



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS (UFG)  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO (EMC)  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
E DE COMPUTAÇÃO

Frederico Marques da Costa

**Modelo de Programação Não-Linear para a  
Reconfiguração e Alocação de Geração Distribuída  
em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**

Goiânia  
2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

## **TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO (TECA) PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES**

### **E DISSERTAÇÕES NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG**

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a [Lei 9.610/98](#), o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo das Teses e Dissertações disponibilizado na BDTD/UFG é de responsabilidade exclusiva do autor. Ao encaminhar o produto final, o autor(a) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

#### **1. Identificação do material bibliográfico**

[  ] Dissertação      [  ] Tese      [  ] Outro\*: \_\_\_\_\_

\*No caso de mestrado/doutorado profissional, indique o formato do Trabalho de Conclusão de Curso, permitido no documento de área, correspondente ao programa de pós-graduação, orientado pela legislação vigente da CAPES.

**Exemplos:** Estudo de caso ou Revisão sistemática ou outros formatos.

#### **2. Nome completo do autor**

**Frederico Marques da Costa**

#### **3. Título do trabalho**

**Modelo de Programação Não-Linear para a Reconfiguração e Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**

#### **4. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador)**

Concorda com a liberação total do documento [  ] SIM      [  ] NÃO<sup>1</sup>

**[1]** Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante:

**a)** consulta ao(à) autor(a) e ao(à) orientador(a);

**b)** novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo da tese ou dissertação.

O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;

- Publicação da dissertação/tese em livro.

**Obs. Este termo deverá ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.**



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garcés Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 28/11/2022, às 09:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **FREDERICO MARQUES DA COSTA, Discente**, em 28/11/2022, às 10:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **3364443** e o código CRC **9004F8FE**.

**Referência:** Processo nº 23070.046425/2022-51

SEI nº 3364443

Frederico Marques da Costa

# Modelo de Programação Não-Linear para a Reconfiguração e Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Lina Paola Garces Negrete

Coorientador: Prof. Dr. Luis Alfonso Gallego Pareja

Goiânia  
2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Costa, Frederico Marques da  
Modelo de Programação Não-Linear para a Reconfiguração e Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição de Energia Elétrica [manuscrito] / Frederico Marques da Costa. - 2022.  
57 f.

Orientador: Profa. Dra. Lina Paola Garcés Negrete; co-orientador Dr. Luis Alfonso Gallego Pareja.  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2022.

Bibliografia.

Inclui abreviaturas, gráfico, tabelas, lista de figuras, lista de tabelas.

1. AMPL. 2. Geração distribuída. 3. Perdas de potência ativa. 4. Reconfiguração de sistemas. 5. Sistemas elétricos de distribuição. I. Negrete, Lina Paola Garcés, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS

ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

## ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO

Ata nº 08 da sessão de Defesa de Dissertação de **Frederico Marques da Costa**, que confere o título de Mestre em **Engenharia Elétrica e de Computação**, na área de concentração em **Engenharia Elétrica**.

Aos **dezesesseis dias do mês de setembro de dois e vinte e dois**, a partir das **09h00min.**, na **Sala Caryocar Brasilienses (Bloco A - EMC)**, realizou-se a sessão pública de Defesa de Dissertação intitulada “**Modelo de Programação Não-Linear para a Reconfiguração e Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**”. Os trabalhos foram instalados pela Orientadora, Professora Doutora **Lina Paola Garcés Negrete - (EMC/UFG)** com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Professor Doutor **Hugo Andrés Ruiz Flórez - (DAEL/UTFPR)** membro titular externo, Professor Doutor **Luis Alfonso Gallego Pareja - (DEE/UEL)** coorientador - membro titular externo e Professor Doutor (**Igor Kopcak - EMC/UFG**), membro titular externo; **cujas participações ocorreram através de videoconferência**, link: [meet.google.com/dsc-waxb-xtm](https://meet.google.com/dsc-waxb-xtm). A Banca Examinadora reuniu-se em sessão secreta a fim de concluir o julgamento da Dissertação, tendo sido o candidato **APROVADO** pelos seus membros. Proclamados os resultados pela Professora Doutora **Lina Paola Garcés Negrete**, Presidente da Banca Examinadora, foram encerrados os trabalhos e, para constar, lavrou-se a presente ata que é assinada pelos Membros da Banca Examinadora, aos **dezesesseis dias do mês de setembro de dois e vinte e dois**.

TÍTULO SUGERIDO PELA BANCA

**Modelo de Programação Não-Linear para a Reconfiguração e Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição de Energia Elétrica.**



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professora do Magistério Superior**, em 16/09/2022, às 17:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garcés Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 16/09/2022, às 17:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Luis Alfonso Gallego Pareja, Usuário Externo**, em 20/09/2022, às 08:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **FREDERICO MARGUES DA COSTA, Discente**, em 21/09/2022, às 14:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Hugo Andrés Ruiz Flórez, Usuário Externo**, em 23/09/2022, às 20:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **3190519** e o código CRC **4D34AD95**.

---

**Referência:** Processo nº 23070.046425/2022-51

SEI nº 3190519

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador(a).

### **Frederico Marques da Costa**

Graduou-se em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Goiás - UFG. Durante sua graduação, foi membro da empresa júnior da escola de engenharia (ELO júnior Engenharias e Arquitetura), participou do projeto de extensão *Caryocar* Baja, participou de iniciação científica voluntária no departamento de Engenharia Elétrica. Possui especialização em Sistemas Eletroenergéticos com foco em gestão, manutenção e projetos voltado à área de Engenharia Elétrica.

Dedico este trabalho a todos aqueles que me apoiaram e incentivaram nesta caminhada dos estudos.

---

## Agradecimentos

---

Primeiramente agradeço a Deus por me proporcionar saúde, paciência e sabedoria para que pudesse conquistar este desafio que foi o mestrado.

Agradeço aos meus pais Nelma, Marcus e ao meu irmão Henrique que sempre me apoiaram nos estudos, mostrando que independente da jornada esse seria o melhor caminho, dando todo o suporte necessário, e principalmente muito amor e paciência na difícil missão da busca de concluir o mestrado.

Dedico esse trabalho a minha tia Elizabeth (*in memoriam*) que foi meu exemplo de vida, com todo amor e gratidão e a minha avó Terezinha que foi uma das minhas maiores companhias durante o tempo da pandemia de corona vírus.

A minha namorada, Engenheira Isabelle Godinho que me acompanhou desde a primeira aprovação no vestibular até esse exato momento, tendo muita paciência, apoiando e ajudando em cada decisão a ser tomada. E agradeço também por todas as correções e melhorias propostas no seguinte texto.

Agradeço ao meu amigo Engenheiro Daniel Pires por todo apoio e companheirismo que vem dando desde a graduação, estendendo o braço sempre que necessário para ajudar seja em momentos felizes ou de dificuldades.

Ao companheiro de mestrado Josephy Santos que sem suas dicas e valiosa ajuda não teria chegado tão longe, que esteve ao meu lado nos momentos mais adversos da pesquisa sempre auxiliando e fornecendo um bom diálogo.

Agradeço ao professor Luis Gallego Pareja por todo apoio com relação a utilização da linguagem computacional abordada ao longo do texto e a professora Lina Paola por toda orientação no trabalho, paciência e que sempre contribuiu da melhor forma possível para o andamento da pesquisa.

E, por último, agradeço a Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás por ter a oportunidade de realizar, de forma gratuita, o curso de mestrado.

“Tenha em mente suas forças e tome cuidado com suas fraquezas”

Rick Riordan,

Percy Jackson e o Ladrão de Raios

---

## Resumo

---

A Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (RSDEE) é um problema tradicional e de alta complexidade matemática visto que, o estado de operação das chaves seccionadoras possibilita a redução de custos de operação totais, bem como a redução das perdas técnicas, de modo que os limites de tensão mínimos necessários para atendimento das cargas sejam respeitados. O problema da RSDEE busca encontrar a combinação ótima dos estados das chaves de interconexão existentes, de maneira que, simultaneamente, atenda as restrições operacionais, minimize a função objetivo em foco e mantenha a radialidade, já o estudo da alocação da Geração Distribuída (GD) busca o melhor local de conexão dos geradores distribuídos no sistema de tal forma que possa minimizar, também, os custos de operação e as perdas totais de potência ativa obedecendo os níveis de tensão estabelecidos pelas normativas nacionais vigentes. Desta forma, este trabalho apresenta uma metodologia de solução ao problema da RSDEE na presença da GD por meio de um modelo de Programação Não-Linear Inteira Mista (PNLIM), desenvolvido em ambiente de programação *AMPL - A Mathematical Programming Language* - e resolvido pelo *solver* comercial *knitro*. Diversos testes foram realizados em sistemas elétricos comumente encontrados na literatura técnica, com o intuito de verificar a convergência do modelo proposto para a solução do problema da RSDEE juntamente com a alocação de GD. Para garantir sucesso nas implementações, inicialmente, resolveram-se de forma independente ambos os problemas e após constatar resultados condizentes, ambos problemas foram resolvidos de forma simultânea. Dos resultados obtidos, constatou-se que o modelo unificado adotado (RSDEE com alocação de GD) possui alta confiabilidade e apresenta soluções ótimas que reduzem significativamente as perdas de potência ativa quando comparadas ao sistema em sua configuração original. Contudo, apesar de sua confiabilidade, a solução do modelo não-linear requer um elevado custo computacional ao se tratar do sistema de 69 barras ou superiores.

### Palavras-chave

*AMPL*, Geração Distribuída, Perdas de Potência Ativa, Reconfiguração de Sistemas, Sistemas Elétricos de Distribuição.

---

## **Abstract**

---

The Reconfiguration of Electric Power Distribution Systems (REPDS) is a traditional problem and of high mathematical complexity, since the operating state of the disconnecting switches enables the reduction of total operating costs, as well as the reduction of technical losses, so that the minimum voltage limits necessary to meet the loads are respected. The REPDS problem seeks to find the optimal combination of the states of the existing interconnection switches, so that, simultaneously, it meets the operational constraints, minimizes the objective function in focus and maintains the radiality, whereas the study of the allocation of the Distributed Generation (DG) it seeks the best connection location for the generators distributed in the system in such a way that it can also minimize operating costs and total active power losses, complying with the voltage levels established by current national regulations. In this way, this work presents a methodology to solve the REPDS problem in the presence of DG through a Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP) model, developed in the AMPL - A Mathematical Programming Language - programming environment and solved by the commercial solver knitro. Several tests were performed on electrical systems commonly found in the technical literature, to verify the convergence of the proposed model to solve the REPDS problem together with the DG allocation. To guarantee success in the implementations, initially, both problems were solved independently and after finding consistent results, both problems were solved simultaneously. From the results obtained, it was found that the adopted unified model (REPDS with DG allocation) has high reliability and presents optimal solutions that significantly reduce active power losses when compared to the system in its original configuration. However, despite its reliability, the solution of the nonlinear model requires a high computational cost when dealing with a system of 69 buses or higher.

### **Key-words**

AMPL, Distributed Generation, Active Power Losses, System Reconfiguration, Electrical Distribution Systems.

---

## Lista de Figuras

---

Figura 1.1 – Matriz Energética Brasileira .....	3
Figura 1.2 – Matriz Elétrica Brasileira .....	4
Figura 3.1 – Representação Básica da Rede.....	19
Figura 4.1 – Configuração inicial do sistema de 10 barras .....	24
Figura 4.2 – Configuração do sistema de 10 barras após a alocação de 1 GD.....	24
Figura 4.3 – Configuração do sistema de 10 barras após a alocação de 2 GD.....	25
Figura 4.4 – Níveis de tensão nas barras do sistema 10 barras sem GD, com 1 GD e com 2 GD .....	27
Figura 4.5 – Configuração inicial do sistema de 34 barras .....	28
Figura 4.6 – Configuração do sistema de 34 barras após a alocação de 1 GD.....	28
Figura 4.7 – Configuração do sistema de 34 barras após a alocação de 2 GD.....	30
Figura 4.8 – Níveis de tensão nas barras do sistema de 34 barras sem GD, com 1 GD e com 2 GD .....	31
Figura 4.9 – Configuração inicial do sistema de 70 barras .....	32
Figura 4.10 – Configuração do sistema de 70 barras após a alocação de 1 GD.....	33
Figura 4.11 – Configuração do sistema de 70 barras após a alocação de 2 GD.....	34
Figura 4.12 – Níveis de tensão nas barras do sistema de 70 barras sem GD, com 1 GD e com 2 GD .....	36
Figura 4.13 – Sistema 14 barras: caso base sem alocação de GD.....	38
Figura 4.14 – Sistema 14 barras: melhor solução obtida sem alocação de GD.....	39
Figura 4.15 – Sistema 33 barras: caso base sem alocação de GD.....	40
Figura 4.16 – Sistema 33 barras: melhor solução obtida sem alocação de GD.....	40
Figura 4.17 – Sistema 84 barras: caso base sem alocação de GD.....	42
Figura 4.18 – Sistema 84 barras: melhor solução obtida sem alocação de GD.....	43
Figura 4.19 – Sistema 14 barras: melhor solução obtida com RSDEE e alocação de 1 GD....	45
Figura 4.20 – Sistema 14 barras: melhor solução obtida com RSDEE e alocação de 2 GD....	46
Figura 4.21 – Sistema 33 barras: melhor solução obtida após RSDEE e alocação de 1 GD de 1000 kW .....	47
Figura 4.22 – Sistema 33 barras: melhor solução obtida após RSDEE e alocação de 1 GD de 2000 kW .....	47

Figura 4.23 – Sistema 33 barras: melhor solução obtida RSDEE e alocação de 2 GD de 1000 kW .....	48
Figura 4.24 – Sistema 69 barras: melhor solução obtida após RSDEE e alocação de 1 GD de 1000 kW .....	49
Figura 4.25 – Sistema 69 barras: melhor solução obtida RSDEE e alocação de 2 GD de 1000 kW .....	50

---

## Lista de Tabelas

---

Tabela 4.1 – Sistema 10 barras: Potência após alocação de 1 GD .....	25
Tabela 4.2 – Tensão das barras por unidade (p.u.) antes e após a alocação de 1 GD .....	25
Tabela 4.3 – Sistema 10 barras: Potência após alocação de 2 GD .....	26
Tabela 4.4 – Tensão das barras por unidade (p.u.) antes e após a alocação de 2 GD .....	26
Tabela 4.5 – Sistema 34 barras: Potência após a alocação de 1 GD .....	29
Tabela 4.6 – Tensão das barras por unidade (p.u.) antes e após a alocação de 1 GD .....	29
Tabela 4.7 – Sistema 34 barras: Potência após alocação de 2 GD .....	30
Tabela 4.8 – Tensão das barras por unidade (p.u.) antes e após a alocação de 2 GD .....	31
Tabela 4.9 – Sistema 70 barras: Potência após a alocação de 1 GD .....	33
Tabela 4.10 – Tensão das barras por unidade (p.u.) antes e após a alocação de 1 GD .....	34
Tabela 4.11 – Sistema 70 barras: Potência após a alocação de 2 GD .....	35
Tabela 4.12 – Tensão das barras do sistema de 70 barras antes e após a alocação de 2 GD ...	35
Tabela 4.13 – Configurações obtidas para os sistemas de teste .....	37
Tabela 4.14 – Sistema 14 barras: redução percentual de potência após RSDEE .....	39
Tabela 4.15 – Sistema 33 barras: redução percentual de potência após RSDEE .....	41
Tabela 4.16 – Sistema 84 barras: redução percentual de potência após RSDEE .....	43
Tabela 4.17 – Sistema 14 barras: redução percentual de potência após RSDEE e alocação de 1 GD .....	45
Tabela 4.18 – Sistema 14 barras: redução percentual de potência após RSDEE e alocação de 2 GD .....	46
Tabela 4.19 – Sistema 33 barras: redução percentual de potência após RSDEE e alocação de 1 GD .....	48
Tabela 4.20 – Sistema 33 barras: redução percentual de potência após RSDEE e alocação de 2 GD .....	49
Tabela 4.21 – Sistema 69 barras: redução percentual de potência após RSDEE e alocação de 1 GD e 2 GD .....	50

---

## Lista de Abreviaturas

---

<i>AMPL</i>	<i>A Mathematical Programming Language</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
<i>HS</i>	<i>Harmony Search</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
<i>KNITRO</i>	<i>Nonlinear Interior point Trust Region Optimization</i>
<i>MPGSA</i>	<i>Modified Plant Growth Simulation Algorithm</i>
MSP	Método da Soma das Potências
MTEP	Milhões de Toneladas Equivalentes de Petróleo
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCSOIM	Programação Cônica de Segunda Ordem Inteira Mista
PL	Problemas Lineares
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNL	Programação Não-Linear
PNLIM	Programação Não-Linear Inteira Mista
POSD	Problema de Otimização Sem Derivada
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa Nacional
RSDEE	Reconfiguração do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência

---

## Lista de Símbolos

---

$\Omega_l$	Conjunto de ramos do sistema
$\Omega_b$	Conjunto de barras do sistema
$n_b$	Número de barras do sistema
$i, j$ e $k$	Índices de barras
$i, j$ e $k, i$	Índices de ramos
$P_{k,i}$	Fluxo de potência ativa que parte da barra $k$ para a barra $i$
$P_{i,j}$	Fluxo de potência ativa que parte da barra $i$ para a barra $j$
$Q_{i,j}$	Fluxo de potência reativa que parte da barra $i$ para a barra $j$
$Q_{k,i}$	Fluxo de potência reativa que parte da barra $i$ para a barra $j$
$V_i$	Magnitude de tensão na barra $i$
$V_j$	Magnitude de tensão na barra $j$
$V_i^{min}$	Magnitude de tensão mínima
$V_i^{max}$	Magnitude de tensão máxima
$I_{i,j}$	Magnitude de corrente do ramo $i, j$
$I_{i,j}^{max}$	Magnitude de corrente máxima do ramo $i, j$
$P_i^D$	Potência ativa demandada na barra $i$
$Q_i^D$	Potência reativa demandada na barra $i$
$P_i^L$	Perda ativa do ramo $i, j$
$Q_i^L$	Perda reativa do ramo $i, j$
$P_i^S$	Potência ativa provida da subestação para a barra $i$
$Q_i^S$	Potência reativa provida da subestação para a barra $i$
$Z_{i,j}$	Impedância do ramo $i, j$
$X_{i,j}$	Reatância do ramo $i, j$
$y_{i,j}$	Variável binária para abrir (1) e desligar (0) o ramo $i, j$
$b_{i,j}$	Variável auxiliar para abertura e fechamento dos ramos $i, j$
$P_i^{GD}$	Potência da GD na barra $i$
$NGD_i$	Número de unidades de GD na barra $i$
$NGD_i^{max}$	Número de unidades de GD máxima instalada no sistema
$P_i^{GDU}$	Potência da GD a ser instalada na barra $i$

---

## Sumário

---

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>3</b>
1.1. Objetivos .....	6
1.2. Organização do trabalho .....	6
<b>2. REVISÃO DA LITERATURA .....</b>	<b>7</b>
2.1. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.....	7
2.2. Geração Distribuída.....	10
2.3. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica e Alocação de Geração Distribuída .....	13
2.4. <i>A Mathematical Programming Language</i> .....	14
<b>3. MODELAGEM MATEMÁTICA .....</b>	<b>16</b>
3.1. Modelo matemático simples para alocação de Geração Distribuída .....	16
3.2. Modelo matemático para RSDEE .....	18
3.3. Modelo matemático para RSDEE com a alocação de GD.....	21
<b>4. RESULTADOS .....</b>	<b>23</b>
4.1. Testes para Alocação de Geração Distribuída .....	23
4.1.1. Sistema de 10 barras: .....	24
4.1.2. Sistema de 34 barras: .....	27
4.1.3. Sistema de 70 barras: .....	32
4.2. Testes para Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.....	36
4.2.1. Solução ao problema de RSDEE sem a alocação de GD.....	37
4.2.1.1. Sistema de 14 barras: .....	38
4.2.1.2. Sistema de 33 barras: .....	40
4.2.1.3. Sistema de 84 barras: .....	41
4.2.2. Solução ao problema de RSDEE com a alocação de GD.....	44
4.2.2.1. Sistema de 14 barras: .....	44
4.2.2.2. Sistema de 33 barras: .....	46
4.2.2.3. Sistema de 69 barras: .....	49
<b>5. CONCLUSÃO .....</b>	<b>52</b>

<b>6. PUBLICAÇÕES.....</b>	<b>54</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>55</b>

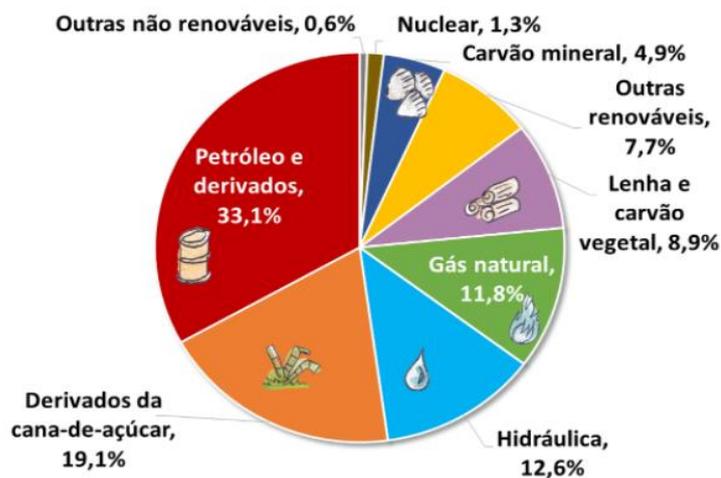
## 1. INTRODUÇÃO

Define-se como Sistema Elétrico de Potência (SEP) o conjunto de todos os equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (BICHELS, 2018). A função básica do SEP é o fornecimento de energia elétrica aos consumidores, sendo que este fornecimento deve ser realizado com qualidade e no instante em que for solicitado (RIBEIRO JÚNIOR, 2018).

Um dos maiores desafios enfrentados pelo sistema elétrico brasileiro é o planejamento e implementação de uma matriz energética eficiente com relação ao custo, levando em consideração os fatores socioeconômicos e ambientais para atender, de forma segura, a demanda crescente por eletricidade (OLIVEIRA, L., 2017).

Um ponto de destaque ao se tratar do SEP é que, a energia não é criada, ela é convertida de uma fonte energética, seja ela hidráulica, eólica, solar, térmica ou nuclear, em energia elétrica. A Figura 1.1 representa a matriz energética brasileira, que é toda energia disponibilizada para ser transformada, distribuída e consumida nos processos produtivos, de acordo com o levantamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no ano de 2020 (EPE/BEN, 2021).

**Figura 1.1 – Matriz Energética Brasileira**

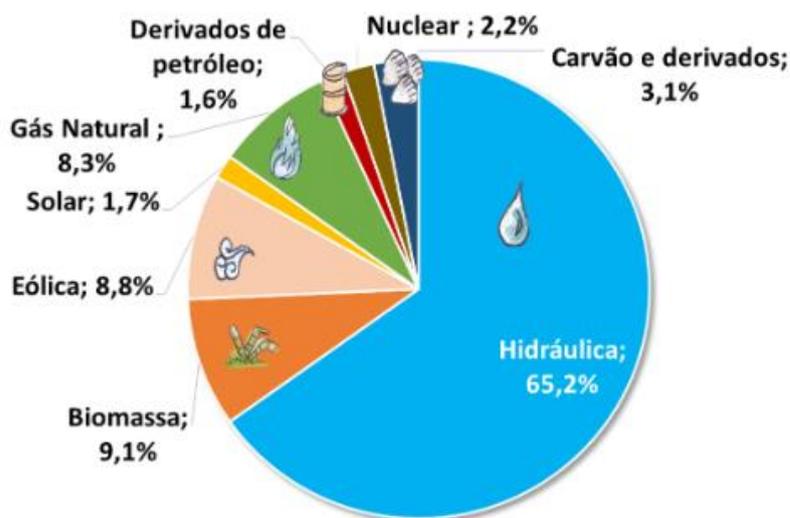


Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2021)

Percebe-se que, 48,3% da matriz energética brasileira é formada por energias renováveis como hidráulica, carvão vegetal, entre outras, o que é uma característica muito importante visto que estas geram a emissão de gases do efeito estufa em menor quantidade ou com balanço zero.

A Figura 1.2 representa a matriz elétrica brasileira, que é o conjunto de fontes disponíveis para geração de energia elétrica, de acordo com o levantamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no ano de 2020 (EPE/BEN, 2021).

**Figura 1.2 – Matriz Elétrica Brasileira**



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2021)

Analisando o SEP por meio da matriz elétrica, observa-se que ela é ainda mais renovável que a matriz energética, visto que a maior parte da energia elétrica gerada no Brasil tem origem em usinas hidrelétricas. Além disso, a geração eólica e solar vêm apresentando crescimento nos últimos anos devido a sua característica renovável e, no caso da energia solar, maior acessibilidade por parte da população.

Logo, com a necessidade de diversificação da matriz energética brasileira de modo a possibilitar o crescimento da economia, a GD passa a ser uma das possibilidades promissoras que reduzem a necessidade de despacho de geradores térmicos em época de estiagem, evitando o aumento de tarifas de energia elétrica e a emissão de gases poluentes (CARVALHO, 2015).

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) (2022), GD é uma expressão utilizada para designar a geração de energia elétrica realizada junta ou próxima dos consumidores independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Entre os itens que compõem a GD, tem-se: Pequenas Centrais Elétricas (PCHs); Painéis fotovoltaicos; Geradores de emergência; etc.

Tendo em vista a crescente preocupação com a confiabilidade do sistema e com a sustentabilidade ambiental, para que os geradores distribuídos possam de fato beneficiar os SDEE, seus impactos técnicos devem ser cuidadosamente estudados (PESSOA, 2016).

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2018) as perdas são classificadas em duas classes, sendo elas: as perdas técnicas e as perdas não técnicas.

As perdas técnicas são relacionadas as perdas de potência derivadas de processos físicos ocasionados através do transporte de energia elétrica na rede. Dentre eles tem-se as perdas nos núcleos dos transformadores, conversão de energia elétrica em energia térmica pelo efeito Joule e as perdas referentes ao efeito corona. As perdas não técnicas, também consideradas perdas comerciais, são aquelas derivadas da diferença entre as perdas totais do sistema e as perdas técnicas, dentre elas, destacam-se os erros de medição, furtos de energia e unidades consumidoras sem equipamentos de medição (ANEEL, 2018).

Devido aos altos custos na distribuição de energia elétrica, ocasionado pelas perdas que ocorrem no SDEE, existe uma elevada busca no aperfeiçoamento de técnicas de engenharia direcionadas a operação (OLIVEIRA, F., 2016). Dentre as formas básicas de redução de perdas no sistema elétrico, tem-se: recondutoramento; reconfiguração da rede; adição de bancos de capacitores; e gestão das cargas (PAULA, C. P., 2004).

A escolha da Reconfiguração do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (RSDEE) para redução das perdas nos estudos atuais tem ganhado espaço devido a apresentação de alta eficácia e custos reduzidos quando comparados a outros métodos, tais como: adição de bancos de capacitores, recondutoramento e construção de novas subestações de distribuição de energia.

A RSDEE, problema abordado neste trabalho, aplica variações na topologia da rede de distribuição por meio da mudança do estado aberto/fechado das chaves de interconexão do sistema, respeitando as condições operacionais e físicas do sistema (NGUYEN, *et al*, 2016).

De acordo com Bueno (2008), a adoção da RSDEE é uma estratégia simples e econômica, visto que não implica na utilização de novas tecnologias e instalação de novos equipamentos, sendo resumida em dois objetivos principais: fornecer a quantidade máxima de suprimento elétrico até os consumidores finais e possibilitar a reconfiguração da rede ao surgirem falhas no SDEE.

Desta forma, pode-se destacar que, quando realizada de forma adequada, a integração da GD a RSDEE pode conduzir a melhorias nos níveis de tensão, balanceamento da distribuição das cargas na rede, entre outros.

Logo, a motivação do trabalho é desenvolver uma modelagem de otimização utilizando uma linguagem matemática algébrica que possa auxiliar no planejamento de redes quanto as tomadas de decisão relacionadas com a reconfiguração da rede juntamente com a alocação de GD. A solução a esse problema será obtida para os sistemas 14 barras, 33 barras e 69 barras encontrados na literatura técnica. O objetivo principal do problema abordado será a redução de

perdas técnicas, estas que estão relacionadas aos processos físicos que ocorrem no transporte de energia elétrica na rede de distribuição.

### 1.1. Objetivos

O objetivo geral do trabalho é estabelecer um modelo de programação não-linear para resolver simultaneamente o problema de reconfiguração de SDEE e a alocação de GD visando a minimização das perdas totais de potência ativa.

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Utilizar a linguagem *A Mathematical Programming Language (AMPL)* para obter a solução do problema de RSDEE conjuntamente com o problema de alocação de GD;
- Obter a solução ótima do problema abordado quando aplicado a SDEE encontrados na literatura técnica;
- Analisar os impactos técnicos, especificamente as perdas de potência ativa e os perfis de tensão, que a inserção de GD e a reconfiguração simultânea da rede traz ao SDEE.

### 1.2. Organização do trabalho

O Capítulo 1 trata da introdução e contextualização do conteúdo abrangido durante o desenvolvimento do trabalho e apresenta, ainda, os objetivos e a organização do trabalho.

O Capítulo 2 aborda uma revisão da literatura técnica a respeito da RSDEE. Neste capítulo também será introduzido o funcionamento do *software AMPL* e do *solver Nonlinear Interior point Trust Region Optimization (knitro)*.

No Capítulo 3 inicia-se a abordagem da modelagem matemática dos sistemas em estudo, apresentando as seguintes modelagens: a modelagem para inserção de GD no SDEE; modelagem para RSDEE e a unificação dos modelos citados anteriormente, apresentada como maior foco deste trabalho.

Com base nos capítulos já apresentados, o Capítulo 4 apresenta ao leitor os resultados alcançados com a análise em *AMPL*, mostrando de forma resumida, as informações de importância ao planejamento e operação da rede após RSDEE e inserção da GD nos mesmos.

O Capítulo 5 apresenta a conclusão dos resultados obtidos com todas as simulações realizadas, abrangendo o quão importante é o método de análise na linguagem utilizada e que este deve ser cada vez mais interligado ao projeto, planejamento e operação dos SDEE.

## 2. REVISÃO DA LITERATURA

### 2.1. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Os SDEE são compostos por redes malhadas interconectadas, contudo, o ele opera com uma topologia radial o que permite uma melhor operação onde dois fatores são de extrema relevância: facilitar a coordenação da proteção e reduzir a corrente de curto-circuito do sistema (ROMAIS, 2013).

Reconfigurar um SDEE significa encontrar a combinação ótima dos estados das chaves de interconexão existentes, de maneira que, simultaneamente atenda as restrições operacionais, minimizando a função objetivo em foco e mantendo a radialidade. A RSDEE parte de uma configuração radial em operação normal, e através do fechamento e abertura das chaves localizadas em pontos estratégicos obtêm-se uma nova topologia otimizando um determinado critério previamente proposto, como exemplo: minimização de perdas elétricas ativas, balanceamento de cargas entre os alimentadores, melhorias nos níveis de tensão em nós da rede e aprimorar indicadores de confiabilidade (MARINHO, 2017).

Shania, Arefi e Lich (2018) dividem a RSDEE em duas categorias, sendo o planejamento a operação. No âmbito do planejamento, aplicar a reconfiguração a uma determinada rede visa identificar a melhor configuração através do estado das chaves seccionadoras (conectada ou desconectada) com foco na transferência de cargas de locais sobrecarregados para locais menos carregados, minimizando as perdas de energia. Quando o foco da RSDEE é a operação, a alteração de estado da chave é utilizada, por exemplo, como uma forma rápida de restauração da energia quando existe uma falha no SDEE, o que contribui para aumento na confiabilidade do sistema. É válido ressaltar que, a adoção da RSDEE deve satisfazer as restrições do SDEE, atenda as mínimas condições operacionais e compra os requisitos de otimização, minimizando as perdas de energia elétrica.

Com base nos estudos apresentados previamente e de acordo com Gomes (2005) os primeiros trabalhos voltados para a RSDEE tinham como objetivo o planejamento, mais especificamente, a redução dos custos de construção de novos ramais e também a minimização de perdas.

Os estudos de RSDEE foram propostos inicialmente em 1975 por Merlin e Back com intenção de obter a minimização de perdas formulando um modelo matemático do problema de reconfiguração e solucionando este utilizando *branch & bound*, o qual utiliza critérios de son-

dagem limitante, inferior e superior, seguidos por Cinvalar *et al.* (1988) que conduziram, através do método heurístico denominado *branch-exchange*, a minimização de perdas de sistemas de distribuição por meio da reconfiguração. Na mesma época, Baran & Wu (1989) realizaram estudos aplicados a reconfiguração de sistemas elétricos por meio do balanceamento de cargas aplicando o algoritmo *branch-exchange*, e Shirmohammadi (1989) apresentou uma modificação à proposta realizada por Merlin e Back (1975) descrevendo um método heurístico confiável e robusto para modelagem através do fluxo de potência, a qual permite encontrar a configuração que indica as menores perdas no sistema de distribuição. Goswani e Basu (1992) apresentam uma modificação no algoritmo abordado por Shirmohammadi em 1989. Nesta nova metodologia, ao contrário de fechar todas as chaves de interconexão do sistema, apenas uma chave é fechada formando um laço único. Este processo se repete até que a configuração que proporcione as menores perdas de potência ativa do sistema seja encontrada. Chang & Kuo (1994) por meio de equações simplificadas do fluxo de carga para formulação do RSDEE apresentando redução no tempo de processamento da minimização das perdas, porém este método reduzia a qualidade das soluções em problemas combinatórios de RSDEE. McDermott *et al.* (1999) propuseram um novo modelo para reconfiguração de redes de distribuição, onde as configurações ideais com menor aumento discreto nas perdas totais são selecionados, porém apresentava um tempo computacional maior que os demais modelos voltados a reconfiguração.

Montovani *et al.* (2000) apresentaram um algoritmo heurístico para o problema da reconfiguração em busca de minimização de perdas e balanço de cargas do sistema. Schmidt *et al.* (2005) introduziram uma nova forma de analisar o problema da RSDEE baseando-se no fluxo de carga de Newton, tornando o método de análise mais rápido, entretanto para sistemas de grande porte as soluções encontradas não foram satisfatórias. Gomes *et al.* (2006) apresentaram um algoritmo genético que, através da redução do espaço de busca reduzindo a população inicial, reduziram taxativamente o tempo computacional. Raju & Bijwe (2008) descreveram as perdas de potência ativa por meio de termos lineares de sensibilidade as perdas de impedância dos ramos. Tanto o modelo de Gomes *et al.* (2006) quanto o modelo de Raju & Bijwe (2008) abordam metodologias robustas e eficazes para a RSDEE, porém os modelos se tornam menos eficientes caso os termos lineares não apresentem um aumento.

Abdelaziz *et al.* (2009) buscaram a resolução do problema da RSDEE por meio do algoritmo enxame de partículas buscando a redução de perdas de energia. No trabalho de Lavorato *et al.* (2012) uma nova formulação é apresentada uma revisão da literatura com foco de incorporar as restrições de radialidade para um sistema de distribuição. Visto que esta é uma das maiores dificuldades encontradas no problema de RSDEE, foi apresentada de maneira simples

e eficiente pelos autores. Lorens-Iborra *et al.* (2012) apresentaram um modelo *Mixed Integer Linear Programming (MILP)* para resolução do RSDEE. Este modelo é facilmente resolvido por *solvers* de otimização comercial, porém as aproximações utilizadas pelos autores podem prejudicar o desempenho da resolução de problemas combinatórios de RSDEE altamente não lineares. Ahmadi & Martí (2015) proporcionaram encontrar as perdas de potência na RSDEE por meio de equações lineares simples, aproximando termos quadráticos do fluxo de corrente ativo e reativo da função objetivo com termos lineares.

Desde então, a reconfiguração de sistemas vem sendo abordada com mais ênfase, especialmente, devido ao surgimento de novos métodos de análise computacional. Esses métodos computacionais mostram que, com maior exatidão e menor esforço computacional, ótimos resultados associados à minimização de perdas no sistema podem ser obtidos.

Um dos estudos mais recentes a respeito de RSDEE utilizando a modelagem matemática algébrica foi proposto por Mahdavi, *et al.* (2021) que, através de um modelo convexo de Programação Cônica de Segunda Ordem Inteira Mista (PCSOIM) consegue aplicar a RSDEE promovendo resultados robustos, eficientes e em um curto espaço de tempo para redes de distribuição, sejam elas planares ou não planares e de pequeno e grande porte, garantindo a radialidade do sistema. Outro ponto de destaque a respeito do trabalho de Mahdavi, *et al.* (2021) é a flexibilidade que o modelo propõe, visto que restrições podem ser facilmente implementadas na formulação.

De acordo com a literatura técnica utilizada como embasamento deste trabalho, o problema da RSDEE é combinatório e apresenta elevada complexidade matemática pois trabalha com variáveis binárias e contínuas e pode ser modelado por meio do problema de programação não-linear inteiro misto onde, através da função objetivo, deseja-se minimizar as perdas de potência ativa do sistema elétrico sujeito a restrições como: balanço de potência ativa e reativa, limites de tensão e corrente nas barras, número de chaves de interconexão, etc.

Em síntese, o estudo tradicional da RSDEE busca definir uma topologia ótima que gere as menores perdas possíveis no sistema em estudo. Essas topologias do sistema são definidas através da abertura/fechamento das chaves seccionadoras presentes nos ramos do sistema, com o propósito de atender às exigências da demanda em condições normais de operação.

A minimização de perdas de potência elétrica ativa, aquela que é realmente transferida para a carga, ou seja, converte energia elétrica em outra forma de energia útil, como o torque de um motor, é de suma importância visto que ressalta a eficiência do sistema de distribuição. Segundo Macedo, *et al.* (2018), a mudança na configuração do sistema mediante a abertura e fechamento das chaves, mesmo tendo que manter a radialidade e demanda do sistema, é um

caminho efetivo para redução das perdas.

## **2.2. Geração Distribuída**

De acordo com Ackermann, Andersson e Soder (2001) existem vários termos utilizados na literatura para definição de GD, dentre eles: geração dispersa, geração descentralizada, e geração integrada.

Conforme citado no Capítulo 1 deste trabalho, segundo o INEE (2022), designa-se GD a geração de energia elétrica realizada junta ou próxima dos consumidores independente da potência, tecnologia e fonte de energia.

O conceito GD, grande maioria das vezes, é confundido com os conceitos de fontes renováveis de energia e com os conceitos de fontes alternativas de energia (RODRIGUES, 2006). Logo, faz-se necessário diferenciá-los: as fontes renováveis de energia são aquelas em que os recursos naturais utilizados são capazes de se regenerar, ou seja, são consideradas inesgotáveis, diminuem o impacto ambiental e se apresentam como uma opção ao uso de matéria prima não renovável, como as máquinas de combustão interna e as turbinas de gás de ciclo combinado. Dentre as fontes de energias renováveis, pode-se citar: solar, eólica, geotérmica e biomassa. Já as fontes de energia alternativa são aquelas que causam menor impacto ambiental e são derivadas de fontes de energias renováveis e comumente estas fontes não produzem energia em grande escala.

Ackermann, Andersson e Soder (2001) definem as tecnologias de GD em:

Renováveis:

- Pequenas Centrais Elétricas (PCHs);
- Micro Hidrelétricas;
- Turbina Eólica;
- Biomassa;
- Geotérmica;
- Células Fotovoltaicas.

Não-Renováveis:

- Turbina de Gás de ciclo Combinado;
- Máquina de Combustão Interna;
- Turbina de Combustão;
- Microturbinas.

A energia eólica vem sendo considerada uma das mais promissoras fontes naturais de energia, principalmente por ser renovável. É obtida através da conversão da energia cinética do movimento do ar em energia cinética de rotação das turbinas eólicas. Com base no BEN (EPE,2021) a geração de energia eólica no Brasil teve um aumento de 26,7% se comparada com a produção de 2020 e atualmente tem capacidade de geração de aproximadamente 72,28 GW/h.

As microturbinas tiveram grande expansão visto que teve sua inserção nos sistemas elétricos de potência, apresentando inovações tecnológicas como o uso de mancais a ar, de ligas metálicas e cerâmicas resistentes a altas temperaturas e de componentes eletrônicos de alta potência (BONA, 2003). Os principais benefícios da utilização de microturbinas no sistema de energia elétrica consistem na sua longa vida útil, baixos custo de implementação e manutenção, pequena dimensão e baixo consumo de combustível.

A biomassa tem como origem matéria orgânica vegetal e animal, como lenha, rejeitos urbanos, bagaço de cana de açúcar e dejetos animais. Sua produção possui baixo custo e a não emissão de gases do efeito estufa.

Segundo a resolução normativa (REN) nº 394/1998 da ANEEL, define-se como PCH toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja área do reservatório seja inferior a 3 km<sup>2</sup> e apresenta capacidade instalada superior a 1 MW e inferior a 30 MW. Geralmente aplica-se a utilização de PCHs a rios de pequeno e médio porte que possuam desníveis significativos durante seu percurso gerando potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas. As instalações de PCHs geram menor impacto ambiental quando comparadas a usinas de grande porte e quando inseridas no sistema de energia elétrica não pagam as taxas pelo uso do sistema de transmissão e distribuição.

Quando comparado com as usinas hidrelétricas, no Brasil, o sistema de GD tem como características o baixo custo de investimento e construção em curto espaço de tempo. Outro ponto de destaque relacionado a implementação de GD é que, por serem inseridas próximas a centros de carga, não se faz necessária a construção de subestações e redes de transmissão de energia elétrica.

A inserção de GD no SDEE em locais otimizados apresenta benefícios aos consumidores, às concessionárias e ao sistema elétrico quando comparado às opções convencionais de geração de grande porte (ROMAGNOLI, 2005).

Hoff, Wenger e Farmer (1996) apresentam que por ser instalada próxima aos centros de carga reduz as perdas inerentes a transmissão e distribuição de energia elétrica proporcionando uma maior estabilidade à tensão elétrica, reduzindo as perdas relativas de potência podendo,

desta forma, postergar os investimentos em subestações e linhas de transmissão.

De acordo com Rodrigues (2006) visto que o sistema elétrico brasileiro possui alta dependência de centrais de geração de energia de grande porte, como as hidrelétricas e termoelétricas, alguns problemas como perdas técnicas no transporte de energia e instabilidade inerentes ao sistema convencional, podem ser resolvidos com a inserção da GD. Outros fatores positivos associados à inserção de GD no sistema elétrico são:

- Mitigação do risco hidrológico utilizando formas de GD com sazonalidade complementar aos períodos de chuva;
- Redução da necessidade de reservas girantes (reserva de energia que corresponde a uma sobra equivalente a 5% da eletricidade total consumida no país que fica à disposição do Operador Nacional do Sistema (ONS) para utilização em casos de aumento de consumo de energia), com foco na manutenção da qualidade do serviço;
- Minimização das perdas técnicas no sistema de transmissão;
- Estabilização das curvas de carga reduzindo a diferença de preços nos horários de ponta e fora ponta;
- Prestação de serviços especializados com foco no atendimento de consumidores portadores de exigências específicas ligadas a qualidade de energia fornecida;
- Redução das perdas na rede de distribuição e na malha de transmissão.

É válido destacar que a alocação de GD no SDEE também apresenta pontos negativos. Com base no trabalho de Prado (2013) a alocação de GD no sistema dificulta o planejamento e a operação do sistema elétrico, pois requer estudos complexos para avaliação de características do sistema, como: perfil de tensão; estabilidade; confiabilidade; controle e proteção.

Outras dificuldades apresentadas a respeito da inserção de GD no SDEE a serem consideradas de acordo com Rodrigues (2006) são: necessidade de novas configurações da rede de distribuição incorporando a GD em seu planejamento; dificuldade de elaboração de normas abrangentes frente às especificidades de cada rede e das unidades de GD; alta complexidade, inclusive técnica, relacionadas a operação do despacho centralizado; e necessidade do monitoramento constante da qualidade de energia.

O uso cada vez maior de energia elétrica na sociedade intensificou, ao longo dos últimos anos, as atividades relacionadas com este recurso, como a geração, transmissão, distribuição e comercialização. Devido ao desenvolvimento crescente das atividades relacionadas ao SEP se

fez necessária a criação de regulamentações específicas, tais como leis, decretos e resoluções normativas, com o objetivo de padronizar as atividades realizadas no setor elétrico assegurando fornecimento contínuo e adequado de energia elétrica.

A inserção da GD no sistema elétrico brasileiro trouxe uma mudança na forma tradicional de obtenção de energia. Essas tecnologias de GD influenciaram um vasto número de atividades do setor elétrico, tornando necessária a criação de regulamentação específica para reger sua operação no Brasil. (REZENDE, 2015). Logo, fez-se necessária a criação de leis, resoluções e decretos com finalidade de padronizar e normatizar os procedimentos relacionados ao funcionamento e desempenho dos SDEE, que são os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), disposto em 9 módulos, elaborados pela ANEEL (2016), com participação das associações do setor elétrico e dos agentes de distribuição (PEREIRA, L., 2018).

### **2.3. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica e Alocação de Geração Distribuída**

A utilização de GD interligada com o SDEE pode ocasionar uma série de impactos nos mais diversos aspectos do sistema, como o cálculo de fluxo de carga, perdas de potência na rede elétrica, qualidade de tensão, estabilidade da operação e confiabilidade de atendimento. Desta forma, o surgimento das tecnologias de GD levou as concessionárias de energia elétrica a elaborar estudos e equiparem-se com ferramentas que avaliem o impacto das fontes renováveis conectadas a rede (PRADO, 2013).

Estes novos estudos apontaram que a inserção da GD na rede de distribuição de energia consegue maior aproveitamento quando vinculada a RSDEE devido a mudança contínua no fluxo de carga do sistema. Desta forma, o uso destas técnicas em conjunto pode garantir elevadas reduções de perdas técnicas, aumento nos níveis de confiabilidade etc. (RAJARAM *et al.*, 2015).

Murthy *et al.* (2012), aplicaram a reconfiguração em sistemas elétricos que possuem GD empregando o método *Harmony Search*. Este estudo comprovou que, com a junção dos dois problemas, se obtém valores elevados na redução das perdas.

Segundo as pesquisas de Rosseti, *et al.* (2013), Rajaram, *et al.* (2015) e Hasanpour, *et al.* (2017) a utilização da RSDEE em conjunto com a inserção da GD pode garantir, além da redução elevada das perdas técnicas, melhoras nos níveis de tensão do sistema elétrico e aumento significativo dos índices de confiabilidade. Rosseti, *et al.* (2013) também pontua que, a injeção de energia em diferentes pontos do sistema afeta a distribuição, o fluxo e as perdas.

Em sua dissertação, Santos, M. V. (2019) apresenta um modelo que emprega a meta-heurística *Harmony Search* para solução do problema RSDEE com inserção de GD. O modelo proposto por Santos, M. V. (2019) busca determinar a configuração ótima do sistema, tal que resulte nas menores perdas de potência ativa, melhorando os perfis de tensão levando em consideração a aplicação da reconfiguração horária no sistema e a presença da GD.

Gallego Pareja, *et al.* (2022) propõe um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para que, de maneira simultânea, seja aplicada a RSDEE e a inserção da GD em busca da redução das perdas de potência ativa e ganhos nos níveis de tensão.

Desta forma, ao longo dos próximos capítulos, serão apresentadas as formulações matemáticas obtidas e os modelos matemáticos para diferentes SDEE a fim de comparar os resultados obtidos com a literatura técnica existente.

Todos os modelos que serão apresentados neste trabalho foram desenvolvidos na linguagem *AMPL* e para sua solução utilizou-se o *solver knitro*.

#### **2.4. A Mathematical Programming Language**

A *Mathematical Programming Language (AMPL)* é uma linguagem algébrica e matemática aplicada para descrever e resolver problemas de alta complexidade. Foi desenvolvida por um grupo de pesquisadores nos laboratórios Bell, em 1985, sendo eles: Robert Fourer, David Gay e Brian Kernighan (AMPL, 2022).

A sintaxe da *AMPL* possui algumas estruturas de controle para laços e decisão, contudo seu foco é a especificação de variáveis, objetivos e restrições, de forma a delimitar corretamente o problema a ser modelado (FOURER, 1983). Assim, sua estrutura de código ocorre em duas etapas, a primeira trata da definição das variáveis, objetivos e restrições, enquanto a segunda define os dados que representam um estado do modelo.

A principal vantagem da *AMPL* é a semelhança de sua sintaxe com a notação matemática dos problemas de otimização propostos, o que permite uma definição muito concisa e legível desse tipo de problema. Outro ponto de bastante relevância na utilização da *AMPL* é que exige um baixo consumo computacional, favorecendo a sua utilização em máquinas com processadores comuns.

Entre os tipos de problemas que a linguagem *AMPL* pode resolver, tem-se: Programação Linear; Programação Quadrática; Programação Não-Linear; etc.

Para o desenvolvimento deste trabalho, propõe-se a utilização de métodos de solução a problemas de Programação Não-Linear Inteira Mista na busca da melhor reconfiguração do sistema simultaneamente com a inserção da GD, comparando os resultados obtidos nos testes

com aqueles fornecidos na literatura técnica, de maneira a identificar a performance e convergência dos *solvers* comerciais disponíveis no *AMPL*.

Será utilizado para a solução do problema abordado, o *solver knitro*, este que é uma abreviação de *Nonlinear Interior point Trust Region Optimization*, o *knitro* é um solucionador poderoso para problemas de natureza não linear. Foi introduzido pela primeira vez em 2001 como derivado de uma pesquisa acadêmica realizada na *Northwestern University*. O *solver* oferece uma grande variedade de algoritmos de otimização, tais como: solucionador de Programação Não-Linear (PNL); solucionador de Programação Não-Linear Inteira Mista (PNLIM); Problemas Lineares (PL); Problema de Otimização sem Derivadas (POSD), etc. (BYRD, *et al.*, 2006).

Os problemas de otimização devem ser apresentados ao *knitro* de forma matemática e devem fornecer maneiras de calcular derivadas de funções utilizando matrizes esparsas. Dessa forma é mais fácil resolver o problema de otimização em uma linguagem de modelagem algébrica que neste trabalho será a *AMPL*.

Tratando-se de sistemas de energia, a maioria dos problemas de otimização podem ser modelados corretamente por meio de problemas PNLIM ou de problemas de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) (DELGADO, 2015).

Problemas de PNLIM são problemas de otimização caracterizados pela presença de funções não lineares escritas a partir de variáveis em domínios diretos e contínuos (MELO, 2012). Estes modelos podem ser resolvidos por todos os métodos de otimização e *solvers* não lineares comerciais. Sua resolução torna-se complexa devido a não linearidade do problema e a não convexidade da região de busca.

Devido a sua ampla aplicabilidade, o PNLIM tem sido objeto de extensa pesquisa por parte da comunidade acadêmica nos últimos anos, nas mais diferentes áreas, dentre elas a engenharia, as ciências aplicadas, processos químicos etc. (MELO, 2012).

A vantagem de utilização do PNLIM encontra-se em poder realizar a modelagem de um problema real. Como desvantagens pode-se citar o grande número de ótimos locais; a não convexidade das regiões de busca; não existência de técnica de solução que garanta convergência para o ótimo global e não existência de uma metodologia que contemple todos os tipos de problemas (DELGADO, 2015).

### 3. MODELAGEM MATEMÁTICA

#### 3.1. Modelo matemático simples para alocação de Geração Distribuída

Devido as profundas mudanças que os SDEE vêm passando no decorrer dos últimos anos com as novas políticas de melhoramento de qualidade e confiabilidade de distribuição aos usuários finais, o desenvolvimento de novos meios tecnológicos para implantação de redes mais diversificadas, como a implantação da GD traz benefícios tanto para a distribuição quanto para a transmissão (PRADO, 2013).

O local de instalação das unidades de GD, seu tipo, e sua potência instalada podem afetar, de maneira significativa, o desempenho técnico, econômico e ambiental dos sistemas de distribuição (PEREIRA, L., 2018).

Conforme Jordehi (2016), a adequada alocação da fonte de GD em um sistema pode auxiliar em melhorias na confiabilidade do sistema e na qualidade de energia; minimiza os custos de investimentos e de operação; e pode atenuar efeitos nocivos da geração de energia.

Do ponto de vista de otimização de sistemas, a alocação da GD é um problema multi-objetivo não linear por envolver diferentes metas a serem atingidas simultaneamente, de tal forma que podem entrar em conflito impossibilitando a existência de uma solução ótima. Desta forma, busca-se encontrar um conjunto de soluções eficientes (PEREIRA, M., 2014).

Logo, a necessidade do desenvolvimento de ferramentas matemáticas, que sejam de fácil acesso, baixo custo computacional e que apresentem resultados robustos e de alta confiabilidade passam a ser foco de estudos voltados a alocação da GD no SDEE.

Com foco em desenvolvimento de uma metodologia simples, busca-se, com base no modelo matemático que será proposto, alocar a fonte de GD em um nó da rede podendo ser previamente selecionada a quantidade e potência ativa da fonte de GD inserida na rede em estudo.

Como a instalação da GD proporciona uma utilização mais eficiente da rede de distribuição, reduzindo as perdas elétricas e proporciona melhoras no perfil de tensão do alimentador, será considerada uma função objetivo que avalia as perdas de potência ativa na rede elétrica.

O problema da alocação da GD está sujeito a restrições operacionais da rede, tais como: o balanço de cargas; a potência injetada pela subestação; tensões e correntes máximas e mínimas e o número de unidades de GD inseridos na rede (YAMASHITA, K, 2017).

O modelo matemático proposto neste trabalho é representado pelo conjunto de equações descritas a seguir:

Função a ser minimizada:

$$\min P_{perdas} = \sum R_{i,j} I_{i,j}^2, \quad \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{(k,i \in \Omega_l)} P_{k,i} - \sum_{(i,j \in \Omega_l)} P_{i,j} - \sum_{(i,j \in \Omega_l)} R_{i,j} I_{i,j}^2 + P_i^S + P_i^{GD} = P_i^D, \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (2)$$

$$\sum_{(k,i \in \Omega_l)} Q_{k,i} - \sum_{(i,j \in \Omega_l)} Q_{i,j} - \sum_{(i,j \in \Omega_l)} X_{i,j} I_{i,j}^2 + Q_i^S = Q_i^D, \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (3)$$

$$V_i^2 - 2(R_{i,j} P_{i,j} + X_{i,j} Q_{i,j}) - Z_{i,j} I_{i,j}^2 - V_j^2 = 0, \quad \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (4)$$

$$V_j^2 I_{i,j}^2 = P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2, \quad \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (5)$$

$$P_i^{GD} = N_i^{GD} \times P_i^{GDU}, \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (6)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (7)$$

$$I_{i,j} \leq I_{i,j}^{max}, \quad \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (8)$$

$$\sum N_i^{GD} \leq NGD_i^{max}, \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (9)$$

Sendo  $\Omega_b$  o conjunto de barras e  $\Omega_l$  o conjunto de ramos do sistema;  $P_{perdas} = \sum R_{i,j} I_{i,j}^2$  são as perdas de potência ativa totais do sistema;  $P_i^S$  e  $Q_i^S$  são, respectivamente as potências ativas e reativas providas da subestação;  $P_i^D$  e  $Q_i^D$  são as potências ativas e reativas demandadas da subestação, respectivamente;  $P_{i,j}$  e  $Q_{i,j}$  representam, nesta devida ordem, o fluxo de potência ativa e reativa;  $R_{i,j} I_{i,j}^2$  e  $X_{i,j} I_{i,j}^2$  são as perdas de potência ativa e reativa no sistema, respectivamente, onde a resistência do ramo  $i,j$  é dada por  $R_{i,j}$  e a reatância por  $X_{i,j}$ ;  $P_i^{GD}$  e  $P_i^{GDU}$  representam, respectivamente, a potência da GD e a potência da GD a ser instalada na barra  $i$ ;  $NGD_i$  é a quantidade de unidades de GD na barra  $i$  e  $NGD_i^{max}$  é o número de unidades de GD máxima instaladas no sistema;  $V_i$  e  $V_j$  são, respectivamente, as magnitudes de tensão nas barras  $i$  e  $j$ ;  $V_i^{min}$  e  $V_i^{max}$  são as magnitudes de tensão mínima e máxima aceitáveis para o conjunto de

barras  $\Omega_b$ ;  $I_{i,j}^{max}$  é a magnitude de corrente máxima aceitável para o conjunto de linhas  $\Omega_l$ ; e  $I_{i,j}$  é a magnitude de corrente no ramo  $i,j$ .

A equação (1) é a função objetivo a ser minimizada esta que é representada pelo somatório da perda de potência ativa do sistema. As equações (2) e (3) constituem as restrições de balanço de potência ativa e reativa, nota-se que na equação (2) existe a inserção da variável  $P_i^{GD}$  que é a potência gerada pela GD na barra  $i$ . Na equação (3) considera-se  $Q_i^{GD} = 0$  já que o fator de potência adotado para GD é igual a 1, ou seja, somente é gerada potência ativa. As equações (4) e (5) representam as restrições da segunda Lei de Kirchoff evidenciando a queda de tensão e a magnitude do cálculo do fluxo de corrente, respectivamente, enquanto a equação (6) representa a potência ativa da GD injetada no sistema. As equações (7) e (8) são as restrições de tensão e corrente, respectivamente, impondo limites para as tensões nodais e estabelece-se a capacidade máxima de transporte de corrente nos ramos. E a equação (9) refere-se ao número máximo de módulos de GD inseridos na rede.

Para encontrar o melhor ponto de alocação da GD nos sistemas em estudo, foi definido o despacho da GD em modo fixo considerando potência de 1000 kW e 2000 kW, e foram realizadas simulações nos sistemas de 10 barras, 34 barras e 70 barras todas considerando a alocação de 1 (uma) unidade de GD e 2 (duas) unidades de GD.

### 3.2. Modelo matemático para RSDEE

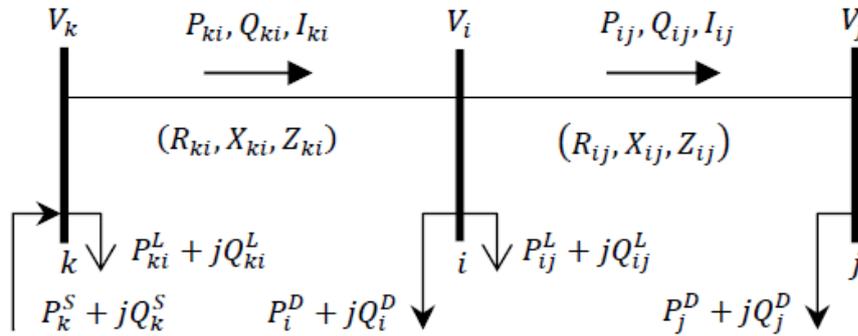
O problema da RSDEE é comumente formulado por meio de um problema de otimização não linear com variáveis binárias e contínuas, cuja solução envolve a seleção, dentre as melhores configurações possíveis, daquela que gere a menor perda de potência ativa e que satisfaça todas as restrições de operação necessárias (GUERRA, *et al.*, 2012).

Visto que o problema de reconfiguração possui uma natureza combinatória e conta com a restrição de radialidade, torna-se uma tarefa complexa a utilização de algoritmos baseados em técnicas tradicionais para encontrar sua solução ótima.

Com o objetivo de simplificar a formulação matemática do problema, Mahdavi, *et al.* (2021) propõem uma formulação matemática de fácil implementação e de alta eficiência para resolução do problema de RSDEE, visando a minimização das perdas ativas no sistema. Além de simples formulação possui alta precisão na obtenção dos resultados desejados.

A Figura 3.1 representa a rede de distribuição de energia elétrica para a definição de uma modelagem alternativa na formulação do problema de fluxo de carga, de tal forma a deixar em evidência as perdas de potência elétrica ativa nos ramos (MAHDAVI, *et al.*, 2021).

Figura 3.1 – Representação Básica da Rede



Fonte: Romero, *et al.* 2021.

Conforme previamente citado e com base na representação proposta na Figura 3.1, tem-se o modelo básico da rede de distribuição, sendo este representado por 3 barras (k, i e j) conectadas por uma linha de distribuição. O modelo básico proposto pode ser aplicado para reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica com apenas uma barra de subestação.

Logo, realizando a substituição das variáveis  $P_{i,j}^L$  e  $Q_{i,j}^L$  apresentadas na Figura 3.1, por  $R_{i,j}I_{i,j}^2$  e  $X_{i,j}I_{i,j}^2$  este trabalho propõe o seguinte modelo matemático, adaptado de Mahdavi, *et al* (2021), para solução do RSDEE:

Função a ser minimizada:

$$\min P_{perdas} = \sum R_{i,j}I_{i,j}^2, \quad \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (10)$$

Sujeito a:

$$P_i^S + \sum_{(k,i \in \Omega_l)} P_{k,i} = \sum_{(i,j \in \Omega_l)} P_{i,j} + \sum_{(i,j \in \Omega_l)} R_{i,j}I_{i,j}^2 + P_i^D, \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (11)$$

$$Q_i^S + \sum_{(k,i \in \Omega_l)} Q_{k,i} = \sum_{(i,j \in \Omega_l)} Q_{i,j} + \sum_{(i,j \in \Omega_l)} X_{i,j}I_{i,j}^2 + Q_i^D, \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (12)$$

$$V_i^2 - 2(R_{i,j}P_{i,j} + X_{i,j}Q_{i,j}) - Z_{i,j}I_{i,j}^2 - V_j^2 + b_{i,j} = 0, \quad \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (13)$$

$$V_j^2 I_{i,j}^2 = P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2, \quad \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (14)$$

$$\sum_{(i,j \in \Omega_l)} Q_{i,j} = n_b - 1, \quad \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (15)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (16)$$

$$0 \leq |I_{i,j}| \leq (I_{i,j}^{max})y_{i,j}, \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (17)$$

$$-M(1 - y_{i,j}) \leq b_{i,j} \leq M(1 - y_{i,j}), \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (18)$$

$$y_{i,j} \in \{0,1\}, \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (19)$$

Sendo  $\Omega_b$  o conjunto de barras e  $\Omega_l$  o conjunto de ramos do sistema;  $P_{perdas} = R_{i,j}I_{i,j}^2$  são as perdas de potência ativa totais do sistema;  $P_i^S$  e  $Q_i^S$  são, respectivamente as potências ativas e reativas providas da subestação;  $P_i^D$  e  $Q_i^D$  são as potências ativas e reativas demandadas da subestação, respectivamente;  $P_{i,j}$  e  $Q_{i,j}$  representam, nesta devida ordem, o fluxo de potência ativa e reativa;  $R_{i,j}I_{i,j}^2$  e  $X_{i,j}I_{i,j}^2$  são as perdas de potência ativa e reativa no sistema, respectivamente, onde a resistência do ramo  $i,j$  é dada por  $R_{i,j}$  e a reatância por  $X_{i,j}$ ;  $b_{i,j}$  é uma variável auxiliar utilizada para indicar abertura ou fechamento das chaves de interconexão  $V_i$  e  $V_j$  são, respectivamente, as magnitudes de tensão nas barras  $i$  e  $j$ ;  $V_i^{min}$  e  $V_i^{max}$  são as magnitudes de tensão mínima e máxima aceitáveis para o conjunto de barras  $\Omega_b$ ;  $I_{i,j}^{max}$  é a magnitude de corrente máxima aceitável para o conjunto de linhas  $\Omega_l$ ; e  $I_{i,j}$  é a magnitude de corrente no ramo  $i,j$ .

A equação (10) é a função perdas a ser minimizada. Sabendo que em qualquer barra  $i$  do sistema o somatório das potências ativas que entram em uma barra deve ser igual ao somatório das potências que saem das barras as equações (11) e (12) constituem estas restrições de balanço de potência ativa e reativa em cada barra do sistema, respectivamente. Por meio da Lei de Kirchoff para as tensões as equações (13) e (14) representam as restrições para queda de tensão acrescidas da variável auxiliar  $b_{i,j}$  que, em conjunto com a equação (18) realiza a definição de abertura e fechamento do ramo e a equação (15) garante a radialidade do sistema. As equações (16) e (17) são as restrições de tensão e corrente respectivamente, dessa forma, impõem-se limites para as tensões nodais e estabelece-se a capacidade máxima de transporte de corrente nos ramos. A equação (18) é a declaração da variável binária associada com o estado (aberto/fechada) da chave presente no ramo  $(i,j)$ .

A equação (18) representa que, a variável  $b_{i,j}$  será zero caso o ramo  $(i,j)$  esteja fechado, ou seja,  $y_{i,j} = 1$ . Caso  $y_{i,j} = 0$ ,  $b_{i,j}$  será um número real entre  $M$  e  $-M$ . O valor máximo o qual a variável  $M$  pode assumir é  $V_{max}^2 - V_{min}^2$  visto que  $b_{i,j}$  é a diferença entre os limites de tensão

inferior e superior, ou seja,  $|V_i|^2 - |V_j|^2$ .

O modelo acima proposto pode ser resolvido por diferentes métodos de otimização ou *solvers* não lineares comerciais. Entretanto, a busca pela resolução do problema mediante ferramentas clássicas pode ser de grande dificuldade devido a não convexidade na formulação do problema (MAHDAVI, *et al.*, 2021).

### 3.3. Modelo matemático para RSDEE com a alocação de GD

Conforme discutido no Capítulo 2, a inserção da GD possui maior eficiência na redução de perdas quando utilizada em conjunto com a RSDEE, visto que as perdas obtidas sofrem uma alta redução se comparada utilizando os métodos separadamente.

Para solucionar o problema da RSDEE em conjunto com a alocação da GD é necessário observar alguns aspectos de acordo com Zanchetta (2014), sendo eles: formular o problema e estabelecer uma função objetivo e restrições; adotar um método para reconfiguração com foco na otimização da rede; avaliar a geração e curvas de carga típicas.

Com base nisso, propõe-se um modelo de PNLIM que busca a minimização de perdas de potência elétrica ativa através da união dos dois métodos, o RSDEE e alocação de GD.

O modelo em questão é a união dos modelos já discutidos nas seções 3.1 e 3.2 para alocação de GD e RSDEE, que fica descrito conforme equações 24 a 35, abaixo.

Função a ser minimizada:

$$\min P_{perdas} = \sum R_{i,j} I_{i,j}^2, \quad \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (20)$$

Sujeito a:

$$P_i^S + \sum_{(k,i \in \Omega_l)} P_{k,i} = \sum_{(i,j \in \Omega_l)} P_{i,j} + \sum_{(i,j \in \Omega_l)} R_{i,j} I_{i,j}^2 + P_i^D, \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (21)$$

$$Q_i^S + \sum_{(k,i \in \Omega_l)} Q_{k,i} = \sum_{(i,j \in \Omega_l)} Q_{i,j} + \sum_{(i,j \in \Omega_l)} X_{i,j} I_{i,j}^2 + Q_i^D, \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (22)$$

$$V_i^2 - 2(R_{i,j} P_{i,j} + X_{i,j} Q_{i,j}) - Z_{i,j} I_{i,j}^2 - V_j^2 + b_{i,j} = 0, \quad \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (23)$$

$$V_j^2 I_{i,j}^2 = P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2, \quad \forall_{i,j} \in \Omega_l \quad (24)$$

$$P_i^{GD} = N_i^{GD} \times P_i^{GDU}, \forall i \in \Omega_b \quad (25)$$

$$\sum_{(i,j \in \Omega_l)} Q_{i,j} = n_b - 1, \forall i,j \in \Omega_l \quad (26)$$

$$\sum N_i^{GD} \leq NGD_i^{max}, \forall i \in \Omega_b \quad (27)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, \forall i \in \Omega_b \quad (28)$$

$$0 \leq |I_{i,j}| \leq (I_{i,j}^{max}) y_{i,j}, \forall i,j \in \Omega_l \quad (29)$$

$$-M(1 - y_{i,j}) \leq b_{i,j} \leq M(1 - y_{i,j}), \forall i,j \in \Omega_l \quad (30)$$

$$y_{i,j} \in \{0,1\}, \forall i,j \in \Omega_l \quad (31)$$

A equação (20) é a função perdas a ser minimizada. Sabendo que em qualquer barra  $i$  do sistema o somatório das potências ativas que entram em uma barra deve ser igual ao somatório das potências que saem da barras as equações (21) e (22) constituem estas restrições de balanço de potência ativa e reativa em cada barra do sistema, onde  $P_i^S$  e  $Q_i^S$  são, respectivamente as potências ativas e reativas providas da subestação;  $P_i^D$  e  $Q_i^D$  são as potências ativas e reativas demandadas da subestação, respectivamente;  $P_{i,j}$  e  $Q_{i,j}$  representam, nesta devida ordem, o fluxo de potência ativa e reativa; Por meio da Lei de Kirchoff para as tensões a equações (23) e (24) representam as restrições para queda de tensão acrescidas da variável auxiliar  $b_{i,j}$  que, em conjunto com a equação (30) realiza a definição de abertura e fechamento das chaves de interconexão. A equação (25) representa a potência ativa da GD do sistema enquanto a equação (26) garante a radialidade do sistema. Já a equação (27) refere-se ao número máximo de módulos de GD inseridos na rede. As equações (28) e (29) são as restrições de tensão e corrente respectivamente, dessa forma, impõem-se limites para as tensões nodais e estabelece-se a capacidade máxima de transporte de corrente nos ramos. A equação (30) é a declaração da variável binária associada com o estado (aberto/fechada) da chave presente no ramo  $(i,j)$ .

A equação (30) representa que, a variável  $b_{i,j}$  será zero caso o ramo  $(i,j)$  esteja fechado, ou seja,  $y_{i,j} = 1$ . Caso  $y_{i,j} = 0$ ,  $b_{i,j}$  será um número real entre  $M$  e  $-M$ . O valor máximo o qual a variável  $M$  pode assumir é  $V_{max}^2 - V_{min}^2$  visto que  $b_{i,j}$  é a diferença entre os limites de tensão inferior e superior, ou seja,  $|V_i|^2 - |V_j|^2$ .

## 4. RESULTADOS

Estão apresentados neste capítulo, os resultados obtidos para alocação de GD nos sistemas de 10 barras (J.J GRAINGER e LEE, 1982), 34 barras (M.CHIS, M.M.A SALAMA e S. JAYARAM, 1997) e 70 barras (BARAN & WU, 1989), assim como a análise da RSDEE aplicada nos sistemas comumente encontrados na literatura técnica de 14 barras (CINVALAR, *et al.*, 1988), 33 barras (BARAN & WU, 1989) e 84 barras (CHIOU, *et al.*, 2005). E, seguindo o foco principal do trabalho, apresenta-se a análise da RSDEE na presença da GD nos sistemas de 14 barras, 33 barras, e 69 barras. Para todos os sistemas previamente citados, assumiu-se uma potência de base igual a 100 MVA.

Na seção 4.1, realiza-se a análise da inserção da GD com foco na obtenção do melhor ponto de alocação da GD no sistema por meio da utilização da linguagem *AMPL* em conjunto com o *solver knitro*.

Já a seção 4.2, realiza o comparativo dos resultados com o trabalho proposto por Santos, M. V. (2019) que utiliza a metaheurística de *Harmony Search (HS)* para encontrar uma boa solução ao problema de Reconfiguração do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.

Tendo em vista a junção da RSDEE e da alocação de GD em sistemas de distribuição, a seção 4.3, destaca os resultados obtidos a partir da união destes dois modelos matemáticos.

Por se tratar de simulação computacional, o tempo de solução pode variar de acordo com a configuração do *hardware* utilizado.

Todas as simulações foram implementadas utilizando o *knitro* na *AMPL*, versão estudante (13.0.1). As características das máquinas utilizadas para as simulações correspondem a um *notebook* de 8GB HD, memória SSD 512 GB *Kingston* Sata Rev. 03 (Leitura 500MB/s e Gravação 450MB/s) e placa de vídeo AMD Radeon 4 GB e um *desktop* 4GB, *intel core i5*.

### 4.1. Testes para Alocação de Geração Distribuída

Para realizar a análise do melhor ponto de alocação da GD nos sistemas em estudo foram definidas as seguintes premissas:

- Despacho da GD em modo fixo considerando potência de 1000 kW;
- Simulações realizadas nos sistemas de 10 barras, 34 barras e 70 barras todas considerando a alocação de 1 (uma) unidade de GD e 2 (duas) unidades de GD.

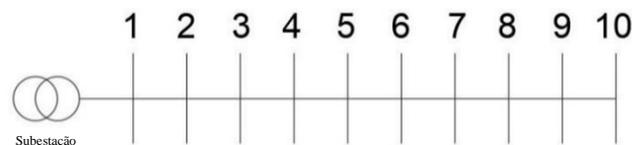
Para validar a utilização do *solver* comercial proposto, três sistemas, encontrados na literatura técnica, foram testados. Suas características básicas são listadas a seguir:

- 10 barras: esse sistema foi apresentado por J.J Grainger e S.H Lee (1982) e opera a uma tensão nominal de 23 kV e como potência de base tem-se 1 MVA.
- 34 barras: esse sistema foi obtido de M. Chis, M.M.A Salama e S. Jayaram (1997) e opera a uma tensão nominal de 11 kV e como potência de base tem-se 1 MVA.
- 70 barras: esse sistema foi apresentado por Baran & Wu (1989) e opera a uma tensão nominal de 12,66 kV e como potência de base tem-se 1 MVA.

#### 4.1.1. Sistema de 10 barras:

O sistema de 10 barras possui uma topologia simples. Esse sistema possui 1 barra de subestação, 9 barras de carga e 9 linhas de distribuição. A Figura 4.1 representa o sistema em sua configuração inicial. A perda de potência ativa total para o sistema nesta configuração é de 783,80 kW.

**Figura 4.1 – Configuração inicial do sistema de 10 barras**

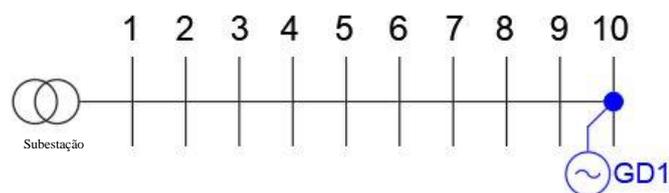


Fonte: Próprio Autor (Adaptado J.J Grainger e S.H Lee, 1982).

A fim de realizar a validação do método matemático abordado no Capítulo 3, realizou-se a inserção de unidades de GD no sistema de 10 barras com a potência fixa de 1000 kW.

Na Figura 4.2 tem-se a representação do sistema de 10 barras após a adição de 1 unidade de GD com potência de 1000 kW de acordo com a alocação ótima.

**Figura 4.2 – Configuração do sistema de 10 barras após a alocação de 1 GD**



Fonte: Próprio Autor (Adaptado J.J Grainger e S.H Lee, 1982).

A Tabela 4.1 apresenta o resultado obtido para alocação ótima da GD por meio do *solver* comercial *knitro* na linguagem *AMPL* após a alocação de 1 unidade de GD.

Tabela 4.1 – Sistema 10 barras: Potência após alocação de 1 GD

Análise Computacional	Perda Potência Ativa [kW]		Barras com GD	Redução percentual de potência após inserção de GD
	Sem GD	1 unidade GD		
<i>AMPL (knitro)</i>	783,8	494,5	10	36,91%

Fonte: Próprio autor. 2022.

O valor total de perda de potência ativa obtida no sistema, após a inserção de uma unidade de GD na barra 10 do sistema, com a metodologia matemática apresentada neste trabalho, foi de 494,5 kW, ou seja, quando comparado ao modelo original sem adição de GD obtém-se uma redução de aproximadamente 36,91% nas perdas de potência ativa do sistema em estudo. O tempo de execução do código foi de aproximadamente 0,15 segundos.

É válido ressaltar que, além da redução das perdas, após a adição da GD no sistema existe uma melhora nos níveis de tensão conforme apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Tensão das barras por unidade (p.u.) antes e após a alocação de 1 GD

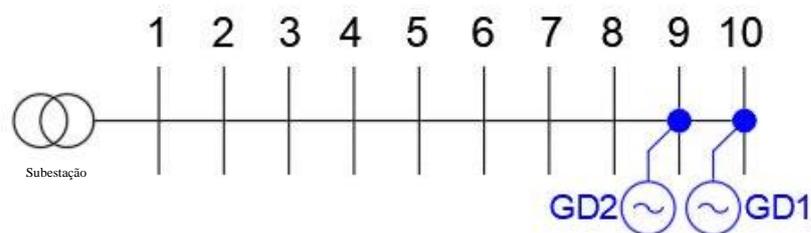
Barra	0 GD	1 GD	Barra	0 GD	1 GD
<b>1</b>	1,0000	1,0000	<b>6</b>	0,9172	0,9277
<b>2</b>	0,9929	0,9934	<b>7</b>	0,9072	0,9200
<b>3</b>	0,9874	0,9882	<b>8</b>	0,8890	0,9070
<b>4</b>	0,9634	0,9666	<b>9</b>	0,8587	0,8885
<b>5</b>	0,9480	0,9532	<b>10</b>	0,8375	0,8798

Fonte: Próprio autor. 2022.

Após a inserção de uma unidade de GD no sistema, valores de tensão mínimo e máximo são, respectivamente 0,8798 e 1 p.u.

A Figura 4.3 representa o sistema de 10 barras após a alocação de 2 unidades de GD com potência de 1000 kW cada, conforme alocação ótima.

Figura 4.3 – Configuração do sistema de 10 barras após a alocação de 2 GD



Fonte: Próprio Autor (Adaptado J.J Grainger e S.H Lee, 1982)

Na Tabela 4.3 apresenta o resultado obtido para alocação ótima da GD por meio do com do *solver* comercial *knitro* na linguagem *AMPL* após a inserção de 2 unidades de GD.

**Tabela 4.3 – Sistema 10 barras: Potência após alocação de 2 GD**

Análise Computacional	Perda Potência Ativa [kW]		Barras com GD	Redução percentual de potência após inserção de GD
	Sem GD	2 unidades GD		
<i>AMPL</i> ( <i>knitro</i> )	783,8	326,6	9 e 10	58,33%

Fonte: Próprio autor. 2022.

Considerando a adição de duas unidades de GD no sistema, cada uma com potência de 1000 kW, a perda de potência ativa obtida no sistema é de 326,6 kW e as barras 9 e 10 recebem estas unidades, conforme representado na Figura 4.3. Essa redução nas perdas de potência ativa representa aproximadamente 58,33% quando comparada às perdas do sistema original. O tempo de execução do código por meio do *knitro* foi de aproximadamente 0,17 segundos.

Após a adição de duas unidades de GD também pode-se verificar uma melhora nos perfis de tensão das barras do sistema. A Tabela 4.4 apresenta os dados de tensão do sistema original e após a alocação das duas unidades.

**Tabela 4.4 – Tensão das barras por unidade (p.u.) antes e após a alocação de 2 GD**

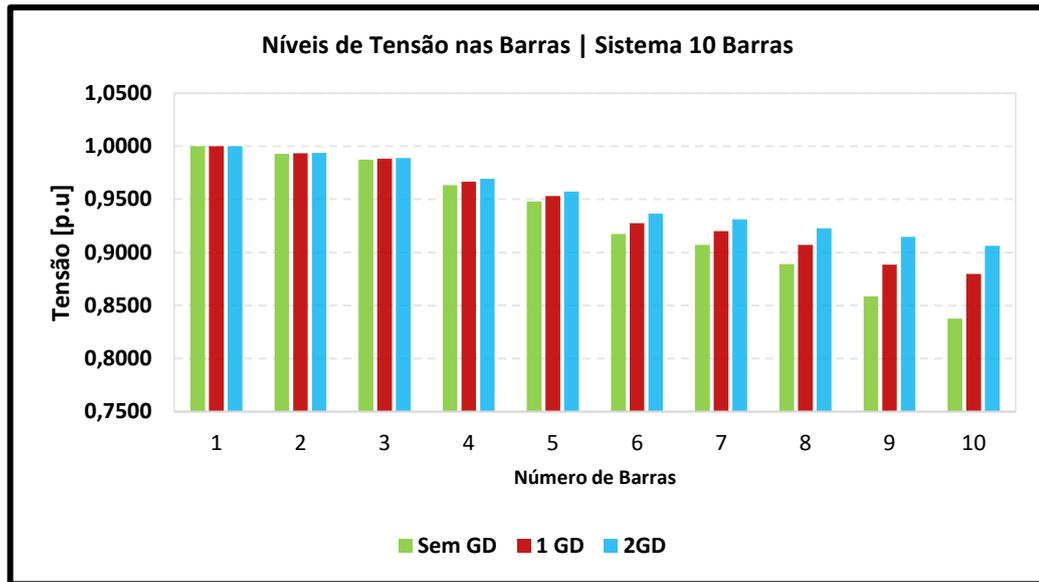
Barra	0 GD	2 GD	Barra	0 GD	2 GD
<b>1</b>	1,0000	1,0000	<b>6</b>	0,9172	0,9367
<b>2</b>	0,9929	0,9938	<b>7</b>	0,9072	0,9311
<b>3</b>	0,9874	0,9889	<b>8</b>	0,8890	0,9227
<b>4</b>	0,9634	0,9692	<b>9</b>	0,8587	0,9146
<b>5</b>	0,9480	0,9575	<b>10</b>	0,8375	0,9062

Fonte: Próprio autor. 2022.

Com base nos resultados obtidos após os testes, conclui-se que, por meio da instalação de unidades de GD em um sistema, além de redução das perdas de potência ativa obtém-se uma melhora nos níveis de tensão das barras. Após a inserção de duas unidades de GD no sistema, valores de tensão mínimo e máximo são, respectivamente 0,9062 e 1 p.u.

A Figura 4.4 representa as tensões em cada barra do sistema. Em verde tem-se os valores das tensões do sistema original, sem adição de GD. As barras destacadas em vermelho e azul são as tensões após a adição de uma e duas unidades de GD, respectivamente.

Figura 4.4 – Níveis de tensão nas barras do sistema 10 barras sem GD, com 1 GD e com 2 GD



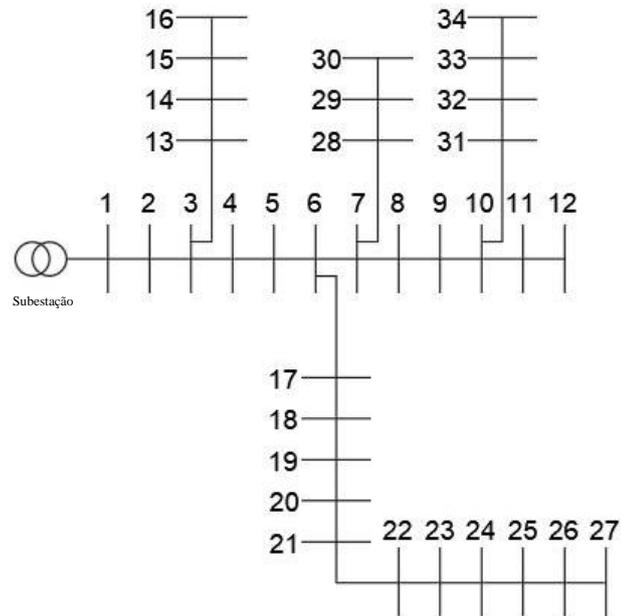
Fonte: Próprio autor. 2022.

Ao analisar a Figura 4.4, constata-se que ocorre o aumento das tensões nos nós mais afastados da subestação após a inserção das unidades de GD. Essa elevação das tensões nas barras 9 e 10 ocorre devido a redução das perdas ativas no sistema, além da redução de 1000 kW de carga nas barras, esta que é proporcionada pela adição das unidades de GD.

#### 4.1.2. Sistema de 34 barras:

O sistema de 34 barras possui uma topologia com complexidade superior se comparado ao de 10 barras. Esse sistema possui 01 barra de subestação, 34 barras de carga e 34 linhas de distribuição. A Figura 4.5 representa o sistema em sua configuração inicial. A perda de potência ativa total para o sistema nesta configuração é de 222,30 kW.

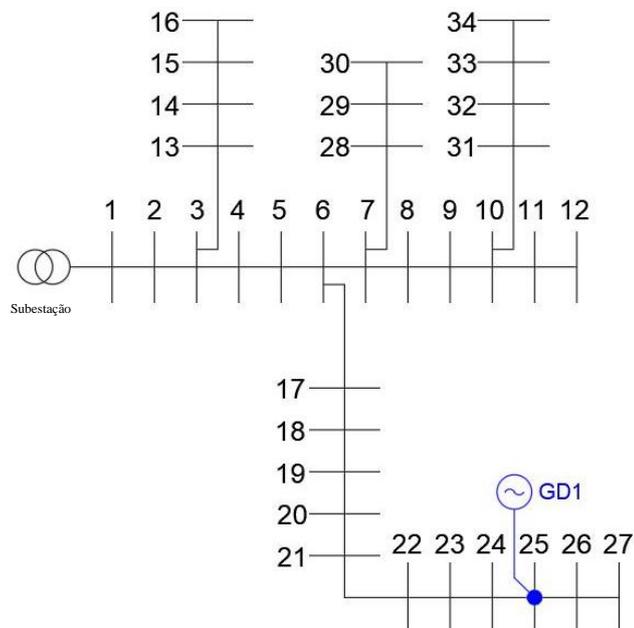
**Figura 4.5 – Configuração inicial do sistema de 34 barras**



Fonte: Próprio Autor (Adaptado J.J Grainger e S.H Lee, 1982).

A Figura 4.6 representa o sistema de 34 barras após a alocação de 1 unidade de GD com potência de 1000 kW, conforme alocação ótima.

**Figura 4.6 – Configuração do sistema de 34 barras após a alocação de 1 GD**



Fonte: Próprio Autor (Adaptado J.J Grainger e S.H Lee, 1982).

A Tabela 4.5 apresenta o resultado obtido para alocação ótima da GD por meio do *solver* comercial *knitro* na linguagem *AMPL* após a inserção de 1 unidade de GD.

Tabela 4.5 – Sistema 34 barras: Potência após a alocação de 1 GD

Análise Computacional	Perda Potência Ativa [kW]		Barras com GD	Redução percentual de potência após inserção de GD
	Sem GD	1 unidade GD		
<i>AMPL (knitro)</i>	222,30	139,69	25	37,16%

Fonte: Próprio autor. 2022.

O valor total de perda de potência ativa obtida no sistema, após a inserção de uma unidade de GD na barra 25 do sistema, com a metodologia matemática apresentada neste trabalho, foi de 139,69 kW, ou seja, quando comparado ao modelo original sem alocação de GD obtém-se uma redução de aproximadamente 37,16% nas perdas de potência ativa do sistema em estudo. O tempo de execução do código através do *knitro* foi de aproximadamente 1,0 segundo.

É válido ressaltar que, além da redução das perdas, após a adição da GD no sistema existe uma melhora nos níveis de tensão em conforme apresentado na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Tensão das barras por unidade (p.u.) antes e após a alocação de 1 GD

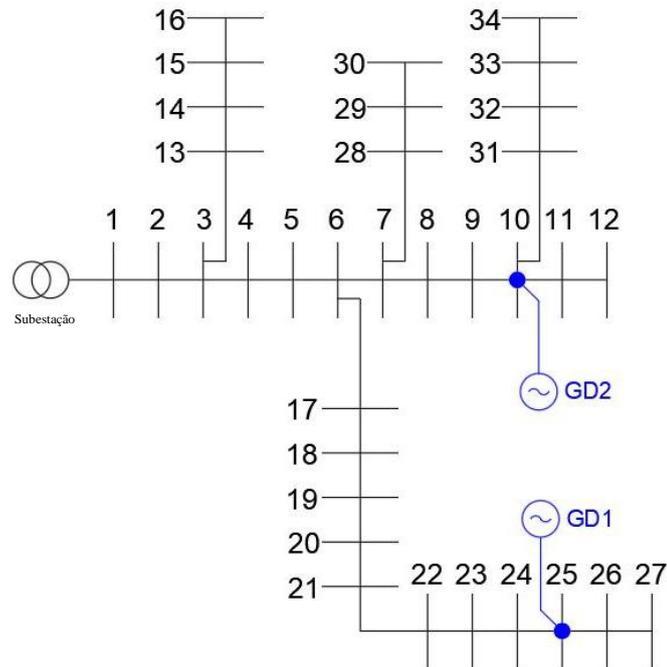
Barra	0 GD	1 GD	Barra	0 GD	1 GD	Barra	0 GD	1 GD
<b>1</b>	1,0000	1,0000	<b>13</b>	0,9887	0,9907	<b>25</b>	0,9423	0,9659
<b>2</b>	0,9941	0,9952	<b>14</b>	0,9884	0,9904	<b>26</b>	0,9418	0,9655
<b>3</b>	0,9890	0,9910	<b>15</b>	0,9883	0,9903	<b>27</b>	0,9417	0,9653
<b>4</b>	0,9820	0,9855	<b>16</b>	0,9883	0,9903	<b>28</b>	0,9662	0,9724
<b>5</b>	0,9760	0,9809	<b>17</b>	0,9659	0,9737	<b>29</b>	0,9660	0,9722
<b>6</b>	0,9704	0,9766	<b>18</b>	0,9622	0,9715	<b>30</b>	0,9659	0,9721
<b>7</b>	0,9666	0,9728	<b>19</b>	0,9581	0,9692	<b>31</b>	0,9604	0,9667
<b>8</b>	0,9644	0,9707	<b>20</b>	0,9548	0,9676	<b>32</b>	0,9601	0,9664
<b>9</b>	0,9620	0,9682	<b>21</b>	0,9520	0,9664	<b>33</b>	0,9599	0,9662
<b>10</b>	0,9608	0,9670	<b>22</b>	0,9487	0,9655	<b>34</b>	0,9599	0,9661
<b>11</b>	0,9603	0,9666	<b>23</b>	0,9460	0,9651			
<b>12</b>	0,9602	0,9665	<b>24</b>	0,9435	0,9653			

Fonte: Próprio autor. 2022.

Após a inserção de uma unidade de GD no sistema, valores de tensão mínimo e máximo são, respectivamente 0,9651 e 1 p.u.

A Figura 4.7 representa o sistema de 34 barras após a adição de 2 unidades de GD com potência de 1000 kW cada, conforme alocação ótima.

**Figura 4.7 – Configuração do sistema de 34 barras após a alocação de 2 GD**



Fonte: Próprio Autor (Adaptado J.J Grainger e S.H Lee, 1982).

A Tabela 4.7 apresenta o resultado obtido para alocação ótima da GD por meio do *solver* comercial *knitro* na linguagem *AMPL* após a inserção de 2 unidades de GD.

**Tabela 4.7 – Sistema 34 barras: Potência após alocação de 2 GD**

Análise Computacional	Perda Potência Ativa [kW]		Barras com GD	Redução percentual de potência após inserção de GD
	Sem GD	2 unidades GD		
<i>AMPL (knitro)</i>	222,30	97,80	10 e 25	56,01%

Fonte: Próprio autor. 2022.

Considerando a adição de duas unidades de GD no sistema, cada uma com potência de 1000 kW, a perda de potência ativa obtida no sistema é de 97,80 kW e as barras 10 e 25 recebem estas unidades, conforme representado na Figura 4.7. Essa redução nas perdas de potência ativa representa aproximadamente 56,01% quando comparada às perdas do sistema original. O tempo de execução do código através do *knitro* foi de aproximadamente 2,5 segundos.

Após a adição de duas unidades de GD se verifica uma melhora nos perfis de tensão. A Tabela 4.8 apresenta os dados de tensão do sistema original e após a inserção das unidades de GD.

Tabela 4.8 – Tensão das barras por unidade (p.u) antes e após a alocação de 2 GD

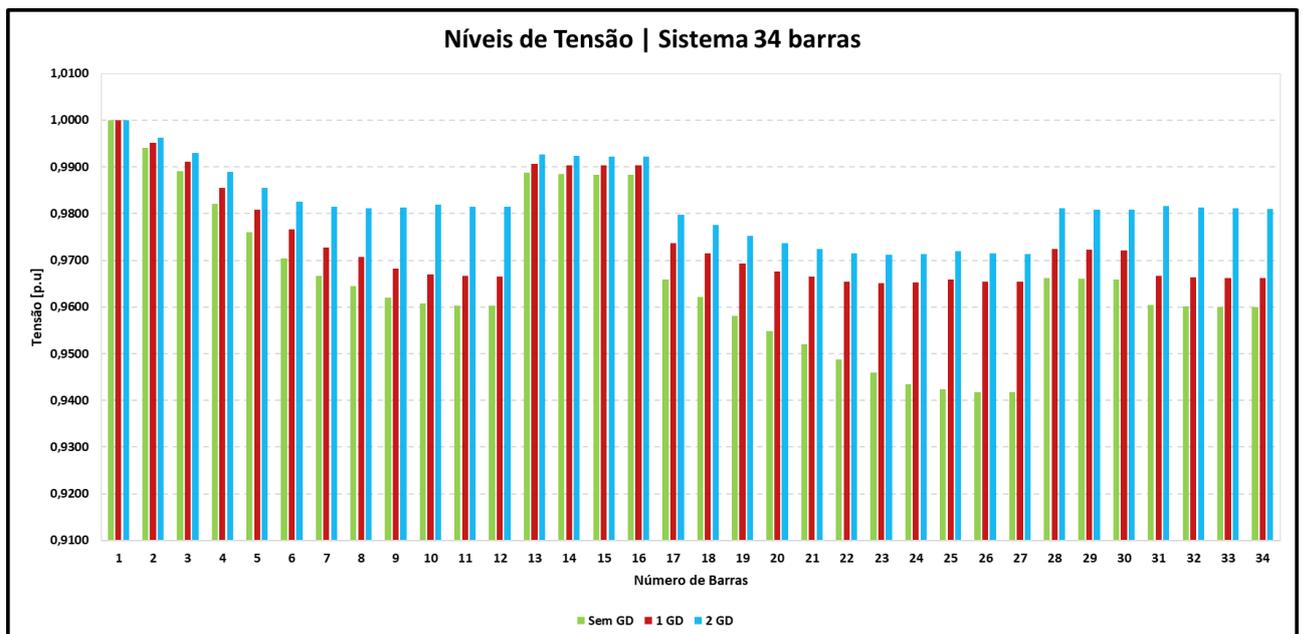
Barra	0 GD	2 GD	Barra	0 GD	2 GD	Barra	0 GD	2 GD
1	1,0000	1,0000	13	0,9887	0,9907	25	0,9423	0,9659
2	0,9941	0,9952	14	0,9884	0,9904	26	0,9418	0,9655
3	0,9890	0,9910	15	0,9883	0,9903	27	0,9417	0,9653
4	0,9820	0,9855	16	0,9883	0,9903	28	0,9662	0,9724
5	0,9760	0,9809	17	0,9659	0,9737	29	0,9660	0,9722
6	0,9704	0,9766	18	0,9622	0,9715	30	0,9659	0,9721
7	0,9666	0,9728	19	0,9581	0,9692	31	0,9604	0,9667
8	0,9644	0,9707	20	0,9548	0,9676	32	0,9601	0,9664
9	0,9620	0,9682	21	0,9520	0,9664	33	0,9599	0,9662
10	0,9608	0,9670	22	0,9487	0,9655	34	0,9599	0,9661
11	0,9603	0,9666	23	0,9460	0,9651			
12	0,9602	0,9665	24	0,9435	0,9653			

Fonte: Próprio autor. 2022.

Com base nos resultados obtidos após os testes, conclui-se que, por meio da instalação de unidades de GD em um sistema, além de redução das perdas de potência ativa obtém-se uma melhora nos níveis de tensão das barras. Após a inserção de duas unidades de GD no sistema, valores de tensão mínimo e máximo são, respectivamente 0,9711 e 1 p.u.

No gráfico da Figura 4.8 são representadas as tensões em cada barra do sistema. Em verde tem-se os valores das tensões do sistema original, sem adição de GD. As barras destacadas em vermelho e azul são as tensões após a adição de uma e duas unidades de GD, respectivamente.

Figura 4.8 – Níveis de tensão nas barras do sistema de 34 barras sem GD, com 1 GD e com 2 GD



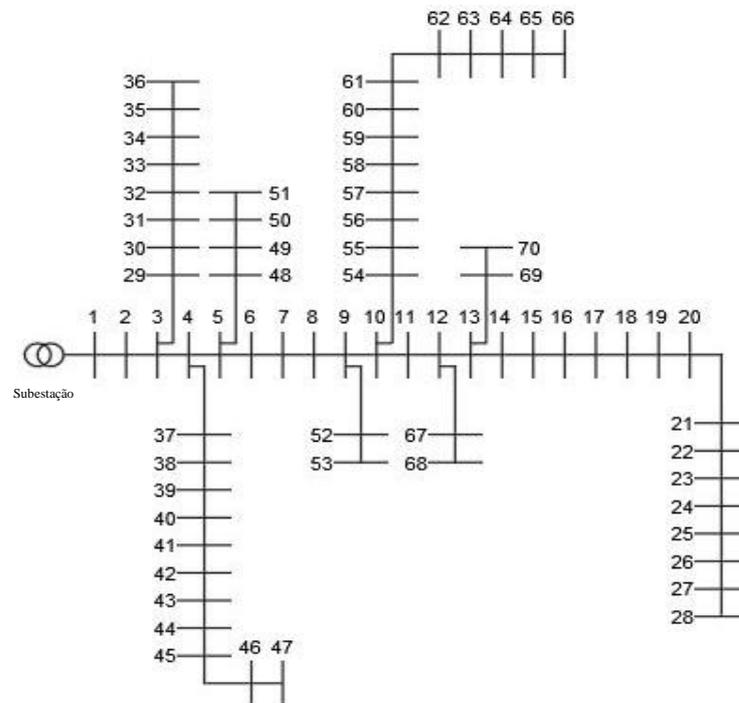
Fonte: Próprio autor. 2022.

Ao analisar a Figura 4.8 verifica-se o aumento das tensões nos nós mais afastados da subestação após a inserção das unidades de GD. Essa elevação das tensões ocorre devido a redução das perdas ativas no sistema também por conta da redução de 1000 kW de carga nas barras, esta que é proporcionada pela adição das unidades de GD.

#### 4.1.3. Sistema de 70 barras:

Outro caso analisado foi o sistema de 70 barras. A Figura 4.9 representa o sistema em sua configuração inicial. A perda de potência ativa total para o sistema nesta configuração é de 225,02 kW.

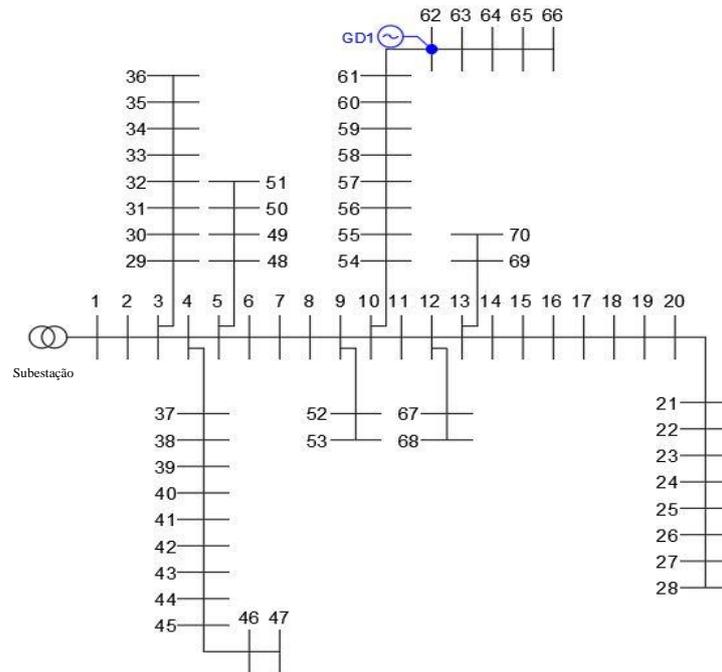
Figura 4.9 – Configuração inicial do sistema de 70 barras



Fonte: Próprio Autor (Adaptado J.J Grainger e S.H Lee, 1982).

A Figura 4.10 representa o sistema de 70 barras após a inserção de 1 unidade de GD com potência de 1000 kW, conforme alocação ótima.

**Figura 4.10 – Configuração do sistema de 70 barras após a alocação de 1 GD**



Fonte: Próprio Autor (Adaptado J.J Grainger e S.H Lee, 1982).

A Tabela 4.9 apresenta o resultado obtido para alocação ótima da GD por meio do *solver* comercial *knitro* na linguagem *AMPL* após a alocação de 1 unidade de GD.

**Tabela 4.9 – Sistema 70 barras: Potência após a alocação de 1 GD**

Análise Computacional	Perda Potência Ativa [kW]		Barras com GD	Redução percentual de potência após inserção de GD
	Sem GD	1 unidade GD		
<i>AMPL (knitro)</i>	225,02	111,59	62	50,41%

Fonte: Próprio autor. 2022.

O valor total de perda de potência ativa obtida no sistema, após a inserção de uma unidade de GD na barra 62 do sistema, com a metodologia matemática apresentada neste trabalho, foi de 111,59 kW, ou seja, quando comparado ao modelo original sem alocação de GD obtém-se uma redução de aproximadamente 50,41% nas perdas de potência ativa do sistema em estudo. O tempo de execução do código através do *knitro* foi de aproximadamente 0,25 segundos.

É válido ressaltar que, além da redução das perdas, após a adição da GD no sistema existe uma melhora nos níveis de tensão em conforme apresentado na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Tensão das barras por unidade (p.u.) antes e após a alocação de 1 GD

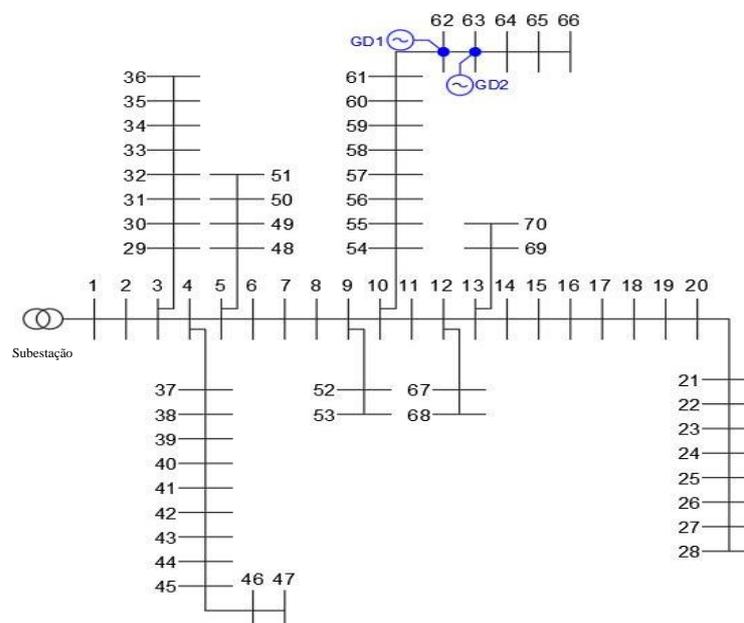
Barra	0 GD	1 GD	Barra	0 GD	1 GD	Barra	0 GD	1 GD	Barra	0 GD	1 GD
1	1,0000	1,0000	19	0,9581	0,9647	37	0,9999	0,9999	55	0,9714	0,9806
2	1,0000	1,0000	20	0,9576	0,9642	38	0,9997	0,9998	56	0,9669	0,9781
3	0,9999	0,9999	21	0,9573	0,9640	39	0,9996	0,9996	57	0,9626	0,9758
4	0,9999	0,9999	22	0,9568	0,9635	40	0,9995	0,9995	58	0,9401	0,9645
5	0,9998	0,9999	23	0,9568	0,9635	41	0,9995	0,9995	59	0,9290	0,9590
6	0,9990	0,9992	24	0,9567	0,9634	42	0,9988	0,9988	60	0,9248	0,9569
7	0,9901	0,9929	25	0,9566	0,9632	43	0,9985	0,9986	61	0,9197	0,9546
8	0,9808	0,9863	26	0,9564	0,9631	44	0,9985	0,9985	62	0,9123	0,9508
9	0,9786	0,9847	27	0,9563	0,9630	45	0,9985	0,9985	63	0,9120	0,9506
10	0,9774	0,9840	28	0,9563	0,9630	46	0,9984	0,9984	64	0,9117	0,9502
11	0,9724	0,9790	29	0,9999	0,9999	47	0,9984	0,9984	65	0,9098	0,9484
12	0,9713	0,9779	30	0,9999	0,9999	48	0,9998	0,9998	66	0,9092	0,9478
13	0,9682	0,9748	31	0,9997	0,9997	49	0,9985	0,9986	67	0,9713	0,9778
14	0,9652	0,9719	32	0,9997	0,9997	50	0,9947	0,9947	68	0,9713	0,9778
15	0,9623	0,9690	33	0,9996	0,9996	51	0,9941	0,9942	69	0,9678	0,9744
16	0,9595	0,9661	34	0,9993	0,9994	52	0,9785	0,9847	70	0,9678	0,9744
17	0,9589	0,9656	35	0,9990	0,9990	53	0,9785	0,9847			
18	0,9581	0,9647	36	0,9989	0,9990	54	0,9747	0,9824			

Fonte: Próprio autor. 2022.

Após a adição de uma unidade de GD no sistema, valores de tensão mínimo e máximo são, respectivamente 0,9478 e 1 p.u.

A Figura 4.11 representa o sistema de 70 barras após a adição de 2 unidades de GD com potência de 1000 kW cada, conforme alocação ótima.

Figura 4.11 – Configuração do sistema de 70 barras após a alocação de 2 GD



Fonte: Próprio Autor (Adaptado J.J Grainger e S.H Lee, 1982).

A Tabela 4.11 apresenta o resultado obtido para alocação ótima da GD por meio do *solver* comercial *knitro* na linguagem *AMPL* após a inserção de 2 unidades de GD.

**Tabela 4.11 – Sistema 70 barras: Potência após a alocação de 2 GD**

Análise Computacional	Perda Potência Ativa [kW]		Barras com GD	Redução percentual de potência após inserção de GD
	Sem GD	2 unidades GD		
<i>AMPL</i> ( <i>knitro</i> )	225,02	84,03	62 e 63	62,67%

Fonte: Próprio autor. 2022.

Considerando a adição de duas unidades de GD no sistema, cada uma com potência de 1000 kW, a perda de potência ativa obtida no sistema é de 84,03 kW e as barras 62 e 63 recebem estas unidades, conforme representado na Figura 4.11. Essa redução nas perdas de potência ativa representa aproximadamente 62,67% quando comparada às perdas do sistema original. O tempo de execução foi de aproximadamente 2,2 segundos.

Após a adição de duas unidades de GD se verifica uma melhora nos perfis de tensão. A Tabela 4.12 apresenta os dados de tensão do sistema original e após a inserção das unidades.

**Tabela 4.12 – Tensão das barras do sistema de 70 barras antes e após a alocação de 2 GD**

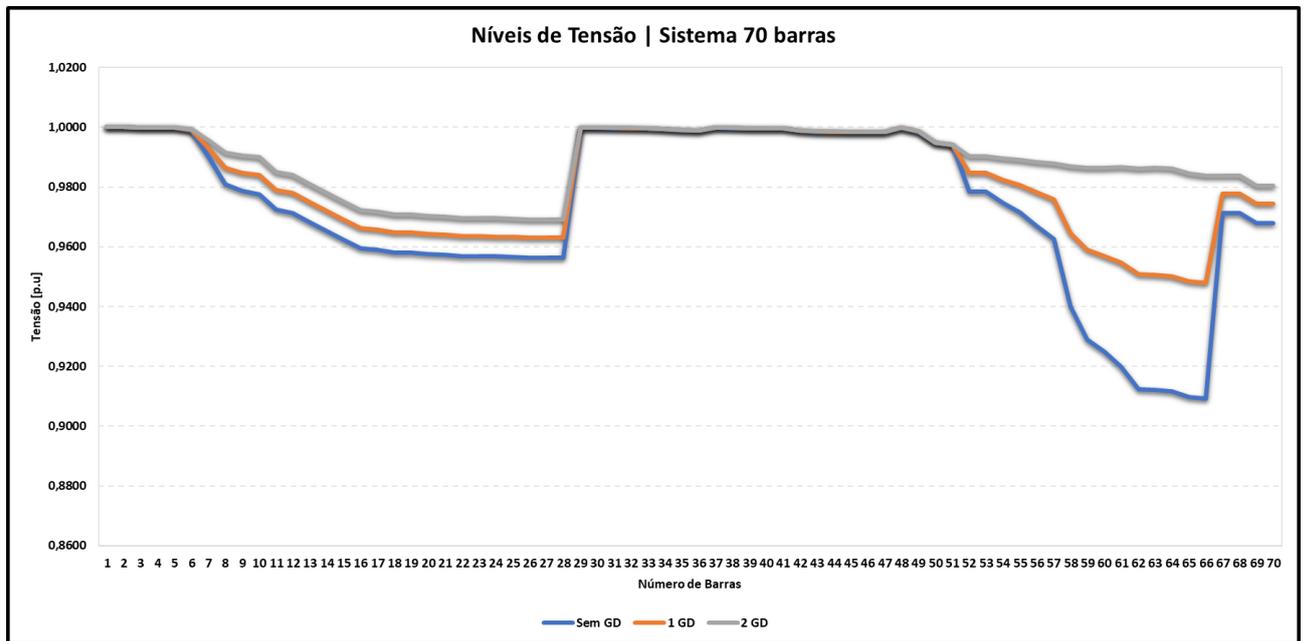
Barra	0 GD	2 GD									
1	1,0000	1,0000	19	0,9581	0,9708	37	0,9999	0,9999	55	0,9714	0,9890
2	1,0000	1,0000	20	0,9576	0,9703	38	0,9997	0,9998	56	0,9669	0,9883
3	0,9999	0,9999	21	0,9573	0,9700	39	0,9996	0,9996	57	0,9626	0,9878
4	0,9999	0,9999	22	0,9568	0,9695	40	0,9995	0,9996	58	0,9401	0,9869
5	0,9998	0,9999	23	0,9568	0,9695	41	0,9995	0,9995	59	0,9290	0,9865
6	0,9990	0,9994	24	0,9567	0,9695	42	0,9988	0,9989	60	0,9248	0,9864
7	0,9901	0,9954	25	0,9566	0,9693	43	0,9985	0,9986	61	0,9197	0,9866
8	0,9808	0,9913	26	0,9564	0,9691	44	0,9985	0,9985	62	0,9123	0,9862
9	0,9786	0,9904	27	0,9563	0,9691	45	0,9985	0,9985	63	0,9120	0,9865
10	0,9774	0,9899	28	0,9563	0,9691	46	0,9984	0,9984	64	0,9117	0,9861
11	0,9724	0,9850	29	0,9999	0,9999	47	0,9984	0,9984	65	0,9098	0,9844
12	0,9713	0,9839	30	0,9999	0,9999	48	0,9998	0,9998	66	0,9092	0,9839
13	0,9682	0,9808	31	0,9997	0,9997	49	0,9985	0,9986	67	0,9713	0,9838
14	0,9652	0,9779	32	0,9997	0,9997	50	0,9947	0,9947	68	0,9713	0,9838
15	0,9623	0,9750	33	0,9996	0,9996	51	0,9941	0,9942	69	0,9678	0,9804
16	0,9595	0,9722	34	0,9993	0,9994	52	0,9785	0,9903	70	0,9678	0,9804
17	0,9589	0,9717	35	0,9990	0,9990	53	0,9785	0,9903			
18	0,9581	0,9708	36	0,9989	0,9990	54	0,9747	0,9895			

Fonte: Próprio autor. 2022.

Com base nos resultados obtidos após os testes, conclui-se que, por meio da instalação de unidades de GD em um sistema, além de redução das perdas de potência ativa obtém-se uma melhora nos níveis de tensão das barras. Após a alocação de duas unidades de GD no sistema, valores de tensão mínimo e máximo são, respectivamente 0,9691 e 1 p.u.

Na Figura 4.12 são representadas as tensões em cada barra do sistema. Em azul tem-se os valores das tensões do sistema original, sem adição de GD. As linhas em laranja e cinza são as tensões após a adição de uma e duas unidades de GD, respectivamente.

**Figura 4.12 – Níveis de tensão nas barras do sistema de 70 barras sem GD, com 1 GD e com 2 GD**



Fonte: Próprio autor. 2022.

A Figura 4.12 apresenta o perfil de tensão das barras para os casos com 1 unidade de GD e para 2 unidades de GD. Assim como os demais sistemas previamente avaliados, o sistema de 70 barras possui melhoras nos níveis de tensão principalmente nos nós mais afastados da barra fonte.

Logo, a modelagem proposta garante baixo tempo de execução e resultados coerentes com o proposto nas literaturas técnicas existentes.

#### **4.2. Testes para Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

A análise da reconfiguração foi aplicada nos sistemas comumente encontrados na literatura técnica de 14 barras (CINVALAR, *et al.*, 1988), 33 barras (BARAN & WU, 1989) e 84 barras (CHIOU, *et al.*, 2005). Para esses sistemas, assumiu-se uma potência de base igual a 100

MVA.

Primeiramente, busca-se realizar a análise comparativa com o trabalho proposto por Santos, M.V. (2019) que utiliza a metaheurística do *HS* para encontrar uma boa solução ao problema de reconfiguração do sistema. Como mencionado, neste trabalho, utilizou-se o *solver* comercial *knitro* na *AMPL* para a verificação das soluções obtidas.

As soluções ao problema foram comparadas com aquelas obtidas na literatura técnica, especificamente as apresentadas em Santos, M.V. (2019) e Cardona, *et al.* (2016).

A Tabela 4.13, apresenta o estado das chaves na configuração inicial (que será chamada também de configuração base) e a correspondente perda de potência ativa em cada um dos SDEE que serão testados.

**Tabela 4.13 – Configurações obtidas para os sistemas de teste**

Sistema	Configuração base	
	Chaves abertas	Perdas [kW]
<b>14 barras Cinvalar, <i>et al.</i> (1988)</b>	s11; s13 e s16	511,44
<b>33 barras Baran &amp; Wu (1989)</b>	s33; s34; s35; s36 e s37	202,68
<b>84 barras Chiou, <i>et al.</i> (2005)</b>	s84; s85; s86; s87; s88; s89; s90; s91; s92; s93; s94; s95; s96.	531,99

Fonte: Próprio autor. 2022.

O objetivo principal deste trabalho propõe a consideração da GD no problema de RSDEE. Para garantir o sucesso dessa proposta, precisa-se primeiro verificar as implementações computacionais na solução ao problema genérico da reconfiguração, sem considerar a presença de unidades de GD no sistema analisado.

#### **4.2.1. Solução ao problema de RSDEE sem a alocação de GD**

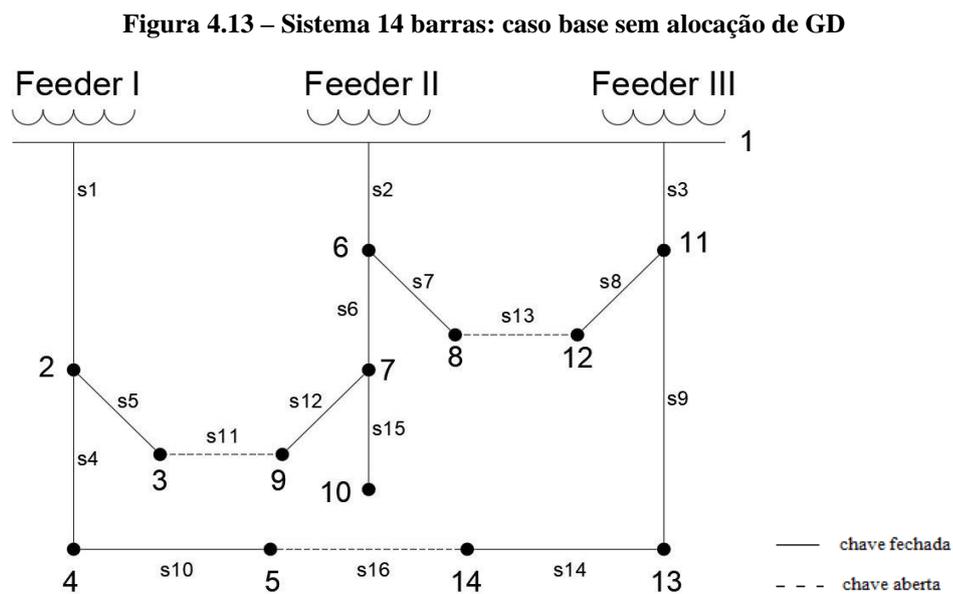
Para validar a utilização do *solver* comercial proposto, três sistemas encontrados na literatura técnica foram testados. As características básicas de cada um dos sistemas são listadas a seguir:

- 14 barras: Esse sistema foi apresentado inicialmente em Cinvalar, *et al.* (1988) e está composto por 16 ramos e 14 barras. O sistema opera a uma tensão nominal de 23 kV;

- 33 barras: Os dados do sistema podem ser encontrados em Baran & Wu (1989). Esse sistema é composto por 33 barras e 37 ramos e opera a uma tensão nominal de 12,66 kV;
- 84 barras: O Sistema de 84 barras foi apresentado por Chiou, *et al.* (2005). A tensão de base adotada para esse sistema é de 11,4 kV e possui 11 alimentadores e 96 chaves seccionadoras.

#### 4.2.1.1. Sistema de 14 barras:

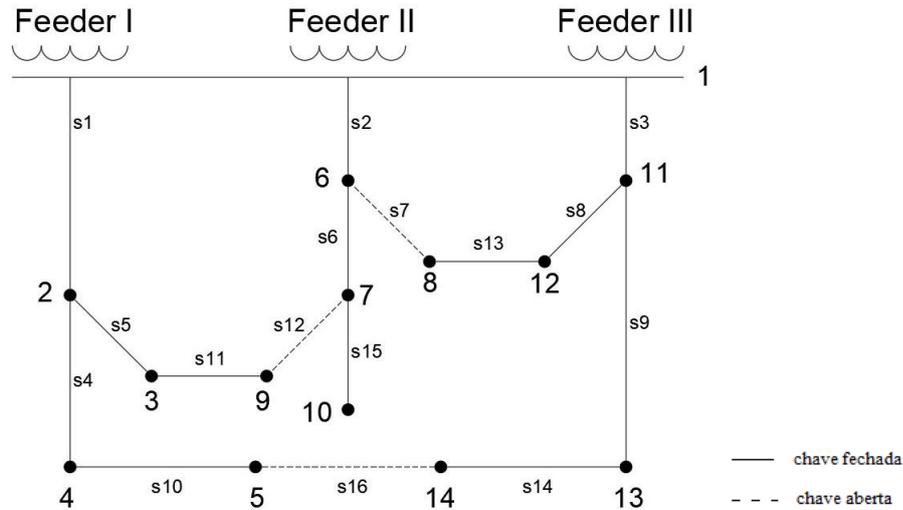
O sistema de 14 barras possui uma das topologias mais simples. A Figura 4.13 representa o sistema em sua configuração inicial, onde as chaves de interconexão que estão abertas são representadas por linhas tracejadas, sendo elas s11, s13 e s16. A perda para o sistema nesta configuração é de 511,44 kW.



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Cinvalar, *et al.*, 1988).

A solução encontrada após a reconfiguração do sistema é apresentada na Figura 4.14, onde as chaves abertas são: s7, s12 e s16, gerando perda de 466,12 kW.

Figura 4.14 – Sistema 14 barras: melhor solução obtida sem alocação de GD



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Cinvalar, *et al.*, 1988)

Na Tabela 4.14 são apresentados os valores de perdas e a redução percentual de potência após a reconfiguração ótima do sistema comparando-o com sua configuração base (inicial). Observe que os resultados são comparados com os obtidos em (Santos M.V, 2019).

Tabela 4.14 – Sistema 14 barras: redução percentual de potência após RSDEE

Análise Computacional	Caso Base	Reconfiguração Ótima		Redução percentual de potência pós reconfiguração
	Perda Total [kW]	Chaves Abertas	Perda Total [kW]	
<i>Harmony Search (HS)</i>	511,44	s7, s12 e s16	466,12	8,86%
<i>AMPL (knitro)</i>	511,44	s7, s12 e s16	466,12	8,86%

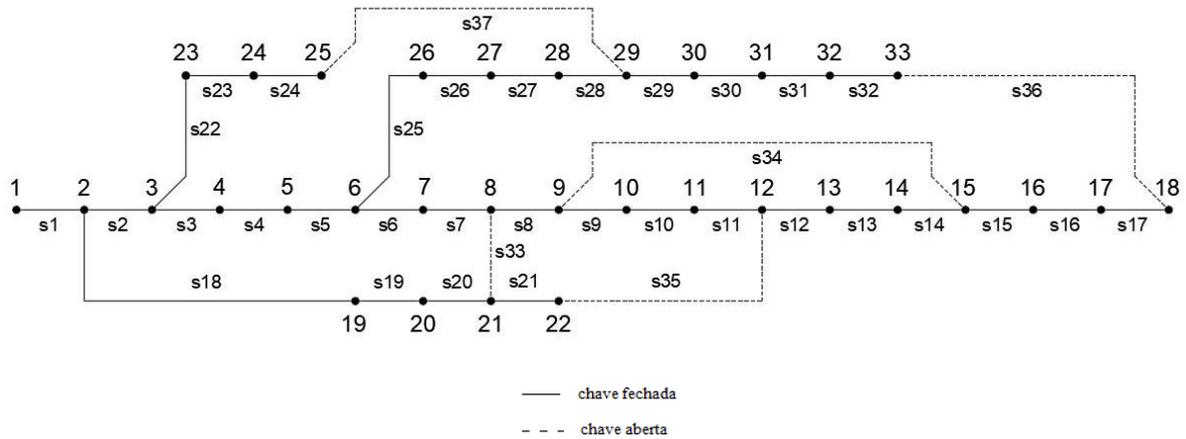
Fonte: Próprio Autor. 2022.

Logo, comparando os resultados obtidos por meio do *AMPL* com aqueles obtidos da literatura técnica, percebe-se que a utilização do *solver* comercial é válida. O trabalho apresentado em Santos M.V (2019) utiliza o método de soma das potências (método iterativo) para o cálculo das perdas ativas no sistema, enquanto neste trabalho é utilizada a modelagem proposta por Mahdavi, *et al.* (2021), que representa as perdas de potência ativa no sistema como variáveis explícitas na formulação matemática, modelando, de forma exata e simples, o problema do fluxo de carga.

#### 4.2.1.2. Sistema de 33 barras:

O sistema de 33 barras em sua configuração inicial, é representado na Figura 4.15. As chaves de interconexão que estão abertas são representadas pelas linhas tracejadas, sendo elas s33, s34, s35, s36 e s37. A perda para o sistema nesta configuração é de 202,68 kW.

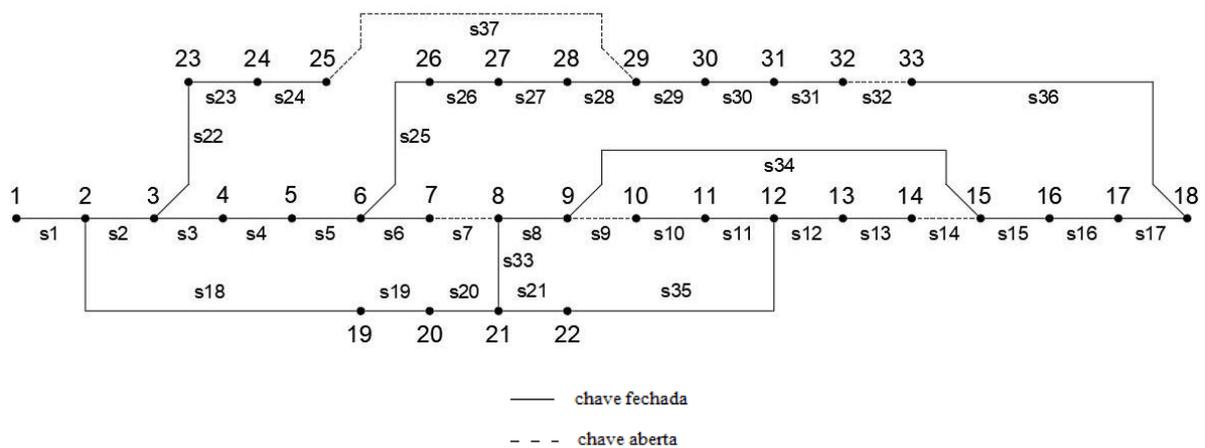
**Figura 4.15 – Sistema 33 barras: caso base sem alocação de GD**



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Baran & WU, 1989).

A solução encontrada após a reconfiguração do sistema é apresentada na Figura 4.16, onde as chaves abertas são: s7, s9, s14, s32 e s37, gerando perda de 139,55 kW.

**Figura 4.16 – Sistema 33 barras: melhor solução obtida sem alocação de GD**



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Baran & WU, 1989).

Na Tabela 4.15, são apresentados os valores de perdas e a redução percentual de potência após a reconfiguração ótima do sistema comparando-o com sua configuração base (inicial). Observe que os dados são comparados com os obtidos em (Santos, M.V, 2019).

Tabela 4.15 – Sistema 33 barras: redução percentual de potência após RSDEE

Análise Computacional	Caso Base	Reconfiguração Ótima		Redução percentual de potência pós reconfiguração
	Perda Total [kW]	Chaves Abertas	Perda Total [kW]	
<i>Harmony Search (HS)</i>	202,68	s7, s9, s14, s32 e s37	139,55	31,15%
<i>AMPL (knitro)</i>	202,68	s7, s9, s14, s32 e s37	139,55	31,15%

Fonte: Próprio Autor. 2022.

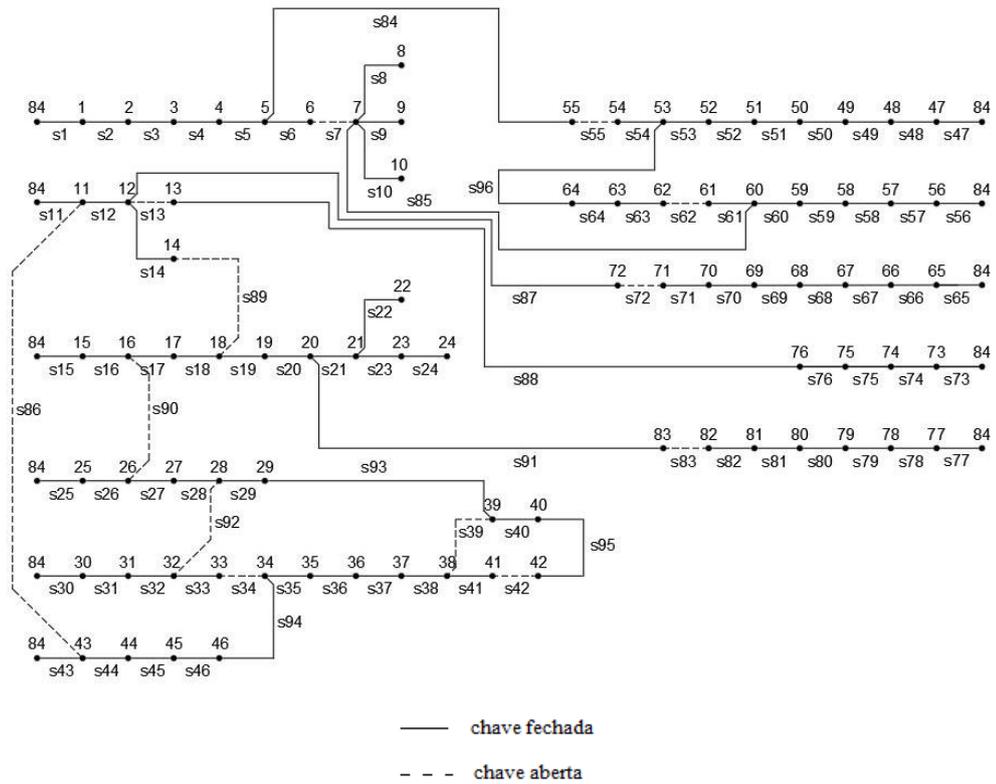
Logo, comparando os resultados obtidos através do *AMPL* com aqueles obtidos da literatura técnica, percebe-se que a utilização do *solver* comercial é válida para o sistema em estudo.

#### 4.2.1.3. Sistema de 84 barras:

O sistema de 84 barras possui uma topologia mais complexa devido a grande quantidade de chaves de interconexão existentes. A Figura 4.17 representa o sistema em sua configuração inicial, onde as chaves de interconexão que estão abertas são representadas pelas linhas tracejadas, sendo elas s84, s85, s86, s87, s88, s89, s90, s91, s92, s93, s94, s95 e s96. A perda para o sistema nesta configuração é de 531,99 kW.



Figura 4.18 – Sistema 84 barras: melhor solução obtida sem alocação de GD



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Chiou, *et al.*, 2005).

Na Tabela 4.16, estão representados os valores de redução percentual de potência após a reconfiguração ótima do sistema comparando-o com sua configuração base (inicial). Os dados foram comparados com os obtidos em Santos, M.V. (2021).

Tabela 4.16 – Sistema 84 barras: redução percentual de potência após RSDEE

Análise Computacional	Caso Base	Reconfiguração Ótima		Redução percentual de potência pós reconfiguração
	Perda Total [kW]	Chaves Abertas	Perda Total [kW]	
<i>Harmony Search (HS)</i>	531,99	s7, s13, s34, s39, s42, s55, s62, s72, s83, s86, s89, s90, s92	469,87	11,68%
<i>AMPL (knitro)</i>	531,99	s7, s13, s34, s39, s42, s55, s62, s72, s83, s86, s89, s90, s92	469,87	11,68%

Fonte: Próprio Autor. 2022.

Um ponto de destaque é que, no sistema de 84 barras, a utilização do *solver knitro* deve

ser repensada por seu elevado esforço computacional, visto que para realizar a reconfiguração deste sistema foram necessárias aproximadamente 40 horas ininterruptas.

Logo, comparando os resultados obtidos através do *AMPL* com aqueles obtidos da literatura técnica, percebe-se que a utilização do *solver* comercial é válida para os sistemas de 14, 33 e 84 barras, visto que os resultados apresentados apresentam coerência com a literatura técnica em estudo.

#### **4.2.2. Solução ao problema de RSDEE com a alocação de GD**

Em busca de avaliar o desempenho do modelo matemático proposto para RSDEE com a alocação simultânea de fontes de GD serão utilizados três sistemas clássicos presentes na literatura técnica, sendo eles: 14 barras, 33 barras, e 69 barras.

Analisando cada caso de maneira isolada, validou-se que, tanto para a inserção de GD quanto para a RSDEE, a utilização do *solver knitro* na linguagem *AMPL* proporciona resultados confiáveis com a literatura técnica existente.

Desta forma, conforme apresentado no capítulo 3 deste trabalho, foi proposta a união dos dois modelos matemáticos com foco em realizar a RSDEE e alocação de GD de forma síncrona.

Visto que todos os sistemas foram previamente apresentados será dado seguimento com foco direto nos resultados obtidos com as simulações. É válido ressaltar que as simulações ocorreram de acordo com os seguintes cenários, para cada sistema escolhido:

- Cenário I: RSDEE com alocação de uma unidade de GD, fator de potência unitário e potência da GD de 1000 kW;
- Cenário II: RSDEE com alocação de uma unidade de GD, fator de potência unitário e potência da GD de 2000 kW;
- Cenário III: RSDEE com alocação de duas unidades de GD, fator de potência unitário e potência da GD de 1000 kW.

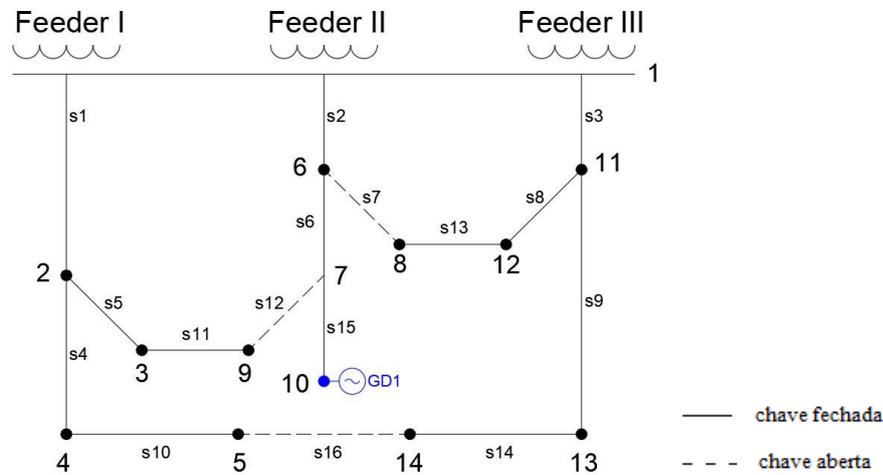
##### **4.2.2.1. Sistema de 14 barras:**

Considerando o cenário de alocação de GD, o algoritmo busca identificar as barras que, ao receber a GD irá gerar a menor perda de potência ativa no sistema. Para o estudo do sistema 14 barras não se adotou utilização da escolha de barras candidatas durante a execução do código.

A Figura 4.19, apresenta o sistema de 14 barras após a RSDEE em conjunto com a

alocação de uma unidade de GD.

Figura 4.19 – Sistema 14 barras: melhor solução obtida com RSDEE e alocação de 1 GD



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Cinvalar, *et al.*, 1988).

Na Tabela 4.17, são apresentados os valores de redução percentual de potência após a reconfiguração ótima do sistema em conjunto com a alocação de GD, conforme Cenários I e II propostos inicialmente, e comparando-o com sua configuração base (inicial).

Tabela 4.17 – Sistema 14 barras: redução percentual de potência após RSDEE e alocação de 1 GD

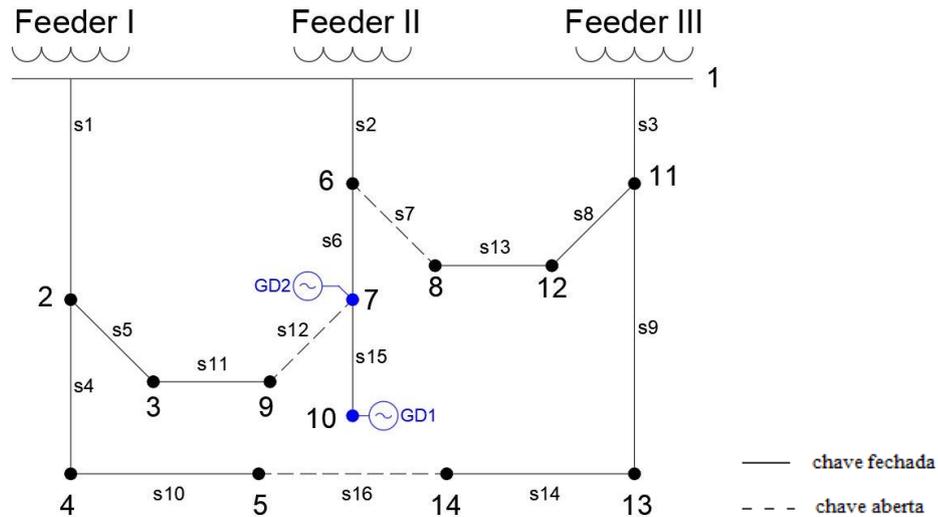
Análise Computacional	Caso Base	Reconfiguração Ótima com Geração Distribuída			Redução Percentual de Potência após reconfiguração e Inserção de GD
	Perda Total [kW]	Chaves Abertas	Barra GD	Perda Total [kW]	
<b>Cenário I</b>	511,44	s7, s12 e s16	10	413,45	22,28%
<b>Cenário II</b>	511,44	s7, s12 e s16	10	367,04	31,01%

Fonte: Próprio Autor. 2022.

Para o sistema de 14 barras, com base nos resultados obtidos, a alteração da potência da unidade de GD não implica em mudanças na RSDEE e mantém-se a barra 10 como a melhor solução para inserção da GD. Entretanto, verifica-se que ocorre uma melhora nas perdas de potência ativa do sistema em estudo.

A Figura 4.20, apresenta o sistema de 14 barras após a RSDEE em conjunto com a alocação de duas unidades de GD.

Figura 4.20 – Sistema 14 barras: melhor solução obtida com RSDEE e alocação de 2 GD



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Cinvalar, *et al.*, 1988).

Na Tabela 4.18, são apresentados os valores de redução percentual de potência após a reconfiguração ótima do sistema em conjunto com a alocação de GD, conforme Cenário III proposto inicialmente, e comparando-o com sua configuração base (inicial).

Tabela 4.18 – Sistema 14 barras: redução percentual de potência após RSDEE e alocação de 2 GD

Análise Computacional	Caso Base	Reconfiguração Ótima com Geração Distribuída			Redução Percentual de Potência após reconfiguração e Inserção de GD
	Perda Total [kW]	Chaves Abertas	Barra GD	Perda Total [kW]	
Cenário III	511,44	s7, s12 e s16	7 e 10	372,34	30,01%

Fonte: Próprio Autor. 2022.

Como conclusão, para o sistema de 14 barras, ao se comparar os Cenários I, II e III, estudados neste tópico, percebe-se que o Cenário II apresenta a maior redução das perdas ativas do sistema.

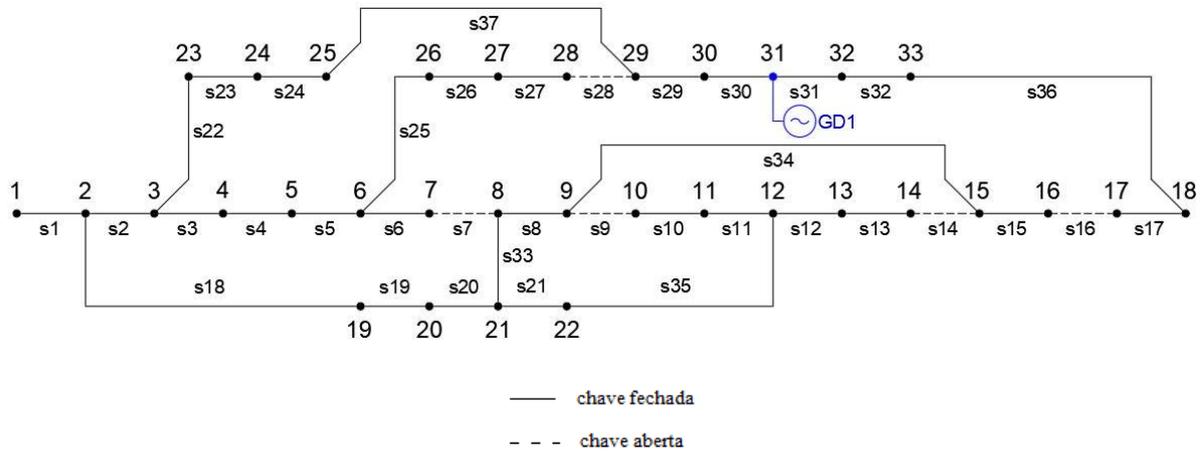
#### 4.2.2.2. Sistema de 33 barras:

Com foco na redução do esforço computacional para sistemas de médio e grande porte, foi utilizado o método de adoção de barras candidatas, onde as barras escolhidas são as que possuem maior níveis de carga.

A Figura 4.21, apresenta o sistema 33 barras após a RSDEE em conjunto com a alocação

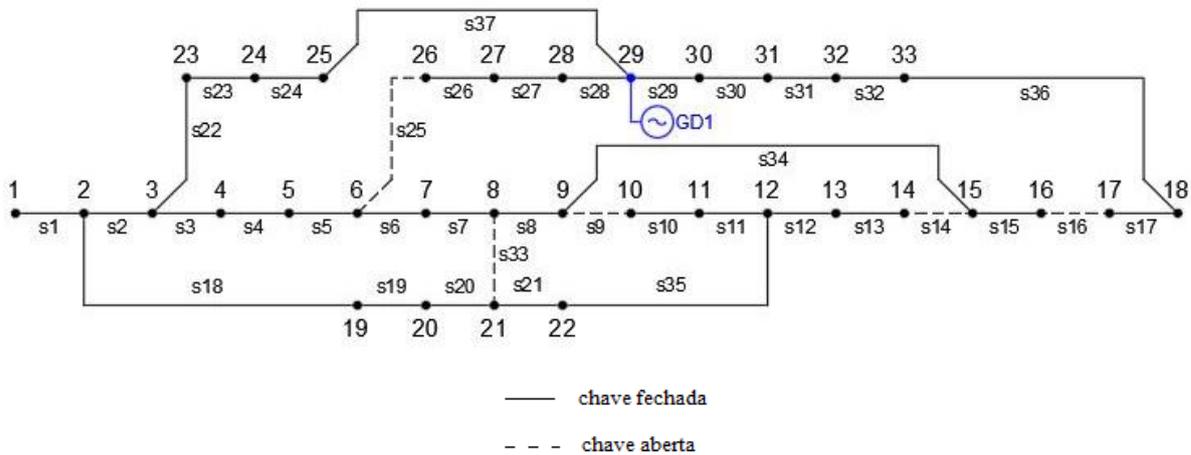
de uma unidade de GD de 1000 kW, enquanto a Figura 4.22 apresenta a melhor alocação, para o mesmo sistema, de uma unidade de GD de 2000 kW.

**Figura 4.21 – Sistema 33 barras: melhor solução obtida após RSDEE e alocação de 1 GD de 1000 kW**



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Baran & WU, 1989).

**Figura 4.22 – Sistema 33 barras: melhor solução obtida após RSDEE e alocação de 1 GD de 2000 kW**



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Baran & WU, 1989).

Na Tabela 4.19, são apresentados os valores de redução percentual de potência após a reconfiguração ótima do sistema em conjunto com a alocação de GD, conforme Cenários I e II propostos inicialmente, e comparando-o com sua configuração base (inicial).

Tabela 4.19 – Sistema 33 barras: redução percentual de potência após RSDEE e alocação de 1 GD

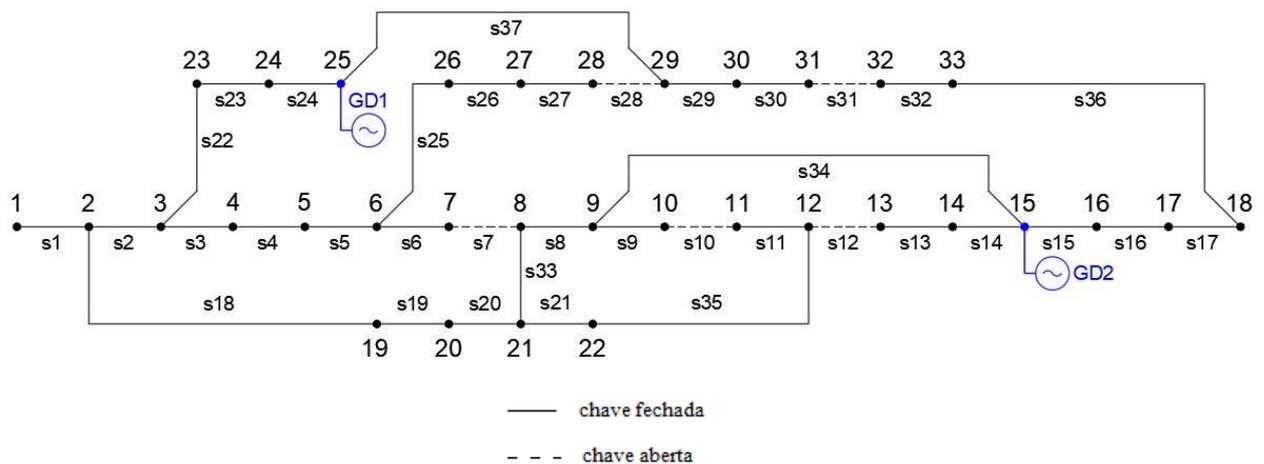
Análise Computacional	Caso Base	Reconfiguração Ótima com Geração Distribuída			Redução Percentual de Potência após reconfiguração e Inserção de GD
	Perda Total [kW]	Chaves Abertas	Barra GD	Perda Total [kW]	
Cenário I	202,68	s7, s9, s14, s16 e s28	31	90,98	55,11%
Cenário II	202,68	s9, s14, s16, s25 e s33	29	81,79	59,65%

Fonte: Próprio Autor. 2022.

Com base na Tabela 4.19 verifica-se que, ao alterar a potência da unidade de GD para 2000 kW, o sistema de 33 barras adota uma nova reconfiguração e é apresentada uma barra de inserção da GD diferente do sistema com potência de 1000 kW e obtêm-se uma redução maior nas perdas ativas do sistema, com uma variação de 4,54% quando comparadas as unidades de GD de 1000 kW e 2000 kW.

A Figura 4.23, apresenta o sistema de 33 barras após a RSDEE em conjunto com a alocação de duas unidades de GD.

Figura 4.23 – Sistema 33 barras: melhor solução obtida RSDEE e alocação de 2 GD de 1000 kW



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Cinvalar, *et al.*, 1988).

Na Tabela 4.20, são apresentados os valores de redução percentual de potência após a reconfiguração ótima do sistema em conjunto com a alocação de GD, conforme Cenário III proposto inicialmente, e comparando-o com sua configuração base (inicial).

Tabela 4.20 – Sistema 33 barras: redução percentual de potência após RSDEE e alocação de 2 GD

Análise Computacional	Caso Base	Reconfiguração Ótima com Geração Distribuída			Redução Percentual de Potência após reconfiguração e Inserção de GD
	Perda Total [kW]	Chaves Abertas	Barra GD	Perda Total [kW]	
Cenário III	202,68	s7, s10, s12, s28 e s31	15 e 25	65,22	67,82%

Fonte: Próprio Autor. 2022.

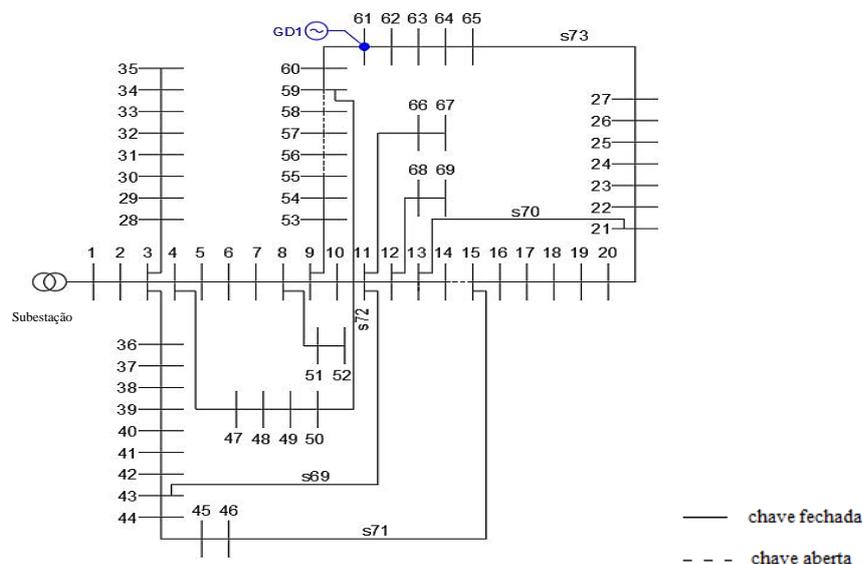
Com base nos dados obtidos, tem-se que a utilização em conjunto da RSDEE com a alocação da GD neste sistema proporciona uma redução considerável nas perdas ativas totais. Para o sistema 33 barras, ao se comparar os Cenários I, II e III, estudados neste tópico, tem-se que o Cenário III apresenta a maior redução das perdas ativas do sistema, ou seja, o acréscimo de uma unidade de GD no sistema gerou impacto nas perdas obtidas.

#### 4.2.2.3. Sistema de 69 barras:

Para os sistemas 69 barras adotou-se apenas a utilização dos Cenários I e III como foco de análise, pois para o Cenário II não foi possível finalizar a análise devido ao elevado tempo computacional.

A Figura 4.24, apresenta o sistema 69 barras após a RSDEE em conjunto com a alocação de uma unidade de GD.

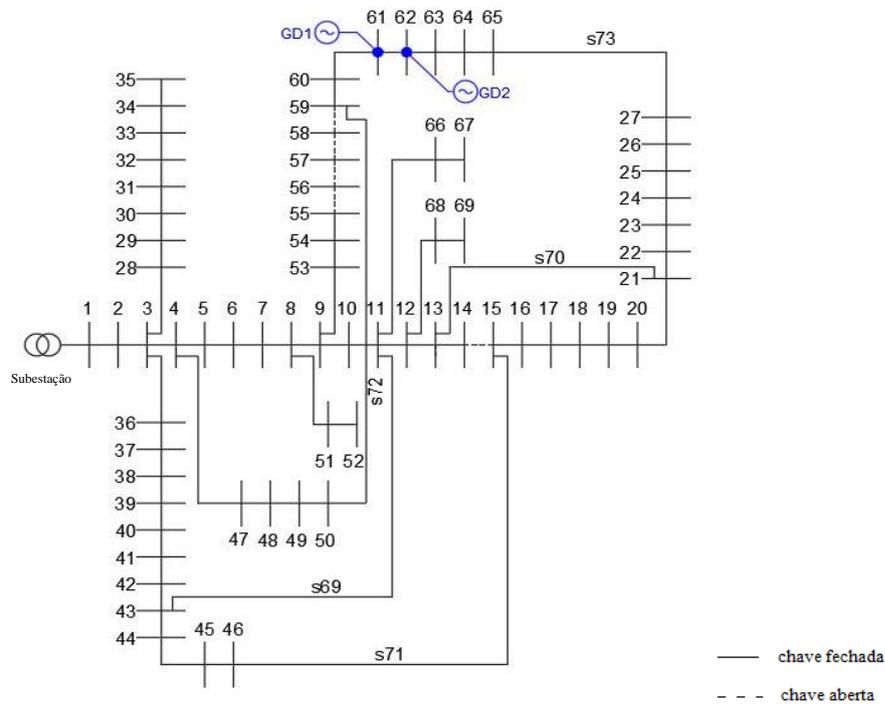
Figura 4.24 – Sistema 69 barras: melhor solução obtida após RSDEE e alocação de 1 GD de 1000 kW



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Cinvalar, *et al.*, 1988).

A Figura 4.25, apresenta o sistema 69 barras após a RSDEE em conjunto com a alocação de duas unidades de GD.

**Figura 4.25 – Sistema 69 barras: melhor solução obtida RSDEE e alocação de 2 GD de 1000 kW**



Fonte: Próprio Autor (Adaptado Cinvalar, *et al.*, 1988).

Na Tabela 4.21, são apresentados os valores de redução percentual de potência após a reconfiguração ótima do sistema em conjunto com a alocação de GD, conforme Cenários I e III propostos inicialmente, e comparando-o com sua configuração base (inicial).

**Tabela 4.21 – Sistema 69 barras: redução percentual de potência após RSDEE e alocação de 1 GD e 2 GD**

Análise Computacional	Caso Base	Reconfiguração Ótima com Geração Distribuída			Redução Percentual de Potência após reconfiguração e Inserção de GD
	Perda Total [kW]	Chaves Abertas	Barra GD	Perda Total [kW]	
<b>Cenário I</b>	224,99	s14, s55, s56, s57 e s58	61	51,49	77,14%
<b>Cenário III</b>	224,99	s12, s55, s56, s57, s58	61 e 62	41,79	81,43%

Fonte: Próprio Autor. 2022.

Com base nos dados obtidos, tem-se que a utilização em conjunto da RSDEE com a

alocação da GD em um sistema proporciona uma redução considerável nas perdas para o sistema de 69 barras. Logo, ao se comparar os Cenários I e III, estudados neste tópico, tem-se que o Cenário III apresenta a maior redução das perdas ativas do sistema, de forma que, assim como o sistema de 33 barras, ao se inserir duas unidades de GD no sistema, têm-se uma maior redução das perdas ativas no sistema.

## 5. CONCLUSÃO

Este trabalho propõe um modelo de Programação Não-Linear Inteira Mista para análise da RSDEE com a alocação simultânea de GD por meio da utilização do *solver* comercial *knitro* na linguagem *AMPL*, com foco principal na redução das perdas ativas considerando 3 cenários distintos, que foram apresentados no Capítulo 4, e as perdas de potência ativa obtidas foram comparadas com as perdas do sistema em sua configuração inicial, sem adoção de reconfiguração e sem inserção da GD.

Com a finalidade de testar a confiabilidade do modelo unificado, foram realizados testes com cada modelo de forma separada, ou seja, aplicando apenas a inserção da GD e apenas a RSDEE, sendo encontrados resultados em conformidade com a literatura técnica especializada.

Inicialmente foi simulada apenas a alocação de GD, na qual notou-se que para os sistemas testados consegue-se redução de: 36,9% no sistema 10 barras com 1 GD e 58,33% com 2 GDs; 37,16% no sistema 34 barras com 1 GD e 56,01% com 2 GDs; 50,41% no sistema 70 barras com 1 GD e 62,67% com 2 GDs. Nesses casos, o algoritmo sugere, em sua grande maioria, locais distantes da subestação e que apresentam maior concentração de carga.

Em seguida, foi considerada apenas a abertura/fechamento de chaves seccionadoras, para a qual a redução de perdas em relação ao caso base para o sistema de 14 barras foi de 8,86%, para o de 33 barras foi de 31,15% e para o sistema de 84 barras foi de 11,68%.

Por fim, considerou-se simultaneamente os problemas de alocação e reconfiguração, pode-se observar uma melhora considerável das perdas de potência. Foram estudados 3 cenários, o primeiro com alocação de 1 GD de 1000 kW, o segundo com 1GD de 2000 kW e o terceiro com 2 GDs de 1000 kW cada.

Para o sistema 14 barras essa redução foi de 22,8% para o primeiro cenário, 31,01% para o segundo e 30,01% para o terceiro. Já, para o sistema 33 barras essa redução foi de 55,11% para o primeiro cenário, 59,65% para o segundo e 67,82% para o terceiro. E, para o sistema 69 barras essa redução foi de 22,8% para o primeiro cenário e 30,01% para o terceiro. Sendo que para o segundo cenário não foram obtidos resultados devido ao elevado tempo computacional despendido para a análise.

Um ponto de destaque para os estudos do sistema de 69 barras, onde aplica-se a RSDEE com alocação de GD, é que a utilização de barras candidatas proporciona uma melhor convergência do modelo, reduzindo o esforço computacional. A escolha das barras ocorre com base nas características da rede.

O desenvolvimento deste trabalho mostra que a modelagem matemática proposta possui

bom desempenho e confiabilidade em seus resultados, contribuindo para a resolução do problema da RSDEE com alocação de GD de maneira simultânea em um SDEE. Contudo, é válido ressaltar que, apesar de sua confiabilidade o modelo possui como ponto negativo o elevado custo computacional ao se tratar de sistemas com um maior número de barras como o de 69 barras.

Finalmente, visto o bom desempenho do modelo nos testes apresentados, tem-se, como principais perspectivas para continuidade deste trabalho, as seguintes sugestões:

- Aplicar técnicas de linearização ao modelo proposto, visto que modelos lineares possuem maior facilidade de resolução na linguagem *AMPL* reduzindo ainda mais o esforço computacional e os tempos de obtenção dos resultados;
- Utilizar o *solver cplex*, pois este apresenta uma convergência mais rápida na análise de SDEE;
- Avaliar a influência do fator de potência das GDs para considerar diversos tipos de geração;
- Particionar a quantidade de GD em módulos, como blocos de 500 kW, por exemplo, que podem ser alocados até um número específico de barras.

## 6. PUBLICAÇÕES

18º Congresso de Pesquisa, Ensino e Extensão (CONPEEX) - 2021: Apresentação do trabalho: **Alocação de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição usando o software *AMPL***.

Artigo publicado na revista *Energies* com o título: ***A novel Solution Method for Distribution Network Reconfiguration Problem Based on a Search Mechanism Enhancement of the Improved Harmony Search Algorithm.***

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T., ANDERSON, G., SODER, L. **Distributed Generation: A Definition**. In: *Electric Power System Research*, 57, 195-204. 2001. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)>. Acesso em: 23/01/2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. “**Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 1: Introdução**”. Brasília. 2016

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. “**Perdas de Energia**”. Brasília. 2018. Disponível em: < <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/apresentacoes-em-eventos/2018/audiencia-publica-16-05-2018/ANEEL%20-%20%20Perdas%20Elétricas%20-%20Davi%20Lima.pdf>>. Acesso em: 23/01/2022

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa (REN) nº 394/1988**. 1988. Disponível em: < <http://www.ibama.gov.br/sophia/cnia/legislacao/AGENCIAS/ANEEL/RS0394-041298.PDF>>. Acesso em: 23/01/2022.

AMPL: **A Modeling Language for Mathematical Programming**. 2022. Disponível em: < [ampl.com](http://ampl.com) >. Acesso em 15/08/2022

BARAN, M. E.; WU, F. F. **Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing**. *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.

BICHELS, A. **Sistemas Elétricos de Potência: Métodos de Análise e Solução**. Editora UTFPR. Curitiba. 2018. Disponível em: <[https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/4610/6/sistemaseletricopotencia\\_iniciais.pdf](https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/4610/6/sistemaseletricopotencia_iniciais.pdf)>. Acesso em: 23/06/2022.

BONA, F. S. de. **As microturbinas e a Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, 2003.

BUENO, N. K. de A. **Algoritmo VNS Para A Reconfiguração De Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica Considerando A Alocação Simultânea De Geradores Dis-**

**tribuídos.** Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual Paulista –UNESP, Câmpus de Ilha Solteira. 2021.

BYRD, R. H.; NOCEDAL, J.; WALTZ, R. A. **Knitro: An Integrated Package for Nonlinear Optimization.** 2006. Disponível em: < <https://web.archive.org/web/20161012043221/https://www.artelys.com/downloads/pdf/composants-numeriques/knitro/papers/integratedpackage.pdf> > Acesso em 15/06/2022.

CARDONA, N. P. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando uma Metodologia Multipartida.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016.

CARVALHO, F. A. **Otimização da produção diária de empreendimentos de Geração Distribuída considerando aspectos técnicos e ambientais.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e da Computação) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2015.

CHIOU, J. P.; CHANG, C. F.; SU, C. T. **Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems.** IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 2, pp. 668–674, 2005.

CHIS, M.; SALAMA, M. M. A.; JAYARAM, S. **Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies.** In: IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution, vol. 144, no. 3, p. 225-230, May 1997.

CINVALAR, S.; GRAINGER, J. J.; YIN, H.; LEE, S. S. H. **Distribution feeder reconfiguration for loss reduction.** IEEE Trans. Power Del., vol. 4, no. 3, pp. 1217–1223, 1988.

DELGADO, M. A. J. **Otimização de sistemas de energia elétrica radiais usando programação cônica de segunda ordem inteira mista.** Tese (Doutorado). Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. 211 f. 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balço Energético Nacional (BEN) 2021, ano base 2020.** Brasília. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>>. Acesso em: 23/06/2022.

FOURER, R. **Modelling languages versus matrix generators for linear programming**. ACM Transactions on Mathematical Software (TOMS), ACM New York, NY, USA, v. 9, n. 2, p. 143–183, 1983. Disponível em: <<https://dl.acm.org/doi/abs/10.1145/357456.357457>> Acesso em:15/06/2022.

GALLEGO PAREJA, et al. **A Mixed-Integer Linear Programming Model for the Simultaneous Optimal Distribution Network Reconfiguration and Optimal Placement of Distributed Generation**. In: Energies. 15, 3063. 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en15093063>>. Acesso em: 23/01/2022.

GOMES, F. V. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Utilizando Técnicas de Otimização Contínua e Heurística para Minimização de Custos**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2005.

GRAINGER, J. J.; LEE, S. H. **Capacity release by shunt capacitor placement on distribution feeders: a new voltage-dependent model**. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, no.5, p. 1236-1244, May 1982.

GUERRA, W.; GALVIS, J. C.; VINICIUS, M. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Utilizando Otimização por Nuvem de Partículas**. IV Simpósio Brasileiro De Sistemas Elétricos - SBSE. 2012. Disponível em: <http://www.swge.inf.br/anais/SBSE2012/PDFS/ARTIGOS/96765.PDF>>. Acesso em: 23/01/2022.

HASANPOUR, R.; KALESAR, B.M.; NOSHAHR, J.B.; FARHADI, P.; **Reconfiguration of Smart Distribution Network Considering Variation of Load and Local Renewable Generation**. IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Milan, pp. 1-5, 2017.

HOFF, T. E.; WENGER, H. J.; FARMER, B. K. **"Distributed Generation: An alternative to electric utility investments in system capacity"**. Energy Policy, Elsevier, vol. 24(2), pages 137-147, Feb. 1996.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). **“O que é Geração Distribuída”**. Rio de Janeiro. 2022. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp)>. Acesso em: 23/01/2022.

JORDEHI A.R., “**Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review,**” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 56, p. 893-905, 2016.

MACEDO, L. H.; FRANCO, J. F.; MAHDAVI, M.; ROMERO, R. **A contribution to the optimization of the reconfiguration problem in radial distribution systems.** *J. Control, Autom. Elect. Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 756-768, 2018.

MAHDAVI, M.; ROMERO, R. **Reconfiguration of Radial Distribution Systems: An Efficient Mathematical Model.** *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, VOL. 19, NO. 7, pp. 1172-1181. 2021.

MARINHO, R. P. **Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando metodologias multipartida e busca tabu.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e da Computação) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2017.

MELO, W. A. X. de. **Algoritmos para programação não linear inteira mista.** Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2012.

MERLIN, A.; BACK, H. **Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system.** *5th Power Syst. Comput. Conf.*, UK, pp. 1–18, 1975.

MURTHY, G.V. K.; SIVANAGARAJU; SATYANARAYANA, S.; HANUMANTHA RAO, B. **Artificial Bee Colony Algorithm For Distribution Feeder Reconfiguration With Distributed Generation.** In: *International Journal of Engineering Sciences & Emerging Technologies (IJESET)*, Volume 3, Issue 2, pp: 50-59. ISSN: 2231 – 6604. Oct. 2012.

NGUYEN, T. T.; TRUONG, A. V.; PHUNG, T. A. A novel method based on adaptive cuckoo search for optimal network reconfiguration and distributed generation allocation in distribution network. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Oxford, v. 78, p. 801–815, 2016.

OLIVEIRA, F. B. R. de. **Redução de Perdas de Sistema de Distribuição através do Dimensionamento Ótimo de Bancos de Capacitores via Entropia Cruzada.** Dissertação (Mestrado). Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. 2016.

OLIVEIRA, L. L. de. **Análise da matriz de geração de energia elétrica no Brasil:**

**uma aplicação da teoria de portfólios.** Dissertação de mestrado. Escola Politécnica da USP. São Paulo. 2017.

PAULA, C. P. **Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistemática de um Plano de Inserção Incentivada.** Tese (Doutorado). Universidade de São Paulo. 2004.

PEREIRA, L. D. de L. **“Alocação Ótima De Geração Distribuída Em Sistemas De Distribuição Considerando Incertezas No Modelo Probabilístico De Geração,”** Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo – UFES. Vitória. 2018

PEREIRA, M. L. N., **“Avaliação otimizada técnica e econômica do ponto de conexão de Geração Distribuída em redes de média tensão,”** Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Faculdade de Engenharia, 111 f., 2014.

PESSOA, L. L. da S. **Impactos Provocados pelos Afundamentos de Tensão em Redes Elétricas com Geração Distribuída.** Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Pernambuco. Recife. 2016.

RAJARAM, R.; SATHISH KUMAR, K.; RAJASEKAR, N. **Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG).** In: Energy Reports 1. Pg. 116–122. 2015.

REZENDE, J. O. **Geração Distribuída: legislação brasileira, perspectivas e estudo de casos via ATP.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia. 131 f., 2015.

RIBEIRO JÚNIOR, S. **Noções de Eletrotécnica: Sistema Elétrico de Potência (SEP).** 2018. Disponível em: <[http://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa\\_files/te039%20aula%2010%20-%20sep.pdf](http://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te039%20aula%2010%20-%20sep.pdf)>. Acesso em: 23/01/2022.

RODRIGUES, F.F.C., **“Programação da contratação de energia considerando Geração Distribuída no novo modelo do setor elétrico brasileiro”.** Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica). Programas de Pós-graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 171 f., 2006.

ROMAGNOLI, H.C., “**Identificação de barreiras à Geração Distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro**”. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 110 f., 2005.

ROMAIS, R. **Reconfiguração Ótima Dos Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica Usando Uma Formulação Cônica De Segunda Ordem Inteira Mista**. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Ilha Solteira, 100 f. 2013.

ROSSETI, G. J. S. et al. **Optimal allocation of distributed generation with reconfiguration in electric distribution systems**. Electric Power Systems Research, v. 103, p. 178-183, 2013.

SANTOS, M. V. dos. **Emprego do Método Harmony Search Para a Reconfiguração de Sistemas de Distribuição com Inserção de Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2019.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, W. H. **Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line loss reduction**. IEEE Trans. Power Del., vol. 4, no. 2, pp. 1492–1498, 1989.

YAMASHITA, KARINA. **Alocação e dimensionamento ótimo de geração distribuída para sistemas de distribuição de energia elétrica considerando diferentes níveis de carga**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Londrina. Londrina, PR, 2017.

ZANCHETTA, L. P. **Reconfiguração De Redes De Distribuição De Energia Com Geração Distribuída Empregando Conceitos De Redes Elétricas Inteligentes**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal de Santa Catarina. Araranguá. 2014.