

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Ramayana Leonarda de Araújo Pereira

Um Sistema Integrado de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Redes para Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Baseado em Algoritmo Diferencial Evolutivo e Programação Linear

Campina Grande – PB

Julho 2026

Ramayana Leonarda de Araújo Pereira

Um Sistema Integrado de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Redes para Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Baseado em Algoritmo Diferencial Evolutivo e Programação Linear

Tese de Doutorado apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências para a obtenção do grau de Doutor em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento da Energia

Nubia Silva Dantas Brito, Dra.

Orientadora

Helon David Macêdo Braz, Dr.

Orientador

Campina Grande – PB

Julho 2026

Universidade Federal de Campina Grande - UFCG
Sistema de Bibliotecas - SISTEMOTECA
Catalogação de Publicação na Fonte. UFCG - Biblioteca Central

P436s Pereira, Ramayana Leonarda de Araujo.

Um sistema integrado de proteção adaptativa e reconfiguração de redes para sistemas de distribuição de energia elétrica baseado em algoritmo diferencial evolutivo e programação linear / Ramayana Leonarda de Araujo Pereira. – 2026.

173 f. : il. color.

Tese (doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2026.

"Orientação: Profa. Dra. Núbia Silva Dantas Brito, Prof. Dr. Helon David Macêdo Braz".

Referências.

1. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2. Proteção Adaptativa. 4. Algoritmo Diferencial Evolutivo. 5. Reconfiguração de Rede. 6. Teoria dos Garfos. 7. Busca em Largura. Brito, Núbia Silva Dantas. II. Braz, Helon David Macêdo. III. Título.

UFCG/BC CDU 621.316(043.2)

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECÁRIA ITAPUANA SOARES DIAS CRB-15/93

RAMAYANA LEONARDA DE ARAUJO PEREIRA

UM SISTEMA INTEGRADO DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA E RECONFIGURAÇÃO DE REDES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADO EM ALGORITMO DIFERENCIAL EVOLUTIVO E PROGRAMAÇÃO LINEAR

Tese de Doutorado apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Dissertação aprovada em 31 de julho de 2026:

_____

Núbia Silva Dantas Brito, D.Sc. - UFCG
Orientador

_____

Helon David de Nacêdo Braz, D.Sc. - UFCG
Orientador

_____

Damásio Fernandes Júnior, D.Sc. - UFCG
Examinador

_____

Washington Luiz Araújo Neves, Ph.D. -UFCG
Examinador

_____

Ruth Pastôra Saraiva Leão, Ph.D. - UFC
Examinador

_____

Elson Kagan, Dr. - USP
Examinador

Campina Grande – PB
2026

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
POS-GRADUACAO EM ENGENHARIA ELETRICA
Rua Aprigio Veloso, 882, - Bairro Universitario, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

REGISTRO DE PRESENÇA E ASSINATURAS

1 - ATA DA DEFESA PARA CONCESSÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS, NO DOMÍNIO DA ENGENHARIA ELÉTRICA, REALIZADA EM 31 DE JULHO DE 2026.

(Nº 407)

CANDIDATO(A): RAMAYANA LEONARDA DE ARAÚJO PEREIRA. COMISSÃO EXAMINADORA: DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc. , UFCG - Presidente da Comissão e Examinador Interno, NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.Sc., UFCG - Orientadora, HELON DAVID DE MACEDO BRAZ, D.Sc., UFPB - Orientador, WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Ph.D., UFCG - Examinador Interno, RUTH PASTÔRA SARAIVA LEÃO, Ph.D., UFC - Examinador Externo, NELSON KAGAN, Dr., USP - Examinador Externo. TÍTULO DA TESE: Um Sistema Integrado de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Redes para Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Baseado em Algoritmo Diferencial Evolutivo. ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: Processamento da Energia. HORA DE INÍCIO: 09h - LOCAL: Sala Virtual, conforme Art. 5º da PORTARIA SEI Nº 01/PRPG/UFCG/GPR, DE 09 DE MAIO DE 2022. Em sessão pública, após exposição de cerca de 45 minutos, o(a) candidato(a) foi arguido(a) oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo demonstrado suficiência de conhecimento e capacidade de sistematização, no tema de sua tese, obtendo conceito APROVADO. Face à aprovação, declara o presidente da Comissão, achar-se o examinado, legalmente habilitado a receber o Grau de Doutor em Ciências, no domínio da Engenharia Elétrica, cabendo a Universidade Federal de Campina Grande, como de direito, providenciar a expedição do Diploma, a que o(a) mesmo(a) faz jus. Na forma regulamentar, foi lavrada a presente ata, que é assinada por mim, Francimário Filho Araújo de Amorim, e os membros da Comissão Examinadora. Campina Grande, 31 de Julho de 2026.

FRANCIMÁRIO FILHO ARAÚJO DE AMORIM
Secretário

DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc. , UFCG
Presidente da Comissão e Examinador Interno

NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.Sc., UFCG
Orientadora

HELON DAVID DE MACEDO BRAZ, D.Sc., UFPB
Orientador

WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Ph.D., UFCG
Examinador Interno

RUTH PASTÔRA SARAIVA LEÃO, Ph.D., UFC
Examinador Externo

NELSON KAGAN, Dr., USP
Examinador Externo

RAMAYANA LEONARDA DE ARAÚJO PEREIRA
Candidata

2 - APROVAÇÃO

2.1. Segue a presente Ata de Defesa de Tese de Doutorado do candidato RAMAYANA LEONARDA DE ARAÚJO PEREIRA, assinada eletronicamente pela Comissão Examinadora acima identificada.

2.2. No caso de examinadores externos que não possuam credenciamento de usuário externo ativo no SEI, para igual assinatura eletrônica, os examinadores internos signatários certificam que os examinadores externos acima identificados participaram da defesa da tese e tomaram conhecimento do teor deste documento.

Documento assinado eletronicamente por **FRANCIMARIO FILHO ARAUJO DE AMORIM**, **ASSISTENTE EM ADMINISTRACAO**, em 04/08/2026, às 16:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.

Documento assinado eletronicamente por **Ramayana Leonarda de Araujo Pereira**, **Usuário Externo**, em 04/08/2026, às 16:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.

Documento assinado eletronicamente por **NUBIA SILVA DANTAS BRITO**, **PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 04/08/2026, às 16:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.

Documento assinado eletronicamente por **DAMASIO FERNANDES JUNIOR**, **PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 04/08/2026, às 21:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.

Documento assinado eletronicamente por **Nelson Kagan**, **Usuário Externo**, em 04/08/2026, às 22:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.

Documento assinado eletronicamente por **Ruth Pastôra Sariava Leão**, **Usuário Externo**, em 05/08/2026, às 08:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.

Documento assinado eletronicamente por **WASHINGTON LUIZ ARAUJO NEVES**, **PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 11/08/2026, às 10:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufcg.edu.br/autenticidade, informando o código verificador **6733730** e o código CRC **B9720132**.

Caro Professor
Eisenhawer de Moura Fernandes
Coordenador do PPgEE/UFCG.

Eu, **HELON DAVID DE MACEDO BRAZ, D.Sc., UFPB,** na qualidade de examinador externo da comissão examinadora da defesa de Tese intitulada “Um Sistema Integrado de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Redes para Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Baseado em Algoritmo Diferencial Evolutivo e Programação Linear", de **RAMAYANA LEONARDA DE ARAÚJO PEREIRA,** da qual participei por videoconferência, no dia 31 de Julho de 2026, declaro ter recebido cópia da ata, que consta nos autos do processo n° 23096.052121/2026-68 como documento n° (6733730), a qual li e, embora não tenha podido assinar, é para todos os efeitos como se eu tivesse, pois está em perfeita conformidade com o que foi deliberado pela comissão e, portanto, estou de pleno acordo com seus termos.

gov.br
Documento assinado digitalmente
HELON DAVID DE MACEDO BRAZ
Data: 05/08/2026 23:09:12-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

HELON DAVID DE MACEDO BRAZ, D.Sc., UFPB

Dedico esta Tese à Ramayana criança, que, mesmo diante das dificuldades, nunca deixou de sonhar e lutar. Sua coragem, determinação e perseverança tornaram possível a conquista deste título.

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, a Deus, por ter me sustentado em todos os momentos desta caminhada. O doutorado foi, por muito tempo, um sonho distante, e foi pela Sua graça que cheguei até aqui. Nos momentos de incerteza, medo e cansaço, encontrei n'Ele meu refúgio, minha força e a serenidade necessária para continuar. Esta conquista é, antes de tudo, fruto da Sua infinita bondade.

Aos meus pais, Ana Maria e Leonardo, minha eterna gratidão. Vocês foram minha base, meu porto seguro e os maiores responsáveis pela pessoa que me tornei. Obrigada por acreditarem em mim quando, muitas vezes, eu mesma duvidei, por me ensinarem o valor do estudo, da honestidade e da perseverança. O amor, o cuidado e o apoio incondicional de vocês me permitiram sonhar alto e chegar até aqui. Tudo o que conquistei carrega um pouco de cada ensinamento que recebi de vocês.

Às minhas irmãs, cunhados e sobrinhos, agradeço pelo carinho, pelas orações e por sempre acreditarem em mim. Em especial, à minha irmã Tatiana e ao meu cunhado Valdemir, que, em tantos momentos, foram uma direção segura, palavras de incentivo e apoio constante, lembrando-me da força e da coragem que, muitas vezes, eu mesma esquecia que possuía.

Ao meu esposo, Kennison Dantas, expresso minha mais profunda gratidão por caminhar ao meu lado durante toda esta jornada. Obrigada por acreditar em mim, por enxergar em mim um potencial que, por vezes, eu não conseguia ver, por ser meu ponto de equilíbrio e por assumir tantas responsabilidades quando eu precisava dedicar meu tempo a este sonho. Obrigada por cada abraço nos momentos de insegurança, por cada palavra de incentivo e por tornar essa caminhada mais leve. Esta conquista também é sua.

À professora Núbia, minha orientadora, agradeço por ter sido uma das pessoas mais importantes em toda a minha trajetória acadêmica. Desde a graduação, sua dedicação, confiança e excelência profissional contribuíram significativamente para minha formação. Obrigada por me desafiar constantemente a ser melhor, pela paciência, pelas orientações, pelas inúmeras contribuições para este trabalho e, principalmente, por todo o amadurecimento acadêmico e pessoal que me proporcionou ao longo desses anos.

Ao professor Helon, registro minha sincera gratidão pelas inúmeras orientações, pela disponibilidade, confiança, incentivo e por todos os conhecimentos compartilhados ao longo desta pesquisa. Sua contribuição foi essencial para a realização deste trabalho.

Aos professores Washington Neves, Ruth Leão, Nelson Kagan e Damásio Fernandes, agradeço pelos valiosos ensinamentos, pelas contribuições e pelas sugestões

apresentadas, que enriqueceram significativamente esta Tese.

Aos meus amigos que caminham comigo desde a graduação, Hotoniones, Melyna, Gleube, Sabryna e Cinthya, obrigada por compartilharem tantos momentos importantes da minha vida. Vocês estiveram presentes nas alegrias, nas dificuldades, nas dúvidas e nas conquistas, sempre oferecendo amizade, incentivo e força para que eu seguisse em frente.

Aos amigos do LARCA/LSP, especialmente Nathália Freitas, Pedro Henrique Fernandes, Cícero, Justino e Gabriel Marques, agradeço pelo companheirismo, pelas conversas, pela convivência e por fazerem parte desta jornada acadêmica, tornando-a mais leve e significativa.

À minha querida amiga Elizabeth Alves, deixo um agradecimento muito especial. Sua amizade foi um dos maiores presentes que recebi durante essa caminhada. Obrigada por comemorar comigo cada artigo publicado, cada capítulo concluído e cada pequena conquista, por fortalecer minha fé nos momentos mais difíceis e por nunca permitir que eu desistisse. Sua presença fez toda a diferença.

Aos meus colegas do IFPB – Campus Santa Luzia, especialmente aos professores Alexandre Costa, Joez André, Felipe Barbosa, Leonardo Lúcio, Paulo Roger e Victor Andrade, agradeço pelo apoio, pelas conversas, pelos conselhos, pelas palavras de conforto e pela amizade demonstrada ao longo desta trajetória.

Por fim, agradeço a todos que, de forma direta ou indireta, contribuíram para a concretização desta importante etapa da minha vida acadêmica e profissional. Nenhuma conquista é construída sozinha. Compartilho o mérito deste trabalho com cada pessoa que, de alguma maneira, caminhou ao meu lado e tornou possível a realização deste sonho.

Resumo

A crescente inserção de geração distribuída (GD) nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) modifica os níveis e sentidos das correntes de curto-circuito e os fluxos de potência, podendo comprometer a coordenação e a seletividade dos sistemas convencionais de proteção diante de alterações topológicas e operacionais. Nesse contexto, esta Tese propõe um Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Integrados (SPARI) para SDEE com geração fotovoltaica distribuída (GFV), integrando a adaptação dos ajustes da proteção à reconfiguração da topologia da rede. A principal contribuição científica consiste na integração coordenada dessas funções, de modo que o isolamento e o restabelecimento do fornecimento sejam acompanhados da avaliação da coordenação da proteção e, quando necessário, do recálculo de seus ajustes para a nova condição operativa. O SPARI monitora as grandezas elétricas e os estados dos dispositivos, identifica e isola faltas permanentes, determina uma topologia de restabelecimento e adapta os parâmetros da proteção. A reconfiguração considera critérios topológicos e operacionais, priorizando a radialidade e o restabelecimento das cargas, além das perdas e violações de tensão. Para a otimização da coordenação da proteção, emprega-se o método híbrido ADEPL, que combina o Algoritmo Diferencial Evolutivo (ADE) e a Programação Linear (PL) para determinar os valores da corrente de *pickup* (I_p) e do *Time Dial Setting* (TDS), respeitando restrições de sensibilidade, seletividade e intervalo de coordenação. A metodologia foi implementada em Simulink/Matlab® e OpenDSS e avaliada nos sistemas-teste IEEE de 34 e 69 barras, sob diferentes condições de falta, níveis de GFV e configurações topológicas. No sistema IEEE de 34 barras, a coordenação foi preservada em 83,33% dos 264 cenários e restabelecida pelo SPARI em 14,39%, resultando em 97,73% de sucesso. No sistema IEEE de 69 barras, 466 dos 480 cenários apresentaram solução satisfatória, correspondendo a aproximadamente 97,1% de sucesso. Nos casos com possibilidade de transferência de carga, foram restabelecidas aproximadamente 80% a 95% das cargas interrompidas. Os resultados demonstram que o SPARI permite associar o restabelecimento do serviço à adaptação da coordenação da proteção, estabelecendo novas topologias que consideram simultaneamente a continuidade do fornecimento e a adequação da proteção às condições elétricas resultantes.

Palavras-chave: Algoritmo Diferencial Evolutivo, Proteção Adaptativa, Reconfiguração de Rede, Teoria dos Grafos, Busca em Largura.

Abstract

The increasing penetration of distributed generation (DG) in Electric Power Distribution Systems (EPDS) changes short-circuit current magnitudes and directions, as well as power flows, potentially compromising the coordination and selectivity of conventional protection systems under topological and operational changes. In this context, this Thesis proposes an Integrated Adaptive Protection and Network Reconfiguration System (SPARI) for EPDS with distributed photovoltaic generation (PVG), integrating the adaptation of protection settings with network topology reconfiguration. The main scientific contribution lies in the coordinated integration of these functions, so that fault isolation and service restoration are accompanied by an assessment of protection coordination and, when necessary, by the recalculation of protection settings for the new operating condition. SPARI monitors electrical quantities and device states, identifies and isolates permanent faults, determines a service-restoration topology, and adapts protection parameters. Network reconfiguration considers topological and operational criteria, prioritizing radiality and load restoration while also accounting for power losses and voltage violations. For protection coordination optimization, the hybrid ADEPL method is employed, combining the Differential Evolutionary Algorithm (DEA) and Linear Programming (LP) to determine the pickup current (I_p) and Time Dial Setting (TDS) values, respectively, subject to sensitivity, selectivity, and coordination time interval constraints. The methodology was implemented in Simulink/MATLAB® and OpenDSS and evaluated using the IEEE 34-bus and 69-bus test systems under different fault conditions, PVG penetration levels, and network topologies. In the IEEE 34-bus system, protection coordination was preserved in 83.33% of the 264 scenarios and restored by SPARI in 14.39%, resulting in an overall success rate of 97.73%. In the IEEE 69-bus system, 466 of the 480 scenarios yielded satisfactory solutions, corresponding to an overall success rate of approximately 97.1%. In scenarios where load transfer was feasible, approximately 80% to 95% of the interrupted loads were restored. The results demonstrate that SPARI enables service restoration to be integrated with the adaptation of protection coordination, establishing new network topologies that simultaneously account for continuity of supply and the adequacy of the protection system to the resulting electrical conditions.

Keywords: Evolutionary Differential Algorithm, Adaptive Protection, Network Reconfiguration, Graph Theory, Breadth-First Search.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Representação gráfica de um SEP. 26
Figura 2 – Sistema radial com recurso. 28
Figura 3 – Esquema de proteção de um SDEE tradicional. 29
Figura 4 – Diagrama esquemático de funcionamento da proteção com relé. . . . 29
Figura 5 – Diagrama unifilar do relé de sobrecorrente. 30
Figura 6 – Representação esquemática das curvas rápida e temporizada de atuação de um religador. 35
Figura 7 – Zonas de proteção da chave seccionalizadora e do religador. 36
Figura 8 – Funcionamento da chave seccionalizadora durante uma falta temporária e permanente. 37
Figura 9 – Coordenação das curvas - Relé - Religador 41
Figura 10 – Curvas tempo *verus* corrente para a coordenação entre os religadores da subestação e da rede de distribuição. 42
Figura 11 – Coordenação entre Religador e Fusível. 45
Figura 12 – Modelo de uma célula fotovoltaica. 47
Figura 13 – Característica I-V. 48
Figura 14 – Topologia básica de sistemas fotovoltaicos com dois estágios de conversão. 49
Figura 15 – Aumento do nível de curto-circuito em função das contribuições da GD. 50
Figura 16 – G_S resultante do sistema fictício (exemplo). 53
Figura 17 – Fluxograma do algoritmo de solução do fluxo de potência. 55
Figura 18 – *Loop* de Solução do Fluxo de Potência no OpenDSS. 55
Figura 19 – Arquitetura típica de um sistema de PA. 57
Figura 20 – Fluxograma do ADE genérico 62
Figura 21 – Arquitetura do SPARI. 84
Figura 22 – Fluxograma do SPARI. 85
Figura 23 – Fluxograma do monitoramento dos sinais digitais. 86
Figura 24 – Fluxograma do monitoramento dos sinais analógicos. 87
Figura 25 – Fluxograma de etapas do SPARI para isolamento de faltas e reconfiguração da rede de distribuição. 89
Figura 26 – Exemplo de mapeamento topológico em rede setorizada: (a) diagrama unifilar do sistema operando em regime normal; (b) representação correspondente em grafo de setores. 91
Figura 27 – Exemplo de isolamento de falta em rede setorizada: (a) diagrama unifilar com defeito no setor S_2; (b) grafo topológico resultante com chaves delimitadoras abertas. 92
Figura 28 – Fluxograma ADE para determinação da topologia. 93

Figura 29 – Estrutura de codificação do vetor binário de chaves no ADE. 93
Figura 30 – Fluxograma para o cálculo das correntes de curto-circuito. 100
Figura 31 – Fluxograma do ADEPL. 101
Figura 32 – Metodologia desenvolvida. 105
Figura 33 – Sistema-teste IEEE 34 barras (modificado). 106
Figura 34 – Sistema-teste IEEE 69 barras (modificado). 107
Figura 35 – Diagrama de blocos funcional do relé digital proposto. 108
Figura 36 – Diagrama de blocos interno do religador digital proposto. 110
Figura 37 – Fluxograma lógico da modelagem computacional dos elos fusíveis. . 112
Figura 38 – Diagrama de blocos e modos de controle do disjuntor. 114
Figura 39 – Modelo do GFV utilizado. 114
Figura 40 – Codificação do vetor do algoritmo ADEPL. 118
Figura 41 – Fluxograma metodológico do algoritmo ADEPL aplicado à otimização dos ajustes da proteção. 119
Figura 42 – Cenários de falta no sistema-teste IEEE 34 barras. 123
Figura 43 – Corrente nas fases a, b, c e sinais de *trip* Religador 01 para falta AT - atuação da proteção principal. 124
Figura 44 – Corrente nas fases a, b, c e sinais de *trip* Religador 02 e Chave Seccionalizadora para falta AT. 125
Figura 45 – Corrente nas fases a, b, c e sinais de *trip* Religador 02 e Chave Seccionalizadora para falta BCT. 126
Figura 46 – Coordenograma de seletividade entre o Religador 02 e a Chave Fusível. 127
Figura 47 – Níveis médios de corrente de curto-circuito no Cenário 1 – Sistema-teste de 34 barras. 128
Figura 48 – Sistema-teste IEEE 34 barras na condição de falta monofásica no trecho L06 (reconfigurado). 129
Figura 49 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema - teste 34 barras (trecho L29). 131
Figura 50 – Intervalo máximo para restabelecimento do serviço após a atuação do SPARI. 135
Figura 51 – Corrente nas fases a, b, c e sinais de *trip* Religador 01 para falta AT - Sistema - Teste 34 Barras com GFV. 138
Figura 52 – Análise do desempenho global da coordenação da proteção sob atuação do SPARI. 141
Figura 53 – Estudos de caso no sistema-teste IEEE 69 barras. 142
Figura 54 – Corrente nas fases a, b, c e sinais de *trip* Relé para falta AT - sistema-teste 69 barras com GFV. 143
Figura 55 – Desempenho do SPARI nos cénarios avaliado para o sistema-teste IEEE 69 barraras. 147

Figura 56 – Distribuição do tempo de processamento do ADEPL no sistema-teste IEEE 34 barras. 150
Figura 57 – Distribuição do tempo de processamento do ADEPL no sistema-teste IEEE 69 barras. 151
Figura 58 – Distribuição estatística da FO do ADEPL para casos representativos dos sistemas-teste IEEE 34 e 69 barras. 151
Figura 59 – Distribuição das gerações de convergência do ADEPL nos sistemas-teste IEEE 34 e 69 barras. 152
Figura 60 – Sistema-teste IEEE 34 barras. 171
Figura 61 – Sistema-teste IEEE 69 barras. 173

Lista de tabelas

Tabela 1 – Número de Interrupção em Situação de Emergência - Energisa PB. . 21
Tabela 2 – Relação entre os valores das constantes A e B com o tipo de curva de atuação do relé. 31
Tabela 3 – Busca em largura no grafo de setores (exemplo). 53
Tabela 4 – Principais características das formulações do ADE. 66
Tabela 5 – Síntese Bibliográfica. 81
Tabela 6 – Especificações para um painel fotovoltaico. 114
Tabela 7 – Resumo da base de dados utilizada para validação da metodologia proposta. 119
Tabela 8 – Parâmetros de controle dos algoritmos de otimização. 121
Tabela 9 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema - teste 34 barras (trecho L06). 129
Tabela 10 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema - teste 34 barras (trecho L09). 130
Tabela 11 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema-teste IEEE 34 barras (trecho L29). 132
Tabela 12 – Resumo dos cenários de falta e restabelecimento do sistema-teste 34 barras. 133
Tabela 13 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema-teste IEEE 34 barras (trecho L16). 134
Tabela 14 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção: sistema-teste IEEE 34 barras (Trecho L16) 134
Tabela 15 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema - teste 34 barras (Trecho L24). 136
Tabela 16 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção- sistema - teste 34 barras (Trecho L24). 137
Tabela 17 – Comparação dos tempos de atuação para as parametrizações tradicional e SPARI (Caso 02). 137
Tabela 18 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção- sistema - teste 34 barras com GFV (Trecho L09). 138
Tabela 19 – Comparação dos tempos de atuação para as parametrizações tradicional e SPARI (Caso 03). 139
Tabela 20 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção: sistema - teste 34 Barras com GFV (Trecho L16). 140
Tabela 21 – Comparação dos tempos de atuação para as parametrizações tradicional e SPARI (Caso 04). 140

Tabela 22 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção- sistema-teste IEEE 69 com GFV (Barra 42). 143
Tabela 23 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção- sistema-teste IEEE 69 barras com GFV (Barra 65). 145
Tabela 24 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção- sistema-teste IEEE 69 barras com GFV 400 kW e 800 kW - Falta Barra 5. 146
Tabela 25 – Comparação dos Parâmetros de Coordenação e Proteção- Sistema - teste 69 barras com GFV 400 kW e 800 kW- Falta Barra 23. 146
Tabela 26 – Análise estatística do sistema-teste IEEE 34 barras. 149
Tabela 27 – Resultados dos casos analisados 150
Tabela 28 – Faltas no sistema-teste IEEE 34 barras no Trecho L09. 166
Tabela 29 – Faltas no sistema-teste IEEE 34 barras no Trecho L29. 168
Tabela 30 – Cargas concentradas do sistema-teste IEEE 34 barras. 171
Tabela 31 – Cargas distribuídas do sistema-teste IEEE 34 barras. 172
Tabela 32 – Cargas distribuídas do sistema-teste IEEE 69 barras. 174

Lista de abreviaturas e siglas

ADE	Algoritmo Diferencial Evolutivo
ADEPL	Algoritmo Diferencial Evolutivo aliado à Programação Linear
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	*American National Standards Institute*
BL	Busca em Largura
CTI	*Coordination Time Interval*
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DNP3	*Distributed Network Protocol v3.0*
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FS	Fator de Sobrecorrente
GFV	Gerador Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
IEC 61850	Norma internacional para redes e sistemas de comunicação em subestações
IED	*Intelligent Electronic Device*
MATLAB	*Matrix Laboratory*
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PA	Proteção Adaptativa
PL	Programação Linear
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RTC	Relação de Transformação do Transformador de Corrente
SCADA	*Supervisory Control and Data Acquisition*

SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SPADE	Sistema de Proteção Adaptativa com Algoritmo Diferencial Evolutivo
SPARI	Sistema de Protecao Adaptativa e Reconfiguracao de Rede Integrados
TC	Transformador de Corrente
TDS	*Time Dial Setting*
TP	Transformador de Potencial
UCP	Unidade Central de Processamento

Lista de variáveis e símbolos

I_{cc}	Corrente de curto-circuito
$I_{cc,max}$	Corrente máxima de curto-circuito
I_{2f}	Corrente de curto-circuito bifásico
$I_{f,min}$	Corrente mínima de falta
I_p	Corrente de pickup do relé
$I_{carga,max}$	Corrente máxima de carga
$I_{deseq,max}$	Corrente máxima de desequilíbrio
I_{NP}	Corrente nominal primária do TC
V	Tensão elétrica
P	Potência ativa
Q	Potência reativa
S	Potência aparente
Z	Impedância elétrica
R	Resistência elétrica
X	Reatância elétrica
f	Frequência do sistema elétrico
t_{op}	Tempo de operação do relé
TDS	Time Dial Setting
CTI	Coordination Time Interval
k_1	Constante da curva inversa do relé
k_2	Constante da curva inversa do relé
FS	Fator de sobrecorrente do TC
RTC	Relação de transformação do TC
Δt	Intervalo de tempo

λ	Taxa de falhas
η	Eficiência
N	Número de barras do sistema
n	Número de indivíduos da população do ADE
F	Fator de mutação do ADE
CR	Taxa de cruzamento do ADE
FO	Função objetivo
x_i	Vetor solução do algoritmo
G	Geração atual do algoritmo evolutivo
P_{loss}	Perdas de potência ativa
V_i	Tensão na barra i
θ_i	Ângulo da tensão na barra i
Y_{bus}	Matriz de admitância nodal
ϕ	Ângulo de fase
ω	Frequência angular
Ω	Espaço de busca da otimização
S_i	Setor i da rede elétrica
L_i	Trecho ou linha i
$\mathcal{G}$	Grafo representativo da rede
$V(G)$	Conjunto de vértices do grafo
$E(G)$	Conjunto de arestas do grafo

Sumário

1 INTRODUÇÃO 20
1.1 Justificativa e Relevância da Tese 21
1.2 Objetivos 23
1.3 Contribuições 24
1.4 Organização do Texto 25
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 26
2.1 Sistema Elétrico de Potência 26
2.2 Sistema de Proteção 27
2.2.1 Relé de Sobrecorrente 29
2.2.2 Disjuntor 33
2.2.3 Religador 33
2.2.4 Chave Seccionalizadora 35
2.2.5 Chave Fusível 38
2.2.6 Chaves de Conexão 39
2.3 Coordenação da Proteção 40
2.3.1 Seletividade Relé - Religador 41
2.3.2 Coordenação Religador - Religador 42
2.3.3 Coordenação Religador - Chave Seccionalizadora 43
2.3.4 Coordenação Religador - Elo fusível 44
2.4 Geração Distribuída 45
2.4.1 Geração Fotovoltaica 47
2.4.2 Impactos da GD no Sistema de Proteção 49
2.5 Configuração de Redes 51
2.6 Fluxo de Potência 53
2.7 Proteção Adaptativa 56
2.8 Algoritmos de Otimização 59
2.8.1 Programação Linear 60
2.8.2 Algoritmo Diferencial Evolutivo 61
2.8.2.1 Inicialização 62
2.8.2.2 Cálculo da Função Objetivo 63
2.8.2.3 Condição de Parada 63
2.8.2.4 Mutação 64
2.8.2.5 Cruzamento 64
2.8.2.6 Seleção 65
2.8.2.7 ADE aplicado a variáveis binárias e discretas 65
2.9 Síntese de Capítulo 66
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 68

3.1 Proteção adaptativa 68
3.2 Reconfiguração de Rede 73
3.3 Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede 75
3.4 Síntese da Revisão Bibliográfica 78
3.5 Síntese de Capítulo 80
4 SISTEMA DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA E RECONFIGURAÇÃO DE REDE INTERGRADOS 82
4.1 Arquitetura do Sistema Proposto 82
4.2 Bloco de Monitoramento do Sistema 83
4.2.1 Monitoramento dos Canais Digitais 83
4.2.2 Monitoramento dos Canais Análogicos 86
4.2.3 Verificação de Condição de Manutenção 88
4.3 Bloco de Reconfiguração de Rede 89
4.3.1 Aquisição e Processamento de Dados de Entrada 90
4.3.2 Setorização Lógica do Sistema 90
4.3.3 Identificação e Isolamento do Setor sob Falta 91
4.3.4 Definição da Topologia para Restabelecimento do Sistema 92
4.4 Bloco do Cálculo dos Novos Ajustes dos dispositivos de proteção 97
4.4.1 Coordenação dos Dispositivos de Proteção Principal e de Retaguarda 97
4.4.2 Cálculo das Correntes de Curto-Circuito 97
4.4.3 Cálculo dos Novos Parâmetros de Proteção 99
4.5 Envio dos novos Ajustes 103
4.6 Síntese do Capítulo 104
5 MATERIAIS E MÉTODOS 105
5.1 Sistemas - Testes 105
5.1.1 Sistema-Teste IEEE 34 barras 105
5.1.2 Sistema-Teste IEEE 69 barras 107
5.2 Modelagem dos Dispositivos de Proteção 108
5.2.1 Relé de Sobrecorrente Direcional 108
5.2.2 Religador Digital 109
5.2.3 Chave Seccionalizadora 110
5.2.4 Fusível 111
5.2.5 Disjuntor 113
5.3 Sistema Fotovoltaico 114
5.4 Método de Otimização 115
5.4.1 Otimização da Topologia da Rede 115
5.4.2 Otimização dos Ajustes da Proteção 116
5.5 Base de Dados 118
5.6 Síntese do Capítulo 119

6 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS 121
6.1 Configuração dos Parâmetros de Simulação 121
6.2 Descrição dos Cenários Avaliados 121
6.3 ESTUDOS DE CASO: SISTEMA-TESTE IEEE 34 BARRAS 122
6.3.1 Cenário 1 - Sistema de proteção tradicional 122
6.3.1.1 Caso 01: Coordenação entre Religador 01 e Relé 122
6.3.1.2 Caso 02: Coordenação entre Religador 02 e Chave Seccionalizadora 123
6.3.1.3 Caso 03: Coordenação entre Chave Fusível e Religador 02 125
6.3.1.4 Discussão dos Resultados – Cenário 01: Proteção Tradicional126
6.3.2 Cenário 2 - Proteção tradicional com reconfiguração 128
6.3.2.1 Caso 01: Falta Monofásica no Trecho L06 128
6.3.2.2 Caso 02: Falta Bifásica no Trecho L09 130
6.3.2.3 Caso 03: Falta Trifásica no Trecho L29 131
6.3.2.4 Discussão dos Resultados – Cenário 2: Proteção tradicional com reconfiguração 132
6.3.3 Cenário 3 - Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Integrados (SPARI) 133
6.3.3.1 Caso 01 sem GFV: Falta Trifásica-Terra no Trecho L16 . . 133
6.3.3.2 Caso 02 sem GFV: Falta Monofásica no Trecho L24 . . . 135
6.3.3.3 Caso 03 com GFV: Falta Monofásica na L09 136
6.3.3.4 Caso 04 com GFV: Falta Trifásica-Terra na L16 139
6.3.3.5 Discussão dos Resultados – Cenário 3: Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Integrados (SPARI) 140
6.4 ESTUDOS DE CASO: SISTEMA-TESTE IEEE 69 BARRAS com GFV 141
6.4.1 Caso 01: Conexão de GFV de 400 kW na Barra 41 142
6.4.2 Caso 02: Conexão de GFV de 800 kW na Barra 65 143
6.4.3 Caso 03: Conexões de GFV de 400 kW e 800kW nas Barra 27 e Barra 65 144
6.4.4 Discussão dos Resultados 147
6.5 Análise Estatística do Desempenho do ADEPL 148
6.5.1 Análise Estatística do Sistema-Teste IEEE 34 Barras 148
6.5.2 Análise Estatística do Sistema-Teste IEEE 69 Barras 149
6.5.3 Análise da Função Objetivo e da Convergência 150
6.5.4 Discussão Estatística dos Resultados 152
6.6 Síntese do Capítulo 153
7 CONCLUSÕES 154

REFERÊNCIAS **157**
APÊNDICE A Resultados na Configuração Tradicional: SISTEMA-TESTE IEEE 34 Barras SEM Geração Distribuída **166**
A.1 Coordenação entre Religador 01 e Relé 166
A.2 Coordenação entre Religador 02 e Chave Seccionalizadora 168
ANEXO A SISTEMA-TESTE IEEE 34 BARRAS **171**
ANEXO B SISTEMA-TESTE IEEE 69 BARRAS **173**

CAPÍTULO 1

Introdução

O aumento continuado da demanda por energia elétrica associada à crescente exigência dos consumidores por níveis elevados de qualidade de serviço, tem obrigado as empresas em modernizar os seus Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). Este cenário, impulsionado pelo advento da Geração Distribuída (GD), promoveu uma transição do padrão de geração centralizada para modelos descentralizados, caracterizados pela instalação de fontes de energia próximas aos centros de carga. Todavia, a inserção crescente da GD e o cumprimento de indicadores de continuidade mais rigorosos, estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), demandam que as redes de distribuição evoluam de estruturas estáticas para sistemas com capacidade de autorrecuperação. Nesse contexto, o sistema de proteção assume um papel primordial, sendo fundamental para assegurar a continuidade do suprimento, salvaguardar a integridade física de indivíduos e preservar o patrimônio tecnológico do sistema (NASCIMENTO, 2020).

No âmbito dos SDEE, a arquitetura de proteção é tipicamente composta por relés de sobrecorrente e disjuntores na saída das subestações, religadores e chaves seccionalizadoras ao longo do alimentador principal, e elos fusíveis para a proteção de ramais e laterais. Embora a configuração tradicional tenha sido historicamente satisfatória, a evolução dos SDEE impõe desafios que demandam a evolução das metodologias de proteção. No esquema de proteção tradicional, a detecção de uma falta implica no isolamento do trecho sob defeito, o que inevitavelmente compromete o fornecimento de energia e resulta em prejuízos econômicos para consumidores e empresas do setor de energia elétrica. Além disso, as constantes alterações na topologia da rede afetam diretamente as características de impedância e os níveis de curto-circuito, tornando imprescindível a reavaliação dos parâmetros de ajuste e da coordenação dos dispositivos de proteção para cada estado operativo do sistema.

Em virtude desses desafios, a comunidade científica tem intensificado as investigações sobre os impactos e as soluções para essa nova realidade operativa. Nesse contexto, a análise do estado da arte revelou uma tendência crescente na aplicação de métodos de otimização, técnicas de Inteligência Artificial e do conceito de Proteção Adaptativa (PA). Tais abordagens têm sido propostas para automatizar o cálculo de parametrização dos equipamentos de proteção, como proposto nos trabalhos de OLIVEIRA et al. (2010), Nascimento (2020), Pereira (2021) e Lima (2025). Constatou-se também a existência de uma linha de pesquisa consolidada que trata da determinação da topologia ótima de rede sob a ótica da reconfiguração para o restabelecimento do fornecimento de energia,

visando a maximização do atendimento às cargas e à redução dos índices de interrupção. Destacam-se, nesse domínio, as contribuições de Braz (2010), Santos et al. (2010), Carvalho (2020), Momesso et al. (2022) e Pinheiro et al. (2022).

Esta Tese enquadra-se nesse contexto e propõe combinar os conceitos de PA, reconfiguração de redes e métodos de otimização para realizar a coordenação da proteção em SDEE.

1.1 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DA TESE

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) devem operar sob critérios rígidos de segurança, continuidade e economicidade. Contudo, interrupções no fornecimento de energia elétrica são inevitáveis e, em geral, imprevisíveis, sendo provocadas exemplo, por fenômenos naturais, acidentes de trânsito e falhas de equipamentos. No contexto do SEP, a literatura aponta que a grande maioria dessas ocorrências origina-se estatisticamente nos SDEE, o que acentua a necessidade de estratégias eficientes de mitigação (MARQUES, 2018).

Esse fato é corroborado na Tabela 1, que apresenta o histórico de Interrupções em Situação de Emergência (ISE) registradas na área de concessão da Energisa Paraíba entre 2022 e 2025. Os dados evidenciam um comportamento atípico em 2024, quando foram registradas 9.652 interrupções, representando um aumento superior a 100% em relação aos anos anteriores. Esse crescimento coincide com a ocorrência de sucessivos eventos meteorológicos severos registrados no estado ao longo daquele ano e classificados pela concessionária como situações de emergência, envolvendo tempestades, chuvas intensas, fortes rajadas de vento e elevada incidência de descargas atmosféricas. Embora o número tenha recuado para 3.115 interrupções em 2025, os registros demonstram os desafios impostos por eventos dessa natureza à operação e à continuidade do fornecimento. Nesse contexto, a atuação coordenada de dispositivos de proteção, como religadores, chaves seccionalizadoras e fusíveis, torna-se fundamental para isolar os trechos defeituosos e minimizar os impactos das interrupções sobre os consumidores.

Tabela 1 – Número de Interrupção em Situação de Emergência - Energisa PB.

Ano	Número de Interrupção
2025	3115
2024	9652
2023	4397
2022	4152

Fonte: Energisa (2025).

De fato, as interrupções não programadas impactam diretamente nos indicadores de continuidade da concessionária, especificamente no DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), no FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e no DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora). A violação das metas estabelecidas para esses índices pode resultar em sanções financeiras e na obrigatoriedade de compensações aos consumidores, além de causar sérios prejuízos à imagem da empresa. Como resultado, as distribuidoras têm investido na automação dos seus SDEE com o objetivo de mitigar os efeitos dessas ocorrências. Essa estratégia busca promover o restabelecimento do sistema de maneira rápida e segura, por meio do acionamento automático de dispositivos, reduzindo a necessidade de intervenção humana e, consequentemente, o tempo médio de resposta.

Entretanto, a implantação dessa automação impõe dois desafios críticos. O primeiro refere-se à reconfiguração da rede, que deve maximizar o número de unidades consumidoras atendidas, considerando variáveis como a presença de GD, a densidade de carga e as prioridades de atendimento. O segundo desafio manifesta-se após a alteração da topologia, visto que a consequente mudança no fluxo de potência e nos níveis de corrente pode comprometer a seletividade e a segurança do sistema. Isso ocorre porque, convencionalmente, os parâmetros de proteção são definidos de forma estática, utilizando como referência apenas as características do sistema em sua configuração nominal.

O desenvolvimento desta Tese foi motivado por todas essas questões e propõe combinar o algoritmo Diferencial Evolutivo (ADE) com a Programação Linear (PL) conjuntamente com a Busca em Largura(BL). A ideia foi combinar ferramentas matemáticos com o conhecimento heurístico dos engenheiros de proteção, consolidado em estudos de coordenação em concessionárias. Essa abordagem possibilitou mapeamento de configurações operacionais alternativas e seus respectivos ajustes, conferindo maior robustez e capacidade de recuperação ao sistema de proteção e mitigando riscos de atuação indevida. Um fator determinante na seleção desses métodos foi a viabilidade de adaptação dinâmica da coordenação de sobrecorrente em relação a variações de carga, mudanças topológicas ou falhas em componentes do sistema. Diferentemente de abordagens estáticas, a solução proposta visa garantir uma proteção eficaz e adaptativa em diversos cenários operacionais.

Diante desse cenário, a PA surge como uma alternativa promissora. Enquanto a ADE, a PL e a BL atuam como as ferramentas matemáticas para o cálculo da topologia ótima e dos respectivos ajustes de sobrecorrente, o esquema adaptativo funciona como a infraestrutura responsável por coletar e fornecer os parâmetros de entrada em tempo real. Além disso, a PA gerencia o envio dessas novas parametrizações aos relés e religadores. Ao final, elaborou-se um sistema que integra a PA e a reconfiguração de rede, com o objetivo

de ajustar automaticamente as funções de proteção às condições operacionais vigentes. Essa abordagem permite que as configurações calculadas se adaptem não apenas às alterações topológicas, mas também às oscilações na demanda líquida provocadas pela intermitência da GD. Dessa forma, o sistema é capaz de reagir à variabilidade de corrente, às flutuações de tensão e à presença de fluxos reversos intermitentes inerentes à inserção de GD, garantindo a seletividade, a confiabilidade e a integridade da proteção do sistema de proteção.

Outra motivação importante para o desenvolvimento desta Tese foi dar continuidade a duas linhas de pesquisa que vêm sendo desenvolvidas, que são Proteção de Sistemas Elétrico e Reconfiguração de Redes, em particular, dar continuidade aos trabalhos desenvolvidos por: Braz (2010), Oliveira (2009), Souza (2016), Nascimento (2020) e Lima (2025).

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral desta Tese de Doutorado consiste em desenvolver um Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Integrados (SPARI) projetado para SDEE que operam com elevada inserção de Geração Fotovoltaica (GFV). O sistema baseia-se nos preceitos da PA centralizada, integrando um algoritmo de reconfiguração de rede a um método de otimização híbrido, denominado ADEPL (Algoritmo Diferencial Evolutivo aliado à Programação Linear).

Para alcançar esse propósito, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolvimento de modelos computacionais: desenvolver modelos de religadores digitais, chaves seccionalizadoras e elos fusíveis, contemplando detalhadamente suas lógicas de atuação e as curvas de tempo *versus* corrente;
- Automação e Adaptação: desenvolver um esquema capaz de identificar alterações topológicas e recalcular automaticamente os ajustes de corrente de *pickup* (I_p) e os ajustes de TDS (*Time Dial Setting*) dos dispositivos de proteção sempre que a configuração da rede mudar;
- Restabelecimento do Serviço: implementar um algoritmo de reconfiguração que priorize a restauração rápida do fornecimento de energia as consumidores após contingências;
- Seletividade Integral: assegurar a coordenação e a seletividade entre todos os elementos da cadeia de proteção, incluindo relés, religadores, chaves seccionalizadoras e fusíveis, superando as limitações das abordagens estáticas convencionais;

- Mitigação dos Impactos da GD: avaliar e reagir aos impactos operacionais causados pela GFV, como a bidirecionalidade dos fluxos de potência e as alterações nos níveis de curto-circuito, garantindo a integridade do sistema de proteção mesmo diante da intermitência da geração solar.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

As transformações nas condições operacionais dos SDEE, decorrentes de modificações topológicas e da inserção de GD, impõem novos desafios à coordenação dos dispositivos de proteção e ao restabelecimento do fornecimento de energia. Nesse contexto, as contribuições desta Tese concentram-se no desenvolvimento de uma abordagem computacional integrada e automatizada, capaz de associar as decisões de reconfiguração da rede à adaptação dos ajustes de proteção. O diferencial da proposta reside, sobretudo, no acoplamento entre esses problemas e na utilização de uma estratégia híbrida de otimização, buscando conciliar o restabelecimento do sistema, a coordenação da proteção e a eficiência computacional. A partir dessa perspectiva, as principais contribuições desta Tese são apresentadas a seguir:

- Integração entre reconfiguração de redes e PA: desenvolvimento de uma arquitetura computacional que integra o processo de reconfiguração da rede, destinado ao restabelecimento do fornecimento após a ocorrência e o isolamento de faltas, ao reajuste adaptativo dos dispositivos de proteção. Essa integração permite considerar os impactos das alterações topológicas sobre os níveis e sentidos das correntes de curto-circuito, reduzindo a possibilidade de perda de coordenação após a reconfiguração do sistema.

- Desenvolvimento de uma estratégia híbrida de otimização baseada em ADE e PL: proposição de uma metodologia que combina o ADE, empregado na busca por configurações topológicas adequadas para o restabelecimento do sistema, com a PL, utilizada na determinação dos parâmetros de ajuste dos dispositivos de proteção. Essa abordagem permite compatibilizar as decisões associadas à topologia da rede com os requisitos de coordenação e seletividade da proteção.

- Aplicabilidade em redes passivas e redes ativas com GD: avaliação da metodologia em diferentes condições operacionais, contemplando tanto sistemas de distribuição convencionais quanto sistemas com inserção de GD.

- Integração do restabelecimento do serviço aos requisitos de proteção: incorporação dos critérios de proteção ao processo de restabelecimento do sistema, de modo que a recuperação de cargas após uma falta não seja analisada exclusivamente sob a

perspectiva da viabilidade elétrica e topológica, mas também quanto à manutenção ou ao restabelecimento da coordenação dos dispositivos de proteção.

- Desenvolvimento de um arcabouço computacional com potencial de aplicação em tempo quase real: estruturação do SPARI de forma centralizada e automatizada, contemplando as etapas de monitoramento, detecção e isolamento da falta, reconfiguração da rede, avaliação da coordenação e determinação de novos ajustes de proteção. Os tempos computacionais obtidos indicam a viabilidade da metodologia para aplicações compatíveis com a automação dos SDEE, considerando as simplificações e limitações adotadas na modelagem.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

A Tese foi organizada em sete capítulos subsequentes a esta introdução, sistematizados da seguinte forma:

- **Capítulo 2 – Fundamentação Teórica:** estabelece a base conceitual necessária para a compreensão dos fenômenos e das tecnologias abordadas, com foco nos sistemas de proteção e na GD;
- **Capítulo 3 – Revisão da Literatura:** apresenta o estado da arte e a análise crítica dos trabalhos correlatos, identificando a lacuna de pesquisa relacionada ao tratamento integrado da reconfiguração de redes e da coordenação da PA, que fundamenta a metodologia proposta nesta Tese;
- **Capítulo 4 – Formulação do Sistema Proposto:** apresenta a arquitetura do SPARI integrado à reconfiguração de rede, descrevendo a interação entre os algoritmos e a lógica de controle centralizada;
- **Capítulo 5 – Materiais e Métodos:** descreve os procedimentos técnicos, as ferramentas de simulação e a parametrização dos sistemas de teste utilizados para a validação da metodologia desenvolvida;
- **Capítulo 6 – Resultados e Discussões:** apresente e analisa os resultados obtidos nas simulações, comparando o desempenho do SPARI com abordagens convencionais sob diferentes cenários de falta;
- **Capítulo 7 – Conclusões e Trabalhos Futuros:** sintetiza as principais contribuições alcançadas pela pesquisa, discute as limitações encontradas e propõe diretrizes para a continuidade da pesquisa.

CAPÍTULO 2

Fundamentação Teórica

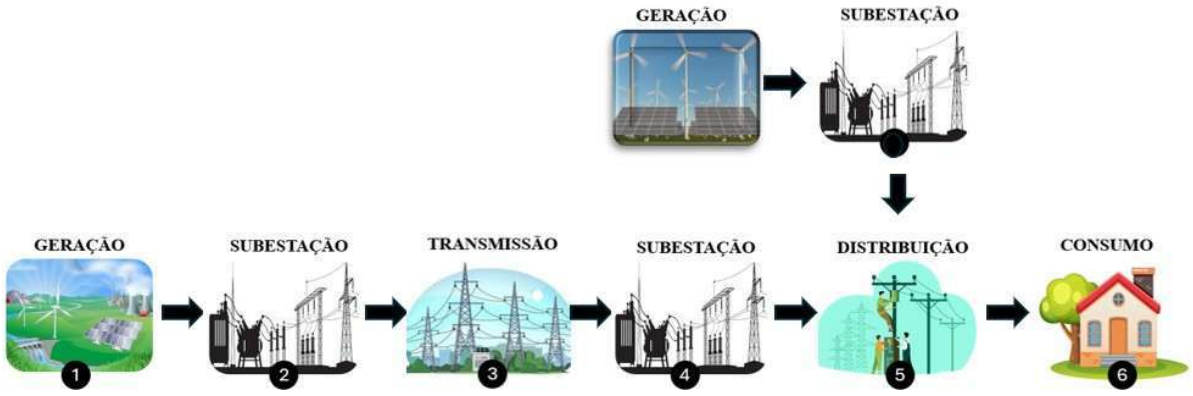
Neste capítulo serão introduzidos conceitos que fundamentam o método a ser proposto nesta Tese, de modo a facilitar a sua compreensão. São apresentados os conceitos acerca da estrutura do SDEE, incluindo sua configuração, principais componentes e modo de operação; a arquitetura do sistema de proteção tradicional, os dispositivos de proteção comumente empregados e seus princípios de funcionamento; os conceitos de PA e os fundamentos para o desenvolvimento do algoritmo de reconfiguração. Por fim, são apresentadas a definição e a formulação matemática do algoritmo de otimização empregado, especificamente o ADE em conjunto com a PL.

2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O Sistema Elétrico de Potência (SEP), conforme Norma Regulamentadora 10 (NR-10) é definido como sendo o conjunto de instalações e equipamentos que abrange as etapas de geração, transmissão, medição e distribuição de energia elétrica. O SEP tem como objetivo principall suprir a demanda energética dos consumidores (BRASIL, 2004).

A arquitetura de um SEP tradicional segue a premissa de fluxo de energia unidirecional (da geração para a distribuição), conforme ilustrada na Figura 1 e pode ser resumida da seguinte forma: a energia elétrica gerada em usinas (hidrelétricas, termelétricas, eólicas, solares), geralmente localizadas distantes dos centros consumidores, é transportada pelo sistema de transmissão até as subestações abaixadoras. A partir das quais, derivam-se os SDEE, os quais são responsáveis por distribuir a energia aos diversos consumidores, independentemente de sua localização e demanda (ABRADEE, 2014).

Figura 1 – Representação gráfica de um SEP.



Fonte: Autoria própria.

No âmbito do SEP destaca-se o SDEE, em particular as redes de distribuição, comumente denominadas de alimentadores, os quais são compostos por um tronco contendo diversos pontos de derivação, denominados de ramais. O tronco constitui a porção principal do alimentador, sendo responsável pelo suprimento majoritário da carga e por possuir condutores de maior diâmetro.

Na prática, os SDEE apresentam diferentes arranjos topológicos, cuja escolha depende, entre outros fatores, dos requisitos de confiabilidade, flexibilidade operacional e custos de implantação. De forma geral, esses arranjos podem ser classificados em: i) radial, caracterizado por um único caminho de alimentação entre a subestação e os consumidores, podendo dispor de recursos de interligação normalmente abertos para transferência de cargas em situações de contingência; ii) anel, caracterizado pela formação de um circuito que possibilita caminhos alternativos para o suprimento das cargas; e iii) malhado, constituído por múltiplas interconexões entre alimentadores, possibilitando diversos caminhos para o fornecimento de energia. No Brasil, predomina a configuração radial, frequentemente dotada de recursos de interligação que possibilitam manobras para transferência de carga e restabelecimento do fornecimento.

Dentre essas variações, destaca-se a topologia radial com recursos, que representa uma evolução do modelo clássico ao incorporar dispositivos de manobra, medição e GD, todos apoiados por sistemas de supervisão. O objetivo central dessa configuração é mitigar as limitações de confiabilidade do arranjo radial tradicional, sendo aplicada prioritariamente em áreas de alta densidade de carga ou que exijam continuidade crítica, como hospitais e centros de dados (FEIS/UNESP, 2025).

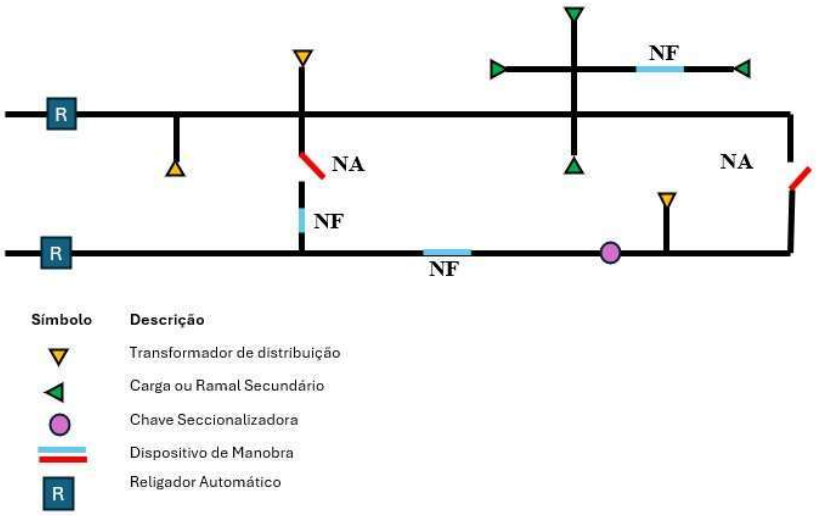
Essa configuração preserva a simplicidade e a seletividade de proteção inerentes ao arranjo radial, enquanto aprimora a confiabilidade, a qualidade da energia e a capacidade de restabelecimento rápido do serviço. Para isso faz-se a integração de "recursos" como chaves seccionalizadoras, religadores, bancos de capacitores, geradores distribuídos, sensores, sistemas de supervisão e controle, conforme ilustrado na Figura 2.

2.2 SISTEMA DE PROTEÇÃO

As redes de distribuição no Brasil são predominantemente aéreas, instaladas em postes e percorrendo ruas, avenidas e estradas. Devido à sua exposição espacial ficam sujeitas às intempéries e vandalismo, o que compromete a sua confiabilidade e segurança. Para salvaguardar sua a integridade, o SDEE dispõe do sistema de proteção, o qual é definido com sendo o conjunto de equipamentos e acessórios projetados para prover proteção contra curtos-circuitos e outras condições anormais de operação em seus componentes (ONS, 2008).

No contexto dos SDEE, o sistema de proteção é normalmente composto por relés

Figura 2 – Sistema radial com recurso.



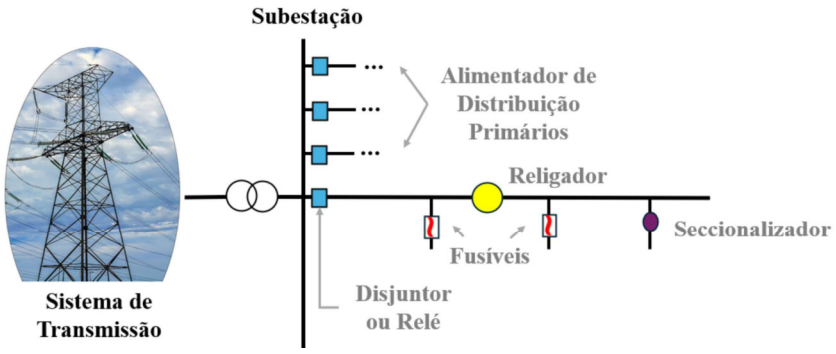
Fonte: Adaptado de FEIS/UNESP (2025).

localizados no início do alimentador (subestação), religadores e chaves seccionalizadoras dispostos ao longo do alimentador e chaves fusíveis para a proteção dos ramais e laterais. Todos esses dispositivos devem ser coordenados entre si, em conformidade com os princípios da filosofia da proteção, que são (GUERRA, 2011):

- Confiável: Atuar somente nas condições para as quais foi projetado.
- Seguro: Não operar quando não for necessário.
- Sensível: Responder prontamente a anormalidades nas condições de operação e a curtos-circuitos para os quais foi projetado.
- Seletivo: Isolar a menor porção possível do sistema, permitindo a operação adequada do sistema remanescente.
- Veloz: Remover uma situação de falta o mais rapidamente possível, a fim de reduzir a extensão do dano e o tempo de interrupção.

Um resumo do esquema de proteção de um SDEE tradicional é ilustrado na Figura 3, cujos elementos constituintes são apresentados a seguir, destacando-se que: i) a coordenação desses dispositivos é bem estabelecida e feita sob a premissa de que o SDEE é radial; ii) a atuação dos dispositivos de proteção deve ser coordenada com base na relação tempo *versus* corrente.

Figura 3 – Esquema de proteção de um SDEE tradicional.

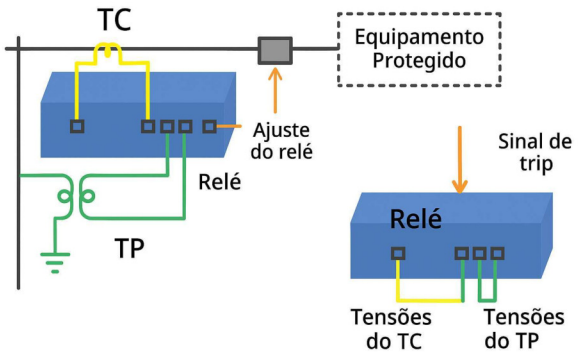


Fonte: Autoria própria.

2.2.1 Relé de Sobrecorrente

Instalados em subestações, os relés atuam como componentes centrais do sistema de proteção, conforme ilustrado na Figura 4. O princípio de funcionamento desses dispositivos pode ser resumido da seguinte forma: os transformadores para instrumentos (transformadores de corrente – TC e de potencial – TP) são responsáveis por adequar as grandezas elétricas a níveis que permitam leitura segura e acesso adequado para a função de proteção. Em seguida, essas informações são fornecidas ao relé, que as processa. Quando os valores das grandezas monitoradas ultrapassam os limites previamente estabelecidos, o relé de proteção identifica a condição anormal e emite um sinal de atuação (*trip*) para o circuito de comando. Esse sinal energiza a bobina de abertura do disjuntor, promovendo sua abertura e isolando o trecho sob falta.

Figura 4 – Diagrama esquemático de funcionamento da proteção com relé.

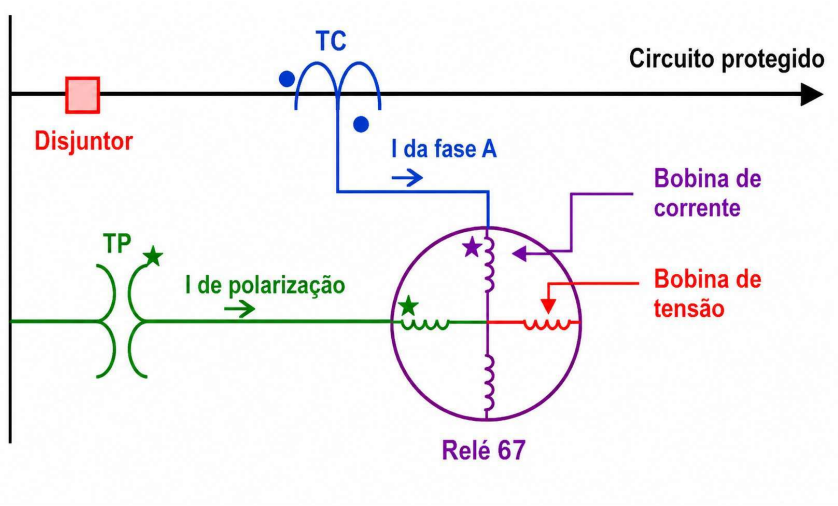


Fonte: Nascimento (2020).

Amplamente empregados nos SDEE, os relés de sobrecorrente direcionais, ilustrados na Figura 5, são dispositivos essenciais em redes complexas onde a corrente de falta pode ser suprida por múltiplas direções, como em sistemas em anel ou com

integração de GD. Diferentemente do relé de sobrecorrente convencional, o dispositivo direcional processa dois sinais distintos para a tomada de decisão: a corrente da fase protegida proveniente do TC e uma tensão de referência para polarização, oriunda do TP. Através da comparação do ângulo de fase entre esses vetores, o relé determina o sentido do fluxo de falta, enviando o comando de abertura para o disjuntor apenas se a amplitude da corrente exceder o *pickup* ajustado e o distúrbio ocorrer na direção de atuação configurada. Essa funcionalidade assegura a seletividade da proteção, impedindo atuações indevidas para faltas localizadas à montante (atrás) do ponto de instalação do relé.

Figura 5 – Diagrama unifilar do relé de sobrecorrente.



Fonte: Adaptado de Lima (2025).

Sob a ótica da característica de atuação temporal, os relés de sobrecorrente são tradicionalmente classificados em instantâneos (ANSI 50) e temporizados (ANSI 51). Os relés instantâneos operam sem atraso intencional quando a corrente excede o valor de ajuste, enquanto os relés temporizados apresentam um tempo de atuação determinado por curvas características tempo-corrente. Entre essas características destacam-se as curvas de tempo definido e de tempo inverso, nas quais o tempo de operação é inversamente proporcional à magnitude da corrente de falta. Dessa forma, faltas mais severas resultam em tempos de atuação menores, favorecendo a seletividade e a coordenação do sistema de proteção (NASCIMENTO, 2020). Além dessas funções básicas, os relés digitais modernos incorporam recursos adicionais, como religamento automático, elementos direcionais, comunicação e armazenamento de eventos, tornando-os componentes fundamentais dos sistemas elétricos contemporâneos.

Esta Tese utilizou relés de sobrecorrente direcionais temporizados, que combinam as funções ANSI 67 e ANSI 51. A função ANSI 67 é responsável pela identificação da direção da corrente de falta, enquanto a função ANSI 51 define o tempo de atuação do

relé por meio de curvas tempo-corrente inversas. A característica temporal adotada é descrita pela Equação 1 (ANSI C3760, 2013):

$$t_{\mathrm{op}} = \mathrm{TDS}\,\frac{A}{\left(\frac{I_{cc}}{\mathrm{I_p}}\right)^{B} - 1}, \tag{1}$$

em que, I_{cc} representa a corrente de falta e I_{p} é a corrente mínima de atuação, também conhecida como corrente de *pickup*. As constantes k_1 e k_2 definem a curva tempo *versus* corrente de atuação do relé. O *Time Dial Setting* (TDS) é o ajuste que determina a velocidade de atuação do relé para uma dada corrente de falta, sem modificar a característica fundamental da curva.

Na prática, os fabricantes de relés disponibilizem uma variedade de curvas de sobrecorrente de tempo inverso. Nesta Tese optou-se pela utilização exclusiva das curvas IEC, conforme Tabela 2, em virtude de sua ampla aplicabilidade em esquemas reais.

Tabela 2 – Relação entre os valores das constantes *A* e *B* com o tipo de curva de atuação do relé.

Tipo de curva	**A**	**B**
Normal inversa	0,14	0,02
Muito inversa	13,5	1,0
Extremamente inversa	80,0	2,0

Fonte: Standard (1976).

O parâmetro TDS está sujeito a limites estabelecidos pelas curvas de atuação do relé empregado e por sua posição na cadeia de coordenação. Essa restrição visa garantir o princípio da seletividade, conforme Inequação 2:

$$\mathrm{TDS}_{i,\mathrm{min}} \leq \mathrm{TDS}_i \leq \mathrm{TDS}_{i,\mathrm{max}}, \tag{2}$$

em que $\mathrm{TDS}_{i,\mathrm{min}}$ e $\mathrm{TDS}_{i,\mathrm{max}}$ representam, respectivamente, os valores mínimo e máximo do parâmetro TDS para o relé *i*. Para relés configurados com o tipo de curva IEC, o intervalo de ajuste do parâmetro TDS é [0,05; 1,00], com incrementos de 0,01 (MANUAL, 2003).

Para parametrizar a função 51 (sobrecorrente de fase) do relé é crucial que a corrente I_p seja superior à corrente de carga no ponto de instalação do relé. Se I_p for menor que a corrente de carga, o relé terá uma atuação indesejada, comprometendo a confiabilidade do sistema. Além disso, o valor de I_p deve ser ajustado para ser inferior ao menor valor de curto-circuito bifásico ($\mathrm{I_{2f}}$). Consequentemente, a função 51 de fase

deve obedecer às restrições indicadas na Inequação 3:

$$I_{\text{carga,max}} < I_{\text{p}} < I_{\text{2f}}. \tag{3}$$

No que concerne à função 51N (sobrecorrente de neutro), sua parametrização exige a consideração do desequilíbrio natural inerente ao sistema para o ajuste apropriado de I_p. Este procedimento é crucial para evitar atuações indevidas do dispositivo em condições operacionais normais. Adicionalmente, o valor de I_p para a função de neutro deve ser ajustado abaixo do menor valor de corrente de curto-circuito monofásico esperado, garantindo assim, a atuação do relé em situações de falta. O ajuste da função 51N deve ser realizado conforme Inequação 4:

$$I_{\text{deseq,max}} < I_{\text{p}} < I_{\text{f,min}}. \tag{4}$$

Considerando que os relés de sobrecorrente operam com níveis de corrente reduzidos fornecidos pelo TC, é essencial que a Relação do Transformador de Corrente (RTC) atenda aos seguintes requisitos (ALMEIDA, 2000):

1. A corrente nominal primária do TC (I_{NP}) deve ser superior à razão entre a corrente máxima de falta ($I_{\text{cc,max}}$) no ponto de instalação e o fator de sobrecorrente (FS) do TC. Geralmente, adota-se um FS de 20. Esta condição é expressa na Inequação 5:

$$I_{\text{NP}} \geq \frac{I_{\text{cc,max}}}{\text{FS}}. \tag{5}$$

2. A corrente nominal primária do TC deve ser maior que a corrente máxima de carga ($I_{\text{carga,max}}$) a ser considerada, multiplicada por um fator de sobrecarga (k) definido pelo projetista, conforme Inequação 6:

$$I_{\text{NP}} \geq k \cdot I_{\text{carga, max}}. \tag{6}$$

Ao final, constata-se que, a parametrização do relé de sobrecorrente de tempo inverso requer a definição de três parâmetros fundamentais, que estão relacionados com a velocidade de atuação do sistema de proteção: i) Ajuste do TDS: este parâmetro é responsável por promover o deslocamento vertical da curva de atuação do relé, influenciando diretamente o tempo de operação para uma dada corrente de falta; ii) I_p: atua no deslocamento horizontal da curva de atuação do relé, ajustando a corrente mínima de operação do relé; e iii) Tipo de curva: define a característica intrínseca da relação tempo *versus* corrente do relé, determinando a resposta do dispositivo a diferentes amplitudes de corrente de falta (ALMEIDA, 2000).

2.2.2 Disjuntor

Após os relés de proteção analisarem as grandezas do sistema e detectarem uma condição de falta, um sinal de *trip* é imediatamente enviado ao disjuntor, o qual é um equipamento de manobra essencial, encarregado tanto de energizar quanto de interromper circuitos. Como dispositivo de proteção, sua função primordial é abrir o circuito de forma permanente, isolando a seção sob falta do restante do sistema (LIMA, 2025). Entretanto, para que a empregabilidade dos disjuntores resulte em um sistema de proteção eficaz, é necessário que os seguintes critérios sejam rigorosamente respeitados (Mamede Filho, 2000):

1. Tensão Nominal: a tensão nominal do disjuntor deve ser compatível com a tensão de operação do SDEE;
2. Capacidade de Condução de Corrente: a capacidade máxima de condução de corrente do disjuntor deve ser igual ou superior à máxima corrente de carga do circuito no ponto de instalação, considerando inclusive as correntes envolvidas em manobras usuais;
3. Capacidade de Interrupção: a capacidade de interrupção do disjuntor deve ser igual ou superior à máxima corrente de curto-circuito simétrica esperada no ponto de instalação;
4. Níveis de Instalação: os níveis de instalação do disjuntor devem ser compatíveis com os requisitos e características do SDEE.

2.2.3 Religador

Os religadores representam dispositivos essenciais nos SDEE, desempenhando funções de proteção, seccionamento e automação. Sua instalação em pontos estratégicos dos alimentadores permite a rápida identificação e o isolamento seletivo de trechos sob falta, reduzindo a área desenergizada e o número de consumidores afetados. Além disso, sua capacidade de operação remota e integração com sistemas de automação torna esses equipamentos elementos fundamentais para estratégias de restauração de serviço e reconfiguração automática de redes de distribuição.

Em redes de distribuição modernas, os religadores automáticos são a solução preferencial para proteção e restabelecimento do sistema, haja visto que cerca de 75% das faltas são transitórias e os religadores são capazes de eliminá-las. Essa capacidade não só reduz os custos de manutenção, mas também melhora os índices de continuidade das concessionárias (CASTRO, 2017).

A operação dos religadores baseia-se no monitoramento contínuo das grandezas elétricas do circuito, particularmente correntes e tensões. A partir dessas medições e

dos parâmetros previamente configurados, o sistema de controle identifica condições anormais e determina a atuação do equipamento (PASSINI, 2011). Quando a corrente ultrapassa o valor de *pickup* estabelecido, o religador inicia sua lógica de proteção e, conforme a característica tempo *versus* corrente selecionada, determina o instante de abertura do circuito.

A principal característica que diferencia o religador de outros dispositivos de interrupção consiste na capacidade de realizar tentativas automáticas de religamento após a interrupção da corrente de falta. A sequência de aberturas e religamentos previamente programada constitui o ciclo de operação do equipamento. Em situações de falta permanente, o religador pode executar até três tentativas de religamento e quatro aberturas, dependendo da filosofia de proteção e da configuração adotada. Caso a falta permaneça após a última operação programada, o equipamento é bloqueado na posição aberta, impedindo novas tentativas automáticas de religamento até que sejam restabelecidas as condições adequadas de operação (NDU-017, 2012).

Durante o ciclo de operação, os religadores podem empregar curvas com diferentes características de temporização, usualmente denominadas curva rápida e curva temporizada ou lenta. A curva rápida proporciona a interrupção da corrente de falta em menor intervalo de tempo e pode ser utilizada nas primeiras operações do ciclo, buscando eliminar faltas transitórias antes da atuação dos dispositivos de proteção instalados a jusante. Caso a falta permaneça após o religamento, as operações subsequentes podem ser realizadas segundo a curva temporizada, que apresenta maior tempo de atuação para uma mesma corrente de falta, favorecendo a coordenação seletiva com os demais dispositivos de proteção.

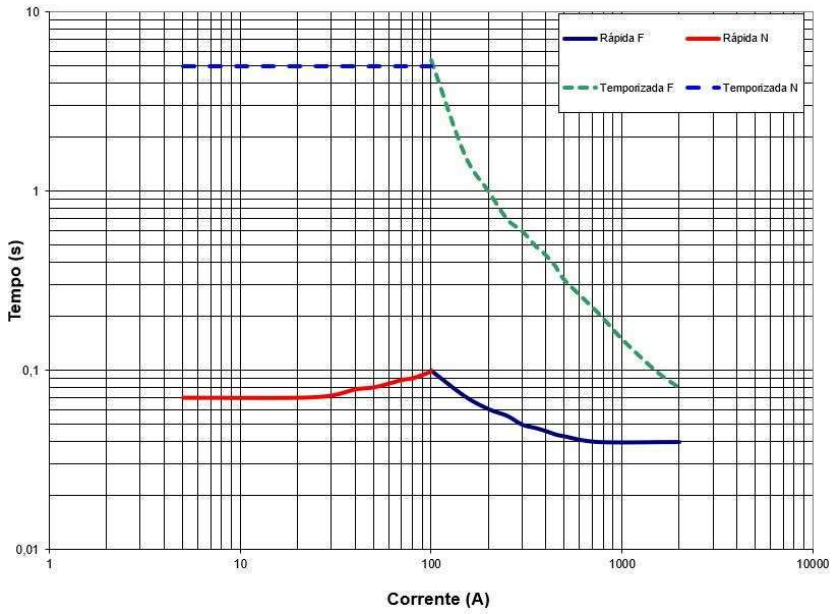
A Figura 6 apresenta, de forma esquemática, o comportamento das curvas rápida e temporizada. Para uma mesma corrente de falta, a curva rápida resulta em menor tempo de atuação, enquanto a curva temporizada introduz um atraso intencional. A utilização coordenada dessas características permite estabelecer diferentes estratégias de proteção ao longo do ciclo de operação do religador.

No caso de faltas transitórias eliminadas antes da conclusão do ciclo de operação, a sequência de religamentos é interrompida e inicia-se a contagem do tempo de rearme. Se, durante esse intervalo, não forem detectadas novas condições anormais, os contadores internos são reinicializados, tornando o religador apto a iniciar um novo ciclo de operação. Esse procedimento evita o rearme inadequado durante uma sequência ainda ativa (NDU-017, 2012). O tempo de rearme dos religadores automáticos é determinado conforme a Equação 7.

$$t_{\mathrm{re}} = 1,1 \sum t_{\mathrm{d}} + 1,15 \sum t_{\mathrm{f}}, \tag{7}$$

em que, t_{re} é o tempo de rearme, t_{d} tempo de disparo e t_{f} o tempo de fechamento.

Figura 6 – Representação esquemática das curvas rápida e temporizada de atuação de um religador.



Fonte: Autoria Própria.

Os religadores, assim como os relés, operam com base nas curvas de atuação do relé, cujo tempo de operação é regido pela Equação 1. Adicionalmente, estão sujeitos às restrições de limites do TDS, conforme Inequação 2. Nesta Tese a atuação dos religadores é realizada conforme as Inequações 8 e 9, nas quais a corrente mínima de atuação é determinada como a corrente de *pickup* do religador.

$$\mathrm{FC} \cdot I_{\mathrm{carga,max}} \leq I_{\mathrm{p-re,fase}} \leq \frac{I_{\mathrm{2f}}}{\mathrm{FS}}, \tag{8}$$

$$I_{\mathrm{deseq}} \leq I_{\mathrm{p,neutro}} \leq \frac{I_{\mathrm{f,min}}}{\mathrm{FS}}. \tag{9}$$

Nessa formulação: $I_{\mathrm{p\text{-}re}}$ representa a corrente de *pickup* de fase, que é a corrente mínima para a atuação da proteção de fase; I_{2f} denota a corrente de curto-circuito bifásico na zona de proteção do religador; FS é o fator de segurança, que tipicamente varia entre 1,5 e 2,0. Para a proteção de neutro, I_{deseq} corresponde à corrente máxima de desbalanço entre fases e $I_{\mathrm{p,neutro}}$ é a corrente de atuação da proteção de neutro.

2.2.4 Chave Seccionalizadora

A chave seccionalizadora é um dispositivo de proteção automático que atua em coordenação com um religador automático ou um disjuntor que incorpore a função de religamento (ANSI 79) (COMMITTEE et al., 2003). Este dispositivo tem como objetivo

interromper automaticamente o circuito elétrico principal. Sua operação ocorre após a detecção e resposta a um número predefinido de impulsos de corrente, desde que a amplitude desses impulsos seja igual ou superior a um valor predeterminado. Uma vez acionada, a chave seccionalizadora mantém o circuito isolado enquanto permanece em sua posição aberta ANSI C3760 (2013).

A principal função da chave seccionalizadora automatica é a detecção e isolamento de faltas. Este processo é executado através da abertura de seus contatos, que ocorre subsequentemente à extinção da corrente de curto-circuito, que por sua vez, é realizada pelo dispositivo de proteção localizado à montante da chave seccionalizadora na rede, conforme ilustrado na Figura 7. Essa atuação coordenada entre os dispositivos de proteção assegura a eficácia do sistema, resultando na minimização de danos e na redução do tempo de indisponibilidade do fornecimento de energia (SILVEIRA; GALVANI; SOUZA, 2012).

Figura 7 – Zonas de proteção da chave seccionalizadora e do religador.



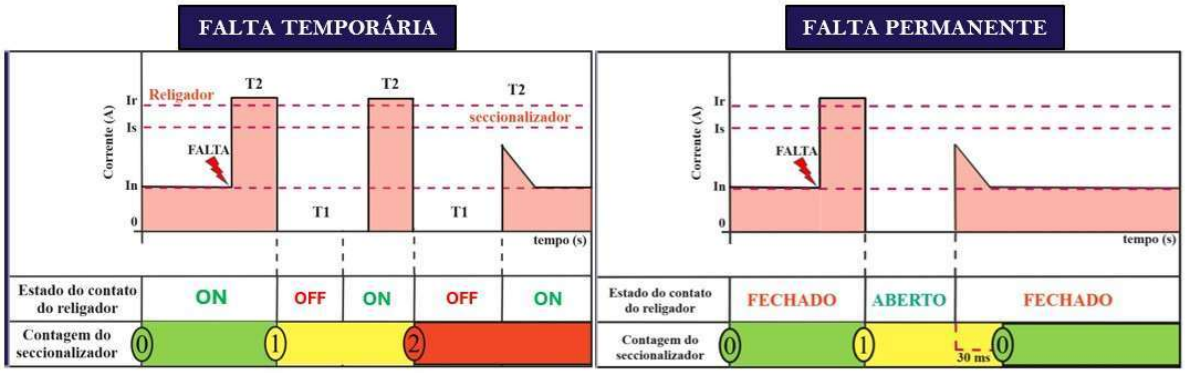
Fonte: Adaptado de Energia (2016a).

Atualmente, as chaves seccionalizadoras com controle eletrônico incluem um contador de operações que aprimora significativamente a detecção e o isolamento de faltas. Para que esse contador seja inicializado, é necessária a circulação da corrente de curto-circuito através do dispositivo. Concomitantemente, essa corrente é detectada pelo equipamento de proteção à montante, que por sua vez, executa a abertura do circuito. Nesse instante, a chave seccionalizadora identifica a atuação da proteção à montante pela redução da corrente para valores inferiores ao limite de disparo e então, registra a primeira operação em seu contador (ENERGIA, 2016a).

Em cenários de falta transitória, como ilustrado na Figura 8, o primeiro fechamento do religador é frequentemente suficiente para restabelecer o circuito. Nesse caso, a segunda abertura do religador torna-se desnecessária e o contador de operações da chave seccionalizadora retorna ao seu estado inicial, evitando uma interrupção indevida do serviço (CHAN; BARROS; AMATUZZI, 2013). Entretanto, se a falta for de caráter permanente, o religador executará seu primeiro disparo e subsequentemente, sua segunda abertura, o que sensibiliza a chave seccionalizadora para um novo incremento em seu contador. Nessa situação, a programação da chave seccionalizadora deve ser ajustada para que a abertura do circuito ocorra após uma operação menor do que a configurada no religador. Por exemplo, se o religador estiver parametrizado para efetuar

quatro tentativas de religamento, a chave seccionalizadora deverá abrir quando registrar a terceira tentativa, momento em que a linha já estará aberta pelo religador, conforme a Figura 8. Essa sincronização é crucial, pois evita a abertura da chave seccionalizadora sob carga, garantindo assim, a integridade do sistema.

Figura 8 – Funcionamento da chave seccionalizadora durante uma falta temporária e permanente.



Fonte: Adaptado de Silveira, Galvani e Souza (2012).

O modelo matemático que descreve o comportamento de uma chave seccionalizadora, adotado nesta Tese baseia-se na abordagem de Rones Rones e Vittal (2013). Esse modelo é definido por duas funções distintas que determinam as ações de abertura e fechamento da chave, em resposta a critérios operacionais específicos.

A ação de abertura e fechamento da chave seccionalizadora é regida pelas funções F_a e F_f, apresentadas nas Equações 10 e 11, respectivamente:

$$F_a\left(t, N_t\right) = \begin{cases} 1 & \text{se} \quad I_{op} \geq I_{\max}, t \geq t_{\max}, \text{ e } N \geq N_{\max} \\ 0 & \text{caso contrário.} \end{cases} \tag{10}$$

Sendo: I_{op} a amplitude da corrente no instante de operação; I_{max} o valor máximo da corrente; t o tempo decorrido desde a detecção da falta; t_{max} o tempo máximo para a abertura da chave seccionalizadora após a detecção da falta; N o número de impulsos de corrente detectados; N_{max} o número máximo de impulsos de corrente que aciona a abertura da chave seccionalizadora.

$$F_f\left(t, N_t\right) = \begin{cases} 1 & \text{se} \quad t_s \geq t_{esp} \text{ e } N_t \leq N_{max}, \\ 0 & \text{caso contrário.} \end{cases} \tag{11}$$

Sendo: $\mathrm{t_s}$ o tempo decorrido desde a abertura da chave seccionalizadora; $\mathrm{t_{esp}}$ o tempo de espera entre as tentativas de religamento; N_t o número de tentativas de religamento realizadas até o momento; N_{max} o número máximo de tentativas de religamento permitidas.

O comportamento geral da chave seccionalizadora é formalizado pela combinação das funções de abertura ($\mathrm{F_a}$) e fechamento ($\mathrm{F_f}$), conforme a Equação 12:

$$t_s\left(I_{op}, t, N, t_{esp}, N_{max}\right) = F_a * \left(1 - F_f\left(t, N_t\right)\right). \tag{12}$$

2.2.5 Chave Fusível

As chaves fusíveis são amplamente utilizadas nos SDEE, devido ao seu baixo custo. Sua principal função é proteger circuitos e equipamentos contra sobrecorrentes, sejam elas causadas por sobrecargas ou curtos-circuitos (ELETROBRAS, 2025). Sua eficácia se deve à sua capacidade de combinar as funcionalidades de um disjuntor e um fusível em uma única unidade. Esses dispositivos são empregados na proteção de diversos componentes, por exemplo: derivações de ramais de alimentadores, bancos de capacitores, transformadores de distribuição e cabines primárias das subestações de consumidores.

A operação de uma chave fusível baseia-se na atuação de um elo fusível, também conhecido como cartucho fusível, que contém um condutor metálico projetado para fundir quando a corrente elétrica excede um valor pré-determinado por um tempo específico. Adicionalmente, as chaves fusíveis são classificadas conforme sua taxa de velocidade (*Speed Ratio*), ou relação de rapidez, em três categorias: rápidos (K), lentos (T) e muito lentos (H) (RODRIGUES, 2021). Essa classificação é crucial para atuação correta da coordenação da proteção em diferentes aplicações.

A principal limitação das chaves fusíveis é sua atuação indiscriminada em relação a qualquer tipo de falta no sistema, seja ela transitória ou permanente. Essa característica, muitas vezes, leva a interrupções desnecessárias no fornecimento de energia, especialmente porque as faltas transitórias são as mais frequentes. Quando um dispositivo desse tipo opera, é necessário substituir o elo fusível. Isso significa que os consumidores impactados terão que aguardar a equipe de campo para o restabelecimento do serviço. A situação se agrava consideravelmente em áreas com acesso difícil, onde o tempo para normalização do fornecimento pode ser prolongado, impactando negativamente a continuidade do serviço para os consumidores (LIMA, 2025).

O dimensionamento de elos fusíveis é tradicionalmente realizado com base nas Inequações 1 e 2 (ENERGISA, 2024):

$$\mathrm{FC} \cdot I_{\mathrm{carga,max}} < I_{\mathrm{nom,elo}}, \tag{13}$$

$$I_{\mathrm{nom,elo}} \leq \frac{I_{\mathrm{f,min}}}{4}. \tag{14}$$

Sendo: $I_{\mathrm{carga,max}}$ a corrente máxima de carga que circulará através do elo fusível, medida no ponto de instalação; $I_{\mathrm{nom,elo}}$ a corrente nominal do elo fusível; $I_{\mathrm{f,min}}$ a corrente de

curto-circuito monofásica no final do trecho protegido pelo elo fusível; FC o fator de crescimento de carga em um horizonte de estudo, definido por:

$$\mathrm{FC} = \left(1 + \frac{\mathrm{X}\,\%}{100}\right)^{\mathrm{a}}, \tag{15}$$

sendo X% o fator percentual de crescimento de carga anual e a o número de anos considerado como horizonte de estudo.

2.2.6 Chaves de Conexão

No contexto dos SDEE, as chaves de conexão normalmente abertas (NA) e normalmente fechadas (NF) exercem um papel estratégico no processo de reconfiguração da topologia da rede. Classificados como elementos de manobra, esses dispositivos são essenciais para a flexibilidade operacional do sistema, pois permitem alterar os caminhos de alimentação de cargas sem a necessidade de interrupções prolongadas. Sua atuação contribui diretamente para o isolamento de faltas, a continuidade do fornecimento de energia e a otimização de parâmetros operacionais, como a redução de perdas elétricas e o controle do carregamento dos alimentadores (KAGAN; OLIVEIRA, 1998).

As chaves NA e NF desempenham papéis complementares e coordenados na operação dos sistemas de distribuição. As chaves NA permanecem em estado aberto durante a operação normal, bloqueando o fluxo de corrente. Contudo, em situações específicas, como faltas ou necessidade de otimização, podem ser fechadas. Essa manobra permite a redistribuição da carga, o restabelecimento do fornecimento em áreas isoladas e a reconfiguração da topologia da rede. As chaves NF permanecem ativas durante o funcionamento regular, garantindo a continuidade do fluxo de corrente. Em caso de falta ou necessidade de seccionamento para manutenção ou segurança, essas chaves são abertas para isolar a área afetada. A atuação coordenada entre as chaves NA e NF é, portanto, crucial para assegurar a flexibilidade, a confiabilidade e a segurança do SDEE (FERREIRA, 2024).

O dimensionamento de chaves de conexão normalmente abertas (NA) e normalmente fechadas (NF) em SDEE é um processo crítico para assegurar a segurança operacional, seletividade, confiabilidade e capacidade de manobra da rede. Os principais critérios técnicos a serem considerados são (NBR14039, 2005):

- Corrente Nominal: a chave deve suportar a corrente contínua máxima de carga no ponto de instalação sem aquecimento excessivo.
- Tensão Nominal: o dispositivo deve ser compatível com a tensão de operação do sistema. A tensão nominal é determinante para a capacidade dielétrica e o isolamento da chave.

- Capacidade de Resistência a Curto-Circuito: embora não sejam projetadas para interromper correntes de falta, as chaves NA e NF devem ser capazes de suportar momentaneamente correntes de curto-circuito elevadas sem sofrer danos em seus contatos ou em sua estrutura.
- Capacidade de Manobra: este critério refere-se ao número de ciclos de operação mecânica que a chave pode realizar ao longo de sua vida útil, influenciando diretamente a sua durabilidade e confiabilidade.
- Critérios Normativos: o dimensionamento deve seguir as diretrizes de normas técnicas pertinentes, como a NBR14039 (2005) e a NBR5410 (2015).

2.3 COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

A proteção do SEP é estruturada em níveis, classificando-se em proteção principal e proteção de retaguarda, com base na criticidade do elemento a ser protegido. Essa hierarquia opera em uma escala de tempo de atuação coordenada. Em uma ocorrência de falta, a proteção principal é acionada primeiro, com o objetivo de isolar a área defeituosa com rapidez e precisão. Se a proteção principal falhar, a proteção de retaguarda entra em operação, minimizando o impacto da falta e restringindo a quantidade de consumidores afetados. Essa estratégia, denominada coordenação da proteção, assegura que o sistema elétrico mantenha a operação de maneira eficiente e confiável, mesmo em condições adversas (BLACKBURN, 1987).

Para assegurar a coordenação e seletividade em sistemas de proteção, o Intervalo de Tempo de Coordenação (CTI) é um parâmetro crucial que estabelece o tempo mínimo de operação entre dois dispositivos adjacentes na cadeia de proteção. Isso garante que o equipamento mais próximo da falta atue de forma prioritária. Essa atuação seletiva isola a área afetada rapidamente e minimiza o tempo de inatividade do sistema. Além disso, o CTI previne a atuação simultânea de múltiplos dispositivos, conforme Inequação 16 (ANDERSON, 2008):

$$t_{r,l} - t_{p,l} \geq \mathrm{CTI}. \tag{16}$$

Sendo: $t_{r,l}$ e $t_{p,l}$ os tempos de operação dos dispositivos principal e retaguarda, respectivamente, para uma falta em l.

Normalmente, o CTI é ajustado para valores entre 0,2 e 0,5 s, no entanto, sua definição varia conforme as características específicas da rede elétrica, o tipo de falta, a sensibilidade dos dispositivos de proteção e o nível de conservadorismo adotado pelo projetista (BLACKBURN; DOMIN, 2006). A seguir, são apresentadas as fórmulas e os limiares adotados para manter o sistema de proteção coordenado.

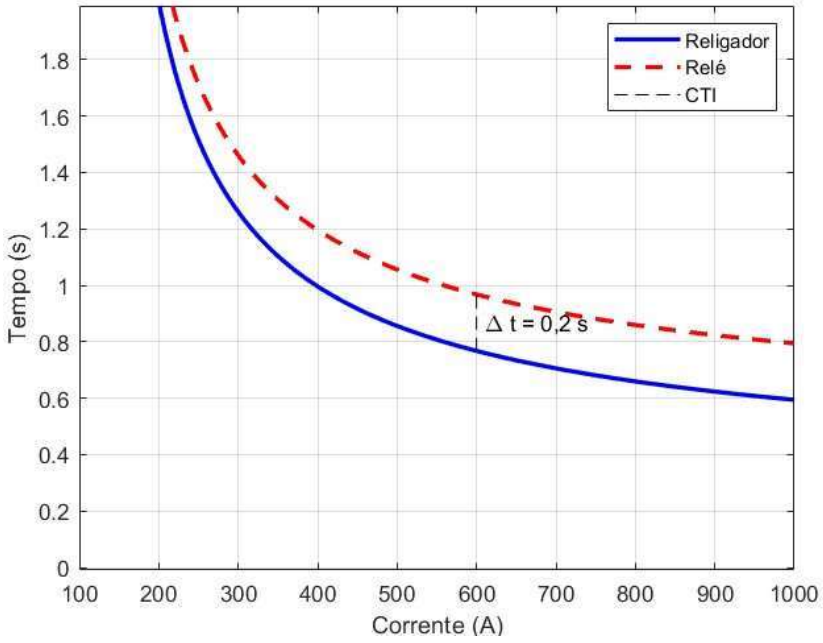
2.3.1 Seletividade Relé - Religador

A coordenação entre relé e religador é crucial para garantir a seletividade da proteção em sistemas elétricos. Nessa configuração, o relé atua como proteção de retaguarda e é instalado na subestação, enquanto o religador é posicionado ao longo do alimentador.

Para assegurar uma coordenação adequada, as curvas de atuação dos relés são definidas após a calibração das curvas de atuação do religador, conforme ilustrado na Figura 9. Durante esse processo, é essencial considerar os tempos de religamento do religador e os tempos de rearme do relé. O critério principal para a coordenação e seletividade desses dispositivos é manter uma diferença mínima de 0,2 s entre as curvas de atuação do relé (fase e neutro) e as do religador. Esse requisito é fundamentado na Inequação 16 (ENERGISA, 2017).

É fundamental assegurar a coordenação seletiva entre o religador e o relé de retaguarda, de modo que o relé não atue durante o ciclo de operação do religador. Para isso, o tempo de atuação do relé deve ser ajustado de forma a permitir que o religador complete sua sequência de operações e elimine a falta. Caso a falta seja permanente e persista após o bloqueio do religador, o relé deverá atuar como proteção de retaguarda, garantindo a interrupção da corrente de falta (LIMA, 2025).

Figura 9 – Coordenação das curvas - Relé - Religador



Fonte: Autoria Própria.

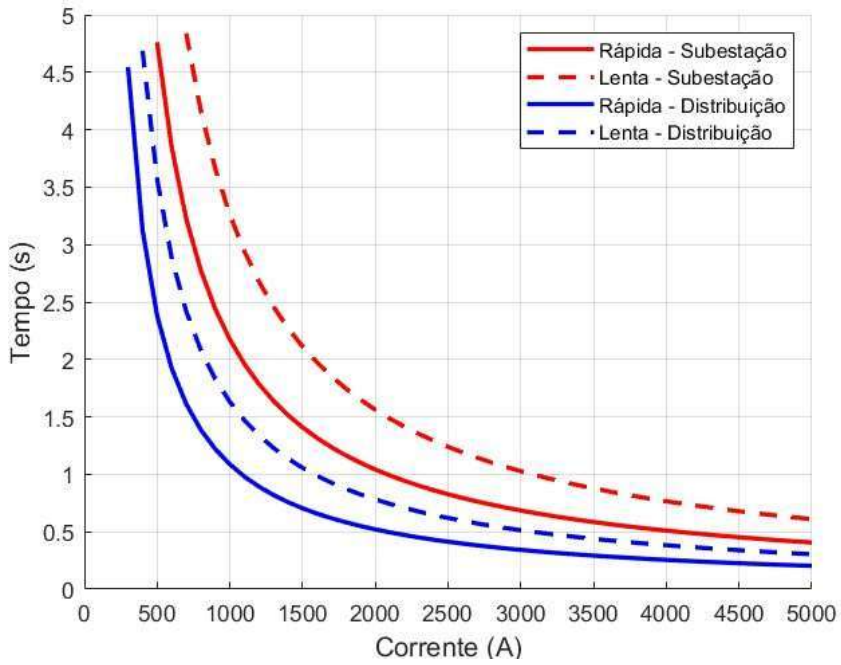
2.3.2 Coordenação Religador - Religador

Os religadores eletrônicos dispõem de diversas famílias de curvas e uma ampla gama de valores de corrente de atuação. A seleção dessas curvas visa otimizar o uso das atuações rápidas e temporizadas. Normalmente, a programação dos religadores prioriza sequências de atuação rápidas seguidas por operações temporizadas (GÖNEN; TEN; MEHRIZI-SANI, 2024).

A coordenação entre dispositivos religadores é definida pelo conjunto de valores de corrente, onde a diferença entre as curvas temporizadas desses elementos deve ser no mínimo de 0,2 s. Essa coordenação consiste na sincronização das funções de sobrecorrente de cada religador, conforme apresentado na Seção 2.2.3.

No contexto do SDEE, a coordenação entre religadores aplica-se a dispositivos localizados em diferentes níveis hierárquicos da rede, como ilustrado na Figura 10. Nessa configuração, o religador de subestação protege a subestação, atuando em conjunto com o religador de distribuição, posicionado nos ramais do sistema.

Figura 10 – Curvas tempo *verus* corrente para a coordenação entre os religadores da subestação e da rede de distribuição.



Fonte: Autoria Própria.

Para garantir a seletividade e a confiabilidade do sistema, a coordenação entre o religador de subestação e o de distribuição deve seguir critérios técnicos específicos (CONCEIÇÃO, 2012):

- **Sequência de Operação**: o religador de subestação deve ser ajustado para uma

operação rápida inicial, visando o pronto restabelecimento do serviço. Esta sequência é seguida por três operações temporizadas, que permitem a estabilização da rede e uma identificação mais precisa da falta.

- **Ajuste da Unidade Temporizada de Fase (51):** para correntes de curto-circuito trifásicas e bifásicas, a corrente de ajuste da unidade temporizada de fase do religador de subestação deve ser configurada para um valor inferior ao do religador de distribuição.
- **Ajuste da Unidade Temporizada de Neutro (51N):** em cenários de corrente de curto-circuito monofásica, o ajuste da unidade temporizada de neutro do religador de distribuição deve ser configurado para um valor inferior ao da unidade 51N do religador de subestação.
- **Ajuste da Unidade Instantânea de Fase (50):** o ajuste da unidade instantânea de fase do religador de subestação deve ser superior ao valor da corrente de curto-circuito assimétrica trifásica no ponto de instalação do religador de distribuição.
- **Ajuste da Unidade Instantânea de Neutro (50N):** o ajuste da unidade instantânea de neutro do religador de subestação deve ser superior à corrente de curto-circuito fase-terra no ponto de instalação do religador de distribuição;
- **Tempo de Operação:** a curva de atuação do religador de subestação deve apresentar um tempo de operação superior em no mínimo, 0,2 s em relação à curva do religador de distribuição, quando ambos são submetidos à corrente máxima de curto-circuito.
- **Intervalo de Rearme:** o intervalo de rearme do religador de subestação deve ser igual ou superior ao tempo de rearme do religador de distribuição.
- **Sincronização de Religações:** o religador de subestação deve manter seus contatos fechados no momento em que o religamento do religador de distribuição for feito, para que ele possa avaliar a permanência do defeito na rede.

2.3.3 Coordenação Religador - Chave Seccionalizadora

No âmbito da proteção de redes de distribuição, religadores e chaves seccionalizadoras desempenham funções distintas, mas complementares. O religador é responsável pela reconexão automática, buscando restaurar o fornecimento de energia após a ocorrência de faltas transitórias. Por outro lado, a chave seccionalizadora é responsável pela seletividade, atuando para isolar seções da rede afetadas por faltas permanentes.

Essa coordenação estratégica é fundamental para garantir a continuidade do serviço aos consumidores, minimizando o tempo de inatividade e protegendo a inte-

gridade dos equipamentos da rede. Para que a coordenação entre religadores e chaves seccionalizadoras seja eficaz, alguns critérios devem ser seguidos, tais como (CASTRO, 2017):

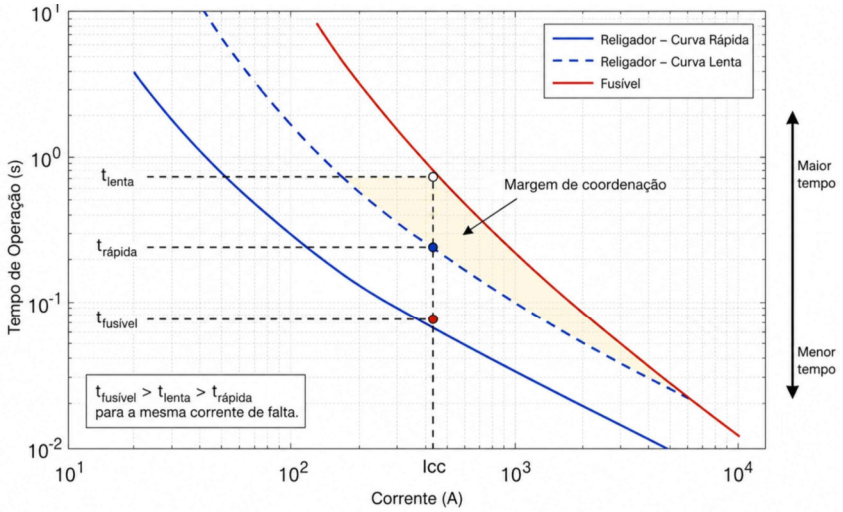
- **Sensibilidade à Corrente Mínima de Falta:** a parametrização de ambos os dispositivos deve garantir sensibilidade suficiente para detectar as correntes mínimas de falta na zona de proteção da chave seccionalizadora.
- **Dispositivo de Aterramento:** se a chave seccionalizadora estiver equipada com um dispositivo de aterramento, o religador também deve possuir essa funcionalidade para manter a compatibilidade do sistema.
- **Ajustes de Contagem e Operações:** o número de contagens programado na chave seccionalizadora deve ser sempre inferior ao número de operações configurado no religador.
- **Tempo de Memória:** o tempo de memória da chave seccionalizadora deve ser superior à soma dos tempos de religamento e dos tempos de ajuste das unidades temporizadas do religador.
- C**orrente Mínima de Acionamento:** a corrente mínima de acionamento da chave seccionalizadora deve ser, no máximo, 80% da corrente de disparo do religador.

2.3.4 Coordenação Religador - Elo fusível

A coordenação entre religador e elo fusível localizado à jusante, é estabelecida pela análise de suas curvas, além da avaliação das correntes limites de coordenação e das correntes de falta trifásica e monofásica na zona de proteção do elo (ABNT, 2011). Para uma coordenação eficaz, a corrente de curto-circuito monofásica mínima a jusante do elo deve ser superior à corrente mínima de disparo de fase do religador. Caso essa condição não seja satisfeita, a coordenação deve ser assegurada na zona de proteção do próprio religador.

A coordenação ideal entre religador e elo fusível é alcançada ajustando o religador para uma operação rápida inicial, seguida por duas operações temporizadas (AIELLO; CARNEIRO; CEBRIAN, 2020). É crucial que o tempo total de interrupção do elo fusível seja superior ao tempo mínimo de abertura do religador em sua curva temporizada. Tal ajuste evita a fusão do elo em faltas transitórias, permitindo que o religador elimine a falta e restabeleça o circuito. Conforme ilustrado na Figura 11, a posição relativa das curvas tempo *versus* corrente determina a sequência de atuação dos dispositivos e, consequentemente, a filosofia de coordenação adotada. Nesse contexto, destacam-se duas filosofias operacionais: *fuse-save* e *fuse-blow* (ENERGIA, 2016b).

Figura 11 – Coordenação entre Religador e Fusível.



Fonte: Autoria Própria.

- **Filosofia *Fuse-Save*:** o equipamento de proteção com capacidade de religamento atua em faltas transitórias, desligando o sistema antes da fusão do elo fusível. Após um intervalo de tempo, o equipamento religa. Se a falta for transitória, o sistema permanece energizado. Caso a falta seja permanente, o elo fusível atuará, isolando a área defeituosa. A principal vantagem é a redução da queima de fusíveis e a melhoria dos indicadores de continuidade, no entanto, pode levar a um aumento no número de desligamentos de curta duração (FERREIRA; BRETAS; CARDOSO, 2010).

- **Filosofia *Fuse-Blow*:** prioriza a atuação do elo fusível. O elo se funde para isolar o defeito, mesmo que este seja transitório. A principal vantagem é a menor ocorrência de religamentos, com interrupções permanentes afetando apenas os consumidores a jusante do fusível. A desvantagem mais significativa é a queima do fusível para faltas temporárias ((AIELLO; CARNEIRO; CEBRIAN, 2020);(FERREIRA; BRETAS; CARDOSO, 2010)).

Nesta Tese, adotou-se a filosofia *fuse-save* para a coordenação entre religador e elo fusível, devido à sua capacidade de otimizar os indicadores de continuidade de serviço.

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Historicamente, o aumento do consumo de energia no Brasil resultou em um sistema centralizado, composto por grandes usinas interligadas aos centros consumidores via extensas linhas de transmissão e distribuição, operando sob um fluxo unidirecional de potência. Contudo, a reestruturação do setor elétrico, iniciada em meados da década de

1990, redefiniu o papel do Estado ao introduzir a competitividade na oferta de serviços. Essa reforma promoveu a desverticalização das atividades, segregando os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, e incentivou a participação da iniciativa privada. Em 1995, o Governo Federal instituiu o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, estabelecendo as diretrizes fundamentais para o novo modelo setorial (LUCENA, 2025).

Entretanto, a definição de GD foi oficialmente instituída apenas em 2004, por meio do Decreto nº 5.163, segundo o qual, a GD é a produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição do comprador, excetuando-se aquela proveniente de: i) fonte hidrelétrica com capacidade instalada superior a 30 MW; ii) fonte termelétrica, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75% (Brasil, 2004).

O marco regulatório que efetivamente viabilizou a autoprodução de energia foi a Resolução Normativa (REN) nº 482, de 17 de abril de 2012, a qual regulamentou a geração a partir de fontes renováveis e estabeleceu as condições para a microgeração (potência de até 75 kW) e minigeração distribuída (potência entre 75 kW e 5 MW). Além disso, instituiu o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*), permitindo que o excedente gerado fosse injetado no SDEE em troca de créditos na fatura de energia (ANEEL, 2012). Posteriormente, a REN nº 687, de 5 de novembro de 2015, ampliou o escopo normativo ao introduzir modalidades como a geração compartilhada e o autoconsumo remoto, desde que as unidades pertençam ao mesmo titular e estejam localizadas na área de concessão da mesma distribuidora.

Dentre as diferentes tecnologias de GD atualmente disponíveis, a geração fotovoltaica destaca-se por apresentar o maior crescimento de inserção nos SDEE nos últimos anos. Esse avanço é impulsionado pela redução dos custos dos módulos fotovoltaicos, pelos incentivos regulatórios estabelecidos pela ANEEL e pela crescente busca por fontes renováveis de energia. Como consequência, a elevada inserção da GFV tem provocado mudanças significativas no comportamento operacional das redes de distribuição, especialmente nos níveis de curto-circuito, no fluxo bidirecional de potência e na coordenação dos dispositivos de proteção (LUCENA, 2025). Dessa forma, esta Tese concentra-se na análise dos impactos da GFV sobre os sistemas de proteção e na proposição de um Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Integrados (SPARI) capaz de manter a seletividade, a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica mesmo diante da crescente inserção dessa tecnologia.

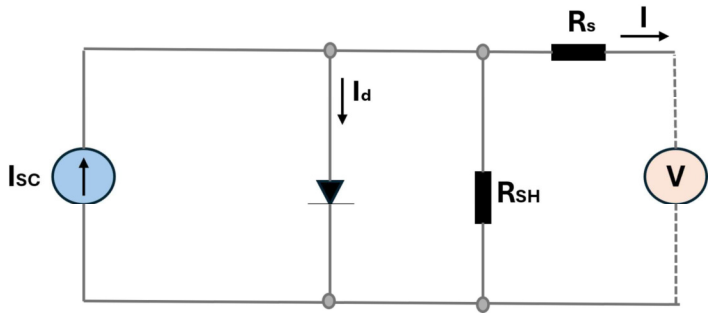
2.4.1 Geração Fotovoltaica

A irradiância solar incide sobre a superfície terrestre de maneira heterogênea, sendo condicionada por variáveis geográficas e climáticas, tais como latitude, sazonalidade e condições atmosféricas locais. Apesar dessa variabilidade, a disponibilidade de energia solar é largamente superior à demanda global de eletricidade. Anualmente, a Terra recebe cerca de $1,5 \cdot 10^9$ TWh de energia solar, considerando que o consumo mundial é de aproximadamente 21.371 TWh, a oferta solar excede em mais de 70 mil vezes a necessidade energética global no mesmo período (International Energy Agency (IEA), 2019).

No cenário nacional, o Brasil apresenta atualmente cerca de 20.834 MW de potência instalada proveniente da fonte solar, com presença em todos os estados da federação, o que representa 8,3% da matriz elétrica do país. Projeções indicam que, até 2028, essa capacidade atinja aproximadamente 32 GW, passando a responder por 14,7% da capacidade instalada total do SIN (LIMA, 2025; ONS, 2026).

A energia solar fotovoltaica é obtida pela conversão direta da radiação solar em eletricidade por meio de dispositivos semicondutores. Esse processo destaca-se por ser silencioso, isento de emissões gasosas e operável de forma autônoma. Os módulos fotovoltaicos são estruturados a partir da associação de células em série ou paralelo, visando atingir os níveis de tensão e corrente requeridos pelo projeto. Um modelo circuital de uma célula fotovoltaica é ilustrado na Figura 2.4.1, sendo composto por quatro elementos fundamentais: uma fonte de corrente I_L (corrente fotogerada), um diodo em paralelo, uma resistência série (R_s) e uma resistência em paralelo ou shunt (R_{sh}). A interação entre esses componentes define a característica $I - V$ do módulo, regida pelas Equações 17 e 18.

Figura 12 – Modelo de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Autoria própria.

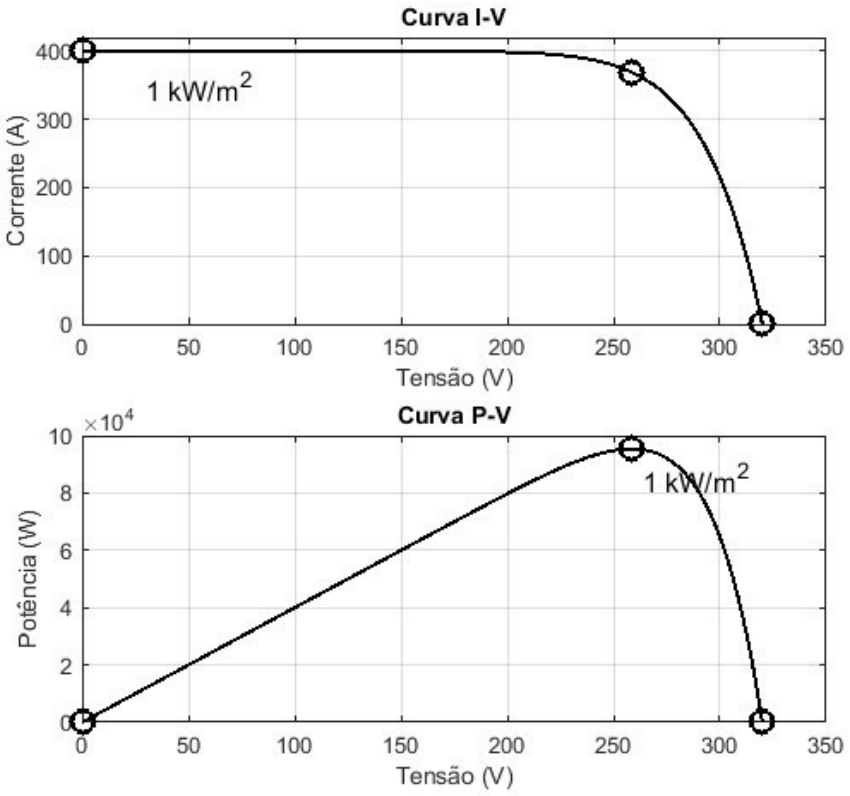
$$I_{\mathrm{d}} = I_0 \cdot \left[e^{\frac{V_d}{V_T}} - 1 \right], \tag{17}$$

$$V_{\mathrm{T}} = \frac{kT}{q} \cdot nI \cdot N_{\mathrm{cell}}. \tag{18}$$

Sendo: I_d a corrente do diodo (A); V_d a tensão no diodo (V); I_0 a corrente de saturação do diodo (A); nI o fator de idealidade do diodo (geralmente um valor próximo de 1,0); k a constante de Boltzmann ($1{,}3806 \times 10^{-23}$ J.K^{-1}); q a carga do elétron ($1,6022 \times 10^{-19}$ C); T a temperatura da célula (K); e N_{cell} o número de células ligadas em série no módulo.

De acordo com a Figura 13, a máxima transferência de potência ocorre na região de máxima curvatura, tecnicamente denominada 'joelho' da curva $I - V$. Visando a otimização da eficiência sob variações de irradiância e temperatura, torna-se indispensável que o sistema opere continuamente nesse ponto. Para tal, emprega-se a técnica de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT), que utiliza algoritmos para o ajuste dinâmico do ponto de operação. A implementação física dessa estratégia é viabilizada por rastreadores baseados em eletrônica de potência, que garantem a extração da máxima energia disponível frente a quaisquer condições de contorno ambiental.

Figura 13 – Característica I-V.



Fonte: Autoria própria.

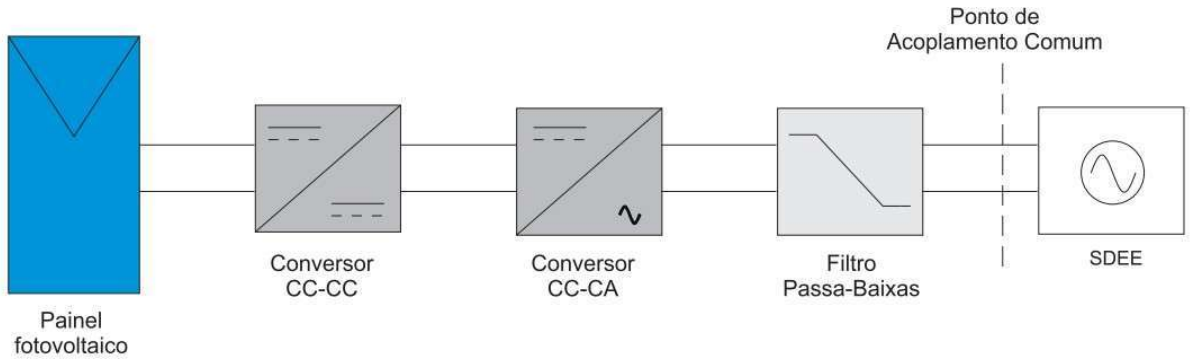
Um sistema fotovoltaico (SFV) é projetado para converter a radiação solar em energia elétrica utilizável, podendo ser classificado em duas categorias principais: sistemas isolados (*off-grid*) ou sistemas conectados à rede (*on-grid*). Quanto à natureza da carga, os sistemas podem fornecer potência tanto em corrente contínua (CC) quanto em

corrente alternada (CA). Um SFV típico é composto pelos principais componentes (LIMA, 2025):

- Módulos Fotovoltaicos: Responsáveis pela conversão direta da energia solar em eletricidade;
- Controladores de Carga: Dispositivos que gerenciam o fluxo de energia para o banco de baterias, protegendo-o contra sobrecargas ou descargas profundas;
- Inversores: Conversores estáticos encarregados de transformar a CC em CA, assegurando a compatibilidade com as cargas e a rede elétrica;
- Baterias: Unidades de armazenamento que garantem a disponibilidade de energia em períodos de baixa ou nula irradiância.

O condicionamento da potência gerada, ilustrado na Figura 14, frequentemente exige dois estágios de conversão (XUE et al., 2004). O primeiro estágio realiza o ajuste do ponto de operação para a extração da máxima potência (MPPT), geralmente acompanhado pela elevação controlada da tensão CC. O segundo estágio executa a inversão da tensão contínua em alternada senoidal. Para mitigar distorções harmônicas provenientes do chaveamento eletrônico, utilizam-se filtros passa-baixas na saída do inversor. Essa configuração garante que a energia injetada no SDEE atenda aos requisitos de qualidade de energia e conformidade senoidal.

Figura 14 – Topologia básica de sistemas fotovoltaicos com dois estágios de conversão.

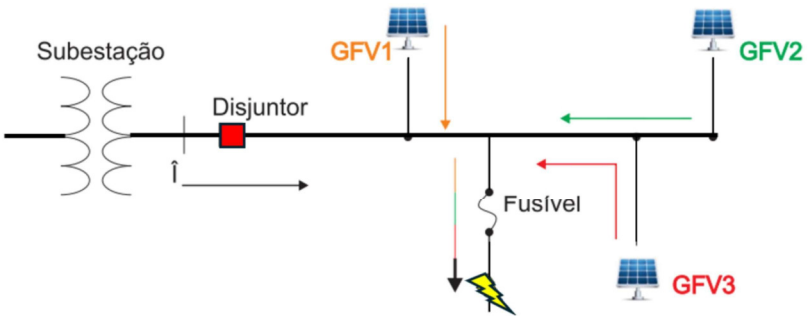


Fonte: Xue et al. (2004).

2.4.2 Impactos da GD no Sistema de Proteção

Os SDEE tradicionais são caracterizados por uma topologia radial e fluxo de potência unidirecional, orientado da subestação em direção às cargas a jusante. Sob esta pespectiva, a filosofia da proteção e o dimensionamento dos ativos de rede são estabelecidos de forma estática. Contudo, a inserção da GD altera a dinâmica operacional

Figura 15 – Aumento do nível de curto-circuito em função das contribuições da GD.



Fonte: Luiz (2012).

do sistema ao introduzir a bidirecionalidade dos fluxos, modificando substancialmente o perfil de carregamento e os níveis de curto-circuito (FRACALOSSI; VARGAS; BATISTA, 2020). Essa nova configuração operativa pode acarretar atuações indevidas dos equipamentos não direcionais e podem provocar impactos diretos na coordenação da proteção do sistema, como (PERALTA, 2019):

- O sistema de proteção pode não detectar a falta: Tradicionalmente, os SDEE dispõem apenas da subestação principal como fonte de contribuição para curtos-circuitos. Contudo, a inserção da GD introduz novas fontes de corrente, o que eleva o nível total de curto-circuito e altera a amplitude e o sentido das correntes na rede. Quando uma unidade de GD é conectada entre a subestação e o ponto da falta, ela passa a suprir parte dessa corrente, reduzindo a parcela proveniente da rede a montante. Esse fenômeno compromete a sensibilidade do relé do alimentador, podendo impedir que o sistema de proteção identifique a ocorrência, conforme ilustrado na Figura 15 (PAPASPILIOTOPOULOS et al., 2015).

- Comprometimento dos esquemas de religamento automático: Em casos de faltas transitórias, se a GD não for desconectada rapidamente após a abertura do religador, ela continuará suprindo o curto-circuito, o que impede a extinção do arco elétrico e a desionização do ar. Como resultado, o religador atuará sobre uma falta ainda ativa, podendo atingir o limite de tentativas e travar a proteção em definitivo. Além disso, as variações bruscas de tensão e fase causadas pela GD durante o defeito podem provocar disparos indevidos ou falhas de operação nos demais dispositivos de proteção (LIMA, 2025).

- Perda de coordenação entre religadores e fusíveis e entre religadores: Em SDEE que operam com proteção seletiva, a contribuição da GD modifica a amplitude da corrente de falta. Esse aumento nos níveis de curto-circuito pode reduzir os tempos de atuação dos equipamentos, resultando em operações simultâneas (perda de

seletividade). Esse fenômeno pode resultar em dificuldades operacionais, especialmente na localização do ponto de defeito e na manutenção da continuidade do serviço.

Para mitigar os impactos da GD nos sistemas de proteção, torna-se imprescindível a adoção de novas estratégias e configurações técnicas, por exemplo: readequação dos ajustes de proteção sempre que houver novas conexões à rede, a instalação de disjuntores adicionais em alimentadores longos para assegurar a sensibilidade entre correntes de carga e de falta e uso de funções direcionais combinadas com sistemas de comunicação para garantir a seletividade em cenários de alta inserção de geradores (BOLLEN; HASSAN, 2011). Embora a desconexão instantânea da GD pudesse preservar a coordenação original ao restabelecer a característica radial da rede, tal prática é inviável por comprometer a continuidade do suprimento mesmo em faltas transitórias. Dentre as várias formas propostas na literatura especializada para tratar desse problema, destaca-se nessa Tese a PA e a reconfiguração de rede, cujos fundamentos são apresentados nas seções a seguir.

2.5 CONFIGURAÇÃO DE REDES

Na elaboração do estudo de proteção de um sistema elétrico, a análise da configuração da rede é tão importante quanto a consideração dos equipamentos de proteção e sua coordenação. Na prática, têm-se três ações interligadas: reconfiguração de redes, restabelecimento do serviço em cenários de indisponibilidade e planejamento de expansão da infraestrutura. Em cada uma dessas ações, o objetivo principal é determinar a topologia de rede mais apropriada para otimizar o atendimento às demandas do sistema, assegurando eficiência e segurança operacionais (BRAZ, 2010).

Esta Tese foca no restabelecimento do serviço em situações de falta, considerada uma das situações mais críticas para as concessionárias, pois impacta diretamente nos indicadores de qualidade do serviço. Nesse contexto, destaca-se a Teoria dos Grafos, a qual disponibiliza a fundamentação teórica para modelar e analisar problemas de redes, examinando as propriedades e as inter-relações entre os objetos (nós) e suas conexões (arestas) (MARQUES, 2013).

Para analisar o grafo que representa a rede, empregou-se nesta Tese o algoritmo de Busca em Largura, utilizado para percorrer a estrutura da rede e identificar caminhos alternativos que possibilitem a obtenção de configurações topologicamente viáveis para o restabelecimento do serviço. A utilização dessa abordagem contribui para a identificação de alternativas de reconfiguração e para a redução do espaço de busca do problema (PERALTA, 2019).

Ressalta-se, entretanto, que o algoritmo de Busca em Largura realiza uma análise de natureza topológica e, isoladamente, não permite avaliar a viabilidade elétrica das configurações identificadas, como a ocorrência de violações dos limites de tensão ou de carregamento dos condutores. Dessa forma, as configurações topologicamente viáveis devem ser posteriormente submetidas ao cálculo do fluxo de potência, no qual são verificadas as restrições operacionais estabelecidas para o SDEE. Alternativamente, estruturas como a Representação Nó-Profundidade (RNP) podem ser utilizadas na representação de redes radiais, facilitando sua associação a métodos de fluxo de potência baseados em varredura *Backward/Forward Sweep*. Nesta Tese, contudo, optou-se pelo algoritmo de Busca em Largura para as verificações topológicas requeridas no processo de reconfiguração, sendo a viabilidade elétrica das configurações resultantes avaliada posteriormente por meio do fluxo de potência.

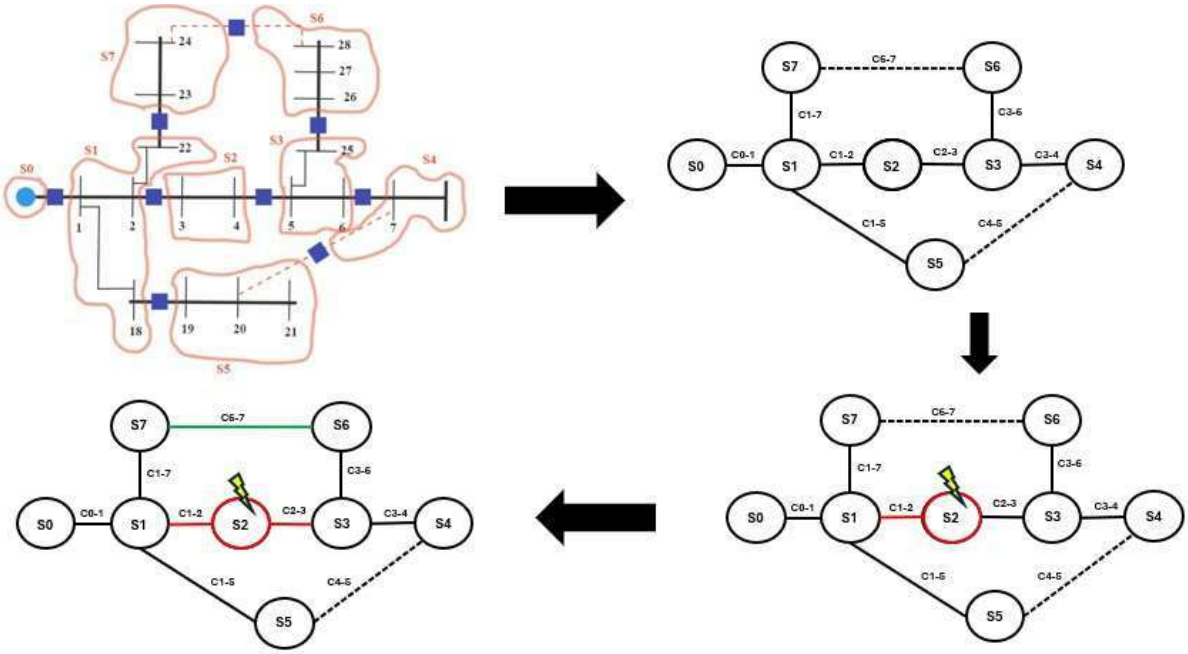
No contexto da aplicação da Teoria dos Grafos em SDEE, define-se setor como uma sub-rede que engloba subestações, barras e ramos, caracterizada pela ausência de chaves, relés, seccionalizadoras ou religadores em sua estrutura interna. O limite externo de cada setor é, por sua vez, demarcado por ramos que contêm chaves NA/NF, relés, seccionalizadoras ou religadores, sendo os fusíveis desconsiderados nestes casos. Essa delimitação estratégica facilita a construção de uma tabela adaptável que representa a rede de distribuição, otimizando a aplicação do algoritmo de Busca em Largura no processo de reconfiguração da rede.

Conforme ilustrado na Figura 16, a construção do grafo de setores oferece uma abstração simplificada da rede. A principal vantagem é a redução significativa da complexidade computacional do problema, pois permite a análise da rede com um número substancialmente menor de nós e arestas. A Figura 16 ilustra essa redução, considerando como exemplo uma rede original, com 17 barras e 19 ramos, é transformada em um grafo de setores equivalente composto por apenas 7 nós e 9 arestas.

Em um cenário de contingência, como uma falta (curto-circuito) no setor designado como S2, o dispositivo de proteção primário deve atuar para isolar o defeito. Contudo, essa atuação pode resultar na desenergização temporária de todo o sistema. Uma configuração topológica alternativa viável para o restabelecimento do fornecimento, nesse caso, consistiria na abertura da chave C2-3 e no fechamento da chave do trecho C6-7 ou C4-5. Esta manobra estratégica permite a restauração do fornecimento de energia para a maior parte da rede, minimizando a área afetada pela interrupção.

A análise simplificada, viabilizada pelo Grafo de Setores, é fundamental para a identificação expedita de soluções topológicas alternativas com o objetivo de assegurar a continuidade do suprimento de energia em cenários de falha. Essa aplicabilidade é ilustrada na Tabela 3, na qual se apresenta um conjunto de topologias alternativas para diversas contingências. A seleção da configuração mais adequada pode considerar

Figura 16 – G_S resultante do sistema fictício (exemplo).



Fonte: Adaptado de Braz (2010).

critérios operacionais adicionais, tais como a presença de chaves automatizadas, a priorização de trechos com cargas essenciais, entre outros fatores.

Tabela 3 – Busca em largura no grafo de setores (exemplo).

Setor de Contingência	**Dispositivo de Proteção Atuante**	**Ação de Isolamento**	**Topologia de Restabelecimento (Manobras)**
S1	C0-1	C1-2=0, C1-5=0 e C1-7=0	Não possui topologia alternativa.
S2	C1-2	C2-3=0	C6-7=1 ou C4-5=1
S3	C2-3	C3-4=0 e C3-6=0	C4-5=1

Fonte: Autoria própria.

2.6 FLUXO DE POTÊNCIA

O estudo do fluxo de potência em um sistema elétrico visa determinar, em regime permanente e na frequência fundamental, as tensões nodais, as correntes injetadas e os

fluxos de potência nos elementos da rede. A partir do conhecimento desse estado operativo, torna-se possível quantificar as perdas elétricas e planejar ações mitigatórias para garantir o cumprimento dos critérios técnicos de regulação de tensão e de carregamento limite de transformadores e linhas (RADATZ, 2015).

Enquanto em sistemas de transmissão a aplicação de métodos clássicos como Gauss-Seidel e Newton-Raphson é consolidada (GLOVER; SARMA, 1994), em redes de distribuição esses algoritmos convencionais frequentemente enfrentam limitações de convergência. Isto decorre de particularidades do SDEE, a saber: a topologia malhada ou fracamente malhada, elevada relação R/X das linhas, o desequilíbrio inerente de fases e cargas e atualmente, inserção crescente de fontes de GD com perfis intermitentes de geração.

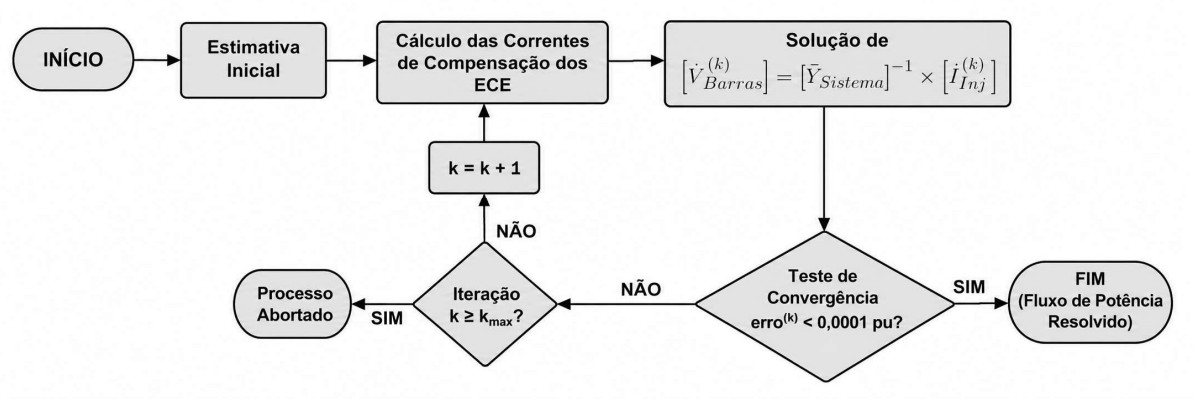
Historicamente, os fluxos de potência em redes de distribuição baseavam-se em análises radiais por sequência positiva (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2021). Contudo, a inserção da GD e os desequilíbrios das redes modernas tornaram indispensáveis as formulações trifásicas. Embora o método *forward-backward* apresente vantagens operacionais (KERSTING; DUGAN, 2006), a simulação de grandes circuitos exige técnicas de decomposição da matriz de admitâncias nodais (RADATZ, 2015). Essa abordagem matricial fundamenta o *software* OpenDSS, adotado nesta Tese pela sua precisão e convergência, além de sua ampla utilização pelas concessionárias brasileiras e conformidade com as diretrizes da ANEEL.

Para a solução de fluxo de potência em circuitos radiais, o OpenDSS dispõe de dois métodos básicos: o iterativo e o direto. No método iterativo, elementos não lineares (cargas e GD) são tratados como fontes de injeção de corrente. No método direto, tais elementos são representados como admitâncias na matriz do sistema (Y_{Sitema}), cuja solução ocorre sem iterações. Dentre os algoritmos iterativos disponíveis, destacam-se o modo Newton, indicado para circuitos complexos devido à sua robustez, e o modo Normal (padrão), baseado no método do ponto fixo. Pela sua rapidez computacional, o modo Normal é recomendado para simulações em tempo sequencial e em períodos anuais, mostrando-se adequado para a maior parte dos SDEE (DUGAN; MONTENEGRO, 2012). A sequência de passos desse algoritmo é apresentada na Figura 17.

O *software* OpenDSS constrói a matriz de admitância nodal do sistema ($Y_{Sistema}$) a partir do acoplamento das matrizes de admitância primitiva (Y_{prim}) calculadas individualmente para cada Elemento de Fornecimento de Energia (EFE) e Elemento de Conversão de Energia (ECE) (DUGAN; MONTENEGRO, 2012). A integração dessas estruturas para a resolução do fluxo de potência segue o fluxo de execução ilustrado na Figura 18.

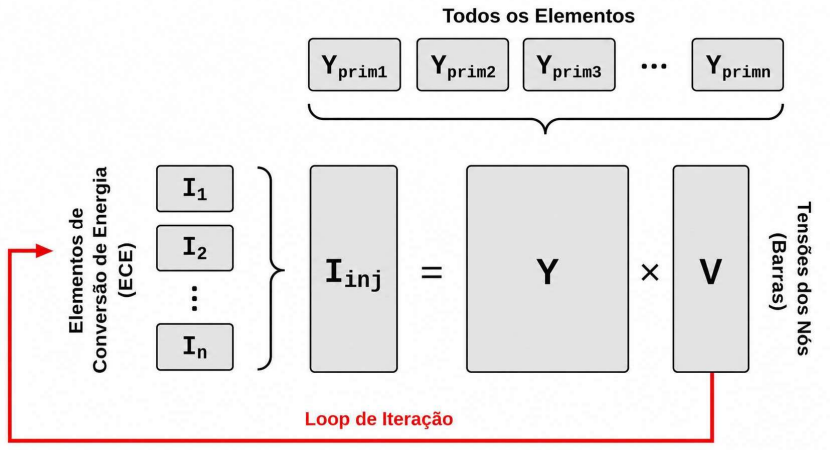
Após a montagem da matriz $Y_{Sistema}$, estabelece-se um vetor de tensão inicial do sistema (V^0). Uma primeira estimativa para as tensões nodais (V_{Barra}) é obtida por meio

Figura 17 – Fluxograma do algoritmo de solução do fluxo de potência.



Fonte: Adaptada de Freitas (2020).

Figura 18 – *Loop* de Solução do Fluxo de Potência no OpenDSS.



Fonte: Adapatada de Dugan e Montenegro (2012).

de uma solução direta linearizada, conforme expresso na Equação 19.

$$I_{Inj} = Y_{Sistema} \times V_{Barra}. \tag{19}$$

A partir dessa aproximação, os elementos não lineares da rede (como cargas, geradores distribuídos, sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento) são modelados como fontes de corrente dependentes da tensão, gerando o vetor de correntes de compensação $I_{Inj}(V)$. O cálculo das novas amplitudes e ângulos de tensão nas barras para a iteração $k+1$ é realizado de forma iterativa através de um solucionador de matrizes esparsas, baseado no método do ponto fixo, conforme a Equação 20.

$$V^{(k+1)} = [Y_{Sistema}]^{-1} \times I_{Inj}(V^{(k)}). \tag{20}$$

A cada iteração, os ECE são consultados para atualizar suas respectivas correntes I_{Inj} com base no estado de tensão atual. Essa formulação confere flexibilidade na

representação de modelos complexos de carga e geração. O processo iterativo cessa quando o critério de convergência do erro de tensão atinge a tolerância admitida, calculada por:

$$erro_i^{(k)} = \begin{cases} \frac{\left||\dot{V}i^{(k)}|-|\dot{V}i^{(k-1)}|\right|}{V_{base_i}}, & \text{se a barra } i \text{ possui } V_{base}, \\ frac\left||\dot{V}i^{(k)}| - |\dot{V}i^{(k-1)}|\right||\dot{V}i^{(k)}|, & \text{se a barra } i \text{ não possui } Vbase. \end{cases} \quad (21)$$

Onde V_{base_i} representa a tensão de base definida para a barra i, enquanto $|\dot{V}_i^{(k)}|$ e $|\dot{V}_i^{(k-1)}|$ correspondem às amplitudes de tensão na iteração atual e anterior, respectivamente. Este método apresenta elevada robustez e convergência estável na maioria dos SSDEE devido à presença de uma fonte de potência de curto-circuito dominante a montante (subestação principal).

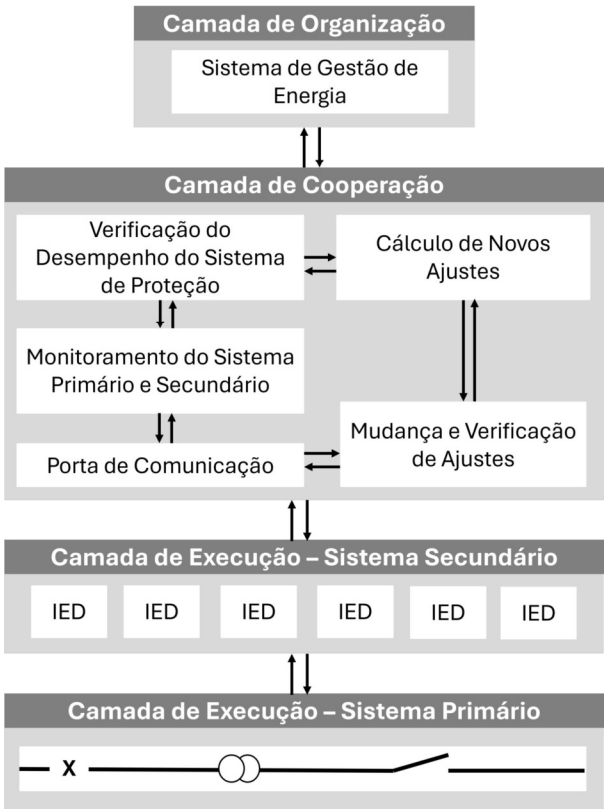
O OpenDSS suporta múltiplos modos de solução temporais, destacando-se os modos *Snapshot*, *Daily*, *Dutycycle* e Monte Carlo. Para análises de impacto da geração fotovoltaica, frequentemente emprega-se o modo *Dutycycle* com passos de tempo discretizados em 1 s. Ao término da simulação, variáveis operacionais como tensões nodais, fluxos de potência, carregamento de componentes e perdas ativas (em kW) tornam-se disponíveis para o sistema global ou para elementos específicos de forma individualizada.

2.7 PROTEÇÃO ADAPTATIVA

A PA constitui uma filosofia operacional que visa efetuar ajustes automáticos em diversas funções de proteção, com o propósito de adaptá-las às condições topológicas e operacionais predominantes no SDEE (PHADKE; HOROWITZ, 1990). Os estudos pioneiros relacionados à PA foram formalizados no final da década de 1990 (ROCKEFELLER et al., 1988) e (KUMAR; VENKATA; DAMBORG, 1989). Desde então, o avanço e a expansão das redes inteligentes impulsionaram a necessidade de desenvolver e analisar estratégias de proteção que operem em tempo real e de modo *online*. Tais estratégias possibilitam a modificação dinâmica dos ajustes dos dispositivos de proteção ou minimamente, a emissão de notificações indicando a necessidade de atualização dos parâmetros. Esta funcionalidade é inviável com dispositivos de proteção de construção eletromecânica ou estática. A introdução dos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes baseados em microprocessadores, que permitem a programação das funções de proteção via *software* e a comunicação com sistemas externos, viabilizou a implementação prática do conceito de PA (LIMA, 2025).

Um diagrama esquemático que ilustra a arquitetura de um sistema de PA genérico é apresentado na Figura 19 (COFFELE; BOOTH; DYŚKO, 2014). Esta arquitetura é estruturada em três principais camadas, que são:

Figura 19 – Arquitetura típica de um sistema de PA.



Fonte: Adaptado de Coffele (2012)

1. **Camada de Organização (Gerencial):** localizada na sala de controle da subestação, esta camada desempenha a função gerencial do sistema. Sua finalidade primordial é possibilitar as funções essenciais de comando, monitoramento e intervenção no sistema, provendo a capacidade de atuação sempre que for requerido. Nesta camada, reside o Sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), responsável pela aquisição de dados, controle de supervisão e visualização da operação do sistema.

2. **Camada de cooperação:** é composta por cinco subcamadas que operam em conjunto para assegurar a confiabilidade e a segurança do sistema:

   - Verificação do desempenho do distema de proteção: monitora o desempenho instantâneo do sistema de proteção, realizando uma comparação com o desempenho esperado e de referência.
   - Monitoramento dos sistemas primário e secundário: acompanha a detecção de alterações no sistema primário e interage com o bloco de verificação de desempenho. Sua função é informar sobre potenciais variações na performance do sistema secundário.

- Porta de comunicação: permite a integração e interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes.
- Mudança e verificação de ajustes: transmite os novos ajustes aos dispositivos digitais através da porta de comunicação e corrobora a recepção e a aplicação bem-sucedida desses novos parâmetros.
- Cálculo de novos ajustes: executa o cálculo dos parâmetros de ajuste necessários, utilizando como base a informação da nova configuração do sistema.

3. **Camada de execução:** monitora os parâmetros da rede em tempo real através da *interface* com os transformadores de instrumentos. Sua função primária é detectar variações anormais ou distúrbios no sistema elétrico. Em caso de detecção de distúrbios, a camada deve atuar de forma precisa e rápida, promovendo o isolamento da seção afetada e assegurando a estabilidade operacional do sistema. Esta camada é composta pelos equipamentos do sistema secundário, como: relés de proteção, religadores e chaves seccionalizadoras.

Embora todos os sistemas de PA propostos na literatura se fundamentem na estrutura conceitual apresentada na Figura 19, a distinção primordial reside na diversidade das arquiteturas que compreendem os subsistemas de controle e comunicação. Consequentemente, cada tipologia de sistema de PA manifesta nuances estruturais e operacionais únicas, podendo ser classificada em três categorias distintas (SOUZA, 2016) e (NASCIMENTO, 2020):

1. **Arquitetura Concentrada:** o sistema é composto por um único dispositivo centralizado que é responsável por executar e consolidar todas as funções inerentes ao sistema de PA.

2. **Arquitetura Distribuída:** as decisões e funções da PA são segregadas e processadas por dispositivos fisicamente distintos, os quais são interconectados através de uma *interface* ou barramento de comunicação dedicado para o compartilhamento de dados e coordenação.

3. **Arquitetura Descentralizada:** as decisões do sistema de PA são tomadas por múltiplos dispositivos autônomos, cada um designado para funções específicas e localizadas. A comunicação e a coordenação entre esses dispositivos são realizadas por meio de uma rede de comunicação.

Em relação à determinação dos novos parâmetros de ajuste para dispositivos de proteção, Souza (2016) e Lima (2025) propõem a seguinte classificação::

1. Métodos Analíticos

- Vantagem: apresentam uma característica de rapidez computacional.
- Limitação: podem resultar em soluções subótimas, dependendo da função de proteção em análise. Por exemplo, a função de sobrecorrente temporizada exibe uma não-linearidade que impede a utilização de uma relação matemática simples para o cálculo da I_p, do TDS e do tipo de curva do relé.

2. Métodos Baseados em Técnicas de Inteligência Artificial (IA)

   - Processo: os resultados são obtidos através de análises que, em geral, empregam um processo iterativo, frequentemente fundamentado no método de "tentativa e erro".
   - Limitação: tipicamente, são mais lentos em comparação com as técnicas não baseadas em IA devido à natureza iterativa do processamento.
   - Vantagem: apesar da lentidão, possuem a capacidade de determinar os ajustes de praticamente todas as funções de proteção, incluindo aquelas que exibem não-linearidade, como é o caso da função de sobrecorrente temporizada.

Esta Tese foca na PA com arquitetura centralizada, caracterizada pelo uso de uma única Unidade Central de Processamento na subestação e direcionando sua atuação primária à camada de cooperação. Esta escolha baseou-se em dois critérios: i) Minimização do impacto na infraestrutura existente, evitando modificações substanciais ou *retrofit* dos esquemas de proteção já implementados; e ii) Otimização do desempenho e da eficiência operacional do sistema. A metodologia empregada utiliza o Algoritmo de Busca por Largura (*Breadth-First Search*) para determinar a topologia otimizada da rede e o ADE em conjunto com a PL para o cálculo e a otimização dos novos ajustes dos dispositivos de proteção de sobrecorrente.

2.8 ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO

A coordenação de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição modernos é caracterizada como um problema de otimização não linear inteira mista, dada a complexidade das curvas características e das rigorosas restrições de seletividade. Em função da natureza não convexa desse problema, métodos clássicos de otimização tornam-se pouco eficientes, exigindo o emprego de meta-heurísticas robustas, como o ADE, para encontrar soluções viáveis em tempo hábil. No contexto da arquitetura SPARI proposta nesta Tese, adota-se uma abordagem híbrida que combina o ADE com a PL, formando o algoritmo ADEPL. Essa estratégia permite que o ADE gerencie as variáveis de natureza discreta ou limitada, como a corrente de *pickup* (I_p), enquanto a PL soluciona de forma determinística e eficiente o subproblema contínuo do ajuste do TDS. A hibridização visa reduzir o espaço de busca e acelerar a convergência, garantindo que

os ajustes de proteção mantenham a seletividade e a rapidez em relação às constantes reconfigurações da rede.

2.8.1 Programação Linear

Segundo a literatura, um dos pioneiros no estudo de desigualdades lineares aplicadas à Mecânica e à Teoria das Probabilidades foi o renomado matemático Jean-Baptiste Joseph Fourier. O objetivo de Fourier era propor uma solução baseada no deslocamento de vértice em vértice em direção a um mínimo, conceito que fundamenta o algoritmo Simplex, desenvolvido por George Dantzig em 1947. Esse método representa, provavelmente, o primeiro exemplo de um problema de PL. Sob a perspectiva histórica, a Segunda Guerra Mundial impulsionou decisivamente o surgimento da PL, culminando em um cenário onde matemáticos, economistas e estatísticos de diversas instituições acadêmicas e agências governamentais consolidaram a área ao apresentarem seus trabalhos na Conferência de Chicago, em 1949 (MENEZES, 2006).

Ao longo dos anos, a PL consolidou-se como uma importante técnica de otimização interdisciplinar. O seu princípio fundamental consiste em determinar, quando viável, os pontos de mínimo ou de máximo de uma Função Objetivo (FO) definida sob uma região de restrições delineada. Na prática, a PL é aplicada em diversos cenários, tais como: problemas de transporte e logística, investimentos financeiros, alocação de recursos escassos, otimização de fluxo em redes entre outros (KIDA et al., 2020).

Matematicamente, um problema de PL consiste em determinar os valores de n variáveis de decisão, $x_1, x_2, \ldots, x_n$, que maximizam ou minimizam uma FO linear, expressa por (PEREIRA, 2021):

$$z = f(x_1, x_2, \ldots, x_n) = c_1 x_1 + c_2 x_2 + \cdots + c_n x_n. \tag{22}$$

Essa otimização é sujeita a um conjunto de m restrições lineares, representadas por inequações ou equações na forma:

$$g_i\left(x_1, x_2, \ldots, x_n\right) \{\geq, =, \leq\} b_i, i = 1, 2, \ldots, m. \tag{23}$$

Além das condições de não negatividade para as variáveis de decisão:

$$x_j \geq 0, \quad j = 1, 2, \ldots, n. \tag{24}$$

Como tanto a FO quanto as restrições impostas são estruturadas exclusivamente por equações ou inequações de primeiro grau, as soluções obtidas para as variáveis do modelo podem assumir valores reais contínuos ou inteiros. Dependendo do domínio dessas variáveis, os problemas de otimização linear são classificados (PEREIRA, 2021):

- Programação contínua: as variáveis de decisão admitem quaisquer valores reais e contínuos dentro da região viável;
- Programação inteira: os resultados das variáveis admitem exclusivamente valores pertencentes ao conjunto dos números inteiros;
- Programação inteira mista: o modelo permite a coexistência de variáveis que assumem valores inteiros e variáveis com valores contínuos;
- Programação binária (ou 0/1): o modelo comporta variáveis estritamente discretas que admitem apenas os valores lógicos 0 ou 1.

Historicamente, a programação contínua destaca-se como a abordagem mais utilizada no setor industrial e acadêmico. Contudo, o avanço da computação tem impulsionado a exploração e aplicação prática das formulações inteiras e mistas, ampliando significativamente o reconhecimento e a eficácia da PL na resolução de problemas complexos em diversas áreas da engenharia. Nesta Tese, o problema geral enquadra-se na classe de Programação Inteira Mista, visto que o modelo matemático deve lidar simultaneamente com a natureza discreta ou binária da topologia da rede e do ajuste de $\mathrm{I_p}$, bem como com a natureza contínua dos ajustes de tempo (TDS). Essa complexidade justifica a utilização da abordagem híbrida ADEPL, na qual o ADE soluciona a parcela discreta do problema, enquanto a PL resolve a componente contínua de forma computacionalmente eficiente.

2.8.2 Algoritmo Diferencial Evolutivo

O ADE proposto originalmente por Storn e Price em 1995 é um método de otimização populacional caracterizado por sua simplicidade e robustez, com inspiração na busca estocástica. A principal inovação do ADE reside na utilização da diferença vetorial para realizar a perturbação da população. Este mecanismo resulta em um algoritmo com um número reduzido de variáveis de controle, demonstrando rápida convergência e facilidade de programação (STORN; PRICE et al., 1995).

De acordo com a literatura especializada Cheng e Hwang (2001) e Mi et al. (2010), o ADE se estabelece como uma ferramenta robusta para otimização numérica, oferecendo vantagens notáveis em comparação com técnicas tradicionais como exploração equilibrada, robustez à escala, simplicidade e facilidade de implementação, baixa sensibilidade a parâmetros, eficiência computacional e integração.

O princípio de funcionamento do ADE padrão, é resumido do seguinte modo: o ADE opera iniciando a exploração do espaço de busca com uma população inicial de $\mathrm{N_p}$ vetores, onde cada vetor representa uma solução candidata para o problema de otimização. Nesta fase inicial, a população, composta por *n* elementos, é estabelecida

para um problema com n variáveis de projeto, definindo o ponto de partida para a busca por soluções ótimas. Ao longo de gerações sucessivas, a população evolui através da aplicação das operações de mutação e cruzamento (*crossover*), gerando novos vetores que constituem soluções potencialmente mais promissoras. Esta dinâmica assegura a diversificação da população e uma exploração eficiente das diferentes regiões do espaço de busca. A estrutura interna e a dinâmica operacional do ADE, incluindo seus componentes constituintes, estão ilustradas no fluxograma da Figura 20 e detalhadas a seguir.

Figura 20 – Fluxograma do ADE genérico



Fonte: Adaptado de Itaborahy Filho (2018).

2.8.2.1 Inicialização

O processo de otimização pelo ADE é iniciado com o estabelecimento dos parâmetros de controle e a geração da população inicial. Inicialmente, os limites superiores e inferiores para cada variável de projeto são definidos. Em seguida, os hiperparâmetros do algoritmo, como o número de vetores (N_p) na população, o fator de mutação (F), a taxa de cruzamento (CR) e o número de iterações (q), são estabelecidos. Tais parâmetros regem a amplitude do espaço de busca, a probabilidade das operações genéticas e a duração do processo de otimização, impactando diretamente a efetividade do algoritmo.

Após a definição desses parâmetros, a população inicial é gerada. Esta etapa consiste na criação aleatória de um conjunto de $\mathrm{N_p}$ vetores, onde cada vetor x_d representa uma solução candidata para o problema. Os vetores são distribuídos uniformemente dentro do espaço de busca para garantir uma exploração inicial abrangente (OLIVEIRA et al., 2006). Este processo de inicialização é representado pela Equação 25 (PEREIRA, 2021).

$$x(i)_{\mathrm{d}}^{(\mathrm{q})} = x(i)^{\mathrm{inf}} + \mathrm{rand}_i \left(x(i)^{\mathrm{sup}} - x(i)^{\mathrm{inf}} \right), \quad i = 1, \ldots, \mathrm{n}; \mathrm{d} = 1, \ldots, \mathrm{N_p}\,. \tag{25}$$

Sendo, $x(i)^{\mathrm{inf}} \leq x(i) \leq x(i)^{\mathrm{sup}}$, as restrições laterais e $\mathrm{rand}_i \in [0, 1]$ e *n* o número de elementos do vetor.

2.8.2.2 Cálculo da Função Objetivo

Para avaliar a qualidade de cada solução candidata, define-se uma função de avaliação (*fitness function*), utilizada como critério de seleção no processo de otimização. Considerando que o problema é formulado como um problema de minimização, busca-se determinar a solução que apresente o menor valor da função de avaliação. Essa função combina a função objetivo (FO), que quantifica o desempenho da solução em relação ao objetivo do problema, com as penalidades (P) associadas à violação das restrições estabelecidas. Dessa forma, o problema de otimização pode ser expresso por:

$$\min_{\mathbf{x}} \; fitness(\mathbf{x}) = FO(\mathbf{x}) + P(\mathbf{x}), \tag{26}$$

em que x representa o vetor de variáveis de decisão, $FO(\mathbf{x})$ corresponde ao valor da função objetivo e $P(\mathbf{x})$ representa o valor cumulativo das penalidades aplicadas às soluções que violam as restrições definidas para o problema. Assim, soluções com menores valores de *fitness* apresentam maior aptidão, sendo favorecidas durante o processo de seleção do ADE.

2.8.2.3 Condição de Parada

A determinação do instante de interrupção da execução em problemas de otimização computacional é realizada por meio de critérios de parada. A seleção rigorosa desses critérios é crucial, pois define as condições que sinalizam o término do processo de busca, garantindo a convergência para uma solução ótima ou aceitável e concomitantemente, otimizando o tempo computacional e a qualidade dos resultados (BRAZ, 2010). Usualmente, são empregados dois critérios de parada principais (STORN; PRICE, 1997):

- Número Máximo de Iterações ($\mathrm{q_{max}}$): este é o critério mais simples e intuitivo. O algoritmo é executado por um número predeterminado de gerações, independentemente da melhoria da solução. Sua utilidade reside na capacidade de limitar o

tempo de execução e garantir que a busca seja abrangente, explorando diversas regiões do espaço de busca.

- Variação da FO: este critério é mais dinâmico e adaptável, com o algoritmo monitorando a mudança da FO entre iterações consecutivas. A execução é interrompida se a variação da FO for inferior a um valor predefinido por um determinado número de iterações consecutivas.

2.8.2.4 Mutação

Após a fase de inicialização da população, o ADE procede com a operação de mutação, cujo objetivo é aumentar a diversidade populacional para a exploração de novas regiões do espaço de busca. Esta operação modifica cada vetor da população através da adição de uma diferença vetorial ponderada entre dois vetores aleatórios a um terceiro vetor base. Matematicamente, o operador de mutação é definido pela Equação 27 (OLIVEIRA et al., 2006):

$$V^{(q+1)} = X_{\alpha}^{(q)} + F_p \left(X_{\beta}^{(q)} - X_{\gamma}^{(q)} \right), \tag{27}$$

sendo: $V^{(q+1)}$ o vetor gerado; $X_{\alpha}^{(q)}$ o vetor base, que indica onde será realizada a pertubação; $X_{\beta}^{(q)}$ e $X_{\gamma}^{(q)}$ vetores distintos, escolhidos de forma aleatória e sem repetição; *F* parâmetro definido no intervalo entre 0,5 a 1 (STORN; PRICE, 1997).

2.8.2.5 Cruzamento

Visando incrementar a diversidade dos indivíduos gerados na etapa de mutação, o ADE implementa a operação de cruzamento (*crossover*). Esta operação é fundamental para a combinação de características de diferentes vetores, permitindo a exploração de novas regiões do espaço de busca e elevando a probabilidade de convergência para soluções ótimas.

No cruzamento, o vetor experimental $U^{\mathrm{q}+1}$ é construído através da combinação de componentes do vetor mutante V^{q+1} e do vetor alvo ${X_s}^q$, de acordo com a Equação 28:

$$U(i)^{(q+1)} = \begin{cases} v(i)^{(\mathrm{q}+1)} & \mathrm{rand}_i \leq \mathrm{CR} \\ x_{\mathrm{s}}^{(\mathrm{q})}(i) & \text{caso contrário}\,. \end{cases} \tag{28}$$

Sendo: $v(i)^{(\mathrm{q}+1)}$ a $(\mathrm{q}+1)$-ésima componente do vetor modificado $V^{(\mathrm{q}+1)}$; $x(i)_{\mathrm{s}}$ o vetor alvo; rand_i um número gerado aleatoriamente no intervalo [0,1], que representa a probabilidade do vetor experimental "herdar" os valores das variáveis do vetor modificado; CR o valor real determinado dentro do intervalo [0,8;1] (STORN; PRICE, 1997).

Caso CR=1, todas as componentes do vetor experimental serão derivadas do vetor mutante. Se CR=0, todas as componentes serão provenientes do vetor alvo (OLIVEIRA

et al., 2006). Caso uma ou mais componentes do vetor experimental excedam os limites impostos pelo problema (restrições laterais), as seguintes correções devem ser aplicadas para garantir a viabilidade da solução (PEREIRA, 2021):

$$\begin{cases} \text{Se } u(i) < x(i)^{\text{inf}} \text{ então } u(i) = x(i)^{\text{inf}} \\ \text{Se } u(i) > x(i)^{\text{sup}} \text{ então } u(i) = x(i)^{\text{sup}} \end{cases} \qquad i = 1, \ldots, \mathrm{n}\,. \tag{29}$$

2.8.2.6 Seleção

Na etapa de seleção do ADE, os vetores gerados pelas operações de mutação e cruzamento são submetidos a um processo de avaliação para determinar quais vetores sobreviverão para compor a próxima geração. Esta seleção é mediada pela função *fitness*, que atribui a cada vetor um valor numérico que quantifica seu nível de adaptação em relação ao problema de otimização.

Diferentemente de outros modelos de algoritmos evolutivos, o ADE não emprega mecanismos de seleção hierárquicos, como elitismo ou seleção proporcional. Em vez disso, o vetor experimental U^{q+1} é diretamente comparado com seu respectivo vetor alvo $X_{\mathrm{s}}^{\mathrm{q}}$ (o vetor original na população) utilizando a função *fitness*.

A decisão de sobrevivência é binária: se a função *fitness* do vetor experimental for menor ou igual à do vetor alvo, o vetor experimental substitui o vetor alvo na próxima geração. Caso contrário, o vetor alvo é mantido na população. Matematicamente, este processo de seleção é expresso pela Inequação 30 (OLIVEIRA et al., 2006):

$$\begin{cases} \text{Se } f\left(\mathrm{U}^{(\mathrm{q}+1)}\right) \leq f\left(\mathrm{X}_{\mathrm{s}}^{(\mathrm{q})}\right) \text{ então } \mathrm{X}_{\mathrm{s}}^{\mathrm{q}+1)} = \mathrm{U}^{(\mathrm{q}+1)} \\ \text{Se } f\left(\mathrm{U}^{(\mathrm{q}+1)}\right) > f\left(\mathrm{X}_{\mathrm{s}}^{(q)}\right) \text{ então } \mathrm{X}_{\mathrm{s}}^{(\mathrm{q}+1)} = \mathrm{X}_{\mathrm{s}}^{(\mathrm{q})}\,. \end{cases} \tag{30}$$

2.8.2.7 ADE aplicado a variáveis binárias e discretas

O ADE clássico foi originalmente formulado para problemas de otimização com variáveis contínuas, nas quais as operações de mutação e cruzamento são realizadas diretamente no espaço real (STORN; PRICE et al., 1995). Entretanto, problemas de reconfiguração de SDEE envolvem variáveis de decisão associadas aos estados dos dispositivos de manobra e, consequentemente, requerem uma representação compatível com a natureza discreta ou binária dessas decisões.

No ADE binário, cada variável de decisão assume apenas dois estados possíveis, geralmente representados por 0 e 1. No contexto da reconfiguração de redes, esses valores podem representar, respectivamente, os estados aberto e fechado de uma chave. Como as operações convencionais de mutação do ADE produzem valores no domínio contínuo, torna-se necessária uma etapa de transformação ou discretização para converter os valores gerados pelo algoritmo em estados binários admissíveis. Dessa forma, as etapas de

mutação, cruzamento e seleção são preservadas, porém a solução candidata é convertida para o domínio binário antes de sua avaliação (BANITALEBI; AZIZ; AZIZ, 2016).

O ADE discreto, por sua vez, constitui uma generalização para problemas cujas variáveis pertencem a um conjunto finito de valores admissíveis, não necessariamente restrito aos estados 0 e 1. Assim, enquanto uma variável binária possui apenas duas possibilidades, uma variável discreta pode assumir diferentes valores previamente definidos. Nesses casos, os operadores do ADE devem ser adaptados para que as soluções geradas permaneçam ou sejam convertidas para o conjunto de valores permitidos pelo problema (ALI; ESSAM; KASMARIK, 2019).

Portanto, a principal diferença entre as formulações contínua, binária e discreta do ADE está no domínio das variáveis de decisão e no tratamento das soluções produzidas pelos operadores evolutivos. No ADE contínuo, os indivíduos são constituídos por variáveis reais; no ADE binário, as variáveis são limitadas a dois estados; e, no ADE discreto, as variáveis pertencem a um conjunto finito de possibilidades. A Tabela 4 sintetiza as principais diferenças entre essas formulações quanto ao domínio das variáveis e apresenta exemplos de aplicação.

Tabela 4 – Principais características das formulações do ADE.

Variante	**Valores das variáveis**	**Exemplo de aplicação**
ADE contínuo	$x_i \in R$	Parâmetros contínuos
ADE binário	$x_i \in \{0, 1\}$	Estado da chave (aberta/fechada)
ADE discreto	$x_i \in \{a_1, a_2, \ldots, a_k\}$	Escolha entre estados ou alternativas finitas

Fonte: Autoria Própria.

2.9 SÍNTESE DE CAPÍTULO

Este capítulo estabeleceu a base conceitual e técnica que fundamenta a Tese. Inicialmente, abordou-se a evolução do SDEE, que passa de uma estrutura tradicional, com fluxo unidirecional, para um cenário mais complexo de fluxo bidirecional, impulsionado pela inserção crescente da GD. Nesse contexto, a topologia radial com recursos mostrou-se uma alternativa adequada, ao combinar a simplicidade do arranjo radial com maior confiabilidade operacional, obtida por meio da incorporação de dispositivos de supervisão e manobra.

Na sequência, discutiu-se o sistema de proteção, enfatizando sua função essencial de garantir a integridade do SDEE diante de faltas e operações anormais. Apresentaram-se os princípios de seletividade, confiabilidade e velocidade, que norteiam a filosofia de proteção, seguido da apresentação dos equipamentos que o compõe: relés de sobre-

corrente direcionais, disjuntores, religadores, chaves seccionalizadoras automáticas e chaves fusíveis. O objetivo foi apresentar as principais características de cada dispositivo, bem como suas potencialidades e limitações, oferecendo uma visão integrada do sistema de proteção. Por fim, introduziram-se os conceitos de PA e os fundamentos dos métodos de otimização adotados: ADE e PL.

CAPÍTULO 3

Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta um resumo da análise do estado da arte relacionada ao tema da pesquisa, o qual foi estruturado em três seções. A primeira seção abrange a revisão de trabalhos com foco em técnicas de PA. A segunda seção aborda os estudos referentes à reconfiguração de redes elétricas, com ênfase nos métodos aplicados ao restabelecimento do serviço. A terceira seção discute trabalhos que integram, de forma conjunta, as abordagens de PA e reconfiguração de redes, sendo estes particularmente significativos para a fundamentação da Tese. Ao final do capítulo, apresenta-se uma síntese do estado da arte contextualizando o método proposto nesta Tese e listando suas contribuições.

3.1 PROTEÇÃO ADAPTATIVA

Análise da bibliografia especializada revelou que o foco inicial dos estudos relacionados com PA foram os sistemas de transmissão conforme Rockefeller et al. (1988), Horowitz, Phadke e Thorpe (1988) e Kumar, Venkata e Damborg (1989) e só posteriormente, foram estendidos para os SDEE. Dentre os muitos trabalhos analisados, selecionaram-se os considerados mais relevantes para o desenvolvimento desta Tese, os quais são discutidos a seguir.

Nascimento, Brito e Souza (2018) propuseram um algoritmo de PA direcionado a SDEE com a presença da GD. A metodologia adotada fundamentou-se na predefinição de múltiplos grupos de ajustes para relés de sobrecorrente, cuja seleção automática foi condicionada ao estado dos disjuntores associados à proteção dos geradores. O algoritmo desenvolvido dividiu-se em duas etapas: uma etapa *offline*, dedicada ao cálculo dos parâmetros de ajuste para múltiplos cenários operacionais e uma etapa *online*, caracterizada pelo monitoramento contínuo do sistema de potência e pela comutação dinâmica do grupo de ajustes em consonância com a topologia instantânea da rede elétrica. A metodologia proposta foi validada via simulações no *Real Time Digital Simulator* (RTDS), utilizando o sistema-teste IEEE 13 barras. Os resultados obtidos demonstraram um desempenho significativamente superior em comparação com as técnicas de proteção convencionais, tanto no que concerne à eficácia (garantia de atuação seletiva e confiável) quanto à eficiência (minimização do tempo de operação). Destaca-se também a aplicabilidade prática da metodologia, dado que os relés digitais modernos já suportam múltiplos grupos de ajustes, tornando a implementação do algoritmo viável, sem a necessidade de alterações significativas na infraestrutura existente. No entanto, a metodologia desenvol-

vida necessita de uma análise prévia e completa dos cenários operacionais, o que pôde se tornar impraticável em redes maiores ou com maior variabilidade de configuração.

Sampaio et al. (2020) desenvolveram um sistema autorrecuperável integrado a um sistema de PA baseado em sistemas multiagentes para redes de distribuição com presença de GD, fundamentado em uma arquitetura de sistemas multiagentes. A metodologia desenvolvida pelos autores baseou-se na combinação de agentes responsáveis pela reconfiguração da rede e restabelecimento do serviço que ajusta dinamicamente os parâmetros de proteção, seja por seleção de grupos de ajustes pré-configurados ou por cálculo *online* de novos parâmetros quando necessário. Para validar o sistema proposto, os autores realizaram simulações de redes de média tensão com características reais, considerando diferentes cenários de reconfiguração topológica e estados operacionais das fontes de GD. Além disso, realizaram testes em tempo real com relés digitais comerciais. Os resultados obtidos mostraram a capacidade do sistema proposto em promover uma redução significativa no tempo total de atuação da proteção e em agilizar e tornar mais segura a restauração de cargas, mesmo em condições desafiadoras como alta impedância ou topologias complexas. Entretanto, a dependência de uma infraestrutura de comunicação confiável entre os agentes e dispositivos do sistema, aliada ao potencial aumento do tempo de processamento em cenários que demandam o cálculo de novos ajustes em tempo real, pode representar um fator limitante em cenários extensos ou com ocorrências simultâneas de faltas.

Nascimento (2020) propôs um sistema de proteção de sobrecorrente direcional para SDEE com inserção de GD, utilizando o algoritmo microgenético como ferramenta de otimização. A metodologia estrutura-se em duas etapas fundamentais: a primeira consiste no monitoramento contínuo dos sinais analógicos e digitais provenientes dos dispositivos de proteção, com destaque para a potência ativa gerada e o estado operacional dos disjuntores. A segunda etapa dedica-se ao cálculo e à atualização dinâmica dos parâmetros ótimos de proteção, processo executado em tempo real, adaptando-se às modificações operacionais identificadas no sistema. O objetivo primordial desta abordagem reside na superação das restrições inerentes aos métodos convencionais e às estratégias baseadas em grupos de ajustes predefinidos, visando assegurar seletividade e confiabilidade aprimoradas da proteção frente à variabilidade intrínseca à GD. A validação do sistema proposto foi conduzida por meio de simulações implementadas no ambiente computacional Simulink/MATLAB, utilizando o sistema de teste IEEE de 34 barras como modelo de análise. Os resultados obtidos, em comparação com sistemas de proteção convencionais e com uma abordagem fundamentada em algoritmo genético padrão, demonstraram melhorias substanciais na celeridade da resposta e na precisão da atuação do sistema de proteção desenvolvido. Contudo, o desempenho do sistema depende da qualidade e confiabilidade da medição das variáveis monitoradas, e a necessidade de

atualização constante da base de dados de cenários operacionais pode implicar um desafio em ambientes mais dinâmicos ou com múltiplas fontes intermitentes, o que pode representar um fator limitante. Além disso, o estudo se limita ao uso de relés de sobrecorrente, não explorando a integração com outros dispositivos de proteção relevantes, como chaves fusíveis e religadores. Apesar dessas limitações, o trabalho representa uma contribuição significativa para a área de PA em sistemas de distribuição com GD.

Em Conde e Shih (2022), foi desenvolvido um esquema de PA centralizado para relés direcionais de sobrecorrente, com o objetivo de lidar com as dinâmicas operacionais inerentes aos SDEE, incluindo variações de carga, alterações topológicas e a integração da GD. O sistema proposto apresenta aplicabilidade em SDEE tanto radiais quanto malhados, empregando micro-Unidades de Medição Fasorial e o estado dos disjuntores para a identificação da topologia da rede em tempo real. Subsequentemente, o sistema realiza a nomeação automática dos relés, estabelece pares de coordenação, executa estudos de fluxo de carga e de faltas, e por fim, coordena os relés por meio de um algoritmo evolutivo diferencial auto-adaptativo. Para validar a eficácia do esquema, foram realizadas simulações em ambiente computacional, adotando o sistema de teste IEEE de 14 barras como modelo de análise. Os resultados obtidos demostraram a notável abrangência da solução, que se adapta a diversas arquiteturas de rede e considera variadas condições de operação. A automatização do processo de coordenação de relés, abrangendo a geração de nomes e a identificação de pares, constitui um avanço expressivo em termos de eficiência operacional, o que eleva a sensibilidade dos relés e otimiza os benefícios da GD mediante a devida adaptação da proteção. Entretanto, a complexidade computacional pode representar uma limitação, sobretudo em redes extensas ou com frequentes alterações topológicas, o que pode exigir substancial capacidade de processamento e comunicação em tempo real. Ademais, a necessidade de uma infraestrutura de comunicação sofisticada pode dificultar a implementação em cenários com restrições.

Momesso (2022) apresentou uma metodologia para otimizar a proteção de SDEE com a presença de chaves fusíveis, empregando religadores autoadaptativos. O estudo buscou ajustar automaticamente o múltiplo de tempo e a corrente de *pickup* dos religadores, para aprimorar a sensibilidade e a coordenação dos religadores com os dispositivos a jusante. Para comprovar o sistema desenolvido, foram conduzidas simulações no *software* PSCAD/EMTDC, empregando os sistemas testes do IEEE de 34 e 134 barras como modelos de análises. Os resultados demonstram que o religador autoadaptativo apresenta um desempenho superior à proteção tradicional, com melhor coordenação entre os dispositivos de proteção, menor tempo de indisponibilidade do sistema e maior flexibilidade para lidar com diferentes tipos e localizações de faltas. No entanto, a aplicabilidade da metodologia apresenta algumas limitações como a eficácia do sistema está intrinsecamente ligada à existência de uma infraestrutura de

comunicação robusta, capaz de viabilizar a troca de dados entre os dispositivos, uma condição nem sempre presente em todas as redes elétricas. Assim como, o investimento necessário para implementar um sistema de proteção autoadaptativo pode representar uma barreira significativa para a sua adoção generalizada pelas concessionárias.

Choobineh e Stoupis (2024) propuseram uma técnica de PA de sobrecorrente, direcionada a SDEE, caracterizados pela elevada integração de GD, com ênfase em sistemas fotovoltaicos e armazenamento em bancos de baterias. A arquitetura metodológica reside em um sistema de automação de subestação, estruturado em duas etapas distintas. A primeira etapa, realizada *offline*, compreende o ajuste adaptativo dos parâmetros de proteção, especificamente a corrente de *pickup* e o tempo de atuação dos relés de proteção, mediante a análise de múltiplos cenários de contingência e das condições operacionais da rede elétrica. A segunda etapa, de operação em tempo real, implementa curvas tempo-corrente inversas e emprega um índice de proximidade para a seleção imediata do conjunto de ajustes otimizado em resposta a uma nova ocorrência de falta. A validação da metodologia foi feita por meio de simulações no sistema-teste IEEE 9 barras, considerando uma diversidade de cenários de faltas. Os resultados apresentados evidenciaram a capacidade do método em adaptar-se dinamicamente a variações nas condições do sistema, de forma expedita e autônoma. Assim como, a estrutura modular do sistema demonstrou conformidade e eficiência aprimoradas na proteção seletiva, enquanto a aplicação de automação de subestação facilita a sua implementação prática. Entretanto, a metodologia apresenta certas limitações, uma vez que a eficácia do método está intrinsecamente ligada à abrangência e à qualidade dos estudos *offline*, os quais demandam a cobertura de um espectro significativo de cenários de falta para assegurar a confiabilidade do sistema de proteção. Esta exigência pode implicar em um considerável esforço computacional durante a fase de preparação. Do mesmo modo que em sistemas com elevada dinâmica operacional, nos quais ocorrem alterações frequentes e não previstas, a base de dados de ajustes ótimos pode rapidamente perder sua validade, requerendo novas iterações de simulação.

Muñoz-Arango, Mora-Flórez e Pérez-Londoño (2024) propuseram uma estratégia de PA baseada em dados para redes de distribuição ativas submetidas a diferentes condições operacionais. A metodologia utiliza medições locais de tensão e corrente para identificar a condição de operação da rede e selecionar o grupo de ajustes adequado dos relés de sobrecorrente, considerando variações de carga e geração, conexão ou desconexão de recursos energéticos distribuídos e alterações na configuração do sistema. A coordenação dos relés é previamente otimizada visando à minimização dos tempos de atuação das proteções principal e de retaguarda. A estratégia foi validada no sistema IEEE de 34 barras, apresentando desempenho superior a 97,27% na identificação das condições analisadas e tempo inferior a 20 ms para seu reconhecimento após a

ocorrência da falta. Embora apresente elevada capacidade de adaptação às condições operacionais, a metodologia fundamenta-se na identificação e seleção de grupos de ajustes previamente determinados, não contemplando o processo de reconfiguração da rede para o restabelecimento do serviço.

Grisales-Soto, Herrera-Orozco e Mora-Flórez (2024) desenvolveram uma estratégia descentralizada de PA para redes de distribuição ativas, baseada em medições locais e destinada à atualização dos ajustes de relés direcionais de sobrecorrente sem dependência de um sistema centralizado de comunicação. A metodologia identifica diferentes estados operacionais associados, entre outros aspectos, à conexão e desconexão dos recursos energéticos distribuídos, empregando técnicas de agrupamento e classificação. A partir das medições locais de tensão e corrente em condição pré-falta, são estimados os parâmetros de ajuste da I_p e do TDS. A estratégia foi avaliada no sistema IEEE de 34 barras, considerando diferentes estados operacionais, modos conectado e ilhado, tipos de falta e resistências de falta, apresentando desempenho satisfatório na prevenção de descoordenações. Apesar da capacidade de adaptação dos ajustes às mudanças operacionais da rede, a abordagem não contempla o restabelecimento do serviço por meio da reconfiguração topológica.

Lima (2025) desenvolveu um esquema de PA para SDEE com significativa inserção de GD fotovoltaica. A metodologia proposta emprega a lógica *fuzzy* para o recálculo *online* dos ajustes de corrente de *pickup* de relés de sobrecorrente direcionais e religadores digitais, em função das dinâmicas condições operacionais, incluindo a topologia da rede, o nível de carregamento e a potência ativa injetada. O esquema apresenta uma arquitetura centralizada, operacionalizada por um computador central situado na subestação, o qual realiza o monitoramento dos canais digitais e analógicos dos dispositivos de proteção e identifica alterações operacionais que demandam a reconfiguração dos parâmetros de proteção. Para a validação do esquema proposto, o autor conduziu simulações computacionais utilizando o *software* Matlab/Simulink, aplicando-o aos sistemas-teste IEEE de 34 e 69 barras sob diversas condições de operação, demonstrando a capacidade de preservar a coordenação da proteção e a continuidade do serviço de energia elétrica. Os resultados obtidos evidenciaram a robustez da abordagem adaptativa frente às variações operacionais induzidas pela inserção da GD, a capacidade de manter a filosofia de coordenação da proteção mesmo diante de alterações na configuração do sistema, e a utilização da lógica *fuzzy* como uma técnica eficiente e com interpretabilidade, permitindo a incorporação do conhecimento de especialistas na área. Contudo, o esquema apresenta algumas limitações, como a arquitetura centralizada estabelece uma forte dependência da comunicação contínua e confiável entre os dispositivos de proteção e a unidade central de controle, o que pode representar um desafio em áreas geográficas com infraestrutura de comunicação limitada. Assim como, o desempenho da lógica fuzzy

é diretamente influenciado pela construção apropriada das funções de pertinência e do conjunto de regras de inferência, o que requer conhecimento especializado e pode restringir a sua replicabilidade por concessionárias com menor capacitação técnica.

3.2 RECONFIGURAÇÃO DE REDE

A área de Configuração de Redes representa um tema fundamental e extensivamente estudado no contexto dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Tradicionalmente, o problema é abordado sob três perspectivas distintas: Reconfiguração, Restabelecimento e Planejamento. Essa categorização é motivada pelas diferenças substanciais nos objetivos a serem alcançados e nas limitações operacionais e de projeto específicas a cada formulação, o que, consequentemente, direciona a aplicação de metodologias de solução distintas. Em particular, o escopo do presente trabalho concentra-se na problemática do Restabelecimento do serviço, sendo apresentados subsequentemente os estudos considerados mais pertinentes para a pesquisa em desenvolvimento.

Marques (2018) propôs um método computacional destinado a fornecer suporte decisório aos operadores de SDEE na elaboração célere de planos de restabelecimento do fornecimento em situações de contingência caracterizadas por faltas permanentes. O método demonstra a capacidade de tratamento de redes reais de grande escala, observando as restrições operacionais e os aspectos práticos inerentes à operação do sistema, tais como a priorização de cargas essenciais, a definição da sequência de manobras de chaveamento, a utilização preferencial de dispositivos de seccionamento telecomandados e a viabilidade de apresentar soluções de restauração parcial quando a recomposição integral da rede não se mostra factível. A metodologia desenvolvida integra uma busca exaustiva local com um algoritmo evolutivo multiobjetivo inovador, fundamentado em tabelas de subpopulação e empregando a Representação Nó-Profundidade para otimizar a eficiência computacional. Os resultados experimentais, obtidos mediante simulações em modelos de redes reais, incluindo a da cidade de Londrina-PR, atestaram a eficácia do método em restabelecer o suprimento de energia, priorizando a atuação de chaves controladas remotamente, minimizando o número de manobras e o tempo de resposta, com tempos de execução compatíveis com as demandas operacionais. Contudo, a metodologia apresenta limitações intrínsecas, uma vez que sua robustez depende da acuracidade e da atualização constante dos dados referentes à topologia da rede e às condições operacionais em tempo real, o que pode demandar uma infraestrutura de monitoramento e comunicação ainda não disponível em diversas concessionárias de energia elétrica.

Pinheiro et al. (2022) desenvolveu um esquema para a reconfiguração de SDEE, com o objetivo principal de minimizar perdas técnicas de energia. A metodologia empregada integra o algoritmo de Busca Tabu com o conceito de distância elétrica para a

geração eficiente de soluções iniciais, utilizando o *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) para a realização dos cálculos de fluxo de potência. A validação da metodologia foi conduzida através de simulações nos sistemas teste IEEE de 33, 69, 94 e 135 barras, e os resultados obtidos demonstraram desempenho superior ou equivalente àquele apresentado por técnicas previamente descritas na literatura, notadamente em relação à velocidade de convergência e à qualidade das soluções alcançadas. Contudo, o esquema desenvolvido apresenta limitações inerentes à sua formulação. O desempenho do método está intrinsecamente condicionado à qualidade da solução inicial e à parametrização adequada do algoritmo de Busca Tabu, o que pode demandar conhecimento prévio e experiência por parte do usuário. Assim como, o estudo concentra-se exclusivamente na minimização das perdas técnicas, não contemplando outros critérios operacionais relevantes para a gestão eficiente de sistemas de distribuição, tais como a confiabilidade do fornecimento, o equilíbrio de carga entre os alimentadores ou a capacidade de resposta a contingências operacionais.

Campoverde et al. (2024) propuseram uma metodologia para o restabelecimento do serviço em sistemas de distribuição, considerando a presença de GD, a formação de microrredes e a priorização de consumidores. O problema de reconfiguração foi formulado com base em um modelo de fluxo de potência CA e solucionado por meio de uma estratégia meta-heurística híbrida que combina o ADE com o *Continuous Population-Based Incremental Learning* (PBILc). A metodologia busca determinar configurações que possibilitem o restabelecimento das áreas não afetadas após o isolamento de faltas permanentes, considerando a contribuição dos recursos distribuídos para o suprimento das cargas e a quantidade de manobras necessárias à recomposição da rede. Os estudos realizados no sistema IEEE de 33 barras evidenciaram a aplicabilidade da estratégia híbrida ao problema de restabelecimento em redes de distribuição com GD. Entretanto, a abordagem concentra-se nos aspectos topológicos e operacionais da restauração, sem incorporar ao processo de otimização a avaliação e a recoordenação dos dispositivos de proteção.

Si et al. (2024) apresentaram uma estratégia para o restabelecimento de sistemas de distribuição baseada em aprendizado por reforço multiagente, considerando as alterações topológicas decorrentes da reconfiguração dinâmica da rede. A metodologia utiliza uma arquitetura dinâmica de agentes para adaptar o processo de tomada de decisão às diferentes configurações assumidas pelo sistema durante a restauração. Adicionalmente, são incorporados mecanismos destinados a restringir ações de chaveamento que resultem em condições operacionais inadmissíveis. Os resultados obtidos evidenciaram a capacidade da abordagem de determinar sequências de restauração diante das mudanças estruturais ocorridas durante o processo de recomposição. Embora considere explicitamente a natureza dinâmica da topologia, a metodologia direciona-se à determinação das

ações de restauração, não contemplando a recoordenação dos dispositivos de proteção decorrente das configurações estabelecidas.

Shu, Zhao e Zhao (2025) propuseram uma estratégia de restabelecimento para redes de distribuição ativas considerando as incertezas associadas à geração distribuída e à demanda das cargas. A metodologia combina a formação de microrredes e a reconfiguração da rede, utilizando algoritmos de Busca em Profundidade e Busca em Largura para auxiliar na definição das regiões e cargas prioritárias para o restabelecimento, associadas a um modelo de otimização robusta para a recuperação das cargas remanescentes. A formulação incorpora as variações na potência disponibilizada pelas unidades de GD e na demanda, permitindo avaliar o processo de restauração sob diferentes condições operacionais. A metodologia foi avaliada em um sistema IEEE de 69 barras modificado, evidenciando a importância da consideração das incertezas dos recursos distribuídos na definição das estratégias de restabelecimento. Contudo, os efeitos das configurações obtidas sobre a coordenação dos dispositivos de proteção não constituem objeto da metodologia proposta.

De modo geral, os trabalhos recentes evidenciam a evolução das estratégias de restabelecimento de SDEE, incorporando recursos como GD, sistemas de armazenamento, microrredes, incertezas operacionais e técnicas avançadas de otimização e inteligência artificial. Entretanto, observa-se que a reconfiguração é predominantemente analisada sob as perspectivas topológica e operacional, enquanto seus efeitos sobre a coordenação do sistema de proteção recebem menor atenção. Essa questão fundamenta a análise dos trabalhos que integram PA e reconfiguração de redes, apresentada na seção seguinte.

3.3 PROTEÇÃO ADAPTATIVA E RECONFIGURAÇÃO DE REDE

Samadi et al. (2020) desenvolveram uma metodologia para a coordenação adaptativa de relés de sobrecorrente em SDEE, com o objetivo principal de reduzir a frequência de alterações nos ajustes de proteção. Para tal, o método integra algoritmos de otimização por enxame de partículas com programação linear, visando agrupar os diferentes estados operacionais da rede de modo a minimizar o número de trocas de grupos de ajustes nos relés. Para avaliar a eficiência da metodologia, foram realizados estudos no sistema-teste IEEE 69 barras, que incluía dois geradores síncronos distribuídos, totalizando 108 estados distintos da rede. Os resultados demonstraram que o método proposto conseguiu reduzir o número normalizado de mudanças de configuração para 17,23%, utilizando apenas três grupos de ajuste. Em contraste, as abordagens convencionais apresentaram entre 48% e 80% de mudanças na configuração, dependendo do número de grupos de ajustes empregados. Entretanto, o método apresentaa a limitação na penalização do tempo total de atuação dos relés, que tende a aumentar conforme se reduz o número de mudanças dos grupos de ajustes, indicando uma redução na velocidade de resposta da proteção.

Embora o algoritmo controle esse efeito por meio de restrições térmicas, há um limite prático de desempenho aceitável.

Choi et al. (2020) apresentaram umesquema de PA para redes de distribuição. Essa metodologia baseia-se em uma análise de sensibilidade que avalia o impacto de mudanças topológicas temporárias sobre a topologia base da rede. A estrutura lógica do trabalho visa reduzir a frequência de alterações nos ajustes dos dispositivos de proteção, buscando conciliar o tempo médio de operação dos relés e o número de comandos de reconfiguração necessários. Para tanto, a metodologia extrai todas as possíveis mudanças topológicas temporárias a partir de operações de chaveamento, calcula sua influência no tempo médio de operação da topologia base da rede e determina, por meio de uma FO ponderada, quais topologias devem ser incluídas na definição dos ajustes dos dispositivos de proteção. Para validar a metodologia, foram conduzidos estudos em sistemas de três e cinco alimentadores. Os resultados demonstraram que a técnica proposta reduziu significativamente o número de trocas de configuração (em até 83,3%) com impacto moderado no tempo médio de operação, quando comparada a métodos convencionais. No entanto, o método apresenta limitações. A principal delas reside na necessidade de informações detalhadas sobre a rede elétrica e as características dos dispositivos de proteção, além da realização de múltiplas simulações para avaliação de cada topologia temporária. Essa particularidade pode aumentar a complexidade computacional, especialmente em redes de maior porte.

Sampaio et al. (2020) propuseram um sistema integrado de autorrestabelecimento e proteção adaptativa baseado em sistemas multiagentes para redes de distribuição com geração distribuída. A estratégia de autorrestabelecimento utiliza a negociação entre agentes para selecionar a configuração que maximiza o número de cargas restabelecidas, respeitando restrições operacionais de corrente, tensão e carregamento da subestação. Após alterações na topologia da rede ou no estado de conexão das unidades de geração distribuída, o sistema de proteção adaptativa avalia a coordenação dos relés e, inicialmente, verifica a possibilidade de utilização de grupos de ajustes previamente armazenados. Quando esses ajustes não são suficientes para preservar a coordenação, novos parâmetros de proteção são calculados e enviados aos relés. A metodologia foi avaliada em uma rede de distribuição de média tensão, incluindo ensaios com relés digitais comerciais, demonstrando a viabilidade da integração entre o restabelecimento automático do serviço e a adaptação da proteção diante de alterações topológicas e operacionais.

Carvalho et al. (2021) propuseram um método para a reconfiguração de Sistemas de SDEE com o objetivo de restabelecimento de energia. A abordagem proposta é baseada em um algoritmo evolutivo multiobjetivo em tabelas, e a FO incorpora as restrições de atuação dos relés de sobrecorrente de fase e neutro. Para a validação, foram realizados

estudos considerando diferentes tipos de faltas em um sistema de 53 barras com múltiplos alimentadores. Os resultados obtidos demonstram o realismo e a aplicabilidade da metodologia, que incorpora fatores frequentemente negligenciados em algoritmos de reconfiguração. Tais fatores incluem o impacto da nova topologia nos níveis de curto-circuito e, consequentemente, na atuação dos dispositivos de proteção. A metodologia proposta, juntamente com a utilização da Representação Nó-Profundidade, garante um desempenho computacional adequado, mesmo em sistemas de maior dimensão. Por outro lado, a principal limitação da abordagem reside na maior complexidade computacional resultante da inclusão das restrições de proteção. Isso demanda um número elevado de simulações de faltas e verificações de sensibilização dos relés para cada configuração candidata. Além disso, o modelo assume parametrizações fixas para os relés e não considera dispositivos de proteção mais modernos ou adaptativos, o que pode restringir sua aplicabilidade a cenários operacionais mais atuais.

Quispe, Momesso e Asada (2022) apresentaram uma metodologia de PA com focoda em redes de distribuição radiais que estão sujeitas a mudanças topológicas. A proposta consiste no ajuste automático e em tempo real dos parâmetros dos relés de sobrecorrente, especificamente a corrente de *pickup* e o TMS. Esses ajustes são determinados com base na variação da topologia da rede, que é monitorada pela abertura e fechamento de chaves. Para otimizar os ajustes dos relés, os autores empregaram um algoritmo híbrido que combina a evolução diferencial e o enxame de partículas. Para validar o método proposto, foram estudados cinco cenários de reconfiguração no sistema-teste IEEE 34 barras. Os resultados demonstraram que a abordagem proposta proporcionou uma redução consistente no tempo total de atuação dos relés em todas as topologias testadas, com ganhos de até 240 milissegundos em relação ao método de ajuste fixo. Contudo, o método apresenta limitações significativas, como a dependência de uma infraestrutura de comunicação e supervisão em tempo real, essencial para monitorar a topologia da rede e aplicar os novos ajustes de forma dinâmica. Além disso, embora os testes em simulação apresentem resultados promissores, o artigo não aborda a escalabilidade da solução para sistemas de maior porte nem sua aplicação em ambientes operacionais reais, o que seria crucial para uma validação completa.

Wong et al. (2023) desenvolveram um esquema de PA que dispensa a necessidade de infraestrutura de comunicação para a coordenação de relés de sobrecorrente em redes de distribuição altamente reconfiguráveis. A metodologia proposta prevê a atualização dos ajustes dos relés com base na previsão de fluxo de carga e topologias de rede, empregando para isso técnicas de *clustering*, modelos probabilísticos não paramétricos e redes neurais artificiais.Para corroborar a eficácia do esquema, foi realizada uma análise no sistema-teste IEEE de 33 barras. Os resultados demonstraram que o método alcançou uma precisão de até 90,8% na seleção dos grupos de ajuste, com tempos

de atuação dos relés competitivos e um desempenho robusto mesmo sob variações de carga e topologia. Destacam-se a eliminação da dependência de comunicação entre dispositivos, o que torna a proposta viável para sistemas com limitações tecnológicas ou orçamentárias, e o uso de técnicas não paramétricas e aprendizado de máquina para prever as topologias com base em medições locais de fluxo de carga, representando um avanço em confiabilidade e autonomia operacional. Entretanto, a proposta apresenta uma deficiência notável: a precisão do sistema depende diretamente da qualidade da previsão de carga e da modelagem dos dados históricos, o que pode ser desafiador em cenários com alta variabilidade ou escassez de dados confiáveis.

Qasim (2026) desenvolveu uma estrutura integrada de PA e autorrestabelecimento (*'self-healing*) aplicada a microrredes com elevada penetração de fontes renováveis. A metodologia proposta integra as etapas de classificação e localização de faltas, isolamento do trecho defeituoso e restabelecimento do fornecimento, empregando técnicas de *Deep Reinforcement Learning* (DRL) para apoiar a tomada de decisão. No processo de restauração, uma estratégia multiagente determina as ações de chaveamento necessárias à recomposição da rede, considerando restrições operacionais relacionadas ao fluxo de potência, aos limites de tensão e ao carregamento dos elementos do sistema. Os resultados apresentados indicaram tempo médio de restabelecimento de 2,31 s e recuperação de 98,7% das cargas críticas, evidenciando o potencial da integração entre funções de proteção e estratégias automáticas de restauração em redes com recursos energéticos distribuídos. Apesar dessa integração, o estudo concentra-se na aplicação de técnicas de aprendizado por reforço em microrredes e não aborda, de forma explícita, a recoordenação dos ajustes dos dispositivos de proteção em decorrência das alterações topológicas promovidas durante o restabelecimento do sistema.

3.4 SÍNTESE DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Uma síntese dos trabalhos analisados neste capítulo é apresentada na Tabela 5. A partir da revisão bibliográfica, verificou-se que parte significativa dos estudos aborda separadamente a PA e a reconfiguração de redes, embora trabalhos mais recentes já apresentem iniciativas de integração entre essas funcionalidades.

Nos esquemas de PA analisados, observa-se a predominância de abordagens direcionadas aos relés de sobrecorrente, com menor atenção à atuação coordenada de outros dispositivos presentes nos SDEE, como religadores, chaves seccionalizadoras e fusíveis. De forma semelhante, nos trabalhos relacionados à reconfiguração de redes para o restabelecimento do serviço, os aspectos relacionados à adequação do sistema de proteção à nova configuração topológica nem sempre são incorporados ao processo de tomada de decisão.

Embora alguns trabalhos contemplem conjuntamente a PA e o restabelecimento do serviço, a análise permanece majoritariamente direcionada aos relés de sobrecorrente. Nesse contexto, torna-se relevante considerar também religadores, chaves seccionalizadoras e fusíveis, uma vez que esses dispositivos desempenham funções importantes na proteção e no isolamento de faltas em SDEE. Com o avanço dos religadores digitais e dos sistemas automatizados de distribuição, amplia-se a possibilidade de integração desses equipamentos às estratégias de proteção e restabelecimento. Por outro lado, devido às características construtivas dos elos fusíveis, sua adaptação operacional é limitada, tornando necessária a adequação dos ajustes dos demais dispositivos para preservar a coordenação do sistema de proteção.

A análise dos trabalhos evidencia avanços na integração entre PA e estratégias de restabelecimento de redes, incluindo abordagens baseadas em sistemas multiagentes, grupos de ajustes previamente determinados, técnicas orientadas por dados e métodos de inteligência artificial. Entretanto, observa-se que, em parte dessas propostas, a definição da topologia de restabelecimento e a adequação dos ajustes de proteção são realizadas de forma sequencial ou dependem de configurações e grupos de ajustes previamente estabelecidos. Dessa forma, identifica-se espaço para metodologias que promovam maior acoplamento entre as decisões topológicas e a coordenação da proteção, considerando conjuntamente as restrições operacionais da rede e a necessidade de reajuste dos dispositivos após a reconfiguração.

Com o intuito de atuar sobre as lacunas identificadas, esta Tese propõe um método que integra PA e reconfiguração de redes, com foco no restabelecimento do serviço em SDEE. A proposta contempla a atuação coordenada de relés de sobrecorrente direcionais, religadores e chaves seccionalizadoras, considerando os efeitos das alterações topológicas sobre as condições de operação do sistema de proteção. A metodologia é estruturada sob uma arquitetura centralizada e automatizada, na qual as decisões de reconfiguração são associadas à avaliação da coordenação da proteção.

O principal diferencial da metodologia proposta reside no acoplamento entre as decisões topológicas de restabelecimento e a adequação dos ajustes dos dispositivos de proteção. Para tanto, emprega-se uma estratégia híbrida de otimização baseada em ADE e PL, na qual o ADE atua na busca pelas configurações topológicas adequadas ao restabelecimento do sistema, enquanto a PL é empregada na determinação dos parâmetros de ajuste da proteção. Após a alteração topológica, a coordenação dos dispositivos é avaliada e, quando necessário, novos ajustes são determinados, de modo a preservar os requisitos de seletividade e sensibilidade da proteção diante da nova condição operacional.

3.5 SÍNTESE DE CAPÍTULO

Este capítulo apresentou a revisão do estado da arte, estruturada em três eixos principais: PA, Reconfiguração de Redes e integração entre PA e reconfiguração, os quais fundamentam o desenvolvimento da metodologia proposta nesta Tese.

No âmbito da PA, verificou-se a evolução de estratégias inicialmente aplicadas aos sistemas de transmissão para aplicações em SDEE, sobretudo em resposta às alterações operacionais decorrentes da inserção de GD. As abordagens analisadas abrangem desde a seleção de grupos de ajustes previamente determinados até o recálculo dos parâmetros de proteção diante de mudanças nas condições operacionais da rede, empregando técnicas de otimização, sistemas *fuzzy* e métodos orientados por dados. Apesar dos avanços alcançados na adaptação dos ajustes e na preservação da coordenação, permanecem desafios relacionados ao esforço computacional, à infraestrutura de comunicação e à consideração conjunta dos diferentes dispositivos que compõem o sistema de proteção.

Em relação à reconfiguração de redes, observou-se que os trabalhos se concentram predominantemente no restabelecimento do fornecimento após contingências, buscando maximizar o atendimento às cargas e, adicionalmente, reduzir perdas, número de manobras e tempo de restauração. As pesquisas mais recentes ampliam esse problema ao incorporar GD, sistemas de armazenamento, microrredes, incertezas associadas à geração e à demanda e técnicas avançadas de otimização e inteligência artificial. Entretanto, as configurações obtidas são avaliadas, em sua maioria, sob as perspectivas topológica e operacional, sendo menos frequente a consideração dos impactos dessas alterações sobre a coordenação do sistema de proteção.

Quanto à integração entre PA e reconfiguração, os estudos analisados evidenciam avanços na adaptação da proteção às alterações topológicas decorrentes do restabelecimento, mediante estratégias baseadas em sistemas multiagentes, grupos de ajustes previamente determinados, técnicas orientadas por dados e métodos de otimização. Contudo, observa-se que a definição da topologia de restabelecimento e a adequação dos ajustes de proteção são frequentemente tratadas de forma sequencial ou dependentes de configurações previamente estabelecidas. Além disso, permanece predominante o enfoque nos relés de sobrecorrente, com menor atenção à atuação coordenada de outros dispositivos presentes nos SDEE, como religadores, chaves seccionalizadoras e fusíveis. Essas limitações evidenciam espaço para abordagens que promovam maior acoplamento entre as decisões de reconfiguração e a coordenação da proteção, considerando conjuntamente as restrições topológicas, operacionais e de proteção do sistema.

Tabela 5 – Síntese Bibliográfica.

Trabalho	Relé	Relig.	Fusível	Secc.	PA	Reconfig.	Principal característica	Limitação
Nascimento, Brito e Souza (2018)	X	–	–	–	X	–	Grupos de ajustes *offline* e seleção *online* conforme o estado operativo.	Requer análise prévia dos cenários operacionais; escalabilidade limitada para muitas configurações.
Sampaio et al. (2020)	X	–	–	–	X	X	Arquitetura multiagente para PA e autorrestabelecimento.	Dependência de comunicação robusta e maior esforço de processamento.
Choi et al. (2020)	X	–	–	–	X	–	Adaptação da proteção diante de alterações da topologia.	Topologias derivadas de uma rede-base; foco nos relés de sobrecorrente.
Momesso et al. (2022)	–	X	X	–	X	–	Ajuste automático de religadores considerando GD e coordenação com fusíveis.	Não incorpora reconfiguração ou restabelecimento da rede.
Conde e Shih (2022)	X	–	–	–	X	–	Coordenação adaptativa diante de diferentes condições de operação da rede ativa.	Requer infraestrutura de medição e comunicação; abordagem restrita aos relés.
Vasconcelos et al. (2022)	X	–	–	–	X	–	Otimização híbrida aplicada à PA de SDEE com GD.	Não integra reconfiguração e restabelecimento do serviço.
Wong et al. (2023)	X	–	–	–	X	–	PA sem comunicação para sistemas de distribuição altamente reconfiguráveis.	Considera alterações topológicas, mas não executa o processo de restauração da rede.
Choobineh e Stoupis (2024)	X	–	–	–	X	–	Grupos de ajustes *offline* e seleção *online* por índice de proximidade.	O cálculo prévio dos ajustes pode não representar condições operacionais não previstas.
Muñoz-Arango et al. (2024)	X	–	–	–	X	–	Coordenação adaptativa baseada em dados para redes de distribuição ativas.	Foco nos relés de sobrecorrente; não incorpora o processo de restabelecimento.
Lima (2025)	X	X	–	–	X	–	Lógica *fuzzy* para recálculo *online* dos ajustes em redes com GFV.	Não integra o processo de reconfiguração e restabelecimento da rede.
Qasim (2026)	X	–	–	–	X	X	*Deep Reinforcement Learning* e sistema multiagente para proteção e *self-healing*.	Não realiza explicitamente a recoordenação dos ajustes após a alteração topológica.
Pereira (2026)	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**	**Reconfiguração da rede associada ao ADEPL para recálculo coordenado de I_p e TDS.**	**Validado em sistemas-teste IEEE; dependente de supervisão e comunicação centralizadas e das simplificações adotadas na modelagem.**

Nota: X indica que o aspecto é contemplado pelo trabalho; – indica que o aspecto não é contemplado.

Fonte: Autoria Própria.

CAPÍTULO 4

Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Interligados

Apresenta-se neste capítulo a descrição detalhada do sistema de proteção proposto nesta Tese, o qual combina PA centralizada com um algoritmo de reconfiguração de rede e um método de otimização híbrido baseado em ADE e PL para a determinação dinâmica dos parâmetros de operação dos dispositivos de proteção após manobras topológicas no sistema.

4.1 ARQUITETURA DO SISTEMA PROPOSTO

O sistema proposto nesta Tese combina um algoritmo de reconfiguração de rede com o conceito de PA e os métodos de otimização ADE e PL, para realizar a coordenação da proteção em SDEE. O problema foi formulado considerando como restrições:i) manutenção dos carregamentos dos alimentadores e transformadores dentro de seus limites operacionais, evitando condições de sobrecarga; ii) preservação da estrutura radial da rede, condição necessária para garantir a correta coordenação dos dispositivos de proteção adotados; e iii) preservação dos níveis de tensão.

A Figura 21 ilustra a arquitetura do sistema proposto, denominado Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Integrados (SPARI). Optou-se por uma estrutura centralizada, na qual a metodologia desenvolvida será executada em uma Unidade Central de Processamento (UCP) instalada na subestação. Essa abordagem centralizada permite a gestão de todo o esquema de proteção, minimizando a necessidade de modificações substanciais na infraestrutura de comunicação e *hardware* existente. A viabilidade dessa arquitetura em sistemas reais é corroborada por estudos recentes da literatura, a exemplo dos trabalhos de Nascimento (2020), Valtari et al. (2023), Alves et al. (2024), Stinskiy et al. (2025) e Lima (2025).

O SPARI atua em modo *online*, reconfigurando a rede e recalculando os parâmetros de TDS e da corrente I_p dos dispositivos de proteção. Esse processo é realizado automaticamente pelo método de otimização, sendo ativado sempre que uma modificação na topologia do sistema for detectada.

A operação do SPARI baseia-se no monitoramento contínuo dos canais analógicos e digitais. Ao detectar mudanças no *status* das variáveis monitoradas, o sistema sinaliza a alteração topológica e aciona o algoritmo de reconfiguração de rede, o qual atua para minimizar a indisponibilidade de serviço aos consumidores. Após a definição da

nova configuração, o SPARI avalia as condições do sistema de proteção e, quando necessário, determina novos parâmetros para os dispositivos remanescentes. Dessa forma, a integração entre os módulos de reconfiguração e PA é realizada de maneira sequencial: inicialmente, determina-se a topologia de restabelecimento com base nos critérios topológicos e operacionais estabelecidos e, posteriormente, verifica-se sua compatibilidade com os requisitos de coordenação da proteção. Essa decomposição foi adotada para permitir o tratamento específico das variáveis e restrições associadas a cada etapa e reduzir a complexidade computacional do problema integrado. Ressalta-se, portanto, que a configuração selecionada corresponde à solução mais adequada segundo os critérios estabelecidos para o problema de reconfiguração, não sendo a coordenação da proteção incorporada diretamente à sua função objetivo. Um resumo do processo de funcionamento do SPARI é ilustrado no fluxograma da Figura 22 e detalhado nas seções a seguir.

4.2 BLOCO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA

A primeira etapa do SPARI consiste no monitoramento contínuo das grandezas elétricas da rede, obtidas por meio dos canais analógicos, e do estado operacional dos dispositivos de proteção e manobra, obtido pelos canais digitais. As informações provenientes dos canais digitais permitem identificar a configuração topológica atual da rede, enquanto as medições analógicas fornecem os dados necessários para a avaliação das condições operativas do sistema. Com base nessas informações, são realizados os cálculos de fluxo de potência e a verificação das condições de operação da rede. Caso sejam identificadas alterações relevantes, o SPARI inicia o processo de análise e tomada de decisão.

4.2.1 Monitoramento dos Canais Digitais

Essa etapa consiste no monitoramento e na análise dos canais digitais dos disjuntores, religadores e chaves seccionalizadoras, e segue o procedimento adotado por Souza (2016), Nascimento (2020) e Lima (2025). No entanto, deve-se ressaltar que a validação do estado dos religadores ocorre somente após a abertura permanente desses dispositivos.

O processo baseia-se no monitoramento contínuo dos estados dos equipamentos, os quais são armazenados em dois *buffers* distintos: um contendo o estado atual, $E(t)$, e outro o estado imediatamente anterior, $E(t-1)$. Para a validação e detecção de qualquer alteração topológica na rede, o sistema calcula continuamente a diferença entre essas variáveis, conforme a Equação 31:

$$E_F(t) = E(t) - E(t-1). \tag{31}$$

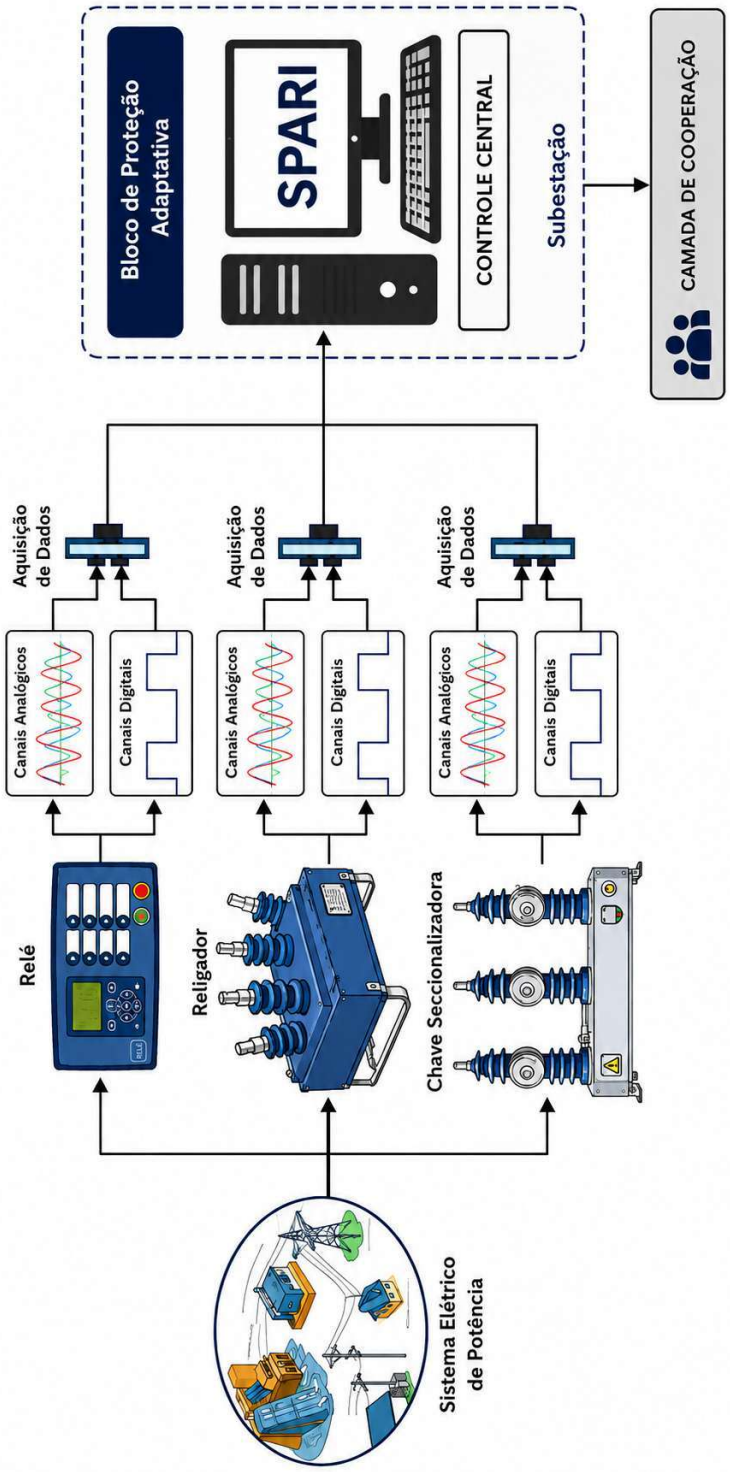


Figura 21 – Arquitetura do SPARI.

Fonte: Autoria própria.

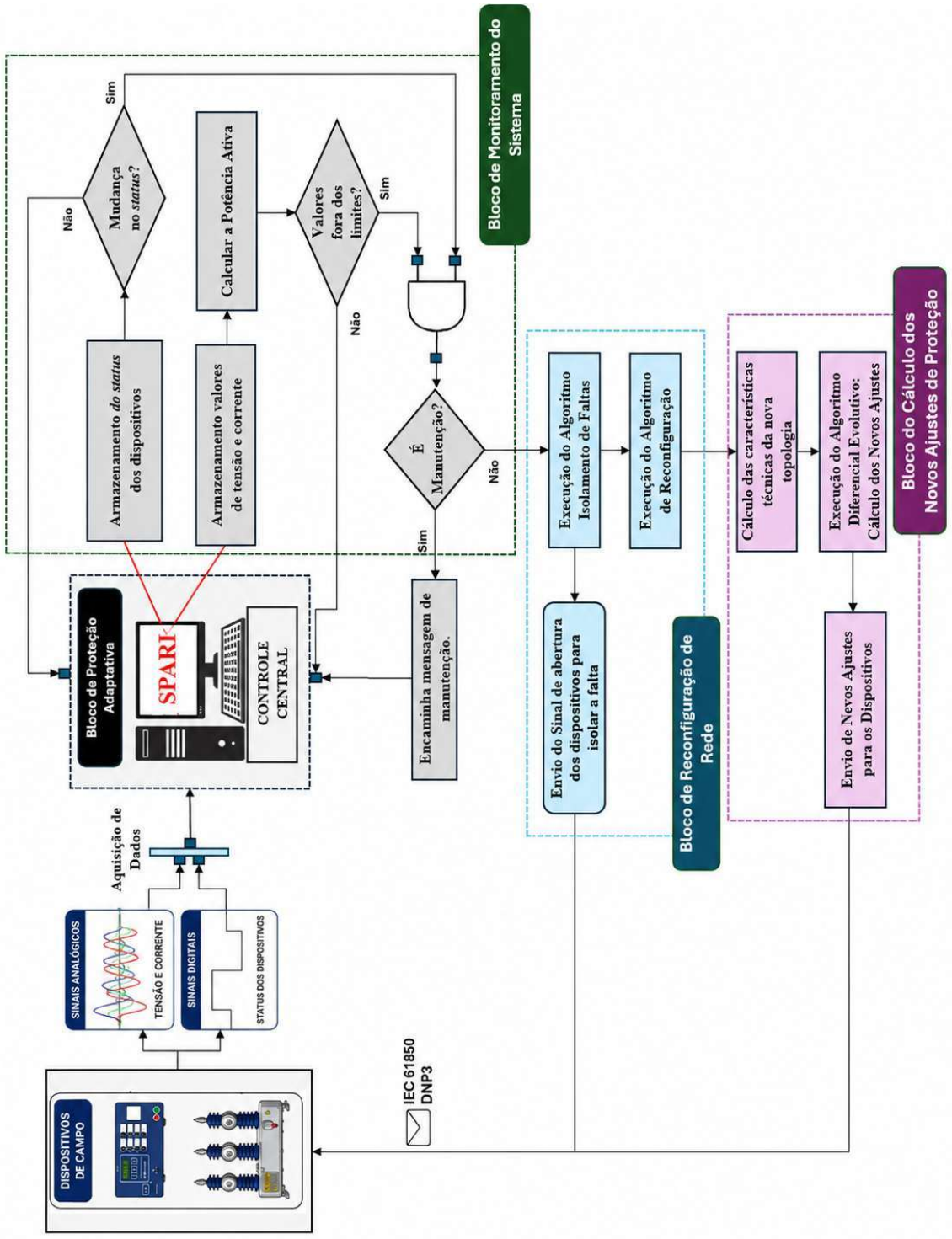


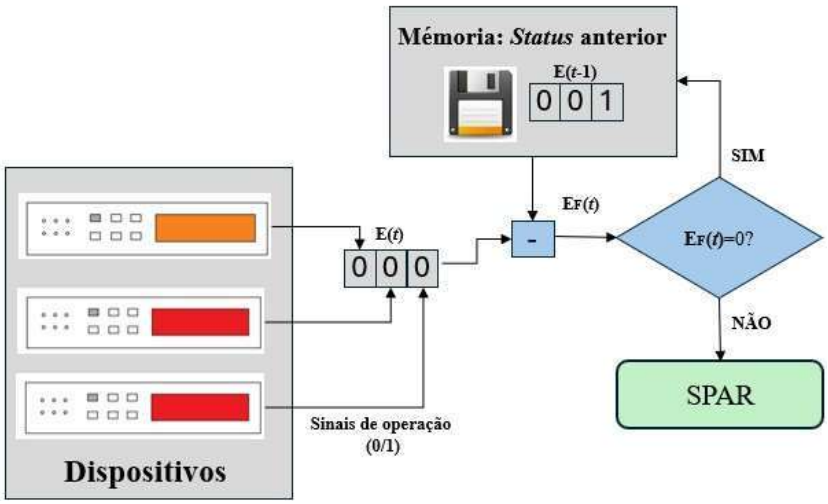
Figura 22 – Fluxograma do SPARI.

Fonte: Autoria própria.

A função $E_F(t)$ identifica mudanças nos estados dos equipamentos por meio da comparação entre $E(t)$ e $E(t-1)$. No ambiente de simulação desenvolvido nesta Tese, essa comparação é realizada a cada 50 μs, intervalo correspondente ao passo de simulação adotado no Simulink e, portanto, a uma configuração numérica do modelo, não devendo ser interpretado como o intervalo físico de atualização de um sistema de supervisão e controle real. A adoção desse passo proporciona resolução temporal adequada para a identificação das mudanças de estado no ambiente simulado, sendo significativamente inferior às escalas de tempo associadas à atuação dos dispositivos de proteção e às etapas de restabelecimento do sistema. Quando $E_F(t) \neq 0$, uma mudança de estado é identificada e o SPARI é acionado para executar as etapas subsequentes previstas em sua lógica de operação, conforme apresentado no fluxograma da Figura 23.

Em uma aplicação prática, a periodicidade de aquisição dos estados dos dispositivos dependerá da infraestrutura de supervisão, comunicação e processamento empregada. Assim, os tempos de restabelecimento obtidos nesta Tese devem ser interpretados no contexto do ambiente computacional desenvolvido, uma vez que não foram explicitamente modeladas as latências associadas à aquisição e transmissão dos dados, aos protocolos de comunicação, ao processamento na UCP e à atuação dos dispositivos de campo.

Figura 23 – Fluxograma do monitoramento dos sinais digitais.



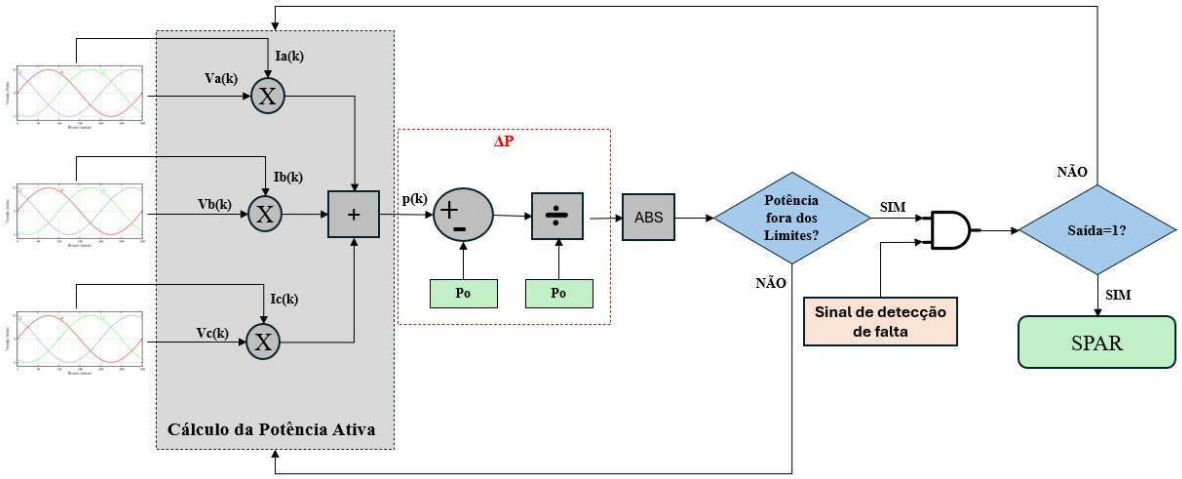
Fonte: Autoria própria.

4.2.2 Monitoramento dos Canais Análogicos

Em paralelo ao monitoramento dos sinais digitais, os dados analógicos provenientes das unidades de conversão dos equipamentos são processados de forma contínua.Esses dados, representados pelas amplitudes de tensão e corrente da rede, são utilizados para

calcular a potência ativa, a qual serve como um dos parâmetros para a avaliação das condições operacionais do sistema. Essa análise comparativa entre os sinais analógicos permite corroborar ou refutar as alterações de estado dos equipamentos, garantindo a precisão das informações sobre a topologia da rede e a detecção de possíveis faltas ou inconsistências, conforme o fluxograma da Figura 24.

Figura 24 – Fluxograma do monitoramento dos sinais analógicos.



Fonte: Adaptado de Nascimento (2020).

No SPARI, a faixa de variação da potência ativa é utilizada para determinar o modo de operação do sistema, classificando-o como normal ou anormal. Essa estratégia de classificação fundamenta-se nos critérios propostos por Júnior et al. (2016), Souza (2016), Nascimento (2020) e Lima (2025).

O procedimento inicia pelo cálculo da potência instantânea a partir das grandezas de corrente e tensão fornecidas pelos dispositivos, conforme estabelecido na Equação 32 (AKAGI; WATANABE; AREDES, 2017):

$$p(k) = v_a(k)i_a(k) + v_b(k)i_b(k) + v_k(t)i_c(k). \tag{32}$$

Em que $p(k)$ representa a potência instantânea, enquanto $v_a(k)$, $v_b(k)$, $v_c(k)$ e $i_a(k)$, $i_b(k)$, $i_c(k)$ correspondem às tensões e correntes instantâneas das fases a, b e c, respectivamente. Posteriormente, calcula-se a variação de potência em relação ao regime permanente de operação do sistema. Para isso, seleciona-se um barramento estratégico, como o nó de entrada principal ou um ponto próximo ao alimentador, e define-se P_0 como a potência ativa de referência nesse ponto sob condições normais de operação. A análise dessa variação percentual permite identificar mudanças no cenário operativo, conforme a Equação 33:

$$\Delta P = \frac{p(k) - P_0}{P_0}. \tag{33}$$

A parametrização da potência de referência P_0 é estritamente condicionada pelo nível de inserção de GD na rede. Em cenários sem a presença de GD, P_0 é determinada em função do perfil de carga ou do fluxo de potência no barramento monitorado, de modo que a varredura concentra-se em variações abruptas de demanda, contingências nas linhas e chaveamentos indevidos. Por outro lado, em cenários com integração de GD, P_0 é estabelecida com base na potência injetada pela fonte distribuída, direcionando o foco do monitoramento, prioritariamente, para a detecção de condições de ilhamento, sobrecarga nos circuitos e flutuações na geração.

Para mensurar adequadamente essa flutuação, o valor absoluto de ΔP é utilizado como variável de entrada para o bloco *Detect Increase* no ambiente Simulink. Esse bloco verifica se a amplitude atual supera o registro amostrado anteriormente. Paralelamente, avalia-se se a variação atende aos limites operativos estabelecidos na Inequação 34:

$$P_{\min} \leq \Delta P \leq P_{\max}, \tag{34}$$

em que $P_{\min}$ e $P_{\max}$ representam as fronteiras que delimitam a operação normal do SDEE.

Quando a condição de variação crescente é atendida, o bloco assume nível lógico alto; caso contrário, sua saída permanece em nível lógico baixo. Essa estratégia dispensa o cálculo dinâmico de um limiar adaptativo flutuante, visto que a lógica se baseia na taxa de crescimento da perturbação. Em cenários de falta, por exemplo, o distúrbio em ΔP pode ultrapassar consideravelmente o limite normativo de 5% (VASCONCELOS et al., 2022). Sob tais condições de curto-circuito, a variação abrupta poderia induzir o SPARI a interpretar erroneamente o evento como uma simples alteração de cenário operativo.

No entanto, em situações de curto-circuito, o valor de ΔP sofreria uma variação significativa, o que poderia levar o SPARI a interpretar incorretamente a condição como uma alteração no cenário de operação. Para evitar acionamentos indevidos, o módulo de monitoramento de sinal analógico envia o sinal de detecção de alteração apenas quando ΔP tem uma variação acentuada, mas sem que o dispositivo de proteção tenha detectado um curto-circuito (NASCIMENTO, 2020). Esse processo é detalhado no fluxograma de monitoramento dos canais analógicos.

Para mitigar esses acionamentos indevidos, o módulo de monitoramento analógico adota um mecanismo de travamento: o sinal de detecção de alteração topológica só é validado e enviado se houver uma variação acentuada em ΔP sem que as funções de proteção de sobrecorrente tenham acusado uma falta na rede (NASCIMENTO, 2020). Desse modo, assegura-se o desacoplamento entre eventos de manobra e defeitos francos.

4.2.3 Verificação de Condição de Manutenção

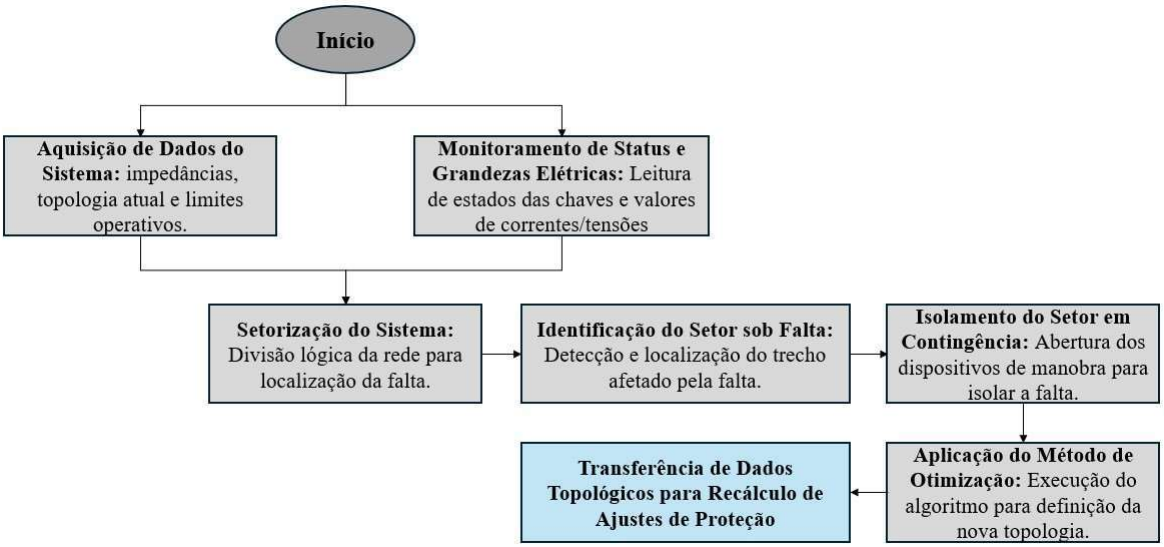
Visto que manutenções programadas no sistema também ocasionam alterações no *status* dos dispositivos e no fluxo de potência da rede, torna-se necessário bloquear

a atuação do SPARI nessas condições. Dessa forma, antes de sensibilizar o bloco de reconfiguração, o algoritmo realiza uma verificação no sinal de permissivo (*enable*) de manutenção. Caso essa variável esteja em nível lógico alto, confirma-se a execução de intervenções físicas na rede, o que desativa temporariamente o SPARI. Caso contrário, o algoritmo prossegue para o bloco de reconfiguração de rede. Por padrão (*default*), essa variável lógica permanece em nível baixo, sendo mandatória a intervenção humana para a alteração de seu estado. Essa lógica de intertravamento garante a segurança das equipes de campo durante os trabalhos de manutenção, exigindo que o operador restabeleça o valor original da variável após a conclusão das atividades para que o SPARI retorne à sua operação normal.

4.3 BLOCO DE RECONFIGURAÇÃO DE REDE

O propósito desta etapa consiste em determinar a melhor topologia para o restabelecimento provisório do SDEE em relação a uma contingência. Busca-se, primordialmente, maximizar o montante de carga e o número de unidades consumidoras restabelecidos, assegurando o estrito cumprimento dos limites de capacidade de condução dos condutores, bem como os níveis máximos de carregamento de equipamentos e a criticidade das cargas. As etapas que compõem esse bloco são apresentadas no fluxograma da Figura 25 e detalhadas nas próximas seções.

Figura 25 – Fluxograma de etapas do SPARI para isolamento de faltas e reconfiguração da rede de distribuição.



Fonte: Autoria própria.

4.3.1 Aquisição e Processamento de Dados de Entrada

O primeiro passo consiste no processamento dos dados de entrada do sistema sob análise, elementos cruciais para o estabelecimento dos limiares de segurança operacional. Para tanto, adotou-se a extração de dados a partir de arquivos em formato de planilha (extensão .xlsx), escolha que se justifica pela ampla interoperabilidade e utilização desse padrão pelas concessionárias de energia. O conjunto de dados abrange as características dos condutores, os modelos paramétricos de equipamentos e a topologia física da rede. Tais informações são fundamentais para que o algoritmo de reconfiguração determine topologias que sejam, simultaneamente, factíveis e seguras.

Além das informações estruturais da rede, o sistema realiza a aquisição de grandezas analógicas e de sinais digitais em tempo quase real. Especificamente, são processados os *status* dos dispositivos de proteção e os valores instantâneos de tensão e corrente registrados no momento da ativação do SPARI. A união desses dados permite verificar a consistência do sistema e define como o algoritmo deve agir para reconfigurar a rede.

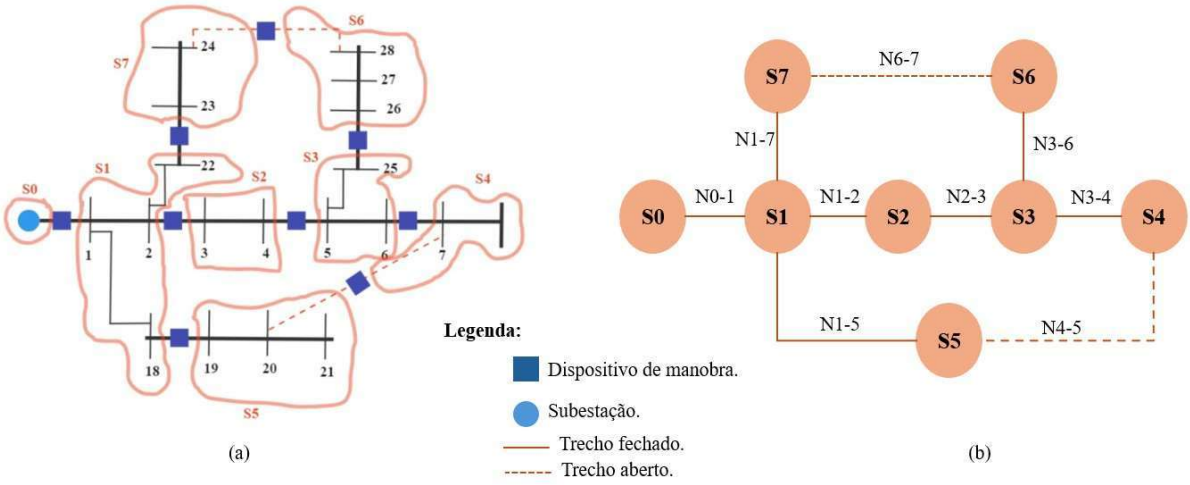
4.3.2 Setorização Lógica do Sistema

A setorização compreende a subdivisão da rede elétrica em segmentos logicamente independentes, delimitados por dispositivos de manobra e proteção com capacidade de interrupção ou seccionamento, tais como chaves seccionalizadoras, religadores, disjuntores associados a relés e chaves telecomandadas. Ressalta-se que, no escopo desta Tese, as chaves fusíveis foram desconsideradas para fins de reconfiguração, visto que sua atuação é estritamente voltada à proteção contra sobrecorrentes, não possuindo a função de dispositivo de manobra.

Para ilustrar esse conceito, a Figura 26 apresenta uma rede elétrica hipotética submetida ao processo de mapeamento em setores. Na Figura 26(a), observa-se o diagrama unifilar do sistema operando em sua configuração topológica inicial. A partir da localização dos dispositivos de manobra, a rede é convertida em um grafo simplificado de interconexões, conforme ilustrado na Figura 26(b), no qual cada bloco representa um setor logicamente independente e as linhas indicam o estado (aberto ou fechado) das chaves de interligação.

Essa estratégia de migrar de um modelo composto por N barras para uma abordagem baseada em n setores promove uma redução significativa na dimensão do espaço de busca e na complexidade computacional do problema (BRAZ, 2010). Consequentemente, diminui-se o esforço de processamento, conferindo ao algoritmo maior agilidade e rapidez em seu tempo de resposta para as ações de reconfiguração e restabelecimento do sistema.

Figura 26 – Exemplo de mapeamento topológico em rede setorizada: (a) diagrama unifilar do sistema operando em regime normal; (b) representação correspondente em grafo de setores.



Fonte: Adaptado de Braz (2010).

4.3.3 Identificação e Isolamento do Setor sob Falta

Constatada a ocorrência de uma falta, o sistema de proteção atua conforme a parametrização preestabelecida, o que provoca variações nas grandezas analógicas e alterações nos sinais digitais da rede. Diante desse cenário, o algoritmo de reconfiguração é ativado, dando início ao processo de identificação e isolamento do trecho sob falta. A localização do dispositivo atuante baseia-se na Equação 35, que compara a configuração normal de operação da rede com o estado atual dos dispositivos de proteção e manobra. Alterações nos estados de abertura ou fechamento dos equipamentos permitem identificar o dispositivo atuante e o trecho potencialmente afetado pela falta.

$$E_{\text{final}} = E_{\text{normal}} - E_{\text{atual}}. \tag{35}$$

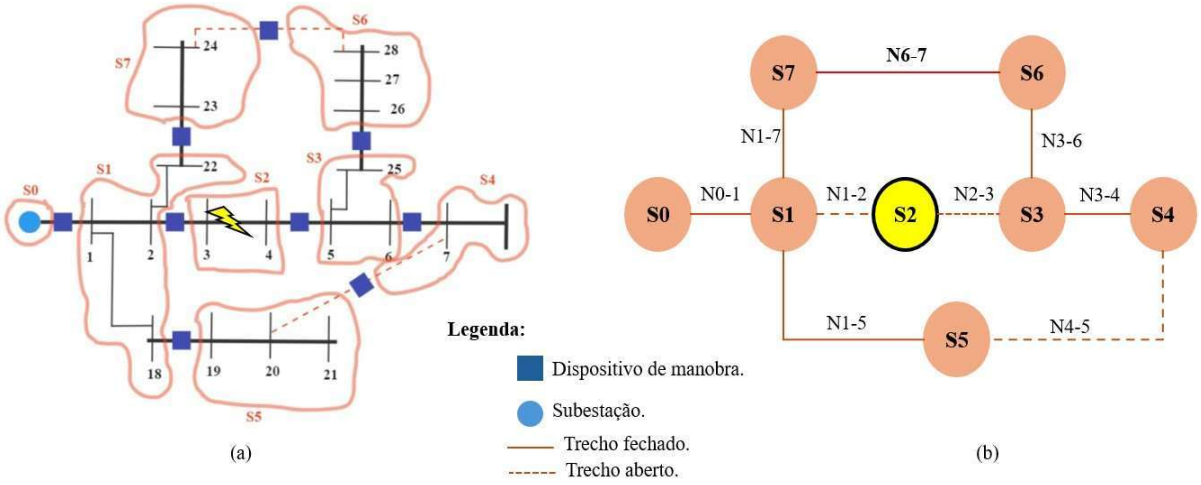
Se o resultado dessa operação diferencial for não nulo, o algoritmo identifica a mudança de estado do respectivo dispositivo de proteção. Esse procedimento é aplicado de forma iterativa a todos os elementos de manobra e proteção da rede, garantindo a integridade da varredura topológica.

Uma vez identificado o dispositivo que operou, o algoritmo associa a manobra ao seu respectivo setor, procedendo com o intertravamento e a abertura dos equipamentos adjacentes. Essa ação visa isolar a falta e impedir sua propagação para as demais regiões do sistema.Como exemplo prático desse processo, a Figura 27(a) apresenta o circuito com uma falta localizada no setor S_2 (entre as barras 3 e 4). Ao detectar o distúrbio, o algoritmo comanda a abertura das chaves que delimitam essa zona, resultando na desconexão física do trecho afetado. Essa ação se reflete no grafo simplificado da Figura

27(b), no qual as conexões N_{1-2} e N_{2-3} passam para o estado aberto (linhas tracejadas), isolando completamente o setor S_2 (destacado em amarelo) do restante da rede.

Esse isolamento seletivo é fundamental para mitigar a extensão da área desabastecida, garantindo que o maior montante possível de carga permaneça energizado pelas subestações e preparando a topologia para as etapas subsequentes de reconfiguração e restabelecimento do serviço.

Figura 27 – Exemplo de isolamento de falta em rede setorizada: (a) diagrama unifilar com defeito no setor S_2; (b) grafo topológico resultante com chaves delimitadoras abertas.



Fonte: Adaptado de Braz (2010).

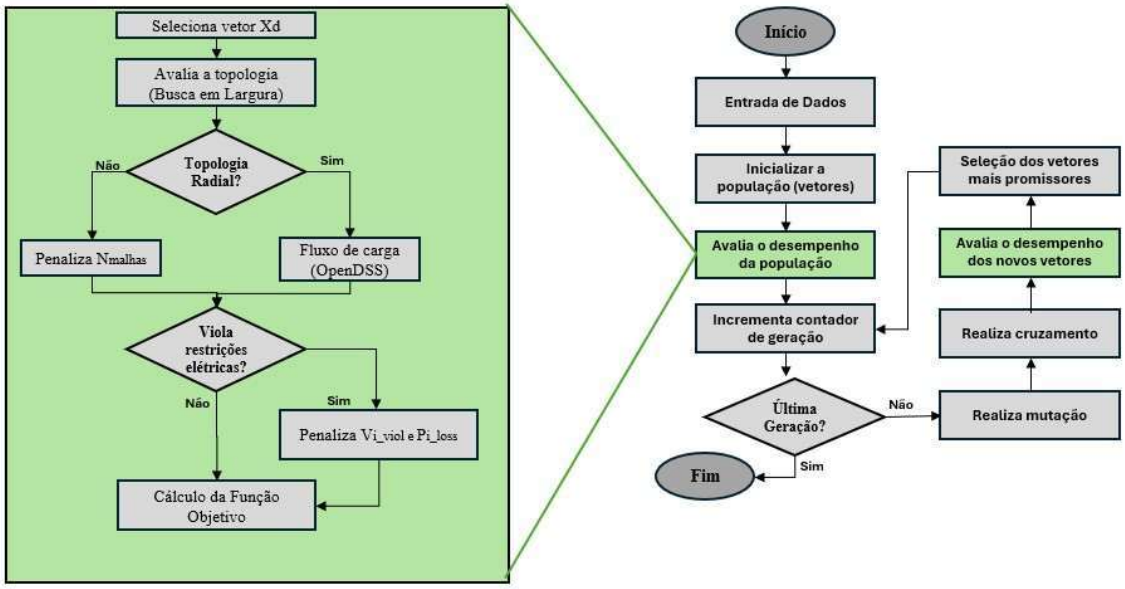
4.3.4 Definição da Topologia para Restabelecimento do Sistema

A definição da melhor configuração para o restabelecimento da energia nos setores saudáveis baseia-se na aplicação do ADE Binário, operando de forma integrada às simulações de fluxo de potência no OpenDSS. Essa abordagem permite avaliar, de maneira rápida, diversas combinações de manobras de chaveamento. O foco principal é maximizar o atendimento às unidades consumidoras, respeitando rigorosamente os limites operacionais da rede, como a radialidade e os níveis de tensão.

Como ilustrado no fluxograma da Figura 28, a tomada de decisão ocorre em dois módulos. O bloco principal gerencia o ciclo evolutivo da população de vetores binários por meio dos operadores de mutação, cruzamento e seleção. Paralelamente, a rotina em destaque (fundo verde) detalha o processo de avaliação de cada indivíduo. Inicialmente, a topologia candidata é representada por um grafo e submetida ao algoritmo de BL, utilizado para verificar se todos os nós energizados estão conectados à subestação por um único caminho elétrico. Dessa forma, é possível identificar a existência de ilhamento ou malhas, garantindo a manutenção da radialidade da rede. Em seguida, realiza-se o

cálculo do fluxo de carga e, caso alguma restrição operacional seja violada, são aplicadas penalizações diretamente na FO. Ao final das gerações, obtém-se a configuração de chaves que garante um restabelecimento seguro e factível.

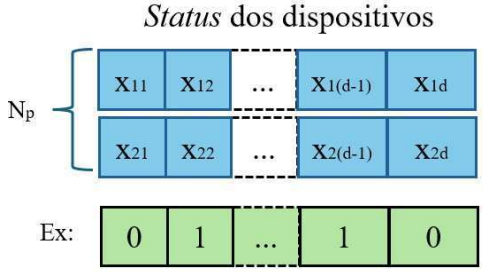
Figura 28 – Fluxograma ADE para determinação da topologia.



Fonte: Autoria própria.

Na etapa inicial do algoritmo, gera-se aleatoriamente uma população representada por uma matriz de dimensão $N_p \times x_d$. Cada linha dessa estrutura consiste em um vetor cujo número de elementos (x_d) corresponde ao total de dispositivos de manobra do sistema. Os componentes desses vetores denotam os *status* operativos das chaves, mapeados de forma binária: aberto (0) ou fechado (1), conforme ilustrado na Figura 29.

Figura 29 – Estrutura de codificação do vetor binário de chaves no ADE.



Fonte: Autoria própria.

Na sequência, inicia-se o ciclo iterativo das gerações, no qual é calculado o valor da FO para cada indivíduo da população. O problema de reconfiguração é formulado como um problema de otimização com múltiplos critérios agregados em uma função escalar

ponderada, cujo propósito é priorizar a obtenção de configurações radiais, maximizar o restabelecimento do fornecimento e, adicionalmente, reduzir as perdas ativas e as violações dos limites de tensão. A FO é definida conforme a Equação 36:

$$\min \text{FO} = \alpha \cdot N_{\text{malhas}} + \beta \cdot N_{\text{setores D}} + \gamma \cdot P_{\text{loss}} + \delta \cdot V_{\text{viol}} \,, \tag{36}$$

em que N_{malhas} é o número de malhas identificadas na rede; N_{setoresD} representa a quantidade de setores desenergizados; P_{loss} denota as perdas ativas totais do sistema, em quilowatts (kW); V_{viol} representa o índice associado às violações dos limites admissíveis de tensão; e α, β, γ e δ correspondem aos fatores de ponderação empregados na avaliação das soluções.

Os fatores de ponderação foram estabelecidos de modo a representar uma hierarquia entre os critérios considerados na reconfiguração, obedecendo à relação:

$$\alpha > \beta \gg \gamma, \delta. \tag{37}$$

Essa relação atribui maior prioridade à preservação da radialidade, seguida pela redução do número de setores desenergizados. As perdas ativas e as violações de tensão, por sua vez, são empregadas como critérios adicionais para diferenciar as configurações avaliadas. Dessa forma, pequenas melhorias nas perdas ou no perfil de tensão não devem favorecer uma configuração que apresente formação de malhas ou maior quantidade de setores desenergizados.

Os termos que compõem a Equação 36 possuem naturezas, unidades e ordens de grandeza distintas. Nesta Tese, não foi empregado um procedimento explícito de normalização desses termos. Essa diferença foi tratada por meio da magnitude relativa dos fatores de ponderação, utilizados simultaneamente como fatores de escala e penalização. Assim, a definição dos pesos busca impedir que a magnitude numérica de um termo, particularmente das perdas expressas em kW, prevaleça sobre os critérios considerados prioritários no processo de restabelecimento.

Os pesos foram definidos empiricamente a partir de testes preliminares do algoritmo, buscando-se verificar se a seleção dos indivíduos reproduzia a hierarquia de prioridades estabelecida para o problema. Não foi realizada uma análise sistemática de sensibilidade dos fatores de ponderação. Dessa forma, os valores adotados são específicos da formulação e dos sistemas avaliados nesta Tese.

A minimização da Equação 36 está associada ao seguinte conjunto de restrições operacionais e topológicas:

1. Restrição de Radialidade

A radialidade da rede de distribuição é tratada como uma condição estrutural prioritária no processo de reconfiguração. Para cada vetor de decisão x_d, que representa os estados dos dispositivos de manobra, aplica-se o Algoritmo de Busca em Largura para avaliar a conectividade e identificar a eventual formação de malhas na configuração resultante.

O algoritmo inicia o rastreamento a partir dos nós fonte (subestações) e percorre exclusivamente os trechos associados a chaves em estado fechado. Durante esse procedimento, os barramentos alcançados são classificados como energizados, enquanto aqueles não visitados ao término da varredura são considerados desenergizados. A identificação de conexões entre barramentos previamente visitados caracteriza a existência de *loops* e, consequentemente, o não atendimento à condição de radialidade. Essa lógica computacional é sintetizada no pseudocódigo 1.

A execução desse procedimento fornece as métricas topológicas utilizadas na avaliação de cada indivíduo: o número de malhas (N_{malhas}), o número de setores desenergizados (N_{setoresD}) e o número de setores energizados (N_{setoresE}). Os dois primeiros indicadores são incorporados diretamente à Equação 36. Em conformidade com a hierarquia $\alpha > \beta \gg \gamma, \delta$, a ocorrência de malhas recebe a maior penalização, direcionando o processo evolutivo para configurações radiais. Em seguida, penaliza-se o número de setores desenergizados, uma vez que o objetivo prioritário do processo de restabelecimento consiste em maximizar a continuidade do fornecimento às cargas. Somente entre configurações que atendam adequadamente a esses critérios prioritários, as perdas ativas e as condições de tensão passam a exercer maior influência na diferenciação das soluções.

2. Análise do Fluxo de Potência

Para cada solução candidata considerada topologicamente viável, realiza-se a simulação do fluxo de potência por meio do *software* OpenDSS. A escolha dessa ferramenta justifica-se por sua ampla aceitação no setor de distribuição de energia elétrica, sendo amplamente adotada por concessionárias, bem como por sua aderência às diretrizes técnicas e regulatórias estabelecidas pela ANEEL.

Ao final, o fluxo de potência fornece os principais parâmetros elétricos da rede analisada, tais como a potência total suprida às cargas, as perdas ativas globais, os perfis de tensão nos barramentos e os níveis de carregamento dos condutores, calculados conforme as Equações 38, 39 e 40, respectivamente. Tais informações são fundamentais para avaliar a conformidade operacional de cada configuração gerada pelo processo de reconfiguração.

$$P_{\text{atendida}} = \sum_{i \in \mathcal{N}_L} P_i. \tag{38}$$

Algorithm 1 Verificação da Radialidade e Conectividade da Rede

Require: Vetor de decisão $\mathbf{x}_d$, grafo da rede de distribuição $G(V, E)$, conjunto de nós de origem S
Ensure: N_{setorE}, N_{setorD}, N_{malhas}

$E_{on} \leftarrow \{e \in E \mid \text{switch state in } \mathbf{x}_d \text{ is closed}\}$
$V_{unvisited} \leftarrow V \setminus S$
$Queue \leftarrow S$
$N_{setorE} \leftarrow 0$
$N_{malhas} \leftarrow 0$
while $Queue \neq \emptyset$ **do**
    $v \leftarrow Dequeue(Queue)$
    for all $(v, u) \in E_{on}$ incident to v **do**
        if $u \in V_{unvisited}$ **then**
            $N_{setorE} \leftarrow N_{setorE} + 1$
            Enqueue($Queue, u$)
            $V_{unvisited} \leftarrow V_{unvisited} \setminus \{u\}$
        else
            $N_{malhas} \leftarrow N_{malhas} + 1$
        end if
        $E_{on} \leftarrow E_{on} \setminus \{(v, u)\}$
    end for
end while
$N_{setorD} \leftarrow |V_{unvisited}|$
return $N_{setorE}, N_{setorD}, N_{malhas}$

Sendo N_L o conjunto de barramentos com carga e P_i representa a potência ativa atendida no barramento *i*.

$$P_{\text{perdas}} = \sum_{(i,j)\in\mathcal{L}} R_{ij} I_{ij}^2. \tag{39}$$

Sendo $\mathcal{L}$ o conjunto de ramos energizados; R_{ij} resistência do ramo (*i*,*j*); I_{ij} corrente que circula pelo ramo.

Os níveis de tensão em todos os barramentos do sistema devem ser mantidos dentro de limites regulamentares pré-estabelecidos, visando assegurar a conformidade com os padrões de qualidade de energia. Esta restrição é formulada de modo que os valores de amplitude das tensões em regime permanente não violem os limiares inferior e superior admissíveis, conforme Equação 40:

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max}, \quad \forall i \in \mathcal{N}. \tag{40}$$

Sendo V_i a amplitude da tensão no barramento i e $\mathcal{N}$ o conjunto de barramentos do sistema.

As soluções que apresentam violações aos limites operativos estabelecidos são devidamente penalizadas na FO. Esse procedimento assegura que o algoritmo evolutivo

selecione exclusivamente configurações eletricamente factíveis, preservando a segurança física dos ativos e a confiabilidade do SDEE.

4.4 BLOCO DO CÁLCULO DOS NOVOS AJUSTES DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Definida a nova topologia da rede, segue-se para a etapa de recálculo dos parâmetros de atuação dos equipamentos de proteção, visto que estes permanecem parametrizados com os ajustes da condição operativa normal anterior à falta. Nesse cenário, o SPARI executa três etapas para reconfigurar esses dispositivos, com o propósito de assegurar a sensibilidade, a seletividade e a coordenação do sistema, conforme detalhado nas seções a seguir.

4.4.1 Coordenação dos Dispositivos de Proteção Principal e de Retaguarda

Nos SDEE com topologia predominantemente radial, a determinação da hierarquia dos barramentos é uma etapa crucial para a análise de seletividade da proteção. O procedimento adotado nesta Tese fundamenta-se na metodologia de nivelamento de barras proposta por Shirmohammadi et al. (1988), Nascimento (2020) e Lima (2025), que define o nível de cada barra com base em sua distância topológica em relação à subestação. Nesse modelo, o barramento conectado diretamente à subestação é designado como nível zero ($n_b = 0$), sendo o nível de uma barra à jusante definido pelo nível da barra imediatamente anterior acrescido de uma unidade ($n_{b+1} = n_b + 1$).

Dessa forma, os barramentos são organizados em camadas hierárquicas cujos valores são mapeados e armazenados no banco de dados do SPARI. Essa estrutura permite localizar de forma indexada cada dispositivo do sistema, facilitando a posterior definição dos pares de proteção principal e de retaguarda. Além disso, o SPARI monitora o estado operativo dos disjuntores: caso um dispositivo de nível superior seja aberto, os equipamentos instalados nos níveis subsequentes são desativados de maneira coordenada. Esse processo gera uma atualização dinâmica na base de dados.

4.4.2 Cálculo das Correntes de Curto-Circuito

Diferentemente dos sistemas de transmissão, os SDEE apresentam características que favorecem condições de desequilíbrio entre as fases, decorrentes, entre outros fatores, da ausência de transposição das linhas, da distribuição assimétrica das cargas e das diferenças entre as impedâncias próprias e mútuas dos condutores. Nessas condições, a representação direta no domínio de fases permite preservar os acoplamentos entre as fases e representar explicitamente as assimetrias da rede (SHORT, 2003). Por essa razão, nesta Tese, o cálculo das correntes de curto-circuito é realizado no domínio de fases,

por meio da determinação do equivalente de Thévenin visto a partir do ponto de falta, seguindo a abordagem apresentada em Short (2003), Nascimento (2020) e Lima (2025).

Após a definição da nova topologia pelo bloco de reconfiguração, torna-se necessário atualizar as condições elétricas utilizadas pelo sistema de proteção. A alteração do estado das chaves modifica os caminhos elétricos entre as fontes e as cargas e, consequentemente, as impedâncias equivalentes vistas a partir dos diferentes pontos da rede. Além disso, na presença de GD, a contribuição das fontes distribuídas também pode alterar a magnitude e o sentido das correntes de curto-circuito. Dessa forma, o SPARI recalcula as correntes de falta para a configuração vigente antes da avaliação e da determinação dos novos ajustes dos dispositivos de proteção.

O procedimento é iniciado pela identificação da configuração topológica vigente. A partir dos estados dos dispositivos de manobra, são determinados os trechos que permanecem eletricamente conectados e os respectivos caminhos entre as fontes e o ponto de falta. Com essas informações, a representação elétrica da rede é atualizada, considerando as impedâncias próprias e mútuas dos elementos que compõem a configuração analisada. Esse procedimento é repetido sempre que ocorre uma alteração topológica que resulte na necessidade de reavaliação do sistema de proteção.

Para um determinado ponto de falta, a rede a montante é representada por seu equivalente de Thévenin no domínio de fases. A matriz de impedâncias equivalente associada ao defeito é expressa por:

$$[\mathbf{Z}_{\mathrm{EQ}}] = [\mathbf{Z}_{\mathrm{TOT}}] + [\mathbf{Z}_{\mathrm{F}}], \tag{41}$$

em que $[\mathbf{Z}_{\mathrm{TOT}}]$ representa a matriz de impedâncias equivalente de Thévenin, no domínio de fases, vista a partir do ponto de aplicação da falta para a configuração topológica considerada, e $[\mathbf{Z}_{\mathrm{F}}]$ representa a matriz associada à impedância da falta.

A matriz $[\mathbf{Z}_{\mathrm{TOT}}]$ é, portanto, dependente da configuração da rede. Assim, uma manobra de abertura ou fechamento de chaves altera os caminhos elétricos entre as fontes e o ponto analisado e, consequentemente, pode modificar a impedância equivalente e as correntes de curto-circuito calculadas. Essa característica é particularmente relevante para o SPARI, uma vez que os ajustes da proteção devem ser compatíveis com a topologia resultante do processo de restabelecimento.

A partir da matriz de impedâncias equivalente, determina-se a matriz de admitâncias:

$$[\mathbf{Y}] = [\mathbf{Z}_{\mathrm{EQ}}]^{-1}. \tag{42}$$

Considerando o vetor das tensões equivalentes de Thévenin no instante pré-falta,

$[\mathbf{E}_{\mathrm{abc}}]$, determina-se o vetor de injeção de correntes associado ao ponto de falta por:

$$[\mathbf{I}_{\mathrm{Pabc}}] = [\mathbf{Y}][\mathbf{E}_{\mathrm{abc}}]. \tag{43}$$

A determinação das correntes efetivas de falta é realizada mediante a aplicação das condições de contorno correspondentes ao tipo de curto-circuito considerado. De forma geral, o vetor das correntes de falta é obtido por:

$$[\mathbf{I}_{\mathrm{fabc}}] = [\mathbf{I}_{\mathrm{Pabc}}] - [\mathbf{Y}][\mathbf{V}_{\mathrm{abcx}}] - [\mathbf{Y}][\mathbf{V}_{\mathrm{xg}}], \tag{44}$$

em que $[\mathbf{V}_{\mathrm{abcx}}]$ representa o vetor das tensões entre as fases e o ponto de falta x, enquanto $[\mathbf{V}_{\mathrm{xg}}]$ está associado à tensão entre o ponto de falta e a referência de terra. As condições impostas a esses termos dependem do tipo de defeito analisado.

Para os curtos-circuitos trifásicos, são impostas as condições de contorno correspondentes ao contato simultâneo entre as três fases no ponto de defeito. Para os curtos-circuitos monofásicos à terra, considerando uma falta na fase k, são impostas as condições correspondentes à fase defeituosa e à conexão com a terra, mantendo-se nulas as correntes de falta nas fases não envolvidas diretamente no defeito. Dessa maneira, a mesma formulação matricial pode ser utilizada mediante a alteração das condições de contorno associadas a cada tipo de falta.

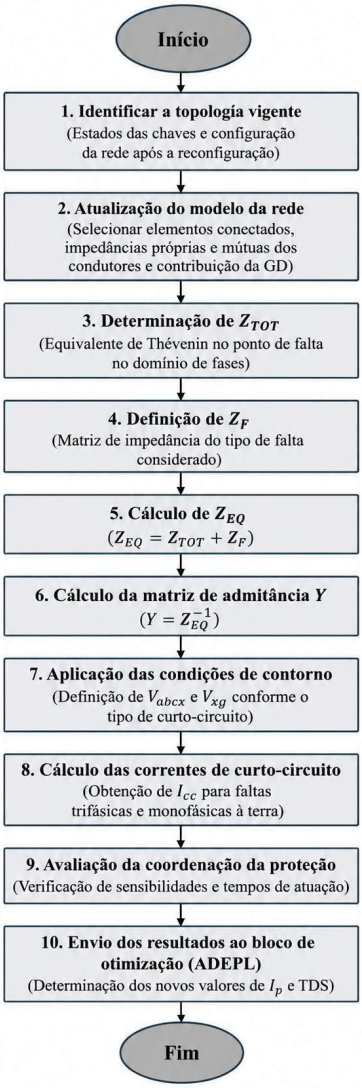
Essa etapa estabelece, portanto, a ligação entre a reconfiguração da rede e a PA. Após uma alteração topológica, o SPARI atualiza o equivalente elétrico da rede, recalcula as correntes de curto-circuito para a nova condição operacional e utiliza esses valores na verificação da coordenação existente. Caso seja identificada a necessidade de novos ajustes, as correntes calculadas, juntamente com as correntes de carga, são encaminhadas ao algoritmo híbrido ADEPL, que determina os novos valores de $\mathrm{I_p}$ e TDS dos dispositivos de proteção.

O procedimento adotado para o cálculo das correntes de curto-circuito é sintetizado no fluxograma da Figura 30.

4.4.3 Cálculo dos Novos Parâmetros de Proteção

O desenvolvimento dessa etapa baseou-se no trabalho de Pereira (2021) e tem como objetivo otimizar a atuação dos equipamentos de proteção para que as faltas sejam eliminadas de forma rápida, sem comprometer a seletividade e a coordenação do sistema. O método adota a corrente de carga e as correntes de curto-circuito como variáveis de entrada, ao passo que a $\mathrm{I_p}$ e o TDS constituem as variáveis de saída do processo de otimização híbrido.

Figura 30 – Fluxograma para o cálculo das correntes de curto-circuito.

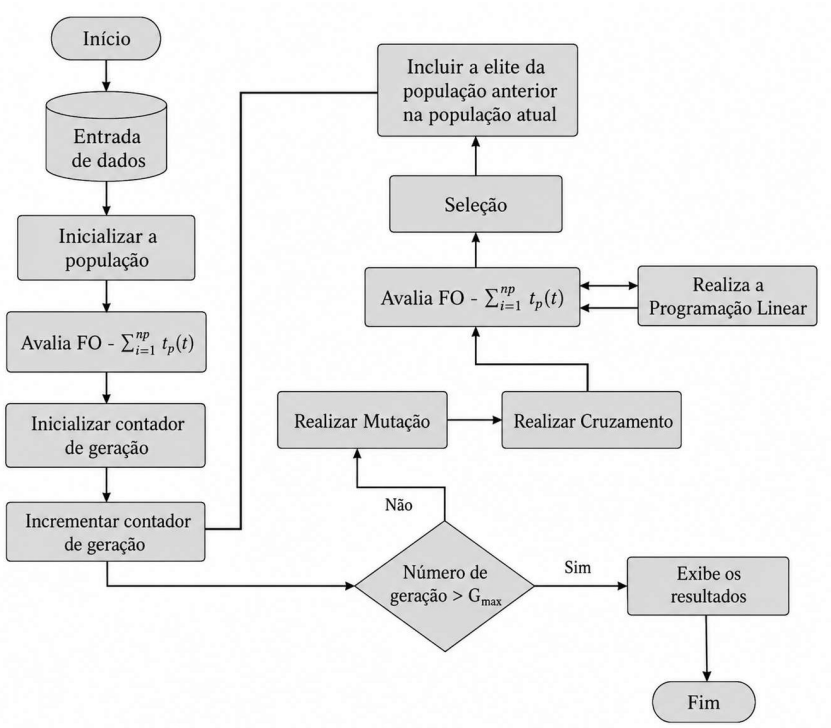


Fonte: Adaptado de Lima (2025).

Conforme ilustrado no fluxograma da Figura 31, o algoritmo opera de forma cooperativa. O ADE atua no espaço de busca não linear e discreto para determinar os valores ideais de I_p. Por sua vez, a cada avaliação de indivíduo realizada pelo bloco principal do ADE, chama-se o bloco da PL através da função *linprog* do MATLAB. Essa rotina interna calcula de maneira analítica os valores ótimos de TDS, visto que, para um I_p fixado, o tempo de operação dos dispositivos torna-se linearmente dependente do TDS.

A faixa admissível para a busca da variável I_p executada pelo ADE é delimitada por um valor mínimo, associado à sobrecarga máxima do circuito, e um valor máximo, correspondente à menor corrente de curto-circuito identificada na zona de proteção,

Figura 31 – Fluxograma do ADEPL.



Fonte: Autoria própria.

conforme estabelecido na Inequação 45 (KINDERMANN, 2005):

$$\alpha I_{\text{carga, max}} \leq I_{\text{p}} \leq I_{cc,\text{min}}. \tag{45}$$

em que $\text{I}_{\text{carga, max}}$ e $\text{I}_{\text{cc, min}}$ representam os valores da corrente máxima de carga e da corrente mínima de curto-circuito, respectivamente. O fator de ajuste α é fixado em 1,5, valor que se justifica pela premissa operativa de que condições de sobrecarga inferiores a 50% não devem ser caracterizadas como uma situação de falta (SOUZA, 2016; NASCIMENTO, 2020).

A partir do I_{p} fornecido pelo ADE e do TDS calculado pelo *linprog*, a FO é avaliada. O problema foi formulado para minimizar o tempo total de atuação dos dispositivos que compõem a proteção principal, conforme estabelecido na Equação 46. O propósito dessa abordagem é mitigar o tempo de eliminação de faltas, reduzindo tanto o período de indisponibilidade da rede quanto os impactos decorrentes das faltas. Desse modo, concilia-se a rapidez de atuação com os requisitos de seletividade e confiabilidade, garantindo a coordenação adequada entre os níveis de proteção, em conformidade com a Equação 47.

$$\text{FO} = \min \sum_{i \in \omega} t_p(i), \tag{46}$$

sendo $t_{\text{p}}(i)$ o tempo de atuação do equipamento i, calculado em função do par (I_{p}, TDS), e ω o conjunto dos equipamentos que compõem o sistema de proteção estudado.

$$\text{fitness} = \text{FO} + \text{P}, \tag{47}$$

em que P é o valor de penalização aplicado a cada indivíduo que não satisfaz as seguintesrestrições (PEREIRA, 2021):

1. Critério de Seletividade

Estabelece o intervalo mínimo necessário para garantir a coordenação entre as unidades de proteção principal e de retaguarda (COSTA et al., 2016). Este atraso intencional, deve ser rigorosamente observado para assegurar que o dispositivo principal disponha de tempo suficiente para a extinção da falta. Consequentemente, a atuação da proteção de retaguarda restringe-se exclusivamente a cenários de falha do elemento principal. Portanto, para cada par ordenado de relés principal-retaguarda, deve-se satisfazer uma restrição de seletividade específica, conforme a Inequação 48:

$$g_i = \text{t}\left(\text{RR}i\right) - \text{t}\left(\text{RP}_i\right) - \text{CTI} \geq 0, \text{ com } i \in \text{ FPR}. \tag{48}$$

Sendo $t(\text{RP}_i)$ e $t(\text{RR}_i)$ os tempos de atuação dos dispositivos de proteção principal e de retaguarda, respectivamente, e CTI o intervalo de coordenação entre essas proteções. No problema de coordenação, o intervalo de atuação entre os dispositivos é fundamental para garantir a seletividade e evitar atuações indevidas. Nesse sentido, a penalidade associada à violação do critério de seletividade foi definida conforme a Equação 49:

$$\text{P}_1 = \begin{cases} P & \text{se } t_r \leq t_p \\ \frac{P}{CTI} \sum_{i \in PR} \left(t(RP)_i + CTI - t(RR)_i\right) & \text{se } t_p < t_p \leq t_r \\ 0 & \text{caso contrário.} \end{cases} \tag{49}$$

Sendo, *P* o valor de penalidade máxima, de modo a garantir que a penalização seja superior aos tempos ususais em sistemas reais.

2. Limites de TDS e I_p dos dispositivos

O valor da corrente Ip deve ser maior quea corrente de carregamento, além de considerar eventual crescimento de carga ou sobrecarga leve no sistema (BEDEKAR; BHIDE, 2011). Além disso, a corrente Ip também deve ter limite inferior a corrente nominal da linha, ou seja, menor que a corrente de curto-circuito mínima dentro da zona de proteção. Os valores da corrente $\text{I}_\text{p}$são limitados em relação aos valores disponíveis nos dispositivos, conforme a Inequação 50.

$$\begin{aligned} f_{\min j} &= I_{p_{\min}}(j) - I_p(j) \geq 0, \\ f_{\max j} &= I_{p_{\max}}(j) - I_p(j) \geq 0. \end{aligned} \tag{50}$$

Em que, j=1,2,...,*n*; $\mathrm{I_pmin}$ e $\mathrm{I_pmax}$ os valores mínimo e máximo de , para cada dispositivo, respectivamente.

Os valores de TDS também são limitados em relação aos valores disposíveis para os tipos e modelos de equipamentos, conforme apresentado na Inequação 51.

$$\begin{aligned} h_{\min,j} &= TDS(j) - TDS_{\min}(j) \geq 0, \\ h_{\max,j} &= TDS_{\max}(j) - TDS(j) \geq 0. \end{aligned} \tag{51}$$

Sendo, j=1,2,...,*n*; TDSmin e TDSmax os valores mínimo e máximo de TDS, $\mathrm{I_p}$ para cada dispositivo, respectivamente.

3. Tempo mínimo e máximo de atuação dos dispositivos

Embora o objetivo principal consista na minimização dos tempos de operação, o sistema de proteção requer um tempo minimo para entrar em operação. Na prática, esses limites operacionais inferior e superior para o tempo de resposta são rigorosamente estabelecidos pela restrição de contorno apresentada na Inequação 52.

$$\begin{aligned} f_{\min,i} &= t(RP_i) - t_{\min} \geq 0, \quad i \in \alpha, \\ f_{\max,i} &= t_{\max} - t(RP_i) \geq 0. \end{aligned} \tag{52}$$

Em que, $t_{\min}$ e $t_{\max}$ os tempos de atuação mínimo e máximo permitidos para os dispositivos operando na função principal, nessa ordem.

É importante destacar que a restrição de $t_{\max}$ muitas vezes está relacionada com a curva de recozimento dos condutores, visto que a elevação da temperatura causada pelas correntes de faltas pode provocar danos irreversíveis aos condutores (ASSOCIATION et al., 1982). Matematicamente, essa restrição foi tratada como uma função descontínua, desejando estabelecer os pontos de máximo e mínimo de coordenação. A penalidade é controlada pela Inequação 53, em que o valor da penalidade é proporcional a aproximação do tempo de atuação em relação aos valores críticos.

$$P_2 = \begin{cases} \dfrac{P}{t_{\max}} \displaystyle\sum_{i \in \Omega} \left(t_{\max} - t(RR_i)\right), & \text{se } t(RR_i) < t_{\max}, \\ 0, & \text{se } t_{\min} \leq t(RR_i) \leq t_{\max}, \\ P, & \text{caso contrário.} \end{cases} \tag{53}$$

4.5 ENVIO DOS NOVOS AJUSTES

Após a determinação dos novos parâmetros de proteção, o SPARI realiza a atualização das configurações dos dispositivos da rede, visando restabelecer a coordenação da proteção de acordo com a topologia e as condições operacionais vigentes. A arquitetura

proposta adota uma abordagem centralizada, na qual as informações provenientes dos dispositivos de campo são processadas por uma UC responsável pelo monitoramento da rede, identificação de eventos, reconfiguração do sistema e recálculo dos ajustes de proteção. Com base nos resultados obtidos, são definidos novos valores de Ip e TDS, adequados à nova condição operativa da rede.

Em uma implementação prática, a troca de informações entre a unidade central e os dispositivos de campo pode ser realizada por meio de protocolos amplamente empregados em sistemas elétricos de potência, tais como IEC 61850 e DNP3. Entretanto, a modelagem da infraestrutura de comunicação, dos protocolos de transmissão de dados e dos requisitos de desempenho associados não faz parte do escopo desta Tese. Dessa forma, o trabalho concentra-se no desenvolvimento e na validação da lógica de monitoramento, reconfiguração e proteção adaptativa, assumindo a disponibilidade das informações necessárias para a operação do sistema.

4.6 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou de forma detalhada todas as etapas do desenvolvimento do Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Integrados (SPARI), baseado em uma Unidade Central de Processamento. O SPARI viabiliza a resposta a faltas em tempo quase real por meio da integração entre a reconfiguração topológica e o reajuste dos parâmetros de proteção, estruturando-se em três módulos fundamentais: monitoramento, reconfiguração de rede e cálculo de parâmetros.

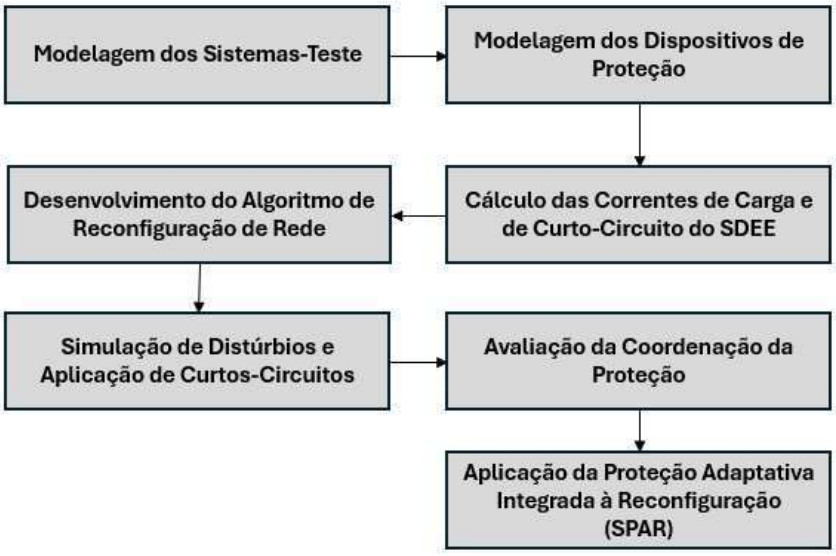
No módulo de monitoramento, realiza-se a aquisição das grandezas analógicas de tensão e corrente, bem como o *status* dos dispositivos de manobra, dados essenciais para a sensibilização do sistema diante de distúrbios ou variações de carga. Uma vez detectada uma alteração, o módulo de reconfiguração determina a topologia ótima para o cenário vigente. Na sequência, essa nova configuração é encaminhada ao módulo de cálculo, que emprega a meta-heurística ADEPL para otimizar os ajustes de proteção. O ciclo operacional encerra-se com o envio dos novos parâmetros aos dispositivos de campo, assegurando a maximização da continuidade do serviço, além de garantir a seletividade e a coordenação da rede.

CAPÍTULO 5

MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo apresenta uma síntese da metodologia adotada para o desenvolvimento e a validação do sistema proposto, a qual é resumida no fluxograma da Figura 32. As etapas de programação computacional foram realizadas no ambiente Simulink/MATLAB® e no *software* OpenDSS, utilizando um computador com processador *Intel*® Core™ i7 (1,8–4,6 GHz), 8 GB de RAM e sistema operacional *Windows*® 10 (64 *bits*).

Figura 32 – Metodologia desenvolvida.



Fonte: Autoria própria.

5.1 SISTEMAS - TESTES

A validação e a avaliação do desempenho do SPARI foram conduzidas por meio de simulações nos sistemas de distribuição de teste do IEEE de 34 e 69 barras.

5.1.1 Sistema-Teste IEEE 34 barras

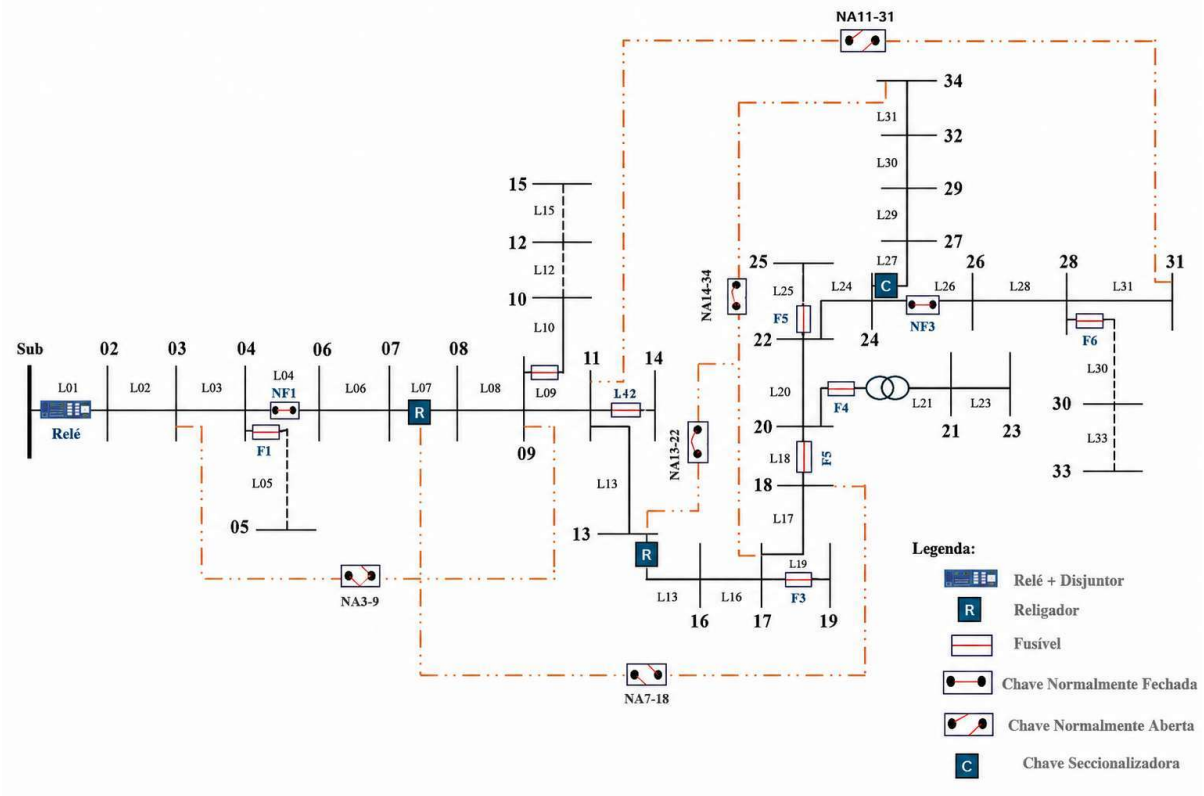
O diagrama unifilar desse circuito é apresentado na Figura 33, o qual opera sob uma tensão nominal de 24,9 kV. As características e os parâmetros estruturais completos desse sistema-teste estão disponíveis no Anexo A. Para o escopo desta Tese, foram realizadas modificações no sistema original, que incluíram a inserção de dispositivos de proteção e manobra fundamentados nos critérios técnicos adotados no cenário brasileiro (ELETROBRÁS, 1982). A alocação ideal desses equipamentos seguiu a metodologia proposta

por Guarda (2017), enquanto a presença dos reguladores de tensão foi desconsiderada para fins de simplificação (BHISE; OUTROS, 2017).

O dimensionamento e a parametrização inicial dos dispositivos de proteção foram realizados por meio da avaliação das correntes de regime permanente e das amplitudes das correntes de curto-circuito, em estrita conformidade com as diretrizes de modelagem de sistemas de distribuição radiais (KERSTING, 1991). Ao final, estabeleceram-se a seguinte configuração operativa:

- Relé de sobrecorrente de tempo inverso instalado na subestação (barra 01);
- Religadores nas barras 07 e 13;
- Chave seccionalizadora na barra 24;
- Fusíveis nos ramais laterais do SDEE;
- Chaves automáticas normalmente fechadas (NF) nos trechos L4, L18 e L26;
- Chaves automáticas normalmente abertas (NA) para interligar as barras 3-9, 7-18, 11-31, 13-22 e 17-34.

Figura 33 – Sistema-teste IEEE 34 barras (modificado).

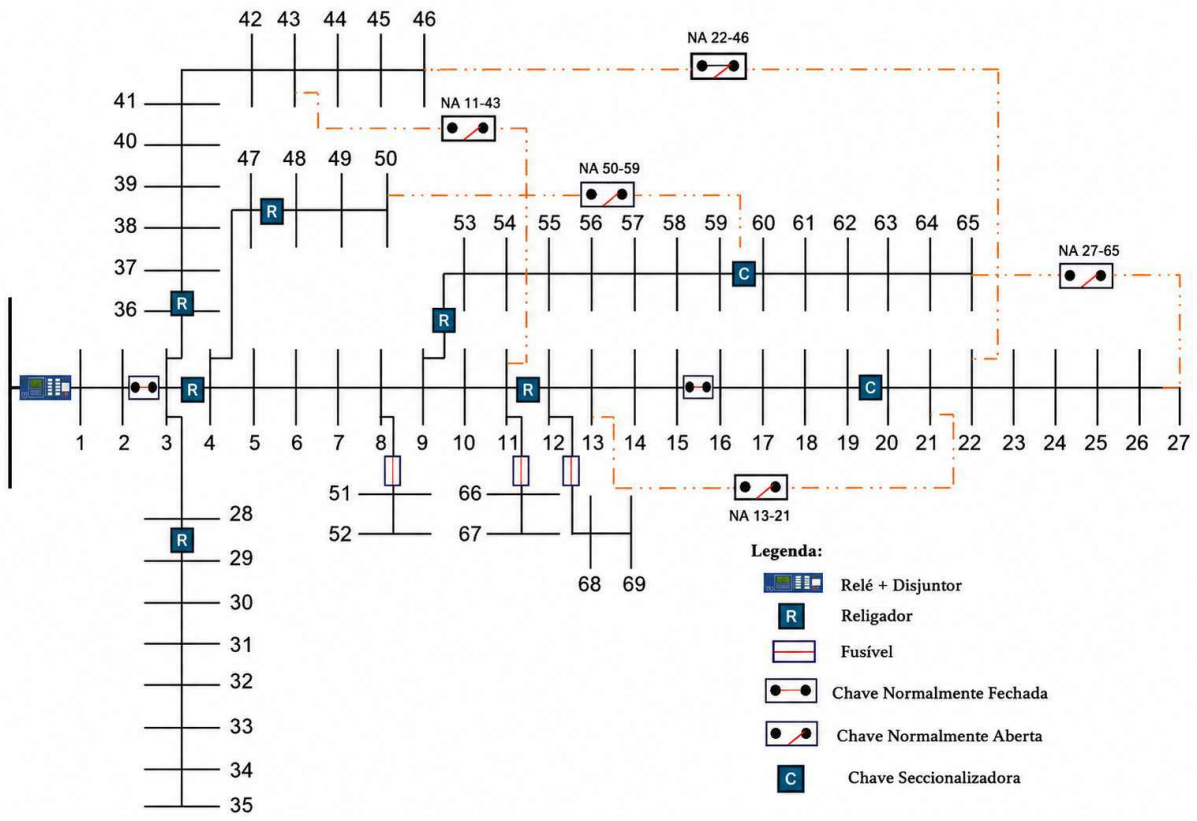


Fonte: Adaptado de Kersting (1991).

5.1.2 Sistema-Teste IEEE 69 barras

A Figura 34 ilustra o diagrama unifilar do sistema em análise, projetado para operar sob uma tensão nominal de 12,66 kV e considerando uma base de potência de 10 MVA. O carregamento total da rede compreende 3.800 kW de potência ativa e 2.690 kVAr de potência reativa, com perdas reativas estimadas em aproximadamente 102,2 kVAr. Todas as características e parâmetros desse sistema-teste estão apresentadas no Anexo B.

Figura 34 – Sistema-teste IEEE 69 barras (modificado).



Fonte: Autoria Própria.

Também neste caso, foram realizadas modificações no sistema original, baseando-se critérios adotados por Savier e Das (2007) e Lima (2025). A configuração final contempla a instalação de um relé de sobrecorrente direcional na subestação, bem como de religadores automáticos nos barramentos 03, 09, 11, 28, 36 e 47. Foram também posicionadas chaves seccionalizadoras nas barras 20 e 59, além de chaves NA interligando as barras 11–43, 13–21, 22–46, 27–65 e 50–59, e chaves NF instaladas nos trechos entre as barras 02–03 e 14–15. Por fim, a proteção dos ramais laterais foi executada por meio de elos fusíveis, assegurando a seletividade e a coordenação ao longo da rede.

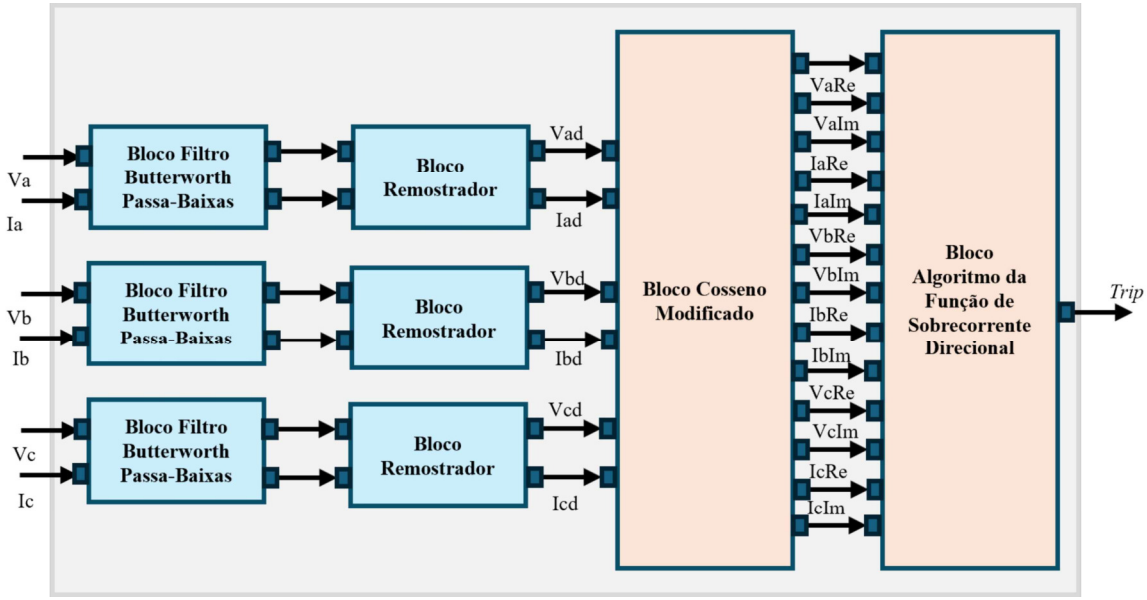
5.2 MODELAGEM DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Considerando a indisponibilidade de modelos de equipamentos de proteção no *software* Simulink, optou-se por utilizar modelos consolidados na literatura e pelo desenvolvimento de blocos específicos para cada dispositivo. A descrição detalhada desses modelos é apresentada nas seções a seguir.

5.2.1 Relé de Sobrecorrente Direcional

A modelagem do relé de sobrecorrente direcional foi realizada baseando-se no modelo proposto por Nascimento (2020), o qual combina blocos padrão do *software* com funções personalizadas criadas usando o bloco *S-Function*, que funciona de forma integrada com os demais componentes do Simulink, permitindo que funções programadas em linguagens como C/C++ ou MATLAB® sejam executadas. A estrutura detalhada do relé está ilustrada na Figura 35 e detalhada a seguir.

Figura 35 – Diagrama de blocos funcional do relé digital proposto.



Fonte: Adaptado de Nascimento (2020).

- Bloco Filtro Butterworth Passa-Baixas: Disponível na biblioteca do Simulink, tem a função de filtrar os componentes de alta frequência do sinal, em conformidade com o Teorema de Nyquist. Foi configurado um filtro de segunda ordem com frequência de corte de 180 Hz, valor comumente empregado em sistemas de proteção (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007).
- Bloco Reamostrador: Disponível na biblioteca do Simulink, converte os sinais analógico para o formato digital, com uma frequência de amostragem de 960 Hz,

o que corresponde a 16 amostras por ciclo. Esse valor é usual em sistemas de proteção por garantir um equilíbrio ideal entre velocidade de processamento e precisão (NASCIMENTO, 2020).

- Bloco Cosseno Modificado: Programado via *S-Function*, é responsável por estimar os fasores de tensão e corrente, que são avaliados pelo algoritmo de sobrecorrente. Embora existam outros métodos de estimação de fasores, optou-se pelo cosseno modificado por sua ampla consolidação na literatura, devido à sua eficácia e ao baixo esforço computacional (NASCIMENTO, 2020).

- Bloco Algoritmo da Função de Sobrecorrente Direcional: Programado via *S-Function*, emula a função de sobrecorrente direcional de tempo inverso de um relé real. As entradas do dispositivo consistem nos fasores de tensão e corrente em coordenadas retangulares, enquanto a saída fornece o sinal de atuação (*trip*) para o disjuntor (NASCIMENTO; BRITO; SOUZA, 2018; LOPES et al., 2014).

5.2.2 Religador Digital

O modelo do religador digital foi concebido a partir de dados empíricos de dispositivos físicos, em conformidade com a metodologia proposta por Pereira et al. (2024). Essa abordagem, de forma análoga à modelagem do relé, integrou blocos nativos do Simulink à flexibilidade de programação de um bloco *S-Function*. O tempo total de ciclo do religador foi parametrizado para representar o somatório dos tempos de abertura e de religamento, conforme estabelecido na Equação 54:

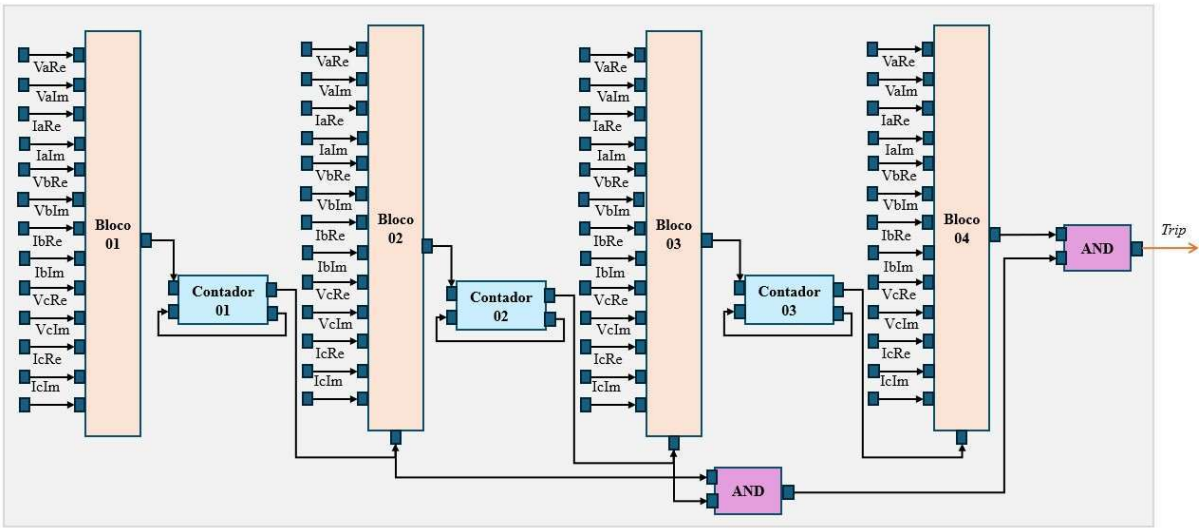
$$T_{\text{religador}} = t_{\text{O}} + \sum_{i \in \alpha} t_{\text{R}}(i) \tag{54}$$

em que t_{O} representa o tempo de operação associado à primeira abertura do dispositivo; $t_{\text{R}}(i)$ denota o tempo de cada ciclo de religamento; e α corresponde ao conjunto ordenado de tentativas de religamento configuradas. Essa abordagem reproduz fielmente o comportamento dinâmico de religadores comerciais utilizados por concessionárias de energia elétrica, assegurando o pleno atendimento aos critérios de coordenação e seletividade da rede.

A arquitetura interna do religador, detalhada na Figura 36, baseia-se nas metodologias de Nascimento (2020) e Gutierres et al. (2013). Sua estrutura assemelha-se à do relé digital (Figura 35), concentrando-se nas etapas subsequentes à aquisição de dados pela unidade de entrada. Essa estratégia permite priorizar o desenvolvimento das regras de proteção e da lógica de controle de interrupção, abstraindo-se o condicionamento de sinal inicial para conferir maior eficiência computacional às simulações.

Funcionalmente, o equipamento opera como uma cadeia sequencial de blocos programáveis, na qual o acionamento de um estágio depende estritamente da atuação do bloco a montante. A única exceção aplica-se ao Bloco 01, encarregado de monitorar continuamente os perfis de tensão e corrente do sistema para determinar a ocorrência e a persistência da falta.

Figura 36 – Diagrama de blocos interno do religador digital proposto.



Fonte: Adaptado de Pereira et al. (2024).

5.2.3 Chave Seccionalizadora

A modelagem da chave seccionalizadora fundamentou-se na arquitetura proposta por Rones e Vittal (2013), sendo estruturada em dois módulos: o bloco de detecção de sobrecorrente e a unidade de controle de disparo. O primeiro é responsável por monitorar e sinalizar a ocorrência de níveis de corrente superiores ao limiar ajustado. O segundo integra contadores e a lógica de controle, cuja saída assume nível lógico alto apenas sob a persistência da falta; caso contrário, o sinal permanece em nível lógico baixo.

Conforme detalhado no algoritmo apresentado a seguir, a chave seccionalizadora é sensibilizada ao detectar a sobrecorrente, mantendo o registro da ocorrência. Após essa ativação, o dispositivo aguarda a coordenação com os equipamentos de proteção a montante (como religadores ou disjuntores). A contagem dos pulsos de abertura e fechamento do dispositivo de retaguarda serve como base para o decremento do contador interno da seccionalizadora. Ao atingir o número de operações predefinido, a chave abre seus contatos durante o tempo "morto"do religador, isolando o trecho sob falta da rede de forma seletiva.

Algorithm 2 Modelo da Chave Seccionalizadora

Require: Sobrecorrente_detectada,Trip_cont,Max_trip_cont,
Require: Chave_seccionalizadora_ativado
Require: Dispositivos_de_proteção_a_montante_abertos, Trip_signal
Ensure: Chave_seccionalizadora_contatos_abertos
Ensure: Chave_seccionalizadora_contatos_fechados

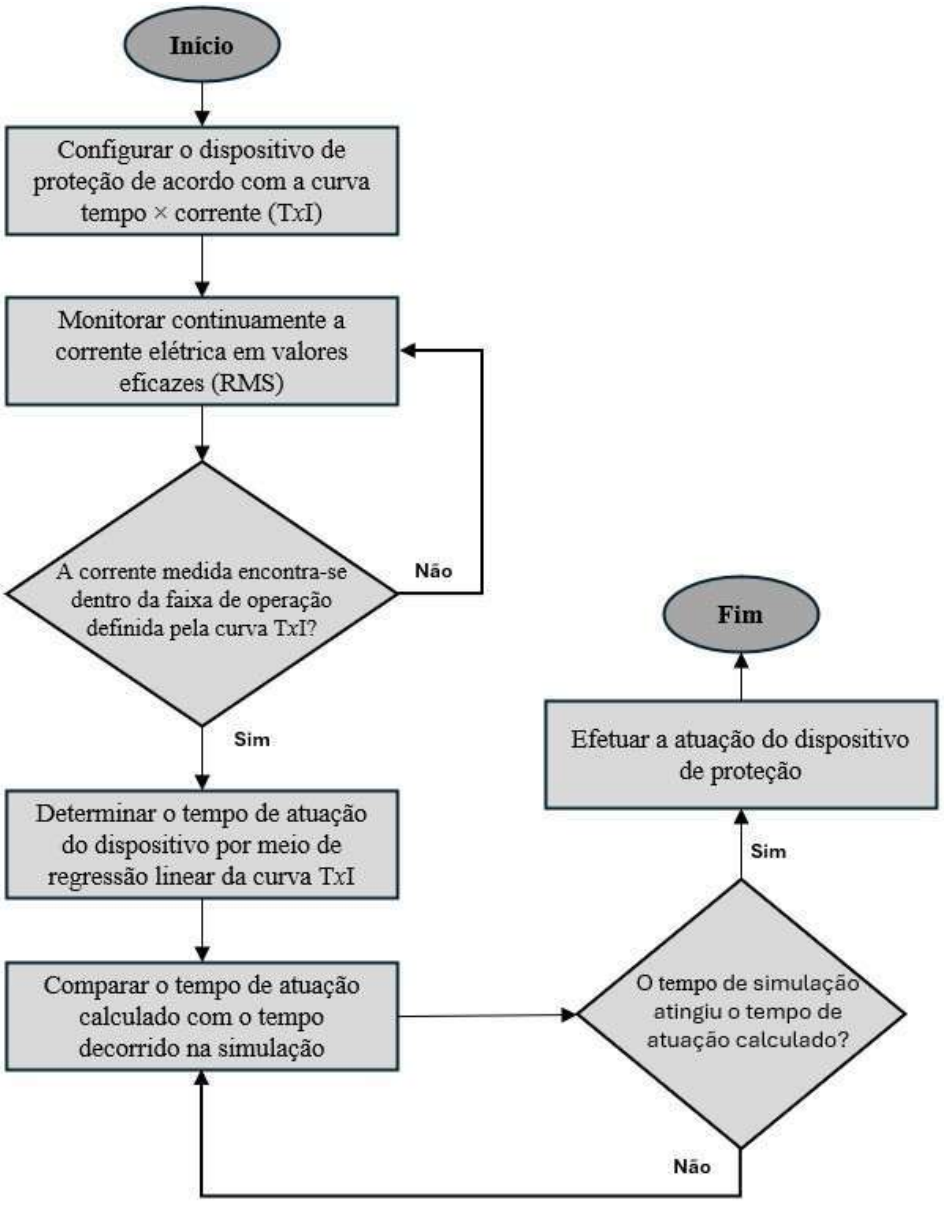
```
Inicializar: Sobrecorrente_detectada = Falso, Trip_cont = 0, Max_trip_cont = 3
Indicação de bloqueio de operação
if ( thenSobrecorrente_detectada)
    Nível_operação = 1                ▷ Alto nível lógico indicando detecção de sobrecorrente
else
    Nível_operação = 0 ▷ Baixo nível lógico indicando que não há detecção de sobrecorrente
end if
Bloco de controle de disparo
if ( thenNível_operação == 1)
    Trip_cont = Trip_cont + 1
    Verifique se a contagem máxima de disparo foi atingida
    if ( thenTrip_cont >= Max_trip_cont)
        Trip_signal = 1                   ▷ Comando de disparo indicador de alto nível lógico
    else
        Trip_signal = 0           ▷ Nível lógico baixo indicando nenhum comando de disparo
    end if
else
    Trip_signal = 0               ▷ Nível lógico baixo indicando nenhum comando de disparo
end if
Chave Seccionalizadora operação
if ( thenChave_seccionalizadora_ativado)
    Aguarde a abertura dos dispositivos de proteção a montante
    if ( thenDispositivos_de_proteção_a_montante_abertos)
        Verifique o sinal de disparo do bloco de controle de disparo
        if ( thenTrip_signal == 1)
            Mantenha_chave_seccionalizadora_contatos_abertos()
        else
            Mantenha_chave_seccionalizadora_contatos_fechados()
        end if
    else
        Mantenha_chave_seccionalizadora_contatos_fechados()
    end if
else
    Mantenha_chave_seccionalizadora_contatos_fechados()
end if
```

5.2.4 Fusível

Haja vista que o *software* Simulink não possui o modelo de elos fusíveis para redes de distribuição — disponibilizando apenas representações simplificadas baseadas em chaves estáticas com abertura instantânea sob corrente limiar —, foi necessária a programação de um modelo via bloco *S-Function*, conforme a metodologia proposta por Lima (2025). Essa modelagem genérica baseia-se na transposição das curvas caracterísi-

cas tempo *versus* corrente, permitindo a inserção de parâmetros de operação de diversos fabricantes e categorias de dispositivos. Essa abordagem assegura uma representação fiel do comportamento térmico e operativo dos elos fusíveis em simulações dinâmicas, incorporando as características reais de fusão e interrupção. O processamento dessa lógica computacional segue o fluxograma da Figura 37.

Figura 37 – Fluxograma lógico da modelagem computacional dos elos fusíveis.



Fonte: Adaptado de Lima (2025).

Em síntese, o dispositivo modelado opera quando a amplitude da corrente monitorada ultrapassa os limiares estabelecidos em sua curva característica tempo *versus* corrente. Devido à baixa resolução discreta das curvas selecionadas, programou-se um

procedimento de interpolação por regressão linear simples; assim, para valores de corrente de curto-circuito compreendidos entre os pontos tabelados da curva, o tempo de atuação é estimado conforme as Equações 55 a 58. Uma vez determinado o tempo total de interrupção a partir do início da falta, o algoritmo comanda a abertura de chaves controladas, representando a efetiva atuação da proteção.

$$\Delta I = I_{\text{dispositivo}}[\text{posição}] - I_{\text{dispositivo}}[\text{posição} + 1] \tag{55}$$

$$A = \frac{(I_{\text{dispositivo}}[\text{posição}] - I_{cc}) \cdot T_{\text{dispositivo}}[\text{posição} + 1]}{\Delta I} \tag{56}$$

$$B = \frac{(I_{cc} - I_{\text{dispositivo}}[\text{posição} + 1]) \cdot T_{\text{dispositivo}}[\text{posição}]}{\Delta I} \tag{57}$$

$$\text{Tempo Total} = A + B. \tag{58}$$

Normalmente, os elos fusíveis do tipo K são os dispositivos mais empregados pelas concessionárias de distribuição para a proteção de ramais em SDEE, devido às suas características de atuação rápida. Ressalta-se que esses dispositivos não são integrados como variáveis de decisão para a sensibilização do SPARI, visto que possuem função estritamente de proteção e não de manobra Como o restabelecimento de seus contatos exige intervenção humana local, torna-se inviável sua inclusão em algoritmos de reconfiguração automática.

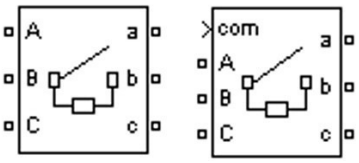
A coordenação entre os elos fusíveis e os religadores foi estabelecida por meio da estratégia de salvamento de fusíveis (*fuse-saving*). Nessa configuração, o religador é parametrizado para realizar uma operação inicial rápida, visando extinguir faltas temporárias antes da fusão do elo e evitar interrupções permanentes desnecessárias. Caso a sobrecorrente persista, o religador transita para uma sequência de operações lentas, permitindo que o fusível atue de forma coordenada e isolada para faltas permanentes no ramal lateral.

5.2.5 Disjuntor

A modelagem do disjuntor foi realizada a partir do bloco de disjuntor trifásico (Three-Phase Breaker) nativo da biblioteca do Simulink (MathWorks, b). Esse bloco reproduz o comportamento dinâmico de um dispositivo de manobra e permite a comutação de seus contatos sob dois modos distintos: via temporizador integrado (controle interno) ou por meio de sinais lógicos (controle externo), conforme ilustrado na Figura 38.

Nesta Tese, adotou-se estritamente o modo de controle externo, no qual um sinal digital de entrada dita o estado operativo do equipamento. Funcionalmente, a atribuição de nível lógico 0 (zero) comanda a abertura imediata dos contatos para a extinção de faltas. Em contrapartida, a aplicação de qualquer valor positivo, tipicamente o nível lógico 1 (um), promove o fechamento dos contatos, restabelecendo a continuidade elétrica do circuito.

Figura 38 – Diagrama de blocos e modos de controle do disjuntor.

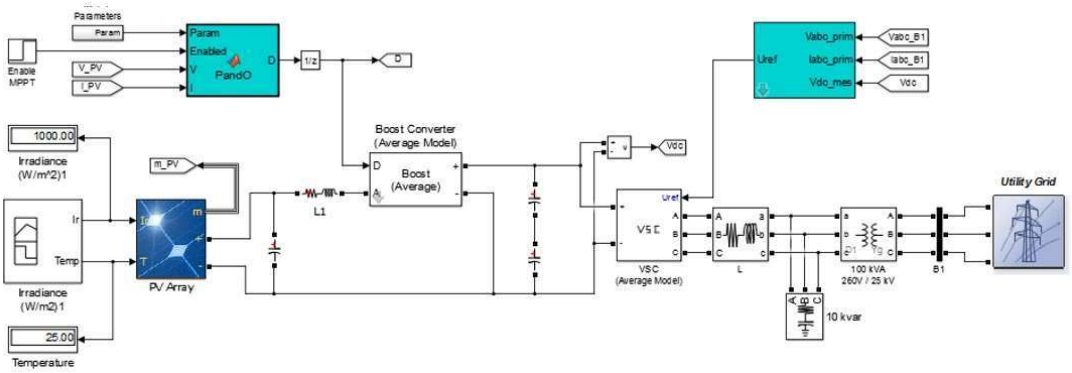


Fonte: Adaptado de MathWorks (b).

5.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Nesta Tese, a GD é representada por um Gerador Fotovoltaico (GFV), cujo modelo foi programado a partir da biblioteca nativa do Simulink, conforme ilustrado na Figura 39. O sistema foi dimensionado para fornecer uma potência nominal de 100 kW sob condições padrão de ensaio (STC), com irradiância de 1.000 W/m^2 e temperatura de 25 °C. As especificações técnicas do módulo fotovoltaico adotado estão consolidadas na Tabela 6 (MathWorks, a).

Figura 39 – Modelo do GFV utilizado.



Fonte: MathWorks (a).

Tabela 6 – Especificações para um painel fotovoltaico.

N° de células conectadas em série	96
Tensão de circuito aberto (V_{ca})	64,2 V
Corrente de curto-circuito (I_{cc})	5,96 A
Tensão na máxima potência (V_{mp})	54,7 V
Corrente na máxima potência (I_{mp})	5,58 A

Fonte: MathWorks (a).

A integração do GFV ao SDEE é realizada por meio de uma arquitetura de conversão em dois estágios: um conversor CC-CC *boost*, responsável pela elevação de

tensão, e um inversor trifásico de fonte de tensão (VSC) de três níveis. O acoplamento à rede elétrica é efetuado por um transformador elevador de 100 kVA, com relação de transformação de 260 V / 24,9 kV.

O rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) é executado via técnica de Perturbação e Observação (P&O). Esse algoritmo atua de forma iterativa, impondo perturbações na tensão terminal do arranjo e comparando a potência instantânea com o valor medido no ciclo precedente. Se o incremento de tensão resultar em acréscimo de potência, o gradiente de busca é mantido; caso contrário, o sentido da perturbação é invertido para garantir a convergência contínua ao ponto de máxima eficiência (BRITO et al., 2011; LIMA, 2025).

5.4 MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO

O SPARI emprega técnicas de otimização em dois blocos distintos: o bloco de reconfiguração da rede e o bloco de do cálculo dos novos ajustes. Embora ambos utilizem o ADE como ferramenta de busca, os problemas tratados possuem características distintas e, consequentemente, diferentes variáveis de decisão e FO.

5.4.1 Otimização da Topologia da Rede

O primeiro problema de otimização está associado à determinação da topologia de restabelecimento após a ocorrência de faltas permanentes. Nessa etapa, o ADE é empregado para selecionar a configuração dos dispositivos de manobra que melhor atende aos critérios estabelecidos para o restabelecimento, respeitando as restrições de radialidade, conectividade, limites operacionais de tensão e capacidade de carregamento dos alimentadores.

Cada indivíduo do algoritmo representa uma configuração candidata da rede, sendo codificado por um vetor binário associado aos estados dos dispositivos de manobra. Dessa forma, cada posição do vetor assume valor correspondente ao estado aberto ou fechado de uma chave. A avaliação dos indivíduos considera os critérios estabelecidos na FO de reconfiguração, priorizando a manutenção da radialidade e o restabelecimento do fornecimento, além da avaliação das perdas e das condições operacionais da rede.

Após a definição de uma configuração topologicamente e eletricamente factível, são atualizados os parâmetros elétricos correspondentes à nova condição operacional. As correntes de carga e de curto-circuito são então recalculadas e utilizadas na etapa subsequente, destinada à avaliação e, quando necessária, à atualização dos ajustes dos dispositivos de proteção.

5.4.2 Otimização dos Ajustes da Proteção

A coordenação dos dispositivos de proteção em SDEE, fundamentada na formulação apresentada na Seção 4, constitui originalmente um problema de otimização não linear, uma vez que o tempo de atuação dos dispositivos depende simultaneamente da I_p e TDS. Para reduzir a complexidade desse problema, emprega-se nesta Tese o algoritmo híbrido ADEPL, no qual o ADE é responsável pela determinação dos valores de I_p, enquanto a PL é utilizada para determinar os valores de TDS associados a cada solução candidata (PEREIRA, 2021).

Essa decomposição do problema é possível devido à estrutura matemática das curvas de tempo inverso utilizadas na coordenação da proteção. De forma geral, o tempo de atuação do dispositivo i pode ser expresso por:

$$t_i = \frac{A \cdot \mathrm{TDS}_i}{\left(\dfrac{I_i}{I_{p,i}}\right)^B - 1}, \tag{59}$$

em que t_i representa o tempo de atuação do dispositivo i; I_i corresponde à corrente de curto-circuito vista pelo dispositivo; $I_{p,i}$ é a corrente de *pickup*; TDS_i é o multiplicador de tempo; e A e B são constantes determinadas pela característica de tempo inverso adotada.

Para uma determinada configuração topológica e um cenário de falta específico, a corrente I_i é conhecida a partir do cálculo de curto-circuito. Durante a avaliação de cada indivíduo do ADE, o valor de $I_{p,i}$ também permanece fixo, uma vez que corresponde a uma das componentes da solução candidata. Consequentemente, os termos A, B, I_i e $I_{p,i}$ são constantes durante a solução do subproblema associado ao TDS. Pode-se, portanto, definir o coeficiente:

$$K_i = \frac{A}{\left(\dfrac{I_i}{I_{p,i}}\right)^B - 1}. \tag{60}$$

Substituindo a Equação 60 na Equação 59, obtém-se:

$$t_i = K_i \cdot \mathrm{TDS}_i. \tag{61}$$

Dessa forma, para valores conhecidos de I_i e fixados de $I_{p,i}$, o coeficiente K_i torna-se constante e o tempo de atuação passa a apresentar uma relação linear com o TDS. Essa propriedade permite converter as restrições temporais de coordenação em inequações lineares em relação aos valores de TDS.

Considerando um par de dispositivos formado pela proteção principal p e pela proteção de retaguarda r, a condição de seletividade estabelece que a diferença entre

seus tempos de atuação deve ser igual ou superior ao intervalo mínimo de coordenação, conforme:

$$t_r - t_p \geq \mathrm{CTI}. \tag{62}$$

Substituindo a relação apresentada na Equação 61, obtém-se:

$$K_r \cdot \mathrm{TDS}_r - K_p \cdot \mathrm{TDS}_p \geq \mathrm{CTI}. \tag{63}$$

Como K_r, K_p e CTI são constantes durante a avaliação do indivíduo, a Equação 63 constitui uma restrição linear em relação às variáveis TDS_r e TDS_p. De maneira análoga, os limites operacionais impostos aos valores de TDS também podem ser representados por restrições lineares:

$$\mathrm{TDS}_{i,\min} \leq \mathrm{TDS}_i \leq \mathrm{TDS}_{i,\max}. \tag{64}$$

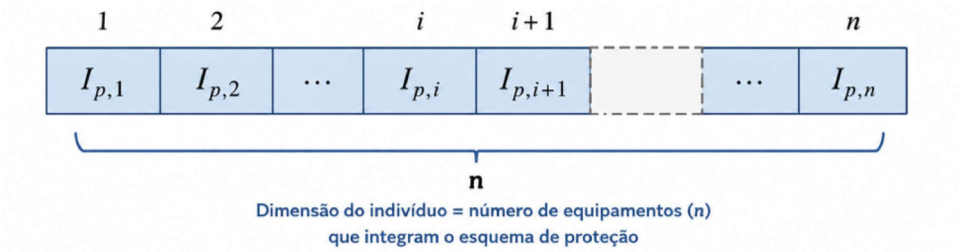
Portanto, embora o problema original de coordenação envolvendo simultaneamente I_p e TDS seja não linear, a fixação dos valores de I_p pelo ADE transforma o problema de determinação dos valores de TDS em um subproblema de PL. Essa característica fundamenta matematicamente a utilização da função *linprog* do MATLAB® no algoritmo ADEPL.

A estratégia adotada permite, assim, decompor o problema de otimização em duas etapas complementares. Na primeira, o ADE explora o espaço de busca associado aos valores de I_p, respeitando os limites operacionais impostos a esse parâmetro. Na segunda, para cada indivíduo gerado pelo ADE, a PL determina os valores de TDS que atendem às restrições de coordenação correspondentes. Dessa forma, reduz-se a quantidade de variáveis tratadas diretamente pelo algoritmo evolutivo e, consequentemente, o espaço de busca associado ao problema de coordenação.

O algoritmo ADEPL mantém as etapas de leitura de dados, inicialização, mutação, cruzamento, seleção e verificação dos critérios de convergência do ADE, detalhadas na Seção 2.8.2. Entretanto, sua codificação é adaptada ao problema de proteção. A população inicial é gerada aleatoriamente dentro dos limites operacionais estabelecidos para I_p e é composta por N_p indivíduos. Cada indivíduo contém um vetor de possíveis ajustes de I_p, cuja dimensão n corresponde ao número de dispositivos de proteção considerados no esquema sob análise, conforme ilustrado na Figura 40.

Durante a avaliação de cada indivíduo, os valores de I_p definidos pelo ADE, juntamente com as correntes de curto-circuito correspondentes à configuração analisada, permitem determinar os coeficientes K_i da Equação 60. A partir desses coeficientes, é estruturado o subproblema de PL, no qual os valores de TDS constituem as variáveis de decisão. Esse subproblema é solucionado utilizando a função *linprog* do MATLAB®, considerando as restrições de coordenação e os limites admissíveis de TDS.

Figura 40 – Codificação do vetor do algoritmo ADEPL.



Fonte: Adaptado de Pereira (2021).

A solução fornecida pela PL é então associada ao respectivo indivíduo do ADE, permitindo calcular os tempos de atuação dos dispositivos e avaliar a qualidade da solução segundo a FO estabelecida para o problema de coordenação. Caso a combinação de valores de I_p não permita a obtenção de valores de TDS que satisfaçam às restrições estabelecidas, o indivíduo é considerado inadequado no processo evolutivo.

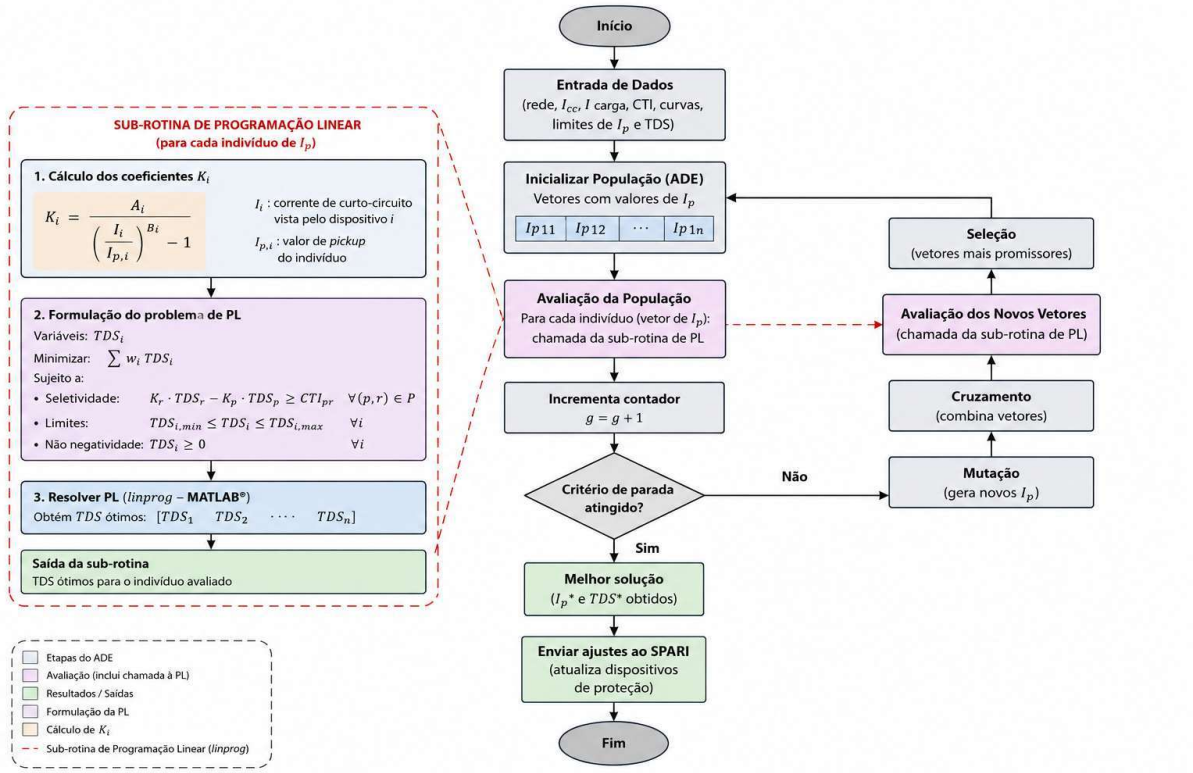
A integração entre o ADE e a PL permite, portanto, que a busca evolutiva seja concentrada nos valores de I_p, enquanto a determinação dos valores de TDS é realizada por um método determinístico de otimização linear. Essa decomposição reduz a dimensionalidade do espaço explorado diretamente pelo ADE e favorece a identificação de soluções que atendam às condições de seletividade e sensibilidade do sistema de proteção. A arquitetura do ADEPL empregado nesta Tese é apresentada no fluxograma da Figura 41.

5.5 BASE DE DADOS

Para validar o desempenho do SPARI, foi construída uma base de dados composta por 1536 cenários de simulação nos sistemas-teste IEEE 34 e 69 barras, conforme apresentado na Tabela 7. Os estudos consideram diferentes tipos e localizações de faltas, resistências de falta, níveis de inserção de GFV e configurações topológicas da rede.

Os locais de aplicação das faltas foram selecionados para avaliar a coordenação dos dispositivos de proteção, enquanto os valores de resistência de falta foram definidos com base em Kindermann (1997) e Lima (2025). As unidades de GFV foram instaladas em diferentes posições da rede, à montante e à jusante dos religadores, permitindo analisar seus impactos sobre os níveis de curto-circuito, o fluxo de potência e o desempenho da proteção. Do total de cenários simulados, 1056 correspondem ao sistema IEEE 34 barras e 480 ao sistema IEEE 69 barras.

Figura 41 – Fluxograma metodológico do algoritmo ADEPL aplicado à otimização dos ajustes da proteção.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 7 – Resumo da base de dados utilizada para validação da metodologia proposta.

Configuração	**Sistema IEEE 34**	**Sistema IEEE 69**
Tipos de faltas	11	5
Locais de falta	L09, L16, L24	Barras 5, 23, 42 e 53
Resistências de falta	0,1;5;10;50;100;200 e 500 Ω	0,001; 1; 10 Ω
Potências de GFV	400 kW	400 e 800 kW
Locais de GFV	L06 e L18	L27, L41 e L65
Casos sem SPARI	792	120
Casos com SPARI	264	360
Total de casos	**1056**	**480**
	Total geral	**1536**

Fonte: Autoria Própria.

5.6 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados a metodologia, os materiais e as ferramentas computacionais empregados no desenvolvimento do SPARI, aplicado a SDEE com GFV. Foram descritos os sistemas-teste IEEE de 34 e 69 barras, os modelos computacionais dos dispositivos de proteção e da GFV, bem como a arquitetura do SPARI, estruturada

nos módulos de monitoramento, detecção e isolamento de faltas, reconfiguração da rede, atualização das condições elétricas e adaptação dos ajustes da proteção.

A metodologia proposta estabelece uma sequência integrada de atuação na qual, após a identificação de uma falta permanente, o trecho defeituoso é isolado e uma nova topologia é determinada, respeitando as restrições topológicas e operacionais da rede. Para a configuração resultante, são recalculadas as correntes de curto-circuito e avaliadas as condições de coordenação da proteção. Quando necessário, os ajustes de I_p e TDS são recalculados pelo ADEPL, no qual o ADE realiza a busca pelos valores de I_p e a PL determina os respectivos valores de TDS, aproveitando a relação linear entre o tempo de atuação e o TDS para valores conhecidos de I_p e das correntes de curto-circuito.

Embora as técnicas empregadas individualmente, como PA, reconfiguração de redes, ADE, PL e modelagem dos dispositivos, sejam consolidadas na literatura, a principal contribuição científica desta Tese reside na integração sistêmica e funcional desses elementos em uma arquitetura capaz de associar o restabelecimento do serviço à adaptação do sistema de proteção após alterações topológicas. Assim, a reconfiguração não é tratada exclusivamente sob a perspectiva do restabelecimento do fornecimento, mas também quanto aos seus efeitos sobre a coordenação e a seletividade da proteção. Adicionalmente, a metodologia contempla diferentes dispositivos presentes nos SDEE, incluindo relés direcionais de sobrecorrente, religadores, chaves seccionalizadoras e elos fusíveis.

Dessa forma, a originalidade do SPARI está predominantemente na integração entre reconfiguração da rede, restabelecimento do serviço e proteção adaptativa, associada ao recálculo coordenado dos ajustes de proteção para a nova condição operacional. Essa contribuição foi avaliada computacionalmente nos sistemas IEEE de 34 e 69 barras, considerando diferentes condições de falta, alterações topológicas e níveis e posições de inserção de GFV. Os resultados dessa avaliação são apresentados e discutidos no capítulo seguinte.

CAPÍTULO 6

Apresentação e Análise dos Resultados

Este capítulo tem como objetivo apresentar e analisar os resultados obtidos, os quais devido a grande quantidade, foram selecionados e discutidos apenas os resultados considerados mais relevantes para o contexto dos objetivos da Tese.

6.1 CONFIGURAÇÃO DOS PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO

Os algoritmos de otimização aplicados nesta Tese foram parametrizados para equilibrar a convergência das soluções e o esforço computacional. O ADE compartilha a mesma configuração de base tanto para o problema de reconfiguração de rede quanto para o cálculo dos novos ajustes de proteção.

No método híbrido ADEPL, a população do ADE busca os valores ideais da I_p, enquanto os TDS são calculados pela rotina de PL por meio da função *linprog* do MATLAB®.

A Tabela 8 sintetiza os parâmetros operacionais e os critérios de parada adotados para as simulações executadas.

Tabela 8 – Parâmetros de controle dos algoritmos de otimização.

Parâmetro de Controle	**Valor Adotado**
Tamanho da População (N_p)	50
Fator de Mutação (F)	0,8
Taxa de Cruzamento (CR)	0,9
Limite de Gerações (G_{max}) – Coordenação (ADEPL)	100
Limite de Gerações (G_{max}) – Reconfiguração de Rede	50

Fonte: Autoria Própria.

6.2 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS AVALIADOS

A eficácia do SPARI fundamenta-se na sua capacidade de otimizar a coordenação entre os dispositivos de proteção e maximizar o montante de cargas energizadas, assegurando a integridade operativa e a seletividade do sistema elétrico. Para validar o desempenho SPARI foram considerados os seguintes cenários:

1. Cenário 1 - Sistema de proteção tradicional: destina-se à validação dos modelos computacionais dos dispositivos de proteção, bem como à verificação da seletividade e da coordenação entre os componentes sob uma topologia estática.

2. Cenário 2 - Proteção convencional com reconfiguração: visa demonstrar as limitações dos ajustes fixos em relação às alterações topológicas. O objetivo é evidenciar que, embora a reconfiguração minimize o montante de carga desenergizada, ela pode comprometer a coordenação da proteção caso os parâmetros não sejam atualizados para a nova realidade operativa.

3. Cenário 3 - Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Integrados (SPARI): o sistema proposto é executado de forma integrada para identificar a topologia otimizada de restabelecimento e, simultaneamente, parametrizar os dispositivos de proteção, garantindo a segurança e a seletividade da rede frente à nova configuração, operando com ou sem a presença de GFV.

6.3 ESTUDOS DE CASO: SISTEMA-TESTE IEEE 34 BARRAS

A Figura 42 apresenta o diagrama unifilar do sistema-teste IEEE 34 barras com a identificação dos pontos de aplicação dos curtos-circuitos simulados. O diagrama destaca a localização dos religadores, das chaves seccionalizadoras e dos pontos de interligação NA, permitindo a visualização da estrutura de proteção e operação da rede. Os pontos de falta foram definidos a partir da análise topológica da rede, priorizando regiões estratégicas associadas aos dispositivos de proteção, aos pontos de interligação entre setores e às extremidades dos alimentadores. Tal seleção visa reproduzir condições representativas e críticas de operação, permitindo avaliar de forma abrangente a capacidade do SPARI em detectar, localizar e isolar faltas, realizar a reconfiguração automática da rede e recalcular os ajustes dos dispositivos de proteção em diferentes configurações operativas.

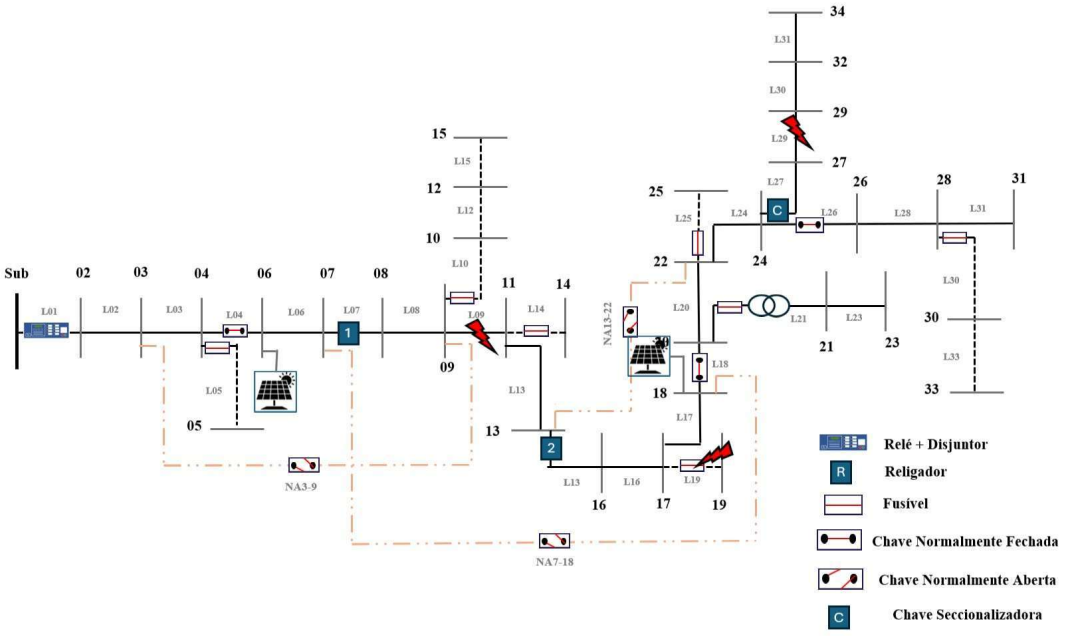
6.3.1 Cenário 1 - Sistema de proteção tradicional

Para avaliar a coordenação entre os dispositivos de proteção do sistema, foram simulados diversos casos de faltas permanentes, conforme apresentado no Apêndice A. Essa análise considerou o esquema de proteção em sua configuração tradicional, ou seja, sem alteração dos parâmetros dos dispositivos e sem modificação da topologia da rede.

6.3.1.1 Caso 01: Coordenação entre Religador 01 e Relé

Conforme os dados apresentados na Tabela 28 do Apêndice A, a coordenação entre o Religador 01 e o relé, designados como proteção principal e de retaguarda,

Figura 42 – Cenários de falta no sistema-teste IEEE 34 barras.



Fonte: Autoria Própria.

respectivamente, foi avaliada para diferentes valores de resistência de falta no trecho L09.

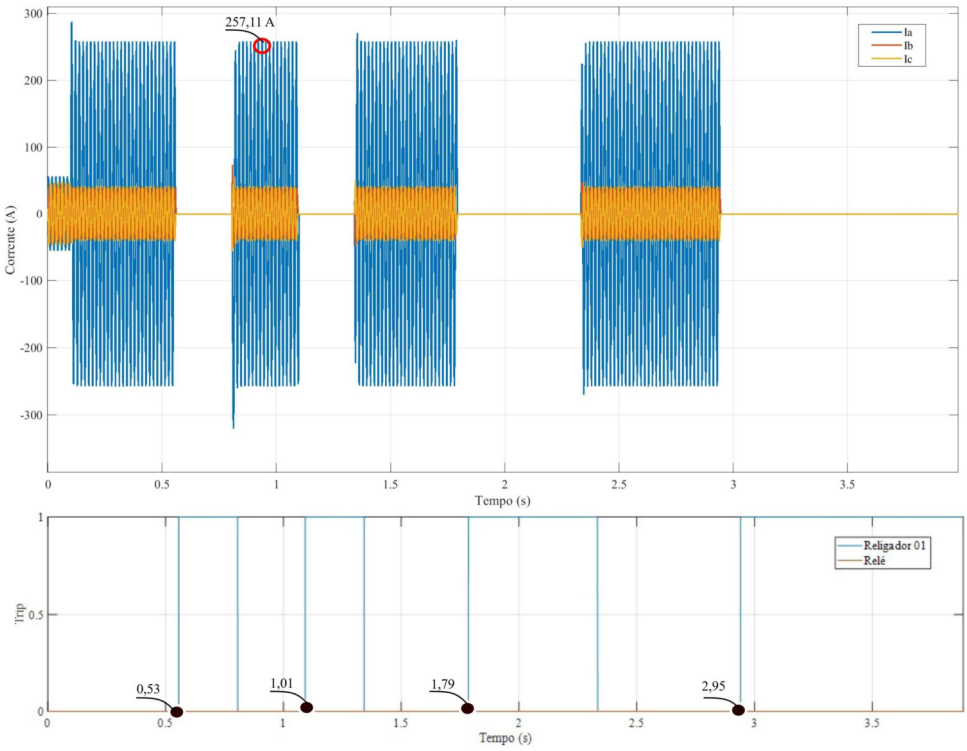
No cenário caracterizado pela ocorrência de faltas permanentes, observou-se a atuação coordenada dos dispositivos de proteção. O relé de retaguarda não entrou em operação, visto que o Religador 01 completou com sucesso seu ciclo de proteção, composto por quatro disparos, sendo o último responsável pelo isolamento definitivo do defeito. Particularmente, para uma falta monofásica-terra com resistência de 10Ω, registrou-se uma corrente de curto-circuito de pico de 257,11 A, correspondente a aproximadamente 181,80 A em valor eficaz, e um tempo total de atuação do Religador 01 de 2,95 s, conforme ilustrado na Figura 43.

Entretanto, essa condição evidencia uma limitação inerente à configuração radial, visto que a atuação do religador implica na desenergização parcial do alimentador, afetando aproximadamente 82% do sistema. Essa restrição operacional corrobora a necessidade de reconfiguração topológica da rede, com o intuito de viabilizar a reenergização das áreas sãs não afetadas pelo distúrbio, promovendo, assim, maior confiabilidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica.

6.3.1.2 Caso 02: Coordenação entre Religador 02 e Chave Seccionalizadora

A Tabela 29 do Apêndice A apresenta o comportamento das correntes de curto-circuito e os respectivos tempos de atuação do Religador 02 e da chave seccionalizadora

Figura 43 – Corrente nas fases a, b, c e sinais de *trip* Religador 01 para falta AT - atuação da proteção principal.



Fonte: Autoria Própria.

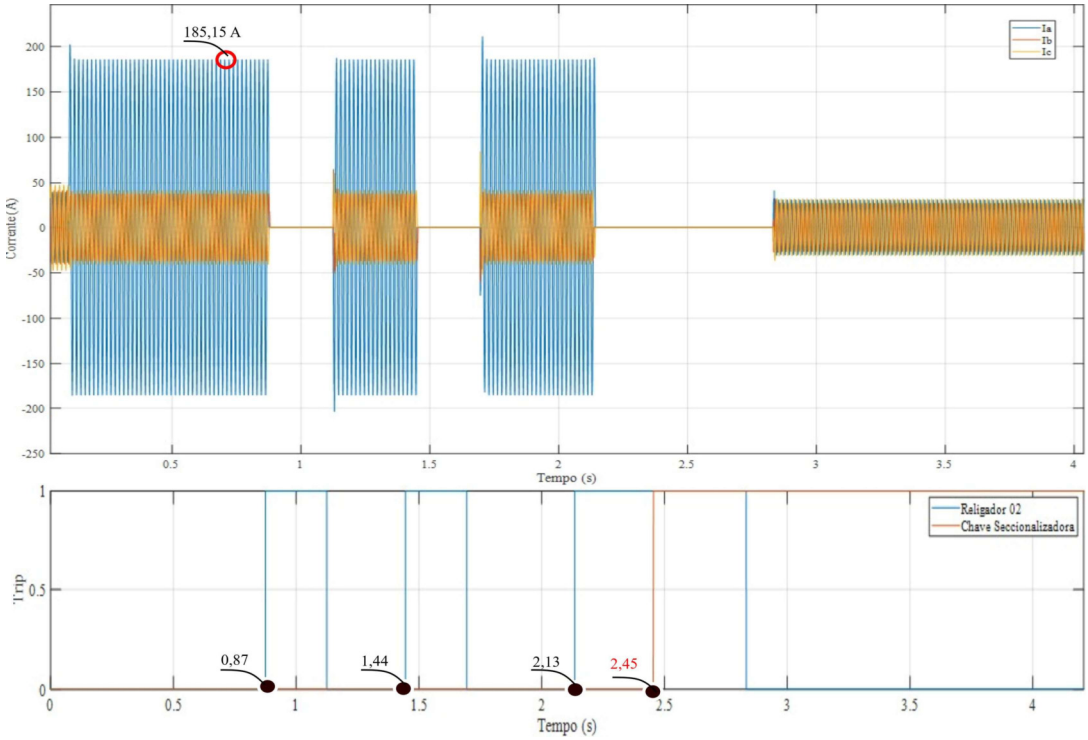
para diferentes tipos de faltas aplicadas no trecho L29. Os resultados evidenciam a coordenação entre os dispositivos, na qual o Religador 02 atua inicialmente na tentativa de eliminar faltas transitórias por meio de suas sequências de religamento. Caso a falta persista após o número programado de operações, a chave seccionalizadora contabiliza essas atuações e realiza sua abertura durante o intervalo sem tensão promovido pelo religador, isolando o trecho defeituoso. Essa estratégia permite preservar a seletividade da proteção e minimizar a interrupção do fornecimento às áreas não afetadas pela falta.

A Figura 44 apresenta o comportamento do sistema para uma falta monofásica-terra com resistência de 1 Ω, condição para a qual foi registrada uma corrente de curto-circuito de pico de 185,15 A, correspondente a aproximadamente 130,92 A em valor eficaz, e um tempo de atuação da chave seccionalizadora de 2,45 s, promovendo o isolamento restrito do trecho afetado. De forma análoga, na condição de falta bifásica-terra com resistência de 1 Ω (Figura 45), observou-se uma corrente de curto-circuito de pico de 216,5 A, equivalente a aproximadamente 153,09 A em valor eficaz, e um tempo de atuação da chave de 2,15 s, assegurando o isolamento seletivo do segmento defeituoso sem comprometer a integridade operativa da rede.

Destaca-se que, caso o Religador 02 completasse integralmente seu ciclo de atuação, aproximadamente 44% da rede seria desenergizada, correspondendo a cerca

de 1,79 MW de carga interrompida. Em contrapartida, a atuação coordenada da chave seccionalizadora restringe o isolamento ao trecho sob falta, reduzindo a área afetada para aproximadamente 11% da rede, o que equivale a cerca de 0,68 MW. Essa redução da carga interrompida contribui diretamente para a melhoria dos índices de continuidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Figura 44 – Corrente nas fases a, b, c e sinais de *trip* Religador 02 e Chave Seccionalizadora para falta AT.



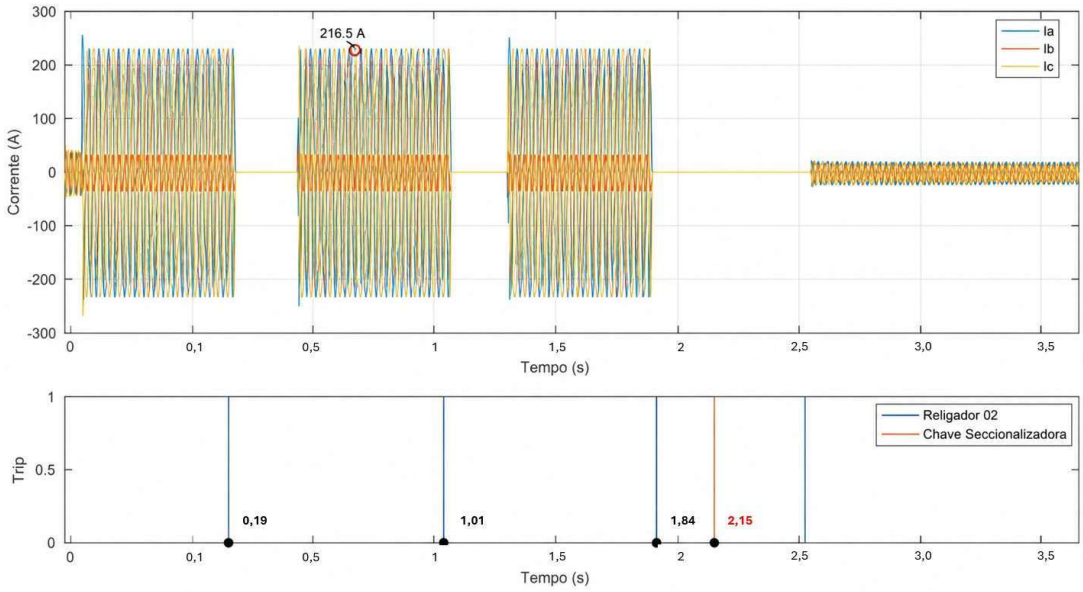
Fonte: Autoria Própria.

6.3.1.3 Caso 03: Coordenação entre Chave Fusível e Religador 02

Para avaliar a coordenação seletiva entre a chave fusível e o Religador 02, realizou-se a simulação de uma falta monofásica-terra no instante $t = 0,1$ s no trecho L19, com resistência de falta de 0,1 Ω. A chave fusível desempenha a função de proteção principal por ser o dispositivo mais próximo do ponto de falta e responsável pela proteção do ramal lateral. O Religador 02 atua como proteção de retaguarda, oferecendo redundância ao esquema de proteção. A coordenação entre os dispositivos é garantida pela filosofia *fuse-saving*, na qual o religador realiza inicialmente operações rápidas para eliminar faltas transitórias e, caso o defeito persista, a curva lenta assegura um intervalo de coordenação suficiente para a atuação seletiva do fusível.

Diante da corrente de curto-circuito de pico de aproximadamente 266 A, correspondente a 188,09 A em valor eficaz, o Religador 02 operou inicialmente segundo

Figura 45 – Corrente nas fases a, b, c e sinais de *trip* Religador 02 e Chave Seccionalizadora para falta BCT.



Fonte: Autoria Própria.

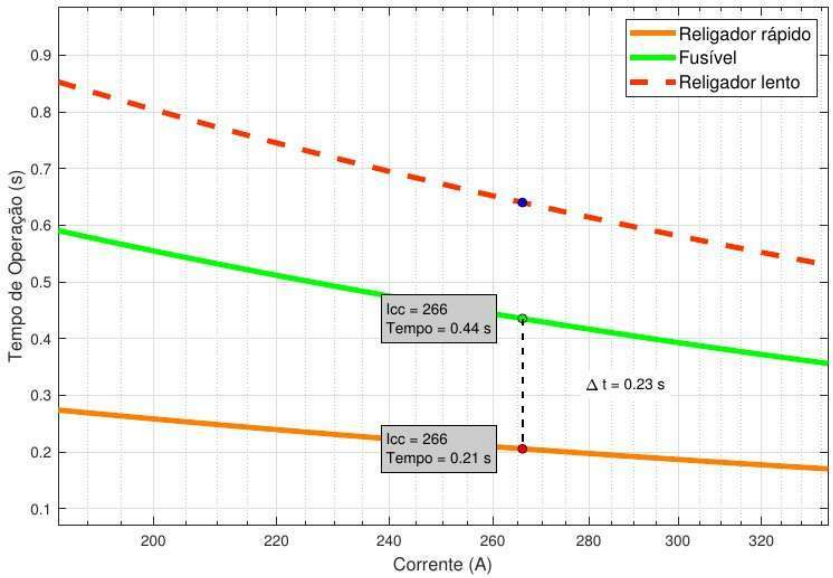
sua curva de tempo rápida, abrindo seus contatos no instante t=0,21 s, com o intuito de extinguir o arco elétrico, sob a premissa de que o distúrbio pudesse ser de natureza transitória. Contudo, devido ao caráter permanente da falta, o curto-circuito permaneceu após o primeiro religamento e, consequentemente, a chave fusível atuou na sequência, com a fusão do elo no instante t=0,44 s. Essa operação isolou seletivamente o trecho sob defeito antes que o religador avançasse para uma segunda abertura, demonstrando a eficácia da estratégia de salvamento de fusíveis (*fuse-saving*) e a seletividade do esquema de proteção, conforme ilustrado no coordenograma da Figura 46.

É importante ressaltar que, para as análises subsequentes, não serão consideradas as chaves fusíveis, pois sua característica é apenas de proteção, sem a capacidade de restabelecimento de energia, o que limita sua utilidade para os estudos a serem realizados.

6.3.1.4 Discussão dos Resultados – Cenário 01: Proteção Tradicional

Os resultados obtidos no Cenário 1 demonstram que os modelos desenvolvidos para o relé, religadores, chave seccionalizadora e chave-fusível reproduzem adequadamente o comportamento esperado dos dispositivos de proteção em SDEE radiais. Em todos os casos analisados (Apêndice A), observou-se o cumprimento dos critérios de seletividade, garantindo que o dispositivo mais próximo da falta atuasse prioritariamente, enquanto os dispositivos de retaguarda permaneceram em estado de espera. Essa ca-

Figura 46 – Coordenograma de seletividade entre o Religador 02 e a Chave Fusível.



Fonte: Autoria Própria.

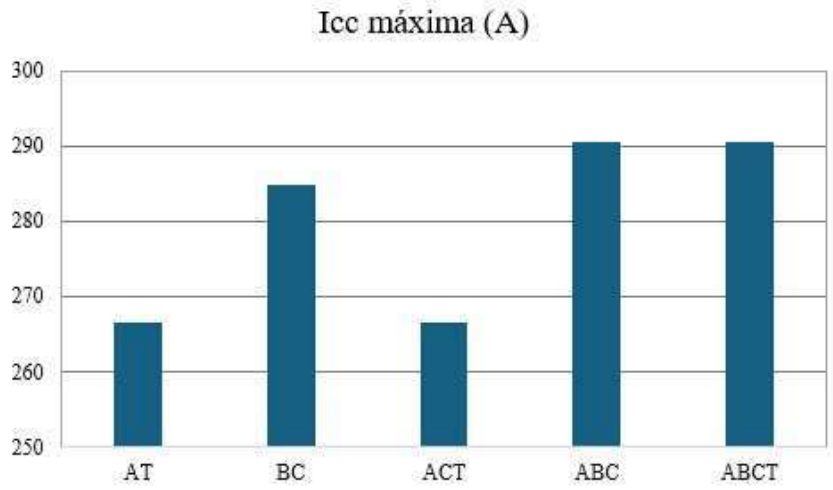
racterística é fundamental para limitar a área desligada e preservar a continuidade do fornecimento aos consumidores não afetados.

Conforme apresentado no grafico da Figura 47 as faltas trifásicas apresentaram os maiores níveis de corrente de curto-circuito, atingindo aproximadamente 290 A, enquanto as faltas monofásicas-terra registraram correntes próximas de 267 A. Esse comportamento é esperado, uma vez que faltas trifásicas envolvem menor impedância equivalente e, consequentemente, maiores níveis de corrente.

Sob a perspectiva das grandezas elétricas, o comportamento dinâmico do curto-circuito seguiu os padrões físicos teóricos, conforme sintetizado no gráfico da Figura 47. As faltas trifásicas demandaram os maiores níveis de corrente de curto-circuito, atingindo o patamar aproximado de 290 A. Por sua vez, os distúrbios monofásicos-terra registraram valores inferiores, estabelecendo-se próximos a 267 A. Essa discrepância de amplitude é justificada pelo fato de que as faltas trifásicas simétricas impõem uma menor impedância equivalente de malha, maximizando a amplitude da corrente circulante.

De forma geral, os resultados do Cenário 1 confirmam que o sistema de proteção tradicional apresenta desempenho satisfatório quando a rede opera em sua configuração original e sem a inserção de GD. Entretanto, essa coordenação está diretamente associada à topologia para a qual os ajustes foram calculados, evidenciando uma limitação inerente dos esquemas convencionais. Tal constatação justifica a necessidade de investigar, nos cenários subsequentes, os impactos da reconfiguração da rede e da inserção de geração fotovoltaica sobre a coordenação da proteção, bem como a aplicação do SPARI como

Figura 47 – Níveis médios de corrente de curto-circuito no Cenário 1 – Sistema-teste de 34 barras.



Fonte: Autoria Própria.

alternativa para restaurar automaticamente a seletividade do sistema.

6.3.2 Cenário 2 - Proteção tradicional com reconfiguração

6.3.2.1 Caso 01: Falta Monofásica no Trecho L06

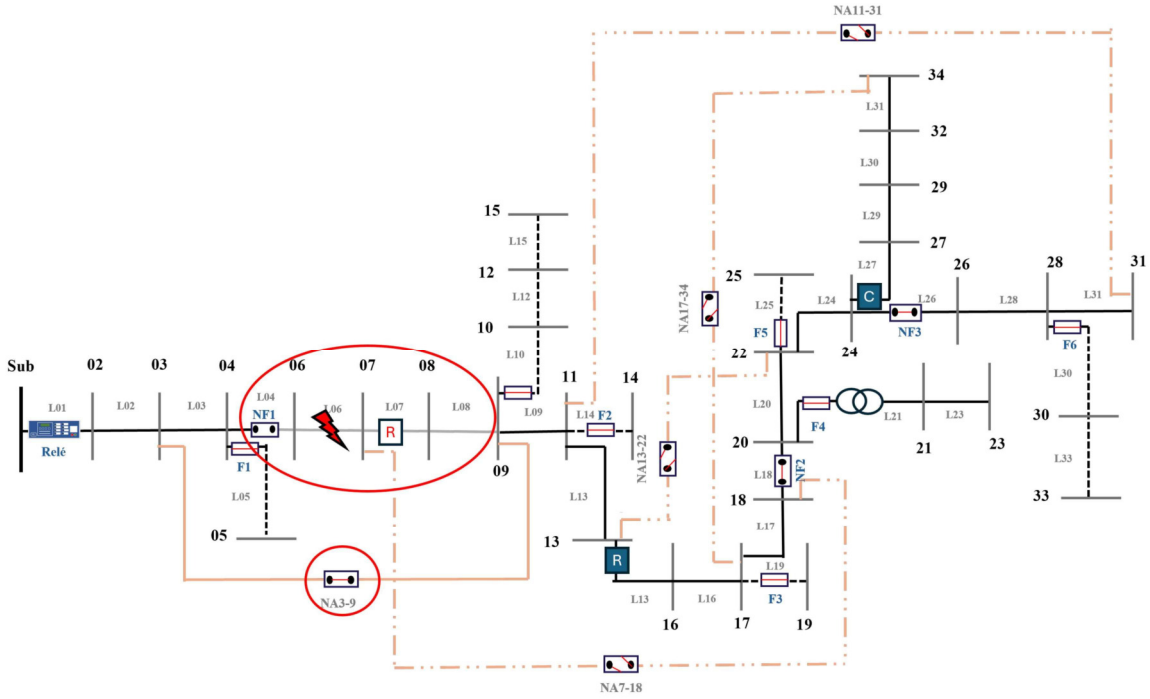
Para analisar o desempenho do sistema, simulou-se uma falta monofásica com baixa resistência no instante t=0,5 s no Trecho L06. Nesse cenário, a corrente de curto-circuito atingiu um valor de pico de aproximadamente 302 A, correspondente a 213,55 A em valor eficaz, ocasionando a atuação do relé da subestação como proteção principal no instante t=0,83 s. A operação desse dispositivo resultou na completa desenergização da rede, caracterizando o cenário de maior criticidade em termos de continuidade do fornecimento, dada a perda integral da carga conectada ao alimentador.

A variação abrupta da corrente do sistema e a mudança de estado dos dispositivos de proteção sensibilizaram o bloco de reconfiguração. Esse processo resultou na operação de abertura da chave NF01 e do Religador 01 para o isolamento do setor defeituoso e, posteriormente, no fechamento da chave NA 03-09, com o objetivo de restabelecer o suprimento de energia para as demais áreas da rede. A topologia final obtida está ilustrada na Figura 48.

A Tabela 9 apresenta os parâmetros do sistema nas condições pré e pós - reconfiguração para o restabelecimento do serviço. A análise comparativa entre a condição inicial da rede e a situação após a ocorrência da falta, seguida de reconfiguração, demonstra que a nova topologia foi tecnicamente eficiente. Após o rearranjo, houve redução da potência ativa total, refletindo uma redistribuição adequada do fluxo de carga. Além

disso, as correntes nas três fases também apresentaram redução nos respectivos valores, indicando menor carregamento dos condutores e melhor aproveitamento da capacidade do sistema. De forma geral, os dados mostram que, mesmo após o distúrbio, a reconfiguração permitiu restabelecer o fornecimento de energia aos setores não afetados.

Figura 48 – Sistema-teste IEEE 34 barras na condição de falta monofásica no trecho L06 (reconfigurado).



Fonte: Autoria Própria.

Tabela 9 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema - teste 34 barras (trecho L06).

Parâmetro de Avaliação	**Condição Inicial do Sistema**	**Condição Final Após a Reconf.**
Potência Ativa Total (MW)	2,04704	1,90624
Corrente Fase A (A)	51,507	46,714
Corrente Fase B (A)	44,202	42,172
Corrente Fase C (A)	40,593	38,64

Fonte: Autoria Própria.

6.3.2.2 Caso 02: Falta Bifásica no Trecho L09

Neste caso, analisou-se uma falta bifásica no início do alimentador, especificamente no ponto médio do Trecho L09, tendo o Religador 01 como proteção principal e o relé da subestação como retaguarda. Nesse cenário, a corrente de curto-circuito atingiu um valor de pico de aproximadamente 287,5 A, correspondente a 203,29 A em valor eficaz, com tempo total de atuação do Religador 01 igual a 2,75 s. Essa operação impactou severamente a rede, provocando uma redução abrupta da potência ativa para 0,0719 MW e evidenciando a desenergização de grande parte do alimentador devido à abertura do dispositivo.

A partir da detecção da mudança no estado operacional do dispositivo de proteção e das variações nas grandezas elétricas monitoradas, o bloco de reconfiguração foi sensibilizado. Em resposta, processou-se uma nova topologia para minimizar os impactos do distúrbio, mantendo as restrições operacionais e restabelecendo o fornecimento ao maior número possível de consumidores. Para isso, realizou-se a operação de abertura do Religador 02, visando isolar o trecho defeituoso, e o fechamento da chave NA 7-18, com o intuito de realimentar as áreas sãs. Após as manobras, verificou-se uma recuperação expressiva do atendimento, com a potência ativa restabelecida em 1,54579 MW, valor correspondente a aproximadamente 75% da condição original, conforme mostrado na Tabela 10.

Entretanto, o sistema resultante apresenta um ponto crítico: a manobra exige a abertura de dois religadores, deixando o trecho remanescente protegido temporariamente apenas pelo relé de sobrecorrente da subestação e por elos fusíveis, o que pode comprometer a seletividade global da rede.

Tabela 10 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema - teste 34 barras (trecho L09).

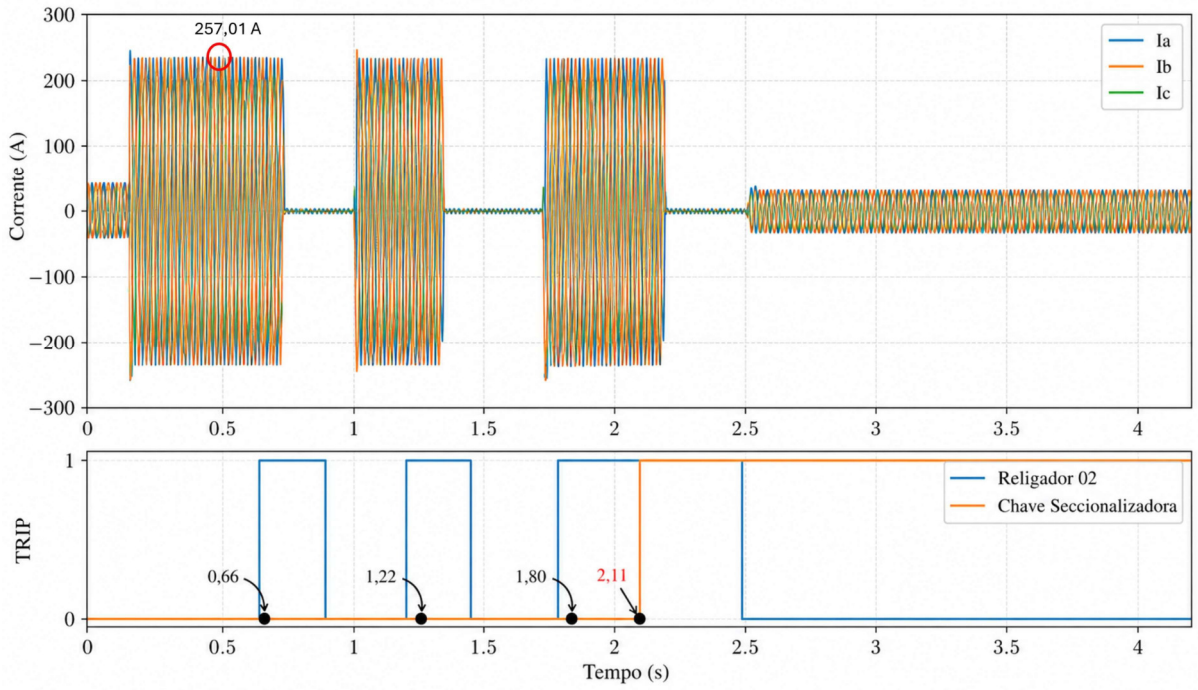
Parâmetro de Avaliação	**Condição Inicial do Sistema**	**Condição com falta**	**Condição Final Após a Reconf.**
Potência Ativa Total (MW)	2,04704	0.0718721	1.54579
Corrente Fase A (A)	51,507	1.9619	30.719
Corrente Fase B (A)	44,202	3.3514	36.935
Corrente Fase C (A)	40,593	1.7374	35.081

Fonte: Autoria Própria.

6.3.2.3 Caso 03: Falta Trifásica no Trecho L29

Neste caso, analisou-se uma falta trifásica aplicada no trecho L29, considerando uma resistência de falta de 1 Ω. Para essa localidade, o Religador 02 atua como proteção principal, em coordenação com uma chave seccionalizadora instalada a jusante. A corrente de curto-circuito atingiu 257,01 A de pico, equivalente a aproximadamente 181,73 A em valor eficaz, levando o Religador 02 a emitir seu primeiro pulso de abertura no instante 0,66 s. Na sequência, antes da conclusão do ciclo de religamento, a chave seccionalizadora isolou o trecho defeituoso no instante 2,11 s, conforme apresentado na Figura 49.

Figura 49 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema - teste 34 barras (trecho L29).



Fonte: Autoria Própria.

Embora os dispositivos tenham operado estritamente conforme os princípios da filosofia de proteção tradicional, sensibilizando adequadamente o bloco de reconfiguração, constata-se que uma manobra de transferência de carga não é factível. Isso ocorre porque o curto-circuito localiza-se no final do trecho do alimentador, impossibilitando a alteração da topologia para restauração do setor. Consequentemente, a rede passa a operar com redução de sua capacidade de carga, conforme detalhado na Tabela 11, sem sofrer modificações em sua configuração topológica. Esse cenário de ilhamento e perda de consumidores corrobora a necessidade de alteração nos parâmetros dos dispositivos de proteção remanescentes, visto que a demanda total do circuito sofreu uma redução de aproximadamente 35% em relação à sua condição nominal.

Tabela 11 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema-teste IEEE 34 barras (trecho L29).

Parâmetro de Avaliação	**Condição Inicial do Sistema**	**Condição Final Após a Reconf.**
Potência Ativa Total (MW)	2,04704	1,3581
Corrente Fase A (A)	51,507	41,028
Corrente Fase B (A)	44,202	29,611
Corrente Fase C (A)	40,593	27,794

Fonte: Autoria Própria.

6.3.2.4 Discussão dos Resultados – Cenário 2: Proteção tradicional com reconfiguração

O objetivo deste cenário foi avaliar o desempenho do método de reconfiguração desenvolvido, analisando pontos estratégicos do sistema. A meta principal foi restabelecer o maior número possível de cargas sem comprometer a integridade da rede. Para isso, seguiu-se a regra fundamental da reconfiguração: isolar o defeito abrindo uma chave NF antes de fechar uma chave NA. Foram simulados 11 tipos de faltas em 6 pontos estratégicos. Em todos os casos, a coordenação da proteção funcionou perfeitamente, com o dispositivo principal isolando o curto-circuito e permitindo as manobras de restabelecimento.

Conforme a Tabela 12, Os resultados demonstram que a capacidade de restabelecimento do sistema está fortemente relacionada à localização da falta e à existência de caminhos alternativos de alimentação. Nos trechos L06, L09, L16 e L24, a presença de chaves NA permitiu a reconfiguração da rede após a atuação dos dispositivos de proteção, possibilitando o restabelecimento de aproximadamente 80% a 95% da carga interrompida. Destaca-se o trecho L09, que apresentou o maior percentual de recuperação de carga (95%), evidenciando a eficácia da topologia da rede e das alternativas de manobra disponíveis.

Em contrapartida, os trechos L28 e L29 não apresentaram possibilidade de reconfiguração por estarem localizados em ramais terminais sem interligações alternativas. Considerando os diferentes tipos de faltas simulados (monofásicas, bifásicas, bifásicas-terra e trifásicas), da rede verificou-se que a viabilidade da recomposição da carga esteve mais associada à topologiado que ao tipo de curto-circuito propriamente dito. Dessa forma, a presença de rotas alternativas de energização mostrou-se o principal fator para a redução dos impactos das contingências e para a melhoria da continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Tabela 12 – Resumo dos cenários de falta e restabelecimento do sistema-teste 34 barras.

Trecho da Falta	**Proteção Principal**	**Chaves NA Utilizadas**	**Reconfiguração**	**Múltiplas Rotas?**	**Carga Restabelecida (%)**
L06	Relé da Subestação	NA3-9, NA7-18, NA11-31	Sim	Pode-se fechar a NA3-9 para o bloco inicial e a NA11-31 para o bloco final, dividindo a carga.	∼90%
L09	Religador 01	NA11-31 ou NA13-22	Sim	É possível injetar energia pelo topo via NA11-31 ou pelas barras centrais via NA13-22.	∼95%
L16	Religador 02	NA7-18 ou NA13-22	Sim	O operador pode escolher entre fechar a chave NA7-18 ou a chave NA13-22 para alimentar o bloco a jusante.	∼80%
L24	Religador 02 / Fusível F5	NA11-31	Sim	A única rota de socorro capaz de alimentar o bloco isolado à direita é a chave NA11-31.	∼90%
L30	Fusível F6	Nenhuma (Ramo terminal)	Não	As barras afetadas (30, 33) não possuem chaves de interligação alternativa.	0%
L29	Chave Seccionalizadora	Nenhuma (Ramo terminal)	Não	Trecho de final de linha sem conectividade com outras fontes.	0%

Fonte: Autoria Própria.

6.3.3 Cenário 3 - Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Integrados (SPARI)

6.3.3.1 Caso 01 sem GFV: Falta Trifásica-Terra no Trecho L16

Nesse cenário, avaliou-se o desempenho do SPARI diante da ocorrência de uma falta trifásica-terra no meio do trecho L16, aplicada no instante t=0,1 s. Para representar uma condição de falta sólida, adotou-se uma resistência de falta de 0,0001 Ω, considerada aproximadamente nula no contexto das impedâncias do sistema analisado. A corrente de curto-circuito resultante atingiu aproximadamente 270 A de pico, equivalente a 190,92 A em valor eficaz, sendo suficiente para sensibilizar o Religador 02. O dispositivo operou no instante de 2,44 s, promovendo a abertura do circuito e o isolamento do setor defeituoso. Essa alteração no *status* dos equipamentos, associada à variação das grandezas analógicas, sensibilizou o SPARI, que iniciou a identificação da nova topologia da rede e as etapas subsequentes de reconfiguração e adaptação da proteção.

Com a abertura do Religador 02, a potência ativa da rede reduziu para aproximadamente 0,3538 MW, comprometendo o fornecimento de energia e tornando necessária a reconfiguração do sistema. Nesse cenário, a melhor topologia encontrada consistiu na operação de abertura da chave NF2, para o isolamento do trecho sob falta, e no fechamento da chave NA13-22, para realimentar as cargas a jusante do defeito. Com

esse novo arranjo, a potência ativa passou a ser de aproximadamente 1,84 MW, cujas amplitudes de corrente por fase encontram-se detalhadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema-teste IEEE 34 barras (trecho L16).

Parâmetro de Avaliação	**Condição Inicial do Sistema**	**Condição Final Após a Reconf.**
Potência Ativa Total (MW)	2,04704	1,84
Corrente Fase A (A)	51,507	46,72
Corrente Fase B (A)	44,202	40,35
Corrente Fase C (A)	40,593	36,42

Fonte: Autoria Própria.

Em razão dessas alterações topológicas, o bloco de cálculo dos novos ajustes foi sensibilizado para recalcular os parâmetros dos dispositivos de proteção impactados, especificamente o Religador 01, visto que o relé da subestação não sofreu alterações significativas devido à sua posição estratégica e função operacional. Neste caso, os resultados pelo ADEPL estão apresentados na Tabela 14, destacando-se a obtenção de uma FO de 0,6386 s, o que conferiu maior rapidez à resposta do sistema. O algoritmo foi submetido a 85 execuções, apresentando tempo médio de convergência de 0,1794 s e desvio-padrão de 0,012 s, correspondente a um coeficiente de variação de aproximadamente 6,7%, indicando baixa dispersão dos tempos de processamento entre as execuções.

Tabela 14 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção: sistema-teste IEEE 34 barras (Trecho L16)

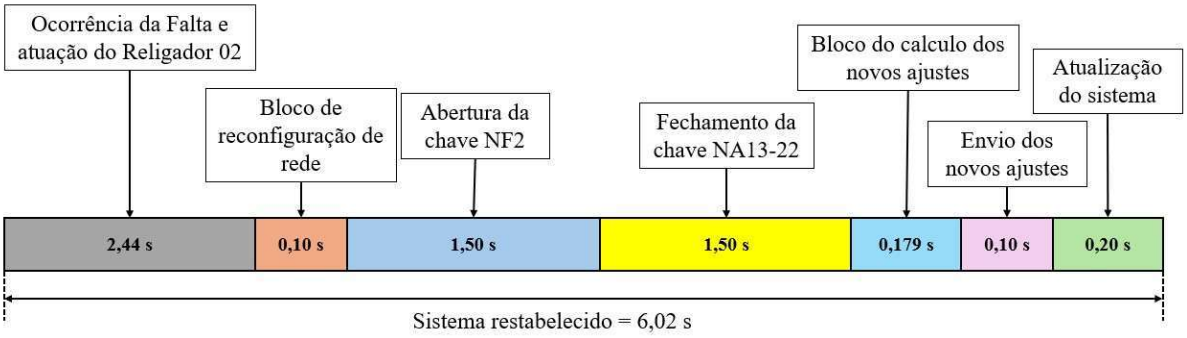
Parâmetros	Parametrização Tradicional	Parametrização via ADEPL
	Religador 01	Religador 01
TDS	0,09	0,06
I_p **(A)**	63,0	72,5

Fonte: Autoria Própria.

Com relação à análise do tempo total de operação do SPARI, a Figura 50 ilustra o encadeamento sequencial das etapas executadas pela metodologia, englobando a atuação da proteção principal, a identificação da nova topologia da rede, a convergência do algoritmo ADEPL, o envio da nova matriz de parâmetros de proteção e a execução das manobras de reconfiguração. Observa-se que o tempo total estimado para o restabelecimento da operação nominal do sistema foi de aproximadamente 6,02 s, sendo a maior

parcela desse intervalo associada ao tempo de deslocamento mecânico e à resposta das chaves telecomandadas. O passo de simulação de 50 μs, adotado no Simulink para o monitoramento dos estados dos dispositivos, conforme descrito no Capítulo 4, corresponde à resolução temporal do modelo computacional e não representa uma latência física do sistema real. Dessa forma, o tempo de 6,02 s deve ser interpretado como uma estimativa obtida sob as condições e premissas do ambiente de simulação desenvolvido. Embora tenham sido considerados tempos típicos para representar as etapas de comunicação e de atuação dos equipamentos, não foram modeladas explicitamente as latências específicas dos protocolos de comunicação, como IEC 61850 e DNP3, nem os tempos individuais de abertura e fechamento dos dispositivos de campo. Em uma implementação real, essas parcelas dependerão da infraestrutura de comunicação, do sistema de supervisão e controle e das características dos equipamentos empregados, podendo alterar o tempo total de restabelecimento.

Figura 50 – Intervalo máximo para restabelecimento do serviço após a atuação do SPARI.



Fonte: Autoria Própria.

6.3.3.2 Caso 02 sem GFV: Falta Monofásica no Trecho L24

Ao analisar uma falta monofásica-terra no trecho L24, com resistência de falta de 0,0001Ω, tem-se o Religador 02 como proteção principal e o Religador 01 como proteção de retaguarda. Nesse cenário, a corrente de curto-circuito atingiu aproximadamente 220 A de pico, correspondendo a 155,56 A em valor eficaz, com tempo total de atuação do Religador 02 de 1,97 s. Após a abertura desse dispositivo, o sistema foi parcialmente desenergizado, visto que o equipamento está localizado na região central da rede.

Diante disso, o SPARI é sensibilizado para isolar o setor defeituoso e mitigar os impactos no sistema. Para isso, o bloco de reconfiguração estabelece a topologia ideal ao comandar a abertura das chaves NF2, NF3 e da chave seccionalizadora. Em seguida, procede-se ao fechamento das chaves NA 17-34 e NA 11-31, além do rearme do Religador 02, uma vez que a falta já se encontra isolada. Concluídas as manobras, a rede atinge um índice de energização de aproximadamente 82% (conforme a Tabela 15), o que totaliza

cerca de 1,28 MW de carga restabelecida. Contudo, surge uma restrição operativa: os religadores passam a atuar como proteção principal sob a configuração tradicional, mas agora atendendo a um perfil de carga diferente. Essa condição compromete a segurança e a seletividade do sistema, o que ratifica a necessidade de reajustar os parâmetros dos dispositivos de proteção.

Tabela 15 – Avaliação do impacto da reconfiguração nas métricas do sistema - teste 34 barras (Trecho L24).

Parâmetro de Avaliação	**Condição Inicial do Sistema**	**Condição com falta**	**Condição Final Após a Reconf.**
Potência Ativa Total (MW)	2,04704	0.302465	1.27982
Corrente Fase A (A)	51,507	12.371	32.614
Corrente Fase B (A)	44,202	6.2625	29.061
Corrente Fase C (A)	40,593	2.0476	23.959

Fonte: Autoria Própria.

Após a mudança na topologia do sistema, o bloco de cálculo dos novos ajustes é sensibilizado para determinar a $\mathrm{I_p}$ e o TDS dos Religadores 01 e 02, conforme apresentado na Tabela 16. Nesse caso, o ADEPL obteve uma FO de 0,598 s, com tempo médio de 0,1834 s e uma $\mathrm{G_{max}}$ de 93. Para corroborar os resultados obtidos pelo SPARI, foi analisada uma falta trifásica-terra no trecho L30, considerando uma resistência de falta de 0,0001Ω. Nesse cenário, o Religador 02 atuou como proteção principal e o Religador 01 como proteção de retaguarda. A corrente de curto-circuito observada foi de aproximadamente 230 A de pico, equivalente a 162,63 A em valor eficaz. A partir dessa condição, foram avaliados os tempos de atuação dos dispositivos utilizando tanto a parametrização tradicional quanto os ajustes obtidos pelo ADEPL (Tabela 17). Os resultados demonstram que a metodologia proposta foi capaz de adaptar os parâmetros de proteção à nova condição operacional da rede, proporcionando uma resposta mais rápida às contingências sem comprometer a coordenação e a seletividade entre os dispositivos.

6.3.3.3 Caso 03 com GFV: Falta Monofásica na L09

No cenário com GD, foi inserida uma unidade de GFV de 400 kW na barra 06, localizada a jusante do Religador 01. Durante a falta monofásica-terra aplicada no trecho L09, a corrente de curto-circuito passou a ser composta pela contribuição da subestação e da unidade fotovoltaica. Em virtude da característica limitada de fornecimento de corrente dos inversores, observou-se apenas um aumento moderado da corrente de

Tabela 16 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção- sistema - teste 34 barras (Trecho L24).

Parâmetro	**Parametrização Tradicional**		**Parametrização via ADEPL**	
	Religador 01	**Religador 02**	**Religador 01**	**Religador 02**
TDS	0,09	0,05	0,07	0,04
I_p **(A)**	63,0	51,0	57,8	39,14

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 17 – Comparação dos tempos de atuação para as parametrizações tradicional e SPARI (Caso 02).

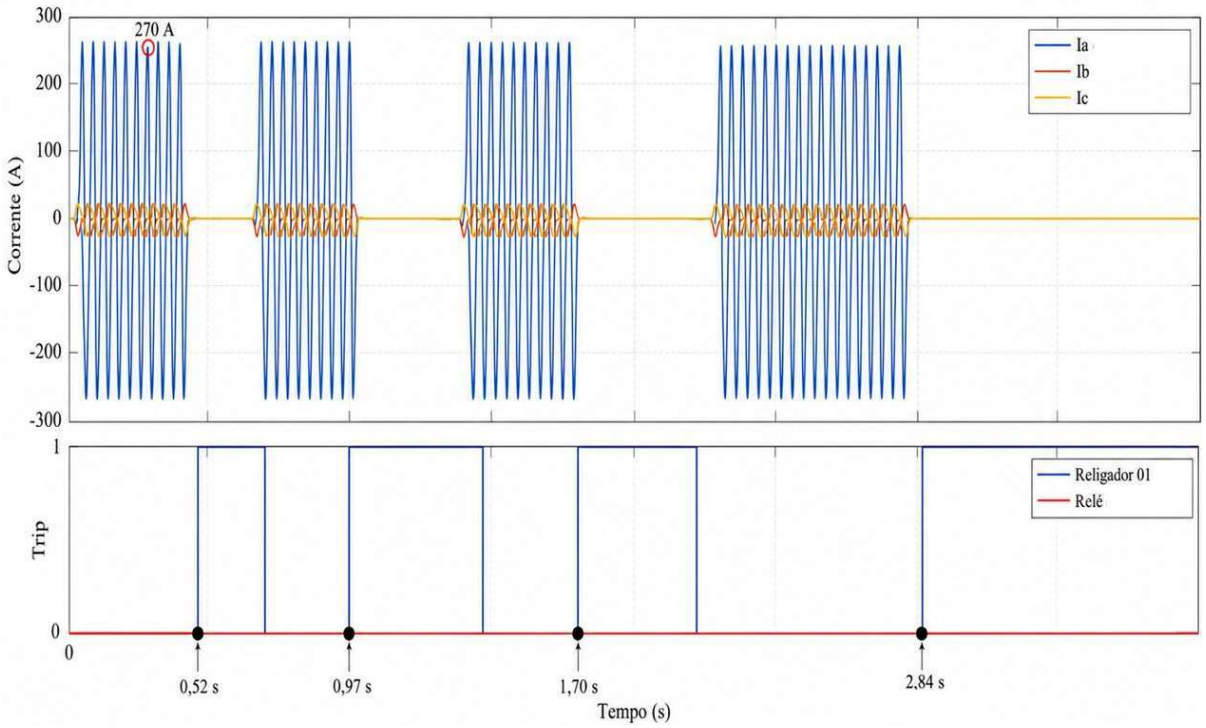
Dispositivo	Tempo (s)	
	Conf. Tradicional	SPARI
Religador 02 (principal)	0,68	0,45
Religador 01 (retaguarda)	1,36	0,98

Fonte: Autoria Própria.

falta, que passou de 257,11 A (Seção 6.3.1.1) para aproximadamente 270 A de pico (190,92 A em valor eficaz). Embora a presença da GFV introduza uma fonte adicional de contribuição para o defeito, o sistema manteve sua configuração radial e o sentido predominante da corrente permaneceu compatível com a filosofia de proteção adotada. Nessas condições, o Religador 01 continuou sendo identificado como o dispositivo responsável pela eliminação da falta, operando em aproximadamente 2,84 s, conforme apresentado na Figura 51.

A análise dos resultados indica que esse incremento na inserção de GFV não provocou a descoordenação da proteção, visto que a atuação do Religador 01 precedeu a do relé durante a falta no trecho L09. Mesmo assim, a mudança no *status* do dispositivo de proteção sensibilizou o SPARI. Nesse contexto, para isolar o trecho sob falta e restabelecer o fornecimento de energia, o bloco de reconfiguração determinou a melhor topologia, sendo necessária a operação de abertura do Religador 02, com o intuito de isolar a falta, e o fechamento da chave NA 7-18 para o restabelecimento do serviço. Devido à mudança na topologia, o bloco de novos ajustes é sensibilizado para determinar os melhores parâmetros, especificamente para o relé de sobrecorrente (Tabela 18). Nesse cenário, o ADEPL obteve uma FO de 0,419 s, com tempo médio de processamento de 0,2074 s e um G_{max} de 93. Entretanto, essa manobra cria uma vulnerabilidade temporária, pois a abertura combinada de dois religadores deixa o sistema protegido somente pelo relé de sobrecorrente da subestação e por chaves fusíveis, o que pode comprometer a seletividade e a segurança da rede.

Figura 51 – Corrente nas fases a, b, c e sinais de *trip* Religador 01 para falta AT - Sistema - Teste 34 Barras com GFV.



Fonte: Autoria Própria.

Tabela 18 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção- sistema - teste 34 barras com GFV (Trecho L09).

Parâmetros	Parametrização Tradicional	Parametrização via ADEPL
	Relé	Relé
TDS	0,12	0,10
I_p **(A)**	82,0	55,4

Fonte: Autoria Própria.

Dada a vulnerabilidade temporária do sistema de proteção após a reconfiguração, analisou-se uma falta trifásica no trecho L20, considerando uma corrente de curto-circuito de aproximadamente 240 A de pico, correspondente a 169,71 A em valor eficaz. Nessa condição, o relé de sobrecorrente da subestação passou a desempenhar papel fundamental na proteção da rede, uma vez que os religadores encontravam-se fora de operação. Utilizando a parametrização tradicional e os ajustes determinados pelo SPARI (conforme a Tabela 19), obteve-se uma redução de aproximadamente 40% no tempo de atuação do dispositivo. Esses resultados demonstram que a metodologia proposta foi capaz de adaptar os parâmetros de proteção à nova configuração da rede, proporcionando

uma resposta mais rápida. Contudo, evidencia-se o pior cenário operativo, uma vez que a atuação desse dispositivo resulta na desenergização total do sistema.

Tabela 19 – Comparação dos tempos de atuação para as parametrizações tradicional e SPARI (Caso 03).

Dispositivo	Tempo (s)	
	Conf. Tradicional	SPARI
Relé	1,94	1,16

Fonte: Autoria Própria.

6.3.3.4 Caso 04 com GFV: Falta Trifásica-Terra na L16

Nesse caso, avaliou-se o impacto de uma falta trifásica-terra no trecho L16, considerando a inserção de uma GFV de 400 kW na barra 18, situada a jusante do Religador 02. Neste cenário, a GFV comprometeu a coordenação dos dispositivos de proteção. Embora o Religador 02 estivesse próximo ao ponto de falta e a corrente de curto-circuito tenha tenha atingido aproximadamente 980 A de pico, correspondente a 692,96 A em valor eficaz, houve uma atuação indevida do Religador 01 (proteção de retaguarda), que operou precocemente no instante 0,62 s e provocou o desligamento de grande parte do sistema. Esse problema caracterizou a perda de seletividade provocada pelas alterações nos níveis e sentidos das correntes de curto-circuito decorrentes da inserção da GFV, que acabou por sensibilizar a proteção de montante antes do isolamento pelo dispositivo principal.

Mesmo diante da descoordenação do sistema de proteção, o SPARI é sensibilizado, uma vez que houve alteração no *status* dos dispositivos e nas grandezas analógicas. Logo, o bloco de reconfiguração atua para restabelecer o serviço, já que grande parte do sistema está fora de operação. Neste contexto, o algoritmo determinou a operação de abertura da chave NF2, o que consequentemente removeu a GFV do sistema, visto que ela se encontrava na barra anterior a esse dispositivo, seguida pela operação de religamento do Religador 01 e pelo fechamento da chave NA11-31, restabelecendo assim cerca de 80% da carga do sistema.

Após a alteração na topologia do sistema, o bloco de novos ajustes é sensibilizado para recalcular os valores de $\mathrm{I_p}$ e TDS dos dispositivos (Tabela 20). A otimização via ADEPL obteve uma FO de 1,38 s, com um $\mathrm{G_{max}}$ de 89 e um tempo médio de processamento de aproximadamente 5,92 s, o que valida o desempenho computacional da metodologia proposta. Para avaliar a eficácia dos novos parâmetros após a reconfiguração promovida pelo SPARI, se analisou uma falta trifásica-terra com corrente de curto-circuito de aproximadamente 280 A de pico, correspondente a 197,99 A em valor eficaz. Os

resultados revelaram que, com a parametrização tradicional, o Religador 01 (proteção principal) atuaria em 1,17 s, enquanto o relé da subestação (retaguarda) operaria em 1,83 s, gerando um CTI de 0,66 s, um valor excessivamente elevado para sistemas de distribuição. Em contrapartida, os ajustes determinados pelo SPARI, o tempo de atuação do Religador 01 passou para 1,34 s e o do relé da subestação foi otimizado para 1,63 s. Com isso, o intervalo de coordenação reduziu-se para cerca de 0,29 s, um valor que preserva a seletividade e se alinha perfeitamente às práticas usuais do setor elétrico. Esses resultados comprovam a capacidade da metodologia em adaptar os parâmetros de proteção, garantindo que os dispositivos respondam de forma coordenada e otimizada às novas condições operativas da rede.

Tabela 20 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção: sistema - teste 34 Barras com GFV (Trecho L16).

Parâmetro	**Parametrização Tradicional**		**Parametrização via ADEPL**	
	Relé	**Religador 01**	**Relé**	**Religador 01**
TDS	0,12	0,1	0,11	0,10
I_p **(A)**	82,0	55,4	75,0	68,5

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 21 – Comparação dos tempos de atuação para as parametrizações tradicional e SPARI (Caso 04).

Dispositivo	Tempo (s)	
	Conf. Tradicional	SPARI
Religador 01 (principal)	1,17	1,34
Relé (retaguarda)	1,83	1,63

Fonte: Autoria Própria.

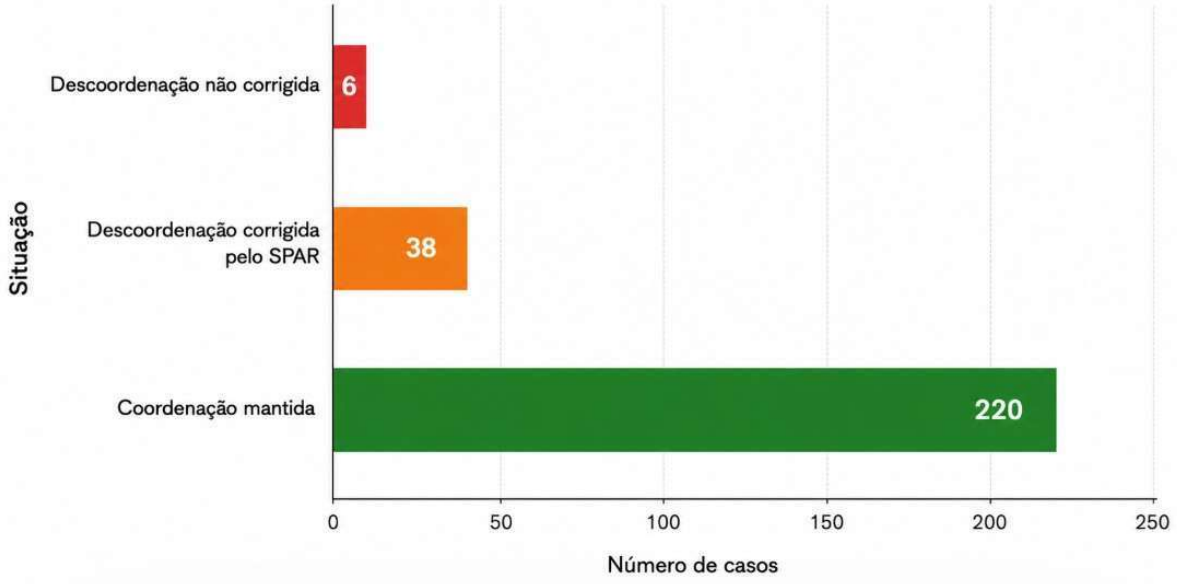
6.3.3.5 Discussão dos Resultados – Cenário 3: Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Integrados (SPARI)

A análise dos 264 cenários simulados permitiu avaliar o impacto da inserção da GFV sobre a coordenação da proteção e a eficácia do SPARI na adaptação dos ajustes dos dispositivos. Os resultados obtidos são sintetizados na Figura 52. Inicialmente, observou-se que 220 cenários (83,33%) mantiveram a coordenação da proteção mesmo após as alterações operativas da rede. Em outros 38 cenários (14,39%), foram identificadas situações de descoordenação que foram corrigidas pelo SPARI por meio do recálculo automático dos parâmetros de proteção. Apenas 6 cenários (2,27%) permaneceram descoordenados após a aplicação da metodologia proposta.

Os casos de descoordenação estiveram associados principalmente à inserção da GFV de 400 kW em regiões críticas da rede, nas quais a contribuição da geração distribuída provocou alterações significativas nos níveis de corrente de curto-circuito. Nos cenários em que o SPARI não obteve sucesso, verificou-se a existência de restrições operacionais severas impostas pela topologia resultante da reconfiguração, limitando a obtenção simultânea da seletividade e da coordenação entre os dispositivos de proteção.

De forma geral, o SPARI foi capaz de manter ou restabelecer a coordenação da proteção em 258 dos 264 cenários analisados, correspondendo a uma taxa global de sucesso de 97,73%. Além de recompor o sistema após a ocorrência de faltas, a metodologia permitiu a adaptação automática dos ajustes dos dispositivos de proteção às novas condições operativas da rede, contribuindo para a manutenção da seletividade, da confiabilidade e da segurança operacional em sistemas de distribuição com inserção de GD.

Figura 52 – Análise do desempenho global da coordenação da proteção sob atuação do SPARI.

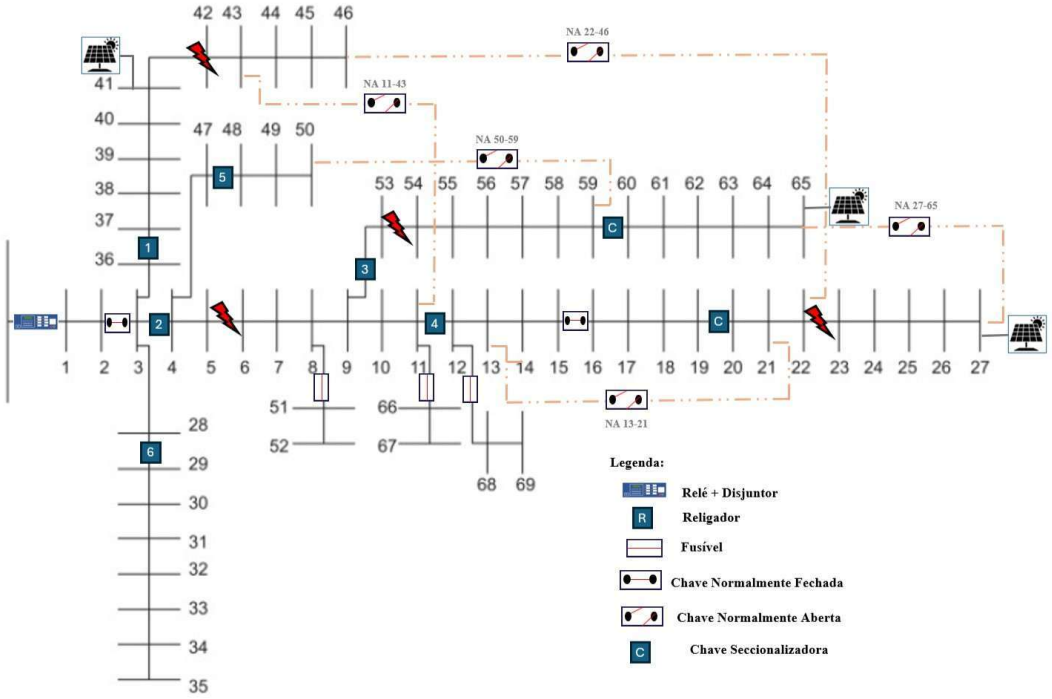


Fonte: Autoria Própria.

6.4 ESTUDOS DE CASO: SISTEMA-TESTE IEEE 69 BARRAS COM GFV

A Figura 53 apresenta o diagrama unifilar do sistema de 69 barras, no qual estão mapeados os pontos de curto-circuito simulados (trechos 5-6, 2-23, 41-42 e 53-54). O diagrama destaca também a alocação estratégica das unidades de GFV nas barras 27, 41 e 65, além das chaves normalmente abertas (NA 11-43, NA 13-21, NA 22-46, NA 27-65 e NA 50-59) que atuam como pontos de interligação para a reconfiguração da rede.

Figura 53 – Estudos de caso no sistema-teste IEEE 69 barras.



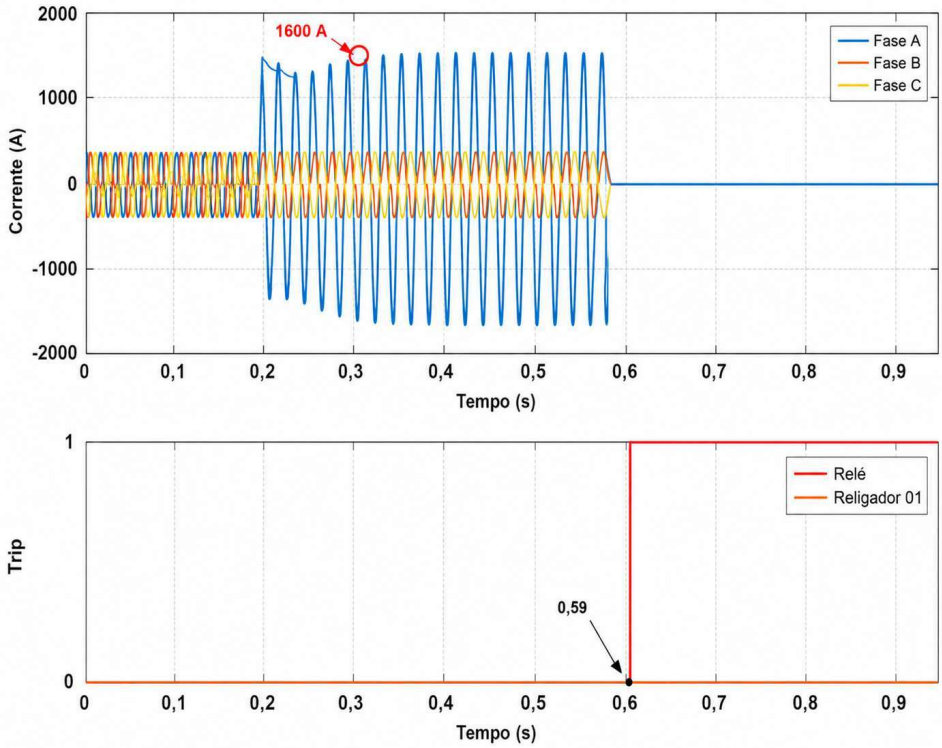
Fonte: Autoria Própria.

6.4.1 Caso 01: Conexão de GFV de 400 kW na Barra 41

Nesse cenário, inseriu-se um sistema de GFV de 400 kW na barra 41 para analisar o comportamento da rede diante de um curto-circuito monofásico na barra 42, conforme ilustrado na Figura 53. Nessa situação, o Religador 01 foi parametrizado para atuar como a proteção principal, enquanto o relé da subestação opera como a retaguarda. Diante da falta, a corrente de curto-circuito atingiu aproximadamente 1600 A de pico, correspondente a 1131,37 A em valor eficaz, provocando a perda de coordenação entre os equipamentos. Esse comportamento desencadeou o cenário de maior criticidade para a rede, uma vez que a atuação indevida do relé no instante 0,59 s resultou na desenergização total do sistema, conforme apresentado na Figura 54.

Dada a variação no *status* dos dispositivos e das grandezas analógicas, o SPARI foi sensibilizado, ativando o bloco de reconfiguração com o objetivo de isolar a falta e restabelecer o fornecimento para o maior número possível de cargas. Contudo, em função da topologia da rede e da ausência de equipamentos de manobra adicionais, o processo limitou-se à abertura do Religador 01 e ao rearme do relé da subestação, inviabilizando a reenergização do trecho afetado e restabelecendo cerca de 75,1% da carga do sistema. Após essas ações, o bloco de novos ajustes foi acionado para recalcular os parâmetros de proteção, especificamente os do relé da subestação, conforme a Tabela 22. Nesse caso, a otimização via ADEPL obteve uma FO de 1,24 s, com um G_{max} de 92 e

Figura 54 – Corrente nas fases a, b, c e sinais de *trip* Relé para falta AT - sistema-teste 69 barras com GFV.



Fonte: Autoria Própria.

um tempo médio de processamento de aproximadamente 3,87 s.

Tabela 22 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção- sistema-teste IEEE 69 com GFV (Barra 42).

Parâmetros	Parametrização Tradicional	Parametrização via ADEPL
	Relé	Relé
TDS	0,05	0,08
I_p **(A)**	72,5	59,2

Fonte: Autoria Própria.

6.4.2 Caso 02: Conexão de GFV de 800 kW na Barra 65

Neste caso, analisou-se o desempenho do SPARI diante de uma falta trifásica-terra no trecho entre as barras 53 e 54, considerando a inserção de uma GFV de 800 kW na barra 65. Nessa configuração, o sistema de proteção é composto pelo Religador 02 como proteção principal e pelo Religador 03 como retaguarda. Vale ressaltar que, para capacidades de GFV inferiores a 800 kW, a coordenação da rede nesse trecho é plenamente preservada. Contudo, devido à contribuição de corrente reversa proveniente da GFV de

800 kW, ocorreu a descoordenação dos dispositivos: o Religador 02 operou precocemente no instante 0,79 s para uma corrente de curto-circuito de aproximadamente 364,2 A de pico, correspondente a 257,53 A em valor eficaz, deixando apenas cerca de 31% do sistema energizado. Essa atuação indevida comprometeu também o funcionamento da chave seccionalizadora, uma vez que a operação correta desse equipamento depende diretamente da atuação prévia e coordenada do Religador 03.

Dada a alteração no *status* dos dispositivos de proteção e o rearranjo do perfil de potências, o SPARI foi sensibilizado. Visando o isolamento do trecho sob falta, o bloco de reconfiguração determinou a abertura do Religador 03 e da chave seccionalizadora instalada entre as barras 59 e 60, eliminando o setor defeituoso e cessando a contribuição reversa de corrente da GFV. Sequencialmente, efetuou-se o fechamento da chave NA 27-65, restabelecendo o fornecimento às cargas compreendidas entre as barras 60 e 65 por meio de uma via alternativa de energização. Essa manobra modificou o perfil de carregamento do circuito e redistribuiu os fluxos de corrente na rede. Sob essa nova topologia, a GFV passou a injetar potência diretamente no setor restabelecido, reduzindo a demanda proveniente da subestação e, por conseguinte, aliviando o carregamento dos condutores adjacentes.

Após a reconfiguração da rede, observou-se uma redistribuição dos fluxos de potência e das correntes nos alimentadores, alterando as condições operacionais dos dispositivos de proteção remanescentes. Em particular, o Religador 04 passou a atender um novo perfil de carregamento em decorrência do fechamento da chave NA 27-65 e da contribuição da GFV instalada na barra 65, tornando necessária a revisão de seus parâmetros de proteção. Dessa forma, o bloco de novos ajustes do SPARI foi sensibilizado para recalcular os valores de $\mathrm{I_p}$ e TDS dos religadores envolvidos, de modo a restabelecer a coordenação e a seletividade do sistema sob a nova configuração topológica, conforme apresentado na Tabela 23. Nesse caso, o ADEPL obteve uma função objetivo de 0,82 s, com $\mathrm{G_{max}}$ igual a 91 e tempo médio de processamento de 1,74 s. Os resultados demonstram que, mesmo diante da descoordenação provocada pela inserção da GFV, a metodologia foi capaz de encontrar uma nova parametrização capaz de restabelecer os critérios de coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção remanescentes, mantendo reduzido o esforço computacional necessário para a obtenção da solução ótima.

6.4.3 Caso 03: Conexões de GFV de 400 kW e 800kW nas Barra 27 e Barra 65

No último caso analisado, considerou-se a inserção simultânea de duas unidades de GFV: uma de 800 kW conectada à barra 65 e outra de 400 kW instalada na barra 27. O objetivo foi avaliar o desempenho do SPARI diante de condições operacionais mais severas, caracterizadas pela elevada penetração de GD e pela presença de múltiplas

Tabela 23 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção- sistema-teste IEEE 69 barras com GFV (Barra 65).

Parâmetro	**Parametrização Tradicional**		**Parametrização via ADEPL**	
	Religador 02	**Religador 04**	**Religador 02**	**Religador 04**
TDS	0,13	0,09	0,14	0,10
I_p **(A)**	105,0	72,0	112,0	84,0

Fonte: Autoria Própria.

fontes contribuindo para os níveis de corrente de curto-circuito.

Inicialmente, foi aplicada uma falta bifásica-terra com resistência de 10 Ω no trecho entre as barras 5 e 6. Nessa condição, a corrente de curto-circuito atingiu aproximadamente 4200 A de pico, correspondente a 2969,85 A em valor eficaz. Apesar da presença das unidades de GFV, a coordenação do sistema de proteção foi mantida, uma vez que o ponto de falta se encontrava eletricamente distante das GFV. Dessa forma, o Religador 02 atuou corretamente como proteção principal, eliminando a falta em 0,41 s.

Entretanto, devido à sua localização estratégica no tronco principal do alimentador, a abertura desse dispositivo provocou a interrupção do fornecimento de energia para grande parte da rede, caracterizando uma condição operacional crítica. Em função da alteração do *status* dos dispositivos de proteção e das grandezas elétricas do sistema, o SPARI foi sensibilizado e acionou o bloco de reconfiguração para determinar uma nova topologia capaz de maximizar o restabelecimento da carga.

Para isolar permanentemente o setor defeituoso, o SPARI determinou a operação de abertura dos Religadores 03, 04 e 05. Em seguida, visando restabelecer o fornecimento de energia às regiões não afetadas pela falta, foram executadas as manobras de fechamento das chaves NA 22-46, NA 27-65 e NA 50-59. Essas operações permitiram a criação de novos caminhos de energização, aproveitando também a contribuição das unidades de GFV instaladas no sistema. Após a reconfiguração da rede, o bloco de novos ajustes foi sensibilizado para recalcular os parâmetros dos dispositivos de proteção impactados pela nova condição topológica, conforme apresentado na Tabela 24.

No segundo caso, analisou-se uma falta bifásica-terra na barra 23, considerando a presença simultânea das unidades de GFV de 400 kW e 800 kW instaladas nas barras 27 e 65, respectivamente. Em virtude da proximidade elétrica entre o ponto de falta e a GFV conectada à barra 27, a contribuição adicional de corrente de curto-circuito provocou a perda de coordenação entre o Religador 04, responsável pela proteção principal, o Religador 02, que atuava como proteção de retaguarda e a chave seccionalizadora. Nessas condições, para uma corrente de falta de aproximadamente 1850 A, o Religador 02 operou indevidamente antes da atuação da proteção principal, ocasionando a interrupção

Tabela 24 – Comparação dos parâmetros de coordenação e proteção- sistema-teste IEEE 69 barras com GFV 400 kW e 800 kW - Falta Barra 5.

Parâmetro	**Parametrização Tradicional**		**Parametrização via ADEPL**	
	Relé	**Religador 01**	**Relé**	**Religador 01**
TDS	0,05	0,13	0,07	0,15
I_p **(A)**	72,5	105,0	80,0	118,0

Fonte: Autoria Própria.

do fornecimento de energia para grande parte do sistema.

Em decorrência da atuação indevida dos dispositivos de proteção e das alterações observadas nas grandezas elétricas da rede, o SPARI foi sensibilizado e acionou o bloco de reconfiguração. Com o objetivo de isolar o trecho defeituoso e maximizar o restabelecimento do serviço. Neste caso, o algoritmo determinou a abertura da chave seccionalizadora associada ao setor sob falta e o rearme do Religador 02. Entretanto, devido à localização do defeito e às limitações topológicas da rede, não foi possível restabelecer o fornecimento de energia para o trecho entre as barras 20 e 27, que permaneceu isolado após a reconfiguração.

A nova configuração operacional modificou significativamente os fluxos de potência e os níveis de corrente observados pelos dispositivos remanescentes, tornando necessária a atualização dos parâmetros de proteção. Dessa forma, o bloco de novos ajustes do SPARI foi sensibilizado para recalcular os valores de I_p e TDS dos religadores envolvidos, conforme apresentado na Tabela 25. Observa-se que os ajustes obtidos pelo ADEPL reduziram tanto os valores de I_p quanto os valores de TDS dos dispositivos, tornando a proteção mais sensível às novas condições de carregamento e contribuindo para o restabelecimento da coordenação e da seletividade após a reconfiguração da rede.

Tabela 25 – Comparação dos Parâmetros de Coordenação e Proteção- Sistema - teste 69 barras com GFV 400 kW e 800 kW- Falta Barra 23.

Parâmetro	**Parametrização Tradicional**		**Parametrização via ADEPL**	
	Religador 02	**Religador 04**	**Religador 02**	**Religador 04**
TDS	0,13	0,010	0,11	0,08
I_p **(A)**	105,0	84,0	92,0	68,0

Fonte: Autoria Própria.

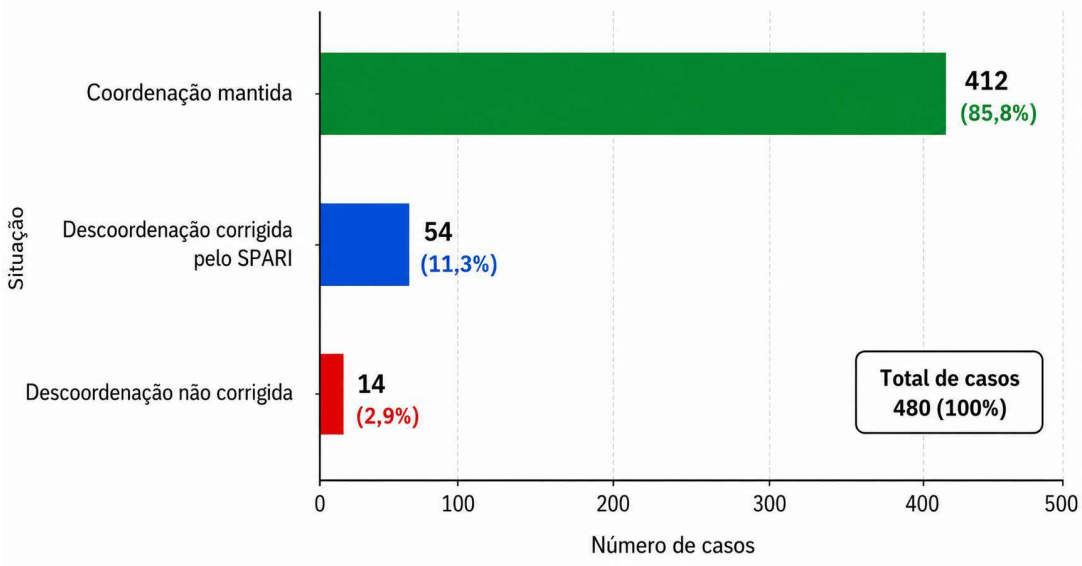
Portanto, a análise dos cenários mais críticos de coordenação da proteção em um sistema de distribuição de maior porte demonstra a robustez e a eficácia do SPARI. Mesmo

diante das alterações provocadas pela GD e pelas mudanças topológicas decorrentes das manobras de restabelecimento, a metodologia foi capaz de recalcular automaticamente os parâmetros dos dispositivos de proteção, preservando os requisitos fundamentais de seletividade, sensibilidade e confiabilidade exigidos para a operação segura do sistema elétrico.

6.4.4 Discussão dos Resultados

A análise dos 480 cenários simulados evidencia a robustez da metodologia proposta para diferentes condições operativas do sistema-teste IEEE 69 barras, conforme apresentado na Figura 55. Os cenários avaliados contemplaram diferentes tipos de falta, níveis de resistência de falta, localizações de geração fotovoltaica distribuída e condições topológicas da rede, permitindo uma avaliação abrangente do desempenho do SPARI.

Figura 55 – Desempenho do SPARI nos cénarios avaliado para o sistema-teste IEEE 69 barraras.



Fonte: Autoria Própria.

Verificou-se que, em 412 casos (85,8%), a coordenação da proteção foi preservada mesmo após as alterações operativas impostas ao sistema. Embora esse resultado indique que a configuração convencional dos dispositivos é adequada para grande parte das condições analisadas, foram identificados 68 cenários (14,2%) nos quais ocorreram problemas de coordenação decorrentes, principalmente, da inserção de geração fotovoltaica distribuída e das modificações topológicas associadas ao processo de restabelecimento da rede.

Nesses cenários críticos, o SPARI demonstrou sua principal contribuição. Dos 68 casos inicialmente descoordenados, a metodologia foi capaz de restabelecer a coordena-

ção da proteção em 54 situações, correspondendo a aproximadamente 79,4% dos casos problemáticos. Esse resultado evidencia a capacidade do sistema em adaptar automaticamente os ajustes dos dispositivos de proteção às novas condições operativas da rede, preservando a seletividade mesmo em cenários onde a coordenação convencional deixa de ser adequada.

Apenas 14 casos permaneceram sem uma solução plenamente coordenada após a atuação do SPARI. Essas situações estão associadas, principalmente, a limitações estruturais da rede, à inexistência de caminhos alternativos para recomposição e aos elevados níveis de contribuição da GD para as correntes de curto-circuito, restringindo a obtenção simultânea dos requisitos de seletividade e sensibilidade.

De forma geral, considerando tanto os casos originalmente coordenados quanto aqueles recuperados pelo SPARI, a metodologia permitiu manter ou restabelecer a coordenação da proteção em 466 dos 480 cenários avaliados, correspondendo a uma taxa global de sucesso de aproximadamente 97,1%. Esse resultado demonstra que a principal contribuição do SPARI não está na substituição dos esquemas convencionais de proteção, mas na sua capacidade de atuar de forma adaptativa nos cenários em que a coordenação é comprometida por alterações topológicas ou pela inserção de geração distribuída, aumentando a confiabilidade e a segurança operacional do sistema de distribuição.

6.5 ANÁLISE ESTATÍSTICA DO DESEMPENHO DO ADEPL

Com o objetivo de complementar a análise determinística dos estudos de caso e avaliar a estabilidade dos resultados produzidos pelo processo de otimização, realizou-se uma análise estatística descritiva do desempenho do ADEPL nos sistemas-teste IEEE 34 e 69 barras. A abordagem adotada baseou-se na avaliação da distribuição dos resultados por meio da média, mediana, desvio-padrão e coeficiente de variação (CV), associada à representação gráfica por diagramas de caixa (*boxplots*) e gráficos de dispersão.

Foram consideradas como variáveis de análise a FO, o tempo deprocessamento e a geração de convergência do ADEPL. Os parâmetros do processo evolutivo foram mantidos constantes, conforme a Tabela 8. Essa padronização permite avaliar a influência da complexidade dos diferentes cenários sobre o comportamento do processo de otimização.

6.5.1 Análise Estatística do Sistema-Teste IEEE 34 Barras

Para o sistema-teste IEEE 34 barras, foram considerados casos representativos da atuação do SPARI nos trechos L09 e L16, incluindo uma condição de maior complexidade associada à presença da GFV. A Tabela 26 apresenta as principais medidas estatísticas obtidas para a FO, o tempo de processamento e a geração de convergência.

Tabela 26 – Análise estatística do sistema-teste IEEE 34 barras.

Caso	**FO média ± DP (s)**	**CV FO**	**Tempo médio ± DP (s)**	**CV tempo**	**Geração média ± DP**
L09	0,4190 ± 0,0152	3,63%	0,2074 ± 0,0139	6,71%	93,16 ± 2,04
L16	0,6386 ± 0,0168*	2,63%	0,1794 ± 0,0120	6,7%	92,21 ± 2,11
L16 + GFV	1,3800 ± 0,0509	3,69%	5,9200 ± 0,4134	6,98%	89,12 ± 2,49

Fonte: Autoria Própria.

A Figura 56 apresenta a distribuição dos tempos de processamento. No sistema IEEE 34 barras, observa-se baixa dispersão nos casos L09 e L16, cujos tempos médios foram inferiores a 0,21 s. Para o caso L16, particularmente, o coeficiente de variação de aproximadamente 6,7% indica reduzida variabilidade em torno do valor médio, corroborando a estabilidade computacional observada nas 85 execuções independentes.

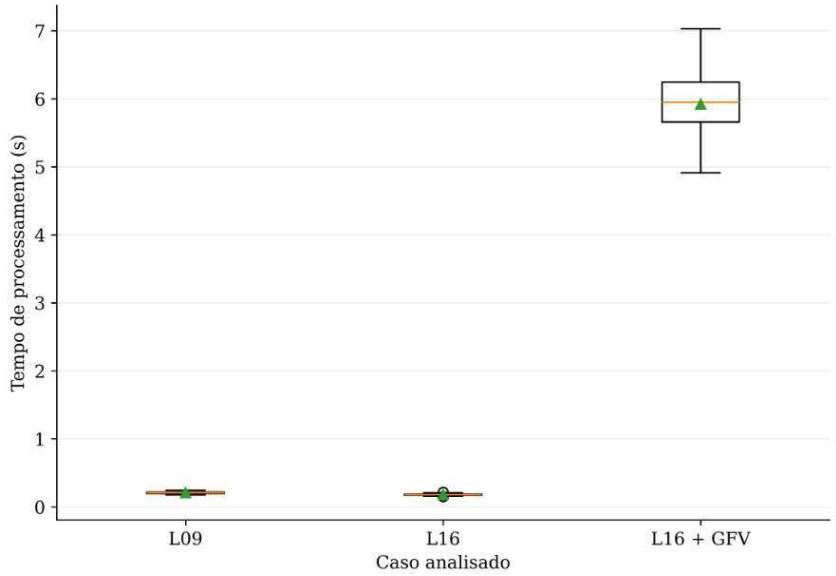
O caso L16 com GFV apresentou comportamento distinto quanto à magnitude do tempo computacional, alcançando valor médio de aproximadamente 5,92 s. Esse aumento está relacionado à maior complexidade da condição operacional analisada, que impõe ao processo de otimização um espaço de busca mais restritivo. Entretanto, a dispersão relativa permaneceu reduzida, com CV estimado inferior a 10%, indicando que o aumento do esforço computacional não implica, necessariamente, aumento proporcional da variabilidade da solução.

6.5.2 Análise Estatística do Sistema-Teste IEEE 69 Barras

Para o sistema-teste IEEE 69 barras, foram considerados os casos representativos associados às barras 42 e 65, selecionados por apresentarem condições críticas de operação envolvendo unidades de GFV de maior potência e alterações significativas na coordenação da proteção. A maior dimensão da rede e o aumento do número de restrições tornam esses cenários particularmente relevantes para a avaliação do desempenho computacional do ADEPL.

No sistema IEEE 69 barras, os tempos médios de processamento foram superiores aos observados nos casos menos restritivos do sistema IEEE 34 barras. Para o caso associado à barra 42, obteve-se tempo médio de aproximadamente 3,87 s, enquanto o caso associado à barra 65 apresentou valor de aproximadamente 1,74 s. A distribuição desses tempos de processamento é apresentada na Figura 57. Apesar do aumento do esforço computacional, os coeficientes de variação estimados permaneceram próximos

Figura 56 – Distribuição do tempo de processamento do ADEPL no sistema-teste IEEE 34 barras.



Fonte: Autoria Própria.

Tabela 27 – Resultados dos casos analisados

Caso	**FO média ± DP (s)**	**CV FO**	**Tempo médio ± DP (s)**	**CV tempo**	**Geração média ± DP**
Barra 4	$21,2400 \pm 0,0541$	4,36%	$3,8700 \pm 0,2356$	6,09%	$92,48 \pm 2,51$
Barra 6	$50,8200 \pm 0,0359$	4,38%	$1,7400 \pm 0,1220$	7,01%	$91,04 \pm 2,54$

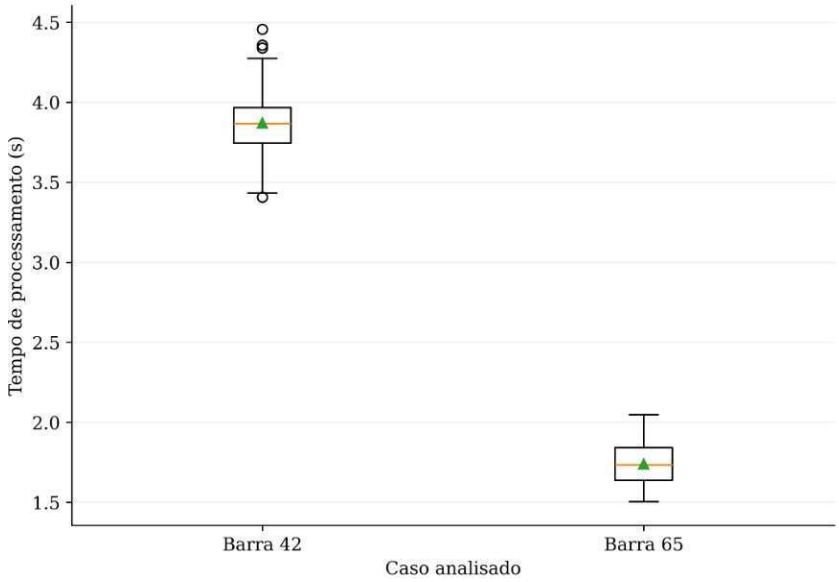
de 6–7%, evidenciando baixa dispersão relativa dos tempos de processamento.

Conforme observado na Figura 57, os resultados apresentam dispersão reduzida em torno dos respectivos valores centrais, mesmo no caso da barra 42, que demandou maior tempo de processamento. Comportamento semelhante foi observado para a FO, cujos coeficientes de variação permaneceram inferiores a 5% nos dois casos avaliados. Esse resultado indica que, mesmo diante do aumento da dimensão e da complexidade do sistema, as soluções permaneceram concentradas em torno dos valores médios obtidos pelo ADEPL.

6.5.3 Análise da Função Objetivo e da Convergência

A distribuição da FO para os casos analisados é apresentada na Figura 58. Os diagramas de caixa indicam reduzida amplitude de dispersão em torno das respectivas medianas, tanto no sistema IEEE 34 barras quanto no IEEE 69 barras. Observa-se, adi-

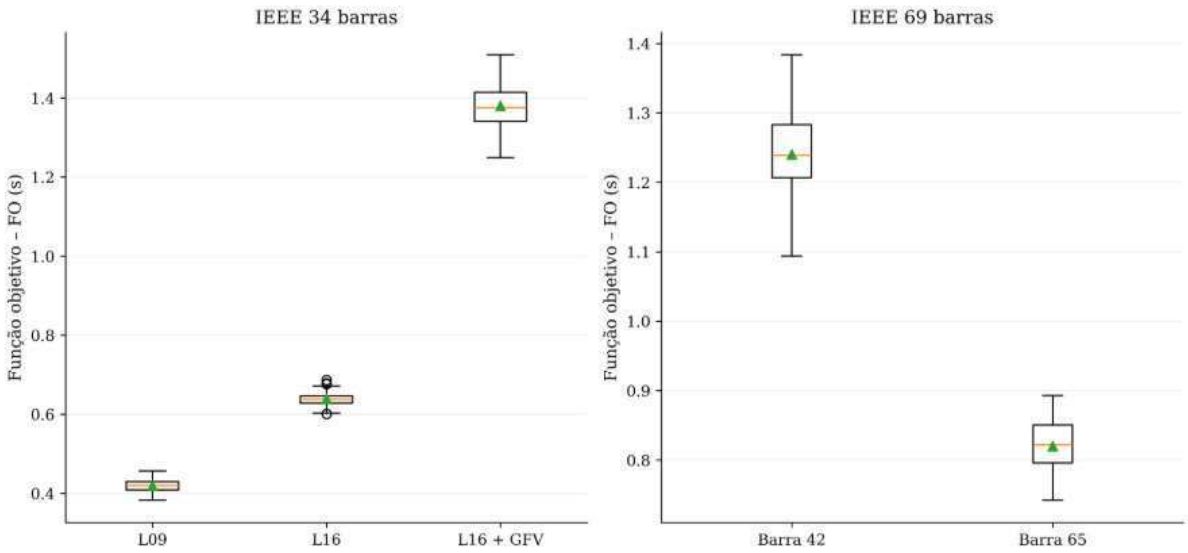
Figura 57 – Distribuição do tempo de processamento do ADEPL no sistema-teste IEEE 69 barras.



Fonte: Autoria Própria.

cionalmente, proximidade entre os valores médios e medianos, não sendo identificada tendência de elevada assimetria nas distribuições estimadas. Esse comportamento sugere estabilidade da solução encontrada pelo ADEPL diante das variações inerentes ao processo evolutivo.

Figura 58 – Distribuição estatística da FO do ADEPL para casos representativos dos sistemas-teste IEEE 34 e 69 barras.

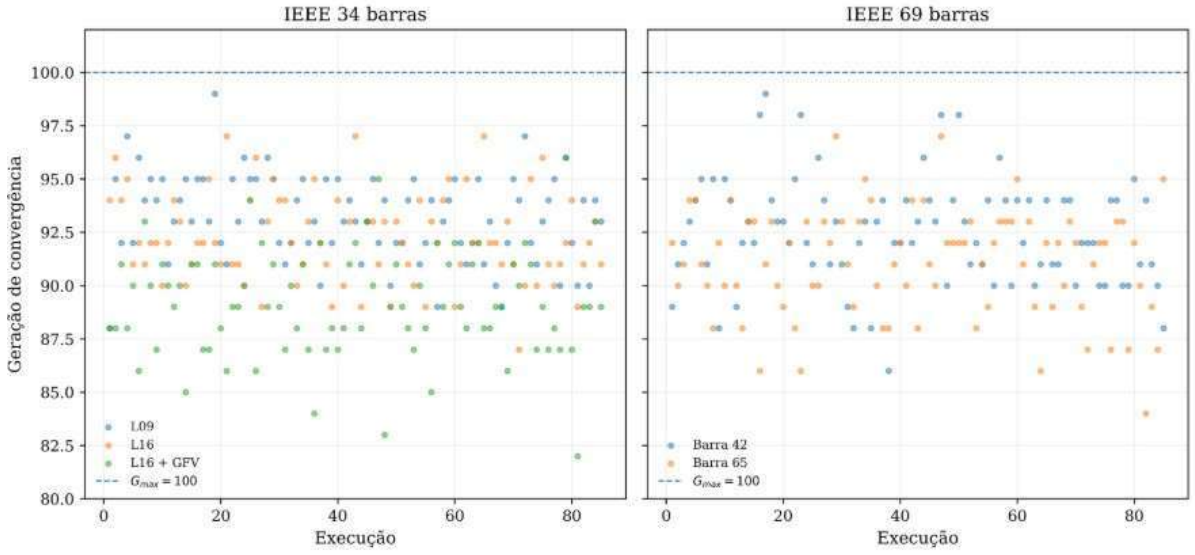


Fonte: Autoria Própria.

A Figura 59 apresenta a distribuição da geração de convergência ao longo das

execuções consideradas. Verifica-se que os resultados permanecem concentrados predominantemente entre as gerações 85 e 97, sem ultrapassar o limite $G_{\max} = 100$ estabelecido para o ADEPL. Os valores médios permaneceram próximos de 90 gerações nos dois sistemas-teste.

Figura 59 – Distribuição das gerações de convergência do ADEPL nos sistemas-teste IEEE 34 e 69 barras.



Fonte: Autoria Própria.

No sistema IEEE 34 barras, as gerações médias dos casos analisados situaram-se entre aproximadamente 89 e 93, enquanto no sistema IEEE 69 barras permaneceram próximas de 91–92 gerações. A ausência de crescimento expressivo desse indicador no sistema de maior porte sugere que o aumento do tempo computacional observado no IEEE 69 barras está associado principalmente ao maior custo de avaliação de cada indivíduo e das respectivas restrições, e não necessariamente a um aumento acentuado do número de gerações requerido para a convergência.

6.5.4 Discussão Estatística dos Resultados

A análise estatística complementa os estudos de caso apresentados anteriormente ao incorporar uma avaliação da dispersão e da estabilidade dos resultados da otimização. De forma geral, os coeficientes de variação da FO permaneceram inferiores a aproximadamente 5%, enquanto os coeficientes associados ao tempo de processamento situaram-se predominantemente abaixo de 10%. Esses resultados indicam baixa variabilidade relativa das soluções analisadas.

A comparação entre os sistemas-teste evidencia que o aumento da dimensão

da rede provoca maior impacto sobre o tempo computacional do que sobre a geração de convergência. Enquanto casos do IEEE 34 barras apresentaram tempos inferiores a 0,21 s em condições menos restritivas, os casos mais complexos alcançaram valores da ordem de segundos. No IEEE 69 barras, comportamento semelhante foi observado, com tempos de processamento de até aproximadamente 3,87 s nos estudos representativos. Entretanto, as gerações de convergência permaneceram próximas entre os dois sistemas e abaixo do limite máximo estabelecido.

Assim, além dos resultados determinísticos de coordenação, seletividade e restabelecimento apresentados ao longo deste capítulo, a análise estatística fornece uma avaliação complementar da estabilidade computacional do ADEPL. A baixa dispersão observada para a FO e para os tempos de processamento, associada à convergência dentro dos limites previamente estabelecidos, corrobora a capacidade do método de produzir soluções consistentes para as condições operacionais avaliadas.

6.6 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, avaliou-se o desempenho do SPARI nos sistemas-teste IEEE 34 e 69 barras, considerando diferentes tipos e localizações de faltas, resistências de falta, níveis de inserção de GFV e alterações topológicas. Os resultados demonstraram que a presença da GFV e a reconfiguração da rede podem modificar significativamente os níveis e sentidos das correntes de curto-circuito, comprometendo a coordenação previamente estabelecida entre os dispositivos de proteção.

Nessas condições, a atuação integrada dos módulos de reconfiguração e PA permitiu restabelecer parcelas significativas das cargas interrompidas e, quando necessário, recalcular os parâmetros I_p e TDS por meio do ADEPL. Os estudos realizados nos dois sistemas-teste demonstraram a capacidade da metodologia de preservar ou restabelecer a seletividade em diferentes condições operativas, inclusive em cenários com elevada inserção de GFV e alterações significativas na topologia da rede.

Complementarmente, a análise estatística indicou reduzida dispersão dos resultados da otimização nos casos representativos avaliados, com baixos coeficientes de variação da FO e do tempo de processamento e convergência dentro do limite máximo de gerações estabelecido. Em conjunto, os resultados demonstram que a contribuição do SPARI não se restringe à reconfiguração da rede ou ao recálculo isolado dos ajustes de proteção, mas à integração sequencial dessas funções em uma arquitetura capaz de adaptar a proteção à nova condição topológica e operacional do SDEE.

CAPÍTULO 7

Conclusões

Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) foram historicamente concebidos para operar sob uma configuração radial, caracterizada pelo fluxo unidirecional de potência, da subestação para as cargas. Nesse contexto, os dispositivos de proteção são parametrizados considerando níveis de curto-circuito previamente conhecidos e uma direção única de circulação da corrente. Entretanto, a crescente inserção da Geração Distribuída (GD), em especial da Geração Fotovoltaica (GFV), tem modificado significativamente esse cenário operacional, promovendo fluxos bidirecionais de potência, alterações nos níveis de curto-circuito e mudanças nas condições de coordenação dos sistemas de proteção. Como consequência, esquemas convencionais de proteção estática tornam-se insuficientes para garantir seletividade, confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Inserida nesse contexto, esta Tese propôs o desenvolvimento de um Sistema de Proteção Adaptativa e Reconfiguração de Rede Integrados (SPARI), fundamentado na integração entre Proteção Adaptativa (PA), reconfiguração automática de redes e o método híbrido de otimização ADEPL, assim denominado por combinar o Algoritmo Diferencial Evolutivo (ADE) e a Programação Linear (PL) na determinação dos ajustes da proteção. Nesse método, o ADE realiza a busca pelos valores de I_p, enquanto a PL determina os respectivos valores de TDS. A principal contribuição da pesquisa consiste na integração, em uma única arquitetura computacional, das funções de monitoramento, proteção adaptativa, reconfiguração da rede e recálculo dos ajustes dos dispositivos de proteção, permitindo a adaptação do sistema às alterações operacionais e topológicas da rede.

Inicialmente, foram desenvolvidos modelos computacionais de relés de sobrecorrente direcionais, religadores digitais, chaves seccionalizadoras, fusíveis e sistemas fotovoltaicos em ambiente MATLAB/Simulink. Esses modelos possibilitaram a representação detalhada dos dispositivos de proteção e a análise de seu comportamento em diferentes condições de operação. Paralelamente, foi desenvolvida uma arquitetura centralizada de PA capaz de monitorar continuamente as grandezas analógicas e os estados operativos da rede, detectando alterações topológicas e promovendo automaticamente a atualização dos ajustes de proteção.

Os estudos realizados nos sistemas-teste IEEE 34 e IEEE 69 barras demonstraram que a inserção de GFV provoca impactos significativos sobre a coordenação da proteção, especialmente quando os geradores se encontram instalados à jusante dos dispositivos

principais. Nessas situações, verificou-se aumento da corrente de curto-circuito, redução do intervalo de coordenação temporal (CTI), inversão do fluxo de potência e atuação indevida de dispositivos de retaguarda, fenômenos reportados na literatura técnica. Em diversos cenários avaliados, observou-se a perda da seletividade entre relés, religadores e chaves seccionalizadoras, evidenciando as limitações dos métodos tradicionais de proteção diante da elevada penetração de geração distribuída.

Os resultados obtidos demonstraram que o SPARI foi capaz de mitigar esses problemas por meio da atualização dinâmica dos parâmetros de proteção, principalmente da corrente de *pickup* (I_p) e do *Time Dial Setting* (TDS). Em grande parte dos cenários avaliados, a metodologia restaurou a coordenação entre os dispositivos, preservando os requisitos fundamentais de seletividade, rapidez e confiabilidade da proteção mesmo diante de alterações topológicas, mudanças de carregamento e diferentes tipos de curto-circuito.

Além disso, o sistema proposto demonstrou eficiência na reconfiguração automática da rede após faltas permanentes. O SPARI mostrou-se capaz de identificar o trecho defeituoso, isolar a região afetada e determinar automaticamente a topologia de restabelecimento que maximizasse o atendimento das cargas remanescentes. Após cada processo de reconfiguração, os parâmetros dos dispositivos impactados eram recalculados automaticamente, garantindo a manutenção da coordenação da proteção para o novo estado operativo da rede.

De forma global, os resultados evidenciaram que aproximadamente 85,8% dos cenários avaliados mantiveram a coordenação original da proteção mesmo diante das alterações operacionais impostas. Nos casos em que houve descoordenação, o SPARI foi capaz de restaurar a coordenação em aproximadamente 11,3% dos cenários por meio da combinação entre reconfiguração da rede e novos ajustes de proteção. Apenas uma pequena parcela dos casos avaliados, correspondente a cerca de 2,9%, não apresentou solução viável para restabelecimento simultâneo da coordenação e das restrições operacionais impostas ao sistema. Esses resultados comprovam a robustez da metodologia proposta e sua capacidade de adaptação frente a condições operacionais severas.

Apesar dos resultados promissores, algumas limitações foram identificadas. Em determinados cenários críticos, caracterizados por elevados níveis de penetração de GFV, limitações topológicas da rede e reduzida disponibilidade de dispositivos de manobra, não foi possível encontrar uma combinação de ajustes que atendesse simultaneamente aos critérios de seletividade, sensibilidade e rapidez da proteção. Adicionalmente, a implementação prática da metodologia depende da disponibilidade de uma infraestrutura de comunicação e automação confiável, uma vez que atrasos ou falhas na transmissão de dados podem comprometer a atualização dos ajustes e a execução das estratégias de restabelecimento.

Por fim, conclui-se que o SPARI atingiu plenamente os objetivos propostos nesta pesquisa, demonstrando ser uma ferramenta tecnicamente viável para aplicação em sistemas de distribuição modernos com elevada inserção de geração distribuída. A integração entre proteção adaptativa, reconfiguração automática de rede e otimização híbrida representa um avanço relevante para o desenvolvimento de redes elétricas inteligentes, contribuindo para o aumento da confiabilidade, da flexibilidade operacional e da capacidade de autorrecuperação dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Visando tornar o SPARI ainda mais robusto, sugere-se a realização das seguintes atividades:

- Considerar as variações operacionais da geração fotovoltaica, incluindo condições climáticas, níveis de irradiância solar e diferentes modos de conexão à rede;
- Estabelecer critérios de acionamento do ADEPL com base nas variações da geração distribuída e das condições operacionais da rede, permitindo a adaptação dos ajustes de proteção apenas quando identificadas alterações que possam comprometer a coordenação;
- Avaliar o SPARI considerando grupos de ajustes previamente definidos, visando explorar de forma mais eficiente as funcionalidades disponíveis nos relés e religadores digitais;
- Desenvolver módulos automáticos para determinação dos ajustes de outras funções de proteção, tais como proteção de distância e proteção direcional adaptativa;
- Desenvolver metodologias de proteção resilientes a falhas ou indisponibilidades dos sistemas de comunicação, avaliando seus impactos sobre a atuação do SPARI;
- Integrar o SPARI a protocolos de comunicação, como o IEC 61850, e a arquiteturas de *Smart Grids*, considerando os requisitos necessários para sua aplicação em sistemas de distribuição automatizados;
- Implementar e validar o SPARI em plataformas computacionais empregadas por concessionárias de energia, visando avaliar seu desempenho em ambientes operacionais mais próximos das condições reais.

REFERÊNCIAS

ABNT, N. **7282: 2011,"Dispositivos fusíveis de alta tensão—Dispositivos tipo expulsão—Requisitos e métodos de ensaio."**. [S.l.], 2011.

ABRADEE. **ABRADEE**. 2014. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/>.

AIELLO, I. F.; CARNEIRO, C. A.; CEBRIAN, J. C. Análise comparativa da aplicação das metodologias de proteção salva fusível e queima fusível no desempenho das redes elétricas de distribuição. In: **Congresso Brasileiro de Automática-CBA**. [S.l.: s.n.], 2020. v. 2, n. 1.

AKAGI, H.; WATANABE, E. H.; AREDES, M. **Instantaneous power theory and applications to power conditioning**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2017.

ALI, I. M.; ESSAM, D.; KASMARIK, K. A novel differential evolution mapping technique for generic combinatorial optimization problems. **Applied Soft Computing**, Elsevier, v. 80, p. 297–309, 2019.

ALMEIDA, M. A. D. Apostila de proteção de sistemas elétricos. **Natal: UFRN**, p. 32, 2000.

ALVES, E. et al. Testing of centralized protection, control and advanced automation for mv networks with der. In: **CIGRÉ Paris Session**. [S.l.: s.n.], 2024.

ANDERSON, G. Modelling and analysis of electric power systems. **ETH Zurich**, p. 5–6, 2008.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. Brasília: [s.n.], 2012. Legislação brasileira. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

ANSI C3760, I. Ieee standard requirements for overhead, pad-mounted, dry-vault, and submersible automatic line sectionalizers for alternating current systems up to 38 kv - redline. **IEEE Std C37.63-2013 (Revision of IEEE Std C37.63-2005) - Redline**, p. 1–105, 2013.

ASSOCIATION, A. et al. **Aluminum electrical conductor handbook**. [S.l.]: Aluminum Assoc., 1982.

BANITALEBI, A.; AZIZ, M. I. A.; AZIZ, Z. A. A self-adaptive binary differential evolution algorithm for large scale binary optimization problems. **Information Sciences**, Elsevier, v. 367, p. 487–511, 2016.

BEDEKAR, P. P.; BHIDE, S. R. Optimum coordination of overcurrent relay timing using continuous genetic algorithm. **Expert Systems with Applications**, Elsevier, v. 38, n. 9, p. 11286–11292, 2011.

BHISE, V.; OUTROS. Título do artigo. **Nome da Revista**, xx, n. x, p. xx–xx, 2017. A referência de Bhise et al. é de um artigo científico. A informação completa do artigo é necessária para uma citação precisa.

BLACKBURN, J. Protective relaying: Principles and applications, mercel dekker. **Inc., New York**, 1987.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective relaying: principles and applications**. [S.l.]: CRC press, 2006.

BOLLEN, M. H.; HASSAN, F. **Integration of distributed generation in the power system**. [S.l.]: John wiley & sons, 2011.

Brasil. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências**. Brasília: [s.n.], 2004. Legislação brasileira.

BRASIL. **NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade**. 2004. Ministério do Trabalho e Emprego, Brasília. Citado na página 30.

BRAZ, H. D. d. M. Configuração de sistemas de distribuição usando um algoritmo genético sequencial. Universidade Federal de Campina Grande, 2010.

BRITO, M. A. G. d. et al. Comparative analysis of MPPT techniques for PV applications. In: **2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)**. [S.l.]: IEEE, 2011. p. 99–104.

CAMPOVERDE, E. L. et al. Service restoration in distribution systems considering priority customers and microgrids. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 237, p. 110988, 2024.

CARVALHO, E. O. de et al. O problema de restabelecimento da energia em sistemas de distribuiçao radiais considerando as restriçoes de proteçao. In: **Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI**. [S.l.: s.n.], 2021. v. 1, n. 1.

CARVALHO, E. O. P. d. Restabelecimento de energia em sistemas de distribuição considerando a existência de geração distribuída. 2020.

CASTRO, C. F. S. d. Uso do software atpdraw para simulação da proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica. 2017.

CHAN, A. W. Q.; BARROS, L. C. d.; AMATUZZI, M. d. C. **Análise do desempenho do alimentador Palmital com o uso de seccionalizador visando a melhoria dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica**. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2013.

CHENG, S.-L.; HWANG, C. Optimal approximation of linear systems by a differential evolution algorithm. **IEEE Transactions on Systems, man, and cybernetics-part a: systems and humans**, IEEE, v. 31, n. 6, p. 698–707, 2001.

CHOI, M.-G. et al. Adaptive protection method of distribution networks using the sensitivity analysis for changed network topologies based on base network topology. **IEEE Access**, IEEE, v. 8, p. 148169–148180, 2020.

CHOOBINEH, M.; STOUPIS, J. An adaptive overcurrent protection technique for microgrids. In: IEEE. **2024 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)**. [S.l.], 2024. p. 1–6.

COFFELE, F. Adaptive protection solutions for future active power distribution networks. 2012.

COFFELE, F.; BOOTH, C.; DYŚKO, A. An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 30, n. 2, p. 561–568, 2014.

COMMITTEE, I. P. S. R. et al. Ieee guide for automatic reclosing of line circuit breakers for ac distribution and transmission lines. **IEEE Power Engineerng Society, USA**, 2003.

CONCEIÇÃO, E. N. d. Modelagem e simulação da proteção de alimentadores de distribuição utilizando softwares tipo emtp. 2012.

CONDE, A.; SHIH, M. Y. An adaptive overcurrent coordination scheme withstanding active network operations. **IEEE Access**, IEEE, v. 10, p. 104270–104284, 2022.

COSTA, C. A. B. d. et al. Modelagem de um relé de distância em um simulador digital em tempo real. Universidade Federal de Campina Grande, 2016.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes**. [S.l.]: SEL/EESC/USP, 2007.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. Reference guide: The open distribution system simulator (opendss). **Electric Power Research Institute, Inc**, v. 7, p. 29, 2012.

ELETROBRÁS. **Normas Técnicas da Eletrobrás**. Rio de Janeiro, Brasil: Eletrobrás, 1982. Informação detalhada da norma técnica deve ser confirmada, pois é uma referência genérica.

ELETROBRAS. **Dicionário da Energia Elétrica**. 2025. Acesso em: 29 jul. 2025. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Dicionario-da-Energia-Eletrica.aspx>.

ENERGIA, C. **Proteção de Redes Aéreas de Distribuição: Sobrecorrente**. 2016.

ENERGIA, C. G. Ged 2912–proteção de redes aéreas de distribuição-sobrecorrente. **Norma Técnica**, p. 1–98, 2016.

ENERGISA. **Norma de Distribuição Unificada – NDU 17**. 2017. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/>, acesso em: 31 jul. 2025.

ENERGISA. **NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA – NDU-017**. 2024. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/Documents/pdfs/ndu/ndu017.pdf>.

_____. **Relatórios de Interrupção em Situação de Emergência EPB**. João Pessoa, 2025. Disponível em meio eletrônico. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/relatorios-situacao-de-emergencia-epb>. Acesso em: 11 fev. 2026.

FEIS/UNESP. **Apostila SDEE 01 – Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. [S.l.], 2025. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/apostila_sdee_01.pdf> (Acesso em 24 jul. 2025).

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A. S.; CARDOSO, G. Optimal distribution protection design considering momentary and sustained reliability indices. In: IEEE. **2010 Modern Electric Power Systems**. [S.l.], 2010. p. 1–8.

FERREIRA, M. A. Sequenciamento de operações de chaveamento para restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica usando busca tabu e busca em vizinhança variável. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2024.

FRACALOSSI, G. V.; VARGAS, M. C.; BATISTA, O. E. Trip solidário em alimentadores de distribuição com geração distribuída. In: **Anais do XXIII Congresso Brasileiro de Automática**. [S.l.: s.n.], 2020.

FREITAS, P. R. R. d. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica.** Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2020.

GLOVER, J. D.; SARMA, M. S. **Power Systems: Analysis and Design**. International. Boston: PWS Publishing Company, 1994. Paperback edition, published January 1, 1994.

GÖNEN, T.; TEN, C.-W.; MEHRIZI-SANI, A. **Electric power distribution engineering**. [S.l.]: CRC press, 2024.

GRISALES-SOTO, B.; HERRERA-OROZCO, A.; MORA-FLÓREZ, J. Advanced adjustment of adaptive directional overcurrent relays for active distribution networks in a communication-less strategy. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 236, p. 110906, 2024.

GUARDA, C. H. **Tese de Doutorado ou Dissertação de Mestrado: Título do Trabalho**. Tese (Tese de Doutorado ou Dissertação de Mestrado) — Nome da Universidade, 2017. É necessário o título exato e a universidade.

GUERRA, F. das C. F. **Notas de Aula**. [S.l.: s.n.], 2011.

GUTIERRES, L. F. d. F. et al. Proposta de um sistema de proteção para preservar a coordenação entre religadores e elos fusíveis de sistemas de distribuição na presença de geração distribuída. Universidade Federal de Santa Maria, 2013.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A.; THORPE, J. Adaptive transmission system relaying. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1436–1445, 1988.

International Energy Agency (IEA). **Explore energy data by category, indicator, country or region**. Paris: [s.n.], 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD>. Acesso em: 14 abr. 2026. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD>.

ITABORAHY FILHO, M. A. **Análise de algoritmos genéticos e evolução diferencial para otimização de funções não-lineares multimodais**. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2018.

JÚNIOR, F. d. C. S. et al. Proteção adaptativa de sobrecorrente em sistemas de distribuição baseado em algoritmos genéticos. **Anais do VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE/2014), Natal-RN**, 2016.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. [S.l.]: Editora Blucher, 2021.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. d. Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica através de ferramenta para solução de problemas de decisão com múltiplos objetivos e incertezas. **SBA Controle & Automação**, v. 9, n. 1, p. 18–30, 1998.

KERSTING, W.; DUGAN, R. Recommended practices for distribution system analysis. In: IEEE. **2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**. [S.l.], 2006. p. 499–504.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 6, n. 3, p. 975–985, 1991.

KIDA, A. A. et al. Um algoritmo híbrido de programação linear de recozimento simulado aprimorado aplicado à coordenação ótima de relés de sobrecorrente direcional. **Pesquisa de sistemas de energia elétrica**, v. 181, p. 106197, 2020.

KINDERMANN, G. Curto-circuito. 1997.

_____. Porteção de sistemas elétricos de potência. 2005.

KUMAR, J.; VENKATA, S.; DAMBORG, M. Adaptive transmission protection: concepts and computational issues. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 4, n. 1, p. 177–185, 1989.

LIMA, R. C. D. de. **Um sistema de proteção de sobrecorrente direcional adaptativa baseada em lógica fuzzy para sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída fotovoltaica**. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2025.

LOPES, F. V. et al. Localização de faltas em tempo real baseada na teoria de ondas viajantes usando dados não sincronizados de dois terminais. Universidade Federal de Campina Grande, 2014.

LUCENA, M. D. de. **Um Método para Alocação Ótima de Usinas Fotovoltaicas Baseado em Processamento Digital de Imagens e Metaheurísticas**. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, fev. 2025.

LUIZ, C. M. Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico. Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.

Mamede Filho, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. [S.l.]: Grupo Gen-LTC, 2000.

MANUAL, I. Sel-311l-1,-7 relay. 2003.

MARQUES, L. T. **Restabelecimento de energia por reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de grande porte com priorização de chaves, consumidores e definição de sequência de chaveamento**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2013.

MARQUES, L. T. Restabelecimento de energia em sistemas de distribuiçao considerando aspectos práticos. 2018.

MathWorks. **In the Average Model of a 100 kW Grid-Connected PV Array (power_PVarray_Grid_Avg)**. Disponível em: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/answers/271874-in-the-average-model-of-a-100-kw-grid-connected-pv-array-power_pvarray_grid_avg-why-doesn-t-the>. Acesso em: 26 jan. 2026.

_____. **Three-Phase Breaker**. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/threephasebreaker.html>. Acesso em: 10 ago. 2025.

MENEZES, M. A. F. Programação linear. **Goiânia: Universidade Católica de Goiás, Departamento de Computação**, 2006.

MI, M. et al. An improved differential evolution algorithm for tsp problem. In: **2010 International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation**. [S.l.: s.n.], 2010. v. 1, p. 544–547.

MOMESSO, A. E. C. **Uma proposta de proteção adaptativa com religadores em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2022.

MOMESSO, A. E. C. et al. Automatic recloser adjustment for power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 37, n. 5, p. 3958–3967, 2022.

MUÑOZ-ARANGO, G.; MORA-FLÓREZ, J.; PÉREZ-LONDOÑO, S. Optimal data-driven adaptive overcurrent relay coordination for active distribution networks. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 228, p. 110078, 2024.

NASCIMENTO, J. P. Um sistema de proteção de sobrecorrente adaptativa aplicado a sistemas de distribuição de energia elétria. Universidade Federal de Campina Grande, 2020.

NASCIMENTO, J. P.; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A. de. Proposition of an adaptive protection scheme for distribution systems with distributed generation. **IEEE Latin America Transactions**, IEEE, v. 16, n. 5, p. 1439–1444, 2018.

NBR14039. **NBR 14039: Instalações elétricas em média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. 2005. Rio de Janeiro: ABNT. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br>.

NBR5410. **NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. 2015. Accessed: Jan. 2026. Disponível em: <https://docente.ifrn.edu.br/jeangaldino/disciplinas/2015.1/instalacoes-eletricas/nbr-5410>.

NDU-017, E. **NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA – NDU-017 PROTEÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO**. [S.l.], 2012.

OLIVEIRA, G. T. d. S. et al. Estudo e aplicações da evolução diferencial. Universidade Federal de Uberlândia, 2006.

OLIVEIRA, M. E. d. Avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2009.

OLIVEIRA, N. L. d. S. et al. Algoritmo genético de coordenação ótima da proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica. Universidade Federal de Campina Grande, 2010.

ONS. **Sobre o SIN**. Brasília: [s.n.], 2026. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin.aspx>. Acesso em: 14 abr. 2026.

ONS, S. . 2.6–requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações. **Brasília, Jul**, 2008.

PAPASPILIOTOPOULOS, V. A. et al. Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 32, n. 1, p. 393–400, 2015.

PASSINI, E. d. M. Religador automático para redes de baixa tensão. Universidade Federal de Minas Gerais, 2011.

PERALTA, R. A. V. Restauração automática de sistemas de distribuição de energia elétrica. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2019.

PEREIRA, R. et al. Reclosers modeling for temporal simulation of distribution networks in simulink/matlab. **IEEE Latin America Transactions**, IEEE, v. 22, n. 7, p. 591–600, 2024.

PEREIRA, R. L. d. A. Proposição de algoritmos baseados em evolução diferencial e programação linear para coordenação Ótima de relés de sobrecorrente. **Universidade Federal de Campina Grande**, 2021.

PHADKE, A.; HOROWITZ, S. Adaptive relaying. **IEEE Computer Applications in Power**, IEEE, v. 3, n. 3, p. 47–51, 1990.

PINHEIRO, L. O. F. et al. Reconfiguração de redes de distribuição utilizando algoritmo de busca tabu. Universidade Federal da Paraíba, 2022.

QASIM, H. N. Adaptive and self-healing protection schemes for renewable-rich microgrids using deep reinforcement learning. **Wasit Journal of Engineering Sciences**, v. 14, n. 2, p. 112–126, 2026.

QUISPE, P. C. A.; MOMESSO, A. E.; ASADA, E. N. An adaptive protection scheme for radial distribution networks under topology changes. In: IEEE. **2022 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)**. [S.l.], 2022. p. 1–6.

RADATZ, P. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software opendss. **São Paulo**, p. 22–24, 2015.

ROCKEFELLER, G. et al. Adaptive transmission relaying concepts for improved performance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1446–1458, 1988.

RODRIGUES, B. G. Otimização da proteção em redes de distribuição com geração distribuída. 2021.

RONES, V. A. S.; VITTAL, K. Modeling of recloser and sectionalizer and their coordination using pscad. In: IEEE. **2013 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies (ICCPCT)**. [S.l.], 2013. p. 679–684.

SAMADI, A. et al. Adaptive coordination of overcurrent relays considering setting changes minimization to improve protection system's reliability. In: IEEE. **2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)**. [S.l.], 2020. p. 414–418.

SAMPAIO, F. C. et al. A multi-agent-based integrated self-healing and adaptive protection system for power distribution systems with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 188, p. 106525, 2020.

SANTOS, A. et al. Node-depth encoding and multiobjective evolutionary algorithm applied to large-scale distribution system reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1254–1265, 2010.

SAVIER, J.; DAS, D. Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 22, n. 4, p. 2473–2480, 2007.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.

SHORT, T. A. **Electric power distribution handbook**. [S.l.]: CRC press, 2003.

SHU, H.; ZHAO, H.; ZHAO, X. Service restoration strategy for active distribution networks considering source-load uncertainty. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 172, p. 111250, 2025.

SI, R. et al. A multi-agent reinforcement learning method for distribution system restoration considering dynamic network reconfiguration. **Applied Energy**, Elsevier, v. 372, p. 123625, 2024.

SILVEIRA, F. T.; GALVANI, G. T. de A.; SOUZA, E. d. D. de. Coordenação entre religador e seccionalizador em redes de distribuição. **e-xacta**, v. 4, n. 3, 2012.

SOUZA, F. d. C. J. Algoritmo auto-adaptativo para proteção de sobrecorrente instantânea. Universidade Federal de Campina Grande, 2016.

STANDARD, I. **Single input energizing quantity measuring relays with dependent specified time**. [S.l.]: Publication, 1976.

STINSKIY, A. et al. Virtualization of protection systems in distribution substations: Design, implementation, and performance testing. In: **2025 78th Annual Conference for Protective Relay Engineers**. [S.l.]: IEEE, 2025. p. 1–5.

STORN, R.; PRICE, K. Differential evolution–a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. **Journal of global optimization**, Springer, v. 11, n. 4, p. 341–359, 1997.

STORN, R.; PRICE, K. et al. Differential evolution–a simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces: technical report tr-95-012. **International Computer Science, Berkeley, California**, 1995.

VALTARI, J. et al. Functional testing of virtualized and centralized protection systems. In: IET. **27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)**. [S.l.], 2023. v. 2023, p. 3513–3517.

VASCONCELOS, L. H. P. et al. Hybrid optimization algorithm applied to adaptive protection in distribution systems with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 202, p. 107605, 2022.

WONG, J. et al. Communication-less adaptive overcurrent protection for highly reconfigurable systems based on nonparametric load flow models. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 39, n. 1, p. 202–209, 2023.

XUE, Y. et al. Topologies of single-phase inverters for small distributed power generators: An overview. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, p. 1305–1314, 2004.

CAPÍTULO A

Resultados na Configuração Tradicional: SISTEMA-TESTE IEEE 34 Barras SEM Geração Distribuída

Neste apêndice, são apresentados os resultados da análise do sistema-teste IEEE 34 barras operando com um esquema de proteção convencional, sem a inclusão de geração distribuída. Os resultados referem-se apenas na verificação da coordenação dos dispositivos de proteção, utilizando como métricas os tempos de operação e os valores de corrente de curto-circuito em pontos de falta específicos.

A.1 COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADOR 01 E RELÉ

As faltas simuladas foram iniciadas em t=0,1 s, com foco na análise do trecho L09. As faltas foram localizadas entre as barras B09 e B11, com variações de resistência. Nessa condição, o Religador 01 foi designado como dispositivo de proteção principal, enquanto o Relé atuou como proteção de retaguarda.

Tabela 28 – Faltas no sistema-teste IEEE 34 barras no Trecho L09.

Configuração da Falta	**Rg (Ω)**	**Icc (A)**	**Tempo do Religador (s)**			
			1º Pulso	**2º Pulso**	**3º Pulso**	**4º Pulso**
AT	0,0	266,6	0,324	1,347	3,671	7,995
	0,1	266,5	0,324	1,347	3,671	7,995
	0,5	266,3	0,324	1,348	3,672	7,996
	1,0	265,9	0,324	1,349	3,673	7,997
	2,0	265,05	0,325	1,350	3,675	8,000
	5,0	262,5	0,327	1,354	3,681	8,008
	10,0	257,9	0,331	1,362	3,693	8,025
	20,0	245,2	0,343	1,386	3,730	8,073
	50,0	207,1	0,391	1,481	3,872	8,263
	100,0	143,6	0,391	1,481	3,872	8,263
Configuração da Falta	**Rbc (Ω)**	**Icc (A)**	**Tempo do Religador (s)**			
			1º Pulso	**2º Pulso**	**3º Pulso**	**4º Pulso**
	0,0	284,7	0,310	1,320	3,629	7,939
	0,1	284,6	0,310	1,320	3,630	7,939

Continua na próxima página

Tabela 28 – continuação da página anterior

Configuração da Falta	Rg (Ω)	Icc (A)	Tempo do Religador (s)			
			1º Pulso	2º Pulso	3º Pulso	4º Pulso
	0,5	284,4	0,310	1,320	3,630	7,940
	1,0	284,0	0,310	1,321	3,631	7,941
	2,0	283,3	0,311	1,322	3,632	7,943
	5,0	281,1	0,312	1,325	3,637	7,950
	10,0	280,0	0,313	1,326	3,640	7,953
	20,0	277,8	0,315	1,330	3,645	7,959
	50,0	271,2	0,320	1,340	3,660	7,980
	100,0	260,2	0,329	1,358	3,687	8,016
	200,0	238,2	0,351	1,401	3,752	8,102
	500,0	172,2	0,460	1,620	4,080	8,540
Configuração da Falta	**Rg (Ω)**	**Icc (A)**	**Tempo do Religador (s)**			
			1º Pulso	**2º Pulso**	**3º Pulso**	**4º Pulso**
ACT	0,0	266,6	0,324	1,347	3,671	7,995
	0,1	266,5	0,324	1,347	3,671	7,995
	0,5	266,3	0,324	1,348	3,672	7,996
	1,0	265,9	0,324	1,349	3,673	7,997
	2,0	265,1	0,325	1,350	3,675	8,000
	5,0	262,5	0,327	1,354	3,681	8,008
	10,0	257,9	0,331	1,362	3,693	8,025
	20,0	245,2	0,343	1,386	3,730	8,073
	50,0	207,1	0,391	1,481	3,872	8,263
	100,0	143,6	0,557	1,813	4,370	8,926
Configuração da Falta	**Rabc (Ω)**	**Icc (A)**	**Tempo do Religador (s)**			
			1º Pulso	**2º Pulso**	**3º Pulso**	**4º Pulso**
ABC	0,0	290,39	0,306	1,312	3,618	7,923
	0,1	290,3	0,306	1,312	3,618	7,924
	0,5	290,0	0,306	1,312	3,618	7,924
	1,0	289,7	0,306	1,313	3,619	7,925
	2,0	288,9	0,307	1,314	3,621	7,927
	5,0	286,7	0,308	1,317	3,625	7,934
	10,0	285,6	0,309	1,318	3,628	7,937
	20,0	283,4	0,311	1,322	3,632	7,943
	50,0	276,6	0,316	1,331	3,647	7,963

Continua na próxima página

Tabela 28 – continuação da página anterior

Configuração da Falta	Rg (Ω)	Icc (A)	Tempo do Religador (s)			
			1º Pulso	2º Pulso	3º Pulso	4º Pulso
	100,0	265,4	0,325	1,349	3,674	7,999
	200,0	243,0	0,345	1,391	3,736	8,082
	500,0	175,6	0,451	1,603	4,054	8,505
Configuração da Falta	**Rg (Ω)**	**Icc (A)**	**Tempo do Religador (s)**			
			1º Pulso	**2º Pulso**	**3º Pulso**	**4º Pulso**
ABCT	0,0	290,39	0,306	1,312	3,618	7,923
	0,1	290,3	0,306	1,312	3,618	7,924
	0,5	290,0	0,306	1,312	3,618	7,924
	1,0	289,7	0,306	1,313	3,619	7,925
	2,0	288,9	0,307	1,314	3,621	7,927
	5,0	286,7	0,308	1,317	3,625	7,934
	10,0	285,6	0,309	1,318	3,628	7,937
	20,0	283,4	0,311	1,322	3,632	7,943
	50,0	276,6	0,316	1,331	3,647	7,963
	100,0	265,4	0,325	1,349	3,674	7,999
	200,0	243,0	0,345	1,391	3,736	8,082
	500,0	175,6	0,451	1,603	4,054	8,505

A.2 COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADOR 02 E CHAVE SECCIONALIZADORA

As faltas simuladas foram iniciadas no instante t=0,1 s. A avaliação concentrou-se no trecho L29, com as faltas localizadas entre as barras B27 e B29 e com diferentes resistências. Para essa condição, o Religador 02 atua como dispositivo de proteção principal, enquanto a chave seccionalizadoras exerce a função de retaguarda lógica.

Tabela 29 – Faltas no sistema-teste IEEE 34 barras no Trecho L29.

Configuração da Falta	Rg (Ω)	Icc (A)	Tempo do Religador (s)			Tempo da Chave Secc. (s)
			1º Pulso	2º Pulso	3º Pulso	
AT	0,1	186,3	0,870	1,821	2,51	2,83
	1,0	185,67	0,873	1,44	2,13	2,45
	5,0	183,1	0,873	1,45	2,03	2,35
	10,0	178,85	0,89	1,86	2,83	3,14
	20,0	172,57	0,92	1,91	2,52	2,83

Tabela 29 – continuação da página anterior

Configuração da Falta	Rg (Ω)	Icc (A)	Tempo do Religador (s)			Tempo da Chave Secc. (s)
			1º Pulso	2º Pulso	3º Pulso	
Configuração da Falta	**Rbc (Ω)**	**Icc (A)**	**Tempo do Religador (s)**			**Tempo da Chave Secc. (s)**
			1º Pulso	2º Pulso	3º Pulso	
BC	0,1	214,42	0,988	1,948	2,71	3,033
	1	212,96	0,991	1,63	2,71	3,02
	5	222,26	0,997	2,01	3,03	3,35
	10	207,3	1,0	2,01	3,69	3,99
	20	200	1,01	2,10	3,90	4,02
Configuração da Falta	**Rg (Ω)**	**Icc (A)**	**Tempo do Religador (s)**			**Tempo da Chave Secc. (s)**
			1º Pulso	2º Pulso	3º Pulso	
BCT	0,1	266,5	0,324	1,348	3,671	3,771
	1	265,9	0,324	1,349	3,673	3,773
	5	262,5	0,327	1,354	3,681	3,781
	10	257,9	0,331	1,362	3,693	3,793
	20	245,2	0,343	1,386	3,730	3,830
Configuração da Falta	**Rab (Ω)**	**Icc (A)**	**Tempo do Religador (s)**			**Tempo da Chave Secc. (s)**
			1º Pulso	2º Pulso	3º Pulso	
ABC	0,1	290,29	0,306	1,312	3,618	3,718
	0,5	290,09	0,306	1,312	3,618	3,718
	1	289,68	0,306	1,313	3,619	3,719
	2	288,97	0,307	1,314	3,621	3,721
	5	286,72	0,308	1,317	3,625	3,725
	10	285,60	0,309	1,318	3,628	3,728
	20	283,36	0,311	1,322	3,632	3,732
	50	276,62	0,316	1,331	3,647	3,747
	100	265,40	0,325	1,349	3,674	3,774
	200	242,96	0,345	1,391	3,736	3,836
	500	175,64	0,451	1,603	4,054	4,154
Configuração da Falta	**Rg (Ω)**	**Icc (A)**	**Tempo do Religador (s)**			**Tempo da Chave Secc. (s)**
			1º Pulso	2º Pulso	3º Pulso	
ABCT	0,1	290,29	0,306	1,312	3,618	3,718
	0,5	290,09	0,306	1,312	3,618	3,718
	1	289,68	0,306	1,313	3,619	3,719
	2	288,97	0,307	1,314	3,621	3,721

Tabela 29 – continuação da página anterior

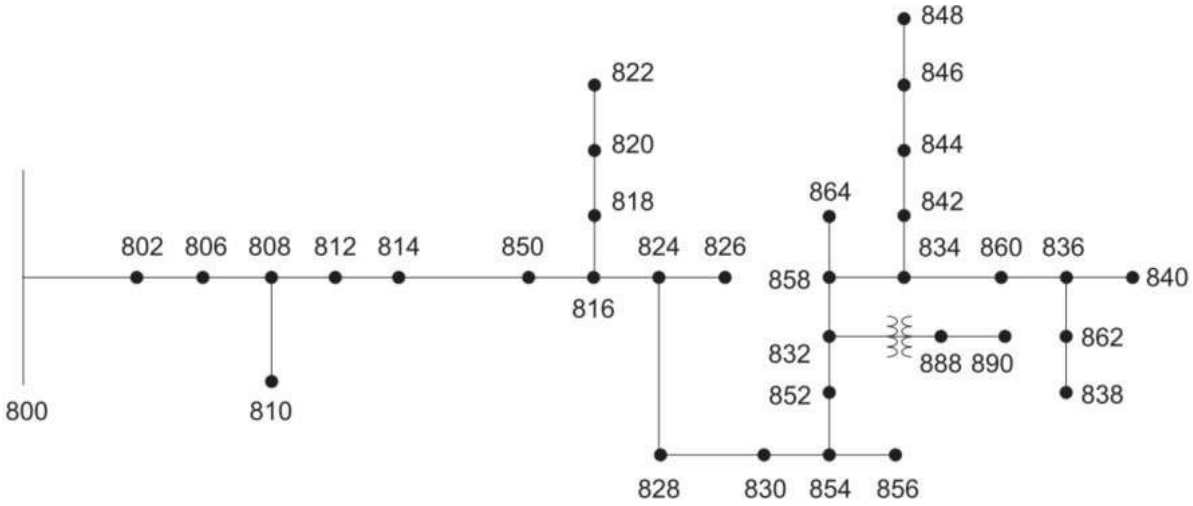
Configuração da Falta	**Rg (Ω)**	**Icc (A)**	**Tempo do Religador (s)**			**Tempo da Chave Secc. (s)**
			1º Pulso	**2º Pulso**	**3º Pulso**	
	5	286,72	0,308	1,317	3,625	3,725
	10	285,60	0,309	1,318	3,628	3,728
	20	283,36	0,311	1,322	3,632	3,732
	50	276,62	0,316	1,331	3,647	3,747
	100	265,40	0,325	1,349	3,674	3,774
	200	242,96	0,345	1,391	3,736	3,836
	500	175,64	0,451	1,603	4,054	4,154

CAPÍTULO A

SISTEMA-TESTE IEEE 34 BARRAS

O diagrama unifilar e os dados do sistema-teste IEEE 34 barras são apresentados, respectivamente, na Figura 60 e nas Tabelas 30 e 31. Esse sistema correspondendo a um alimentador primário real em 24,9 kV, cuja principal característica é o comprimento elevado e com baixo nível de carregamento (KERSTING, 1991).

Figura 60 – Sistema-teste IEEE 34 barras.



Fonte: Kersting (1991).

Tabela 30 – Cargas concentradas do sistema-teste IEEE 34 barras.

Barra	Carga	Potência ativa (kW)			Potência reativa (kVAR)		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
16	D-Z	10	10	25	5	5	10
23	D-I	150	150	150	75	75	75
26	Y-PQ	20	20	20	16	16	16
29	Y-Z	135	135	135	105	105	105
31	Y-I	9	9	9	7	7	7
34	D-PQ	20	20	20	16	16	16

Fonte: Kersting (1991).

Tabela 31 – Cargas distribuídas do sistema-teste IEEE 34 barras.

Trecho	Carga	Potência ativa (kW)			Potência reativa (kVAR)		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
L01	Y-PQ	0	30	25	0	15	14
L04	Y-I	0	16	0	0	8	0
L09	D-I	0	5	0	0	2	0
L10	Y-Z	34	0	0	17	0	0
L11	Y-PQ	135	0	0	70	0	0
L12	Y-I	0	40	0	0	20	0
L13	Y-PQ	0	0	4	0	0	2
L14	Y-PQ	7	0	0	3	0	0
L16	D-Z	7	2	6	3	1	3
L17	D-Z	16	20	110	8	10	55
L19	D-I	18	22	0	9	11	0
L21	Y-PQ	9	0	0	5	0	0
L22	Y-PQ	0	25	20	0	12	11
L23	Y-PQ	0	33	0	0	11	0
L26	Y-PQ	0	4	0	0	2	0
L28	Y-PQ	2	0	0	1	0	0
L29	D-PQ	4	15	13	2	8	7
L30	D-PQ	30	10	42	15	6	22
L31	Y-PQ	0	28	0	0	14	0

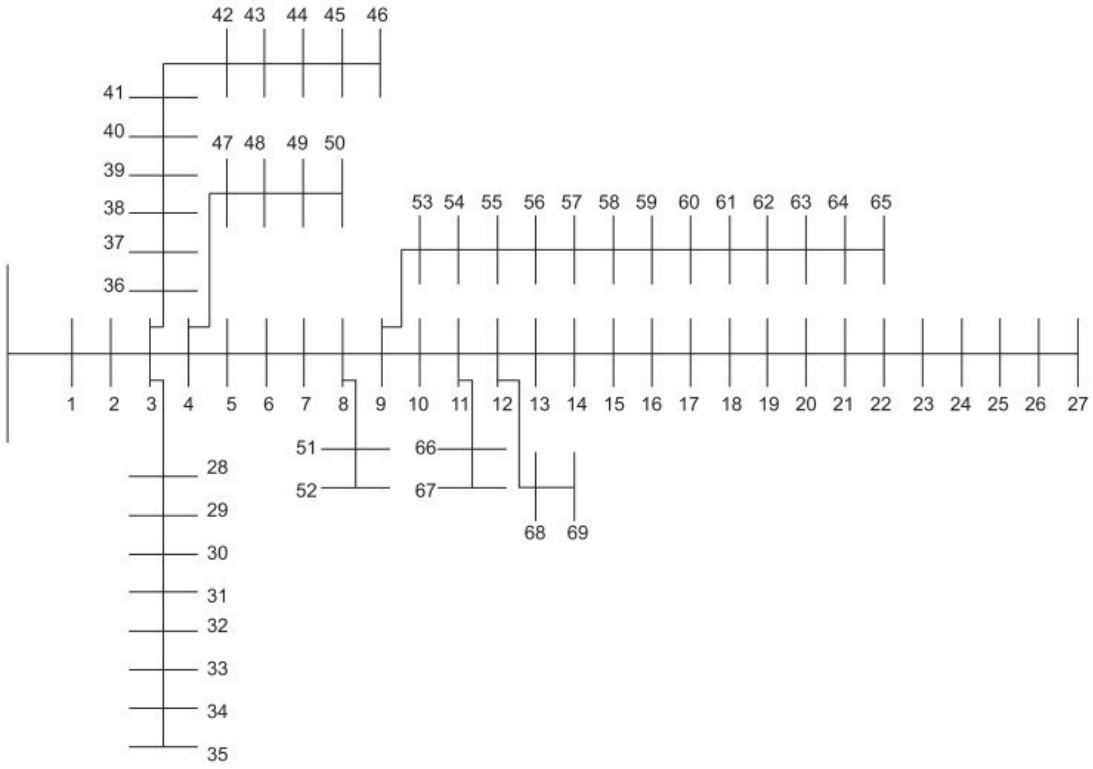
Fonte: Kersting (1991).

CAPÍTULO B

SISTEMA-TESTE IEEE 69 BARRAS

Apresentam-se, a seguir, o sistema-teste modelado e as informações das cargas distribuídas do sistema-teste IEEE 69 barras, conforme a Figura 61 e a Tabela 32, respectivamente. Esse sistema opera com tensão nominal de 12,66kV e potência de base de 10 MVA.

Figura 61 – Sistema-teste IEEE 69 barras.



Fonte: Lima (2025).

Tabela 32 – Cargas distribuídas do sistema-teste IEEE 69 barras.

Trecho	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAR)	Trecho	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAR)
1-2	0	0	4-36	0	0
2-3	0	0	36-37	79	56,4
3-4	0	0	37-38	384,7	274,5
4-5	0	0	38-39	384,7	274,5
5-6	2,6	2,2	8-40	40,5	28,3
6-7	40,4	30	40-41	3,6	2,7
7-8	75	54	9-42	4,35	3,5
8-9	30	22	42-43	26,4	19
9-10	28	19	43-44	24	17,2
10-11	145	104	44-45	0	0
11-12	145	104	45-46	0	0
12-13	8	5,5	46-47	0	0
13-14	8	5,5	47-48	100	72
14-15	0	0	48-49	0	0
15-16	45,5	30	49-50	1244	888
16-17	60	35	50-51	32	23
17-18	60	35	51-52	0	0
18-19	0	0	52-53	227	162
19-20	1	0,6	53-54	59	42
20-21	114	81	11-55	18	13
21-22	5,3	3,5	55-56	18	13
22-23	0	0	12-57	28	20
23-24	28	20	57-58	28	20
24-25	0	0	3-59	26	18,55
25-26	14	10	59-60	26	18,55
26-27	14	10	60-61	0	0
3-28	26	18,6	61-62	24	17
28-29	26	18,6	62-63	24	17
29-30	0	0	63-64	1,2	1
30-31	0	0	64-65	0	0
31-32	0	0	65-66	6	4,3
32-33	14	10	66-67	0	0
33-34	19,5	14	67-68	39,22	26,3
34-35	6	4	68-69	39,22	26,3