAS</b>	<b>93</b>
	<b>ANEXO B - DADOS DO SISTEMA-TESTE DE 33 BARRAS</b>	<b>95</b>
	<b>ANEXO C - DADOS DO SISTEMA-TESTE DE 84 BARRAS</b>	<b>97</b>
	<b>ANEXO D - DADOS DO SISTEMA-TESTE DE 415 BARRAS</b>	<b>101</b>
	<b>ANEXO E - ARTIGO SUBMETIDO AO PERIÓDICO ELECTRIC POWER SYSTEMS RESEARCH - ELSEVIER</b>	<b>117</b>

# Lista de Figuras

<b>Figura 1.1:</b>	Perdas no Sistema Elétrico de Potência.....	20
<b>Figura 3.1:</b>	Interligação entre o Sistema de Distribuição Primário e Secundário .....	31
<b>Figura 3.2:</b>	Conjunto de “n-1” Arestas Necessárias para Conectar Radialmente “n” Vértices.....	32
<b>Figura 3.3:</b>	Conjunto de “n-1” Arestas Necessárias para Conectar Radialmente “n” Vértices.....	33
<b>Figura 3.4:</b>	Sistema-Teste de 33 Barras .....	34
<b>Figura 3.5:</b>	Fluxograma do Processo de Renumeração das Barras .....	37
<b>Figura 3.6:</b>	Sistema de Distribuição Radial Desordenado.....	38
<b>Figura 3.7:</b>	Sistema de Distribuição Radial Dividido em Camadas.....	38
<b>Figura 3.8:</b>	Sistema de Distribuição Radial Renumerado .....	39
<b>Figura 3.9:</b>	Exemplo Hipotético de Cálculo de Corrente nos Ramos .....	41
<b>Figura 3.10:</b>	Situação Hipotética de Tomada de Decisão .....	44
<b>Figura 3.11:</b>	Fluxograma do Algoritmo Prim.....	45
<b>Figura 3.12:</b>	Início do Algoritmo Prim .....	46
<b>Figura 3.13:</b>	Iteração 1 do Algoritmo Prim.....	47
<b>Figura 3.14:</b>	Iteração 2 do Algoritmo Prim .....	47
<b>Figura 3.15:</b>	Iteração 3 do Algoritmo Prim.....	48
<b>Figura 3.16:</b>	Iteração 4 do Algoritmo Prim.....	48
<b>Figura 3.17:</b>	Configuração Radial Final Encontrada.....	49
<b>Figura 3.18:</b>	Situação Hipotética para a Aplicação do Método de <i>Branch Exchange</i> .....	50
<b>Figura 4.1:</b>	Possível Configuração Radial a Interligar um Sistema-Teste .....	54
<b>Figura 4.2:</b>	Fluxograma da Etapa de Melhoria Local (Branch Exchange).....	55
<b>Figura 4.3:</b>	Fluxograma da Execução da Meta-Heurística Proposta à RSDEE .....	56
<b>Figura 5.1:</b>	Sistema-Teste de 14 Barras .....	59
<b>Figura 5.2:</b>	Perfil de Tensão nas Barras Antes e Após a Etapa de Melhoria Local .....	62

<b>Figura 5.3:</b>	Sistema-Teste de 84 Barras .....	<b>63</b>
<b>Figura 5.4:</b>	Perfil de Tensão nas Barras Antes e Após a Etapa de Melhoria Local .....	<b>65</b>
<b>Figura 5.5:</b>	Perfil de Tensão nas Barras Antes e Após a Etapa de Melhoria Local .....	<b>69</b>
<b>Figura 5.6:</b>	Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 2 do Sistema-Teste de 14 Barras .....	<b>71</b>
<b>Figura 5.7:</b>	Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 2 do Sistema-Teste de 33 Barras .....	<b>71</b>
<b>Figura 5.8:</b>	Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 2 do Sistema-Teste de 84 Barras .....	<b>72</b>
<b>Figura 5.9:</b>	Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 3 do Sistema-Teste de 14 Barras .....	<b>73</b>
<b>Figura 5.10:</b>	Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 3 do Sistema-Teste de 33 Barras .....	<b>74</b>
<b>Figura 5.11:</b>	Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 3 do Sistema-Teste de 84 Barras .....	<b>74</b>
<b>Figura 5.12:</b>	Redução das Perdas Ativas Totais no Sistema-Teste de 14 barras em Função da Demanda Ativa Atendida por GD .....	<b>75</b>
<b>Figura 5.13:</b>	Redução das Perdas Ativas Totais no Sistema-Teste de 33 barras em Função da Demanda Ativa Atendida por GD .....	<b>76</b>
<b>Figura 5.14:</b>	Redução das Perdas Ativas Totais no Sistema-Teste de 84 barras em Função da Demanda Ativa Atendida por GD .....	<b>77</b>
<b>Figura 5.15:</b>	Redução das Perdas Ativas Totais no Sistema-Teste de 415 barras em Função da Demanda Ativa Atendida por GD .....	<b>78</b>
<b>Figura 5.16:</b>	Aumento Percentual das Perdas Ativas Totais para o Sistema-Teste de 14 Barras.....	<b>80</b>
<b>Figura 5.17:</b>	Aumento Percentual das Perdas Ativas Totais para o Sistema-Teste de 33 Barras.....	<b>81</b>
<b>Figura 5.18:</b>	Aumento Percentual das Perdas Ativas Totais para o Sistema-Teste de 84 Barras.....	<b>82</b>
<b>Figura 5.19:</b>	Aumento Percentual das Perdas Ativas Totais para o Sistema-Teste de 415 Barras.....	<b>83</b>
<b>Figura 5.20:</b>	Maior Tensão no Sistema em Função do Percentual da Demanda Ativa Atendida Através de GD.....	<b>84</b>

# Lista de Tabelas

<b>Tabela 5.1:</b> Resultados Sistema-Teste de 14 Barras sem Inserção de GD .....	<b>60</b>
<b>Tabela 5.2:</b> Resultados Sistema-Teste de 33 Barras sem Inserção de GD .....	<b>61</b>
<b>Tabela 5.3:</b> Resultados Sistema-Teste de 84 Barras sem Inserção de GD .....	<b>63</b>
<b>Tabela 5.4:</b> Resultados Sistema-Teste de 415 Barras sem Inserção de GD .....	<b>65</b>
<b>Tabela 5.5:</b> Barras Escolhidas para Inserção de GD no Cenário 2.....	<b>70</b>
<b>Tabela 5.6:</b> Barras Escolhidas para Inserção de GD no Cenário 3.....	<b>73</b>
<b>Tabela 5.7:</b> Percentual de Demanda Ativa Atendida por GD em que Ocorre a Primeira Reconfiguração.....	<b>79</b>
<b>Tabela A.1:</b> Dados do Sistema-Teste de 14 Barras .....	<b>93</b>
<b>Tabela B.1:</b> Dados do Sistema-Teste de 84 Barras .....	<b>95</b>
<b>Tabela C.1:</b> Dados do Sistema-Teste de 84 Barras .....	<b>97</b>
<b>Tabela D.1:</b> Dados do Sistema-Teste de 415 Barras .....	<b>101</b>



# Lista de Símbolos

$B_{in,ram}$	Variável binária que indica se o ramo está em operação (1) ou não (0)
$C_{inf,jus}$	Conjunto dos ramos conectados à jusante da barra sob análise
$E_m$ fechado	Queda de tensão entre a subestação e a barra que alimentará o ramo a ser
$E_n$	Queda de tensão entre a subestação e a barra transferida
$I_{i,bar}$	Componente imaginária da corrente líquida injetada na barra sob análise
$I_{i,jus,k}$	Componente imaginária da corrente que circula pelo 'k-ésimo' ramo conectado à jusante da barra sob análise
$I_{i,mont}$	Componente imaginária da corrente no ramo que conecta a barra sob análise à barra à montante
$I_{i,ram}$	Componente imaginária da corrente que circula pelo ramo sob análise
$I_{i,bar,inf}$	Componente imaginária da corrente demandada na barra conectada à jusante do ramo sob análise
$I_{R,bar}$	Componente real da corrente líquida injetada na barra sob análise
$I_{R,jus,k}$	Componente real da corrente que circula pelo 'k-ésimo' ramo conectado à jusante da barra sob análise
$I_{R,mont}$	Componente real da corrente no ramo que conecta a barra sob análise à barra à montante
$I_{R,ram}$	Componente real da corrente que circula pelo ramo sob análise
$I_{R,bar,inf}$ sob análise	Componente real da corrente demandada na barra conectada à jusante do ramo sob análise
$I_t$	Corrente na barra a ser transferida
$N^{\circ}_{radiais}$	Número de radiais possíveis a serem construídas a partir de um determinado conjunto de ramos e barras
$n_b$	Número de barras a serem alimentadas
$n_{swi}$	Número de ramos de um sistema
$\Delta Perdas$	Variação aproximada das perdas ativas após efetuar uma troca de ramos
$P_{bar}$	Potência ativa demandada na barra sob análise
$P_{loss}$	Perdas ativas totais nos condutores
$P_{loss,CR}$	Perdas ativas totais na implementação com melhoria local
$P_{loss,SR}$	Perdas ativas totais na implementação sem melhoria local

$Q_{bar}$	Potência reativa demandada na barra sob análise
$R_{loop}$	Resistência total do laço gerado ao se fechar o ramo previamente aberto.
$R_{ram}$	Resistência total do ramo sob análise
$R_{mont}$	Resistência total do ramo que conecta a barra sob análise à barra à montante
$S_{bar}$	Potência complexa na barra sob análise
$S_{bar,demanda}$	Potência total demandada na barra sob análise
$S_{bar,gerada}$	Potência gerada na barra sob análise
$S_{bar,in}$	Somatório dos fluxos de potência que entram na barra sob análise
$S_{bar,out}$	Somatório dos fluxos de potência que saem da barra sob análise
$V_{bar}$	Tensão em uma barra
$V_{I,bar}$	Componente imaginária da tensão na barra sob análise
$V_{I,mont}$ análise	Componente imaginária da tensão na barra conectada à montante da barra sob análise
$V_{max}$	Limite superior de tensão nas barras
$V_{min}$	Limite inferior de tensão nas barras
$V_{R,bar}$	Componente real da tensão na barra sob análise
$V_{R,mont}$	Componente real da tensão na barra conectada à montante da barra sob análise
$X_{mont}$	Reatância total do ramo que conecta a barra sob análise à barra à montante



# Lista de Siglas e Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BFS	Backward Forward Sweep
BVV	Busca em Vizinhança Variável
EIA	U.S Energy Information Administration
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPDS	Electric Power Distribution System
EUA	Estados Unidos da América
FC	Fluxo de Carga
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
GWh	Gigawatt-hora
IEA	International Energy Agency
kW	Quilowatt
PC	Potência Constante
RSDEE	Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SDP	Sistema de Distribuição de Primário
SDS	Sistema de Distribuição Secundário
SEP	Sistema Elétrico de Potência
STEE	Sistema de Transmissão de Energia Elétrica
TWh	Terawatt-hora
W	Watts



# Capítulo 1

## Introdução

Nas mais diversas áreas do conhecimento e nas mais variadas aplicações, desde o cotidiano de uma residência à automação de indústrias de grande porte, o uso direto ou indireto da energia elétrica é hoje imprescindível.

O aumento da demanda energética mundial é evidenciado pelo estudo realizado pela *International Energy Agency [IEA]* (2022a), que averiguou um crescimento de mais de 100% no consumo elétrico entre os anos de 1990 e 2019, superando a marca de 22.000 TWh em 2019. Uma projeção realizada pela *U.S Energy Information Administration [EIA]* (2022), órgão federal norte-americano responsável por coletar, analisar e estabelecer políticas energéticas, prevê um aumento de 50% no consumo energético mundial entre os anos de 2018 e 2050.

Para o caso específico do Brasil, segundo relatório divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética [EPE] (2021), o consumo energético no país no ano de 2020 foi de 475.648 GWh. Tal cenário fez do Brasil o sétimo país do mundo em consumo anual de energia elétrica (EPE, 2021).

Para atender à crescente demanda, as fontes de energia renováveis, que buscam o equilíbrio entre sustentabilidade e uma maior disponibilidade energética, vem ganhando destaque no cenário mundial. Segundo relatório da *IEA* (2022b), estima-se que haverá, entre os anos de 2020 e 2026, um crescimento de 60% da matriz elétrica proveniente de fontes renováveis, atingindo a marca de 4.800 GW ao final do período. No Brasil, as fontes renováveis correspondem, aproximadamente, a 48% da matriz energética, valor mais de três vezes superior à média mundial (EPE, 2022).

Neste cenário atual, de aumento da demanda energética e ampliação das matrizes renováveis, a Geração Distribuída (GD) vem ganhando protagonismo. A GD caracteriza-se como a geração elétrica realizada junto, ou próximo, do consumidor final (Nguyen, Duong & Ngo, 2022). Entre 2009 e 2018, a potência injetada na rede através de GD correspondia a menos de 1 GW, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL] (ANEEL, 2022a). Entre 2019 e 2021, novas unidades de GD já propiciaram uma geração extras de pouco mais de 8,6 GW.

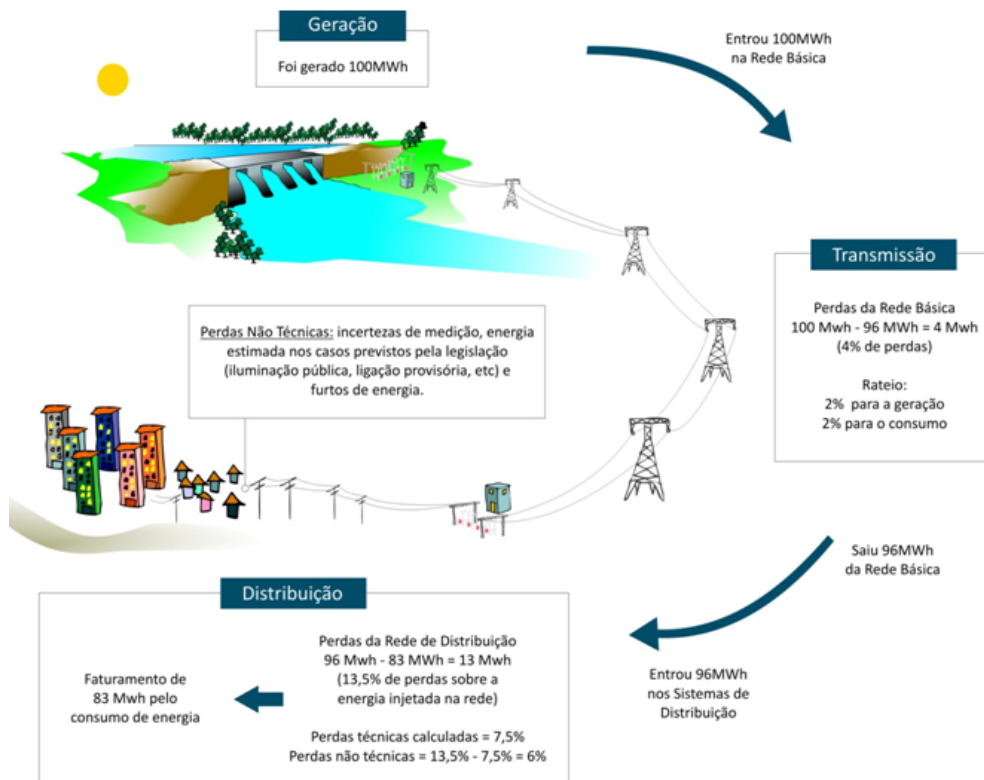
A GD pode atender apenas a carga demandada localmente, como também injetar potência na rede elétrica, atendendo, desta forma, outros consumidores previamente atendidos pela concessionária.

Ainda assim, boa parte das centrais geradoras de grande porte estão localizadas em regiões longínquas dos principais centros consumidores, uma vez que necessitam de uma área considerável para sua construção e operação. Com o intuito de levar a energia gerada a todos os usuários, tornam-se vitais o Sistema de Transmissão de Energia Elétrica (STEE) e o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE).

O STEE interliga as centrais geradoras às subestações de subtransmissão. Já o SDEE é responsável por levar a energia das subestações aos consumidores finais em níveis de tensão mais baixos. Para atender, assegurando um nível mínimo de qualidade, as novas regiões consumidoras, o SDEE passa, frequentemente, por processos de melhoria e expansão.

Com o abaixamento da tensão no SDEE, tem-se um aumento das correntes que circulam pelos condutores e, conseqüentemente, aumento das perdas ativas totais. Desta forma, o custo da energia dissipada por perdas ativas no SDEE representa um dispêndio significativo na operação do sistema (Gönen, 2008).

A ANEEL (2022b) realizou um levantamento onde constatou que as perdas elétricas no STEE configuravam 4% da potência injetada na rede, enquanto no SDEE as perdas elétricas técnicas representavam 7,5% da potência injetada na rede de distribuição. Soma-se a esta última parcela 6% de perdas não técnicas, que correspondem a perdas por ligações clandestinas, erros de aferição ou modificações ilícitas nos medidores, e tem-se um total de 13,5% de perdas no SDEE que são repassadas, parcialmente, na tarifa cobrada dos consumidores. Na Figura 1.1 é apresentado um diagrama simplificado deste processo.



Fonte: (ANEEL, 2022b)

**Figura 1.1:** Perdas no Sistema Elétrico de Potência

As concessionárias de energia utilizam diferentes estratégias para reduzir as perdas no SDEE e melhorar o perfil de tensão no sistema, como por exemplo, compensação reativa através de banco de capacitores, ajuste do TAP de transformadores e reconfiguração do sistema. A reconfiguração, uma das estratégias mais recorrentes, é realizada através da abertura e fechamento dos ramos do sistema e objetiva redistribuir os fluxos de potência na rede. Novos pontos de injeção de potência, como por exemplo, a inserção de unidades de GD, resultam em novos fluxos de potência pela rede e, conseqüentemente, alteração das correntes, perdas ativas e tensões ao longo do sistema (Nguyen *et al.*, 2022). Desta forma, se faz necessário verificar como estes novos pontos de injeção de potência afetam a configuração ótima que reduz as perdas ativas nos condutores. Assim, a proposta deste trabalho é analisar o impacto de diferentes cenários de local de instalação e demanda ativa atendida por GD nas perdas ativas totais no sistema e na efetividade da reconfiguração.

Para tal análise, a reconfiguração é realizada através de uma meta-heurística baseada nos algoritmos Prim e *Branch Exchange*. A escolha por uma meta-heurística foi motivada por serem ferramentas amplamente utilizadas na otimização de problemas combinatoriais (Peres & Castelli, 2021). São algoritmos de alto nível que ponderam processos de procura pelo espaço de busca, objetivando encontrar soluções de qualidade para problemas complexos. Uma vantagem notável das meta-heurísticas é a capacidade de se adaptar a diferentes aplicações para identificar, eficientemente, soluções de qualidade à problemas que seriam inviáveis por métodos clássicos (Cheng, Adetunji, Hofsajer & Abu-Mahfouz, 2020). Desta forma, o seu uso vem se difundindo nas mais diversas áreas.

O algoritmo proposto é aplicado a quatro sistemas-teste de diferentes tamanhos e três diferentes cenários de local de instalação das unidades de GD.

## 1.1 Justificativa

A Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (RSDEE) e a presença de GD no sistema permitem a redução das perdas, melhor distribuição das correntes pelos condutores e melhoria dos perfis de tensão ao longo do sistema. Desta forma, aumenta-se a vida útil dos equipamentos, diminui-se o custo com perdas no sistema e evita-se a necessidade de regulação da tensão nas barras por métodos mais caros, como por exemplo, recondutoramento e inserção de banco de capacitores. Adicionalmente, a inserção efetiva de GD na rede permite o atendimento local da demanda em casos de contingências no SDEE e desafogo do sistema em horários de pico de carga (Zhang, Gockenbach, Wasserberg & Borsi, 2007).

Aos usuários de energia elétrica, os principais benefícios residem em uma melhor confiabilidade no suprimento de energia, maior disponibilidade de energia elétrica e redução da tarifa pelo uso da mesma, uma vez que o custo das perdas elétricas no SDEE é parcialmente repassado ao consumidor final (ANEEL, 2021). Aos novos geradores de

energia, ressalta-se que ferramentas que permitam otimizar a operação do sistema na presença de GD fomentam novos incentivos e a tornam mais atrativa de um ponto de vista técnico-financeiro.

## 1.2 Objetivos

Analisar o impacto da inserção de unidades de GD nas perdas ativas e na efetividade da reconfiguração do sistema.

Com base na análise comparativa dos resultados para os diferentes cenários de alocação das unidades de GD, busca-se traçar conclusões que permitam otimizar a operação do sistema na presença destes novos pontos de injeção de potência.

Para tal, os objetivos específicos são:

- Implementar, em linguagem C, uma meta-heurística baseada na metodologia Prim, responsável por encontrar soluções iniciais de qualidade, e na técnica de *Branch Exchange*, responsável por realizar a etapa de melhoria local, que seja eficiente na RSDEE e permita a analisar o impacto da GD no sistema;
- Propor diferentes cenários de local de instalação e demanda ativa atendida por GD, que permitam capturar o comportamento do sistema em diferentes contextos.

## 1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está distribuído em 6 capítulos e 5 anexos.

No capítulo 1 foi apresentada uma introdução geral do problema abordado, a justificativa técnica e econômica da solução proposta e os objetivos, específicos e gerais, almejados com este trabalho.

No capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica (Estado da Arte), fazendo menção aos principais trabalhos, até então realizados, no escopo da reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica e da alocação ótima de unidades de GD.

No capítulo 3 é apresentado o embasamento teórico relativo a sistemas de distribuição, o ferramental matemático utilizado, o algoritmo empregado para o FC e a filosofia por trás das meta-heurísticas propostas.

No capítulo 4 é apresentada a implementação e funcionamento lógico do algoritmo proposto.

No capítulo 5 são apresentados e discutidos os resultados obtidos para os sistemas-teste e cenários propostos.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões finais e sugestões para trabalhos-futuros.





# Capítulo 2

## Estado da Arte

### 2.1 Otimização

A otimização está presente em todos os fenômenos naturais e processos de interesse humano. O processo de otimização almeja encontrar a melhor configuração de variáveis/grandezas para um determinado problema, considerando as suas restrições de factibilidade. Para a maioria das aplicações de interesse prático, percorrer todo o espaço de busca e encontrar a melhor solução dentre todas as possíveis se torna uma tarefa impraticável (Amaya *et al.*, 2020).

O número de configurações radiais possíveis a conectar um conjunto de ‘ $n_b$ ’ barras, através de um conjunto de ‘ $n_{swi}$ ’ ramos pode ser tão grande quanto o valor calculado a partir da equação (2.1), em que ‘ $N^{\circ}_{\text{radiais}}$ ’ é o número máximo de radiais factíveis (Possagnolo, 2015).

$$N^{\circ}_{\text{radiais}} \leq C_{n_b-1}^{n_{swi}} = \frac{n_{swi}!}{(n_b - 1)! (n_{swi} - n_b + 1)!} \quad (2.1)$$

Desta forma, heurísticas e meta-heurísticas vem se destacando como ferramentas que permitem resolver problemas de otimização combinatória satisfatoriamente, encontrando soluções de qualidade com esforço computacional factível.

### 2.2 Métodos de Otimização

Os métodos de otimização podem ser divididos em 3 grandes classes: métodos exatos, heurísticos e meta-heurísticos. Métodos exatos permitem encontrar a solução ótima global, uma vez que varrem todo o espaço de busca. Porém, podem apresentar esforço computacional elevado, ou impraticável, para várias aplicações reais (Hussain, Salleh, Cheng & Shi 2018).

Métodos heurísticos utilizam algum tipo de estratégia racional para encontrar uma solução sub-ótima para uma gama pré-determinada de problemas. Cita-se a vantagem de um

esforço computacional reduzido e o ônus de baixa adaptabilidade a problemas diferentes do originalmente proposto.

As meta-heurísticas se caracterizam como heurísticas de alto nível, adaptáveis e capazes de encontrar soluções de qualidade para uma vasta gama de problemas. Seus mecanismos objetivam uma relação de compromisso entre eficiência computacional e qualidade da solução encontrada (Huang, Li & Yao, 2020).

Filosoficamente, meta-heurísticas são, muitas vezes, algoritmos que combinam 2 heurísticas: a heurística construtiva e a heurística responsável pela busca local (Cardona, 2016) para atingir o objetivo proposto. A heurística construtiva se encarrega do processo de diversificação, com o intuito de maximizar a exploração pelo espaço de busca. A etapa de busca local é responsável pelo processo de intensificação, realizando uma procura mais minuciosa em regiões identificadas como promissoras (Agrawal Agrawal, Abutarboush, Ganesh & Mohamed, 2021).

## 2.3 Trabalhos Relevantes

A seguir são apresentados alguns trabalhos relevantes ao tema de RSDEE e alocação de GD em sistemas de distribuição de energia elétrica.

### 2.3.1 Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (RSDEE)

Civanlar, Grainger, Yin and Lee (1988) propuseram, pela primeira vez, o método de *Branch Exchange* para a reconfiguração de sistemas de distribuição elétrica. Este método consiste no fechamento de um ramo previamente aberto e a abertura de um ramo previamente fechado, resultando em uma nova configuração radial e, conseqüentemente, em um novo estado operativo do sistema. Esta heurística foi utilizada para encontrar novos estados operativos (configurações) que resultassem em uma redução das perdas totais no sistema. Foi apresentado um robusto equacionamento matemático para o cálculo aproximado da variação das perdas elétricas totais após a comutação de 2 ramos (fechamento de um e abertura de outro), o que permitiu reduzir o esforço computacional significativamente. Foi utilizado o sistema de 14 barras para a exemplificação dos conceitos abordados no trabalho.

Possagnolo (2015) propôs um algoritmo meta-heurístico que emprega diferentes técnicas de Busca em Vizinhança Variável (BVV) para a reconfiguração de sistemas de distribuição com demanda variável, objetivando a redução das perdas ativas totais no sistema. Para a geração de soluções iniciais foi utilizado o algoritmo Prim, no qual em cada iteração é adicionado o ramo pelo qual circula o maior fluxo de potência na configuração malhada. O algoritmo Prim proposto, juntamente às diferentes técnicas de BVV utilizadas, responsáveis pela etapa de melhoria local, alcançaram soluções de qualidade com valores de perdas ativas

totais melhores ou iguais às encontradas pelo *solver* comercial CPLEX. Este trabalho corrobora que diferentes implementações de algoritmos de melhoria local (BVV) podem alcançar soluções de qualidade desde que os macroprocessos de diversificação e intensificação pelo espaço de busca sejam adequadamente ajustados à natureza do problema.

Cardona (2016) apresentou uma meta-heurística aplicada à Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (RSDEE). Na etapa de geração de soluções iniciais foi utilizada a metodologia Prim multipartida. Na metodologia Prim multipartida, primeiramente, encontra-se uma solução radial através da aplicação do algoritmo Prim, a partir dos parâmetros originais do sistema. Em seguida, os parâmetros originais são variados, dentro de uma faixa de valores, com o objetivo de forçar o algoritmo a encontrar novas soluções. O critério de decisão adotado nesta etapa do algoritmo foi o de perturbar minimamente o sistema em comparação com a configuração malhada, onde as perdas elétricas são menores que na configuração radial. A etapa de melhoria local foi implementada através da técnica de *Branch Exchange*. São obtidos resultados melhores, ou iguais, aos obtidos pelo *solver* CPLEX, com redução significativa nos tempos computacionais. Para o sistema-teste de 417 barras, o método CPLEX necessitou de 918s para convergir à uma resposta final, enquanto a meta-heurística proposta necessitou de cerca de 75s para convergir à uma resposta final de qualidade superior a encontrada pelo método CPLEX.

Hao, Gao, Bai and Cao (2018) utilizaram um algoritmo de 2 etapas para o problema de reconfiguração do SDEE. A primeira etapa consiste em fechar todos os ramos e escolher, para cada *loop* fundamental formado, um ramo a ser aberto. A partir da equação de variação aproximada de perdas, apresentada em Civanlar *et al.* (1988), pode-se traçar uma heurística para abrir, sucessivamente até que se encontre uma configuração radial, o ramo que reduz, localmente, as perdas ativas no *loop* considerado. A segunda etapa realizou, baseado no método de *Branch Exchange*, uma Busca em Vizinhança Variável (BVV) da solução encontrada na etapa anterior, com o intuito de contornar as características míope da primeira etapa e encontrar soluções de melhor qualidade. Foram encontradas soluções próximas, ou iguais, às soluções ótimas obtidas por outros métodos, para os mesmos sistemas-teste, com significativa redução no esforço computacional. Os resultados obtidos corroboram que a equação de variação aproximada de perdas é uma ferramenta útil na redução do espaço de busca e na tomada de decisões.

Gerez, Silva, Belati, Sguarezi and Costa (2019) utilizaram uma meta-heurística baseada no *Firefly Algorithm* para a reconfiguração de sistemas de distribuição radiais. Neste trabalho, parte-se da configuração malhada, sendo utilizadas 2 técnicas de redução do espaço de busca. Na primeira etapa, a redução do espaço de busca é obtida através da análise da configuração malhada. São considerados como ramos candidatos a serem abertos apenas aqueles que constituem algum laço do sistema. Na segunda etapa, os ramos pelos quais circulam os maiores fluxos de potência na configuração malhada foram excluídos da lista de ramos candidatos a serem abertos. O algoritmo proposto foi testado nos sistemas-teste de 5, 33, 70 e 84 barras, alcançando perdas ativas totais iguais ou menores aos conhecidos na literatura

especializada. Os resultados corroboram que a distribuição dos fluxos de potência e, conseqüentemente, as perdas ativas nos ramos na configuração malhada fornecem informações que permitem direcionar a tomada de decisões em ferramentas heurísticas.

### 2.3.2 Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Lotfipour and Afrakhte (2016) utilizaram o algoritmo *Teaching-Learning* para a reconfiguração de sistemas de distribuição, objetivando a redução das perdas ativas totais e melhoria do perfil de tensão nas barras. Foi considerada a alocação de GD em barras pré-definidas, modeladas como do tipo Potência Constante (PC) e nível de geração pré-definido. O algoritmo apresentou resultados, melhores ou iguais aos disponíveis na literatura, com notável velocidade computacional. O algoritmo foi aplicado aos sistemas-teste de 33, 69 e a um sistema real de 59 barras. A implementação não considerou diferentes níveis de geração das unidades de GD nem diferentes locais de instalação delas, contudo reduções significativas nas perdas ativas totais foram obtidas através da reconfiguração.

Khunkitti *et al.* (2019) utilizaram uma modificação da meta-heurística *Shuffled Frogs Leaping Algorithm* para a reconfiguração de sistemas de distribuição e alocação ótima de unidades de GD, com o intuito de minimizar, conjuntamente, as perdas ativas totais nos condutores e o desvio de tensão nas barras. Com o intuito de mensurar o impacto da alocação de GD e da reconfiguração nos sistemas de distribuição, foram traçados sete diferentes cenários para cada sistema-teste.

- Cenário 1: Caso base, sem reconfiguração e sem GD;
- Cenário 2: Apenas reconfiguração do sistema;
- Cenário 3: Apenas alocação de GD;
- Cenário 4: Alocação de GD após reconfiguração;
- Cenário 5: Reconfiguração após alocação de GD;
- Cenário 6: Reconfiguração e alocação simultânea de GD;
- Cenário 7: Reconfiguração e alocação/despacho ótimo simultâneo das unidades de GD.

O algoritmo foi aplicado aos sistemas-teste de 33 e 69 barras, sendo que os cenários quatro e sete apresentaram os melhores resultados na minimização conjunta das perdas ativas totais e desvio de tensão nas barras. O cenário três apresentou resultados significativamente melhores que os do cenário dois, indicando que a alocação de GD foi mais eficiente que a reconfiguração, quando aplicadas isoladamente, na redução das perdas ativas totais e melhoria do perfil de tensão nas barras.

Muhammad *et al.* (2020) utilizaram o *Water Cycle Algorithm* para a reconfiguração de sistemas de distribuição e alocação ótima de unidades de GD, com o intuito de minimizar as perdas ativas totais no sistema. Foram utilizados mecanismos de redução do espaço de busca e foram traçados quatro cenários para os sistemas-teste de 33 e 69 barras.

- Cenário 1: Alocação de GD na topologia base do sistema (sem reconfiguração);
- Cenário 2: Alocação de GD após a reconfiguração do sistema;
- Cenário 3: Reconfiguração do sistema após alocação de GD;
- Cenário 4: Alocação de GD e reconfiguração, simultaneamente.

Os cenários 2 e 3 apresentaram resultados próximos, ao passo que o cenário 4 foi o que apresentou os melhores valores de perdas ativas totais. Foi realizada uma segunda rodada de simulações, em que o fator de potência foi considerado como variável, dentro de uma determinada faixa de valores. A implementação com fator de potência variável apresentou melhorias significativas nas perdas ativas totais em comparação com a implementação com fator de potência unitário. A possibilidade de variar o fator de potência das unidades de GD, injetando potência reativa no sistema, acarretou redução nas perdas ativas totais de 51.74kW para 9.96kW e de 35.04kW para 4.00kW para os sistemas-teste de 33 e 69 barras, respectivamente. Os resultados corroboram que a injeção de potência reativa no sistema acarreta melhorias significativas nas perdas ativas totais e no perfil de tensão ao longo das barras.

Nguyen *et al.* (2022) propuseram uma variação do *Moth Swarm Algorithm* para a problema de reconfiguração e alocação ótima de unidades de GD em sistemas de distribuição. Nesse trabalho, o problema foi modelado como uma função multi-objetivo, objetivando, conjuntamente, a redução das perdas ativas totais, minimização do desvio de tensão nas barras, melhoria do balanço de carga entre os ramos e barras do sistema e minimização do número de chaveamentos realizados. Comparou-se os resultados obtidos para a reconfiguração com e sem GD, sendo que o cenário com a presença de GD apresentou os melhores resultados. Concluiu-se que a inserção de unidades de GD no sistema, quando realizada de maneira eficiente, permite a melhoria de diversos parâmetros operacionais.

Este trabalho almeja realizar uma análise do impacto da GD nas perdas ativas totais do sistema e na efetividade da reconfiguração para diferentes níveis de demanda ativa atendida por GD.



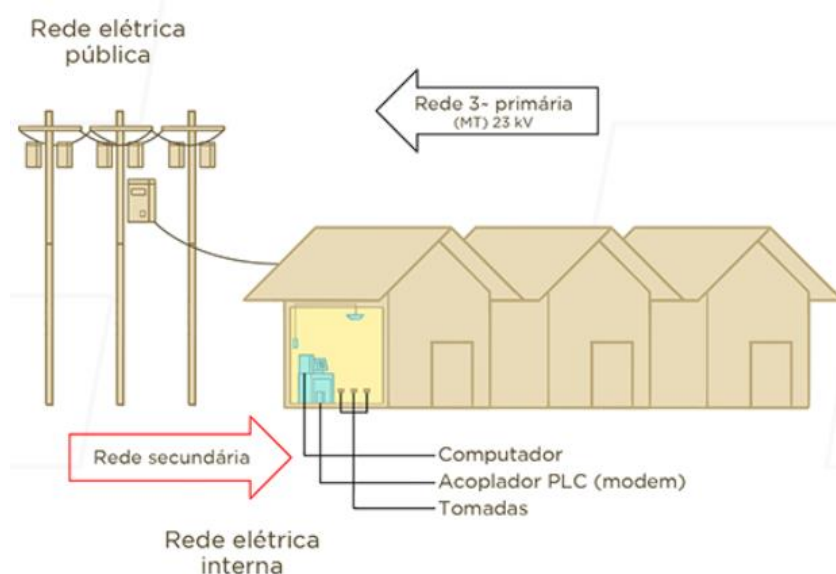
# Capítulo 3

## Marco Teórico

### 3.1 Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

O Sistema de Distribuição Primário (SDP) opera em médias tensões, tipicamente de 11.9kV a 34.5kV, e realiza a interligação entre a rede de subtransmissão e o Sistema de Distribuição Secundário (SDS), responsável por entregar ao consumidor final a tensão em níveis ainda mais baixos (110V/127V/220V/380V) (Kagan, 2005).

A Figura 3.1 apresenta a interligação entre o SDP e o SDS. O abaixamento da tensão é, em geral, realizado nos transformadores instalados nos postes de distribuição aérea.



Fonte: (UFG, 2021)

**Figura 3.1:** Interligação entre o Sistema de Distribuição Primário e Secundário

Dentre as possibilidades no Sistema Elétrico de Potência (SEP), tem-se: tipos de cabos de diferentes diâmetros e impedâncias, diferentes topologias (malhada e radial), formas de distribuição (aérea ou subterrânea), mecanismos de proteção e confiabilidade (Kagan, 2005).

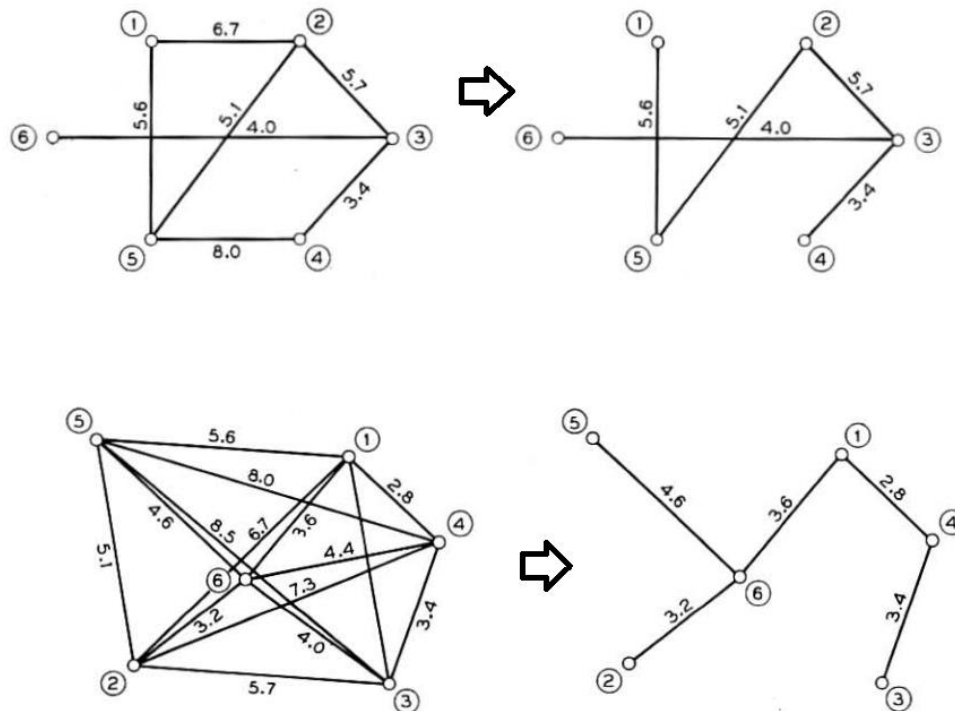
A escolha dos tipos de cabos depende da magnitude das correntes que circulam pelos condutores nos cenários de maior demanda, havendo uma relação proporcional de aumento do custo dos cabos e diminuição da impedância total do sistema.

A decisão por uma distribuição aérea ou subterrânea está fortemente atrelada às características do ambiente por onde percorrerão as linhas de distribuição. Linhas aéreas são, em geral, mais comumente utilizadas pois apresentam um menor custo por quilômetros quando comparado ao sistema de distribuição subterrâneo. A distribuição subterrânea é especialmente interessante, por exemplo, em ambientes de alta densidade urbana, onde as linhas de distribuição ficariam perigosamente perto de prédios e outras edificações. No Brasil, as redes de distribuição aéreas correspondem a mais de 98% do SDEE (Azevedo, 2010).

Os mecanismos de confiabilidade e proteção refletem uma relação de custo-benefício entre gastos com equipamentos que garantam continuidade no suprimento de energia elétrica em casos de faltas nas linhas e o custo monetário efetivo da energia não suprida ao consumidor final. Não existe uma abordagem ótima global, a quantidade otimizada de investimentos em mecanismos de proteção e confiabilidade é fortemente dependente de cada situação.

O SDP, normalmente, funciona em topologia radial, uma vez que possibilita a redução de complexidade dos mecanismos de proteção do sistema, reduz as correntes de falta e diminui os gastos com construção de condutores, comparando-se com a configuração malhada (Mantovani, Casari, & Romero, 2000). A configuração radial caracteriza-se por apresentar um, e apenas um, caminho conectando dois vértices quaisquer, ou seja, não apresenta a formação de laços (“loops”) no circuito.

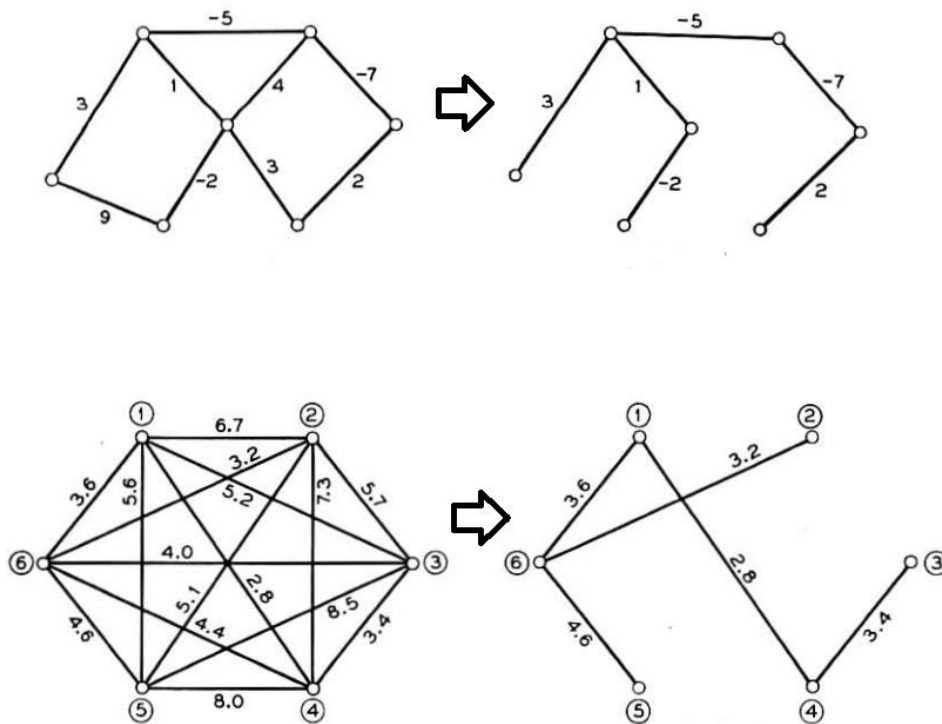
Segundo a teoria de grafos, para conectar radialmente um conjunto de “n” barras são necessários “n-1” ramos (Prim, 1957), o que pode ser observado, nas Figura 3.2 e 3.3.



Fonte: Adaptado de (Prim, 1957)

**Figura 3.2:** Conjunto de “n-1” Arestas Necessárias para Conectar Radialmente “n” Vértices





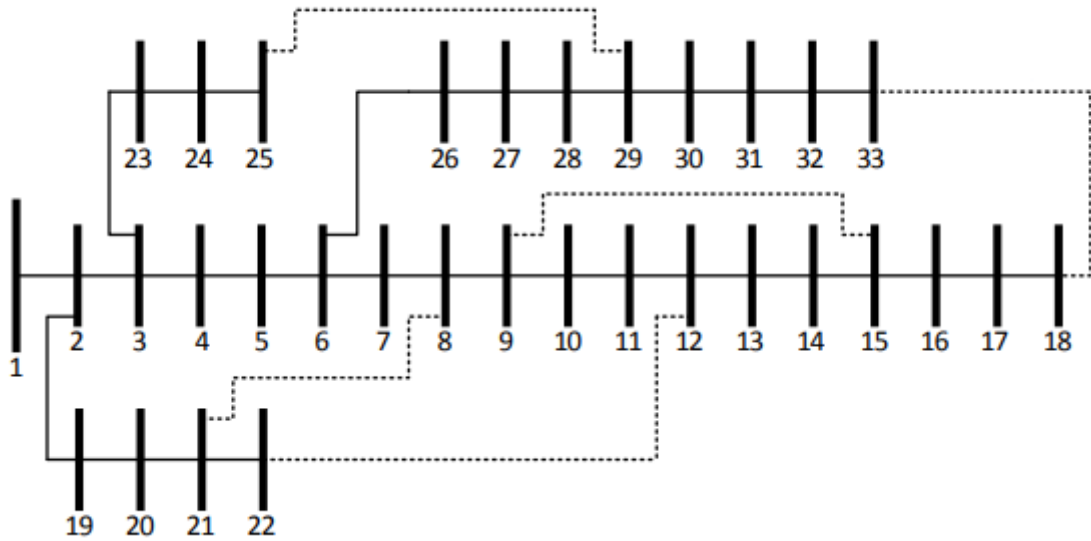
Fonte: Adaptado de (Prim, 1957)

**Figura 3.3:** Conjunto de “n-1” Arestas Necessárias para Conectar Radialmente “n” Vértices

Todas as possíveis soluções para o problema de RSDEE consideradas neste trabalho apresentam configuração radial, com distribuição aérea e cabeamento único (um tipo de cabo) interligando as barras.

## 3.2 Modelagem Matemática

A RSDEE é realizada através do seccionamento (abertura) de ramos previamente fechados e o fechamento de ramos previamente seccionados. Tal processo permite encontrar novas topologias radiais a interconectar um conjunto de barras a partir de um determinado conjunto de ramos. Como parâmetro de entrada, informam-se as grandezas construtivas (reatância e resistência total) dos ramos candidatos a interligar radialmente o conjunto de barras, sendo que, cada barra alimenta uma carga do tipo Potência Constante (PC). Um sistema-teste de 33 barras, cujos dados são apresentados em (Baran & Wu, 1989), é exibido na Figura 3.4. As linhas pontilhadas indicam os ramos inicialmente abertos.



Fonte: (Baran & Wu, 1989)

**Figura 3.4:** Sistema-Teste de 33 Barras

Na abordagem proposta, a otimização da RSDEE configura-se como um problema de minimização, uma vez que o objetivo central é redução das perdas ativas totais, conforme mostrado na equação (3.1).

$$\text{Min} \left( \sum_{\text{ram}=1}^{\text{ram}=n_{\text{swi}}} R_{\text{ram}} * (I_{R,\text{ram}}^2 + I_{I,\text{ram}}^2) \right) \quad (3.1)$$

Em que ‘ $n_{\text{swi}}$ ’ é o número de ramos do sistema, ‘ $R_{\text{ram}}$ ’ é a resistência total do ramo analisado e ‘ $I_{R,\text{ram}}$ ’ e ‘ $I_{I,\text{ram}}$ ’ são, respectivamente, as componentes reais e imaginárias da corrente que circula pelo ramo analisado. Desta forma, a função objetivo analisada é numericamente igual ao somatório das perdas ativas em cada ramo em operação (pelas quais circulam corrente).

### 3.2.1 Restrições

As restrições consideradas foram as operacionais:

- Restrições operacionais: Radialidade do sistema, limites mínimos e máximos de tensão nas barras, balanço do fluxo de potência.

As equações (3.2) à (3.5) refletem as restrições operacionais.

$$S_{\text{bar,in}} + S_{\text{bar,gerada}} - S_{\text{bar,out}} = S_{\text{bar,demanda}} \quad \forall \text{ bar} \in n_b \quad (3.2)$$

$$V_{\text{min}} \leq V_{\text{bar}} \leq V_{\text{max}} \quad \forall \text{ bar} \in n_b \quad (3.3)$$

$$\sum_{\text{ram}=0}^{\text{ram}=n_{\text{swi}}} \text{Bin}_{\text{ram}} = n_b - 1 \quad (3.4)$$

$$\text{Bin}_{\text{ram}} \in \{0,1\} \quad \forall \text{ ram} \in n_{\text{swi}} \quad (3.5)$$

A variável ‘ $n_b$ ’ representa o número de barras do sistema, a equação (3.2) exprime à restrição do balanço de fluxo de potência em que ‘ $S_{\text{bar,in}}$ ’ é a potência total que entra na barra sob análise, ‘ $S_{\text{bar,out}}$ ’ é o somatório da potência que sai da barra sob análise, ‘ $S_{\text{bar,demanda}}$ ’ representa a potência total demandada na barra sob análise e ‘ $S_{\text{bar,gerada}}$ ’ é a potência que é gerada na barra sob análise.

A equação (3.3) exprime os limites de tensão definidos para todas as barras. ‘ $V_{\text{min}}$ ’ é a tensão mínima permitida, ‘ $V_{\text{max}}$ ’ é a tensão máxima permitida e ‘ $V_{\text{bar}}$ ’ é a tensão na barra sob análise.

A equação (3.4) exprime que o número de ramos em operação deve ser igual o número de barras menos uma unidade. A equação (3.4) é uma condição necessária, mas não suficiente, para a radialidade.

A equação (3.5) exprime que a variável ‘ $\text{Bin}_{\text{ram}}$ ’ é binária, assumindo valor igual a um (1) caso o ramo sob análise esteja em operação (ramo fechado) e valor igual a zero (0) caso não (ramo aberto).

Assegurando-se o cumprimento da equação (3.4) e assegurando, concomitantemente, que todas as barras do sistema estão energizadas, garante-se que a configuração é radial. Matematicamente, garante-se a radialidade das soluções factíveis quando as equações (3.2) e (3.4) são atendidas simultaneamente, desde que a demanda em todas as barras de carga seja diferente de zero (Possagnolo, 2015).

### 3.2.2 Fluxo de Carga – *Backward Forward Sweep*

O método empregado neste trabalho para o cálculo do Fluxo de Carga (FC) foi o *Backward Forward Sweep (BFS)*.

Um algoritmo capaz de calcular o FC para sistemas radiais com bom tempo computacional e acurácia de resultados é de suma importância para a análise da qualidade e

factibilidade das soluções, através do cálculo das perdas ativas, tensões e correntes no sistema.

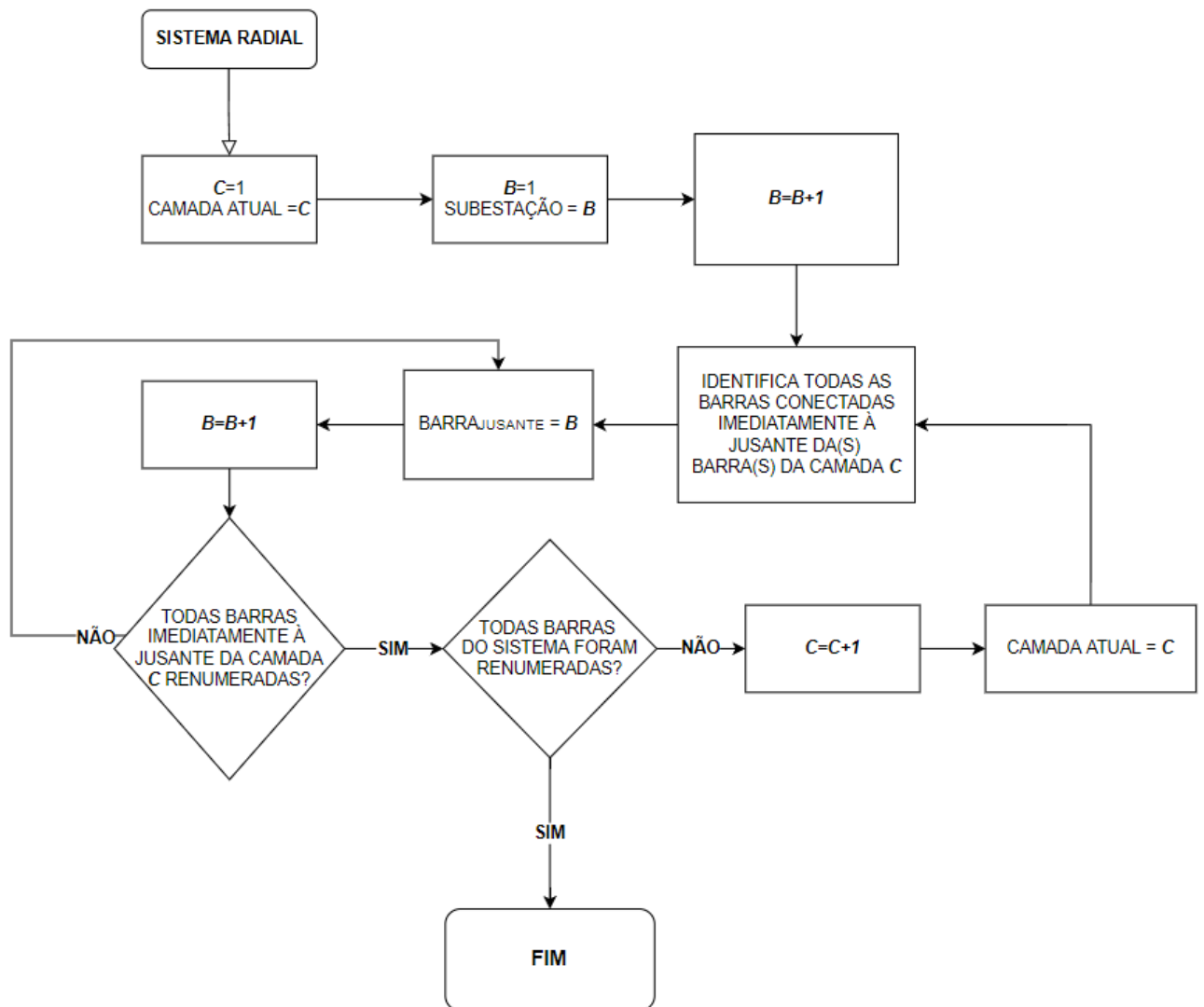
O funcionamento do método *BFS* (Kawambwa *et al.*, 2021) é dividido em 2 macro etapas, descritas a seguir.

- Etapa *Backward*: Nesta etapa calculam-se as correntes demandadas nas barras e as correntes nos ramos do sistema, partindo das barras na última camada em direção à subestação. Na primeira iteração, considera-se que a tensão em todas as barras é igual à da subestação (1 p.u. e ângulo de fase nulo). As componentes reais e imaginárias da corrente demandada em cada barra são calculadas a partir dos valores de demanda nominal. Conhecendo-se as correntes em todas as barras, pode-se, por aplicação direta da Lei de Kirchhoff dos Nós, calcular a corrente em todos os ramos;
- Etapa *Forward*: Nesta etapa é atualizado o valor de tensão em cada uma das barras, partindo-se da subestação em sentido às barras da última camada. Conhecendo as correntes nos ramos e as impedâncias ao longo das linhas, pode-se calcular as quedas de tensão ao longo do circuito;

### 3.2.3 *Backward Forward Sweep* - Renumeração

Para o funcionamento adequado do algoritmo *BFS* é necessário a renumeração sequencial das barras e dos ramos em camadas, de forma que a renumeração das barras cresça a partir da subestação em direção as barras mais externas (Kawambwa *et al.*, 2021).

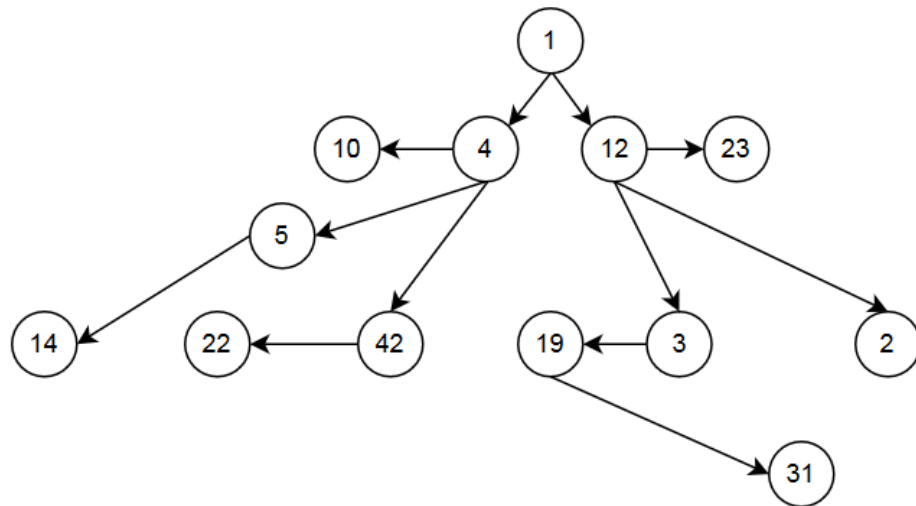
A Figura 3.5 apresenta um fluxograma do processo de renumeração. O processo de renumeração inicia identificando a subestação do sistema-teste. A subestação é renumerada como a barra um (1) da camada um (1). As barras conectadas diretamente à jusante da subestação são as próximas a serem renumeradas. O processo é repetido até que todas as barras do sistema sejam renumeradas. As barras conectadas diretamente à jusante de uma determinada barra da camada 'k' estão em uma camada 'k+1'. A renumeração das barras de uma determinada camada parte da última barra renumerada na camada imediatamente acima. Desta forma, se a última barra a ser renumerada em uma camada 'k' recebeu o número 'x', a primeira barra a ser renumerada na camada 'k+1' receberá o número 'x+1'.



Fonte: Autor

**Figura 3.5:** Fluxograma do Processo de Renumeração das Barras

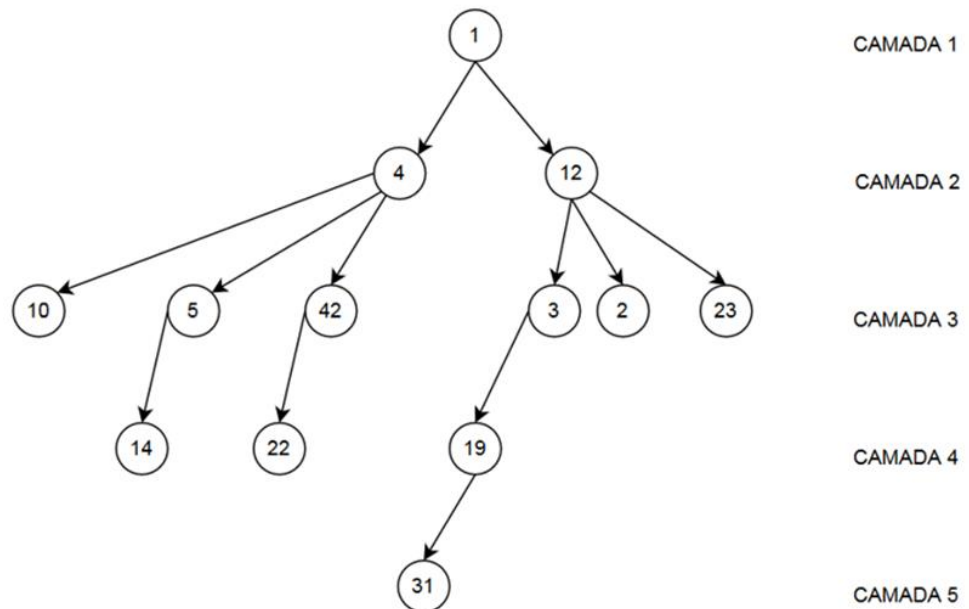
A Figura 3.6, apresentada a seguir, mostra um sistema de distribuição radial desordenado. Nesta condição, observa-se que a numeração das barras não segue nenhuma ordenação sequencial, tampouco há uma estratificação em camadas.



Fonte: Autor

**Figura 3.6:** Sistema de Distribuição Radial Desordenado

A Figura 3.7 apresenta o sistema de distribuição estratificado em camadas. Nesta condição, a numeração das barras não segue nenhuma ordenação sequencial, contudo as barras conectadas imediatamente à jusante de uma determinada barra estão situadas na mesma camada. Por exemplo, todas as barras conectadas à jusante da barra doze (12) estão na mesma camada (camada três).

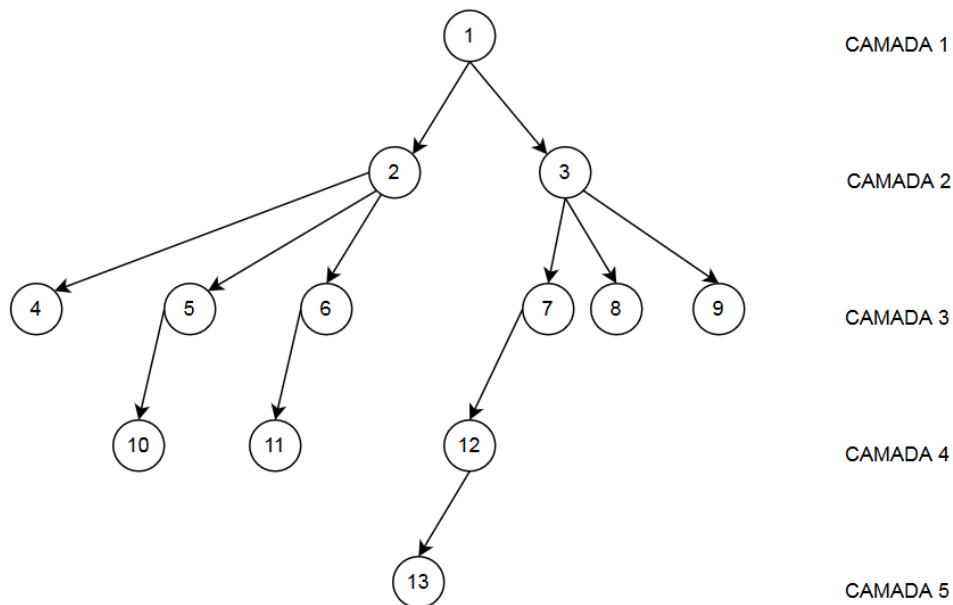


Fonte: Autor

**Figura 3.7:** Sistema de Distribuição Radial Dividido em Camadas

A Figura 3.8 apresenta o sistema de distribuição estratificado em camadas e renumerado. A renumeração das barras e a estratificação das camadas parte da subestação, seguindo uma numeração sequencial e descendente. Quando barras de camadas diferentes são

comparadas, aquela situada na camada mais inferior (de maior número) sempre apresentará a maior renumeração. Por exemplo, todas as barras situadas na camada quatro da Figura 3.8 apresentam renumeração maior que a das barras das camadas um e dois. O processo de renumeração e estratificação em camadas permite identificar quais barras estão à montante e jusante de um determinado ponto, informações imprescindíveis na execução do algoritmo *BFS*.



Fonte: Autor

**Figura 3.8:** Sistema de Distribuição Radial Renumerado

Após o processo de renumeração em camadas do sistema radial sob análise, o cálculo das correntes, perdas ativas nos ramos e tensão nas barras é realizado iterativamente até que se atinja um critério de parada.

### 3.2.4 Backward Forward Sweep – Etapa ‘Backward’

Nesta etapa calculam-se as correntes demandas nas barras e as correntes nos ramos do sistema, partindo das barras na última camada em direção à subestação.

A equação (3.6) corresponde à equação da potência complexa em função das grandezas fasoriais do sistema. Os equacionamentos referentes ao cálculo das correntes nesta etapa (*Backward*) serão deduzidos a partir da equação (3.6). As variáveis ‘ $S_{bar}$ ’, ‘ $V_{R,bar}$ ’, ‘ $V_{I,bar}$ ’, ‘ $I_{R,bar}$ ’ e ‘ $I_{I,bar}$ ’ e são, respectivamente, a potência complexa demandada na barra sob análise, as componentes real e imaginária da tensão na barra sob análise e as componentes real e imaginária da corrente líquida injetada na barra sob análise. Na primeira iteração considera-se que a tensão em todas as barras é igual, em módulo e fase, à tensão na subestação (1 p.u. e ângulo de fase nulo).

$$S_{\text{bar}} = (V_{\text{R,bar}} + jV_{\text{I,bar}}) * (I_{\text{R,bar}} - jI_{\text{I,bar}}) \quad (3.6)$$

$$P_{\text{bar}} + jQ_{\text{bar}} = (V_{\text{R,bar}} + jV_{\text{I,bar}}) * (I_{\text{R,bar}} - jI_{\text{I,bar}}) \quad (3.7)$$

A equação (3.7) é obtida expandindo a equação (3.6) em suas componentes reais e imaginárias. ‘ $P_{\text{bar}}$ ’ e ‘ $Q_{\text{bar}}$ ’ são, respectivamente, a potência ativa e reativa demandadas na barra sob análise. Aplicando a propriedade distributiva da multiplicação, pode-se obter o seguinte sistema de equações.

$$P_{\text{bar}} = V_{\text{R,bar}} * I_{\text{R,bar}} + V_{\text{I,bar}} * I_{\text{I,bar}} \quad (3.8)$$

$$Q_{\text{bar}} = V_{\text{I,bar}} * I_{\text{R,bar}} - V_{\text{R,bar}} * I_{\text{I,bar}} \quad (3.9)$$

Da equação (3.8), isolando a componente imaginária da corrente, tem-se:

$$I_{\text{I,bar}} = \frac{P_{\text{bar}} - V_{\text{R,bar}} * I_{\text{R,bar}}}{V_{\text{I,bar}}} \quad (3.10)$$

Da equação (3.9), isolando a componente real da corrente, tem-se:

$$I_{\text{R,bar}} = \frac{Q_{\text{bar}} + V_{\text{R,bar}} * I_{\text{I,bar}}}{V_{\text{I,bar}}} \quad (3.11)$$

Substituindo a equação (3.10) na equação (3.9) e a equação (3.11) na equação (3.8), pode-se obter um sistema de equações para o cálculo das componentes reais e imaginárias da corrente líquida injetada em cada barra, em função da tensão e da demanda de potência.

$$I_{\text{R,bar}} = \frac{V_{\text{R,bar}} * P_{\text{bar}} + V_{\text{I,bar}} * Q_{\text{bar}}}{V_{\text{R,bar}}^2 + V_{\text{I,bar}}^2} \quad (3.12)$$

$$I_{\text{I,bar}} = \frac{V_{\text{I,bar}} * P_{\text{bar}} - V_{\text{R,bar}} * Q_{\text{bar}}}{V_{\text{R,bar}}^2 + V_{\text{I,bar}}^2} \quad (3.13)$$

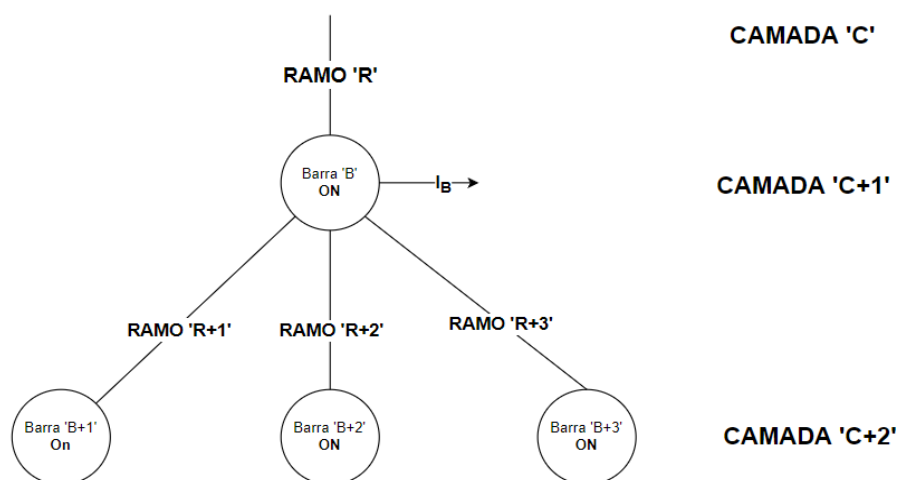


Através do cálculo das correntes injetadas em cada barra, a partir das equações (3.12) e (3.13), pode-se calcular a corrente que circula em cada um dos ramos, conforme apresentado nas equações (3.14) e (3.15). O cálculo das correntes nos ramos deriva-se da 1ª Lei de Kirchhoff, segundo a qual, a soma das correntes que entram em um determinado nó (ou, neste caso, uma barra) é igual à soma das correntes que saem.

$$I_{R,ram} = I_{R,bar,inf} + \sum_{k \in C_{inf,jus}} I_{R,jus,k} \quad (3.14)$$

$$I_{I,ram} = I_{I,bar,inf} + \sum_{k \in C_{inf,jus}} I_{I,jus,k} \quad (3.15)$$

Em que ' $I_{R,bar,inf}$ ' e ' $I_{I,bar,inf}$ ' são, respectivamente, a componente real e imaginária da corrente líquida injetada na barra sob análise (conectada à jusante do ramo), ' $I_{R,jus,k}$ ' e ' $I_{I,jus,k}$ ' são, respectivamente, a componente real e imaginária da corrente que circula pelo 'k-ésimo' ramo à jusante da barra sob análise e ' $C_{inf,jus}$ ' é o conjunto dos ramos conectados à jusante da barra analisada. A Figura 3.9 exemplifica o procedimento de cálculo das correntes que circulam pelos ramos. Neste caso, ' $I_{R,ram}$ ' e ' $I_{I,ram}$ ' são, respectivamente, a componente real e imaginária da corrente que circula no ramo 'R', ' $I_{R,bar,inf}$ ' e ' $I_{I,bar,inf}$ ' as componentes reais e imaginárias da corrente líquida injetada (demandada) na barra 'B' (' $I_B$ '), ' $I_{R,jus,k}$ ' e ' $I_{I,jus,k}$ ' as componentes reais e imaginárias da corrente que circula pelos ramos 'R+1', 'R+2' e 'R+3', que estão à jusante da barra sob análise ('B'). Desta forma, a corrente que circula pelo ramo 'R' é igual a soma da corrente líquida injetada (demandada) na barra 'B' (' $I_B$ ') e das correntes que circulam pelos ramos 'R+1', 'R+2' e 'R+3'.



Fonte: Autor

**Figura 3.9:** Exemplo Hipotético de Cálculo de Corrente nos Ramos

Após o cálculo das correntes em cada um dos ramos do sistema radial sob análise, pode-se calcular as perdas ativas totais (' $P_{\text{loss}}$ ') no sistema através da equação (3.16).

$$P_{\text{loss}} = \sum_{\text{ram} \in \text{swi}} (I_{R,\text{ram}}^2 + I_{I,\text{ram}}^2) * R_{\text{ram}} \quad (3.16)$$

### 3.2.5 Backward Forward Sweep – Etapa 'Forward'

Nesta etapa do método *BFS*, atualiza-se o valor de tensão em cada uma das barras. Ao contrário da etapa *Backward*, nesta etapa parte-se da subestação em direção às barras da última camada. Os valores de tensão calculados nesta etapa serão utilizados na etapa *Backward* da próxima iteração.

A partir da teoria de circuitos elétricos, sabe-se que a tensão em um determinado ponto 'A' do sistema é igual à tensão em um determinado ponto 'B' menos a queda de tensão entre o ponto 'B' e o ponto 'A'. Da teoria de circuitos elétricos, sabe-se também que a queda de tensão entre dois pontos pode ser obtida multiplicando-se a corrente que circula entre esses dois pontos pela impedância total entre os dois pontos. Por exemplo, a tensão na barra 'B+1' da Figura 3.9 é igual à tensão na barra 'B' menos a queda de tensão no ramo 'R+1'.

Desta forma, pode-se calcular a tensão em uma determinada barra do sistema a partir da equação (3.17).

$$V_{R,\text{bar}} + jV_{I,\text{bar}} = V_{R,\text{mont}} + jV_{I,\text{mont}} - [(R_{\text{mont}} + jX_{\text{mont}}) * (I_{R,\text{mont}} + jI_{I,\text{mont}})] \quad (3.17)$$

Em que ' $V_{R,\text{mont}}$ ' é a componente real da tensão na barra conectada à montante da barra sob análise, ' $V_{I,\text{mont}}$ ' é a componente imaginária da tensão na barra conectada à montante da barra analisada, ' $I_{R,\text{mont}}$ ' e ' $I_{I,\text{mont}}$ ' são, respectivamente, a componente real e imaginária da corrente que circula pelo ramo que conecta a barra sob análise à barra à montante, ' $R_{\text{mont}}$ ' e ' $X_{\text{mont}}$ ' são, respectivamente, a resistência e reatância total do ramo que conecta a barra sob análise à barra à montante. A tensão na subestação é 1 p.u e o ângulo de fase é zero.

Desta forma, conhecendo a impedância total de todos os ramos e as correntes no sistema, pode-se calcular a tensão em cada barra, como mostrado nas equações (3.18) e (3.19).

$$V_{R,\text{bar}} = V_{R,\text{mont}} - R_{\text{mont}} * I_{R,\text{mont}} + X_{\text{mont}} * I_{I,\text{mont}} \quad (3.18)$$

$$V_{I,\text{bar}} = V_{I,\text{mont}} - R_{\text{mont}} * I_{I,\text{mont}} - X_{\text{mont}} * I_{R,\text{mont}} \quad (3.19)$$

### 3.2.6 *Backward Forward Sweep* – Critério de Parada

O critério de parada do algoritmo *BFS* é a variação máxima da tensão entre duas iterações consecutivas, ou seja, caso o valor de tensão nas barras varie menos, entre duas iterações consecutivas, que uma tolerância máxima previamente estipulada, o algoritmo finaliza a sua execução.

## 3.3 Meta-Heurísticas

As meta-heurísticas são ferramentas de otimização de alto nível que permitem encontrar soluções de ótima qualidade para problemas combinatórios. Estes problemas apresentam o fenômeno de “explosão combinatória” para aplicações reais, onde o tamanho do espaço de soluções cresce exponencialmente com o número de variáveis/estados possíveis (Possagnolo, 2015).

As meta-heurísticas caracterizam-se por dois macroprocessos: diversificação e intensificação. Diversificação é a capacidade do algoritmo de expandir a região de pesquisa pelo espaço de busca, com o intuito de encontrar áreas auspiciosas ainda não exploradas. Intensificação é a capacidade do algoritmo de, através da experiência acumulada, focar em regiões promissoras do espaço de busca (Hussain *et al.*, 2018).

Espera-se de um bom algoritmo meta-heurístico a capacidade de ponderar, adequadamente, esses dois macroprocessos, de forma que eles interajam eficientemente e permitam ao algoritmo convergir para uma solução de qualidade sem que necessite de um esforço computacional demasiadamente grande (Yang, Deb, Hanne & He, 2015).

Na meta-heurística proposta, a etapa de diversificação é implementada através da metodologia Prim, responsável pela geração da solução inicial. A etapa de intensificação é implementada através da melhoria local que, neste trabalho, utiliza a técnica de troca de ramos (*Branch Exchange*).

Ressalta-se a interdependência destes dois macroprocessos, a etapa de diversificação pouco pode alcançar quando parte de uma solução degradada. Por outro lado, partindo de uma solução de qualidade, pode-se convergir para uma solução final de baixa qualidade, caso a etapa de intensificação não seja implementada satisfatoriamente.

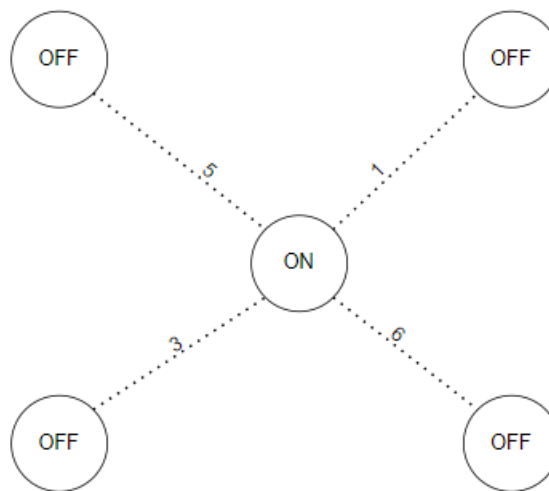
## 3.4 Geração da Solução Inicial: Método Prim

### 3.4.1 Fundamentação Teórica do Método Prim

O método Prim (1957) foi originalmente proposto ao problema de interconectar as capitais dos Estados Unidos da América (EUA) com a rede mais curta possível de *links* diretos, conseguindo encontrar a solução ótima global. O método Prim possibilita encontrar, através da teoria de grafos, a árvore geradora mínima dentre todas as possíveis.

A partir de um conjunto de pontos (barras) a serem conectados através de um conjunto possível de caminhos (ramos), o método Prim adiciona sequencialmente o ramo de melhor peso. O algoritmo Prim realiza em cada iteração a melhor escolha local dentre um conjunto de possibilidades, caracterizando-se como um algoritmo míope. As soluções encontradas pelo algoritmo Prim são grafos conexos radiais, ou árvores, havendo um, e apenas um, caminho entre cada par de vértices. Desta forma, a método Prim é especialmente interessante para aplicações relativas a sistemas de distribuição, onde a restrição de radialidade é comumente presente.

Um exemplo didático de tomada de decisão é apresentado na Figura 3.10. Como a codificação proposta busca uma árvore geradora mínima, o ramo escolhido seria o de peso igual a um (1), que é o de menor peso entre os ramos candidatos.



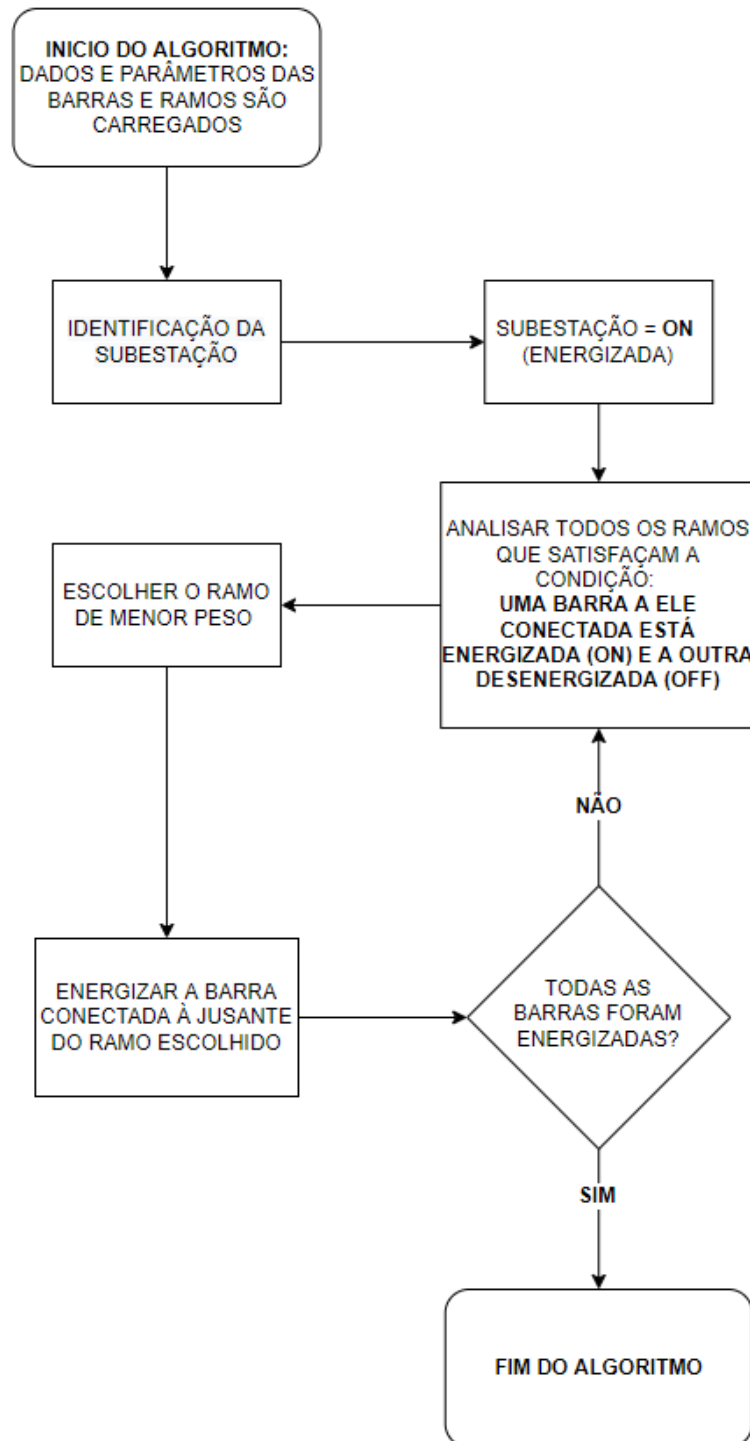
Fonte: Autor

**Figura 3.10:** Situação Hipotética de Tomada de Decisão

Da Figura 3.10 é possível observar a capacidade do algoritmo Prim proposto de assegurar, implicitamente, a restrição de radialidade. Para isto, define-se que um ramo é candidato a integrar à solução se, e somente se, uma das barras a ele conectado estiver energizada (ON) e a outra desenergizada (OFF). Esta imposição garante que haja um, e

apenas um, caminho partindo-se de qualquer barra do sistema até a subestação, que, por definição, garante uma configuração radial. Caso fossem conectadas duas barras desenergizadas, ter-se-ia um ramo desconectado do sistema.

Um fluxograma do algoritmo Prim é apresentado na Figura 3.11.



Fonte: Autor

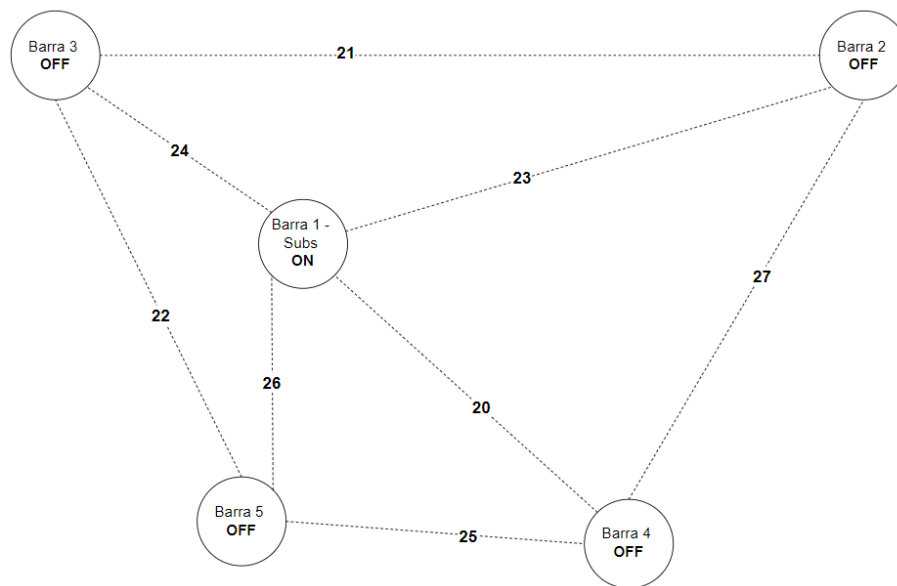
**Figura 3.11:** Fluxograma do Algoritmo Prim

### 3.4.2 Pesos dos Ramos

A atribuição dos pesos se dá da seguinte maneira: ao ramo de maior fluxo de potência na configuração malhada (com todos os ramos candidatos fechados) é atribuído o menor peso. Em seguida, atribuem-se, sequencialmente e em ordem decrescente de fluxo de potência, pesos crescentes e inteiros a todos os ramos. A atribuição de pesos proposta prioriza a seleção de ramos por onde transitam os maiores fluxos de potência na configuração malhada e, conseqüentemente, por onde passam as correntes de maior módulo. Nessa heurística, a configuração malhada, em que as perdas ativas nos cabos são menores que na configuração radial, serve como guia para a tomada de decisões, almejando-se uma configuração radial em que o sistema seja perturbado minimamente em comparação com a configuração malhada (Cardona, 2016).

### 3.4.3 Exemplo Didático

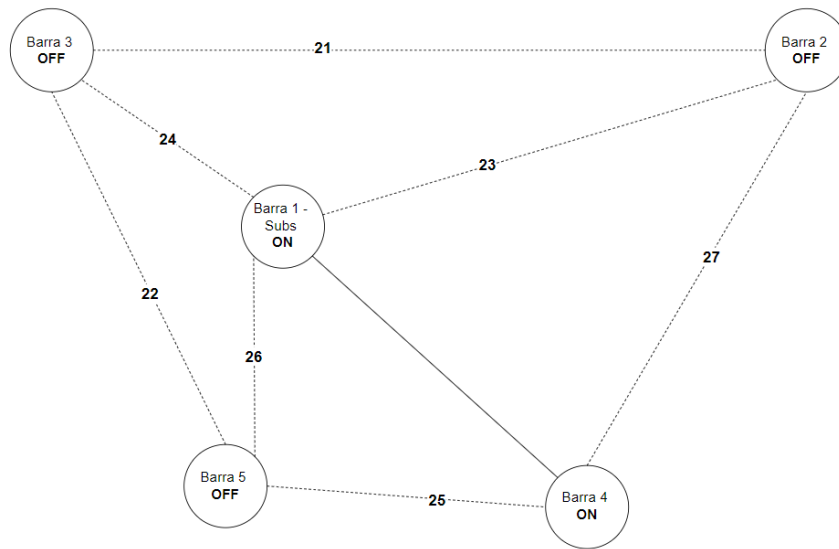
A execução completa do algoritmo Prim para um sistema-teste didático de cinco (5) barras e oito (8) ramos é apresentada nas Figuras 3.12 a 3.17.



Fonte: Autor

**Figura 3.12:** Início do Algoritmo Prim

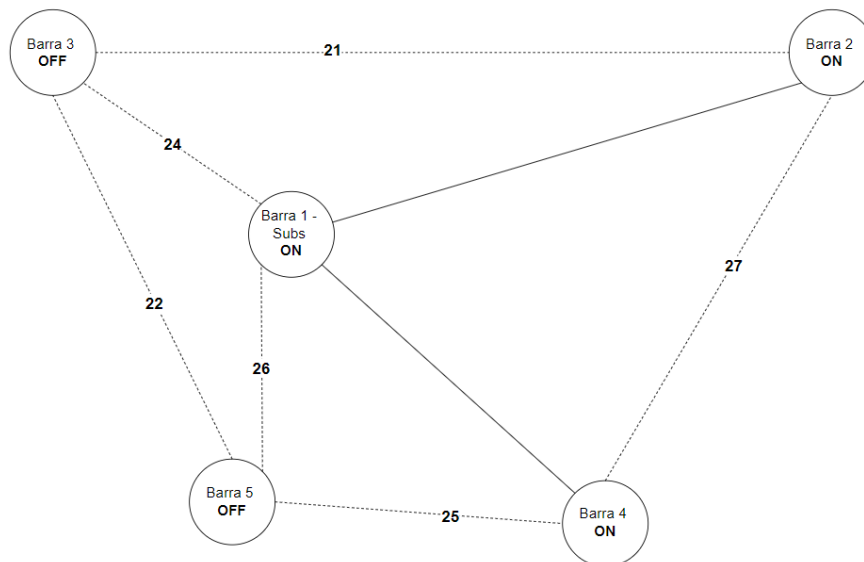
O algoritmo Prim inicia com a subestação, e somente ela, energizada. De acordo com a restrição de radialidade imposta, um ramo é candidato a integrar a solução incumbente se, e somente se, uma barra a ele conectada estiver energizada e a outra desenergizada. Na Figura 3.12, todos os ramos que interligam a subestação (barra 1) as outras barras do sistema são candidatos a serem escolhidos. Como se busca uma árvore geradora mínima, o ramo escolhido na primeira iteração é o de peso 20, que interliga a subestação e a barra quatro (4).



Fonte: Autor

**Figura 3.13:** Iteração 1 do Algoritmo Prim

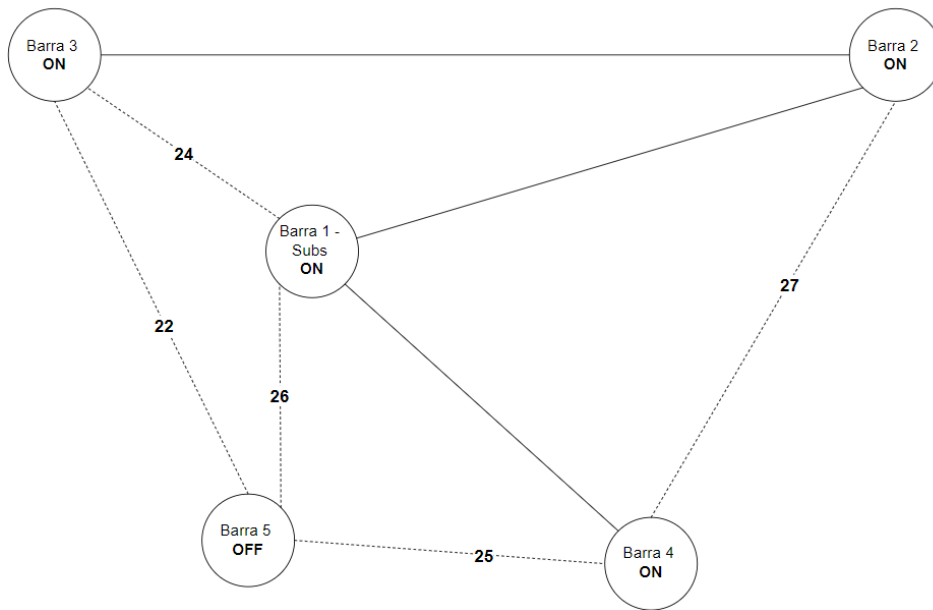
Na iteração seguinte, apresentada na Figura 3.13, os ramos candidatos a integrarem a solução incumbente são aqueles que interligam a subestação às barras dois, três e cinco e os ramos que interligam a barra quatro às barras dois e cinco. O ramo escolhido é o de peso igual a 23, o de menor peso dentre os candidatos.



Fonte: Autor

**Figura 3.14:** Iteração 2 do Algoritmo Prim

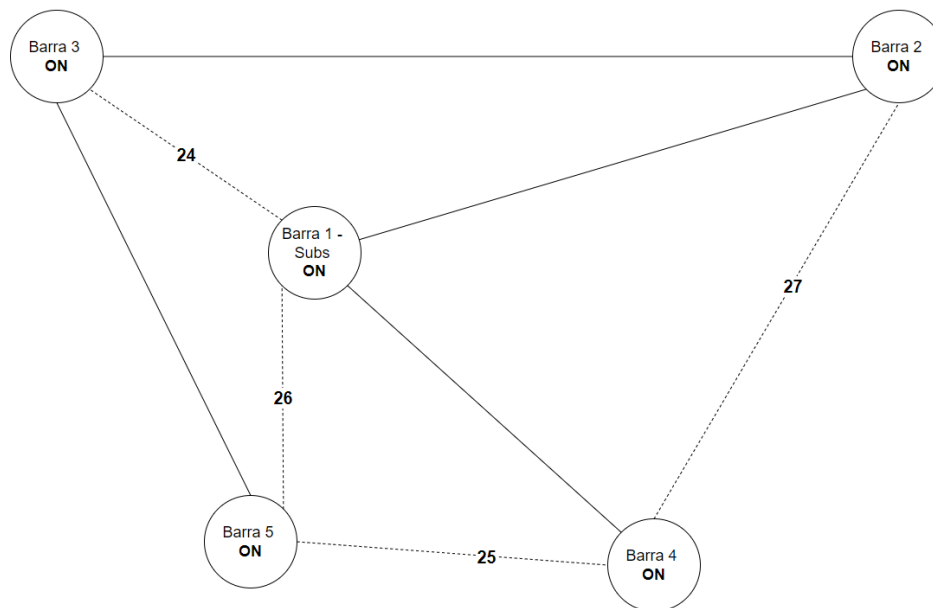
Na iteração seguinte, apresentada na Figura 3.14, os ramos candidatos a integrarem a solução incumbente são aqueles de peso igual a 21, 22, 24, 25 e 26. O ramo de peso 27, que interliga as barras dois e quatro, não é mais candidato a integrar a solução incumbente, uma vez que as duas barras a ele conectadas já estão energizadas. Novamente, escolhe-se o ramo de menor peso, que nesta iteração é o ramo de peso 21, que interliga as barras dois e três.



Fonte: Autor

**Figura 3.15:** Iteração 3 do Algoritmo Prim

Na iteração seguinte, apresentada na Figura 3.16, os ramos candidatos a integrarem a solução incumbente são aqueles de peso igual a 22, 25 e 26. Os ramos de peso 24 e 27, que interligam, respectivamente, as barras um e três e as barras dois e quatro, não são candidatos a integrar a solução incumbente, uma vez que as duas barras a eles conectadas já estão energizadas. O ramo escolhido é o de menor peso, que nesta iteração é o ramo de peso 22 que interliga as barras três e cinco.

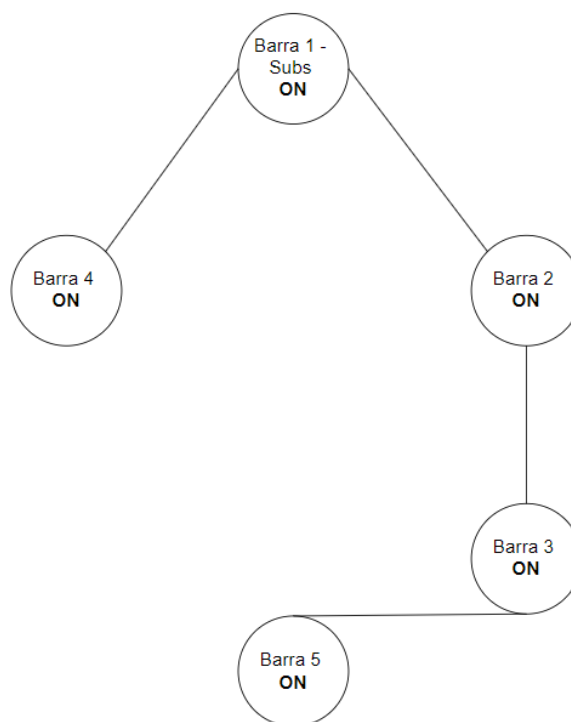


Fonte: Autor

**Figura 3.16:** Iteração 4 do Algoritmo Prim



Na Figura 3.16, é apresentada a configuração radial final encontrada pelo algoritmo para o sistema-teste de cinco barras e oito ramos. Da teoria de grafos, sabe-se que para conectar radialmente cinco barras são necessários quatro ramos. Desta forma, para este sistema-teste quatro ramos são mantidos abertos para uma operação radial.



Fonte: Autor

**Figura 3.17:** Configuração Radial Final Encontrada

Na Figura 3.17, tem-se a mesma topologia apresentada na Figura 3.16, contudo estratificada em camadas, com o intuito de explicitar a radialidade do sistema.

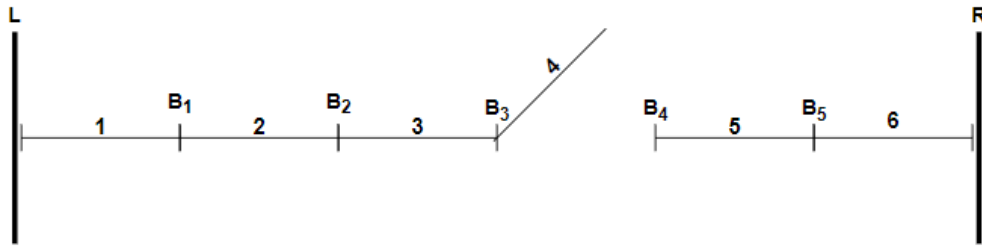
### 3.5 Fundamentação Teórica do Método *Branch Exchange*

O método *Branch Exchange*, ou troca de ramos, é um algoritmo heurístico, originalmente proposto por Civanlar *et al.* (1988), que realiza a comutação de estado de dois ramos, fechando um ramo previamente aberto e abrindo outro anteriormente fechado.

Desta forma, o método *Branch Exchange* permite encontrar novas soluções vizinhas à solução original sem violar a restrição de radialidade, uma vez que se mantém o número total de ramos conectados.

Na Figura 3.18 é apresentado um cenário hipotético onde se aplica o método *Branch Exchange*. Neste exemplo, uma possível permutação se dá com o fechamento do ramo quatro

(4) e a abertura do ramo três (3), de forma que seja mantida a radialidade do sistema. Neste cenário, a barra ‘B<sub>3</sub>’ seria alimentada pelo o lado ‘R’.



Fonte: Autor

**Figura 3.18:** Sistema Hipotético para a Aplicação do Método *Branch Exchange*

O objetivo do método *Branch Exchange* é encontrar novas soluções que apresentem redução nas perdas ativas totais. Ressalta-se que para cada configuração nova gerada seria necessário executar novamente o algoritmo de fluxo de carga, de forma a conhecer as novas tensões, correntes e perdas no sistema. Desta forma, ter-se-ia um esforço computacional elevado, uma vez que a etapa de fluxo de carga representa parte significativa do tempo de processamento do algoritmo. Para contornar este problema, utiliza-se a equação de variação aproximada de perdas, proposta por Civanlar *et al.* (1988) e apresentada na equação (3.20).

$$\Delta \text{Perdas} \approx \text{Real}\{2 * (I_t) * (E_m - E_n)^*\} + R_{\text{loop}} * |I_t|^2 \quad (3.20)$$

Em que ‘ $\Delta \text{Perdas}$ ’ é a variação aproximada das perdas, ‘ $\text{Real}\{\}$ ’ é o operador que retorna a parte real de um número complexo, ‘ $I_t$ ’ é a corrente complexa na barra a ser transferida, ‘ $E_m$ ’ é a queda de tensão entre a subestação e a barra que alimentará o ramo a ser fechado, ‘ $E_n$ ’ é a queda de tensão entre a subestação e a barra transferida, ‘ $R_{\text{loop}}$ ’ é a resistência total do laço gerado ao se fechar o ramo previamente aberto.

Para o exemplo didático apresentado na Figura 3.18, efetuando o fechamento do ramo quatro (4) e a abertura do ramo três (3) e, conseqüentemente, transferindo a barra ‘B<sub>3</sub>’ para o lado ‘R’, a equação (3.20) ficaria da seguinte forma.

$$\Delta \text{Perdas} = \text{Real}\{2 * (I_{\text{Barra3}}) * (E_{\text{Sub-Barra4}} - E_{\text{Sub-Barra3}})^*\} + (R_{\text{Ramo1}} + R_{\text{Ramo2}} + R_{\text{Ramo3}} + R_{\text{Ramo4}} + R_{\text{Ramo5}} + R_{\text{Ramo6}} * |I_{\text{Barra3}}|^2$$

Para o exemplo didático apresentado na Figura 3.18, efetuando o fechamento do ramo quatro (4) e a abertura do ramo cinco (5) e, conseqüentemente, transferindo a barra ‘B<sub>4</sub>’ para o lado ‘L’, a equação (3.20) ficaria da seguinte forma.

$$\Delta \text{Perdas} = \text{Real}\{2 * (I_{\text{Barra4}}) * (E_{\text{Sub-Barra3}} - E_{\text{Sub-Barra4}})^*\} + (R_{\text{Ramo1}} + R_{\text{Ramo2}} + R_{\text{Ramo3}} + R_{\text{Ramo4}} + R_{\text{Ramo5}} + R_{\text{Ramo6}} * |I_{\text{Barra4}}|^2$$

Observando-se a equação (3.20) pode-se fazer as seguintes inferências:

- Deseja-se que o valor de ' $\Delta$ Perdas' seja o mais negativo possível, de forma que as perdas totais após a troca de ramos sejam menores que as perdas totais antes da comutação;
- No caso em que os ângulos das tensões nas barras sejam suficientemente próximos, o que, em geral, é verdade para sistemas de distribuição, pode-se considerar apenas o módulo das quedas de tensão (Hao *et al.*, 2018);
- Visto que, o segundo termo da equação (3.20) sempre será positivo (produto de uma resistência por um módulo), caso seja possível obter uma redução das perdas ativas totais após a troca de ramos, a carga deve ser transferida do lado de maior queda de tensão (menor tensão na barra terminal) em relação a subestação, para o lado de menor queda de tensão (maior tensão na barra terminal);

Essas conclusões fornecem uma regra heurística na tomada de decisão. A equação (3.20) é avaliada somente para o caso de transferência de carga (barra) para o lado de maior tensão terminal (menor queda de tensão em relação à subestação). O algoritmo de fluxo de carga é executado se, e somente se, a equação (3.20) indicar uma redução nas perdas totais. Desta forma, se reduz sensivelmente o número de comutações avaliadas e o número de vezes que o algoritmo de fluxo de carga é executado.

Para o exemplo da Figura 3.18, caso a tensão na barra 'B<sub>3</sub>' fosse, por exemplo, 0,953 p.u. e a tensão na barra 'B<sub>4</sub>' fosse 0,951 p.u., avaliar-se-ia a equação (3.20) para a troca de ramos resultante do fechamento do ramo quatro (4) e abertura do ramo cinco (5).



# Capítulo 4

## Algoritmo e Métodos

### 4.1 Geração da Solução Inicial: Método Prim

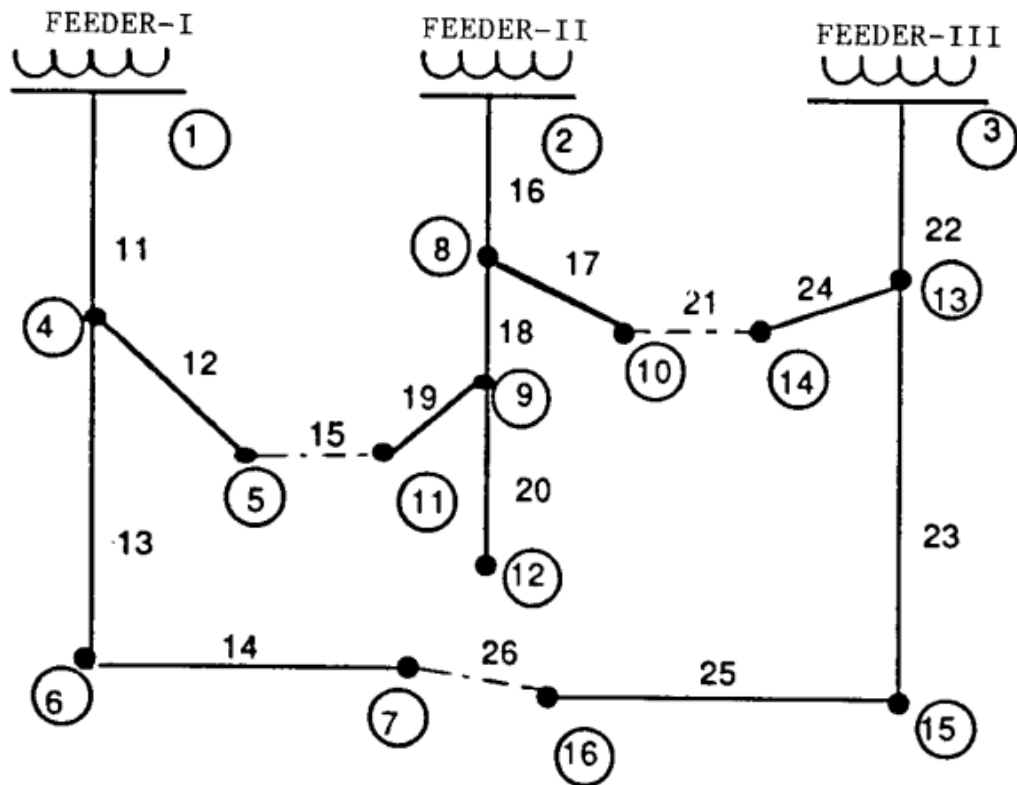
A solução inicial, que será submetida à fase de melhoria local, é obtida através da metodologia Prim. Na implementação proposta, em cada iteração o algoritmo Prim escolhe a aresta (ramo) de menor valor (peso) para ser adicionada à solução radial.

Caso a atribuição proposta, onde prioriza-se a seleção dos ramos por onde circulam os maiores fluxos de potência na configuração malhada, capturasse de maneira exata a relação entre perdas ativas nos ramos e peso das arestas, seria possível alcançar a solução ótima global sem a necessidade da etapa de melhoria local. Contudo, a metodologia empregada serve como um guia heurístico, sendo apenas garantido a convergência para uma solução ótima local.

Desta forma, aplica-se a etapa de melhoria local à solução radial encontrada pela metodologia Prim com o intuito de explorar soluções vizinhas promissoras e escapar de regiões estagnadas.

### 4.2 Melhoria Local – *Branch Exchange*

Após a etapa de geração da solução inicial, entra-se na etapa de melhoria local. Em cada iteração são analisadas as comutações vizinhas de cada ramo aberto. Avalia-se a equação (3.20) de variação aproximada de perdas considerando a transferência de barra para o lado de maior tensão terminal. Na Figura 4.1 é apresentado uma possível configuração radial a interligar um sistema-teste.



Fonte: (Civanlar *et al.*, 1988)

**Figura 4.1:** Possível Configuração Radial a Interligar um Sistema-Teste

No sistema-teste apresentado na Figura 4.1 existem 3 comutações a serem avaliadas, relativas aos ramos abertos 15, 21 e 26.

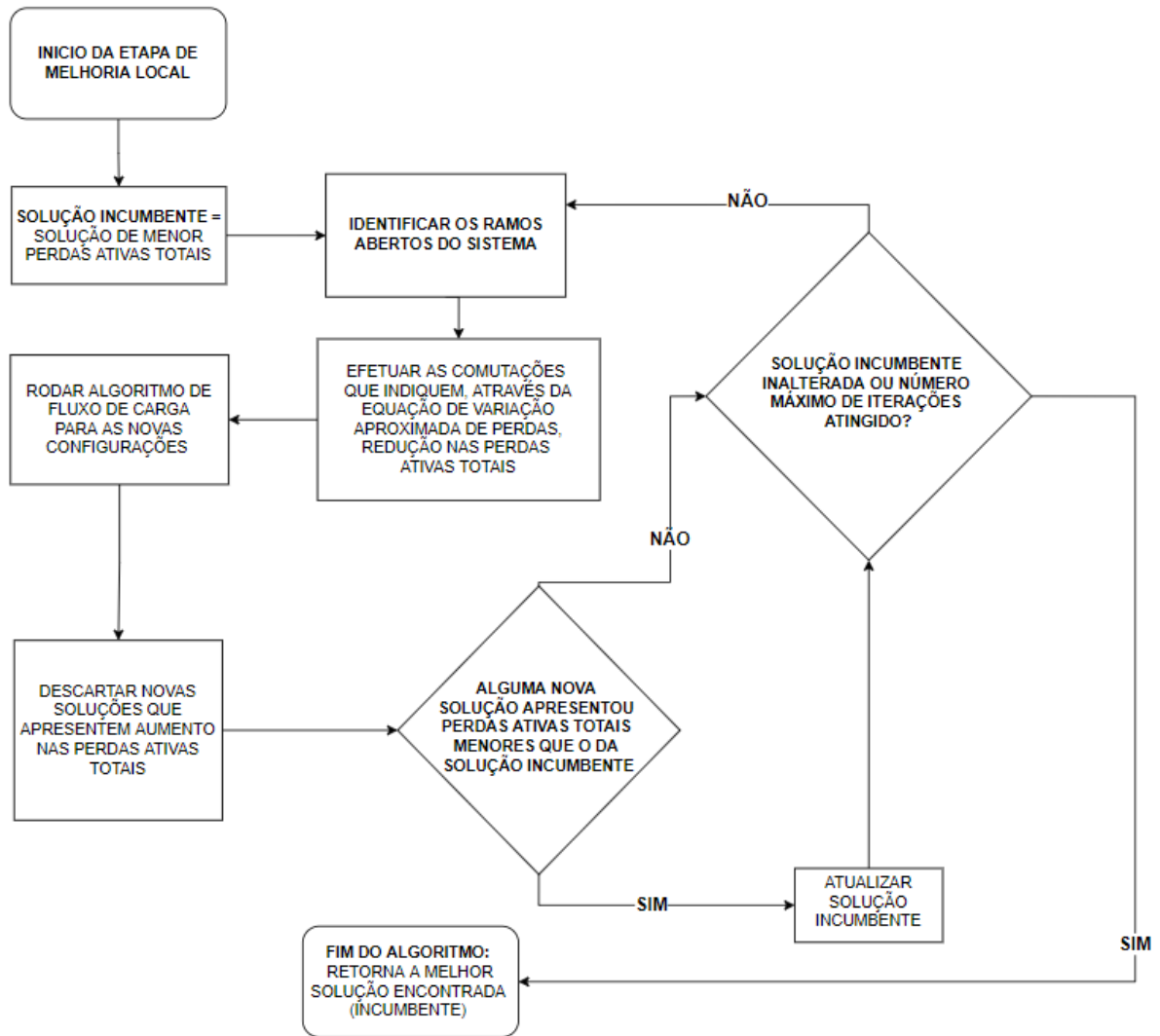
Conforme discutido na seção 3.5, transferir uma das barras conectadas ao ramo a ser fechado para o lado de maior tensão terminal (menor queda de tensão em relação à subestação) é uma condição necessária, mas não suficiente, para que a comutação resulte em uma configuração com valor de perdas ativas totais menor que o da configuração original.

Para o sistema-teste apresentado na Figura 4.1, considera-se que a tensão na barra 11 é maior que a tensão na barra 5 ( $|V_{11}| > |V_5|$ ), que a tensão na barra 14 é maior que a tensão na barra 10 ( $|V_{14}| > |V_{10}|$ ) e que a tensão na barra 7 é maior que a tensão na barra 16 ( $|V_7| > |V_{16}|$ ).

Logo, as comutações que seriam analisadas, através da equação (3.20) de variação aproximada de perdas, para este sistema-teste são.

- Fechar o ramo 15 e abrir o ramo 12, fazendo que a barra 5 passe a ser alimentada através da barra 11;
- Fechar o ramo 21 e abrir o ramo 17, fazendo que a barra 10 passe a ser alimentada através da barra 14;
- Fechar o ramo 26 e abrir o ramo 25, fazendo que a barra 16 passe a ser alimentada através da barra 7;

Em cada iteração da etapa de melhoria local, são mantidas as comutações que resultem em redução nas perdas ativas totais. Quando uma comutação analisada apresenta aumento nas perdas ativas totais, o algoritmo descarta esta nova solução. O processo é repetido até que nenhuma melhoria seja possível através das comutações analisadas em uma mesma iteração ou até que se atinja um número máximo de iterações. O fluxograma da etapa de melhoria local é apresentado na Figura 4.2.

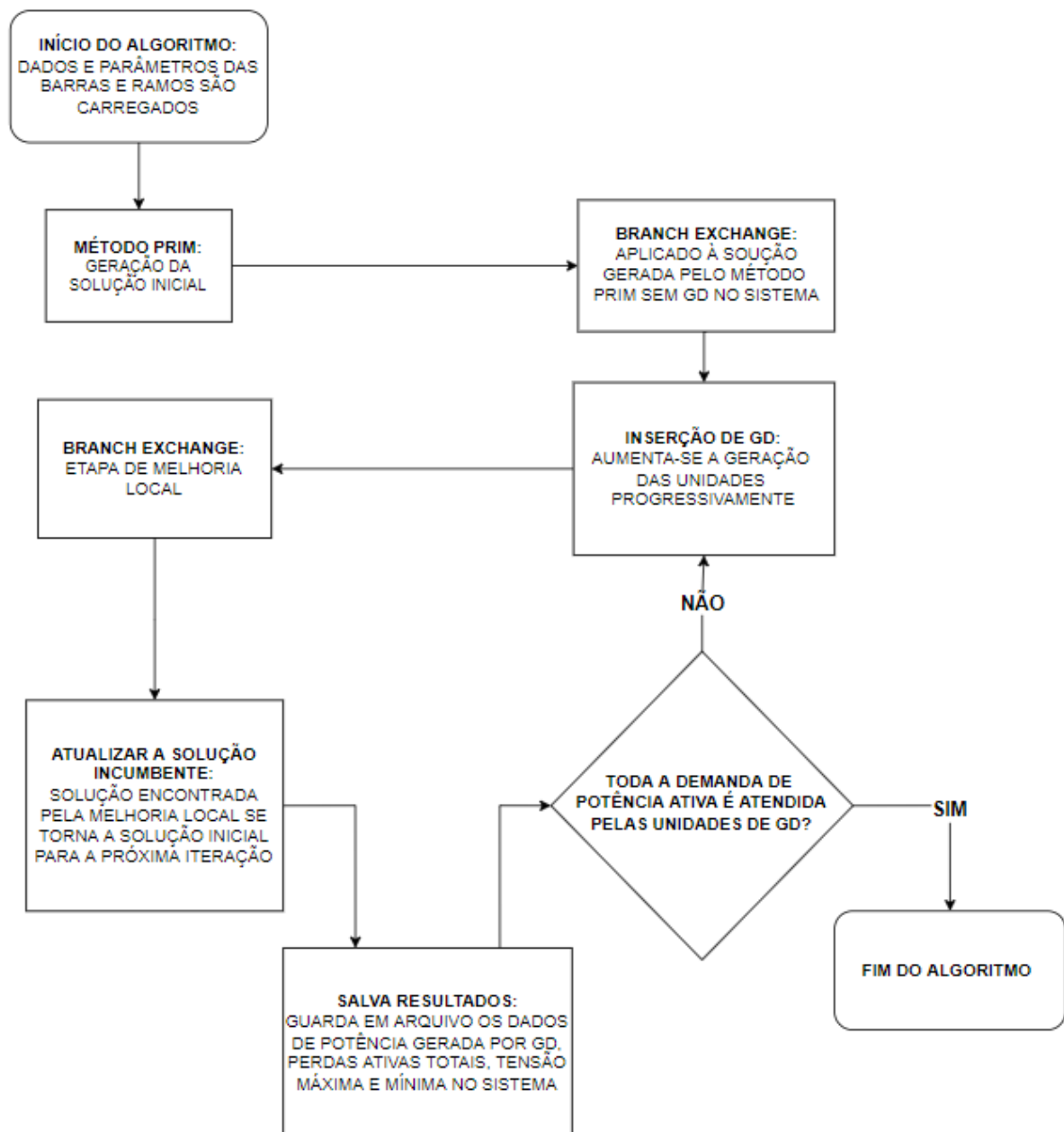


Fonte: Autor

**Figura 4.2:** Fluxograma da Etapa de Melhoria Local (*Branch Exchange*)

### 4.3 Geração Distribuída

Após à primeira fase de melhoria local, efetuada sem a presença de GD no sistema, realiza-se a alocação das unidades de GD em barras previamente escolhidas de acordo com o cenário sob análise. A construção dos cenários e a escolha das barras para instalação das unidades de GD foi feita de maneira a capturar o comportamento do sistema em diferentes contextos. O encadeamento entre as etapas da meta-heurística proposta é apresentado na Figura 4.3



Fonte: Autor

**Figura 4.3:** Fluxograma da Execução da Meta-Heurística Proposta à RSDEE



O algoritmo apresentado na Figura 4.3 é aplicado aos três diferentes cenários, para cada sistema-teste. Em cada cenário, objetivou-se traçar diferentes contextos e comportamentos no sistema. Os três cenários são:

- Cenário 1 - GD em todas as barras do sistema: caso em que cada barra do sistema teria uma unidade de GD acoplada. Neste cenário, o nível de geração de cada unidade é limitado à demanda da barra em que está instalada, não havendo a possibilidade de injeção de potência na rede pelas unidades de GD. Neste cenário, busca-se atenuar a presença de fluxos reversos na rede e facilitar a coordenação entre a geração nas barras. Neste cenário, espera-se uma tendência contínua de redução das perdas ativas em função do aumento da potência ativa atendida por GD, uma vez que o aumento da geração resultará em diminuição da corrente pelos condutores;
- Cenário 2 - GD nas barras próximas à subestação: caso em que as unidades de GD estariam localizadas, majoritariamente, nas barras diretamente conectadas à subestação e próximas a ela. Neste cenário, observa-se um fluxo de potência no sistema, predominantemente, descendente. Os ramos que ligam a subestação às barras conectadas à jusante serão aqueles em que se observará as maiores reduções das perdas ativas totais.
- Cenário 3 - GD nas barras afastadas da subestação: caso em que as unidades de GD estariam localizadas, majoritariamente, nas barras terminais do sistema. Barras terminais são aquelas que não se conectam a barras de camadas inferiores, havendo apenas um ramo a elas conectadas que as interligam com a barra à montante. No sistema-teste apresentado na Figura 4.1, por exemplo, as barras '5', '7', '10', '11', '14' e '16' são barras terminais. Neste cenário, observa-se, até um determinado ponto, a redução da magnitude das correntes que trafegam até as barras das camadas mais inferiores, o que acarreta significativas reduções nas perdas ativas. Contudo, com o aumento da potência injetada pelas unidades de GD, observa-se o aumento das perdas ativas totais, uma vez que são verificados fluxos ascendentes de corrente a partir das barras onde estão instaladas as unidades de GD em direção às barras do sistema onde a corrente é demandada.

Buscou-se através destes cenários analisar o comportamento dos sistemas-teste em diferentes condições operativas. A escolha dos locais de instalação das unidades de GD impacta na redistribuição dos fluxos de potência ao longo dos ramos e, conseqüentemente, nas grandezas do sistema – correntes nos ramos, tensões nas barras, perdas nos condutores.

Em cada iteração realiza-se um incremento na potência gerada através de GD, englobando desde a condição sem GD, relativo à solução encontrada após a primeira fase de melhoria local, até a condição em que 100% da demanda ativa do sistema é atendida via GD. Em cada iteração executa-se novamente o algoritmo de melhoria local. A configuração final

encontrada em cada iteração é a configuração inicial, sob a qual será realizada a etapa de melhoria local, da iteração seguinte.

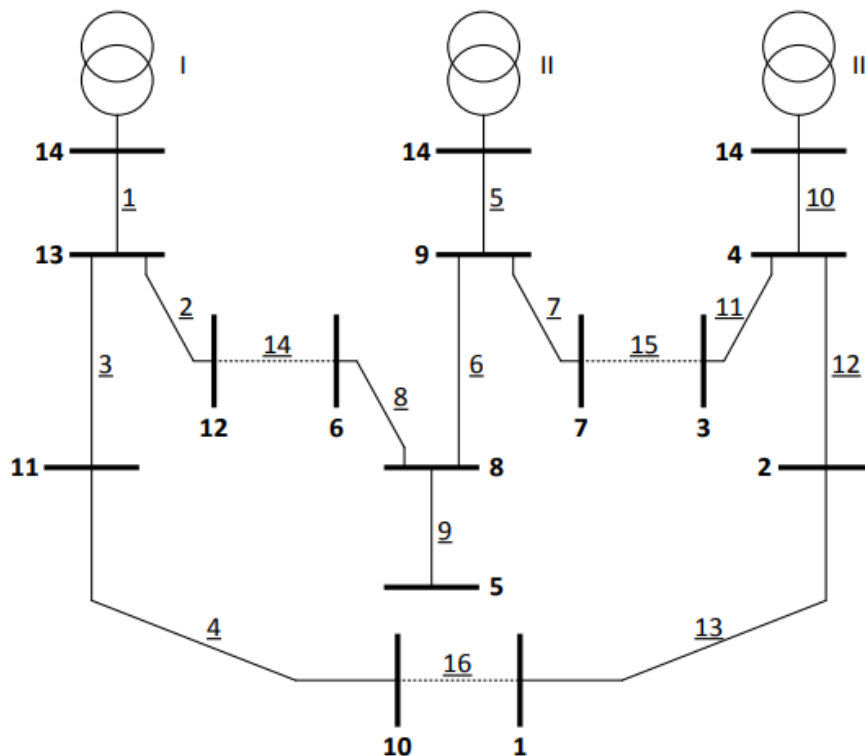
# Capítulo 5

## Testes e Resultados

A meta-heurística proposta foi aplicada aos sistemas-teste de 14, 33, 84 e 415 barras. Os dados dos sistemas-teste são apresentados nos Anexos A ao D.

### 5.1 Sistema de 14 barras – Característica e Reconfiguração sem GD

O sistema-teste de 14 barras tem 16 ramos seccionáveis, uma subestação, tensão nominal (na subestação) de 23 kV e limites permitidos de variação da tensão de 0,93 a 1,05 p.u. A demanda total no sistema é de 28,70 MW e 5,90 MVar. Na Figura 5.1 é apresentado o sistema-teste de 14 barras. O sistema-teste foi, primeiramente, apresentado em Civanlar *et al.* (1989).



Fonte: (Possagnolo, 2015)

**Figura 5.1:** Sistema-Teste de 14 Barras

A seguir, na Tabela 5.1, são apresentados os resultados obtidos para o sistema-teste de 14 barras sem a inserção de GD. Apresentam-se as perdas ativas totais, tempo computacional gasto e ramos abertos para a solução inicial, para a solução obtida após a etapa Prim, para a solução obtida após a etapa de melhoria local e para os resultados disponíveis na literatura para o mesmo sistema-teste. A solução inicial corresponde ao estado do sistema antes da reconfiguração. Os ramos abertos foram apresentados em função das barras por eles interligadas. Por exemplo, o ramo ‘15’ da Figura 5.1 interliga as barras três (3) e sete (7), sendo representado pelo par ordenado ‘(3:7)’.

**Tabela 5.1:** Resultados Sistema-Teste de 14 Barras sem Inserção de GD

<b>Configuração</b>	<b>Perdas [kW]</b>	<b>Ramos Abertos (Barras Interligadas ao Ramo)</b>	<b>Tempo [ms]</b>
<b>Inicial</b>	511,43	(1:10), (3:7), (6:12)	-
<b>Após Prim</b>	466, 11	(1:10), (6:8), (7:9)	0,03
<b>Após <i>Branch Exchange</i></b>	466, 11	(1:10), (6:8), (7:9)	0,01
<b>(Cardona, 2016)</b>	466, 11	(1:10), (6:8), (7:9)	<1
<b>CPLEX (Cardona, 2016)</b>	466, 11	(1:10), (6:8), (7:9)	380

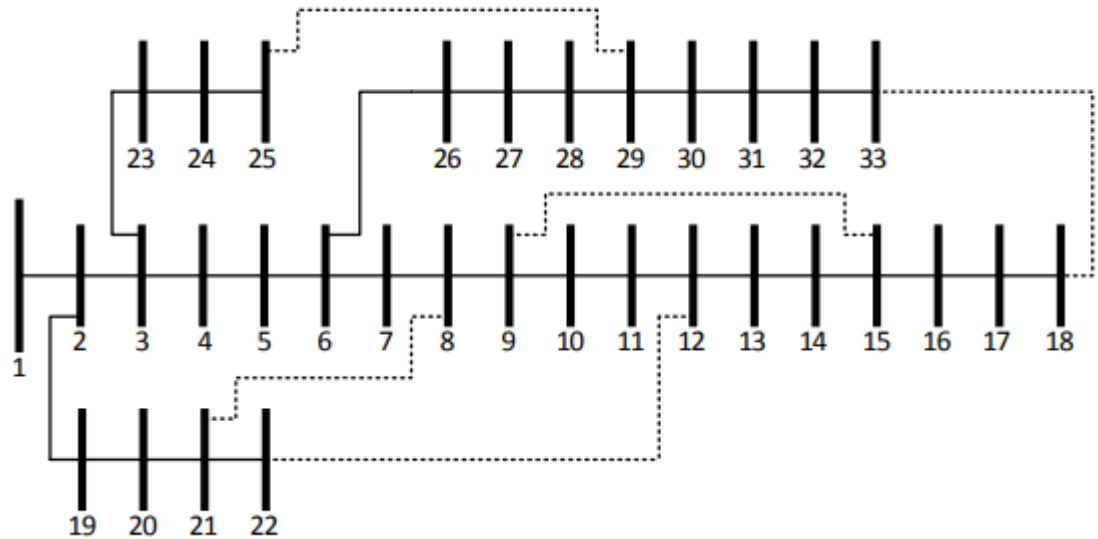
Fonte: Autor

O algoritmo proposto foi capaz de encontrar a solução ótima já na etapa de geração de solução inicial (Prim). Observou-se uma redução de, aproximadamente, 8,9% nas perdas ativas totais em comparação com as perdas totais na configuração inicial.

Em comparação com o *solver* CPLEX, as meta-heurísticas apresentadas conseguiram encontrar a mesma resposta com significativa redução no esforço computacional.

## 5.2 Sistema de 33 barras – Característica e Reconfiguração sem GD

O sistema-teste de 33 barras tem 37 ramos seccionáveis, uma subestação, tensão nominal (na subestação) de 12,66 kV e limites permitidos de variação da tensão de 0,93 a 1,05 p.u. A demanda total no sistema é de 3.715 kW e 2.315 kVAr. Na Figura 3.4 é apresentado o sistema-teste de 33 barras. O sistema-teste foi, primeiramente, apresentado em Baran and Wu (1989).



Fonte: (Baran & Wu, 1989)

**Figura 3.4:** Sistema-Teste de 33 Barras

A seguir, na Tabela 5.2, são apresentados os resultados obtidos para o sistema-teste de 33 barras sem a inserção de GD.

**Tabela 5.2:** Resultados Sistema-Teste de 33 Barras sem Inserção de GD

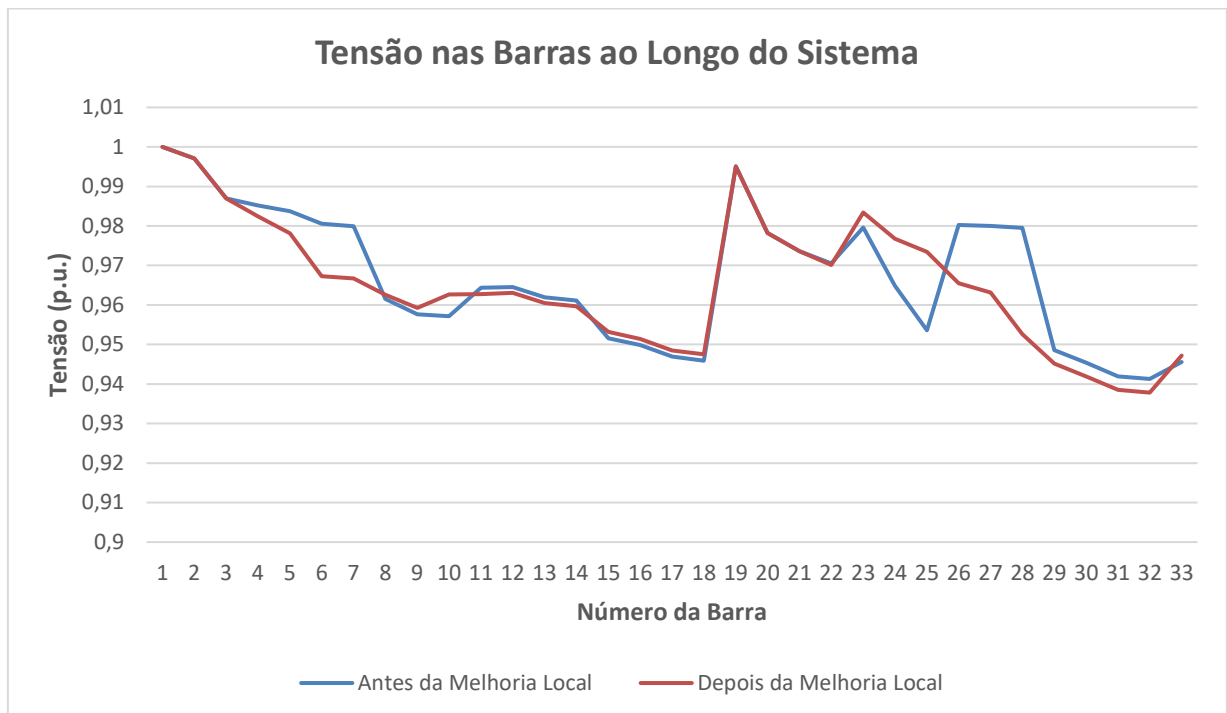
<b>Configuração</b>	<b>Perdas [kW]</b>	<b>Ramos Abertos (Barras Interligadas ao Ramo)</b>	<b>Tempo [ms]</b>
<b>Inicial</b>	202,67	(8:21), (9:15), (12:22), (18:33), (25:29)	-
<b>Após Prim</b>	140,71	(7:8), (10:11), (14:15), (28:29), (32:33)	0,2
<b>Após Branch Exchange</b>	139,55	(7:8), (9:10), (14:15), (25:29), (32:33)	1,7
<b>(Cardona, 2016)</b>	139,55	(7:8), (9:10), (14:15), (25:29), (32:33)	<1
<b>CPLEX (Possagnolo, 2015)</b>	139,55	(7:8), (9:10), (14:15), (25:29), (32:33)	120
<b>(Possagnolo, 2015)</b>	139,55	(7:8), (9:10), (14:15), (25:29), (32:33)	7

Fonte: Autor

O algoritmo proposto foi capaz de encontrar a solução ótima após a etapa de melhoria local. Observou-se uma redução de, aproximadamente, 30,6% nas perdas ativas totais em comparação com as perdas ativas totais na configuração inicial.

Com esforço computacional irrisório, a etapa Prim já foi capaz de encontrar uma solução ótima local que apresentou redução de 30,5% nas perdas ativas totais, em comparação com as perdas ativas totais na configuração inicial.

A seguir, na Figura 5.2 é apresentado o perfil de tensão nas barras antes e após a etapa de melhoria local. Nota-se que não há, após a etapa de melhoria local, uma melhoria sensível no perfil de tensão ao longo das barras.

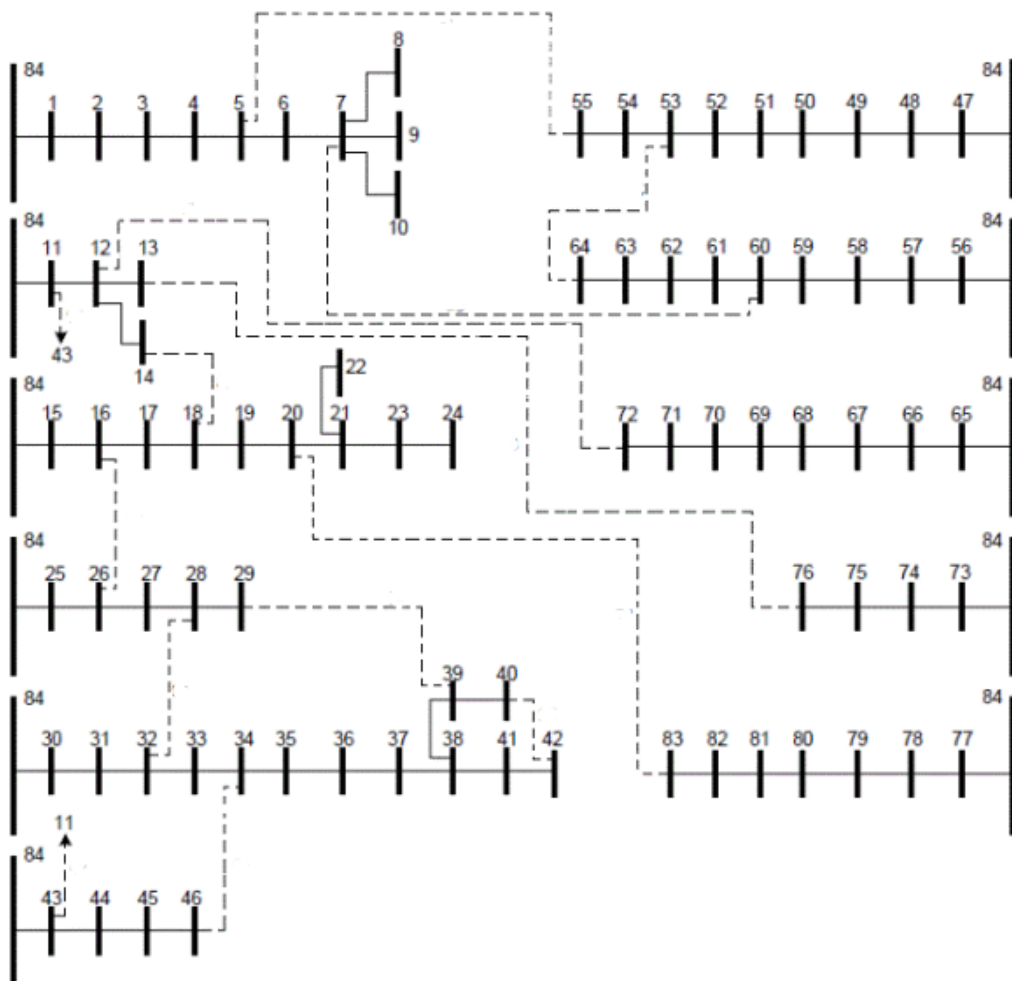


Fonte: Autor

**Figura 5.2:** Perfil de Tensão nas Barras Antes e Após a Etapa de Melhoria Local

### 5.3 Sistema de 84 barras – Característica e Reconfiguração sem GD

O sistema-teste de 84 barras tem 96 ramos seccionáveis, uma subestação, tensão nominal (na subestação) de 11,40 kV e limites permitidos de variação da tensão de 0,93 a 1,05 p.u. A demanda total no sistema é de 28,35 MW e 20,370 MVar. Na Figura 5.3 é apresentado o sistema-teste de 84 barras. O sistema-teste foi, primeiramente, apresentado em Chiou, Chang and Su (2005).



Fonte: (Chiou, Chang & Su, 2005)

**Figura 5.3:** Sistema-Teste de 84 Barras

A seguir, na Tabela 5.3, são apresentados os resultados obtidos para o sistema-teste de 84 barras sem a inserção de GD.

**Tabela 5.3:** Resultados Sistema-Teste de 84 Barras sem Inserção de GD

Configuração	Perdas [kW]	Ramos Abertos (Barras Interligadas ao Ramo)	Tempo [ms]
Inicial	531,99	(5:55), (7:60), (11:43), (12:72), (13:76), (14:18), (16:26), (20:83), (28:32), (29:39), (34:46), (40:42), (53:64),	-
Após Prim	471,73	(5:55), (6:7), (11:43), (13:76), (14:18), (16:26), (28:32), (32:33), (38:39), (41:42), (62:63), (71:72), (81:82)	1,05

<b>Após <i>Branch Exchange</i></b>	470,19	(6:7), (11:43), (13:76), (14:18), (16:26), (28:32), (33:34), (38:39), (41:42), (54:55), (61:62), (71:72), (82:83)	14,26
<b>(Cardona, 2016)</b>	469,88	(6:7), (11:43), (12:13), (14:18), (16:26), (28:32), (33:34), (38:39), (41:42), (54:55), (61:62), (71:72), (82:83)	2
<b>CPLEX (Possagnolo, 2015)</b>	469,88	(6:7), (11:43), (12:13), (14:18), (16:26), (28:32), (33:34), (38:39), (41:42), (54:55), (61:62), (71:72), (82:83)	1980
<b>(Possagnolo, 2015)</b>	469,88	(6:7), (11:43), (12:13), (14:18), (16:26), (28:32), (33:34), (38:39), (41:42), (54:55), (61:62), (71:72), (82:83)	1

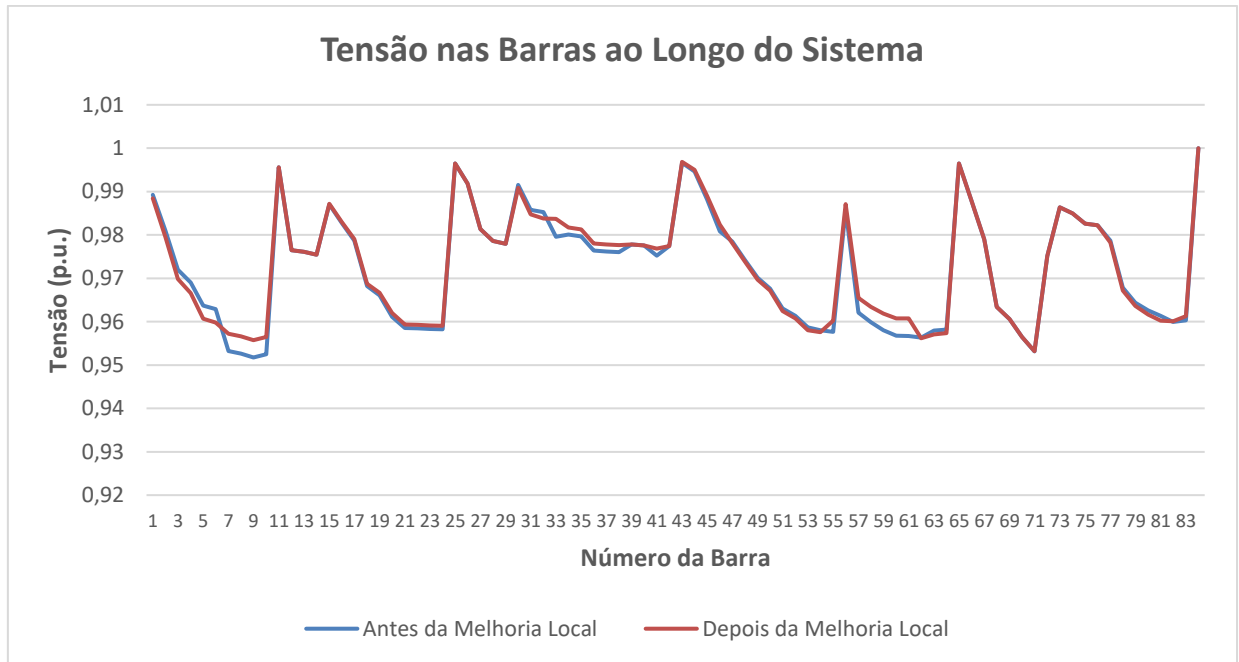
Fonte: Autor

O algoritmo proposto foi capaz de encontrar uma solução ótima local de boa qualidade, após a etapa de melhoria local. As perdas ativas totais da solução ótima local encontrada pelo algoritmo proposto foram 0,07% maiores que as perdas totais da solução ótima disponível na literatura. Observou-se uma redução de, aproximadamente, 11,6% nas perdas ativas totais em comparação com as perdas totais na configuração inicial.

Nota-se que a topologia encontrada após a etapa de melhoria local (*Branch Exchange*) difere em apenas um ramo aberto da topologia radial ótima conhecida pela literatura.

A seguir, na Figura 5.4, é apresentado o perfil de tensão nas barras antes e após a etapa de melhoria local. Observa-se, após a etapa de melhoria local, uma pequena melhoria no perfil de tensão e um pequeno aumento na tensão mínima no sistema.





Fonte: Autor

**Figura 5.4:** Perfil de Tensão nas Barras Antes e Após a Etapa de Melhoria Local

## 5.4 Sistema de 415 barras – Característica e Reconfiguração sem GD

O sistema-teste de 415 barras tem 473 ramos seccionáveis, uma subestação, tensão nominal (na subestação) de 10 kV e limites permitidos de variação da tensão de 0,93 a 1,05 p.u. A demanda total no sistema é de 27,37 MW e 13,24 MVar. O sistema-teste foi, primeiramente, apresentado em Bernal-Agustín (1998).

A seguir, na Tabela 5.4, são apresentados os resultados obtidos para o sistema-teste de 415 barras sem a inserção de GD.

**Tabela 5.4:** Resultados Sistema-Teste de 415 Barras sem Inserção de GD

Configuração	Perdas [kW]	Ramos Abertos (Barras Interligadas ao Ramo)	Tempo [s]
<b>Inicial</b>	708,94	(1:202), (3:7), (3:10), (20:33), (27:31), (30:39), (34:47), (36:45), (37:42), (41:43), (57:147), (57:148), (60:61), (66:384), (68:384), (75:81), (84:99), (88:89), (85:244), (95:112), (103:107), (105:108), (125:128), (138:149), (140:147), (143:150), (146:149),	-

		(160:180), (160:181), (173:179), (176:179), (209:275), (220:221), (228:230), (230:231), (234:235), (236:293), (251:359), (259:261), (265:266), (266:324), (268:381), (280:281), (289:290), (295:296), (303:304), (304:311), (305:310), (306:310), (308:316), (314:317), (315:318), (317:319), (322:323), (334:336), (336:337), (369:370), (382:383)	
<b>Após Prim</b>	662,51	(1:202), (3:7), (3:10), (20:33), (27:31), (29:34), (30:39), (41:43), (42:46), (45:49), (57:125), (57:147), (57:148), (58:60), (66:252), (66:384), (67:89), (68:85), (68:384), (75:81), (77:78), (84:99), (95:112), (103:107), (105:108), (138:149), (142:147), (143:150), (146:149), (160:180), (160:181), (173:179), (176:179), (209:275), (220:221), (228:230), (233:234), (234:235), (235:281), (236:293), (251:359), (257:259), (265:266), (266:324), (268:381), (290:292), (295:296), (303:304), (304:306), (304:311), (305:308), (310:314), (314:317), (315:318), (318:319), (322:323), (334:336), (336:337), (369:370)	0,048
<b>Após Branch Exchange</b>	584,38	(1:202), (3:7), (3:10), (20:33), (20:58), (21:49), (21:57), (27:31), (34:47), (38:41), (39:49), (42:46), (59:77), (61:63), (66:252), (67:89), (68:384), (75:81), (84:99), (95:112), (103:107), (105:108), (129:160), (140:147), (142:147), (143:150), (144:148), (145:146), (151:155), (160:181), (165:173), (209:275), (220:221), (222:224), (228:230), (234:235), (234:282), (236:293), (251:359),	5,20

		(257:259), (265:266), (266:324), (268:381), (280:281), (290:292), (295:296), (303:304), (304:306), (304:311), (305:308), (305:310), (310:315), (314:317), (318:319), (322:323), (334:336), (338:339), (345:369), (382:383)	
<b>(Cardona, 2016)</b>	581,93	(1:202), (3:7), (3:10), (10:11), (20:33), (20:58), (21:49), (21:57), (27:31), (34:47), (39:49), (41:43), (42:46), (58:62), (59:77), (66:382), (66:384), (68:85), (75:81), (94:99), (95:112), (103:107), (105:108), (129:346), (136:142), (137:156), (138:155), (140:147), (143:150), (145:146), (160:179), (160:181), (165:173), (209:275), (220:221), (228:230), (233:234), (235:281), (236:293), (249:358), (257:259), (260:324), (265:266), (268:381), (281:282), (290:292), (295:296), (303:304), (304:306), (304:311), (305:308), (305:310), (310:315), (314:317), (318:319), (322:323), (334:336), (336:337), (370:383)	73,74
<b>CPLEX (Possagnolo, 2015)</b>	582,98	(1:202), (3:7), (3:10), (20:33), (20:58), (21:49), (21:57), (29:34), (31:40), (39:49), (41:43), (42:46), (59:69), (66:382), (67:89), (68:384), (75:81), (77:78), (94:99), (95:112), (103:107), (105:108), (129:160), (133:140), (138:155), (139:143), (142:147), (144:148), (146:149), (160:179), (160:181), (165:173), (209:275), (220:221), (228:230), (233:234), (235:281), (236:293), (251:252), (251:359), (257:259), (265:266), (266:324), (268:381), (281:282), (290:292), (295:296), (303:304), (304:306), (304:311), (305:308),	918,80

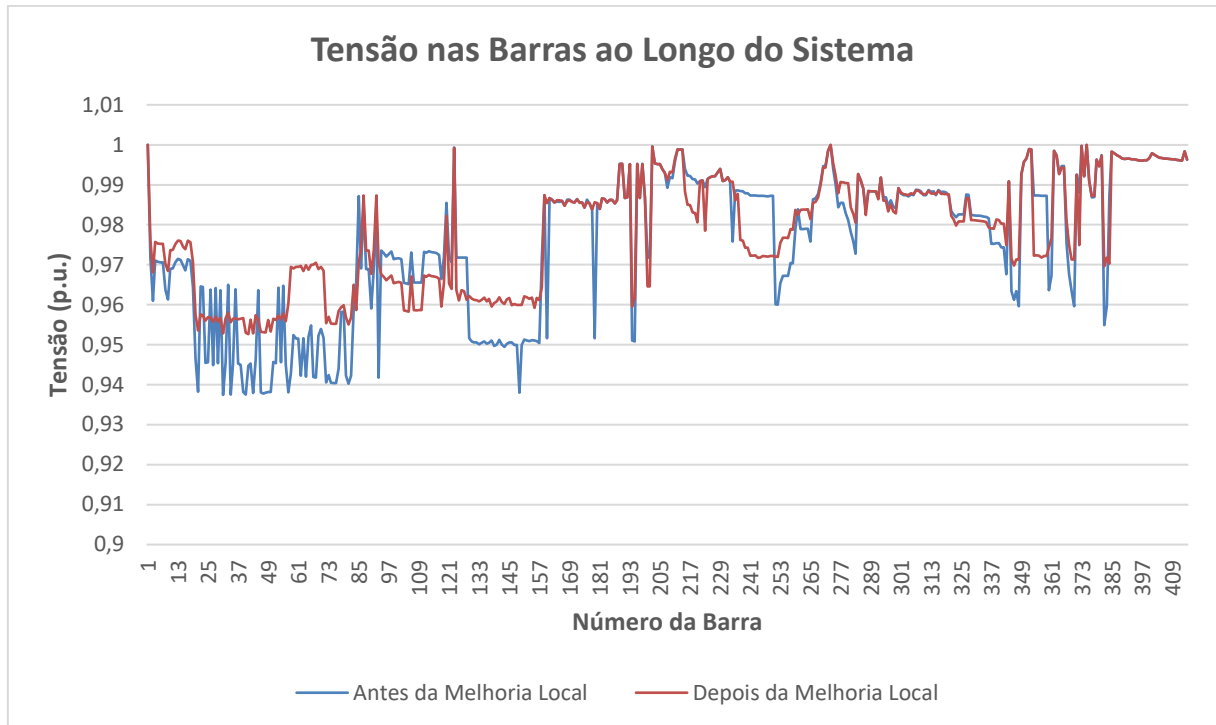
		(305:310), (310:315), (314:317), (318:319), (322:323), (334:336), (338:339), (369:370)	
<b>(Possagnolo, 2015)</b>	581,54	(1:202), (3:7), (3:10), (11:15), (20:33), (20:58), (21:49), (21:57), (27:31), (34:47), (39:49), (42:46), (43:48), (58:62), (59:77), (66:382), (66:384), (68:85), (75:81), (94:99), (95:112), (103:107), (105:108), (129:346), (133:140), (135:145), (138:149), (139:143), (142:147), (144:148), (160:179), (160:181), (165:173), (209:275), (220:221), (228:230), (233:234), (235:281), (236:293), (243:249), (257:259), (260:324), (265:266), (268:381), (281:282), (290:292), (295:296), (303:304), (304:306), (304:311), (305:308), (305:310), (310:315), (314:317), (318:319), (322:323), (334:336), (336:337), (370:383)	30,17

Fonte: Autor

Para este sistema-teste, o algoritmo proposto foi capaz de atingir uma solução ótima local com significativa redução no esforço computacional, em comparação a outros resultados disponíveis na literatura. Observou-se uma redução de, aproximadamente, 17,57% nas perdas ativas totais, em comparação com as perdas totais na configuração inicial.

Ressalta-se que todas as topologias apresentadas na Tabela 5.4 para o sistema-teste de 415 barras são diferentes. Com o aumento do tamanho do sistema-teste, observa-se um aumento exponencial no número de configurações possíveis. Mesmo que o número de topologias radiais que não violam nenhuma restrição represente uma pequena parcela do número total de topologias possíveis, o aumento do tamanho do sistema-teste acarreta um crescimento no número de topologias sub-ótimas.

A seguir, na Figura 5.5, é apresentado o perfil de tensão nas barras antes e após a etapa de melhoria local. Nota-se uma significativa melhoria no perfil de tensão e nos valores mínimos de tensão observados no sistema.



Fonte: Autor

**Figura 5.5:** Perfil de Tensão nas Barras Antes e Após a Etapa de Melhoria Local

## 5.5 Locais de instalação das unidades de GD

Nesta seção, serão apresentados os três cenários considerados para a inserção de unidades de GD no sistema. Em todos os cenários, as unidades de GD foram consideradas como do tipo injeção de Potência Constante (PC).

A solução encontrada para a implementação sem GD foi considerada a solução inicial na primeira iteração de cada cenário. Em cada iteração, realiza-se a etapa de melhoria local (*Branch Exchange*) na solução incumbente, sendo a solução encontrada ao final de uma iteração a solução inicial da iteração seguinte. A etapa de melhoria local analisa cada laço fundamental do sistema duas vezes.

O Fator de Potência (FP) utilizado para as unidades de GD foi de 0,9. Caso a demanda de potência reativa for totalmente atendida antes da demanda de potência ativa, realiza-se a correção do FP de maneira que, a partir deste ponto, em cada iteração o incremento nos blocos de potência das unidades de GD seja realizado apenas na geração de potência ativa.

### 5.5.1 Cenário 1

Neste cenário, foi realizada a implementação de unidades de GD em todas as barras do sistema. Em cada iteração foi realizado um aumento de 10 kW na geração de cada unidade de

GD dos sistemas de 14 e 84 barras e um aumento de 1 kW na geração de cada unidade de GD dos sistemas-teste de 33 e 415 barras. Os valores foram escolhidos por tentativa e erro e têm o intuito de captar, satisfatoriamente, o comportamento dos sistemas para diferentes níveis de geração, sem demandar um número excessivo de iterações.

Neste cenário, não foi considerado o fluxo inverso de potência ativa nas barras, de forma que a geração de cada unidade de GD é limitada à demanda ativa na barra em que está instalada.

### 5.5.2 Cenário 2

Neste cenário, foi realizada a implementação de unidades de GD em barras imediatamente conectadas à jusante da subestação e em barras próximas a ela. Em cada iteração, foi realizado um aumento de 30 kW na geração de cada unidade de GD do sistema de 14 barras, um aumento 3 kW na geração de cada unidade de GD do sistema de 33 barras e um aumento de 10kW na geração de cada unidade de GD dos sistemas de 84 e 415. Neste cenário, as unidades de GD podem injetar potência ativa no sistema.

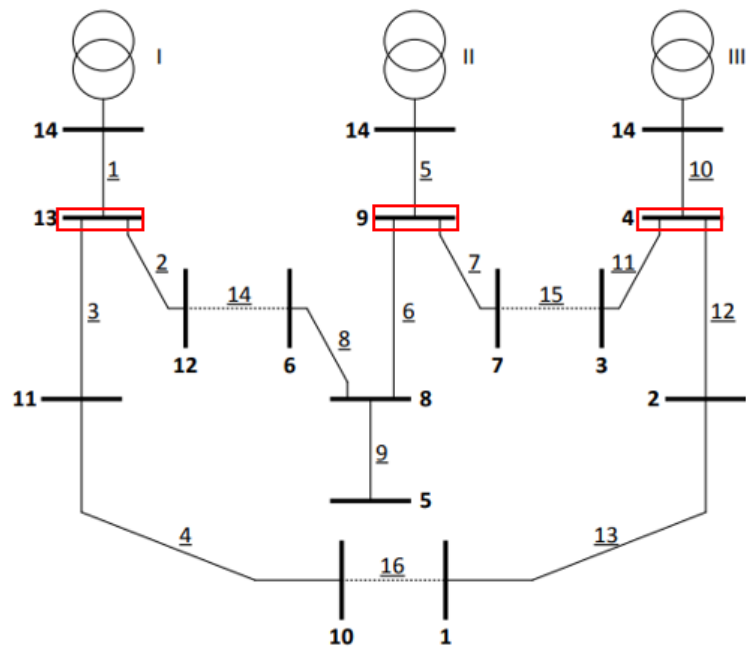
A seguir, na Tabela 5.5 são apresentadas as barras escolhidas para instalação das unidades de GD em cada sistema-teste.

**Tabela 5.5:** Barras Escolhidas para Inserção de GD

<b>Sistema-Teste</b>	<b>Barras Escolhidas</b>
<b>14 Barras</b>	4, 9, 13
<b>33 Barras</b>	2, 3, 19, 23
<b>84 Barras</b>	1,11, 15, 25, 30, 43, 47, 56, 65, 73, 77
<b>415 Barras</b>	92, 123, 190, 202, 211, 215, 273, 274, 350, 351, 362, 364, 373, 375

Fonte: Autor

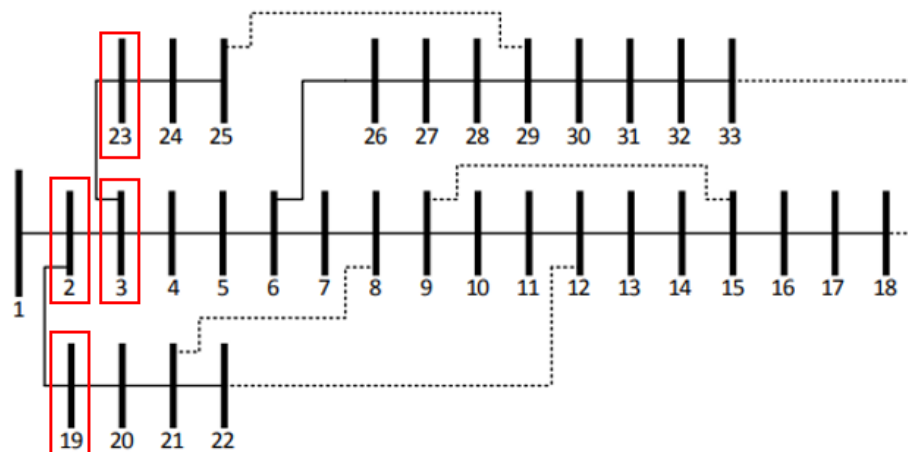
A seguir, nas Figuras 5.6 a 5.8 são apresentadas as barras escolhidas para alocação das unidades de GD no cenário 2.



Fonte: Autor

**Figura 5.6:** Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 2 do Sistema-Teste de 14 Barras

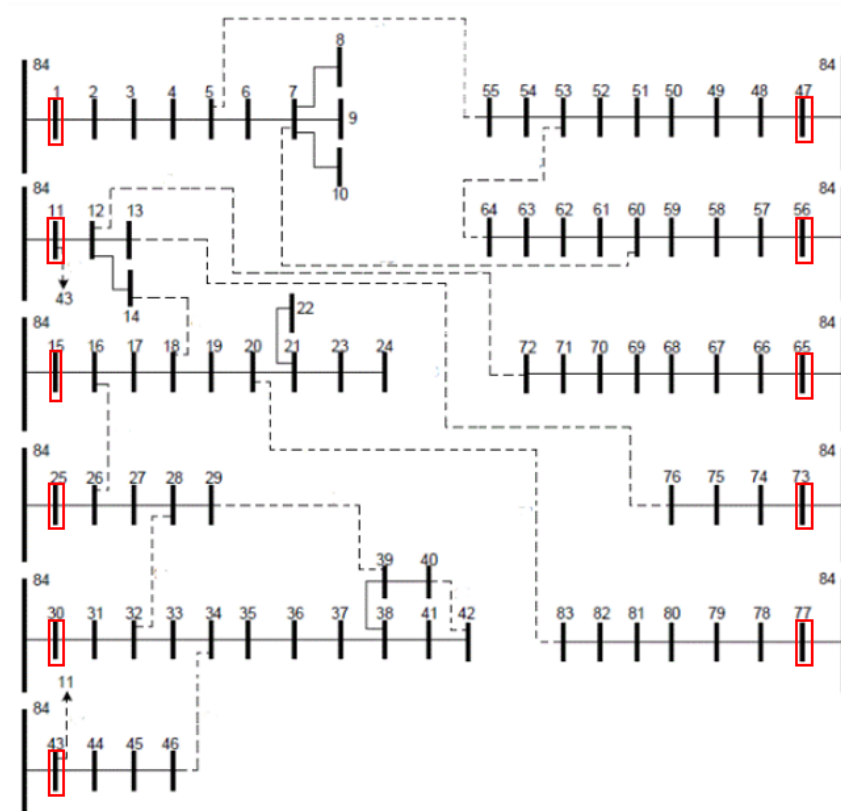
No sistema-teste de 14 barras, foram escolhidas as barras imediatamente à jusante da subestação para a alocação das unidades de GD.



Fonte: Autor

**Figura 5.7:** Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 2 do Sistema-Teste de 33 Barras

Para o sistema-teste de 33 barras, uma vez que apenas a barra '2' se conecta diretamente à subestação, foram escolhidas também para a alocação das unidades de GD as barras imediatamente à jusante da barra '2' e a barra '23'.



Fonte: Autor

**Figura 5.8:** Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 2 do Sistema-Teste de 84 Barras

Foram escolhidas as barras conectadas diretamente à jusante da subestação para a alocação das unidades de GD no sistema-teste de 84 barras.

### 5.5.3 Cenário 3

Neste cenário, foi realizada a implementação de unidades de GD em barras distantes da subestação. Nos sistemas-teste de 14, 84 e 415 barras, foi escolhida parte das barras terminais – que não se conectam a nenhuma barra à jusante – para a inserção das unidades de GD. No sistema-teste de 33 barras, além das barras terminais, escolheu-se também uma barra próxima das últimas camadas, mas não terminal, para a inserção da unidade de GD. Esta escolha foi feita por observação empírica, de acordo com a arborescência do sistema-teste. Em cada iteração, foi realizado um aumento de 30 kW na geração de cada unidade de GD do sistema de 14 barras, um aumento 3 kW na geração de cada unidade de GD do sistema de 33 barras e um aumento de 10kW na geração de cada unidade de GD dos sistemas de 84 e 415. Neste cenário, as unidades de GD podem injetar potência ativa no sistema.

A seguir, na Tabela 5.6 são apresentadas as barras escolhidas para instalação das unidades de GD em cada sistema-teste.

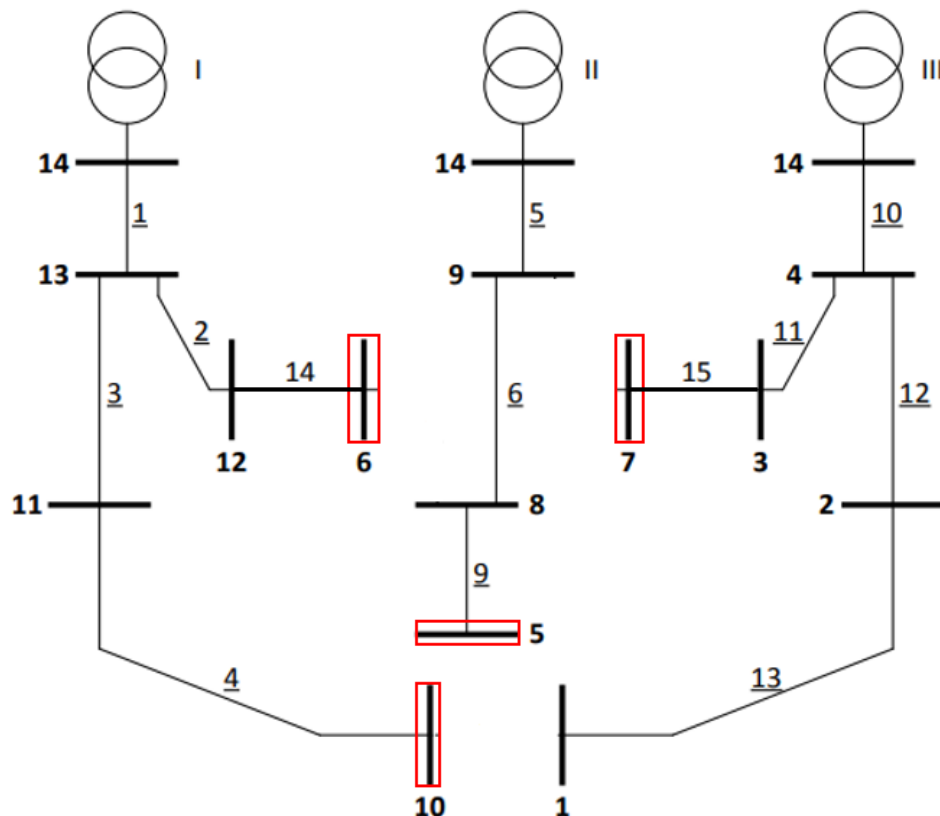


**Tabela 5.6:** Barras Escolhidas para Inserção de GD

Sistema-Teste	Barras Escolhidas
14 Barras	5, 6, 7, 10
33 Barras	10, 14, 15, 29, 32, 33
84 Barras	6, 10, 22, 24, 41, 42, 55, 71, 72, 76, 83
415 Barras	7, 38, 41, 93, 105, 126, 196, 212, 234, 287, 386, 391, 392, 399, 400

Fonte: Autor

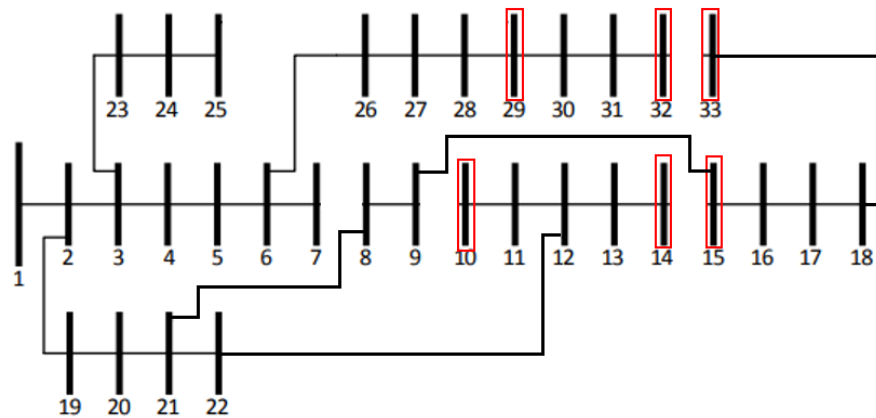
A seguir, nas Figuras 5.9 a 5.11 são apresentadas as barras escolhidas para alocação das unidades de GD no cenário 3.



Fonte: Autor

**Figura 5.9:** Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 3 do Sistema-Teste de 14 Barras

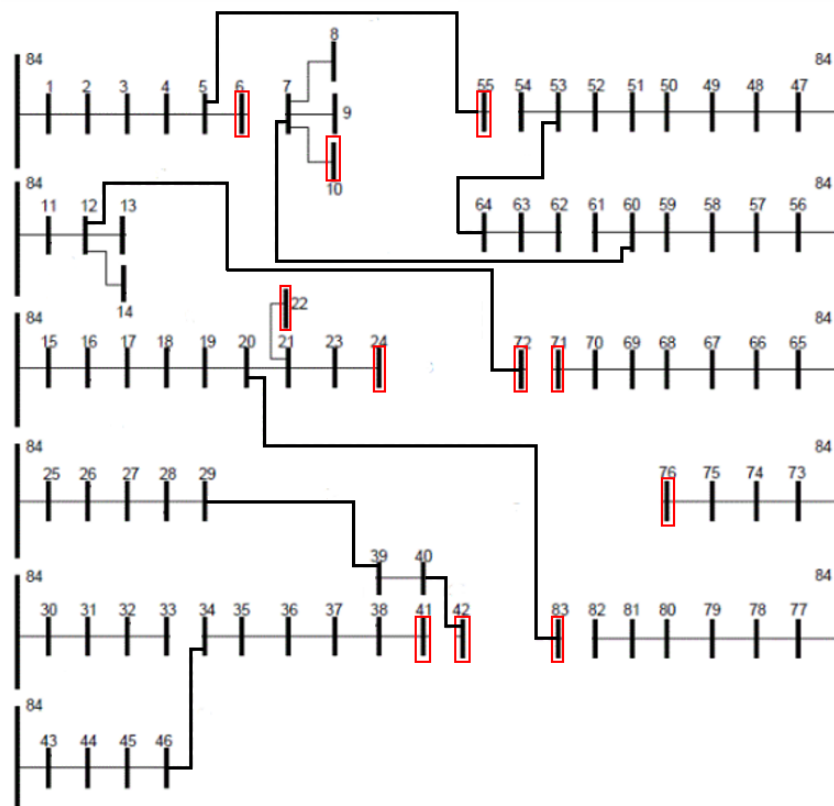
No sistema-teste de 14 barras, foram escolhidas algumas das barras terminais do sistema para a alocação das unidades de GD. Na Figura 5.9 é apresentada a topologia radial obtida após a primeira etapa de melhoria local (*Branch Exchange*), realizada antes da inserção de GD no sistema.



Fonte: Autor

**Figura 5.10:** Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 3 do Sistema-Teste de 33 Barras

Para o sistema-teste de 33 barras, foram escolhidas as barras terminais '10', '14', '15', '32' e '33' e a barra '29' para a alocação das unidades de GD. Devido à arborescência do sistema-teste, a barra '29' está mais afastada da subestação que outras barras terminais, como por exemplo, as barras '7' e '25'. Na Figura 5.10 é apresentada a topologia radial obtida após a primeira etapa de melhoria local, realizada antes da inserção de GD no sistema.



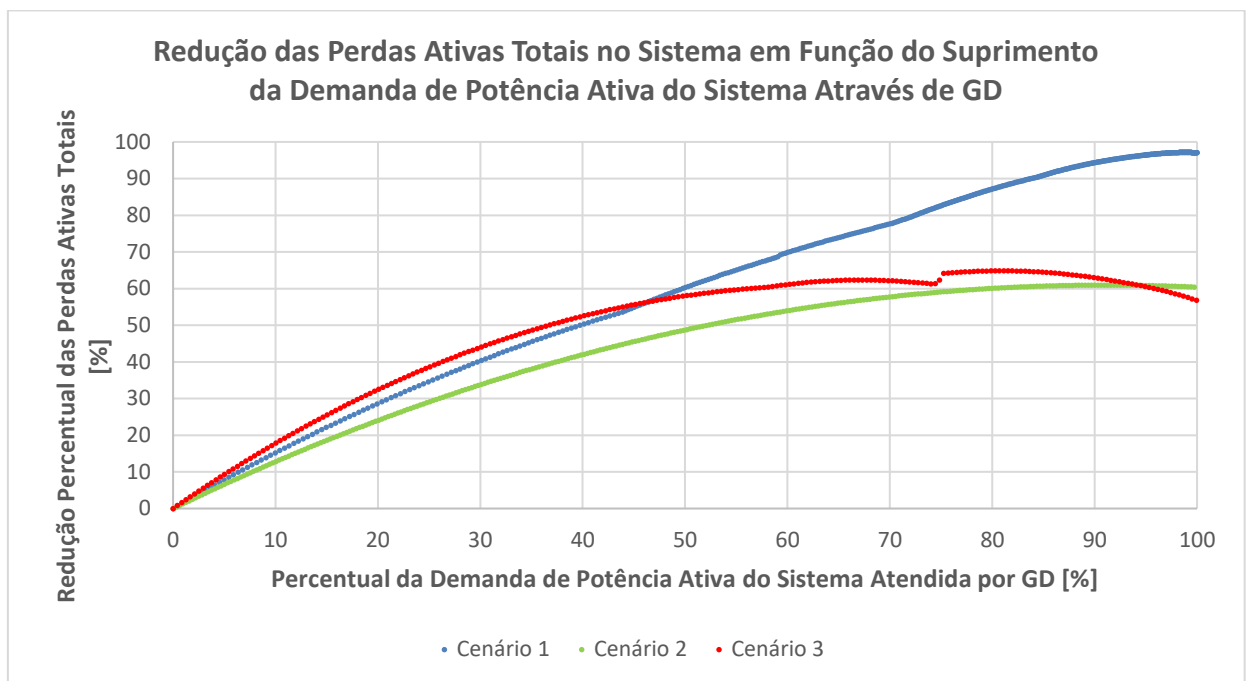
Fonte: Autor

**Figura 5.11:** Barras Escolhidas para Alocação das Unidades de GD no Cenário 3 do Sistema-Teste de 84 Barras

Foram escolhidas algumas das barras terminais para a alocação das unidades de GD no sistema-teste de 84 barras. Na Figura 5.11 é apresentada a topologia radial obtida após a primeira etapa de melhoria local, realizada antes da inserção de GD no sistema.

## 5.6 Análise Comparativa dos Três Cenários

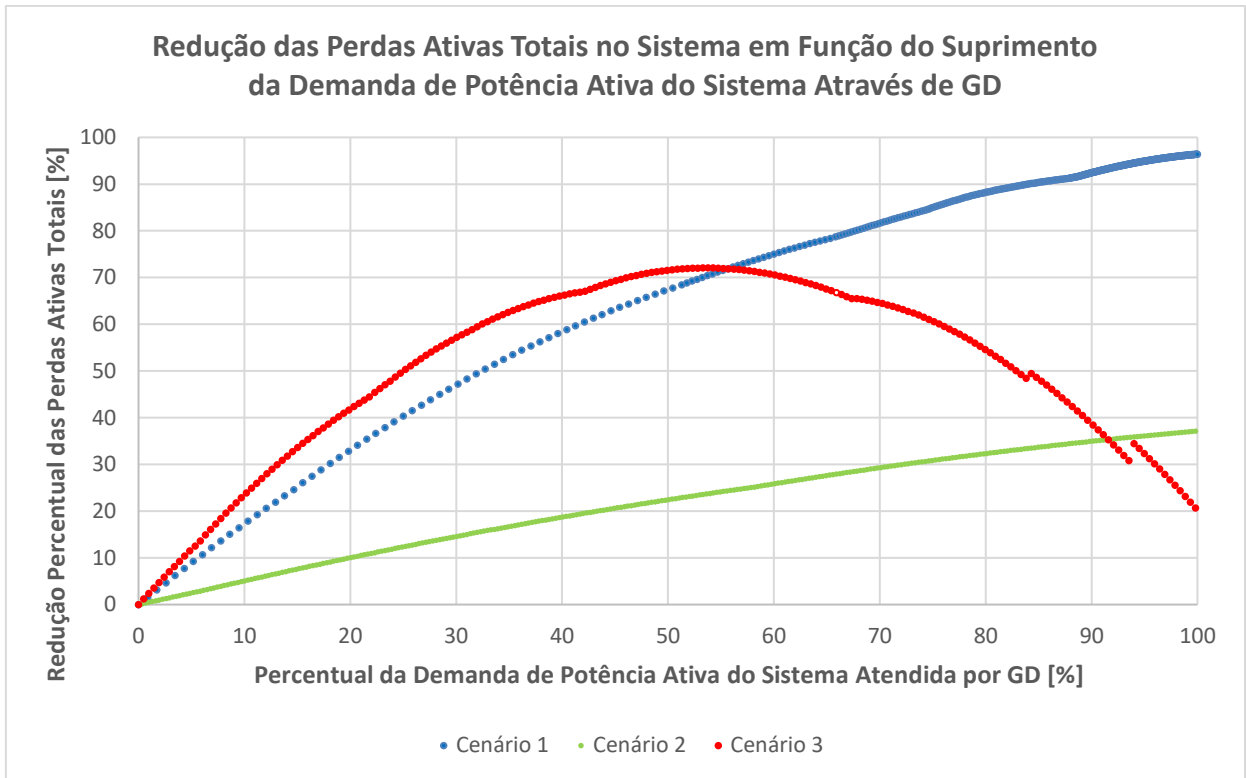
A seguir, nas Figuras 5.12 a 5.15 são apresentados os gráficos de redução das perdas ativas totais no sistema em função do percentual da demanda de potência ativa no sistema atendida via GD. O valor de referência são as perdas ativas totais no sistema antes da etapa de inserção de GD.



Fonte: Autor

**Figura 5.12:** Redução das Perdas Ativas Totais no Sistema-Teste de 14 barras em Função da Demanda Ativa Atendida por GD

Na Figura 5.12, são apresentadas as curvas relativas aos três cenários propostos para o sistema-teste de 14 barras. No cenário 1 e 2, observa-se um comportamento, aproximadamente, assintótico e uma tendência global de redução das perdas ativas totais em função do aumento do nível de geração das unidades de GD. O cenário 3 apresentou um comportamento levemente parabólico, com uma região de redução das perdas ativas em função do aumento do nível de geração das unidades e uma outra região de aumento das perdas ativas em função do aumento do nível de geração das unidades de GD. Para o cenário 3, o percentual de demanda de potência ativa suprida pelas unidades de GD que maximiza a redução das perdas ativas totais é, aproximadamente, 78% da demanda de potência ativa do sistema.



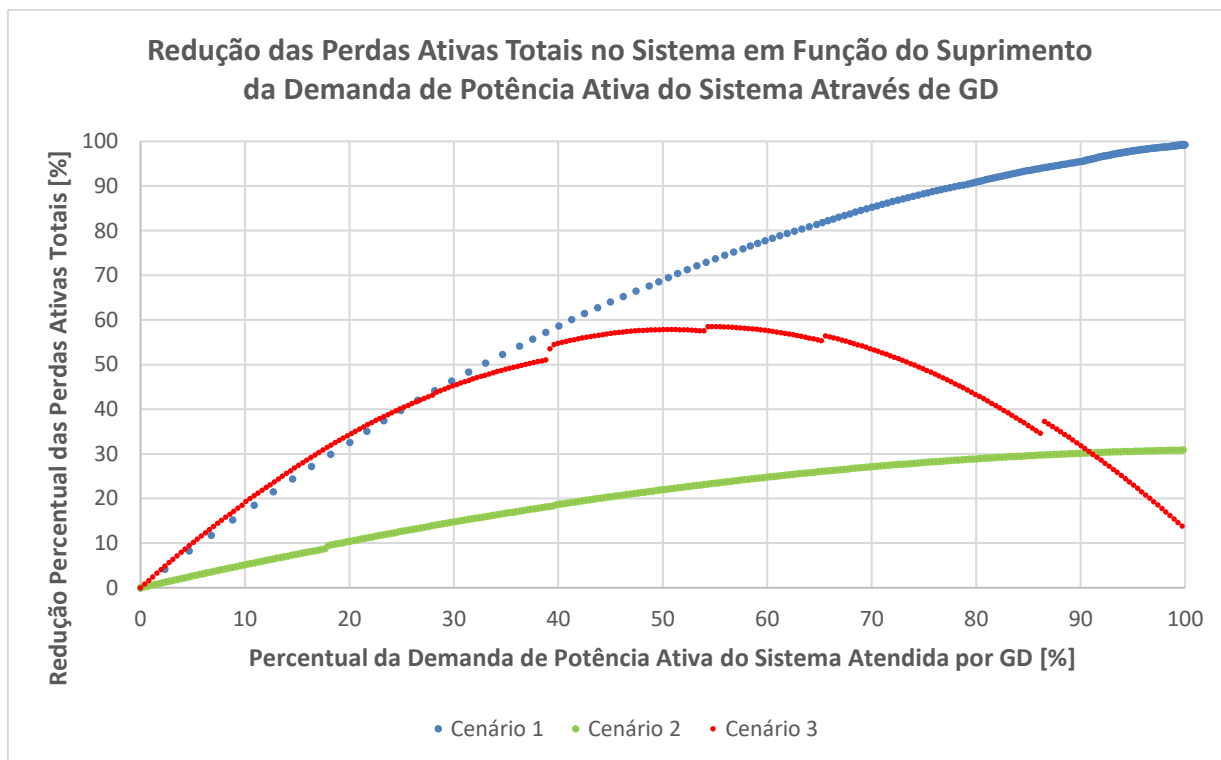
Fonte: Autor

**Figura 5.13:** Redução das Perdas Ativas Totais no Sistema-Teste de 33 barras em Função da Demanda Ativa Atendida por GD

Na Figura 5.13, são apresentadas as curvas relativas aos três cenários propostos para o sistema-teste de 33 barras. Novamente, observa-se um comportamento, aproximadamente, assintótico nos cenários 1 e 2. O cenário 3 apresentou um comportamento, aproximadamente, parabólico, sendo que, o vértice da parábola – ponto de maior redução das perdas – ocorre quando, cerca de, 55% da demanda de potência ativa é suprida pelas unidades de GD. O cenário 3 apresentou a maior redução das perdas ativas totais em mais da metade do espaço amostral e, assim como observado no sistema-teste de 14 barras, alcançou reduções maiores que o cenário 2 na maior parte do espaço amostral.

Em geral, o cenário 2 atingiu reduções maiores que o cenário 3 apenas para elevados níveis de geração das unidades de GD, para os quais observa-se no cenário 3 um aumento na magnitude das correntes que ascendem das barras periféricas do sistema – onde estão instaladas as unidades de GD – em direção às barras onde a corrente é demandada.

As discontinuidades observadas nas figuras são referentes a pontos em que ocorreram reconfigurações no sistema.



Fonte: Autor

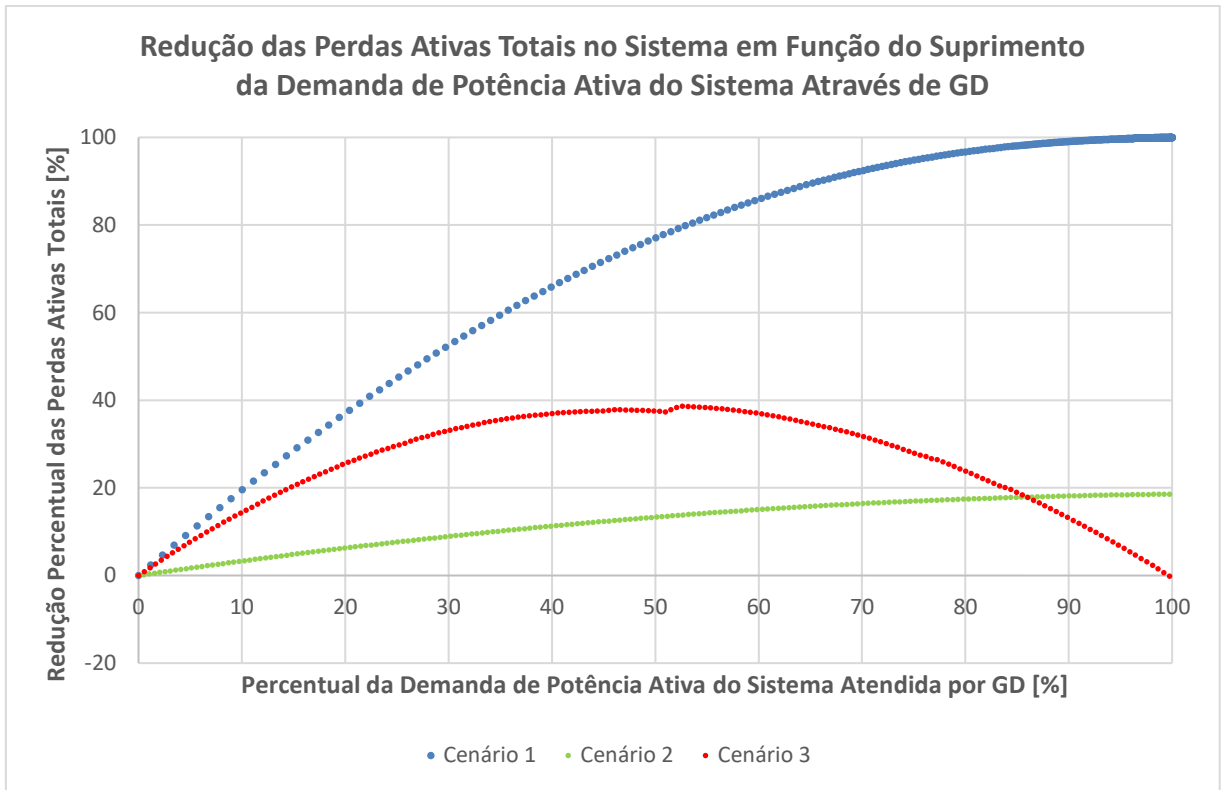
**Figura 5.14:** Redução das Perdas Ativas Totais no Sistema-Teste de 84 barras em Função da Demanda Ativa Atendida por GD

Na Figura 5.14, são apresentadas as curvas relativas aos três cenários propostos para o sistema-teste de 84 barras. O cenário 3 apresentou as maiores reduções nas perdas ativas totais em, aproximadamente, um quarto (25%) do espaço amostral. Assim como nos dois sistemas-teste previamente apresentados, o cenário 2 atingiu reduções maiores que a do cenário 3 apenas quando mais de 90% da demanda de potência ativa do sistema é suprida pelas unidades de GD. Para todo o espaço amostral, assim como observado nos sistemas-teste de 14 e 33 barras, o cenário 1 superou o cenário 2 na redução das perdas ativas totais.

Analogamente ao observado para o sistema-teste de 33 barras, o vértice da curva relativa ao cenário 3 ocorre quando, aproximadamente, 55% da demanda de potência ativa do sistema é suprida por GD. O comportamento da redução das perdas ativas totais nos cenários 1 e 2 se manteve, aproximadamente, assintótico e o do cenário 3 se manteve, aproximadamente, parabólico.

Na Figura 5.15, são apresentadas as curvas relativas aos três cenários propostos para o sistema-teste de 415 barras. O comportamento das curvas é semelhante ao observado para os sistemas-teste de 33 e 84 barras. Contudo, para o sistema-teste de 415 barras o cenário 1 apresentou a maior redução nas perdas ativas totais para todo o espaço amostral.

Nota-se que à medida que os sistemas-teste aumentaram de tamanho, a redução máxima das perdas ativas totais atingida pelo cenário 2 decresceu. Para os sistemas-teste de 14, 33, 84 e 415 barras o cenário 2 atingiu reduções máximas de, respectivamente, 60, 37, 31 e 18%.



Fonte: Autor

**Figura 5.15:** Redução das Perdas Ativas Totais no Sistema-Teste de 415 barras em Função da Demanda Ativa Atendida por GD

Para o cenário 1, em todos os sistemas-teste, observou-se uma redução progressiva das perdas ativas totais em função do aumento da demanda ativa atendida por GD. Em geral, as curvas apresentaram um região com comportamento, aproximadamente, linear e outra com comportamento, aproximadamente, assintótico. A região de comportamento linear foi observada para valores de até, aproximadamente, 20% da demanda ativa total atendida por GD. O ponto de maior redução das perdas ativas totais é quando 100% da demanda ativa é atendida via GD.

Para o cenário 2, em todos os sistemas-teste, observou-se uma redução progressiva e, aproximadamente, assintótica das perdas ativas totais em função do aumento da demanda ativa atendida por GD. Com exceção do sistema-teste de 14 barras, o ponto de maior redução das perdas ativas totais foi quando 100% da demanda ativa é atendida via GD.

Para o cenário 3, observou-se um comportamento, aproximadamente, parabólico da redução das perdas ativas em função do aumento da demanda de potência ativa atendida via GD. Para os sistemas de 33, 84 e 415 barras, o ponto de maior redução (vértice da parábola) ficou situado entre valores de 50 a 60% da demanda ativa total atendida via GD. Para o sistema-teste de 14 barras, o ponto de maior redução das perdas ativas totais foi observado quando, aproximadamente, 78% da demanda ativa total é atendida por GD. O sistema-teste de 14 barras alcançou uma redução máxima de pouco mais de 64%, o sistema-teste de 33 barras

pouco mais de 72%, o sistema-teste de 84 barras pouco mais de 58% e o sistema-teste de 415 barras pouco mais de 38%.

O cenário 1 é o que necessita, dentre todos os cenários, de um maior número de unidades de GD a serem instaladas. Desta forma, o cenário 3 se mostrou o mais eficiente, do ponto de vista do custo-benefício, para boa parte das simulações. Ressalta-se que o cenário 3 não apresenta uma tendência contínua de redução das perdas em função do aumento da potência ativa atendida por GD, corroborando a importância de manter os níveis de geração das unidades de GD próximos do ponto ótimo (vértice da parábola).

A seguir, na Tabela 5.7 apresenta-se o percentual de demanda ativa atendida por GD em que ocorreu a primeira reconfiguração para todos os cenários e sistemas-teste.

**Tabela 5.7:** Percentual de Demanda Ativa Atendida por GD em que Ocorre a Primeira Reconfiguração

<b>Sistema-Teste/Cenário</b>		<b>Percentual de Demanda Ativa Atendida por GD [%]</b>
<b>14 Barras</b>	<b>1</b>	59,05
	<b>2</b>	-
	<b>3</b>	58,53
<b>33 Barras</b>	<b>1</b>	14,64
	<b>2</b>	6,78
	<b>3</b>	6,29
<b>84 Barras</b>	<b>1</b>	18,20
	<b>2</b>	17,63
	<b>3</b>	5,43
<b>415 Barras</b>	<b>1</b>	2,30
	<b>2</b>	0,51
	<b>3</b>	1,09

Fonte: Autor

Observa-se que com o aumento do sistema-teste houve uma tendência de diminuição da porcentagem de demanda ativa atendida por GD em que ocorre a primeira reconfiguração. Para todos os sistemas-teste, o cenário 1 foi o que mais tardou em realizar a primeira reconfiguração. No cenário 2 do sistema-teste de 14 barras o algoritmo não realizou nenhuma reconfiguração durante a fase de aumento progressivo da geração das unidades de GD.

Com exceção do sistema-teste de 415 barras, o cenário 3 foi o que realizou a primeira reconfiguração mais precocemente.

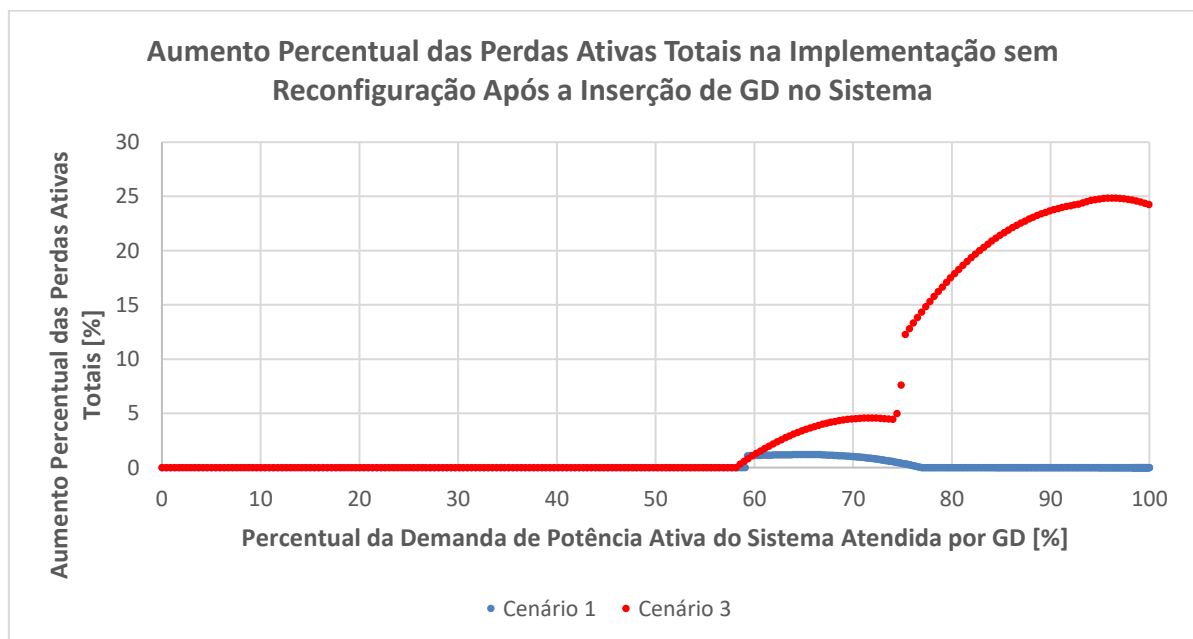
### 5.6.1 Inserção de GD – Implementação sem Melhoria Local Durante o Aumento da Geração das Unidades de GD

Nesta seção, foi realizada uma análise comparativa do impacto da reconfiguração nas perdas ativas totais durante a etapa de aumento da geração das unidades de GD. Para tal, foram realizadas simulações em que após a primeira reconfiguração, realizada antes da inserção de GD no sistema, a topologia encontrada é mantida durante toda a etapa de aumento progressivo do nível de geração das unidades de GD.

A seguir, nas Figuras 5.16 a 5.19, são apresentados os gráficos de aumento percentual das perdas ativas totais na implementação sem melhoria local (reconfiguração) na etapa de aumento progressivo da geração das unidades de GD. O valor de referência são as perdas ativas totais na implementação com melhoria local. Todos os parâmetros adotados nestas simulações foram os mesmos utilizados para o caso de inserção de GD com reconfiguração durante o aumento da geração das unidades. O eixo das ordenadas é calculado de acordo com a equação (5.1).

$$Y_{[%]} = (P_{\text{loss,SR}} - P_{\text{loss,CR}}) / P_{\text{loss,CR}} \quad (5.1)$$

Onde ‘ $P_{\text{loss,SR}}$ ’ são as perdas ativas totais na implementação sem reconfiguração durante a etapa de aumento de geração das unidades de GD e ‘ $P_{\text{loss,CR}}$ ’ são as perdas ativas totais na implementação com reconfiguração. A partir deste ponto, buscando aumentar a objetividade do texto, a implementação sem melhoria local durante a etapa de aumento da geração das unidades de GD será referenciada apenas como implementação sem melhoria local.



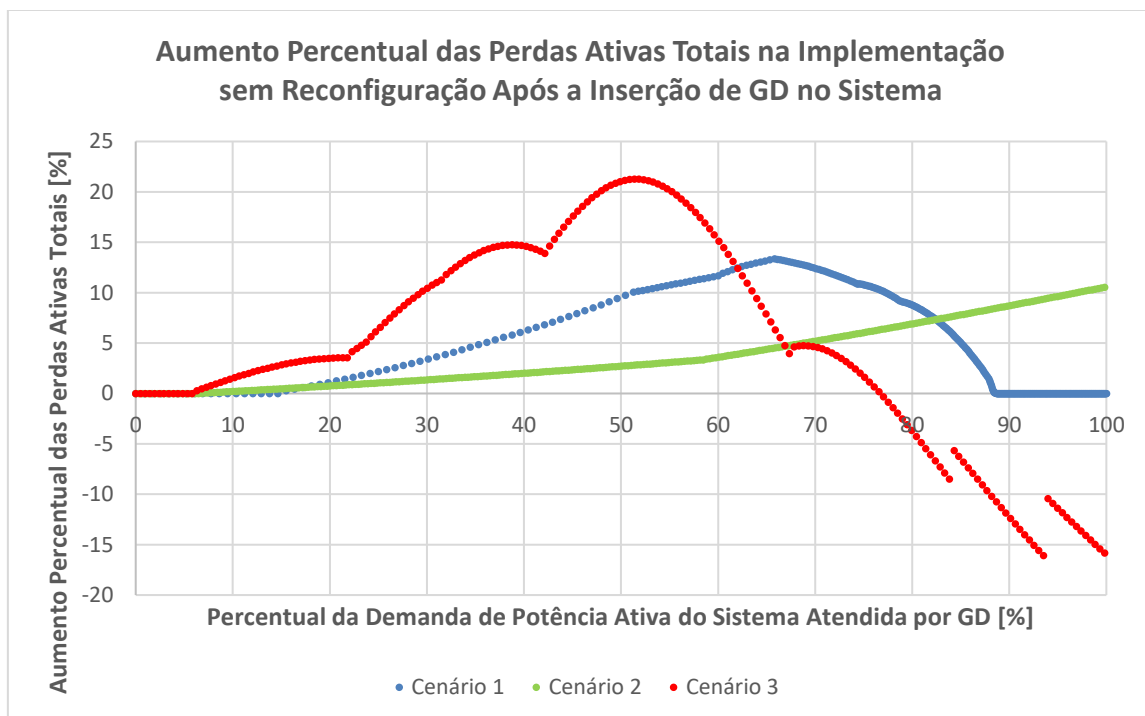
Fonte: Autor

**Figura 5.16:** Aumento Percentual das Perdas Ativas Totais para o Sistema-Teste de 14 Barras



Na Figura 5.16 são apresentados os resultados para o sistema-teste de 14 barras. Para o cenário 1, observa-se um aumento percentual máximo inferior a 1,3% nas perdas ativas totais na implementação sem melhoria local. Este valor decai rapidamente e as perdas ativas totais nas duas implementações convergem para um mesmo valor quando, aproximadamente, 77% da demanda ativa total do sistema é atendida por GD.

No cenário 3, quando 74% ou menos da demanda ativa de potência é suprida por GD, a implementação sem melhoria local apresentou aumento nas perdas ativas totais não superior a 5%, em comparação com a implementação com melhoria local. Contudo, essa diferença percentual cresce rapidamente para níveis de demanda ativa atendida por GD superiores a 75%, sendo observado na implementação sem melhoria local um aumento de quase 25% nas perdas ativas totais, em comparação com a implementação com melhoria local, quando cerca de 95% da demanda ativa é atendida por GD.

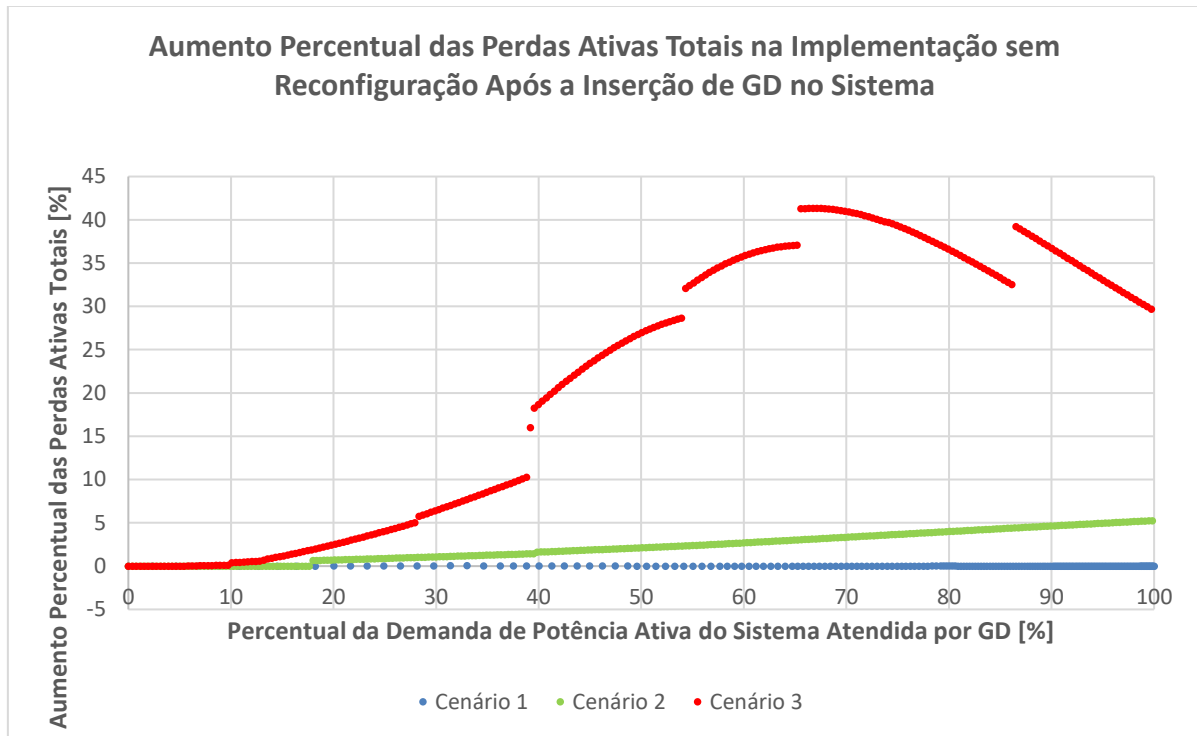


Fonte: Autor

**Figura 5.17:** Aumento Percentual das Perdas Ativas Totais para o Sistema-Teste de 33 Barras

Na Figura 5.17 são apresentados os resultados do sistema-teste de 33 barras. Observa-se no cenário 1 um aumento percentual progressivo das perdas ativas totais na implementação sem melhoria local. Quando, aproximadamente, 65% da demanda ativa total é atendida via GD, a implementação sem melhoria local apresentou, para o cenário 1, perdas ativas totais, aproximadamente, 13% maiores que as perdas na implementação com melhoria local. Contudo, esta diferença decai rapidamente, se anulando quando, aproximadamente, 89% da demanda de potência ativa é atendida via GD. No cenário 2, observou-se uma tendência de aumento nas perdas ativas totais em função do aumento da demanda ativa do sistema atendida por GD. No cenário 3, quando mais de 77% da demanda ativa total do sistema é suprida por GD, as perdas ativas totais na implementação sem melhoria local foram menores que na

implementação com melhoria local. Tal fato pode ser decorrente de soluções sub-ótimas encontradas para níveis menores de potência ativa gerada por GD. Estas reconfigurações melhoraram localmente as perdas ativas totais - faixa que vai até 77% da demanda ativa total suprida por GD - mas posteriormente, para cenários de maior geração de potência através de GD, levaram a valores de perdas ativas totais maiores que os encontrados na implementação sem melhoria local.

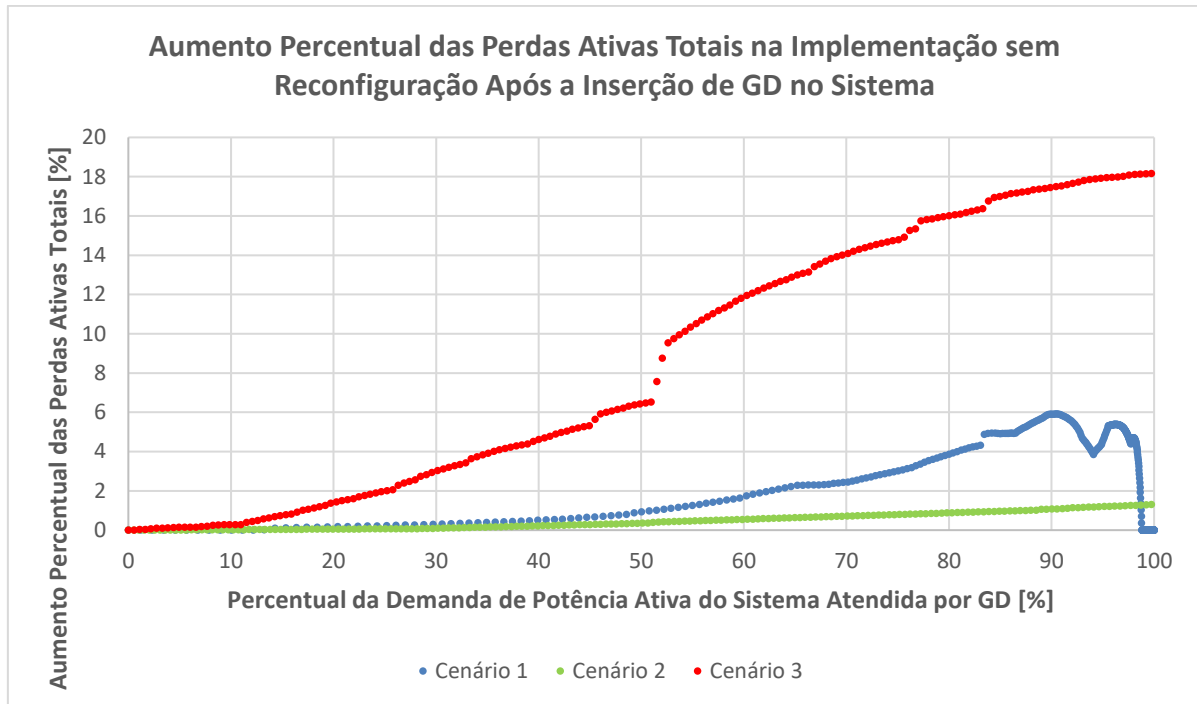


Fonte: Autor

**Figura 5.18:** Aumento Percentual das Perdas Ativas Totais para o Sistema-Teste de 84 Barras

A Figura 5.18 apresenta os resultados obtidos para o sistema-teste de 84 barras. Nos cenários 1 e 2, os valores de perdas ativas totais nas duas implementações foram muito próximos, sendo que a diferença percentual máxima não superou 6%.

No cenário 3, quando, aproximadamente, 70% da demanda ativa do sistema é atendida por GD, a implementação sem melhoria local apresentou perdas ativas totais cerca de 40% maiores que a implementação com melhoria local. Essa foi a maior diferença percentual entre as duas implementações para todas as simulações realizadas. Ressalta-se que, assim como ocorreu nos sistemas-teste de 14 e 33 barras, o ponto de maior diferença percentual entre as duas implementações situa-se próximo ao nível de geração das unidades de GD que maximiza a redução das perdas no cenário 3 – vértice da parábola das Figuras 5.12 a 5.14. Este fato corrobora que a reconfiguração possibilita reduções adicionais nas perdas ativas totais quando realizada durante a etapa de aumento do nível de geração das unidades de GD.



Fonte: Autor

**Figura 5.19:** Aumento Percentual das Perdas Ativas Totais para o Sistema-Teste de 415 Barras

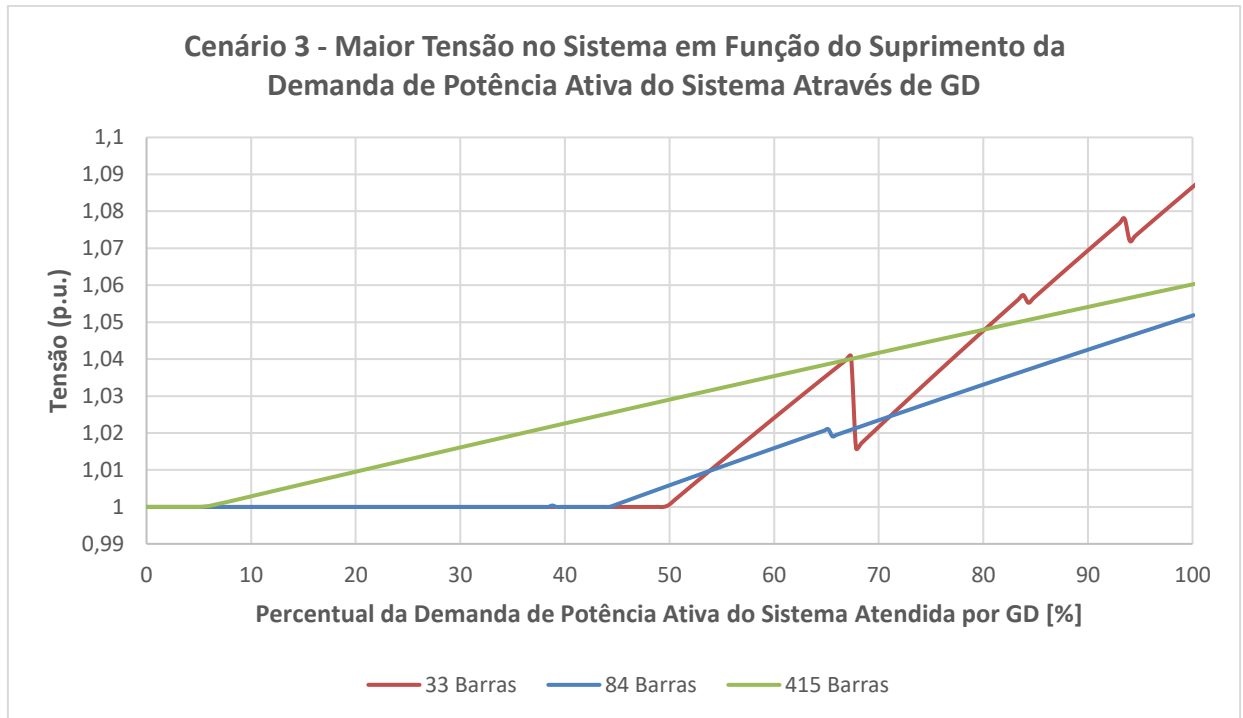
A Figura 5.19 apresenta os resultados obtidos para o sistema-teste de 415 barras. No cenário 1, a diferença percentual das perdas ativas entre as duas implementações foi não superior a 6%. Para o cenário 1, em uma grande faixa do espaço amostral, correspondente a mais de 85% dos diferentes níveis de geração, a diferença percentual das perdas ativas totais entre as duas implementações foi não superior a 4%.

Para o cenário 2, a diferença percentual das perdas ativas totais entre as duas implementações foi não superior a 1,5% para todo o espaço amostral. Para o cenário 3, entretanto, o aumento percentual das perdas ativas totais na implementação sem melhoria local foi mais significativo, sendo verificado uma diferença superior a 18% entre as duas implementações.

### 5.6.2 Tensão nas Barras

Na implementação com reconfiguração (com melhoria local), não foi observado violação dos limites máximos e mínimos de tensão para os cenários 1 e 2.

No cenário 3, observou-se a violação da tensão máxima permitida (1,05 p.u.) para os sistemas-teste de 33, 84 e 415 barras. A seguir, na Figura 5.20, é apresentado a maior tensão no sistema, para cada sistema-teste que apresentou violação, em função do percentual da demanda de potência ativa atendida via GD.



Fonte: Autor

**Figura 5.20:** Maior Tensão no Sistema em Função do Percentual da Demanda Ativa Atendida Através de GD

Para o sistema-teste de 33 barras, a violação da tensão máxima ocorre quando, aproximadamente, 81% da demanda ativa do sistema é atendida via GD, para o sistema-teste de 84 barras, a violação ocorre quando, aproximadamente, 98% da demanda ativa é atendida por GD e para o sistema-teste de 415 barras, a violação ocorre quando, aproximadamente, 83% da demanda ativa é atendida por GD.

# Capítulo 6

## Conclusão

Os resultados corroboram que a presença de GD no SDEE, quando realizada eficientemente, impacta positivamente na condição operativa do sistema, acarretando diminuição das perdas ativas totais e melhoria no perfil de tensão ao longo das barras.

Dentre os cenários propostos, o cenário 1 apresentou a maior estabilidade e tendência global de redução das perdas. O cenário 1 ainda está distante da realidade operativa do SDEE, uma vez que requereria um número excessivo de unidades de GD a serem instaladas. Mesmo assim, os resultados relativos a este cenário permitem realizar uma análise comparativa com os resultados dos outros cenários.

O cenário 2 apresentou, para grande parte do espaço amostral, um comportamento fortemente assintótico e tendência global de redução das perdas em função do aumento da demanda de potência ativa suprida por GD. A alocação das unidades de GD em barras próximas a subestação manteve os fluxos de potência majoritariamente descendentes no cenário 2. Apesar da tendência contínua de redução, o cenário 2 apresentou uma taxa de variação lenta das perdas ativas em função do aumento do nível de geração das unidades de GD, resultando em um desempenho pior que a dos outros dois cenários para a maior parte das simulações.

O cenário 3 apresentou um comportamento parabólico da redução das perdas ativas totais em função do aumento da demanda de potência ativa suprida pelas unidades de GD. A partir de um determinado nível de geração das unidades – vértice da parábola – novos incrementos na potência fornecida pelas unidades de GD ocasionaram aumento nas perdas ativas totais. Para as concessionárias, o vértice da parábola representaria o limite superior de geração das unidades de GD, uma vez que novos incrementos na geração, a partir deste ponto, se mostram contraproduativos. Quando a geração das unidades de GD se mantém próximo, ou inferior, ao nível ótimo (vértice da parábola), a alocação de unidades em barras longe da subestação (cenário 3) acarreta sensível redução nas distâncias percorridas e na magnitude das correntes que descendem da subestação.

Ressalta-se ainda que, para os sistemas-teste de 14, 33 e 84 barras, o cenário 3 foi o que possibilitou a maior redução das perdas ativas totais para uma parcela significativa das simulações. Para todos os sistemas-teste, o cenário 3 apresentou, para grande parte do espaço amostral, reduções das perdas ativas totais maiores que as encontradas no cenário 2.

A primeira reconfiguração dos sistemas-teste, realizada antes da inserção de GD no sistema (nível de geração das unidades de GD nulo), se mostrou eficiente na redução das perdas ativas totais. Para os sistemas-teste de 14 e 33 barras, o algoritmo proposto alcançou as mesmas soluções ótimas globais disponíveis na literatura especializada. Para os sistemas-teste de 84 e 415 barras, a reconfiguração inicial permitiu reduções de, respectivamente, 11,60 e 17,57% nas perdas ativas totais, em comparação com as perdas ativas na configuração inicial.

Após esta primeira etapa de melhoria local sem a presença de GD no sistema, novas reconfigurações efetuadas durante a etapa de aumento progressivo do nível de geração das unidades resultaram em diferentes impactos nas perdas ativas totais. Para o cenário 3, a ausência de novas reconfigurações durante a etapa de aumento da geração das unidades de GD ocasionou acréscimos de até 40% nas perdas ativas totais, em comparação com a implementação onde são efetuadas reconfigurações após a inserção de GD. Contudo, para os outros cenários esse aumento foi bem mais modesto, não superando os 15% em nenhum sistema-teste. Quando um quarto (25%), ou menos, da demanda de potência ativa é suprida por GD, em nenhum cenário de qualquer sistema-teste a ausência de novas reconfigurações após a inserção de GD no sistema ocasionou um aumento maior que 7% nas perdas ativas totais.

Desta forma, constata-se que a instalação de unidades de GD, de maneira global, acarretou a redução das perdas ativas totais no sistema. Quando o nível de geração das unidades é mantido abaixo da potência em que ocorre o vértice da parábola, o cenário 3 apresentou os resultados mais promissores, uma vez que possibilitou reduções significativas nas perdas ativas totais sem um número excessivo de unidades de GD a serem alocadas. Com exceção do sistema-teste de 415 barras, quando 25% ou menos da demanda é atendida por GD, o cenário 3 foi o que apresentou a maior redução das perdas ativas totais dentre os cenários considerados.

Portanto, alocar as unidades de GD em barras distantes da subestação, garantindo que a geração total das unidades não supere um quarto da demanda de potência ativa do sistema, se mostrou a condição mais promissora, uma vez que permitiu significativas melhorias no sistema com um número exequível de unidades a serem alocadas. O aumento da presença de GD nos sistemas de distribuição é inevitável e intervenções que permitam a otimização do sistema nesta condição resultam em diversas melhorias operacionais, como por exemplo, redução das perdas ativas totais, melhor redistribuição dos fluxos de potência e aprimoramento dos perfis de tensão ao longo das barras.

## 6.1 Trabalhos Futuros

Como sugestão para trabalhos futuros, cita-se:

- Inclusão no modelo matemático de restrições referentes ao número máximo de chaveamentos permitidos;

- Considerar demanda variável ao longo do tempo;
- Abordagens multiobjetivo, buscando, conjuntamente, a redução das perdas ativas totais, redução da variação de tensão ao longo do sistema, equalização de carga entre as barras e maximização da confiabilidade do sistema;
- Desenvolver e aplicar ao estudo do impacto da GD nas perdas ativas totais um algoritmo capaz de identificar as barras ótimas para a alocação das unidades de GD;
- Diferentes modelos para as unidades de GD.





# Referências Bibliográficas

- Agrawal, P., Abutarboush, H. F., Ganesh, T., & Mohamed, A. W. (2021). Metaheuristic Algorithms on Feature Selection: A Survey of One Decade of Research (2009-2019). *IEEE Access*.
- Amaya, I., Sánchez, M., Cruz-Duarte, J. M., Ortíz-Bayliss, J., Ceballos, H., & Terashima-Marín, H. (2020). A Systematic Review of Hyper-Heuristics on Combinatorial Optimization Problems. *IEEE Access*.
- ANEEL. (2021). *ANEXO VIII DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO 2021 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST - MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA*.
- ANEEL. (2022a). *Geração Distribuída*. Acesso em: 22 de maio de 2022. Fonte: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>
- ANEEL. (2022b). *Perdas de Energia*. Acesso em: 11 de março de 2022. Fonte: <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4>
- Azevedo, F. A. (2010). Otimização de Rede de Distribuição de Energia Elétrica Subterrânea Reticulada Através de Algoritmos Genéticos. *Tese (Mestrado em Ciências) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná*. Curitiba.
- Baran, M. E., & Wu, F. F. (1989). Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*.
- Bernal-Agustín, J. (1998). Application of Genetic Algorithms to the Optimal Design of Power Distribution Systems. *Tese de Ph.D., Universidad de Zaragoza, Zaragoza, Espanha*.
- Cardona, N. P. (2016). Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Uma Metodologia Multipartida. *Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, Brasil*.
- Cheng, L., Adetunji, K. E., Hofsajer, I. W., & Abu-Mahfouz, A. M. (2020). A Review of Metaheuristic Techniques for Optimal Integration of Electrical Units in Distribution Networks. *IEEE Access*.
- Chiou, J. P., Chang, C. F., & Su, C. T. (2005). Variable Scaling Hybrid Differential Evolution for Solving Network Reconfiguration of Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*.

- Civanlar, S., Grainger, J. J., Yin, H., & Lee, S. S. (1988). Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 3, n. 3, pp. 1217-1223.
- EIA. (2022). *EIA projects nearly 50% increase in world energy usage by 2050, led by growth in Asia*. Acesso em: 08 de abril de 2022. Fonte: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41433>
- EPE. (2021). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021*.
- EPE. (2022). *Matriz Energética e Elétrica*. Acesso em: 20 de maio de 2022. Fonte: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>
- Gerez, C., Silva, L. I., Belati, E. A., Sguarezi Filho, A. J., & Costa, E. C. (2019). Distribution Network Reconfiguration Using Selective Firefly Algorithm and a Load Flow Analysis Criterion for Reducing the Search Space. *IEEE Access*, vol. 7, pp. 67874-67888. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2918480.
- Gönen, T. (2008). *Electric Power Distribution System Engineering*. California: CRC Press.
- Hao, Q., Gao, Z., Bai, X., & Cao, M. (2018). Two-level Reconfiguration Algorithm of Branch Exchange and Variable Neighbourhood Search for Active Distribution Network. *Systems Science and Control Engineering*, pp. 109-117.
- Huang, C., Li, Y., & Yao, X. (2020). A Survey of Automatic Parameter Tuning Methods for Metaheuristics. *IEEE Transactions*.
- Hussain, K., Salleh, M. N., Cheng, S., & Shi, Y. (2018). Metaheuristic research: a comprehensive survey. *Springer Link*.
- IEA. (2022a). *World Electricity Consumption by Sector, 1974-2017*. Acesso em: 05 de abril de 2022. Fonte: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-electricity-final-consumption-by-sector-1974-2017>
- IEA. (2022b). *Renewables 2021 - Report Extract Executive Summary*. Acesso em: 24 de maio de 2022. Fonte: <https://www.iea.org/reports/renewables-2021/executive-summary>
- Kagan, N., Oliveira, C. d., & Robba, E. (2005). *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. São Paulo.
- Kawambwa, S., Mwifunyi, R., Mnyanghwal, D., Hamisi, N., Kalinga, E., & Mvungi, N. (2021). An improved backward/forward sweep power flow method based on network tree depth for radial distribution systems. *Journal of Electrical Systems and InfTechnol*.
- Khunkitti, P., Siritaratiwat, A., Surawanitkun, C., Chatthaworn, R., Yodphet, D., & Onlam, A. (2019). Power Loss Minimization and Voltage Stability Improvement in Electrical Distribution System via Network Reconfiguration and Distributed Generation Placement Using Novel Adaptive Shuffled Frogs Leaping Algorithm. *Energies*.

- Lotfipour, A., & Afrakhte, H. (2016). A Discrete Teaching–Learning-Based Optimization Algorithm to Solve Distribution System Reconfiguration in Presence of Distributed Generation. *Elsevier*.
- Mantovani, J. R., Casari, F., & Romero, R. A. (Dezembro de 2000). Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais Utilizando o Critério de Queda de Tensão. *SBA Controle & Automação*, pp. 150-159.
- Muhammad, M. A., Mokhlis, H., Naidu, K., Amin, A., Franco, J. F., & Othman, M. (2020). Distribution Network Planning Enhancement via Network Reconfiguration and DG Integration Using Dataset Approach and Water Cycle Algorithm. *JOURNAL OF MODERN POWER SYSTEMS AND CLEAN ENERGY*.
- Nguyen, T. T., Duong, T. L., & Ngo, T.-Q. (2022). Network Reconfiguration and Distributed Generation Placement for Multi-Goal Function Based on Improved Moth Swarm Algorithm. *Mathematical Problems in Engineering*.
- Peres, F., & Castelli, M. (2021). Combinatorial Optimization Problems and Metaheuristics: Review, Challenges, Design, and Development. *Applied Sciences*.
- Possagnolo, L. H. (2015). Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Operando em Vários Níveis de Demanda Através de Uma Meta-Heurística de Busca em Vizinhança Variável. *Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, Brasil*.
- Prim, R. C. (8 de May de 1957). Shortest Connection Networks And Some Generalizations.
- UFG. (2022). *Fundamentos do Setor Elétrico - Módulo 4: Transmissão, Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica*. Acesso em: 26 de março de 2022. Fonte: LabTIME: [http://www.labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod4\\_uni1\\_sl16.html](http://www.labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod4_uni1_sl16.html)
- Yang, X.-S., Deb, S., Hanne, T., & He, X. (2015). Attraction and Diffusion in Nature-Inspired Optimization Algorithms. *Springer Link*.
- Zhang, X., Gockenbach, E., Wasserberg, V., & Borsi, H. (janeiro de 2007). Estimation of the Lifetime of the Electrical Components in Distribution Networks. *IEEE Transactions* .



## ANEXO A – DADOS DO SISTEMA-TESTE DE 14 BARRAS

**Tabela A.1:** Dados do Sistema-Teste de 14 Barras

Ramo	Barra de Entrada	Barra de Saída	R[Ω]	X[Ω]	Barra	Potência Ativa Demandada [Kw]	Potência Reativa Demandada [kVAr]
<b>1</b>	14	9	0,58	0,13	<b>1</b>	2100	-800
<b>2</b>	14	13	0,53	0,09	<b>2</b>	1000	900
<b>3</b>	14	4	0,58	0,13	<b>3</b>	1000	-1100
<b>4</b>	9	8	0,58	0,09	<b>4</b>	1000	900
<b>5</b>	13	12	0,58	0,09	<b>5</b>	4500	-1700
<b>6</b>	8	5	0,58	0,09	<b>6</b>	600	-500
<b>7</b>	4	2	0,58	0,09	<b>7</b>	1000	900
<b>8</b>	2	1	0,21	0,05	<b>8</b>	5000	1800
<b>9</b>	12	6	0,21	0,05	<b>9</b>	4000	2700
<b>10</b>	13	11	0,95	0,10	<b>10</b>	1500	1200
<b>11</b>	4	3	0,63	0,10	<b>11</b>	2000	-400
<b>12</b>	8	6	0,58	0,13	<b>12</b>	3000	400
<b>13</b>	7	3	0,21	0,05	<b>13</b>	2000	1600
<b>14</b>	11	10	0,21	0,05	<b>14</b>	0	0
<b>15</b>	10	1	0,63	0,10	-	-	-
<b>16</b>	9	7	0,58	0,13	-	-	-



## ANEXO B – DADOS DO SISTEMA-TESTE DE 33 BARRAS

**Tabela B.1:** Dados do Sistema-Teste de 33 Barras

<b>Ramo</b>	<b>Barra de Entrada</b>	<b>Barra de Saída</b>	<b>R[Ω]</b>	<b>X[Ω]</b>	<b>Barra</b>	<b>Potência Ativa Demandada [kW]</b>	<b>Potência Reativa Demandada [kVAr]</b>
<b>1</b>	1	2	0,09	0,05	<b>1</b>	0	0
<b>2</b>	2	3	0,49	0,25	<b>2</b>	100	60
<b>3</b>	3	23	0,45	0,31	<b>3</b>	90	40
<b>4</b>	23	24	0,90	0,71	<b>4</b>	120	80
<b>5</b>	3	4	0,37	0,19	<b>5</b>	60	30
<b>6</b>	4	5	0,38	0,19	<b>6</b>	60	20
<b>7</b>	2	19	0,16	0,16	<b>7</b>	200	100
<b>8</b>	5	6	0,82	0,71	<b>8</b>	200	100
<b>9</b>	19	20	1,50	1,36	<b>9</b>	60	20
<b>10</b>	20	21	0,41	0,48	<b>10</b>	60	20
<b>11</b>	24	25	0,90	0,70	<b>11</b>	45	30
<b>12</b>	29	30	0,51	0,26	<b>12</b>	60	35
<b>13</b>	6	26	0,20	0,10	<b>13</b>	60	35
<b>14</b>	26	27	0,28	0,14	<b>14</b>	120	80
<b>15</b>	27	28	1,06	0,93	<b>15</b>	60	10
<b>16</b>	25	29	0,50	0,50	<b>16</b>	60	20
<b>17</b>	21	22	0,71	0,94	<b>17</b>	60	20
<b>18</b>	28	29	0,80	0,70	<b>18</b>	90	40
<b>19</b>	6	7	0,19	0,62	<b>19</b>	90	40
<b>20</b>	30	31	0,97	0,96	<b>20</b>	90	40
<b>21</b>	8	21	2,00	2,00	<b>21</b>	90	40
<b>22</b>	12	22	2,00	2,00	<b>22</b>	90	40
<b>23</b>	8	9	1,03	0,74	<b>23</b>	90	50
<b>24</b>	15	16	0,75	0,55	<b>24</b>	420	200
<b>25</b>	9	15	2,00	2,00	<b>25</b>	420	200
<b>26</b>	12	13	1,47	1,16	<b>26</b>	60	25
<b>27</b>	31	32	0,31	0,36	<b>27</b>	60	25
<b>28</b>	16	17	1,29	1,72	<b>28</b>	60	20
<b>29</b>	7	8	0,71	0,24	<b>29</b>	120	70
<b>30</b>	13	14	0,54	0,71	<b>30</b>	200	600
<b>31</b>	17	18	0,73	0,57	<b>31</b>	150	70
<b>32</b>	18	33	0,50	0,50	<b>32</b>	210	100

<b>33</b>	32	33	0,34	0,53	<b>33</b>	60	40
<b>34</b>	14	15	0,59	0,53	-	-	-
<b>35</b>	9	10	1,04	0,74	-	-	-
<b>36</b>	11	12	0,37	0,12	-	-	-
<b>37</b>	10	11	0,20	0,07	-	-	-



## ANEXO C – DADOS DO SISTEMA-TESTE DE 84 BARRAS

**Tabela C.1:** Dados do Sistema-Teste de 84 Barras

<b>Ramo</b>	<b>Barra de Entrada</b>	<b>Barra de Saída</b>	<b>R[Ω]</b>	<b>X[Ω]</b>	<b>Barra</b>	<b>Potência Ativa Demandada [kW]</b>	<b>Potência Reativa Demandada [kVAr]</b>
<b>1</b>	16	17	0,11	0,02	<b>1</b>	0	0
<b>2</b>	17	18	0,32	0,05	<b>2</b>	100	50
<b>3</b>	11	12	0,69	0,11	<b>3</b>	300	200
<b>4</b>	47	84	0,83	0,08	<b>4</b>	350	250
<b>5</b>	47	48	0,13	0,02	<b>5</b>	220	100
<b>6</b>	48	49	0,13	0,02	<b>6</b>	1100	800
<b>7</b>	49	50	0,08	0,01	<b>7</b>	400	320
<b>8</b>	11	84	0,16	0,03	<b>8</b>	300	200
<b>9</b>	15	84	0,39	0,04	<b>9</b>	300	230
<b>10</b>	15	16	0,11	0,02	<b>10</b>	300	260
<b>11</b>	25	84	0,19	0,02	<b>11</b>	0,9	0
<b>12</b>	25	26	0,22	0,03	<b>12</b>	1200	800
<b>13</b>	50	51	0,16	0,03	<b>13</b>	800	600
<b>14</b>	77	84	0,86	0,08	<b>14</b>	700	500
<b>15</b>	77	78	0,44	0,04	<b>15</b>	0	0
<b>16</b>	18	19	0,08	0,01	<b>16</b>	300	150
<b>17</b>	30	84	0,40	0,07	<b>17</b>	500	350
<b>18</b>	30	31	0,27	0,04	<b>18</b>	700	400
<b>19</b>	43	84	0,17	0,02	<b>19</b>	1200	1000
<b>20</b>	43	44	0,08	0,01	<b>20</b>	300	300
<b>21</b>	78	79	0,17	0,02	<b>21</b>	400	350
<b>22</b>	44	45	0,27	0,04	<b>22</b>	50	20
<b>23</b>	1	84	0,66	0,06	<b>23</b>	50	20
<b>24</b>	1	2	0,43	0,07	<b>24</b>	50	10
<b>25</b>	2	3	0,48	0,08	<b>25</b>	50	30
<b>26</b>	56	84	0,77	0,08	<b>26</b>	100	60
<b>27</b>	56	57	1,10	0,18	<b>27</b>	100	70
<b>28</b>	51	52	0,08	0,01	<b>28</b>	1800	1300

<b>29</b>	57	58	0,11	0,02	<b>29</b>	200	120
<b>30</b>	3	4	0,19	0,03	<b>30</b>	0	0
<b>31</b>	73	84	1,10	0,11	<b>31</b>	1800	1600
<b>32</b>	73	74	0,11	0,01	<b>32</b>	200	150
<b>33</b>	74	75	0,19	0,02	<b>33</b>	200	100
<b>34</b>	65	84	0,17	0,02	<b>34</b>	800	600
<b>35</b>	65	66	0,35	0,06	<b>35</b>	100	60
<b>36</b>	66	67	0,41	0,04	<b>36</b>	100	60
<b>37</b>	67	68	0,75	0,07	<b>37</b>	20	10
<b>38</b>	52	53	0,16	0,03	<b>38</b>	20	10
<b>39</b>	19	20	0,35	0,06	<b>39</b>	20	10
<b>40</b>	26	27	0,51	0,08	<b>40</b>	20	10
<b>41</b>	4	5	0,43	0,07	<b>41</b>	200	160
<b>42</b>	45	46	0,48	0,08	<b>42</b>	50	30
<b>43</b>	27	28	0,17	0,02	<b>43</b>	0	0
<b>44</b>	58	59	0,14	0,01	<b>44</b>	30	20
<b>45</b>	59	60	0,08	0,01	<b>45</b>	800	700
<b>46</b>	34	46	0,05	0,01	<b>46</b>	200	150
<b>47</b>	5	6	0,08	0,01	<b>47</b>	0	0
<b>48</b>	68	69	0,17	0,02	<b>48</b>	0	0
<b>49</b>	69	70	0,25	0,02	<b>49</b>	0	0
<b>50</b>	16	26	0,19	0,03	<b>50</b>	200	160
<b>51</b>	70	71	0,19	0,02	<b>51</b>	800	600
<b>52</b>	7	60	0,27	0,04	<b>52</b>	500	300
<b>53</b>	12	72	0,70	0,11	<b>53</b>	500	350
<b>54</b>	31	32	0,27	0,04	<b>54</b>	500	300
<b>55</b>	71	72	0,05	0,01	<b>55</b>	200	80
<b>56</b>	12	14	0,16	0,03	<b>56</b>	0	0
<b>57</b>	20	83	0,16	0,03	<b>57</b>	30	20
<b>58</b>	28	32	0,11	0,02	<b>58</b>	600	420
<b>59</b>	75	76	0,17	0,02	<b>59</b>	0	0
<b>60</b>	53	54	0,11	0,02	<b>60</b>	20	10
<b>61</b>	20	21	0,48	0,08	<b>61</b>	20	10

<b>62</b>	79	80	0,26	0,04	<b>62</b>	200	130
<b>63</b>	53	64	0,08	0,01	<b>63</b>	300	240
<b>64</b>	12	13	0,05	0,01	<b>64</b>	300	200
<b>65</b>	28	29	0,27	0,04	<b>65</b>	0	0
<b>66</b>	80	81	0,26	0,04	<b>66</b>	50	30
<b>67</b>	13	76	0,94	0,15	<b>67</b>	0	0
<b>68</b>	82	83	0,65	0,10	<b>68</b>	400	360
<b>69</b>	34	35	0,11	0,02	<b>69</b>	0	0
<b>70</b>	7	10	0,22	0,03	<b>70</b>	0	0
<b>71</b>	60	61	0,05	0,01	<b>71</b>	2000	1500
<b>72</b>	7	9	0,48	0,08	<b>72</b>	200	150
<b>73</b>	11	43	0,27	0,04	<b>73</b>	0	0
<b>74</b>	61	62	0,22	0,03	<b>74</b>	0	0
<b>75</b>	7	8	0,22	0,03	<b>75</b>	1200	950
<b>76</b>	81	82	0,19	0,03	<b>76</b>	300	180
<b>77</b>	35	36	1,02	0,17	<b>77</b>	0	0
<b>78</b>	6	7	0,14	0,01	<b>78</b>	400	360
<b>79</b>	63	64	0,08	0,01	<b>79</b>	2000	1300
<b>80</b>	29	39	0,16	0,03	<b>80</b>	200	140
<b>81</b>	33	34	0,35	0,06	<b>81</b>	500	360
<b>82</b>	38	41	0,40	0,07	<b>82</b>	100	30
<b>83</b>	54	55	0,27	0,04	<b>83</b>	400	360
<b>84</b>	36	37	0,08	0,01	<b>84</b>	0	0
<b>85</b>	37	38	0,08	0,01	-	-	-
<b>86</b>	62	63	0,48	0,08	-	-	-
<b>87</b>	39	40	0,43	0,07	-	-	-
<b>88</b>	21	23	0,40	0,07	-	-	-
<b>89</b>	38	39	0,16	0,03	-	-	-
<b>90</b>	40	42	0,40	0,07	-	-	-
<b>91</b>	5	55	0,27	0,04	-	-	-
<b>92</b>	21	22	0,32	0,05	-	-	-
<b>93</b>	23	24	0,27	0,04	-	-	-
<b>94</b>	14	18	1,08	0,18	-	-	-

<b>95</b>	41	42	0,43	0,07	-	-	-
<b>96</b>	32	33	0,05	0,01	-	-	-

## ANEXO D – DADOS DO SISTEMA-TESTE DE 415 BARRAS

**Tabela D.1:** Dados do Sistema-Teste de 415 Barras

Ramo	Barra de Entrada	Barra de Saída	R[Ω]	X[Ω]	Barra	Potência Ativa Demandada [kW]	Potência Reativa Demandada [kVAr]
<b>1</b>	62	1	0,02	0,03	<b>1</b>	0,1	0
<b>2</b>	363	362	0,02	0,02	<b>2</b>	0,1	0
<b>3</b>	211	1	0,06	0,04	<b>3</b>	122	59
<b>4</b>	209	211	0,06	0,04	<b>4</b>	0,1	0
<b>5</b>	1	190	0,14	0,14	<b>5</b>	0,1	0
<b>6</b>	208	209	0,04	0,03	<b>6</b>	114	55
<b>7</b>	159	190	0,24	0,24	<b>7</b>	51	25
<b>8</b>	365	363	0,05	0,05	<b>8</b>	83	40
<b>9</b>	123	1	0,01	0,02	<b>9</b>	0,1	0
<b>10</b>	269	365	0,07	0,07	<b>10</b>	122	59
<b>11</b>	120	123	0,29	0,30	<b>11</b>	122	59
<b>12</b>	120	94	0,25	0,26	<b>12</b>	77	37
<b>13</b>	268	269	0,05	0,06	<b>13</b>	0,1	0
<b>14</b>	1	274	0,12	0,08	<b>14</b>	68	33
<b>15</b>	275	276	0,12	0,08	<b>15</b>	71	34
<b>16</b>	274	275	0,08	0,06	<b>16</b>	0,1	0
<b>17</b>	276	264	0,12	0,08	<b>17</b>	0,1	0
<b>18</b>	1	92	0,39	0,27	<b>18</b>	77	37
<b>19</b>	92	2	0,34	0,24	<b>19</b>	30	14
<b>20</b>	254	257	0,08	0,07	<b>20</b>	13	6
<b>21</b>	283	282	0,07	0,06	<b>21</b>	1	0
<b>22</b>	253	254	0,05	0,04	<b>22</b>	194	94
<b>23</b>	1	215	0,35	0,24	<b>23</b>	77	37
<b>24</b>	1	364	0,29	0,20	<b>24</b>	77	37
<b>25</b>	364	285	0,06	0,04	<b>25</b>	77	37
<b>26</b>	257	283	0,05	0,05	<b>26</b>	122	59
<b>27</b>	300	285	0,08	0,06	<b>27</b>	104	51
<b>28</b>	360	253	0,05	0,03	<b>28</b>	0,1	0

<b>29</b>	251	360	0,10	0,07	<b>29</b>	77	37
<b>30</b>	220	223	0,07	0,06	<b>30</b>	243	118
<b>31</b>	223	237	0,08	0,07	<b>31</b>	77	37
<b>32</b>	215	216	0,11	0,07	<b>32</b>	77	37
<b>33</b>	208	236	0,08	0,05	<b>33</b>	0,1	0
<b>34</b>	264	265	0,07	0,05	<b>34</b>	121	58
<b>35</b>	265	367	0,01	0,01	<b>35</b>	194	94
<b>36</b>	367	340	0,00	0,00	<b>36</b>	122	59
<b>37</b>	340	341	0,03	0,02	<b>37</b>	77	37
<b>38</b>	268	297	0,05	0,03	<b>38</b>	0,1	0
<b>39</b>	1	351	0,23	0,16	<b>39</b>	0,1	0
<b>40</b>	341	368	0,18	0,12	<b>40</b>	96	47
<b>41</b>	216	218	0,07	0,05	<b>41</b>	122	59
<b>42</b>	218	219	0,00	0,00	<b>42</b>	70	34
<b>43</b>	351	379	0,02	0,02	<b>43</b>	58	28
<b>44</b>	379	380	0,10	0,09	<b>44</b>	0,1	0
<b>45</b>	380	229	0,04	0,03	<b>45</b>	122	59
<b>46</b>	368	345	0,12	0,08	<b>46</b>	122	59
<b>47</b>	297	296	0,05	0,03	<b>47</b>	122	59
<b>48</b>	219	220	0,08	0,06	<b>48</b>	86	42
<b>49</b>	1	350	0,23	0,16	<b>49</b>	77	37
<b>50</b>	229	228	0,06	0,05	<b>50</b>	0,1	0
<b>51</b>	345	346	0,06	0,04	<b>51</b>	122	59
<b>52</b>	350	203	0,02	0,02	<b>52</b>	122	59
<b>53</b>	383	251	0,01	0,01	<b>53</b>	122	59
<b>54</b>	94	119	0,06	0,07	<b>54</b>	0,1	0
<b>55</b>	129	346	0,26	0,18	<b>55</b>	42	20
<b>56</b>	237	372	0,05	0,05	<b>56</b>	122	59
<b>57</b>	372	239	0,03	0,02	<b>57</b>	13	6
<b>58</b>	239	243	0,08	0,07	<b>58</b>	77	37
<b>59</b>	235	236	0,04	0,03	<b>59</b>	50	24
<b>60</b>	159	182	0,05	0,06	<b>60</b>	0,1	0
<b>61</b>	208	277	0,07	0,05	<b>61</b>	60	29

<b>62</b>	160	129	0,23	0,19	<b>62</b>	71	34
<b>63</b>	70	382	0,03	0,02	<b>63</b>	122	59
<b>64</b>	281	282	0,05	0,04	<b>64</b>	77	37
<b>65</b>	203	206	0,10	0,09	<b>65</b>	95	46
<b>66</b>	59	70	0,05	0,04	<b>66</b>	121	58
<b>67</b>	159	161	0,08	0,06	<b>67</b>	77	37
<b>68</b>	228	371	0,05	0,04	<b>68</b>	103	50
<b>69</b>	371	374	0,04	0,03	<b>69</b>	52	25
<b>70</b>	277	279	0,05	0,03	<b>70</b>	57	27
<b>71</b>	374	226	0,00	0,00	<b>71</b>	171	83
<b>72</b>	267	268	0,16	0,11	<b>72</b>	121	58
<b>73</b>	206	207	0,06	0,05	<b>73</b>	39	19
<b>74</b>	73	77	0,08	0,05	<b>74</b>	119	58
<b>75</b>	363	381	0,26	0,18	<b>75</b>	49	24
<b>76</b>	381	268	0,31	0,21	<b>76</b>	0,1	0
<b>77</b>	119	122	0,05	0,04	<b>77</b>	50	24
<b>78</b>	182	186	0,05	0,06	<b>78</b>	44	21
<b>79</b>	279	280	0,03	0,02	<b>79</b>	82	40
<b>80</b>	349	207	0,03	0,03	<b>80</b>	132	64
<b>81</b>	299	296	0,04	0,03	<b>81</b>	194	94
<b>82</b>	186	166	0,04	0,04	<b>82</b>	0,1	0
<b>83</b>	226	225	0,03	0,02	<b>83</b>	122	59
<b>84</b>	129	154	0,04	0,03	<b>84</b>	3	1
<b>85</b>	166	170	0,04	0,04	<b>85</b>	52	25
<b>86</b>	72	73	0,10	0,07	<b>86</b>	103	50
<b>87</b>	232	349	0,08	0,06	<b>87</b>	21	10
<b>88</b>	129	151	0,03	0,02	<b>88</b>	21	10
<b>89</b>	282	234	0,06	0,05	<b>89</b>	21	10
<b>90</b>	3	20	0,61	0,42	<b>90</b>	5	3
<b>91</b>	129	141	0,03	0,03	<b>91</b>	0,1	0
<b>92</b>	300	301	0,09	0,06	<b>92</b>	0,1	0
<b>93</b>	296	260	0,05	0,03	<b>93</b>	21	10
<b>94</b>	170	174	0,03	0,02	<b>94</b>	18	9

<b>95</b>	280	281	0,06	0,04	<b>95</b>	122	59
<b>96</b>	266	267	0,10	0,07	<b>96</b>	116	56
<b>97</b>	225	224	0,07	0,05	<b>97</b>	7	3
<b>98</b>	122	118	0,20	0,14	<b>98</b>	64	31
<b>99</b>	118	84	0,04	0,03	<b>99</b>	49	24
<b>100</b>	90	370	0,16	0,11	<b>100</b>	16	8
<b>101</b>	98	94	0,04	0,03	<b>101</b>	77	37
<b>102</b>	83	90	0,12	0,08	<b>102</b>	119	58
<b>103</b>	382	383	0,15	0,10	<b>103</b>	71	34
<b>104</b>	2	14	0,02	0,01	<b>104</b>	77	37
<b>105</b>	321	299	0,07	0,05	<b>105</b>	194	94
<b>106</b>	224	222	0,07	0,05	<b>106</b>	122	59
<b>107</b>	116	98	0,06	0,04	<b>107</b>	55	27
<b>108</b>	383	370	0,02	0,01	<b>108</b>	38	18
<b>109</b>	174	180	0,06	0,06	<b>109</b>	22	10
<b>110</b>	64	67	0,04	0,03	<b>110</b>	0,1	0
<b>111</b>	159	184	0,23	0,16	<b>111</b>	77	37
<b>112</b>	281	235	0,05	0,03	<b>112</b>	122	59
<b>113</b>	14	16	0,10	0,07	<b>113</b>	38	18
<b>114</b>	16	19	0,16	0,11	<b>114</b>	122	59
<b>115</b>	268	292	0,10	0,07	<b>115</b>	27	13
<b>116</b>	2	13	0,03	0,03	<b>116</b>	64	31
<b>117</b>	13	4	0,05	0,04	<b>117</b>	0,1	0
<b>118</b>	4	12	0,07	0,06	<b>118</b>	0,1	0
<b>119</b>	79	83	0,24	0,17	<b>119</b>	0,1	0
<b>120</b>	97	116	0,04	0,03	<b>120</b>	0,1	0
<b>121</b>	84	33	0,04	0,03	<b>121</b>	79	38
<b>122</b>	117	97	0,04	0,03	<b>122</b>	247	119
<b>123</b>	232	231	0,10	0,07	<b>123</b>	0,1	0
<b>124</b>	96	117	0,08	0,05	<b>124</b>	0,1	0
<b>125</b>	19	8	0,02	0,02	<b>125</b>	0,1	0
<b>126</b>	294	292	0,09	0,06	<b>126</b>	0,1	0
<b>127</b>	67	68	0,09	0,06	<b>127</b>	0,1	0



<b>128</b>	20	51	0,09	0,06	<b>128</b>	0,1	0
<b>129</b>	2	17	0,09	0,06	<b>129</b>	77	37
<b>130</b>	17	18	0,12	0,08	<b>130</b>	122	59
<b>131</b>	62	64	0,06	0,04	<b>131</b>	62	30
<b>132</b>	184	187	0,04	0,03	<b>132</b>	105	51
<b>133</b>	187	167	0,08	0,07	<b>133</b>	122	59
<b>134</b>	322	321	0,10	0,07	<b>134</b>	77	37
<b>135</b>	260	324	0,11	0,07	<b>135</b>	77	37
<b>136</b>	179	160	0,07	0,05	<b>136</b>	0,1	0
<b>137</b>	12	15	0,11	0,09	<b>137</b>	85	41
<b>138</b>	1	373	0,03	0,02	<b>138</b>	8	4
<b>139</b>	373	352	0,10	0,07	<b>139</b>	122	59
<b>140</b>	78	79	0,02	0,02	<b>140</b>	35	17
<b>141</b>	22	33	0,04	0,03	<b>141</b>	55	27
<b>142</b>	243	356	0,01	0,01	<b>142</b>	153	74
<b>143</b>	356	357	0,05	0,04	<b>143</b>	316	153
<b>144</b>	8	9	0,10	0,07	<b>144</b>	105	51
<b>145</b>	9	3	0,01	0,01	<b>145</b>	20	10
<b>146</b>	58	20	0,59	0,41	<b>146</b>	95	46
<b>147</b>	58	62	0,13	0,09	<b>147</b>	38	18
<b>148</b>	77	59	0,39	0,27	<b>148</b>	83	40
<b>149</b>	59	69	0,02	0,01	<b>149</b>	50	24
<b>150</b>	18	5	0,12	0,08	<b>150</b>	77	37
<b>151</b>	161	172	0,09	0,06	<b>151</b>	122	59
<b>152</b>	5	6	0,05	0,03	<b>152</b>	102	49
<b>153</b>	307	300	0,08	0,05	<b>153</b>	60	29
<b>154</b>	235	234	0,08	0,06	<b>154</b>	77	37
<b>155</b>	161	185	0,13	0,09	<b>155</b>	194	94
<b>156</b>	77	78	0,05	0,04	<b>156</b>	56	27
<b>157</b>	101	96	0,11	0,07	<b>157</b>	122	59
<b>158</b>	357	244	0,01	0,01	<b>158</b>	0,1	0
<b>159</b>	352	414	0,07	0,05	<b>159</b>	3	1
<b>160</b>	324	323	0,09	0,06	<b>160</b>	1	0

<b>161</b>	222	221	0,09	0,06	<b>161</b>	52	25
<b>162</b>	172	188	0,09	0,06	<b>162</b>	194	94
<b>163</b>	384	243	0,23	0,16	<b>163</b>	10	5
<b>164</b>	15	11	0,13	0,11	<b>164</b>	128	62
<b>165</b>	295	294	0,02	0,02	<b>165</b>	16	8
<b>166</b>	160	180	0,04	0,03	<b>166</b>	37	18
<b>167</b>	85	244	0,14	0,10	<b>167</b>	154	75
<b>168</b>	20	44	0,01	0,01	<b>168</b>	0,1	0
<b>169</b>	376	230	0,03	0,02	<b>169</b>	0,1	0
<b>170</b>	233	376	0,01	0,01	<b>170</b>	78	38
<b>171</b>	301	302	0,06	0,04	<b>171</b>	0,1	0
<b>172</b>	69	65	0,03	0,02	<b>172</b>	27	13
<b>173</b>	230	231	0,05	0,04	<b>173</b>	103	50
<b>174</b>	167	175	0,09	0,08	<b>174</b>	122	59
<b>175</b>	21	57	0,22	0,15	<b>175</b>	72	35
<b>176</b>	141	130	0,05	0,04	<b>176</b>	0,1	0
<b>177</b>	68	85	0,03	0,02	<b>177</b>	122	59
<b>178</b>	414	401	0,07	0,05	<b>178</b>	194	94
<b>179</b>	100	101	0,06	0,04	<b>179</b>	0,1	0
<b>180</b>	185	164	0,09	0,06	<b>180</b>	77	37
<b>181</b>	401	402	0,07	0,05	<b>181</b>	82	40
<b>182</b>	102	100	0,05	0,04	<b>182</b>	53	26
<b>183</b>	265	266	0,11	0,07	<b>183</b>	122	59
<b>184</b>	6	7	0,04	0,03	<b>184</b>	64	31
<b>185</b>	336	323	0,05	0,04	<b>185</b>	86	42
<b>186</b>	382	66	0,03	0,02	<b>186</b>	82	40
<b>187</b>	263	264	0,07	0,05	<b>187</b>	0,1	0
<b>188</b>	21	72	0,19	0,13	<b>188</b>	167	81
<b>189</b>	154	134	0,08	0,07	<b>189</b>	0,1	0
<b>190</b>	322	329	0,03	0,02	<b>190</b>	0,1	0
<b>191</b>	65	71	0,07	0,05	<b>191</b>	131	64
<b>192</b>	154	156	0,03	0,03	<b>192</b>	21	10
<b>193</b>	262	263	0,06	0,05	<b>193</b>	21	10

<b>194</b>	261	262	0,04	0,03	<b>194</b>	21	10
<b>195</b>	175	181	0,08	0,07	<b>195</b>	21	10
<b>196</b>	402	403	0,06	0,04	<b>196</b>	0,1	0
<b>197</b>	53	22	0,04	0,03	<b>197</b>	0,1	0
<b>198</b>	7	3	0,05	0,04	<b>198</b>	0,1	0
<b>199</b>	339	265	0,07	0,05	<b>199</b>	0,1	0
<b>200</b>	155	151	0,07	0,05	<b>200</b>	0,1	0
<b>201</b>	403	404	0,07	0,05	<b>201</b>	52	25
<b>202</b>	200	119	0,08	0,05	<b>202</b>	202	98
<b>203</b>	296	295	0,07	0,05	<b>203</b>	202	98
<b>204</b>	221	220	0,08	0,06	<b>204</b>	73	35
<b>205</b>	259	261	0,05	0,04	<b>205</b>	81	39
<b>206</b>	257	259	0,07	0,05	<b>206</b>	115	56
<b>207</b>	188	168	0,09	0,06	<b>207</b>	118	57
<b>208</b>	168	176	0,11	0,08	<b>208</b>	318	154
<b>209</b>	176	179	0,07	0,05	<b>209</b>	161	78
<b>210</b>	309	307	0,10	0,07	<b>210</b>	126	61
<b>211</b>	47	21	0,08	0,06	<b>211</b>	59	29
<b>212</b>	151	152	0,05	0,04	<b>212</b>	24	12
<b>213</b>	156	137	0,08	0,06	<b>213</b>	24	12
<b>214</b>	130	131	0,05	0,04	<b>214</b>	5	2
<b>215</b>	134	139	0,12	0,10	<b>215</b>	126	61
<b>216</b>	164	165	0,03	0,02	<b>216</b>	56	27
<b>217</b>	99	102	0,05	0,04	<b>217</b>	62	30
<b>218</b>	288	300	0,19	0,13	<b>218</b>	0,1	0
<b>219</b>	158	200	0,02	0,02	<b>219</b>	32	15
<b>220</b>	124	158	0,10	0,07	<b>220</b>	158	77
<b>221</b>	127	124	0,03	0,02	<b>221</b>	126	61
<b>222</b>	128	127	0,27	0,19	<b>222</b>	202	98
<b>223</b>	125	128	0,02	0,02	<b>223</b>	41	20
<b>224</b>	57	125	0,09	0,06	<b>224</b>	81	39
<b>225</b>	21	50	0,04	0,03	<b>225</b>	126	61
<b>226</b>	44	25	0,13	0,09	<b>226</b>	202	98

<b>227</b>	165	173	0,14	0,10	<b>227</b>	18	9
<b>228</b>	234	233	0,03	0,02	<b>228</b>	202	98
<b>229</b>	251	252	0,19	0,13	<b>229</b>	106	51
<b>230</b>	51	52	0,07	0,05	<b>230</b>	175	85
<b>231</b>	153	141	0,07	0,06	<b>231</b>	174	84
<b>232</b>	10	11	0,05	0,04	<b>232</b>	113	55
<b>233</b>	66	252	0,19	0,13	<b>233</b>	202	98
<b>234</b>	94	113	0,03	0,02	<b>234</b>	0,1	0
<b>235</b>	183	182	0,03	0,02	<b>235</b>	202	98
<b>236</b>	94	111	0,07	0,05	<b>236</b>	403	195
<b>237</b>	131	157	0,04	0,03	<b>237</b>	202	98
<b>238</b>	84	99	0,13	0,09	<b>238</b>	126	61
<b>239</b>	33	55	0,04	0,03	<b>239</b>	0,1	0
<b>240</b>	26	53	0,10	0,07	<b>240</b>	29	14
<b>241</b>	384	68	0,03	0,02	<b>241</b>	9	4
<b>242</b>	20	33	0,07	0,05	<b>242</b>	5	2
<b>243</b>	137	144	0,10	0,07	<b>243</b>	0,1	0
<b>244</b>	113	114	0,08	0,05	<b>244</b>	18	9
<b>245</b>	152	135	0,08	0,05	<b>245</b>	45	22
<b>246</b>	132	153	0,09	0,06	<b>246</b>	32	16
<b>247</b>	25	35	0,13	0,09	<b>247</b>	61	30
<b>248</b>	71	63	0,02	0,02	<b>248</b>	81	39
<b>249</b>	338	339	0,04	0,03	<b>249</b>	126	61
<b>250</b>	55	23	0,08	0,05	<b>250</b>	23	11
<b>251</b>	66	384	0,03	0,02	<b>251</b>	14	7
<b>252</b>	289	288	0,05	0,03	<b>252</b>	18	9
<b>253</b>	139	143	0,06	0,04	<b>253</b>	126	61
<b>254</b>	329	333	0,06	0,04	<b>254</b>	5	3
<b>255</b>	173	179	0,11	0,08	<b>255</b>	26	13
<b>256</b>	268	327	0,04	0,03	<b>256</b>	18	9
<b>257</b>	111	106	0,07	0,05	<b>257</b>	126	61
<b>258</b>	138	155	0,11	0,07	<b>258</b>	81	39
<b>259</b>	52	56	0,12	0,08	<b>259</b>	0,1	0

<b>260</b>	21	49	0,14	0,09	<b>260</b>	126	61
<b>261</b>	230	228	0,03	0,02	<b>261</b>	41	20
<b>262</b>	275	209	0,14	0,10	<b>262</b>	0,1	0
<b>263</b>	72	74	0,02	0,02	<b>263</b>	28	14
<b>264</b>	51	54	0,05	0,04	<b>264</b>	30	14
<b>265</b>	57	149	0,07	0,05	<b>265</b>	81	39
<b>266</b>	54	24	0,07	0,05	<b>266</b>	202	98
<b>267</b>	32	44	0,26	0,18	<b>267</b>	318	154
<b>268</b>	48	50	0,07	0,05	<b>268</b>	176	85
<b>269</b>	162	183	0,08	0,06	<b>269</b>	126	61
<b>270</b>	181	178	0,06	0,04	<b>270</b>	6	3
<b>271</b>	314	309	0,07	0,05	<b>271</b>	31	15
<b>272</b>	10	88	0,11	0,09	<b>272</b>	60	29
<b>273</b>	333	334	0,04	0,03	<b>273</b>	56	27
<b>274</b>	149	138	0,13	0,09	<b>274</b>	126	61
<b>275</b>	157	133	0,11	0,08	<b>275</b>	118	57
<b>276</b>	404	407	0,08	0,06	<b>276</b>	126	61
<b>277</b>	84	104	0,07	0,05	<b>277</b>	202	98
<b>278</b>	23	28	0,07	0,05	<b>278</b>	10	5
<b>279</b>	28	36	0,09	0,06	<b>279</b>	126	61
<b>280</b>	40	47	0,09	0,06	<b>280</b>	202	98
<b>281</b>	144	148	0,10	0,07	<b>281</b>	318	154
<b>282</b>	407	408	0,05	0,03	<b>282</b>	82	40
<b>283</b>	404	405	0,04	0,03	<b>283</b>	126	61
<b>284</b>	135	145	0,14	0,10	<b>284</b>	22	10
<b>285</b>	301	305	0,04	0,03	<b>285</b>	13	6
<b>286</b>	243	246	0,04	0,03	<b>286</b>	71	34
<b>287</b>	30	26	0,05	0,04	<b>287</b>	101	49
<b>288</b>	324	266	0,10	0,07	<b>288</b>	113	54
<b>289</b>	304	378	0,06	0,04	<b>289</b>	126	61
<b>290</b>	329	330	0,03	0,02	<b>290</b>	0,1	0
<b>291</b>	88	89	0,08	0,06	<b>291</b>	34	17
<b>292</b>	136	132	0,15	0,10	<b>292</b>	83	40

<b>293</b>	142	136	0,08	0,06	<b>293</b>	59	29
<b>294</b>	114	115	0,05	0,03	<b>294</b>	126	61
<b>295</b>	145	146	0,03	0,02	<b>295</b>	145	70
<b>296</b>	76	72	0,05	0,04	<b>296</b>	202	98
<b>297</b>	81	76	0,05	0,04	<b>297</b>	50	24
<b>298</b>	327	328	0,05	0,04	<b>298</b>	41	20
<b>299</b>	203	204	0,05	0,04	<b>299</b>	202	98
<b>300</b>	159	199	0,27	0,19	<b>300</b>	77	37
<b>301</b>	290	289	0,06	0,04	<b>301</b>	161	78
<b>302</b>	1	375	0,01	0,01	<b>302</b>	477	231
<b>303</b>	375	202	0,15	0,10	<b>303</b>	68	33
<b>304</b>	310	305	0,08	0,06	<b>304</b>	14	7
<b>305</b>	243	249	0,05	0,04	<b>305</b>	4	2
<b>306</b>	160	181	0,09	0,06	<b>306</b>	0,1	0
<b>307</b>	89	67	0,11	0,07	<b>307</b>	66	32
<b>308</b>	150	148	0,02	0,02	<b>308</b>	0,1	0
<b>309</b>	46	50	0,04	0,03	<b>309</b>	60	29
<b>310</b>	84	109	0,05	0,03	<b>310</b>	95	46
<b>311</b>	246	247	0,05	0,04	<b>311</b>	0,1	0
<b>312</b>	63	61	0,11	0,08	<b>312</b>	19	9
<b>313</b>	330	331	0,04	0,03	<b>313</b>	67	32
<b>314</b>	292	290	0,02	0,01	<b>314</b>	18	9
<b>315</b>	73	80	0,07	0,05	<b>315</b>	33	16
<b>316</b>	115	112	0,04	0,03	<b>316</b>	21	10
<b>317</b>	199	197	0,07	0,05	<b>317</b>	33	16
<b>318</b>	197	191	0,01	0,01	<b>318</b>	42	20
<b>319</b>	309	313	0,08	0,05	<b>319</b>	52	25
<b>320</b>	405	406	0,07	0,05	<b>320</b>	43	21
<b>321</b>	408	410	0,06	0,04	<b>321</b>	126	61
<b>322</b>	312	307	0,07	0,05	<b>322</b>	107	52
<b>323</b>	209	210	0,12	0,08	<b>323</b>	202	98
<b>324</b>	237	238	0,06	0,05	<b>324</b>	126	61
<b>325</b>	334	335	0,06	0,04	<b>325</b>	24	12

<b>326</b>	232	293	0,07	0,05	<b>326</b>	101	49
<b>327</b>	24	29	0,10	0,07	<b>327</b>	81	39
<b>328</b>	109	108	0,05	0,04	<b>328</b>	155	75
<b>329</b>	37	32	0,11	0,07	<b>329</b>	23	11
<b>330</b>	180	177	0,05	0,04	<b>330</b>	31	15
<b>331</b>	406	390	0,05	0,03	<b>331</b>	126	61
<b>332</b>	106	95	0,08	0,06	<b>332</b>	13	6
<b>333</b>	43	48	0,08	0,06	<b>333</b>	56	27
<b>334</b>	410	411	0,06	0,04	<b>334</b>	120	58
<b>335</b>	104	105	0,05	0,04	<b>335</b>	126	61
<b>336</b>	316	312	0,11	0,07	<b>336</b>	403	195
<b>337</b>	304	305	0,21	0,14	<b>337</b>	81	39
<b>338</b>	11	86	0,04	0,03	<b>338</b>	177	86
<b>339</b>	260	287	0,04	0,02	<b>339</b>	151	73
<b>340</b>	324	326	0,01	0,00	<b>340</b>	9	4
<b>341</b>	323	322	0,07	0,05	<b>341</b>	29	14
<b>342</b>	411	412	0,07	0,05	<b>342</b>	14	7
<b>343</b>	345	369	0,05	0,04	<b>343</b>	23	11
<b>344</b>	56	27	0,10	0,07	<b>344</b>	45	22
<b>345</b>	369	370	0,21	0,14	<b>345</b>	0,1	0
<b>346</b>	31	40	0,11	0,07	<b>346</b>	36	17
<b>347</b>	74	75	0,11	0,07	<b>347</b>	5	2
<b>348</b>	308	316	0,22	0,15	<b>348</b>	9	4
<b>349</b>	305	308	0,05	0,03	<b>349</b>	80	39
<b>350</b>	105	108	0,07	0,05	<b>350</b>	0,1	0
<b>351</b>	337	338	0,03	0,02	<b>351</b>	0,1	0
<b>352</b>	378	377	0,11	0,08	<b>352</b>	0,1	0
<b>353</b>	314	318	0,07	0,05	<b>353</b>	0,1	0
<b>354</b>	61	60	0,04	0,03	<b>354</b>	0,1	0
<b>355</b>	60	58	0,01	0,01	<b>355</b>	0,1	0
<b>356</b>	257	258	0,11	0,07	<b>356</b>	0,1	0
<b>357</b>	247	248	0,07	0,05	<b>357</b>	0,1	0
<b>358</b>	204	205	0,06	0,04	<b>358</b>	0,1	0

<b>359</b>	119	121	0,01	0,01	<b>359</b>	0,1	0
<b>360</b>	310	314	0,07	0,05	<b>360</b>	0,1	0
<b>361</b>	84	107	0,07	0,05	<b>361</b>	0,1	0
<b>362</b>	34	47	0,17	0,12	<b>362</b>	0,1	0
<b>363</b>	49	39	0,09	0,06	<b>363</b>	0,1	0
<b>364</b>	39	30	0,12	0,08	<b>364</b>	0,1	0
<b>365</b>	143	150	0,10	0,07	<b>365</b>	0,1	0
<b>366</b>	300	286	0,11	0,08	<b>366</b>	0,1	0
<b>367</b>	35	38	0,08	0,06	<b>367</b>	0,1	0
<b>368</b>	38	41	0,10	0,07	<b>368</b>	0,1	0
<b>369</b>	412	413	0,09	0,06	<b>369</b>	0,1	0
<b>370</b>	414	385	0,07	0,05	<b>370</b>	0,1	0
<b>371</b>	293	236	0,07	0,05	<b>371</b>	0,1	0
<b>372</b>	133	140	0,11	0,07	<b>372</b>	0,1	0
<b>373</b>	146	149	0,05	0,04	<b>373</b>	0,1	0
<b>374</b>	313	317	0,07	0,05	<b>374</b>	0,1	0
<b>375</b>	36	45	0,13	0,09	<b>375</b>	0,1	0
<b>376</b>	216	217	0,10	0,08	<b>376</b>	0,1	0
<b>377</b>	49	45	0,04	0,03	<b>377</b>	86	41
<b>378</b>	362	272	0,02	0,01	<b>378</b>	86	41
<b>379</b>	334	336	0,07	0,05	<b>379</b>	0,1	0
<b>380</b>	302	303	0,05	0,03	<b>380</b>	0,1	0
<b>381</b>	402	387	0,06	0,04	<b>381</b>	0,1	0
<b>382</b>	1	273	0,01	0,01	<b>382</b>	0,1	0
<b>383</b>	408	409	0,07	0,05	<b>383</b>	0,1	0
<b>384</b>	41	43	0,12	0,08	<b>384</b>	0,1	0
<b>385</b>	200	201	0,01	0,01	<b>385</b>	68	33
<b>386</b>	110	84	0,04	0,03	<b>386</b>	15	7
<b>387</b>	202	1	0,48	0,33	<b>387</b>	56	27
<b>388</b>	103	110	0,08	0,05	<b>388</b>	12	6
<b>389</b>	306	310	0,13	0,09	<b>389</b>	50	24
<b>390</b>	304	306	0,07	0,05	<b>390</b>	115	56
<b>391</b>	405	389	0,06	0,04	<b>391</b>	14	7



<b>392</b>	148	57	0,15	0,10	<b>392</b>	5	2
<b>393</b>	29	34	0,12	0,08	<b>393</b>	19	9
<b>394</b>	42	37	0,07	0,05	<b>394</b>	34	17
<b>395</b>	221	344	0,03	0,02	<b>395</b>	10	5
<b>396</b>	357	245	0,01	0,00	<b>396</b>	40	19
<b>397</b>	317	319	0,12	0,09	<b>397</b>	28	14
<b>398</b>	310	320	0,01	0,01	<b>398</b>	14	7
<b>399</b>	296	298	0,04	0,03	<b>399</b>	17	8
<b>400</b>	400	404	0,05	0,03	<b>400</b>	41	20
<b>401</b>	310	315	0,06	0,04	<b>401</b>	0,1	0
<b>402</b>	413	396	0,07	0,05	<b>402</b>	0,1	0
<b>403</b>	315	311	0,08	0,06	<b>403</b>	0,1	0
<b>404</b>	311	304	0,11	0,07	<b>404</b>	0,1	0
<b>405</b>	75	81	0,08	0,06	<b>405</b>	0,1	0
<b>406</b>	365	366	0,03	0,02	<b>406</b>	0,1	0
<b>407</b>	409	394	0,07	0,05	<b>407</b>	0,1	0
<b>408</b>	290	291	0,01	0,00	<b>408</b>	0,1	0
<b>409</b>	318	315	0,07	0,05	<b>409</b>	0,1	0
<b>410</b>	366	271	0,02	0,01	<b>410</b>	0,1	0
<b>411</b>	140	147	0,15	0,11	<b>411</b>	0,1	0
<b>412</b>	352	353	0,21	0,15	<b>412</b>	0,1	0
<b>413</b>	239	240	0,01	0,00	<b>413</b>	0,1	0
<b>414</b>	249	358	0,04	0,03	<b>414</b>	0,1	0
<b>415</b>	358	359	0,01	0,00	<b>415</b>	19	9
<b>416</b>	413	397	0,07	0,05	-	-	-
<b>417</b>	254	255	0,03	0,02	-	-	-
<b>418</b>	46	42	0,03	0,02	-	-	-
<b>419</b>	353	213	0,20	0,14	-	-	-
<b>420</b>	352	212	0,11	0,08	-	-	-
<b>421</b>	324	325	0,05	0,03	-	-	-
<b>422</b>	3	10	0,11	0,07	-	-	-
<b>423</b>	359	250	0,02	0,01	-	-	-
<b>424</b>	368	343	0,01	0,01	-	-	-

425	364	284	0,10	0,07	-	-	-
426	190	189	0,07	0,05	-	-	-
427	68	93	0,08	0,06	-	-	-
428	189	193	0,02	0,02	-	-	-
429	92	87	0,01	0,01	-	-	-
430	138	194	0,01	0,01	-	-	-
431	199	192	0,01	0,01	-	-	-
432	135	195	0,01	0,01	-	-	-
433	107	103	0,05	0,04	-	-	-
434	336	337	0,06	0,04	-	-	-
435	409	393	0,07	0,05	-	-	-
436	410	415	0,07	0,05	-	-	-
437	254	361	0,06	0,04	-	-	-
438	361	256	0,04	0,03	-	-	-
439	374	227	0,00	0,00	-	-	-
440	412	399	0,06	0,04	-	-	-
441	359	251	0,14	0,10	-	-	-
442	401	386	0,06	0,04	-	-	-
443	341	342	0,11	0,08	-	-	-
444	406	391	0,07	0,05	-	-	-
445	412	398	0,07	0,05	-	-	-
446	243	355	0,01	0,00	-	-	-
447	355	354	0,13	0,09	-	-	-
448	314	317	0,08	0,06	-	-	-
449	331	332	0,03	0,02	-	-	-
450	147	142	0,11	0,07	-	-	-
451	403	388	0,08	0,06	-	-	-
452	303	304	0,20	0,13	-	-	-
453	27	31	0,10	0,07	-	-	-
454	163	184	0,08	0,06	-	-	-
455	277	278	0,03	0,02	-	-	-
456	411	395	0,06	0,04	-	-	-
457	95	112	0,03	0,02	-	-	-

<b>458</b>	370	348	0,12	0,08	-	-	-
<b>459</b>	354	241	0,07	0,05	-	-	-
<b>460</b>	319	318	0,07	0,05	-	-	-
<b>461</b>	57	147	0,16	0,11	-	-	-
<b>462</b>	366	270	0,10	0,07	-	-	-
<b>463</b>	369	347	0,13	0,09	-	-	-
<b>464</b>	353	214	0,05	0,03	-	-	-
<b>465</b>	407	392	0,08	0,05	-	-	-
<b>466</b>	354	242	0,02	0,01	-	-	-
<b>467</b>	189	198	0,11	0,08	-	-	-
<b>468</b>	82	80	0,07	0,05	-	-	-
<b>469</b>	86	91	0,10	0,07	-	-	-
<b>470</b>	126	124	0,03	0,02	-	-	-
<b>471</b>	169	162	0,08	0,05	-	-	-
<b>472</b>	171	163	0,06	0,05	-	-	-
<b>473</b>	198	196	0,04	0,03	-	-	-



# Impact of Distributed Generation on the Effectiveness of Electric Distribution System Reconfiguration

Matheus Diniz Gonçalves Leite <sup>a</sup>, Edgar Manuel Carreño Franco<sup>b</sup>.

<sup>a</sup> Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), Foz do Iguaçu, Brazil, matdinizbh@gmail.com

<sup>b</sup> Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), Foz do Iguaçu, Brazil, edgar.franco@unioeste.br

## Abstract

Electric distribution system reconfiguration is an essential activity on the operation of distribution utilities to manage active losses and reliability metrics. The insertion of distributed generation (DG) units causes the rearrangement of power flow through the conductors and changes the real power losses and voltage profile along the buses in distribution systems, so, up to a certain point, the insertion of certain quantities of DG could potentially delay or change the reconfiguration strategy. This article presents an analysis of the impact of DG, for different locations of the units and different levels of active power supplied by them, on real power losses and on the effectiveness of the distribution system reconfiguration (DSR). The article present tests on different distribution systems with varying sizes and topologies, showing that the allocation of DG units in buses far from the substation provided the best cost-benefit results. The DSR impact changes depending on the location of installment and generation level of the DG units, corroborating that that DSR must be considered and performed with criteria, to maximize its efficiency.

## Keywords

**Distributed generation, Distribution system reconfiguration, Real power losses, Meta-heuristic.**

## Nomenclature

The notations used throughout this article, as well as the respective meaning of each term, are presented below.

$B_j$  Binary variable that assumes one (1) if the bus  $j$  is energized and zero (0) otherwise.

$B_n$  Binary variable that assumes one (1) if the branch  $n$  is closed (sectionalizing switch) and zero (0) otherwise (tie switch).

$I_{I,n}$  Imaginary component of the current that flows at branch  $n$ .

$I_{R,n}$  Real component of current that flows at branch  $n$ .

$n_b$  Set of buses.

$n_s$  Set of branches (tie and sectionalizing switches).

$P_{loss,NR}$	Real power loss in the simulations with no reconfiguration.
$P_{loss,R}$	Real power loss in the simulations with reconfiguration
$R_n$	Total resistance of the branch n.
$S_{j,dmnd}$	Total apparent power that is demanded at bus j.
$S_{j,G}$	Total apparent power that is generated at bus j.
$S_{j,in}$	Total apparent power that flows toward bus j.
$S_{j,out}$	Total apparent power that outgoes from bus j.
$V_j$	Voltage magnitude at bus j.
$V_{max}$	Maximum voltage magnitude allowed.
$V_{min}$	Minimum voltage magnitude allowed.

### Abbreviations

BE	Branch Exchange
BFS	Backward Forward Sweep
DE	Differential Evolution
DG	Distributed generation
DSR	Distribution system reconfiguration
EPDS	Electric power distribution system
HS	Harmony Search
MSA	Moth Swarm Algorithm
PSO	Particle Swarm Optimization
TL	Teaching-Learning

## 1. Introduction

The growing dependence on electrical energy, in the most diverse processes and applications, makes the optimization of available energy and efficient means of distributing it to be essential. The electric power distribution system (EPDS) is responsible for delivering electricity to the final consumer reliably and meeting quality criteria.

One way to increase the operational efficiency of the EPDS is to minimize the real power losses in the system. EPDS utilities use different mechanisms to reduce real power losses and improve the voltage profile along the network, such as adjustment of transformers TAP's, reactive power compensation through capacitor banks, reconductoring of lines and, mainly, system reconfiguration.

The distribution system reconfiguration (DSR) is performed by opening and closing the sectionalizing (normally closed) and tie (normally open) switches of the network, keeping the radial topology. Through the DSR, it is possible to reduce the real power losses in the system, improve power flow and current balance through the conductors, and enhance the voltage profile along the buses.

The distributed generation (DG), which is defined as the generation carried out together, or close to, the final consumer [1], has been spreading in the EPDS. Most of the benefits obtained through DSR are also achieved through efficient allocation of DG units. In addition

to improving the voltage profile, reducing real power losses, and balancing the power flow and current through the conductors, the efficient insertion of DG units makes it possible to supply demand locally in cases of contingencies in the EPDS and to relieve the system at peak load times.

Since the insertion of DG units and the DSR share common goals, understanding how these processes interrelate is of great importance for the optimization of the EPDS's operability.

There is an extensive literature on DSR, however, few of those approach the relation between DG and DSR, some of them are mentioned next:

Shanmugapriyan, Karuppiah, Muthubalaji and Tamilselvi [2] used a two-step meta-heuristic based on the Particle Swarm Optimization (PSO) and Differential Evolution (DE) algorithms to perform the optimal allocation and generation level of DG units. DSR was not considered in this work.

Lotfipour and Afrakhte [3] used the Teaching-Learning (TL) algorithm for DSR considering the allocation of DG units. The allocation was performed in pre-defined buses and with pre-defined generation levels.

Rao, Ravindra, Satish, and Narasimham [4] and Nguyen, Duong and Ngo [5] proposed metaheuristics for DSR and optimal allocation of DG units. In [4] the Harmony Search (HS) meta-heuristic was used, considering three load scenarios – light, nominal and heavy – and the allocation of one to four DG units. The allocation of three units in buses far from the substation presented the highest cost-benefit for most cases. In [5] a variation of the Moth Swarm Algorithm (MSA) was used for the multi-goal function of reducing the real power losses, minimizing voltage deviation in the buses and the number of switching performed, and improving the load balance between the branches and buses.

In the specialized literature, there are few works that analyze the impact of sub-optimal allocation of DG units on real power losses and on the effectiveness of DSR for different installation locations and levels of DG units' generation. It is unlikely to operate the EPDS with optimal topology and optimal allocation of DG units

In this work, an analysis of the impact of the insertion of DG units on the real power losses and on the effectiveness of the DSR is carried out, with the objective of drawing relevant conclusions that make it possible to consider in which scenarios each technique, or both, is more efficient in reducing real power losses.

The following sections are organized as follows: Section 2 presents relevant papers in the DSR topic, section 3 presents the problem formulation, Section 4 presents the algorithms used in this paper, Section 5 presents the test systems, Section 6 presents the results obtained, and Section 7 presents the conclusions.

## **2. Distribution System Reconfiguration Problem Formulation**

The problem of DSR and optimal allocation of DG units is a minimization problem since the main objective is to reduce the real power losses.

Prim [6] presented in 1957 an algorithm capable of finding the minimum spanning tree connecting a set of points. The proposed algorithm is especially interesting for application in EPDS's, since the spanning tree obtained is always radial.

Civanlar et al. [7] presented for the first time the Branch Exchange (BE) heuristic that allows finding new radial configurations through state permutations (opening a sectionalizing switch and closing a tie switch) of the system switches. It requires few parameters for its execution and has a simple and robust implementation. In [3] a mathematical equation is presented for the approximate calculation of the real power loss variation after the Branch Exchange, which greatly reduces the computational effort.

Shirmohammadi and Hong [8] presented a heuristic that uses the meshed configuration, where the real power losses are less than in the radial configuration, as a guide to choose which switch should be opened in each iteration. The heuristic presents low computational effort and was able to significantly reduce real power losses compared to the initial configuration.

Gomes et al. [9] presented a meta-heuristic applied to DSR that hybridizes the concepts presented in [7] and [8].

### 3. Problem Formulation

The objective function is presented in equation (1).

$$\text{Min} \left( \sum_{n=1}^{n=n_s} R_n * (I_{R,n} + I_{I,n})^2 \right) \quad 1)$$

#### 3.1. Constraints

The operational restrictions are considered:

- System radiality, minimum and maximum bus voltage limit, power flow balance.

The constraints are presented in equations (2) to (5).

$$S_{j,in} + S_{j,G} - S_{j,out} = S_{j,dmnd} \quad \forall j \in n_b \quad 2)$$

$$V_{\min} \leq V_j \leq V_{\max} \quad \forall j \in n_b \quad 3)$$

$$\sum_{n=0}^{n=n_s} B_n = n_b - 1 \quad 4)$$

$$\sum_{j=0}^{j=n_b} B_j = n_b \quad 5)$$

Equation (2) refers to the power flow balance, equation (3) refers to the accepted voltage limits and equations (4) and (5) are necessary conditions to ensure the radiality of the system.



#### 4. Metaheuristic Algorithm to Solve DSR

The meta-heuristic used for the tests on this article was based on methodologies widely established in the specialized literature.

The reason for using this metaheuristic was because it presents the most common solutions to the different systems found on the specialized literature for DSR, so, it was considered a proven methodology. The objective of this paper is not to solve the DSR, but to analyze the DSR results in another context.

For the generation of the initial solution, the Prim methodology was used [6]. The goal is to find a maximum spanning tree and the weights assigned to the branches are numerically equal to the power that flows through each branch in the meshed configuration.

In this way, the algorithm prioritizes the selection of branches through which the largest power flows in the meshed configuration, aiming to minimally disturb the system.

For the local search stage, the algorithm uses the Branch Exchange heuristic, and the approximate loss variation equation presented in [7].

The power flow algorithm is solved with the Backward Forward Sweep (BFS), a consolidated and widely used tool in DSR problems. The implementation used is similar to the one presented in [10].

Table 1 presents the real power losses of the initial configuration, the configuration obtained after the Prim algorithm, the configuration obtained after the local search (Branch Exchange), and the results available in the specialized literature for the same test systems in the absence of DG.

**TABLE 1**  
RESULTS OF DSR

Test System		Real Power Loss (kW)
<b>14-Bus</b>	<b>Initial Config.</b>	511.43
	<b>After Prim</b>	466.11
	<b>After Local Search</b>	466.11
	<b>Chiou, Chang and Su [11]</b>	466.11
<b>33-Bus</b>	<b>Initial Config.</b>	202.67
	<b>After Prim</b>	140.71
	<b>After Local Search</b>	139.55
	<b>Lavorato, Franco, Rider and Romero [12]</b>	139.55
<b>84-Bus</b>	<b>Initial Config.</b>	531.99
	<b>After Prim</b>	471.73
	<b>After Local Search</b>	470.19
	<b>Chiou, Chang and Su [11]</b>	469.88
<b>415-Bus</b>	<b>Initial Config.</b>	708.94
	<b>After Prim</b>	662.51
	<b>After Local Search</b>	584.38
	<b>Mahdavi, Alhelou and Cuffe [13]</b>	583.00

For the 14 and 33-bus test systems, the algorithm found the same optimal solutions known by the literature.

For the 84 and 415-bus test systems, the algorithm found sub-optimal quality solutions. These results are presented to validate the methodology used.

#### 4.1. Proposed Methodology

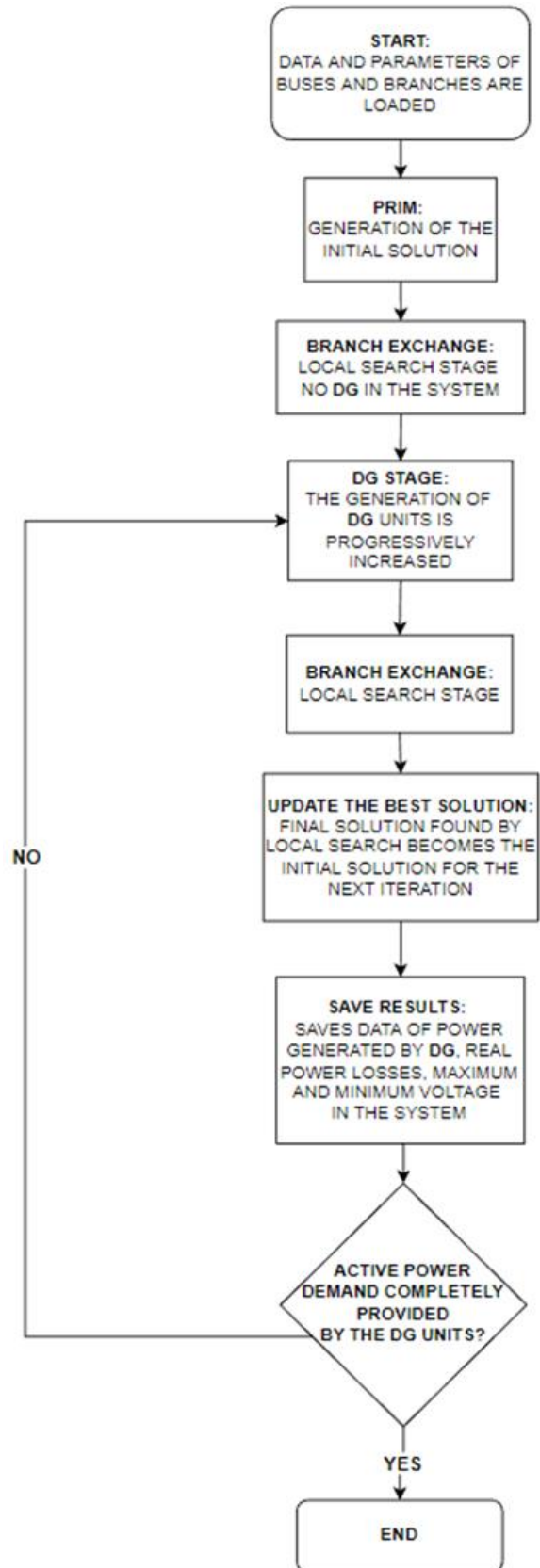
To measure the impact of DG on DSR, first, DSR is calculated without DG to obtain a base level, and then, DG is increased systematically on different scenarios chosen strategically to determine on which DG insertion levels and scenarios it is necessary to perform a reconfiguration.

In each iteration, the generation level of the units is increased, in previously defined increment steps, until 100% of the system's active power demand is supplied by DG.

In each iteration, the local search (Branch Exchange) is performed again. The final solution found in each iteration is the initial solution for the next one.

In Fig. 1, a flowchart of the proposed algorithm is presented. Each test system is submitted to 3 scenarios of DG units' allocation.

- Scenario 1: DG units on all system buses. In this case, the generation of each DG unit is limited to the active power demand on the bus where it is installed, and there is no inverse flow of active power in the buses. A progressive and continuous reduction of real power losses in the system is expected with the increase in active power supplied by DG, since the increase in generation will imply a reduction in the magnitude of the currents flowing through the conductors;
- Scenario 2: DG units in buses near the substation. In this scenario, the power flow will remain mostly descendent. Significant reductions in real power losses are expected in the branches close to the substation, in which a more significant reduction in the magnitude of currents will be observed;
- Scenario 3: DG units on buses far from the substation. In this case, until a certain level of generation, there will be a progressive reduction in the magnitude of the currents that travel to the lower bus layers of the system. However, for higher levels of DG generation, is expected an increase in the energy, and therefore in the current, that flows from the buses on which the DG units are installed.



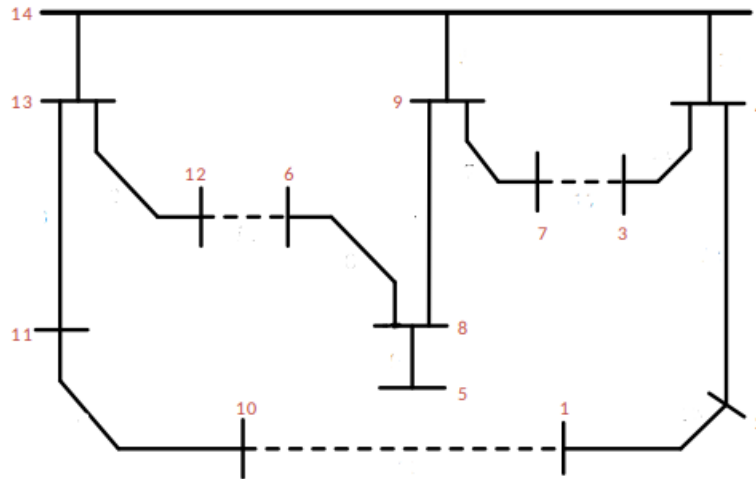
**Fig. 1.** Algorithm flowchart

## 5. Test Systems

### 5.1. 14-Bus Test System

The 14-bus test system was originally presented in Civanlar et al. [7], has 3 tie switches, one substation, rated voltage of 23 kV (1 p.u.), total active power demand of 28.70 MW, total reactive power demand of 5.90 MVar and voltage limits of 0.93 to 1.05 p.u.

In Fig. 2 the 14-bus test system is shown.



**Fig. 2.** 14-bus radial distribution system

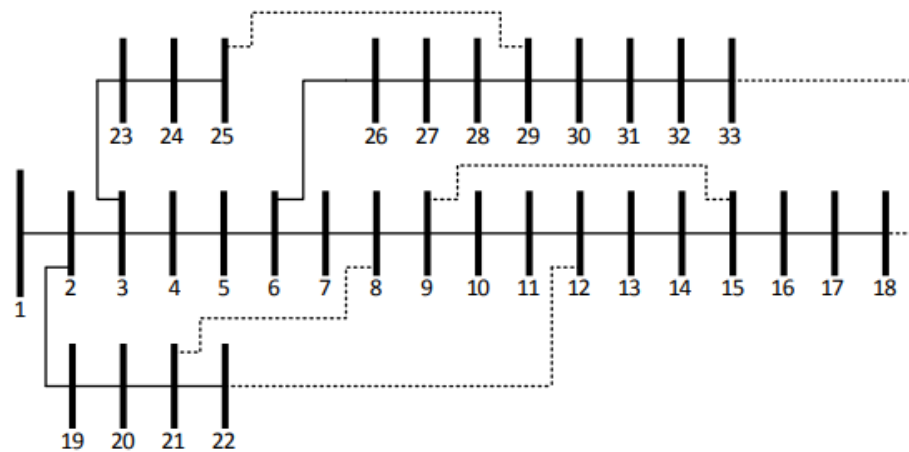
Table 2 presents the buses selected for the allocation of DG units in scenarios two and three.

**TABLE 2**  
BUSES LOCATION OF THE DG UNITS

Scenario	Bus Number
2	4, 9, 13
3	5, 6, 7, 10

### 5.2. 33-Bus Test System

The 33-bus test system, shown in Fig. 3, was originally presented in Baran and Wu [14], has 5 tie switches, one substation, rated voltage of 12,66 kV (1 p.u.), total active power demand of 3.71 MW, total reactive power demand of 2.31 MVar and voltage limits of 0.93 to 1.05 p.u. The dotted lines are the initially open (tie) switches. The different possibilities of radially interconnecting the system buses can be observed.



**Fig. 3.** 33-bus radial distribution system

Table 3 presents the buses selected for the allocation of DG units in scenarios two and three.

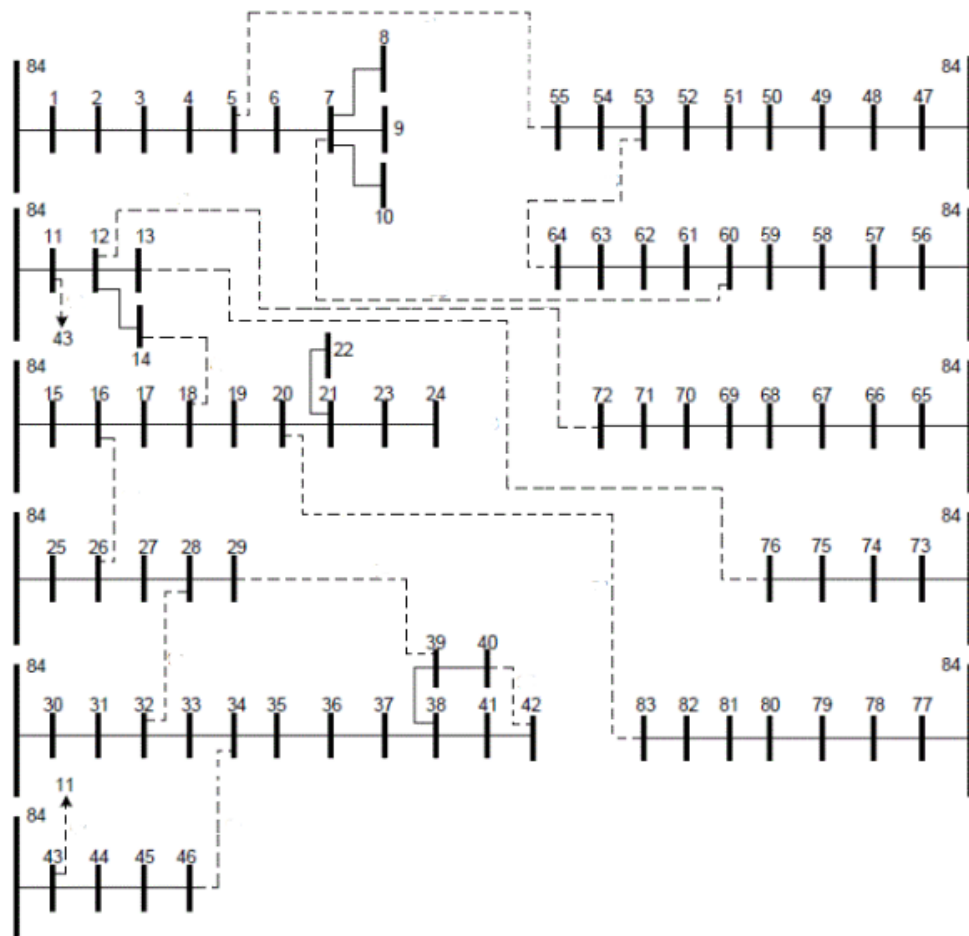
**TABLE 3**  
BUSES LOCATION OF THE DG UNITS

Scenario	Bus Number
2	2, 3, 19, 23
3	10, 14, 15, 29, 32, 33

### 5.3. 84-Bus Test System

The 84-bus test system was originally presented in Chiou, Chang and Su [11], has 13 tie switches, one substation, rated voltage of 11,40 kV (1 p.u.), total active power demand of 28.35 MW, total reactive power demand of 20.37 MVar and voltage limits of 0.93 to 1.05 p.u.

In Fig. 4 the 84-bus test system is shown.



**Fig. 4.** 84-bus radial distribution system

Table 4 presents the buses selected for the allocation of DG units in scenarios two and three.

**TABLE 4**  
BUSES LOCATION OF THE DG UNITS

Scenario	Bus Number
<b>2</b>	11, 15, 25, 30, 43, 47, 56, 65, 73, 77
<b>3</b>	6, 10, 22, 24, 41, 42, 55, 71, 72, 76, 83

#### 5.4. 415-Bus Test System

The 415-bus test system was originally presented in Bernal-Agustín [15], has 59 tie switches, one substation, rated voltage of 10 kV (1 p.u.), total active power demand of 27.37 MW, total reactive power demand of 13.24 MVAR and voltage limits of 0.93 to 1.05 p.u.

Table 5 presents the buses selected for the allocation of DG units in scenarios two and three.

**TABLE 5**  
BUSES LOCATION OF THE DG UNITS

Scenario	Bus Number
<b>2</b>	92, 123, 190, 202, 211, 215, 273, 274, 350, 351, 362, 364, 373, 375
<b>3</b>	7, 38, 41, 93, 105, 126, 196, 212, 234, 287, 386, 391, 392, 399, 400

## 6. Results

### 6.1. Initial Solution and Local Search Without DG in the System

Before the progressive increase in the generation of the DG units, the initial solution (Prim) and local search (Branch Exchange) stages are applied. In this way, an initial reconfiguration is carried out before the allocation of DG units, making it possible to start from a better-quality solution. The results were already presented on Table 1.

### 6.2. Presence of DG in the System

After the DSR without the presence of DG in the system, the DG is inserted in the system according to the buses selected to allocate the units in each scenario (Tables 2 to 5).

The solution found in the previous stage (without DG in the system) is the initial solution to the first iteration of this stage, where the active power generated by the DG units is progressively increased. From this point, the final solution found in each iteration is the initial solution for the next one. This means that a reconfiguration is made every time DG reaches a certain level, and this new topology is used as a starting point from this moment forward.

Different values of active power supplied by DG are simulated, ranging from 0 to 100% of the total active power demand of the system. The goal is to analyze the behavior of the real power losses for different scenarios to understand the impact of different sub-optimal allocations of DG units.

In each scenario, an increment is done in the generation level of the DG units at each iteration. The increment was chosen through trial and error, aiming to satisfactorily capture the behavior of the system without demanding an excessive number of iterations. This value varied according to the characteristics of size, demand, and arborescence of each test system.

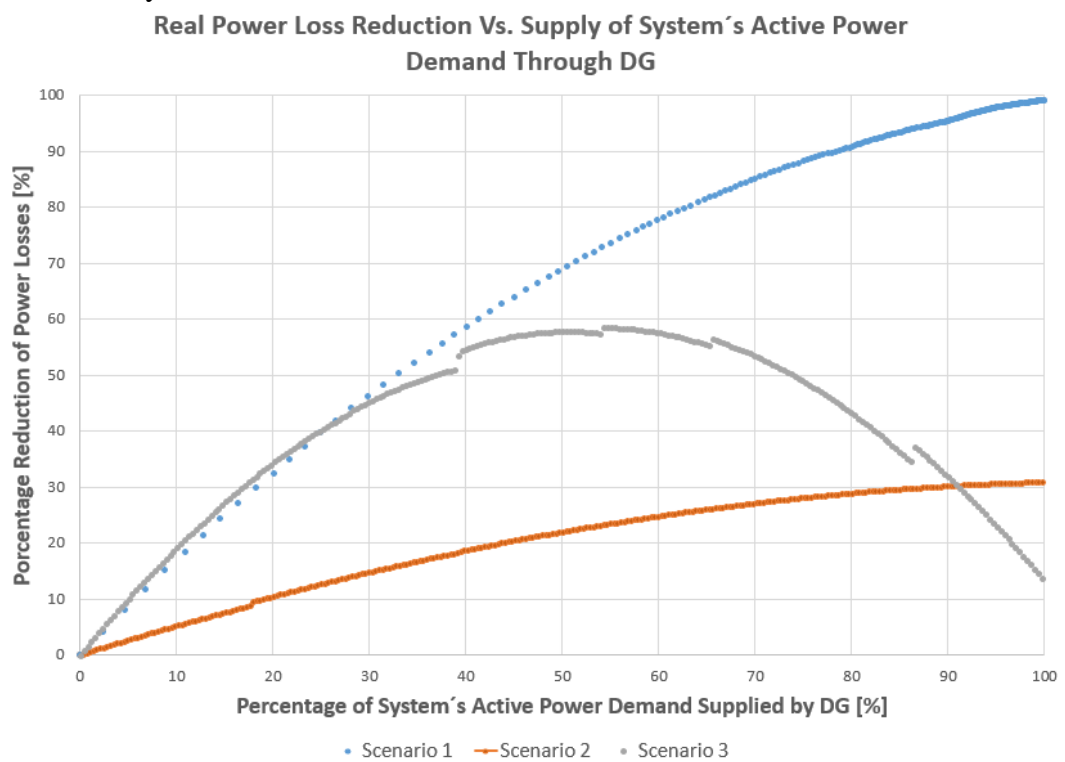
For scenario 1, in each iteration, an increase of 10 kW in the generation of each DG unit was done in the 14 and 84-bus test systems and an increase of 1 kW in the generation of each DG unit of the 33 and 415-bus test systems.

For scenarios 2 and 3, in each iteration, an increase of 30kW in the generation of each unit of the 14-bus system was done, an increase of 3 kW in the units of the 33-bus system and an increase of 10 kW in the units of the 84 and 415-bus systems.

In all scenarios and for all test systems, PQ-type DG units, with power factor of 0.9 were considered. If the reactive power demand is supplied before the end of the algorithm, the power factor is corrected, from this point, to unity.

Fig. 5 shows, for the 84-bus the reduction of real power loss as a function of the active power demand of the system supplied via DG. The reference values are the real power losses before the DG insertion stage, as shown in Table 1. The discontinuities observed are due to points where system reconfigurations occur. Scenario 3 is in which these discontinuities become more evident.

The graphs of the other test systems showed similar behavior, following the same trends as the 84-bus test system for scenarios 1, 2, and 3.



**Fig. 5.** 84-bus test system

As expected, in scenario 1 the real power losses progressively decreased with the increase in the active power supplied by DG. For all test systems, a region with approximately linear behavior and another with approximately asymptotic behavior were observed. For values of active power supplied by DG up to approximately 20% of total active demand, the reduction in real power losses is almost linearly proportional to the increase in the generation of DG units. From then on, the rate of reduction (derivative) of the real power losses starts to decrease, requiring greater increments in the generation of DG units for an equal amount of loss reduction.

In scenario 2, the real power losses also decreased with the increase in the active power supplied by DG. This scenario showed an asymptotic behavior of loss reduction, with a slow variation rate, compared to the other two scenarios. The advantage of this scenario is that it



does not require as many DG units as scenario 1 and shows a continuous reduction tendency since the power flow in the system will remain mostly downwards. For the same percentage of active demand supplied by DG, scenario 2 showed a reduction in real power losses lower than scenario 1, for the entire search space, and lower than scenario 3, for a large part of it. It is noteworthy that the maximum loss reduction achieved by scenario 2 decreased as the test system get larger. For the 14-bus test system, it achieved reductions of just over 60% in real power losses, while for the 415-bus test system the maximum reduction was just under 20%.

In scenario 3, there was a roughly parabolic behavior of real power loss reduction with the increase in active power demand supplied by DG. For the test systems of 14, 33, and 84 buses, in part of the search space, scenario 3 was the one that presented the most reduction in real power losses, for a given value of DG unit generation. For a large part of the search space of all test systems, scenario 3 presented reductions in real power losses greater than those of scenario 2. The point of the greatest reduction in the real power losses – vertex of the parabola – for the 33, 84, and 415-bus systems was found between 50 and 60% of the total active power demand supplied by DG. For the 14-bus test system, the generation level of the DG units that causes the greatest reductions in real power losses corresponds to approximately 80% of the system's active power demand.

This behavior follows from the location of the DG units, since in this scenario the units were installed in buses far from the substation. From a certain point, the increase in the power generated by the units causes an increase in the inverse power flow and current that is injected into the system in these buses, which increases the real power losses in the conductors.

Scenario 3 presented promising results: it does not require the excessive number of DG units as in scenario 1 and shows greater reductions, for a large part of the search space, than scenario 2. In general, the real power loss reduction in scenario 2 only became greater than that for scenario 3 for high values of active power supplied by DG, greater than 85% of total active power demand.

However, the efficiency of the DG in scenario 3 depends on the generation level of the units being close to the vertex of the parabola.

Table 6 presents the maximum real power loss reduction achieved in each scenario for the 14, 33, and 415-bus test systems.

**TABLE 6**  
MAXIMUM POWER LOSS REDUCTION ACHIEVED IN EACH SCENARIO

Test System / Scenario		Max. Real Power Loss Reduction [%]
<b>14-Bus</b>	<b>1</b>	97.08
	<b>2</b>	60.95
	<b>3</b>	64.83
<b>33-Bus</b>	<b>1</b>	99.89
	<b>2</b>	37.21

	<b>3</b>	72.06
<b>415-Bus</b>	<b>1</b>	99.92
	<b>2</b>	18.60
	<b>4</b>	38.64

Table 7 presents, for all test systems, the percentage of active power demand supplied by GD in which the first reconfiguration occurs.

**TABLE 7**  
PERCENTAGE OF ACTIVE DEMAND SUPPLIED BY DG IN WHICH THE FIRST RECONFIGURATION OCCURS

Test System / Scenario		Active Power Demand Supplied by GD [%]
<b>14-Bus</b>	<b>1</b>	59.05
	<b>2</b>	-
	<b>3</b>	58.53
<b>33-Bus</b>	<b>1</b>	14.64
	<b>2</b>	6.78
	<b>3</b>	6.29
<b>415-Bus</b>	<b>1</b>	18.20
	<b>2</b>	17.63
	<b>4</b>	5.43

The percentage of active power demand supplied by DG in which the first reconfiguration occurs decreases with the size of the test system. Scenario 1 was the one that presented, in all cases, the later first reconfiguration among the analyzed scenarios. In scenario 2 of the 14-bus test system, the algorithm did not perform any reconfiguration during its execution.

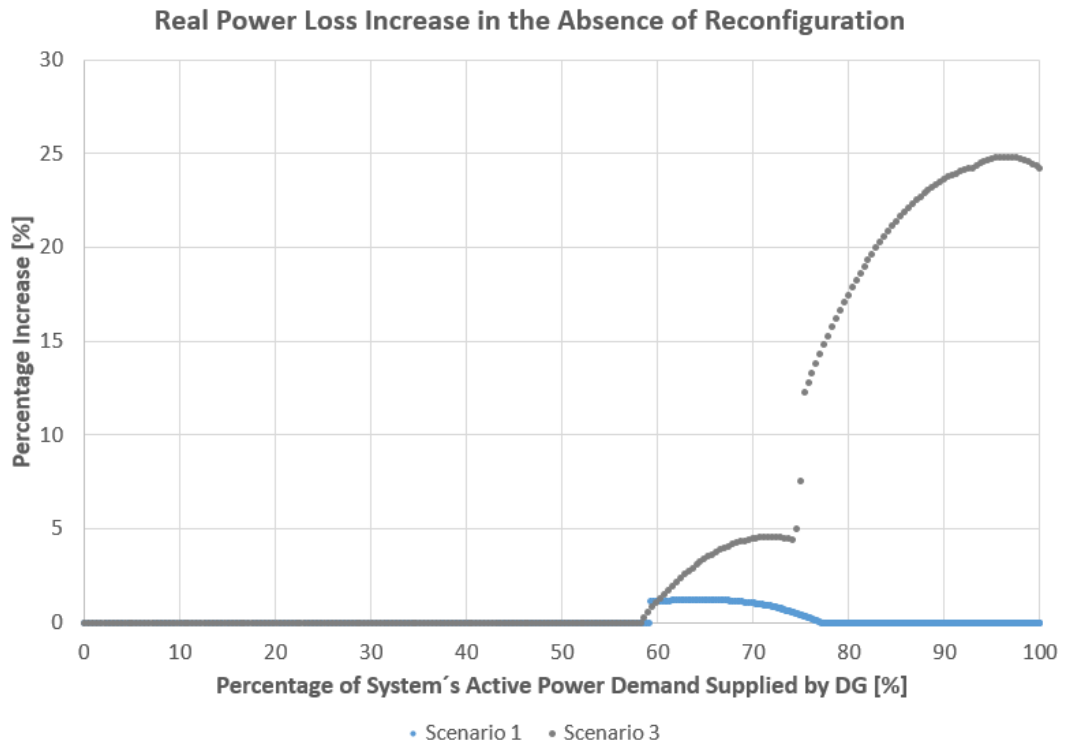
It is noteworthy that no restrictions were applied to the number of reconfigurations, switching operations, and different possible topologies. Although this leads to a greater number of reconfigurations, it allows analyzing the maximum impact of DSR on real power losses.

### **6.3. DSR Effectiveness**

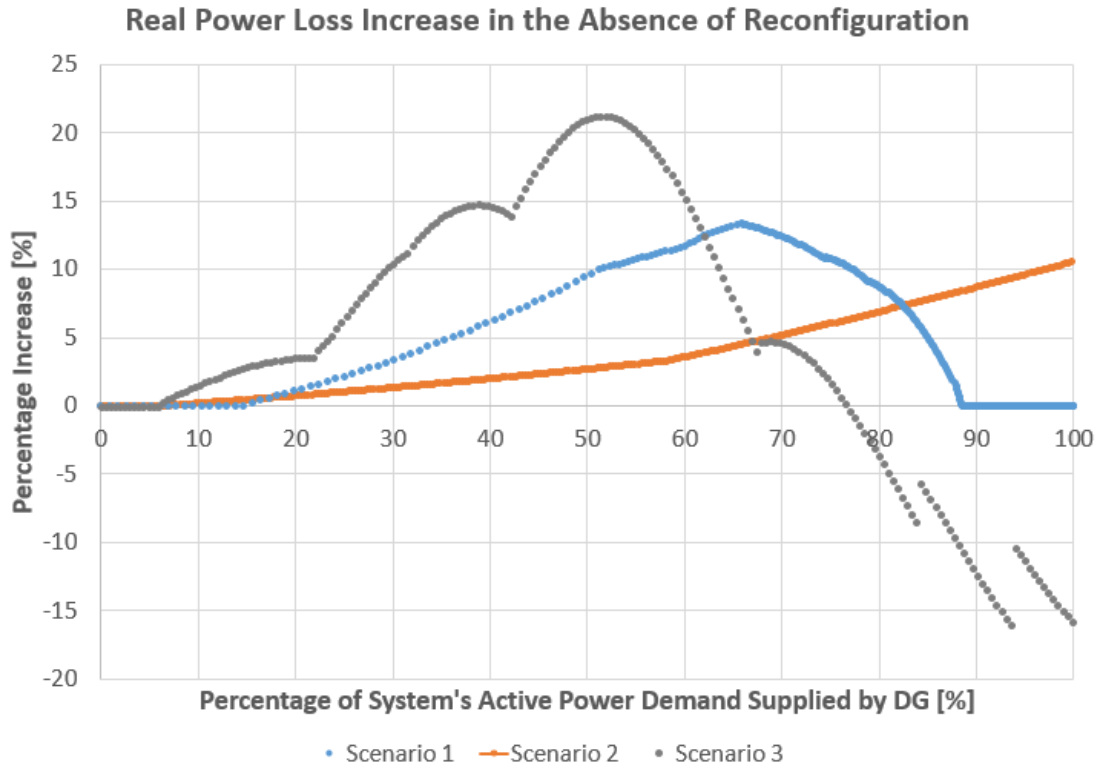
To evaluate the impact of DG on DSR's effectiveness, simulations without reconfiguration in the DG stage were made. Therefore, the radial topology found after the first reconfiguration, when there was no DG generation in the system, was maintained for all levels of active power demand supplied by DG.

Figs. 6 to 9 show the percentage increase in real power losses between simulations with and without reconfiguration. The percentage increase is calculated according to equation (6). The abscissa axis is the total active power demand supplied by DG.

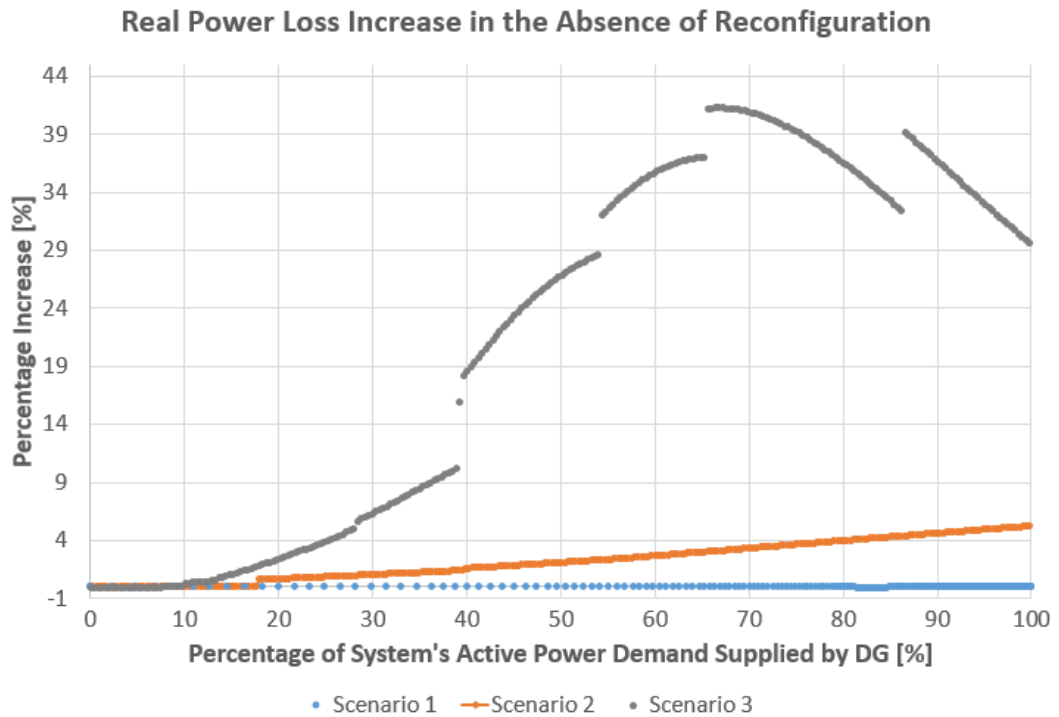
$$Y_{[\%]} = (P_{\text{loss,NR}} - P_{\text{loss,R}}) / P_{\text{loss,R}} \quad (6)$$



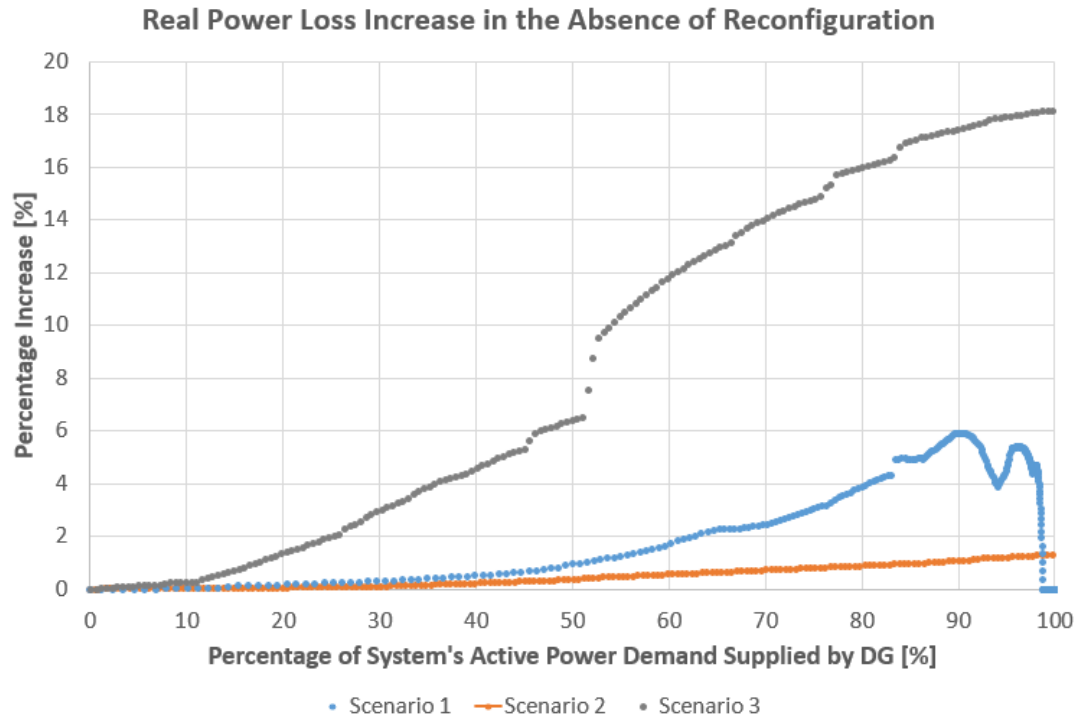
**Fig. 6.** 14-bus test system



**Fig. 7.** 33-bus test system



**Fig. 8.** 84-bus test system



**Fig. 9.** 415-bus test system

The results showed that for scenarios 1 and 2 the difference between the real power losses for the implementations with and without reconfiguration (local search) was no more than 13.5% for all test systems. For the 84 and 415-bus test systems, in scenario 2, this difference was no more than 5.5%. For the 14, 84, and 415-bus test systems, in scenario 1, this difference was no more than 6%.

For scenario 3, despite presenting the highest number of reconfigurations for all test systems, the difference in real power loss between the two implementations was more than 40% in some cases.

In scenario 3 of the 33-bus test system, when DG supplies more than 77% of the total active power demand of the system, the real power losses in the implementation without reconfiguration are less than in the one with reconfiguration. It may be due to sub-optimal regions found during the reconfiguration process for lower levels of active power supplied by DG. Although these new topologies locally improved the real power losses – up to 77% of the total active power demand supplied by DG – later, for higher DG generation levels, the reconfiguration process led to higher power losses than those in the simulations without DSR.

## 7. Conclusion

In all scenarios, the insertion of DG units led to significant reductions in the real power losses in the conductors, with the effectiveness depending on the scenario and generation level of the units.

Scenario 1, where DG units are allocated in all buses, was the one that presented the most continuity and stability in the trend of reducing real power losses due to the increase in the active power supplied by DG. However, this scenario requires many DG units. It was also assumed that there would be no inverse power flow injection into the network so that each DG unit would locally supply the demand of the bus in which it is installed. In part of the

search space, scenario 3 presented greater reductions in real power loss for the same generation level, showing that for some operating points, there may be even more efficient installation scenarios than the allocation of DG units in all buses.

Scenario 2, where the DG units are installed in buses close to the substation, showed a global trend of reducing real power losses due to the increase in active power supplied by DG. The loss reduction curve of scenario 2 is similar to that of scenario 1. This is because in scenario 2 the power flow remains mostly downward. A saturation of the loss reduction curve is observed, with a more strongly asymptotic behavior for higher generation levels of the DG units.

Scenario 3 allows a greater reduction in real power losses than scenario 2, for most of the simulations, and greater than scenario 1, for a part of the simulations in the 14, 33, and 84-bus test systems. In this scenario, the DG units are installed in buses far from the substation, with noticeable reductions in the currents flowing from the substation to the buses of the lower layers. To a certain extent, the increase in active power supplied by DG units led to a decrease in real power losses. However, when the generation of DG units exceeds a specific limit, an increase in the real power losses is observed, giving a parabolic characteristic to the reduction curve. This scenario shows promising, since it achieves significant reductions without the need for an excessive number of GD units.

The impact of DG on the system reconfiguration effectiveness was measured through the comparison of real power losses in the implementations with and without DSR.

In scenario 3, where the operative topology impacts substantially in the currents crossflow between the system buses, the reconfiguration achieved noticeable power loss reductions for the 14, 84, and 415-bus test systems. However, in scenario 3 the reconfiguration of the 33-bus test system was counterproductive in a significant part of the simulations.

In scenario 2, the reconfiguration achieved reductions greater than 10% in real power losses only for the 33-bus test system. In the other test systems, the reconfiguration was inefficient in this scenario.

For scenario 1, except for the 33-bus test system, the reconfiguration achieved modest reductions in the real power losses.

In scenario 3, where the reconfiguration was more efficient among the presented scenarios, when the generation of the DG units was up to 23% of the total active power demand, the real power losses in the simulations without reconfiguration were less than 5% higher.

In scenario 2, when 65% or less of the total active power demand is supplied by DG, none of the test systems presented an increase of more than 5% in the real power loss in the implementation without reconfiguration.

In scenario 1, an increase of 5% or more in the real power losses was observed in the simulations without DSR only when more than 35% of the total active power demand is supplied by DG.

The reconfiguration must be considered, for some scenarios/test systems a noticeable improvement is observed. For others, small improvements, and even worsening, in real power losses are observed.

The results show that installing DG units in locations far from the substation improves, to a certain extent, the redistribution of power flows and currents that circulate in the system, inherently leading to the reduction of real power losses. It is unlikely that utilities will be able to operate the system with optimal topology, allocation, and generation of the DG units, so it is essential to know and understand how the system behaves for sub-optimal allocations of units.

In this way, promoting actions that combine, jointly, the allocation of DG units and system reconfiguration at specific moments and situations, proves to be the most efficient way to minimize losses in the EPDS. The excessive number of reconfigurations does not present a sensible gain, in addition to the inherent cost of this process.

Studies, like the one presented in [16], show that the constructive characteristics of feeders, placement and generation level of the DG units significantly impact the system's hosting capacity. The different types of generation, whether large-scale, dispatchable and promoted by utilities or small-scale customer-based generation, entail significant variations in the system's behavior. The incorporation of DG to the distribution system is inevitable and interventions that allow the optimization of the system in this condition result in significant improvements in several operational aspects also desired by the DSR, such as loss reduction, better redistribution of power flows, and adequacy of voltage profiles along the buses.

## REFERENCES

- [1] Y. Zheng, Z. Y. Dong, K. Meng, H. Yang, M. Lai and K. P. Wong, "Multi-objective distributed wind generation planning in an unbalanced distribution system," in *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 186-195, June 2017, doi: 10.17775/CSEEJPES.2017.0023.
- [2] J. Shanmugapriyan, N. Karupiah, S. Muthubalaji and S. Tamilselvi, "Optimum placement of multi type DG units for loss reduction in a radial distribution system considering the distributed generation suitability index using evolutionary algorithms," in *Bulletin of the Polish Academy of Sciences*, vol. 66, 2018, doi: 10.24425/123441
- [3] A. Lotfipour and H. Afrakhte, "A discrete Teaching-Learning-Based Optimization algorithm to solve distribution system reconfiguration in presence of distributed generation," in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 82, pp. 264-273, 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.03.009.
- [4] R. S. Rao, K. Ravindra, K. Satish and S. V. L. Narasimham, "Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 317-325, Feb. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2197227.
- [5] T. T. Nguyen, T. L. Duong and T. Q. Ngo, "Network Reconfiguration and Distributed Generation Placement for Multi-Goal Function Based on Improved Moth Swarm Algorithm," *Mathematical Problems in Engineering*, pp. 1-16, 2022, doi: 10.1155/2022/5015771
- [6] R. C. Prim, "Shortest connection networks and some generalizations," in *The Bell System Technical Journal*, vol. 36, no. 6, pp. 1389-1401, Nov. 1957, doi: 10.1002/j.1538-7305.1957.tb01515.x.
- [7] S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin and S. S. H. Lee, "Distribution feeder reconfiguration for loss reduction," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, no. 3, pp. 1217-1223, July 1988, doi: 10.1109/61.193906.
- [8] D. Shirmohammadi and H. W. Hong, "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1492-1498, April 1989, doi: 10.1109/61.25637.
- [9] F. V. Gomes, S. Carneiro, J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia and L. R. Araujo, "A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems," 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006, pp. 1 pp.-, doi: 10.1109/PES.2006.1708995.
- [10] S. Kawambwa, R. Mwifunyi, D. Mnyanghwalo, N. Hamisi, E. Kalinga and N. Mvungi, "An improved backward/forward sweep power flow method based on network tree depth for radial distribution systems," in *Journal of Electrical Systems and InfTechnol*, vol.8, 2021, <https://doi.org/10.1186/s43067-021-00031-0>.

- [11] Ji-Pyng Chiou, Chung-Fu Chang and Ching-Tzong Su, "Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 668-674, May 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846096.
- [12] M. Lavorato, J. F. Franco, M. J. Rider and R. Romero, "Imposing Radiality Constraints in Distribution System Optimization Problems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 172-180, Feb. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2161349.
- [13] M. Mahdavi, H. H. Alhelou and P. Cuffe, "Test Distribution Systems: Network Parameters and Diagrams of Electrical Structural," in *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 8, pp. 409-420, 2021, doi: 10.1109/OAJPE.2021.3119183.
- [14] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, April 1989, doi: 10.1109/61.25627.
- [15] I. J. Ramirez-Rosado and J. L. Bernal-Agustin, "Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 696-703, May 1998, doi: 10.1109/59.667402.
- [16] EPRI – Electric Power Research Institute, *Distribution Feeder Hosting Capacity: What Matters When Planning for DER?*, in *Power Delivery & Utilization*, April 2015.