



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Câmpus de Ilha Solteira

LUÍS EDUARDO MEZAS MADEIRA

**PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA COM PENETRAÇÃO DE FONTE DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

Ilha Solteira

2023



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Câmpus de Ilha Solteira

LUÍS EDUARDO MEZAS MADEIRA

**PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA COM PENETRAÇÃO DE FONTE DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado
à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira –
UNESP como parte dos requisitos para
obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador

José Roberto Sanches Mantovani

Ilha Solteira

2023

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

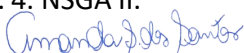
M181p Madeira, Luís Eduardo Mezas.
Planejamento de curto prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica
com penetração de fonte de geração fotovoltaica / Luís Eduardo Mezas
Madeira. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2023
41 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) -
Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2023

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani

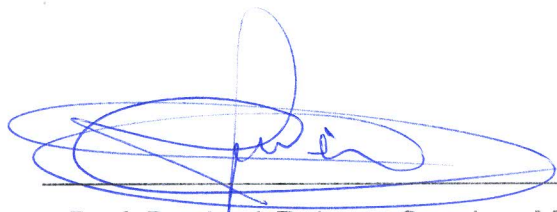
Inclui bibliografia

1. Sistemas de distribuição de energia elétrica. 2. Planejamento de curto
prazo. 3. Metaheurística. 4. NSGA II.


Amanda Sertori dos Santos
Bibliotecária - CRB/6-9061
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao
Usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Aos quatorze dias do mês de dezembro do ano de dois mil e vinte e três, o discente **Luís Eduardo Mezas Madeira**, matriculado sob o nº 191052727, tendo como banca examinadora seu orientador, o Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani, o Dr. Juan Manoel Home Ortiz e o Dr. Jairo Gonzalo Yumbla Romero, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado "Planejamento de Curto Prazo de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Penetração de Fonte de Geração Fotovoltaica" obtendo a nota 10,0 (DEZ) e conceito APROVADO.



Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani

-orientador-



Luís Eduardo Mezas Madeira

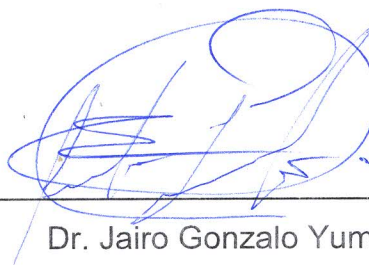
-discente-



Documento assinado digitalmente
JUAN MANUEL HOME ORTIZ
Data: 14/12/2023 15:43:32-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Dr. Juan Manuel Home Ortiz

-Membro da Banca-



Dr. Jairo Gonzalo Yumbla Romero

-Membro da Banca-

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus por me proporcionar sabedoria nas minhas escolhas.

À minha família, que constitui minha principal rede de apoio e pavimentou meu caminho até aqui.

Aos meus pais, Cristiane e José, por sempre acreditarem e possibilitarem meu sonho.

À minha tia Luciane pelo especial apoio.

Ao professor Jose Roberto Sanches Mantovani pelo suporte e orientações nos últimos anos.

Aos companheiros do LaPSEE pelo compartilhamento de dicas e matérias durante o projeto.

“No final de tudo dá certo, e se não deu é porque ainda não chegou ao fim”

Fernando Sabino

RESUMO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) estão sujeitos a grandes impactos devido ao avanço tecnológico, desde o crescimento da demanda até a inserção de geradores distribuídos, em especial os geradores fotovoltaicos nas redes de baixa tensão. Neste contexto, os SDEE podem não estar projetados para contemplar esses avanços mantendo a mesma qualidade de energia, forçando as empresas distribuidoras tomarem medidas de planejamento visando um adequado fornecimento de energia aos consumidores, com qualidade e confiabilidade. Dentre as medidas de planejamento de curto prazo possíveis, a alocação de bancos de capacitores *shunt*, painéis fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia possibilitam aliviar o fluxo de corrente nos alimentadores de distribuição, contribuindo para a regulação de tensão e redução das perdas técnicas. Neste trabalho o problema de planejamento é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto estocástico, utilizando-se a abordagem de otimização multiobjetivo para encontrar soluções otimizadas a partir do desenvolvimento e implementação da metaheurística *non-dominated sorting genetic algorithm* (NSGA II), considerando a máxima queda de tensão e os custos de operação e investimento como funções objetivo. O fluxo de potência foi calculado utilizando o *software MatPower* e a metodologia testada apresentou, para o sistema de 69 barras, reduções de 23 e 53% nos custos de operação e investimentos e no desvio de tensão, respectivamente, considerando as soluções dos extremos da fronteira de Pareto.

Palavras-chave: Sistemas de distribuição de energia elétrica, planejamento de curto prazo, metaheurística, NSGA II.

ABSTRACT

Electric power distribution systems (EPDS) are significantly impacted by technological advancements, including the growth in demand and the integration of distributed generators, particularly photovoltaic generators. In this context, EPDS may not be designed to seamlessly incorporate these advancements while maintaining the same energy quality, necessitating distribution companies to take planning measures to ensure a reliable and high-quality energy supply to consumers. Among the possible short-term measures, the allocation of shunt capacitor banks, photovoltaic panels, and energy storage devices can help alleviate current flow in distribution feeders, contributing to voltage regulation and reducing technical losses. In this study, the planning problem is formulated as a mixed-integer stochastic nonlinear programming problem, using a multi-objective optimization approach to find optimized solutions. The study employs the non-dominated sorting genetic algorithm (NSGA II), considering the maximum voltage drop, operational costs and investment costs as objective functions. Power flow analysis was conducted using the MatPower software. The tested methodology, applied to a 69-bus system, obtaining reductions of 23% and 53% in costs and in voltage deviation, respectively, when considering the solutions at the extreme points of the Pareto frontier.

Keywords: Electric power distribution systems, short term planning, metaheuristic, NSGA II.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Proposta de codificação para os BCs.....	21
Figura 2 – Proposta de codificação para as baterias.....	22
Figura 3 – Proposta de codificação para os painéis fotovoltaicos.....	23
Figura 4 – Recombinação de um ponto.....	24
Figura 5 – Recombinação com dois pontos de cruzamento.	24
Figura 6 – Conceitos de dominância em otimização multiobjetivo.	28
Figura 7 - Atualização da população.	30
Figura 8 – Diagrama de blocos do NSGA II implementado.	31
Figura 9 - Curva de carga.	33
Figura 11 - Perfil de tensão do alimentador para a condição de carregamento pesado.....	34
Figura 12 - Fator de potência horário.	36
Figura 13 - Status de carga da bateria.	36
Figura 14 - Níveis de potência para operação da bateria.....	37

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Custos dos equipamentos e dispositivos.....	32
Tabela 2 - Custos de operação e investimentos para os casos analisados.	35
Tabela 3 - Consumos de energia e fator de potência.	35
Tabela 4 - Regulação de tensão.	37
Tabela 5 – Dados dos cenários utilizados.....	41

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AG	Algoritmo Genético
BB	Banco de Bateria
BC	Banco de Capacitor
EDEE	Empresas de Distribuição de Energia Elétrica
GD	Gerador Distribuído
NSGA	<i>Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm</i>
PV	Painel Fotovoltaico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PNLIM	Programação Não Linear Inteiro Misto
PNLIME	Programação Não Linear Inteiro Misto Estocástico
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SE	Subestação de Energia
SOC	<i>State of Charge</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	MEDIDAS DE PLANEJAMENTO	12
1.2	RESOLUÇÃO DO PROBLEMA	13
2	JUSTIFICATIVA.....	14
3	OBJETIVOS.....	15
4	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	16
4.1	ALOCUÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES	17
4.2	ALOCUÇÃO DE PANÉIS FOTOVOLTAICOS	18
4.3	ALOCUÇÃO DE BANCOS DE BATERIAS	19
5	METODOLOGIA	21
5.1	PROPOSTAS DE CODIFICAÇÃO	21
5.2	MECANISMOS DE EVOLUÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO	23
5.2.1	Seleção	23
5.2.2	Recombinação.....	23
5.2.3	Mutação.....	25
5.3	FUNÇÕES OBJETIVO.....	25
5.4	OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO.....	27
5.5	NGSA-II	28
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	32
7	CONCLUSÕES	38
	REFERÊNCIAS	39
	APÊNDICE A – CENÁRIOS	41

1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) vêm passando por diversos avanços tecnológicos, principalmente com a implantação de Geradores Distribuídos (GDs) ao longo do alimentador, podendo levar à inversão do sentido do fluxo de potência (Montoya-Bueno, 2015). Esses avanços, acrescidos ao aumento da demanda, requerem investimentos em planejamento por parte das empresas de distribuição e, por se tratarem, predominantemente, de organizações privadas, cujo lucro líquido deve ser atrativo aos acionistas, esses investimentos estão direcionados à redução dos custos de operação e à adequada operação dos SDEE para atender aos critérios de qualidade de energia estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (Pereira Júnior, 2009).

1.1 MEDIDAS DE PLANEJAMENTO

Dentre as medidas de planejamento de curto prazo possíveis, a alocação de Bancos de Capacitores (BCs) é amplamente utilizada pelas Empresas de Distribuição de Energia Elétrica (EDEE) devido ao baixo custo e facilidade de instalação. Além disso, como as cargas em níveis de média e baixa tensão são predominantemente indutivas, a correta operação dos bancos de capacitores instalados de forma otimizada proporciona a correção do fator de potência, alívio do carregamento do alimentador e elevação no nível de tensão (Pereira Júnior, 2011), adiando novos investimentos na infraestrutura da rede. No entanto, a alocação de BCs em alguns nós da rede sem estudos prévios, pode provocar efeitos indesejados ao sistema, incluindo curto-circuito pelo efeito de ressonância, especialmente em redes com cargas não lineares (Nunes, 2007).

Em casos mais críticos, apenas a compensação de reativos pode não ser suficiente para retomar a adequada operação do SDEE, fazendo-se necessário, assim, o estudo de outras ações de planejamento. Do ponto de vista do planejamento de curto prazo, as medidas de planejamento visam o alívio da carga aparente na Subestação de Energia (SE), ou seja, fazer a gestão da demanda de modo que nenhuma condição crítica seja verificada para todos os cenários de operação. Uma das medidas praticada pelas EDEE é a tarifa horária, estimulando que os consumidores desloquem seus picos demanda para horários com menor tarifa. Em SDEE com ampla automação, o controle da carga pode ser feito pelo lado da demanda, onde o gerenciador de energia de cada unidade consumidora controla quais cargas devem ser

alimentadas baseado no preço horário da energia (Leite, 2015). Para sistemas cuja automação ainda não possui níveis elevados de integração, a instalação de GDs, especialmente Painéis Fotovoltaicos (PVs) nos nós do alimentador, surge como uma das possíveis medidas, possibilitando um alívio da potência ativa demandada. No entanto, como os geradores distribuídos são fontes intermitentes e não despacháveis, a combinação entre as alocações de PVs e Bancos de Baterias (BBs) pode fornecer suporte ao SDEE em cenários de elevada demanda, coordenados também ao preço da energia (Macedo, 2015).

1.2 RESOLUÇÃO DO PROBLEMA

Para determinar de forma otimizada o local, a capacidade e a operação dos BCs, BBs e dos PVs, o problema de planejamento é um modelo de Programação Não Linear Inteiro Misto Estocástico (PNLIME), podendo ser resolvido por métodos de técnicas de otimização metaheurísticas, já que é modelado por funções não convexas que apresenta um conjunto de soluções ótimas locais, quando resolvidos por técnicas de otimização clássicas. Para sua solução é proposto o desenvolvimento do algoritmo *Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA II), tratando-se de um Algoritmo Genético (AG) multiobjetivo baseado na construção das fronteiras de não dominância.

Os códigos utilizados para formulação do NSGA II são desenvolvidos e implementados na plataforma MatLab e, para o cálculo do fluxo de potência, foi usado o software *MathPower*, de Zimmerman e Sánches (2020).

2 JUSTIFICATIVA

Analisando o problema de planejamento com base nos interesses econômicos das EDEE, a necessidade de reduzir os custos e manter os SDEE operando dentro dos limites físicos e operacionais preestabelecidos pela agência reguladora, mesmo anos após o planejamento inicial dos sistemas e do crescimento vegetativo das cargas, estimulam-se pesquisas sobre a alocação otimizada de dispositivos que possibilitam retomar as condições adequadas de operação sem investimentos significativos e interrupções do fornecimento de energia, além da minimização das perdas técnicas, sem a necessidade de mudanças significativas na infraestrutura da rede. A alocação de bancos de capacitores, bancos de baterias e painéis fotovoltaicos possibilitam o suporte de reativos e a redução da demanda aparente na subestação, trazendo um alívio no carregamento e fluxo de potência na rede. Ao mesmo tempo, com a abordagem multiobjetivo, um conjunto de alternativas são determinadas, possibilitando maior flexibilidade no planejamento de curto prazo, podendo-se escolher a regulação de tensão desejada de acordo com os critérios técnicos e econômicos de cada empresa de distribuição.

3 OBJETIVOS

A partir da técnica de otimização multiobjetivo, visou-se desenvolver e implementar um algoritmo genético multiobjetivo, mais especificamente o NSGA II e todos os subprogramas secundários que, para sistemas de distribuição, sejam capazes de:

- a) Determinar a localização e capacidade de bancos de capacitores fixos;
- b) Determinar a localização, capacidade e operação de bancos de capacitores chaveados;
- c) Determinar a localização e operação bancos de baterias;
- d) Determinar a localização painéis fotovoltaicos;
- e) Minimizar a máxima queda de tensão do alimentador;
- f) Minimizar os custos das perdas nas linhas de distribuição e investimentos na aquisição dos dispositivos alocados.

4 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Os sistemas de distribuição são projetados para atender a demanda prevista em projeto, considerando ainda um crescimento vegetativo e ligações de novas unidades consumidoras. No entanto, condições inadequadas de operação podem ser observadas após um longo período de seu planejamento em função de fatores sócio e econômicos que não permitem a previsão precisa da demanda, podendo incorrer em multas para a empresa distribuidora. No módulo 8 do PRODIST, definem-se os cálculos para penalizar as empresas caso infrinjam qualquer um dos critérios de qualidade de energia, podendo ter que indenizar os titulares de unidades consumidoras onde condições inadequadas forem identificadas. Uma das penalizações possíveis ocorre quando a magnitude da tensão se encontra em faixas precárias ou críticas, cujo valor depende da duração da transgressão do valor da magnitude de tensão, do nível de tensão de alimentação da unidade consumidora e da tarifa pelo uso do sistema de distribuição (PRODIST, 2021). Neste cenário, a EDEE deve tomar alguma medida de planejamento, tal como instalar equipamentos na rede, desde o recondutoramento do alimentador até medidas menos invasivas, como a alocação de BCs, BBs e PVs. Essas medidas de planejamento de curto prazo devem garantir a adequada operação da rede, adiar os investimentos em expansão e reduzir os custos de operação (Menezes, 2019).

A alocação desses equipamentos está associada a alguns critérios de sensibilidade, que devem ser obtidos a partir da determinação do estado da rede – magnitude e ângulo da tensão em cada um dos nós. A determinação do estado da rede é realizada a partir do cálculo do fluxo de potência, podendo-se então identificar os critérios de sensibilidade que norteiam o processo de alocação dos novos equipamentos: as perdas de potência ativa nas linhas de distribuição e o desvio de tensão entre cada um dos nós e a subestação. Ressalta-se que os objetivos considerados são conflitantes, isto é, melhorando um dos objetivos, o outro piora. Com isso, a abordagem de otimização multiobjetivo é adequada para tratar o problema, resolvendo-o considerando a mesma prioridade para ambos objetivos, encontrando, ao final do processo iterativo, um conjunto de soluções otimizadas de mesma qualidade, denominado de conjunto ótimo de Pareto. Na seção 5, são apresentados, de forma criteriosa, como esses critérios são calculados e como a metodologia é implementada.

4.1 ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

A formulação do problema de alocação de bancos de capacitores é um modelo de programação não-linear inteiro misto (PNLIM), conforme apresentado por Baran e Wu (1989). A instalação de bancos de capacitores nas redes de distribuição busca reduzir a demanda de reativos fornecida pela subestação, já que as cargas conectadas à rede demandam, principalmente, reativos do tipo indutivo. Nesse sentido, determinar a capacidade, local de instalação e operação dos bancos de capacitores consistem nos desafios desta proposta.

Para determinar a capacidade ótima de cada banco de capacitores instalado, é preciso discretizar as potências dos bancos com valores que sejam capazes de acompanhar a curva de carga do alimentador e, ao mesmo tempo, com capacidades suficientes para evitar um aumento desnecessário do espaço de busca, com a instalação de um grande número de capacitores. A determinação dos nós candidatos à instalação dos BCs representa o maior número de possibilidades para as variáveis de decisão deste problema. Por isso, para otimizar o tempo de processamento e fazer com que o algoritmo tenha maior sensibilidade, pode ser necessário reduzir o espaço de busca, selecionando apenas alguns nós da rede que apresentem maior potencial de redução das funções objetivo do modelo. A metodologia para identificação dos melhores nós candidatos é apresentada na seção 5. Por fim, na operação dos BCs considera-se a instalação de chaves junto ao equipamento, cujas manobras são dependentes de cada um dos cenários de operação da rede considerados neste planejamento.

Estando otimizada a alocação dos BCs, espera-se que o SDEE apresente:

- a) Maior fator de potência: com a compensação dos reativos, a demanda de potência ativa da subestação deve ser superior à potência reativa mantendo-se o fator de potência próximo da unidade;
- b) Menores perdas: com a compensação local dos reativos, há uma redução no módulo da corrente nas linhas, reduzindo as perdas ativas nos condutores de distribuição;
- c) Melhoria do perfil de tensão: ainda como consequência da redução da corrente de linha, menores quedas de tensão são observadas ao longo do alimentador, contribuindo para a regulação de tensão;
- d) Adiamento dos investimentos de expansão: retomando a regulação de tensão para níveis adequados, aumenta-se a disponibilidade da rede, reduzindo a necessidade de investimentos em expansão.

Porém, concessionárias que adotam essa medida precisam se responsabilizar por alguns problemas físicos e operacionais, como:

- a) Aumento na complexidade do sistema: além da necessidade de operá-los e prestar manutenções, com o investimento em BCs, a quantidade de ativos que devem ser monitorados aumenta;
- b) Sobrecorrentes: em sistemas contaminados com tensões harmônicas, correntes acima da nominal devem ser observadas, podendo incorrer ainda, em caso mais extremos, em curto-circuito por ressonância LC com os transformadores de média para baixa tensão.

4.2 ALOCAÇÃO DE PANÉIS FOTOVOLTAICOS

A penetração de geração distribuída é uma prática em crescimento nos sistemas de distribuição. Esta ação é estimulada, pois os GDs podem atender parte do crescimento da carga, além de lidar com os problemas técnicos, presentes ou futuros, da rede elétrica (Home-Ortiz, 2019). Porém, sua implementação muda as características da rede, necessitando que a instalação e operação dessas tecnologias sejam regulamentadas pelos órgãos competentes. Os GDs predominantemente de fontes renováveis, trazem um impacto positivo quando à redução da emissão de gases de efeito estufa, podendo ser valorada em unidades monetárias, contribuindo com a viabilidade de sua instalação.

A instalação de GD nos nós do alimentador, tanto de propriedade das empresas distribuidoras quanto de geradores independentes, faz com que parte da demanda seja atendida localmente pelos GDs, reduzindo as perdas de energia nas linhas de distribuição devido à menor distância percorrida pelo fluxo de potência e reduzindo a necessidade de investimentos na expansão do sistema de distribuição. Com a injeção de potência na rede, as magnitudes de tensão podem aumentar, especialmente quando os geradores não possuem dispositivos de regulação de tensão. Este aumento pode contribuir com a regulação de tensão e, devido a imprevisibilidade das cargas e também da potência gerada pelos GDs, sobretensões podem ser observadas em nós próximos aos GDs. Além disso, alterações nos níveis de curto-circuito são observados com a penetração desses geradores, fazendo com que haja a necessidade de adequar os sistemas de proteção.

Neste trabalho considera que a GD é do tipo fotovoltaica e para obtenção da energia gerada pelos PVs, utilizam-se as equações propostas em Montoya-Bueno, Muñoz e Contreras (2015), sendo modelado conforme as Equações 1 e 2.

$$P_p = P_N \left\{ \frac{G}{1000} [1 + \delta(T_{cel} - 25)] \right\}. \quad (1)$$

sendo P_p e P_N as potências fornecida e nominal do PV, respectivamente, sujeito às condições G de irradiação solar (W/m^2) e de temperatura da célula, T_{cel} ($^{\circ}C$). O parâmetro δ corresponde a uma constante dos PVs, dado em valor percentual, sendo referente ao coeficiente de potência-temperatura ($^{\circ}C^{-1}$). O valor de $25^{\circ}C$ refere-se ao valor de referência de operação dos PVs.

Para o cálculo da temperatura da célula, utiliza-se a Equação 2.

$$T_{cel} = T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20}{80} \right) G. \quad (2)$$

Observa-se que o aumento da temperatura da célula contribui com a redução da eficiência do processo de conversão de energia, já que δ é menor que zero.

4.3 ALOCAÇÃO DE BANCOS DE BATERIAS

Com a forte penetração de GDs, a alocação de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) vem sendo discutida na literatura especializada. Dentre os principais indicadores que determinam a operação dos bancos de baterias estão o excesso de energia gerada por GDs não despacháveis e o custo da energia (Macedo, 2015). Desta forma, baseado nos valores instantâneos de energia fornecida pelo sistema de transmissão, pode-se definir a operação dos SAE, carregando-os durante períodos com baixo custo de energia e demanda e descarregando-os em horários de pico onde ocorre a elevação do preço. Nesse sentido, a alocação de SAE junto aos PV pode aumentar as influências positivas desses geradores, tornando uma medida de planejamento para os sistemas de distribuição, podendo adiar investimentos em expansão, como a criação de novos alimentadores e subestações.

A modelagem matemática da operação desses dispositivos está mostrada nas Equações de 3-6, conforme Macedo (2015).

$$E_{\min} \leq E_j \leq E_{\max}, \quad (3)$$

$$E_j = E_{j-1} + \eta^+ \Delta t P_{opj}, \quad (4)$$

$$E_j = E_{j-1} - \frac{1}{\eta^-} \Delta t P_{opj}, \quad (5)$$

$$P_{\min} \leq P_{opj} \leq P_{\max}. \quad (6)$$

Na Equação 3 limita-se a faixa de operação quanto aos níveis de carga entre 10 a 90% do valor máximo, visando aumentar a vida útil de bateria, enquanto que as Equações 4 e 5 modelam o nível de carga em cada cenário, considerando o carregamento e o descarregamento das baterias, respectivamente. Destaca-se que a proposta de codificação para a alocação de baterias garante que os níveis de carga sejam alterados respeitando a Equação 4 ou 5. Finalmente, na Equação 6, modela-se os níveis de potência possíveis para operação das baterias, relacionados com as características dos conversores estáticos de potência. A faixa de operação dos inversores é considerada uma faixa discreta, correspondendo aos valores do intervalo de 0 a 100 *kW*, a passos de 25 *kW*.

5 METODOLOGIA

A formulação da alocação de bancos de capacitores é baseada no modelo de programação não-linear inteiro misto proposto por Baran e Wu (1989), mas diferentemente da proposta desses autores, a função objetivo é considerada não linear. Com essa abordagem, uma alternativa está em utilizar métodos de otimização capazes de percorrer eficientemente o espaço de busca, as metaheurísticas. Além disso, o desafio de alocar painéis fotovoltaicos e bancos de baterias também contribuem com a complexidade do problema, aumentando o espaço de busca, sendo ainda mais evidente em sistemas de médio e grande porte, com um conjunto de maior cardinalidade dos nós candidatos à alocação desses equipamentos.

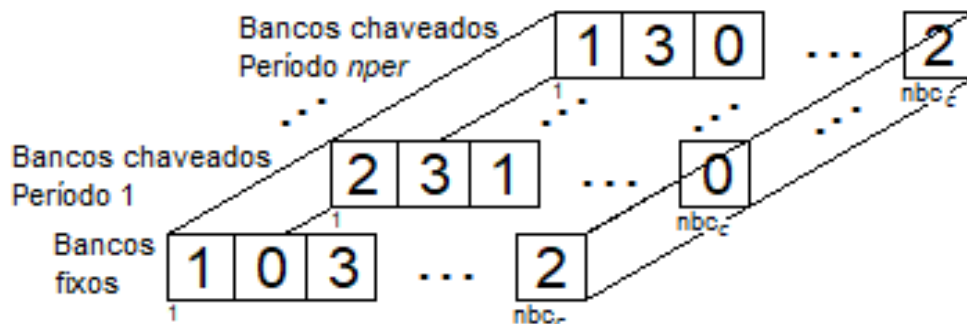
Para a solução do problema de planejamento de curto prazo, a meta-heurística escolhida é um AG multiobjectivo, por se tratar de uma técnica eficiente e de fácil implementação (Pereira Jr, 2009).

5.1 PROPOSTAS DE CODIFICAÇÃO

Para que os mecanismos de busca da maioria das metaheurísticas possam ser aplicados, é necessário definir a codificação do problema, que na prática é uma proposta de solução, consistindo nos valores das variáveis de decisão. Desse modo, o objetivo é encontrar um conjunto que represente adequadamente as medidas de planejamento.

Nas propostas de codificação tanto para os BCs, quanto para as baterias utilizam-se números inteiros e um *array* com duas dimensões. As colunas referem-se às barras candidatas e os elementos que dão a profundidade para o *array* representam os períodos da curva de carga. Todavia, há algumas peculiaridades entre cada proposta de codificação, que são exploradas nas Figuras 1 e 2.

Figura 1 - Proposta de codificação para os BCs.

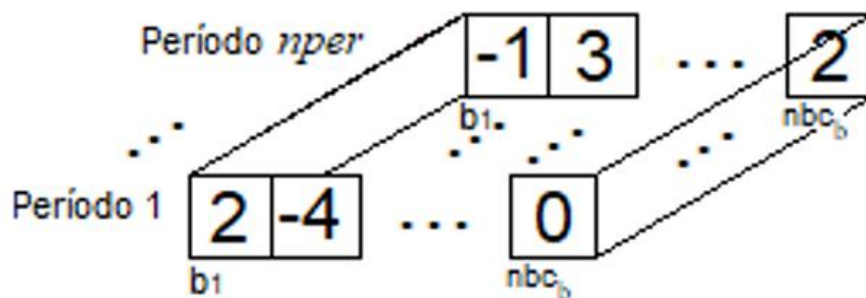


Fonte: do próprio autor.

As variáveis nbc_c e $nper$ representam os números de barras candidatas à alocação de BCs e a quantidade de períodos de discretização da curva de carga, respectivamente. Nesta codificação, todos os BCs possuem potência reativa de 300 kVAr , ou seja, os valores 1, 2 e 3 representam a quantidade de módulos de BCs de 300 kVAr instalados em um determinado nó, enquanto que o valor 0 representa que não há capacitores alocados. Na Figura 1 representa-se uma única proposta de solução, sendo que, na perspectiva de profundidade, a primeira camada está associada aos capacitores fixos e, as demais, que consistem nas camadas de 2 até $nper + 1$, referem-se a cada período da curva de carga, onde é definida a operação dos BCs chaveados. Finalmente, para representar toda uma população, “empilham-se” as propostas de solução.

Para as baterias, não há a necessidade da primeira camada, como na Figura 1, já que está sendo considerada a alocação de apenas um banco de baterias. Desse modo, a codificação das soluções referente às baterias deve possibilitar determinar o estado da bateria, ou *State of Charge* (SOC), como ilustra-se na Figura 2.

Figura 2 – Proposta de codificação para as baterias.

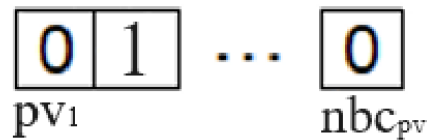


Fonte: do próprio autor.

nbc_b corresponde à quantidade de barras candidatas para alocação de baterias. Nesta proposta, há a discretização da potência nominal do inversor, 100 kW , em passos de 25 kW , ou seja, usam-se valores inteiros de -4 a 4 para representar a carga e descarga da bateria. Assim, o valor 2 na Figura 2, por exemplo, representa que a bateria está fornecendo 50 kW durante o período de funcionamento, e os valores negativos representam o carregamento da bateria.

Por fim, a codificação que representa a alocação de PVs é significativamente mais simples, já que a potência desses módulos de geração está sendo considerada fixa e, por se tratarem de fontes de energia não despacháveis, não é necessário determinar a operação desses dispositivos ao longo dos períodos da curva de carga, apenas o período de incidência solar. Assim, variáveis binárias são suficientes para codificar a alocação de PVs, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Proposta de codificação para os painéis fotovoltaicos.



Fonte do próprio autor.

5.2 MECANISMOS DE EVOLUÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO

Uma das principais características que diferencia as metaheurísticas é a forma que o algoritmo explora o espaço de busca, podendo ser de forma aleatória através de um conjunto de vizinhança predefinido, como no algoritmo de Busca Tabu, ou imitando processos naturais, como os algoritmos genéticos e de enxame de partículas. O algoritmo genético, seja ele com um ou mais objetivos, adapta alguns mecanismos da evolução Darwiniana, onde indivíduos mais bem adaptados possuem maior probabilidade de perpetuar seus genes, onde os novos indivíduos descendem com modificações.

5.2.1 Seleção

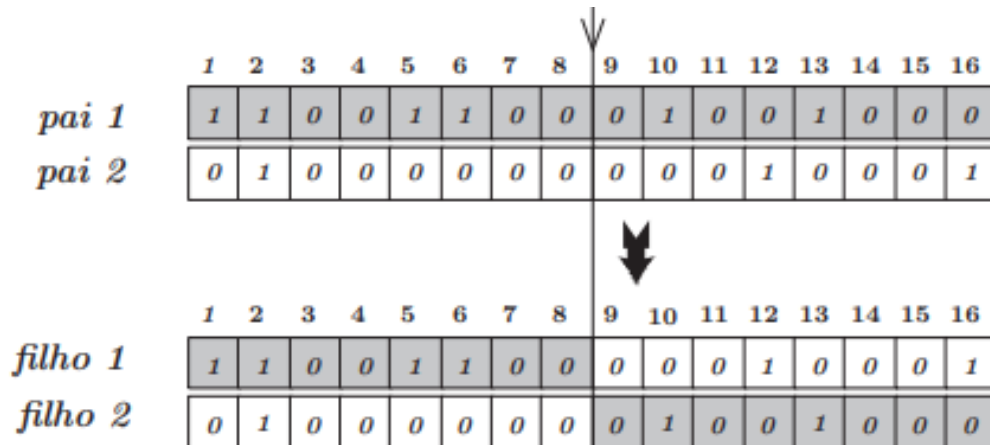
No mecanismo de seleção determinam-se os melhores indivíduos da população incumbente para participarem do ciclo geracional. Dentre as formas de implementar esse procedimento, destaca-se a seleção por torneio, onde os indivíduos de uma amostra aleatória da população se “enfrentam” em pares, em que o indivíduo com menor *rank* e melhor valor da função aptidão vence. Em especial para o NSGA II, o processo de torneio é repetido até que o número de indivíduos selecionados proporcione $N/2$ pares diferentes, onde cada par de indivíduos é responsável por gerar outros dois a partir dos mecanismos de recombinação e mutação.

5.2.2 Recombinação

A recombinação ou cruzamento é o mecanismo responsável por formar os genes dos novos indivíduos a partir dos indivíduos geradores. É importante ressaltar que nem todos os indivíduos da população sofrem recombinação, na verdade, costuma-se definir uma taxa de recombinação, representando a probabilidade de cada indivíduo selecionado ser recombinado.

Existem algumas formas de implementar esse mecanismo, sendo a recombinação em um único ponto a mais simples, como ilustrado na Figura 4.

Figura 4 – Recombinação de um ponto.

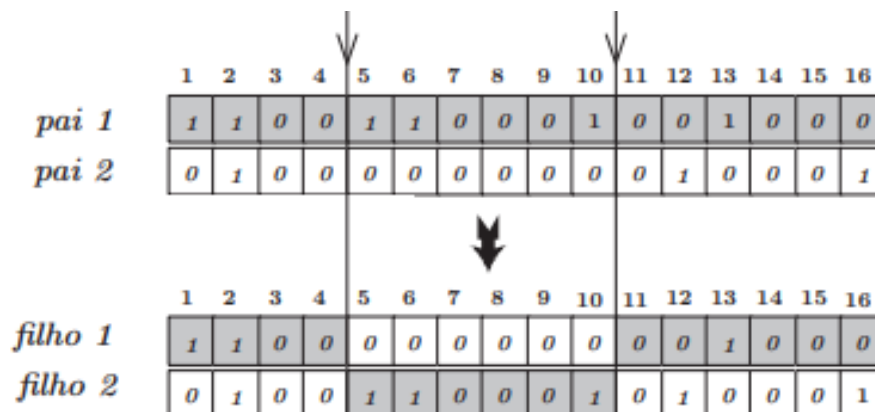


Fonte: Guimarães, 2009.

Para explorar o espaço de busca com maior eficiência, o ponto de recombinação pode estar em qualquer posição do vetor das variáveis de decisão.

Uma outra forma existente para a recombinação é utilizando dois pontos de cruzamento, como ilustrado na Figura 5.

Figura 5 – Recombinação com dois pontos de cruzamento.



Fonte: Guimarães, 2009.

Uma terceira forma possível é a recombinação cruzada, onde os genes são copiados para os indivíduos filhos mudando sua posição. Assim, utilizando a Figura 5 como exemplo, o gene da posição 5 do pai 1 seria copiado para a posição 10 do filho 1, já o gene da posição 6 do pai 1 ocuparia a posição 9 do filho 1, e assim por diante.

5.2.3 Mutação

A mutação consiste na mudança aleatória de um determinado gene do cromossomo. A mutação é responsável por proporcionar maior variabilidade genética aos indivíduos da população, possibilitando ainda obter uma maior diversidade de indivíduos do espaço de busca, evitando a convergência prematura para ótimos locais. Assim como na recombinação, define-se uma taxa de mutação, representando a probabilidade de o indivíduo selecionado sofrer mutação.

Finalmente, os mecanismos de evolução devem ser adaptados ao problema em estudo, cujas mudanças proporcionadas nas variáveis de decisão tenha maior probabilidade de refletir uma mudança que melhore os valores das funções objetivo.

5.3 FUNÇÕES OBJETIVO

Grande parte dos problemas reais possuem natureza multiobjetivo, ou seja, as características dos objetivos dos problemas são conflitantes, fazendo com que ao melhorar um objetivo, os outros são piorados. No planejamento de curto prazo de SDEE este conflito existe e, dentre as inúmeras características que podem ser consideradas como funções objetivo destacam-se: a regulação de tensão e os custos de operação e investimentos do sistema. As características conflitantes do sistema consideradas como funções objetivo dependem da natureza das medidas de planejamento, assim, devem-se identificar os principais pontos de melhoria trazidos pelas medidas de planejamento e quantificá-los em uma função objetivo. Uma característica geral das medidas de planejamento consideradas é a redução da corrente nos ramos, implicando, diretamente, nos dois objetivos considerados, já que com o alívio na corrente dos condutores do alimentador, menores são as perdas por efeito Joule (proporcional ao quadrado da corrente), e menor é a queda de tensão (proporcional à corrente).

A primeira função objetivo, relacionada aos custos de operação e investimentos, é modelada de acordo com a Equação 7.

$$\begin{aligned}
 fo_1 = & \sum_{i=1}^{anos} \sum_{j=1}^{nper} \sum_{k=1}^{ncen} 365 \times T \times P_{ijk} \times K_e \times p_{jk} + \\
 & + \sum_{n=1}^{nbc_c} (Cf_n \times K_c + \max(Cc_n \times K_c + K_{ch})) + \sum_{m=1}^{nbc_b} (B_m \times K_b) + \sum_{q=1}^{nbc_{pv}} (F_q \times K_{pv}).
 \end{aligned} \tag{7}$$

O horizonte de planejamento é representado pela variável *anos*. As variáveis *nper* e *ncer* correspondem ao número de períodos e de cenários de operação, respectivamente. Os números de nós candidatos à alocação de BCs, baterias e painéis fotovoltaicos são *nbc_c*, *nbc_b* e *nbc_{pv}*, respectivamente. A duração de cada período, em horas, corresponde a *T*. *P_{ijk}*, em *kW*, representa as perdas nas linhas de distribuição no período *j* do cenário *k*, no ano *i*. Os custos de energia é *K_e*, dado em *US\$/kWh*. A probabilidade do período *i* do cenário *k* ocorrer corresponde a *p_{jk}*. *Cf_n* e *Cc_n* referem-se, respectivamente, à quantidade de BC fixos e chaveados instalados no nó *n*. Note que as duas últimas variáveis são inteiras. A função para calcular o máximo, no segundo somatório, visa encontrar o maior capacitor que foi chaveado na barra candidata *n*, considerando todos os períodos. Os custos dos capacitores e das chaves são *K_c* e *K_{ch}*, respectivamente. As variáveis *B_m* e *F_q* são binárias e especificam se há ou não bateria ou painéis alocados nos nós *m* e *q*, respectivamente. Os custos da bateria e de PV são dados por *K_b* e *K_{pv}*, respectivamente.

Na segunda função objetivo, considerou-se que a regulação de tensão em todos os nós da rede seja mantida, como mostra a Equação 8.

$$fo_2 = \max(V_{1_{ijk}} - V_{p_{ijk}}), 2 \leq p \leq nb, i = horizonte, 1 \leq j \leq nper, 1 \leq k \leq nc. \quad (8)$$

O número de nós é representado por *nb*. A magnitude de tensão da subestação é *V_{1_{ijk}}* e a magnitude de tensão do nó *p*, do ano *i*, no cenário *j* do período *k* é *V_{p_{ijk}}*. Para esse cálculo, a variável *i* é considerada igual ao do último ano do horizonte de planejamento, representando o pior caso para a magnitude de tensão, já que há um aumento contínuo de demanda no decorrer dos anos.

As funções objetivo, no entanto, não levam em consideração as restrições do problema quanto aos critérios de qualidade de energia, logo, para que seja possível diferenciar as soluções factíveis das infactíveis, pode-se penalizar soluções que infrinjam os critérios de qualidade de energia considerados – limites de tensão e de fator de potência. A Equação 9 mostra o método de penalização utilizado quando alguma condição inadequada é observada, caso contrário, a penalização assume valor unitário.

$$\begin{aligned}
pen = 1 + 0,5 \left(\frac{NFP}{NPFP} \right)^{\frac{1}{3}} + 2 \left(\frac{(0,94 - FP)^{\frac{1}{5}}}{0,92} - 0,45 \right) + 0,5 \left(\frac{NTEN}{NPTEN} \right)^{\frac{1}{3}} + \\
+ 2 \left(\frac{(0,95 - TEN)^{\frac{1}{5}}}{0,93} - 0,45 \right).
\end{aligned} \tag{9}$$

O segundo e terceiro termo da soma são penalizações referentes à fatores de potência infactíveis, enquanto que os demais são relativos à problemas de tensão. As variáveis NPF e $NTEN$ correspondem, respectivamente, ao número de vezes que ocorreu condições infactíveis quanto ao fator de potência e magnitude de tensão, enquanto que $NPFP$ e $NPTEN$ descrevem a quantidade de vezes possíveis de se observar infactibilidades, ou seja, os quocientes mostrados no segundo e quarto termo visam obter a quantidade de vezes normalizada que condições inadequadas foram identificadas. Já no terceiro e quinto termo, FP e TEN correspondem a média dos valores infactíveis de fator de potência e de magnitude de tensão, respectivamente, fornecendo um valor proporcional à diferença entre o limite de factibilidade e o valor médio calculado. Desse modo, obtém-se os valores corrigidos das funções objetivos através do produto entre o valor da penalização com os valores atuais das funções objetivo.

5.4 OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO

A otimização multiobjetivo acrescenta novos conceitos em relação aos algoritmos com apenas um objetivo. Primeiramente, como cada proposta de solução é avaliada por várias funções objetivo, uma solução f será superior a outra solução g se, em pelo menos um objetivo, a solução f supera a solução g , e não é pior que a solução g para os demais objetivo. A Equação 10 mostra matematicamente essas condições, assumindo um problema de minimização com n funções objetivo.

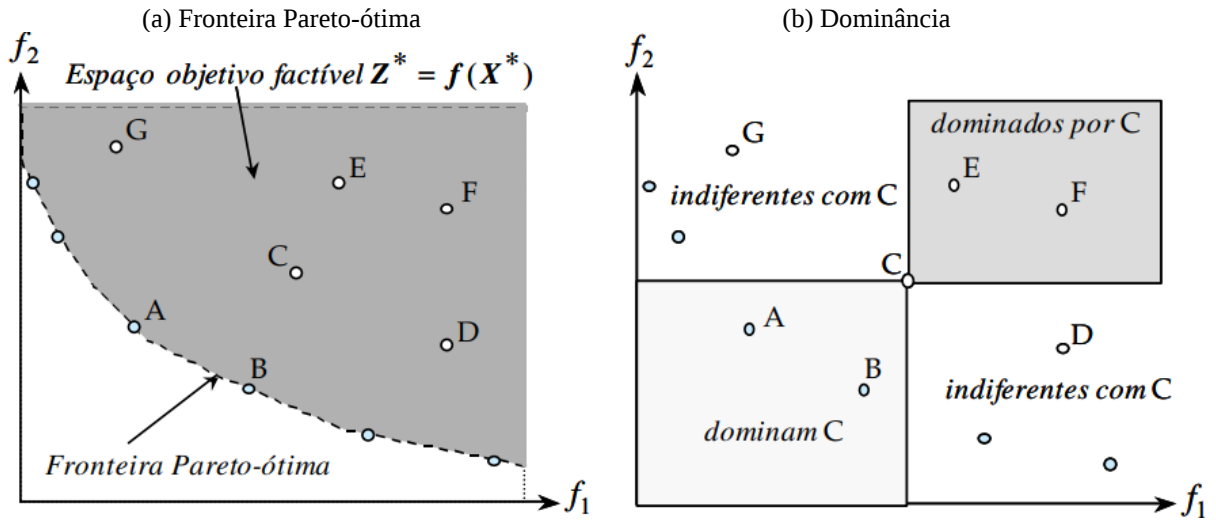
$$f o_1^f < f o_1^g, f o_2^f \leq f o_2^g, \dots, f o_n^f \leq f o_n^g. \tag{10}$$

Nesta condição, define-se que a solução f domina a solução g e g é dominado por f .

Uma outra condição é quando a solução f é melhor que a solução g para alguma função objetivo, porém g é superior para outra função objetivo. Nesta situação, as soluções são

indiferentes. Por fim, as soluções que não são dominadas por nenhuma solução formam a fronteira Pareto-ótima.

Figura 6 – Conceitos de dominância em otimização multiobjetivo.



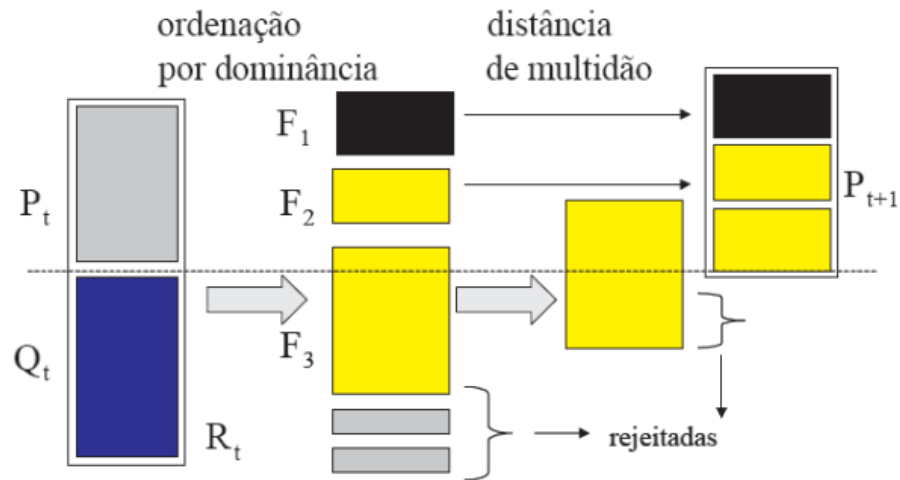
5.5 NSGA-II

A metaheurística implementada é um AG multiobjetivo, mais especificamente o *non-dominated sorting genetic algorithm* (NSGA II), que se diferencia dos demais algoritmos genéticos pela forma de calcular a função *fitness*, chamada de *crowding distance*, ou distância de multidão, representando uma medida do perímetro do cuboide formado pelas soluções adjacentes à solução analisada. Este procedimento visa valorizar os indivíduos mais dispersos ao longo da fronteira de Pareto, atribuindo para os indivíduos dos extremos de cada fronteira de dominação um valor muito maior de *fitness* que as demais soluções. Na Equação 11 tem-se o cálculo dessa função considerando duas funções objetivo (f_o), considerando-se que os indivíduos estejam ordenados em relação a um dos objetivos e classificados em fronteiras de dominação.

$$\begin{cases} fitness(k) = \sum_{i=1}^2 \frac{fo_i^{k-1} - fo_i^{k+1}}{\max(fo_i) - \min(fo_i)} , & 1 < k < NIPF, \\ fitness(k) = 10^6, & k = 1, k = NIPF \end{cases} \quad (11)$$

sendo $NIPF$ o número de indivíduos de cada fronteira de dominação. Este procedimento para o cálculo da função *fitness* consiste na principal diferença entre o NSGA e o NSGA II, evitando a necessidade de estipular o parâmetro distância de compartilhamento, que representa a máxima distância permitida para que dois indivíduos sejam considerados do mesmo nicho, devendo ser especificado no início do processo iterativo, e tendo grande influência na convergência do algoritmo. Desta forma, o NSGA II é capaz de quantificar a qualidade das soluções sem a necessidade de estipular este parâmetro (Pereira, 2009).

Outro diferencial do NSGA II está no tamanho da população, mantido constante durante todo o processo iterativo. Assim, sendo N o número de indivíduos da população incumbente, o algoritmo gera, para cada iteração, N novos indivíduos a partir dos operadores genéticos. Para atualizar a população, o conjunto dos novos indivíduos gerados (Q_t) é unido com o conjunto formado pela população incumbente (P_t). Para identificar os melhores indivíduos deste conjunto união, os indivíduos são classificados através de fronteiras de dominação, a partir dos valores das funções objetivo. Com isso, identificam-se os indivíduos da fronteira de Pareto e é atribuído a eles o valor de *rank* igual a zero. É possível ainda calcular a função *fitness* para esses indivíduos, conforme a Equação 11. Após este procedimento, esses indivíduos são momentaneamente ignorados e o restante dos indivíduos do conjunto união é classificado, obtendo a segunda fronteira de dominação. Para esta fronteira, o valor de *rank* é 1 e a função *fitness* é calculada como da mesma forma. Este procedimento é repetido até que todos os indivíduos estejam classificados. Portanto, inserem-se os indivíduos na população incumbente a partir do menor valor de *rank*. Se não for possível acrescentar todos os indivíduos de uma certa fronteira de dominação, os indivíduos com maior valor de *fitness* são beneficiados (Deb, 2002). O diagrama da Figura 7 ilustra o processo de atualização da população.

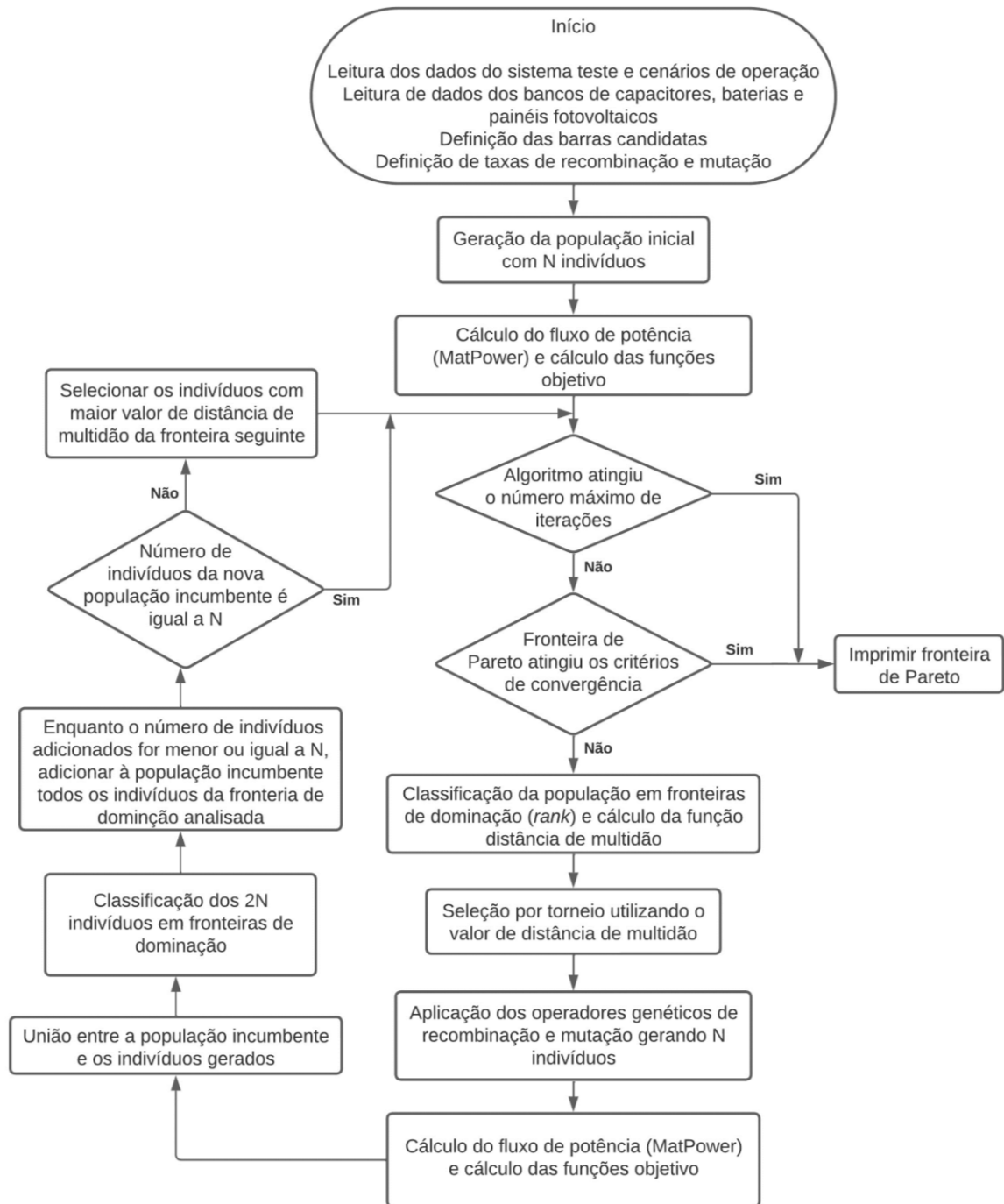
Figura 7- Atualização da população.

Fonte: Deb, 2002.

Na Figura 7 evidencia-se a característica elitista da metodologia, mantendo na população incumbente os indivíduos mais aptos, ou seja, prioriza os indivíduos com melhor *rank* em detrimento dos demais e, diferentemente de outros algoritmos, como o NSGA, por exemplo, o elitismo não é um parâmetro de entrada do algoritmo, mas sim consequência da qualidade das soluções. Ressalta-se que não é necessário realizar o processo de ordenação por dominação no conjunto dos indivíduos

Finalmente, o diagrama de blocos ilustrado na Figura 8 mostra a estrutura do algoritmo de otimização implementado.

Figura 8 – Diagrama de blocos do NSGA II implementado.



Fonte: do próprio autor.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para validação da metodologia desenvolvida, utilizou-se o alimentador de 69 barras de média tensão (12,66 kV) proposto por Baran e Wu (1989), considerando um horizonte de planejamento de 7 anos, com crescimento anual da demanda de 5% e uma demanda inicial aumentada em 40%. A curva de carga bem como os valores de irradiação solar e custo de energia foram discretizada em 24 períodos, conforme mostrado no Apêndice A, sendo cada período de 1 hora. A quantidade de períodos em que a curva de carga é discretizada influencia diretamente nas dimensões das variáveis de decisão, já que o algoritmo deve determinar a operação dos bancos de capacitores chaveados e de baterias em todos os períodos considerados, logo, quanto maior o número de períodos da curva de carga, maior será o tempo de execução da implementação computacional do algoritmo para fornecer boas soluções. Além disso, para redução do espaço de busca, apenas alguns nós foram considerados como nós candidatos para alocação dos equipamentos.

As soluções consideradas factíveis são as que possuem, para todos os cenários de operação, tensão entre 0,93 e 1,05 pu e fator de potência maior ou igual a 0,92 na subestação, podendo ser um fator de potência capacitivo ou indutivo. Para o algoritmo deixar a região de soluções infactíveis é necessário que penalizações sejam aplicadas às funções objetivo, sendo que a forma com que as penalizações são calculadas possui grande impacto na convergência do algoritmo, podendo direcionar o algoritmo para regiões do espaço de busca mais atrativas. Uma forma eficiente de determinar a penalização é fazê-la de modo que seja proporcional tanto à magnitude quanto a quantidade de vezes que ocorre a transgressão do parâmetro analisado.

Para representar os custos das perdas técnicas em anos posteriores ao ano de planejamento, corrigiu-se estes valores aos preços do ano de planejamento, considerando uma taxa de desconto de 7%, que representa uma projeção da inflação anual.

Os custos dos equipamentos e dispositivos alocados encontram-se na Tabela 1.

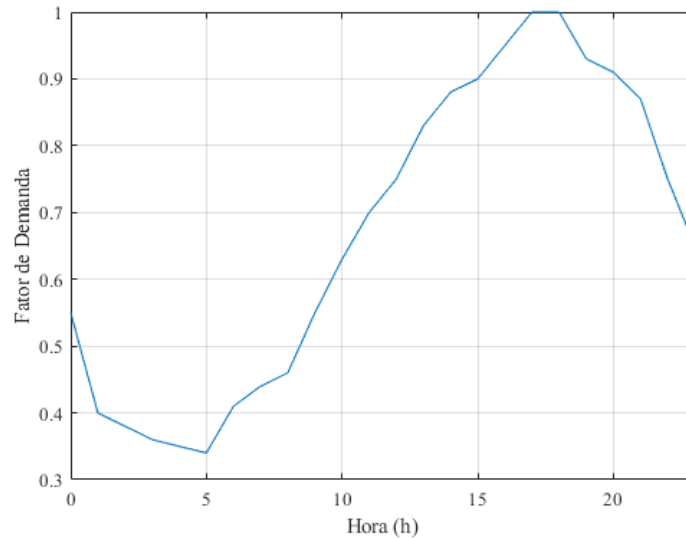
Tabela 1 - Custos dos equipamentos e dispositivos.

	Banco de Capacitor (300 kVAr)	Chave para BC	Sistema de Armazenamento de Energia	Painel Fotovoltaico
Custos (\$)	1.563,99	517,01	63.100,00	200.000,00

Fonte: do próprio autor.

Os fatores de demanda para cada um dos períodos do dia, constituindo a curva de carga, são apresentados na Figura 9, onde a demanda máxima ocorre entre às 17 e 19 horas.

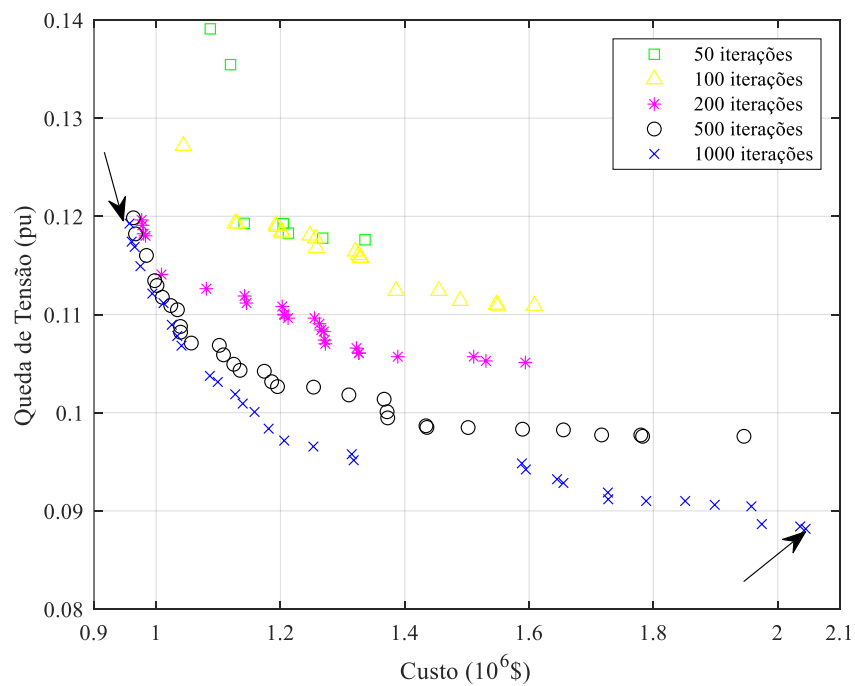
Figura 9 - Curva de carga.



Fonte: do próprio autor.

A fronteira de Pareto fornecida pela implementação computacional do algoritmo é apresentada na Figura 10, onde se destacam duas soluções da última fronteira de Pareto obtida, que são usadas para análise dos resultados.

Figura 10 - Evolução da fronteira de Pareto.

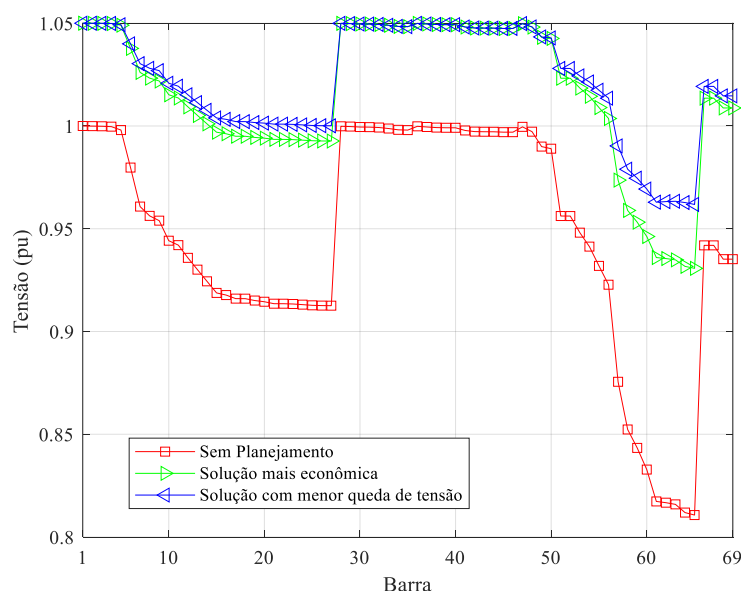


Fonte: do próprio autor.

Durante o processo iterativo, as propostas de solução ficam melhores distribuídas ao longo das fronteiras de Pareto, mostrando a eficiência do método de valorização de soluções mais dispersas (*crowding distance*). Além disso, na Figura 9 verifica-se a evidente natureza multiobjetivo do problema, sendo impossível melhorar uma das funções objetivo sem piorar a outra.

Analisando-se o caso base, sem medidas de planejamento, verifica-se que o alimentador opera em condições críticas de tensão, conforme mostrado na Figura 11. São mostrados também os perfis de tensão para as propostas de solução em destaque na Figura 10.

Figura 11 - Perfil de tensão do alimentador para a condição de carregamento pesado.



Fonte: do próprio autor.

Como apresentado na Figura 11, tanto para a solução mais econômica, quanto para a solução com melhor regulação de tensão, foi possível obter os níveis de tensão em valores adequados, ou seja, tensões entre 1,05 e 0,93 pu (PRODIST, 2021).

Na Tabela 2 mostram-se todos os custos de operação e investimentos obtidos para as soluções analisadas. Pode-se observar uma redução de 23% para a solução que prioriza os custos, enquanto que, para obter a melhor regulação de tensão, é necessário um custo 65% superior em relação à solução sem planejamento.

Tabela 2 - Custos de operação e investimentos para os casos analisados.

	Sistema sem planejamento	Solução mais econômica	Solução com melhor regulação de tensão
Custos Totais	1.237.634,18 US\$	959.244,58 US\$	1.960.829,80 US\$
Custos das Perdas	1.237.634,18 US\$	738.021,51 US\$	859.038,23 US\$
Investimentos	0,00 US\$	299.549,90 US\$	1.276.833,84 US\$

Fonte: do próprio autor.

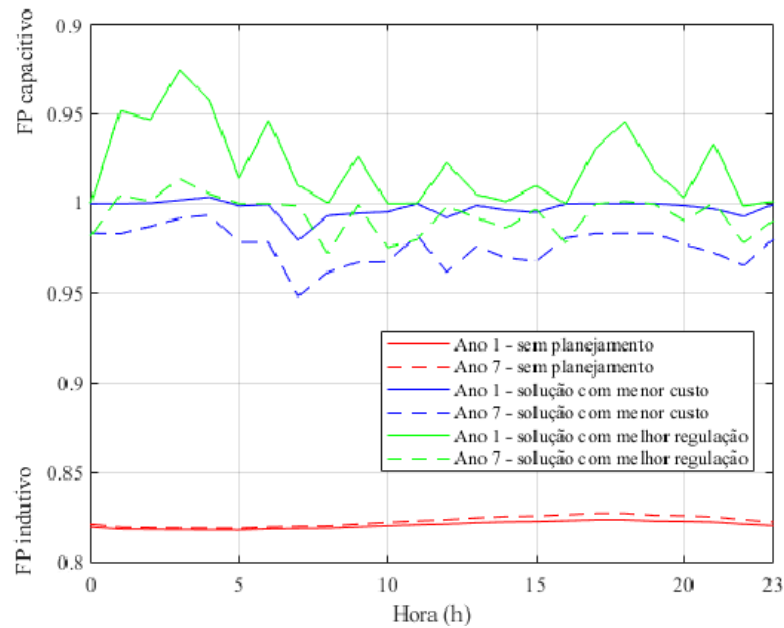
A redução dos custos de operação ocorre em função da redução das perdas técnicas no sistema, como mostra a Tabela 3. Essa situação é refletida também no consumo de energia, onde a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos instalados no sistema contribui com a redução do consumo.

Tabela 3 - Consumos de energia e fator de potência.

	Sistema sem planejamento	Solução mais econômica	Solução com melhor regulação de tensão
Consumo de Energia	272,66 GWh	257,84 GWh	248,74 GWh
Perdas Técnicas	54,03 MWh	28,60 MWh	34,05 MWh
Energia Gerada	—	5,54 GWh	16,64 GWh
Menor Fator de Potência	0,82	0,95	0,93

Fonte: do próprio autor.

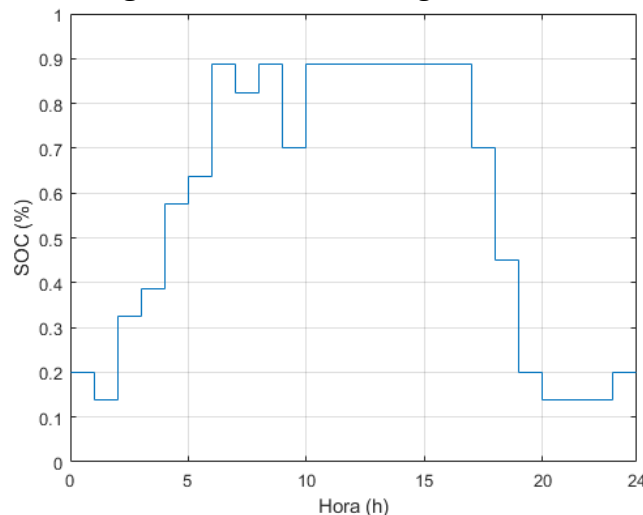
Em relação ao fator de potência, mantendo-se o mesmo consumo do sistema sem planejamento, pôde-se corrigi-lo, mantendo-o dentro da faixa adequada, de 0,92 indutivo a 0,92 capacitivo (PRODIST, 2021). Na Figura 12 ilustra-se a regulação do fator de potência no decorrer de um dia para as soluções analisadas, considerando o cenário que ocorre o menor fator de potência.

Figura 12 - Fator de potência horário.

Fonte: do próprio autor.

Como a operação dos bancos de capacitores é a mesma para todos os anos de operação, uma situação possível é encontrar fator de potência capacitivo nos primeiros anos de operação, já que a demanda é menor, e fator de potência indutivo para os anos finais de planejamento, quando a demanda atinge seu máximo. Além disso, uma correta operação dos bancos de capacitores garante que o fator de potência está dentro da faixa adequada em todos os horários do dia, conforme mostrado na Figura 12.

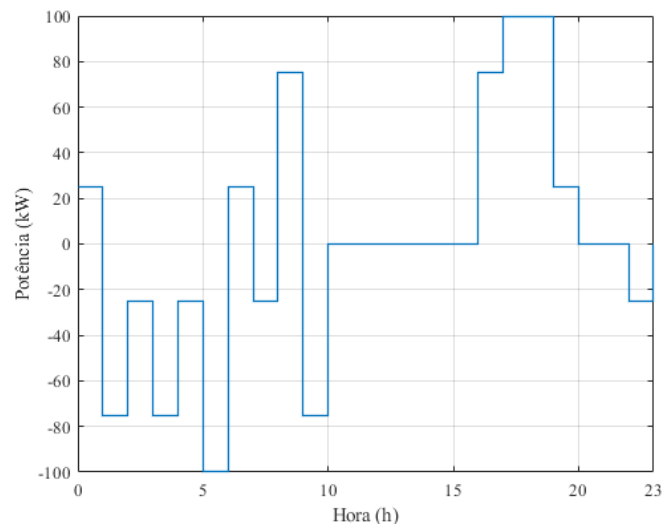
Para a solução de menor custo, o SAE possui o perfil de carga conforme a Figura 13. É possível verificar que o descarregamento acontece nos horários de maior demanda.

Figura 13 - Status de carga da bateria.

Fonte: do próprio autor.

O status de carga da bateria depende da potência que o inversor de frequência está operando para cada período da curva de carga. Na Figura 14 mostra-se a potência de operação do inversor de frequência em cada hora do dia, trabalhando com potência nominal nos períodos de menor e maior demanda, nos processos de carregamento e descarregamento, respectivamente.

Figura 14 - Níveis de potência para operação da bateria.



Fonte: do próprio autor.

Em relação ao máximo desvio de tensão, que consiste em um dos objetivos minimizados, foi possível reestabelecer condições de operação adequadas, com destaque para a solução com melhor regulação, cuja redução do desvio de tensão foi de 53%.

Tabela 4 - Regulação de tensão.

	Sistema sem planejamento	Solução mais econômica	Solução com melhor regulação de tensão
Desvio de tensão (<i>pu</i>)	0,189	0,119	0,089

Fonte: do próprio autor.

7 CONCLUSÕES

Neste trabalho buscou-se minimizar as funções objetivo de máximo desvio de tensão e de custos operacionais e investimentos, alocando equipamentos de compensação de reativos, armazenadores de energia e painéis fotovoltaicos, desenvolvendo-se o NSGA II para resolver o modelo de otimização. O algoritmo desenvolvido, testado em sistemas de distribuição operando em condições críticas de tensão, considerando apenas medidas de planejamento de curto prazo, obtém soluções com reduções significativas tanto nos custos de operação e investimentos quanto na máxima queda de tensão no alimentador, conforme as Tabelas 2 e 4. Apesar de não garantir soluções ótimas globais, o algoritmo fornece um conjunto de soluções diversificado ao longo da fronteira de Pareto, percorrendo de forma eficiente o espaço de busca e encontrando soluções que atendem os critérios de qualidade de energia. Os testes mostram que, para garantir soluções factíveis e com reduções expressivas no valor das funções objetivo, é necessário permitir que soluções infactíveis sejam visitadas, tratando as infactibilidades como penalizações adicionadas às funções objetivo. Além disso, as medidas de planejamento mostram-se flexíveis, corrigindo o fator de potência com a alocação de BCs e as alocações de PVs acrescido aos SAE, proporcionam flexibilidade de operação do sistema.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: **Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade Do Fornecimento De Energia Elétrica**. 2021.
- ARROYO, J. E. C. **Heurísticas e metaheurísticas para otimização combinatória multiobjetivo**. 2002. 227 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia e Computação, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas, 2002.
- Baran, M. E., Wu, F. F. **Optimal capacitor placement on radial distribution systems**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 4, n. 1, 725-734 p., 1989. DOI: 10.1109/61.19265.
- Deb, K., Pratap, A., Agarwal, S., Meyarivan, T. **A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II**. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, v. 6, n. 2, p. 182-197, 2002, DOI: 10.1109/4235.99601
- GUIMARÃES, M. A. N **Plataforma Integrada para o Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Metaheurísticas**. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.
- Home-Ortiz, J. M., Pourakbari-Kasmaei, M., Lehtonen, M., Mantovani. J. R. S. **Optimal location-allocation of storage devices and renewable-based DG in distribution systems**. Electric Power Systems Research, v. 172, 2019, p. 11-21, ISSN 0378 7796, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.013>.
- LEITE, Jônatas Boás. **Desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de energia (EMS-Energy Management System) para a rede elétrica inteligente (Smart Grid)**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2015.
- MACEDO, L.H.; FRANCO, J.F.; RIDER, M.J.; ROMERO, R. **Optimal operation of distribution networks considering energy storage devices**. IEEE Trans. Smart Grid, v. 6, n. 6, p. 2825–2836, 2015.
- MENEZES, L. S., PEREIRA, L. D., ENCARNACÃO, L. F., FARDIN, J. F., HONORATO, Í. H., ROCHA, H. R., & RODRIGO, F. **Alocação Ótima de Geração Distribuída e Banco de Baterias para Restrição de Tensão e Redução de Perdas**. In: 14º Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente. p. 3043-3048, 2019. DOI: 10.17648/sbai-2019-111605.
- MONTOYA-BUENO, S.; MUÑOZ, J. I.; CONTRERAS, J. **A Stochastic Investment Model for Renewable Generation in Distribution Systems**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 6, n. 4, p. 1466-1474, 2015. DOI 10.1109/TSTE.2015.2444438.
- NUNES, R. V. **Análise da penetração harmônica em redes de distribuição desequilibradas devido às cargas residenciais e comerciais com a utilização do ATP**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais.

PEREIRA JÚNIOR., B. R. **Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de Metaheurísticas Multiobjetivo**. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.

PEREIRA JÚNIOR, B. R., COSSI, A. M., MANTOVANI, J. R. S., **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica através de um modelo de programação não-linear inteiro misto e busca tabu** In: XLIII SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2011, Ubatuba. Anais do XLIII SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2011.

ZIMMERMAN, R. D.; SÁNCHEZ, C.E. **Matpower** (versão 7.1) [Software]. Disponível em: <https://matpower.org>. 2020.

APÊNDICE A – CENÁRIOS

Tabela 5– Dados dos cenários utilizados.

Período	Fator de Demanda (%)	Irradiação Solar (W/m^2)	Preço da Energia (\$/ <i>kWh</i>)
1	0,55	0,0000	0,0529
2	0,40	0,0000	0,0385
3	0,38	0,0000	0,0327
4	0,36	0,0000	0,0317
5	0,35	0,0000	0,0336
6	0,34	1,0408	0,0327
7	0,41	285,4986	0,0394
8	0,44	157,4853	0,0423
9	0,46	692,0944	0,0442
10	0,55	418,2571	0,0529
11	0,63	563,2620	0,0606
12	0,70	922,7541	0,0673
13	0,75	894,5216	0,0721
14	0,83	563,8209	0,0798
15	0,88	625,9332	0,0847
16	0,90	385,9255	0,0866
17	0,95	178,2862	0,0914
18	1,00	125,7397	0,0962
19	1,00	0,0001	0,0962
20	0,93	0,0002	0,0895
21	0,91	0,0000	0,0875
22	0,87	0,0000	0,0837
23	0,75	0,0000	0,0721
24	0,65	0,0000	0,0625

Fonte: Home-Ortiz *et al.* (2021).