

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS DO CARMO YAMAGUTI

PROPOSTA DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO
DESCENTRALIZADO PARA SISTEMAS COM FONTES DE GERAÇÃO DE
ENERGIA RENOVÁVEL E NÃO RENOVÁVEL

Ilha Solteira - SP

2023

LUCAS DO CARMO YAMAGUTI

**PROPOSTA DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO
DESCENTRALIZADO PARA SISTEMAS COM FONTES DE GERAÇÃO DE
ENERGIA RENOVÁVEL E NÃO RENOVÁVEL**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira – UNESP, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica

Área de Conhecimento: Automação

Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani
Orientador

Ilha Solteira - SP

2023

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

- Y19p Yamaguti, Lucas do Carmo.
Proposta de solução do problema de fluxo de potência ótimo descentralizado para sistemas com fontes de geração de energia renovável e não renovável / Lucas do Carmo Yamaguti. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2023
129. : il.
- Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2023
- Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
- Inclui bibliografia
1. Fluxo de potência ótimo. 2. Otimização estocástica. 3. Processamento paralelo. 4. Programação não-linear inteira. 5. Sistema descentralizado. 6. VND.

IMPACTO POTENCIAL DESTA PESQUISA

Propõem-se neste trabalho técnicas que permitem avaliar os impactos positivos da instalação e despacho de fontes de gerações que utilizam matrizes energéticas renovável e não renovável nos custos comerciais e ambientais, que são de importância essencial para toda a sociedade, proporcionando eficiência para as empresas do setor elétrico e de serviços, indústria, comércio e saúde pública.

POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

This work proposes techniques that allow evaluating the positive impacts of the installation and dispatch of generation sources using renewable and non-renewable energy matrices on commercial and environmental costs, which are of essential importance to the entire society, providing efficiency for companies in the electric and service sector, industry, commerce, and public health.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: PROPOSTA DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DESCENTRALIZADO PARA SISTEMAS COM FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL E NÃO RENOVÁVEL

AUTOR: LUCAS DO CARMO YAMAGUTI

ORIENTADOR: JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, área: Automação pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Prof. Dr. FÁBIO BERTEQUINI LEÃO (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Dr. RENZO AMILCAR VARGAS PERALTA (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Documento assinado digitalmente
RENZO AMILCAR VARGAS PERALTA
Data: 10/12/2023 14:23:42 -0300
Verifique em: <https://validar.cpf.gov.br>

Prof. Dr. JOÃO ANTONIO VASCONCELOS (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

JOAO ANTONIO DE VASCONCELOS30274923653
Assinado digitalmente por JOAO ANTONIO DE VASCONCELOS30274923653 em 10/12/2023 às 14:23:42 -0300. Para verificar a validade das assinaturas acesse: <https://validar.cpf.gov.br>

Prof. Dr. MAHDI POURAKBARI KASMAEI (Participação Virtual)
Department of Electrical Engineering and Automation, Aalto, Finland / Aalto University - Finland

Ilha Solteira, 08 de dezembro de 2023

DEDICATÓRIA

Inicialmente, gostaria de expressar minha gratidão a Deus, aquele que invariavelmente nos ensina.

Quero também dedicar este momento especial aos meus pais, Cândido e Aparecida, em reconhecimento ao amor, ensinamentos e proteção que sempre me proporcionaram.

Não posso deixar de dedicar este trabalho aos meus professores/amigos que, infelizmente, não puderam estar presentes devido a única certeza da vida. Por minha própria conta em risco, agradeço aos rápidos conselhos, ensinamentos e orientação, P.

À minha esposa, Larissa A. Alves, dedico este tributo, ressaltando sua amizade, companheirismo e amor, bem como seu carinho, paciência e compreensão ao longo de nossa contínua jornada juntos com nosso “*felinho*” Tico. Eu amo vocês.

AGRADECIMENTOS

Quero expressar minha profunda gratidão ao professor Dr. José Roberto Sanches Mantovani, cuja orientação, amizade, ensinamentos, conselhos e notável paciência ao longo destes anos de colaboração têm sido inestimáveis.

Da mesma forma, sou grato ao Dr. Juan Manuel Home Ortiz por sua amizade e valioso auxílio ao longo deste e demais trabalhos que desenvolvemos juntos.

Às almas camaradas do Laboratório de Planejamento de Sistema de Energia Elétrica – LaPSEE, desejo estender meu reconhecimento pelo afeto demonstrado durante esses anos de trabalho conjunto.

Agradeço sinceramente a todos os professores, técnicos, funcionários e amigos da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – FEIS – UNESP, cuja assistência tem sido de inestimável importância para mim.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), projetos 2015/21972-6 e 2017/18314-2, à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001 pelo suporte financeiro, e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), processo 165845/2017-1.

RESUMO

Um modelo matemático e técnica de solução para o problema de fluxo de potência ótimo AC descentralizado, para sistemas com geradores que utilizam fontes de geração renováveis e não renováveis, empregando técnicas heurísticas, otimização clássica e processamento paralelo, é proposto. Inicialmente, apresenta-se uma técnica de solução que considera um modelo descentralizado sequencial usando um algoritmo *matheurístico*, que combina a filosofia da heurística de busca por vizinhança em descida para determinar e controlar as variáveis inteiras, juntamente com o método de otimização clássica de programação não-linear para resolver o problema de fluxo de potência ótimo convencional. O sistema elétrico é dividido em áreas coordenadas por suas respectivas empresas regionais e subordinadas ao operador nacional do sistema. Para melhorar o desempenho computacional desta técnica de solução, propõe-se um modelo descentralizado paralelo para a solução simultânea de cada área/empresa do sistema elétrico considerando a existam no sistema fontes de gerações que utilizam recursos energéticos renováveis e não renováveis operando sob diferentes cenários. Para avaliar a eficiência e robustez dos métodos propostos e aplicados ao problema de fluxo de potência descentralizado, diversas análises e testes são realizados nos sistemas elétricos IEEE 30, 73, 118, 300 e 3x118. Dessa forma, é possível verificar que os resultados dos modelos sequencial e paralelo são similares, contudo, obtém-se uma redução de até 20,78% no tempo computacional consumido pela abordagem computacional paralela em relação à sequencial para resolver o problema de fluxo de potência ótimo. Todos os modelos matemáticos desenvolvidos foram implementados em linguagem AMPL e resolvidos com o auxílio do *solver* comercial KNITRO.

Palavras-chave: fluxo de potência ótimo; otimização estocástica; processamento paralelo; programação não-linear inteira; sistema descentralizado; VND.

ABSTRACT

A mathematical model and solution technique for the decentralized AC optimal power flow problem in systems with generators using renewable and non-renewable generation sources are proposed. The approach employs heuristic techniques, classical optimization, and parallel processing. Initially, a solution technique is presented considering a decentralized sequential model using a matheuristic algorithm. This algorithm combines the philosophy of the downhill neighborhood search heuristic to determine and control integer variables with the classical nonlinear programming optimization method to solve the conventional optimal power flow problem. The electrical system is divided into areas coordinated by their respective regional companies and subordinated to the national system operator. To enhance the computational performance of this solution technique, a decentralized parallel model is proposed for the simultaneous solution of each area/company in the electrical system, considering the presence of generation sources using renewable and non-renewable energy resources operating under different scenarios. To evaluate the efficiency and robustness of the proposed methods applied to the decentralized power flow problem, various analyses and tests are conducted on IEEE 30, 73, 118, 300, and 3x118 electrical systems. Results show that the sequential and parallel models yield similar results, but a reduction of up to 20.78% in computational time is achieved by the parallel computational approach compared to the sequential one for solving the optimal power flow problem. All developed mathematical models were implemented in the AMPL language and solved using the commercial KNITRO solver.

Keywords: optimal power flow, stochastic optimization, parallel processing, integer nonlinear programming, decentralized system; VND.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Etapas de tomada de decisões durante a ocorrência de contingências de linha	25
Figura 2 – Uso da energia elétrica nos Estados Unidos durante 1950 a 2021.....	25
Figura 3 – Modelagem do sistema elétrico: (a) Centralizado; e (b) Descentralizado	27
Figura 4 – Horizonte de planejamento aplicado ao problema de FPO.....	29
Figura 5 – Sistema interligado nacional	30
Figura 6 – Curvas de fornecimento de energia considerando a restrição de ZOP.....	52
Figura 7 – Curvas de geração com (linha contínua) e sem (linha tracejada) PCV.....	53
Figura 8 – Método dos fluxos fictícios para o problema de FPO descentralizado	54
Figura 9 – Diagrama de blocos da solução do problema de FPO descentralizado.....	58
Figura 10 – Algoritmo <i>matheurístico</i> aplicado ao problema de FPO	66
Figura 11 – Topologia IEEE 30 descentralizado: (i) Área 1 (rosa); e (ii) Área 2 (verde).....	68
Figura 12 – Topologia IEEE 73 descentralizado: (i) Área 1 (verde); (ii) Área 2 (rosa); e (iii) Área 3 (amarelo).....	73
Figura 13 – Topologia IEEE 118 descentralizado 2 áreas: (i) Área 1 (rosa); e (ii) Área 2 (verde)	77
Figura 14 – Topologia IEEE 118 descentralizado 3 áreas: (i) Área 1 (rosa); (ii) Área 2 (laranja); e (iii) Área 3 (verde)	78
Figura 15 – Topologia IEEE 300 descentralizado: (i) Área 1 (rosa); (ii) Área 2 (verde); e (iii) Área 3 (amarelo).....	84
Figura 16 – Estratégia de geração de cenários: ordenação dos dados históricos	90
Figura 17 – Curva da FDA da velocidade do vento durante o terceiro bloco de tempo	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados IEEE 30 descentralizado.....	68
Tabela 2 – Resultados IEEE 30: otimização clássica sem ZOP e efeito de PCV.....	69
Tabela 3 – Resultados IEEE 30: algoritmo <i>matheurístico</i> sem ZOP e efeito de PCV	70
Tabela 4 – Sistema IEEE 30: dados da ZOP e efeito de PCV.....	71
Tabela 5 – Resultados IEEE 30: otimização clássica com ZOP e efeito de PCV	71
Tabela 6 – Resultados IEEE 30: algoritmo <i>matheurístico</i> com ZOP e efeito de PCV.....	72
Tabela 7 – Dados IEEE 73 descentralizado.....	73
Tabela 8 – Resultados IEEE 73: otimização clássica	74
Tabela 9 – Resultados IEEE 73: algoritmo <i>matheurístico</i>	74
Tabela 10 – Dados IEEE 118 descentralizado 2 áreas	76
Tabela 11 – Dados IEEE 118 descentralizado 3 áreas	76
Tabela 12 – Resultados IEEE 118: otimização clássica sem ZOP	76
Tabela 13 – Resultados IEEE 118: algoritmo <i>matheurístico</i> sem ZOP	78
Tabela 14 – Sistema IEEE 118: dados ZOP	79
Tabela 15 – Resultados IEEE 118: otimização clássica com ZOP.....	80
Tabela 16 – Resultados IEEE 118: <i>pg</i> com ZOP conforme a Tabela 15.....	81
Tabela 17 – Resultados IEEE 118: algoritmo <i>matheurístico</i> com ZOP	81
Tabela 18 – Resultados IEEE 118: <i>pg</i> com ZOP segundo a Tabela 17.....	82
Tabela 19 – Dados IEEE 300 descentralizado.....	83
Tabela 20 – Resultados IEEE 300: método de otimização clássica relaxado	85
Tabela 21 – Resultados IEEE 300: algoritmo <i>matheurístico</i>	85
Tabela 22 – Modelagem estocástica: níveis de π e probabilidade η de ocorrência.....	98
Tabela 23 – IEEE 73: contingências simuladas.....	99
Tabela 24 – IEEE 73: resultados das contingências	100
Tabela 25 – Fluxos de potências ativa [MW] e reativa [MVar] nas LTFs.....	101
Tabela 26 – IEEE 118: matriz energética para o Caso M2	104
Tabela 27 – IEEE 118: contingências simuladas.....	105
Tabela 28 – IEEE 118: resultados Caso G	105
Tabela 29 – IEEE 118: resultados Caso H	106
Tabela 30 – IEEE 118: resultados Caso I.....	107
Tabela 31 – IEEE 118: resultados Caso J.....	107
Tabela 32 – Dados 3x IEEE 118 descentralizado.....	108

Tabela 33 – 3x IEEE 118: matriz energética para o caso M2	109
Tabela 34 – 3x IEEE 118: contingências simuladas	109
Tabela 35 – 3x IEEE 118: resultados Caso K	109
Tabela 36 – 3x IEEE 118: resultados Caso L	110
Tabela 37 – 3x IEEE 118: resultados Caso N	111
Tabela 38 – 3x IEEE 118: resultados Caso P	111

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Principais aspectos de segurança do sistema elétrico	24
Quadro 2 – Análise comparativa de alguns trabalhos pesquisados desta tese.....	42
Quadro 3 – Tipos de variáveis do problema de FPO clássico	46
Quadro 4 – Comparação entre os sistemas de coordenadas polar e retangular no modelo de FPO	47
Quadro 5 – Principais restrições consideradas no problema de FPO	47

LISTA DE ALGORITMOS

Algoritmo 1 – Estrutura de vizinhança N_1	63
Algoritmo 2 – Estrutura de vizinhança N_2	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABG	Algoritmo de Busca Gravitacional
ABRCQm	Algoritmo de Busca Relâmpago de Comportamento Quântico Modificado
AC	<i>Alternating Current</i>
ADMM	<i>Alternating Direction Method of Multipliers</i>
AE	Algoritmos Evolutivos
AG	Algoritmo Genético
ALD	<i>Aumented Lagrangian Decomposition</i>
AMPL	<i>A Mathematical Programming Language</i>
AOC	Algoritmo de Otimização Caótica
BFA	<i>Bacterial Foraging Algorithm</i>
CE	Cenário Estocástico
DC	<i>Direct Current</i>
DCOP	Decomposição das Condições De Otimalidade
DE	Despacho Econômico
DEAR	Despacho de Energia Ativa e Reativa
ED	Evolução Diferencial
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
FC	Fluxo de Carga
FDA	Função de Distribuição Acumulativa
FO	Função Objetivo
FPC	Fluxo de Potência Convencional
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPORS	Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GnR	Geração não-Renovável
GPU	<i>Graphic Processor Units</i>
GR	Geração Renovável
KKT	Karush-Khun-Tucker
LT	Linha de Transmissão
LTF	Linha de Transmissão de Fronteira
MG	Método do Gradiente
MNR	Método de Newton-Raphson
MPI	Método dos Pontos Interiores
MS	Método <i>Simplex</i>
NSGA-II	<i>Non-dominated Sorting Genetic Algorithm</i>
OC	Operador Central
OCF	Otimização de Colônia de Formigas
OEP	Otimização de Enxame de Partículas
OEPF	Otimização de Enxame de Partículas Fasorial
ONS	Operador Nacional do Sistema
OR	Operador Regional
PC	Programação Convexa
PCIM	Programação Convexa Inteira Mista

PCV	Ponto de Carregamento de Válvula
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNL	Programação Não-Linear
PNLIM	Programação Não-Linear Inteira Mista
POEE	Planejamento de Operação de Energia Econômica
PPA	Princípio do Problema Auxiliar
RD	Resposta de Demanda
RNA	Redes Neurais Artificiais
SA	<i>Simulated Annealing</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SET	<i>Structure-Exploiting Tool</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TS	<i>Tabu Search</i>
VND	<i>Variable Neighborhood Descent</i>
ZO	Zona Operacional
ZOP	Zona de Operação Proibida

LISTA DE SÍMBOLOS

Índices e Conjuntos

a	Índice de área/empresas de energia elétrica;
d, w, ir	Índices de demanda elétrica, velocidade do vento e irradiação solar, respectivamente;
ce	Índice de cenário estocástico;
fr	Índice de barramento de fronteira entre áreas adjacentes;
g	Índice de unidade geradora;
k	Índice de barramento;
km	Índice de ramo;
sh	Índice de elemento <i>shunt</i> ;
z	Índice de zona operacional de uma unidade geradora;
λ	Índice da vizinhança utilizada na meta-heurística VND;
A	Conjunto de áreas;
AB	Conjuntos de áreas adjacentes conectadas por ramos de fronteira;
B	Conjunto de todos os barramentos do sistema elétrico;
B_{PQ}	Conjunto dos barramentos de demanda elétrica do sistema elétrico;
D, W, Ir	Conjunto dos dados históricos das variáveis aleatórias de demanda elétrica, velocidade do vento e irradiação solar utilizados na modelagem estocástica;
E	Conjuntos de nós com compensador de potência reativa;
G	Conjunto de todas as unidades geradoras;
$G_{TH}, G_H,$ G_W, G_{IR}	Conjunto das unidades termoeletrica, hidroeletrica, eólica e fotovoltaica, respectivamente, instaladas no sistema elétrico;
R	Conjunto de ramos do sistema elétrico;
T	Conjunto de ramos com transformadores com controle de <i>tap</i> ;
Zo	Conjunto de zonas operacionais das unidades geradoras com restrições práticas;
Ω	Conjunto de todos os cenários operacionais;

Parâmetros

b_k^{sh}, g_k^{sh}	Susceptância/condutância <i>shunt</i> nodal do sistema;
b_{km}, g_{km}	Susceptância/condutância série entre os ramos do sistema;
b_{km}^{sh}, g_{km}^{sh}	Susceptância/condutância <i>shunt</i> entre os ramos do sistema;
c_2^g, c_1^g, c_0^g	Coeficientes dos custos de geração quadrático, linear e constante, respectivamente.
e_{PCV}, f_{PCV}	Coeficientes dos efeitos do ponto de carregamento de válvula da unidade termoeletrica com restrição operacional prática;
hr	Quantidade de horas utilizadas no bloco de tempo do modelo estocástico;
k^{sh}, k^{tap}	Constantes de mudança dos <i>taps</i> dos dispositivos compensadores de potência reativa e dos transformadores de tensão, respectivamente;
$\bar{n}^{sh}, \bar{n}^{tap}$	Valores máximos dos <i>taps</i> dos dispositivos compensadores de potência reativa e dos transformadores de tensão, respectivamente;
n^{*sh}, n^{*tap}	Valores das posições incumbentes dos <i>taps</i> dos dispositivos compensadores de potência reativa e dos transformadores de tensão, respectivamente;

P^d, Q^d	Potências ativa e reativa, respectivamente, nodais demandadas;
$\bar{P}^g, \underline{P}^g$	Limites superior e inferior, respectivamente, de geração de potência ativa dos geradores;
P_N^{ir}, P_N^W	Valores nominais das turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos, respectivamente;
$\bar{Q}^g, \underline{Q}^g$	Limites superior e inferior, respectivamente, de geração de potência reativa dos geradores;
$\bar{S}_{km}$	Máxima transferência de fluxo de potência entre os ramos do sistema;
$tg(\theta^{IND})$	Fatores de injeção de potência reativa capacitiva/indutiva;
$tg(\theta^{CAP})$	
$\bar{V}, \underline{V}$	Limites superior e inferior, respectivamente, de magnitude de tensão nodal;
V^{fr}, θ^{fr}	Valores da magnitude e ângulo de tensão fixos nos ramos de fronteira entre áreas adjacentes;
φ_{km}	Defasamento angular de tensão fornecido pelo transformador de tensão;
Δp_{km}^{fr}	Erros de fluxo de potência ativa e reativa, respectivamente, nos os ramos de fronteira entre áreas adjacentes;
Δq_{km}^{fr}	
$\varepsilon^p, \varepsilon^q$	Tolerância de convergência para as variáveis auxiliares nodais de folga/excesso;
ε^{pq}	Tolerância de convergência de fluxo de potência nos ramos de fronteira entre áreas adjacentes;
α, β, γ	Coeficientes de emissão de poluentes das unidades termoelétricas;
π, η	Valor médio e probabilidade das variáveis aleatórias;
$\underline{\psi}, \psi_N, \bar{\psi}$	Valor mínimo, nominal e máximo das fontes primárias de energia das GRs;
τ_{km}	Regulação de tensão fornecida pelo transformador;
ρ^p, ρ^q	Fator de penalização das variáveis auxiliares de folga e excesso das potências ativa e reativa, respectivamente;
$\PERDAS	Custo da perda de potência ativa;
$\GEE	Custo da emissão de poluentes das termoelétricas;

Variáveis contínuas

p^g, q^g	Potências ativa e reativa, respectivamente, fornecidas pelas unidades geradoras;
p^+, q^+, q^-	Variáveis auxiliares de folga/excesso de potência ativa e reativa, respectivamente;
p_{km}, q_{km}	Fluxos de potência ativo e reativa, respectivamente;
p_{km}^{fr}	Perda de potência ativa e reativa, respectivamente, dos ramos de fronteira;
q_{km}^{fr}	
v_k, θ_k	Magnitude e ângulo de tensão nos barramentos do sistema;
Ψ, Υ	Funções objetivo sequencial e paralelo, respectivamente;

Variáveis binária

$o_{g,z}$	Variável binária de operação nas zonas operacionais da unidade termoelétrica;
-----------	---

Variáveis inteiras e discretas

n_k^{sh}	Posição dos <i>taps</i> nos dispositivos compensadores nodais de potência reativa;
n_{km}^{tap}	Posição dos <i>taps</i> nos transformadores de tensão;

σ_k	Variável auxiliar da capacidade percentual de fornecimento de potência reativa dos dispositivos compensadores;
α_{km}	Relação de transformação de tensão presente nos transformadores de tensão;

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Relevância do Tema.....	29
1.2	Revisão Bibliográfica.....	32
1.2.1	MÉTODO CLÁSSICO	32
1.2.2	MÉTODO HEURÍSTICO.....	36
1.2.3	METODOLOGIA DESCENTRALIZADA.....	38
1.3	Objetivos	41
1.4	Contribuições	43
1.5	Organização do Trabalho	44
2	O PROBLEMA DE FPO DESCENTRALIZADO SEQUENCIAL	45
2.1	O Problema de FPO Clássico (Centralizado).....	45
2.1.1	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE FPO CENTRALIZADO	48
2.2	O Problema de FPO Considerando Restrições Operacionais Reais	50
2.2.1	MODELO DO PROBLEMA DE FPO COM ZOP E O EFEITO DO PCV	50
2.3	O Problema de FPO Descentralizado	53
2.3.1	MÉTODO DOS FLUXOS FICTÍCIOS.....	54
2.3.2	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE FPO DESCENTRALIZADO PELO MÉTODO DE FLUXOS FICTÍCIOS	55
3	ALGORITMO MATHEURISTICO NA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FPO DESCENTRALIZADO SEQUENCIAL	60
3.1	Método de Otimização Clássica.....	60
3.2	Método de Solução <i>Matheurístico</i>	61
3.2.1	ESTRUTURA DE VIZINHANÇA N1: MODIFICAÇÃO SIMULTÂNEA DOS TAPS DOS TRANSFORMADORES E DOS DISPOSITIVOS COMPENSADORES DE POTÊNCIA REATIVA (CAPACITOR/REATOR)	62

3.2.2	ESTRUTURA DE VIZINHANÇA N2: AUMENTO DA POSIÇÃO DOS TAPS DE APENAS UM TRANSFORMADOR E UM DISPOSITIVO COMPENSADOR DE POTÊNCIA REATIVA POR VEZ	63
3.2.3	ESTRUTURA DE VIZINHANÇA N3: REDUÇÃO DA POSIÇÃO DOS TAPS DE APENAS UM TRANSFORMADOR E UM DISPOSITIVO COMPENSADOR DE POTÊNCIA REATIVA POR VEZ	64
3.3	Diagrama de Blocos do Algoritmo <i>Matheurístico</i> Implementado	65
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES FPO SEQUENCIAL	67
4.1	Resultados FPO Descentralizado Sequencial: IEEE 30	67
4.2	Resultados FPO Descentralizado Sequencial: IEEE 73	73
4.3	Resultados FPO Descentralizado Sequencial: IEEE 118	75
4.4	Resultados FPO Descentralizado Sequencial: IEEE 300	82
5	PROCESSAMENTO PARALELO APLICADO AO PROBLEMA DE FPO DESCENTRALIZADO ESTOCÁSTICO	87
5.1	O Problema de FPO Descentralizado Estocástico	89
5.1.1	MODELAGEM DAS INCERTEZAS	89
5.1.2	MODELAGEM DAS GERAÇÕES RENOVÁVEIS (GR).....	91
5.1.3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE FPO DESCENTRALIZADO ESTOCÁSTICO	93
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES FPO ESTOCÁSTICO PARALELO	97
6.1	Verificação das Estratégias Sequencial e Paralela Aplicadas ao Problema de FPO Descentralizado	98
6.1.1	RESULTADOS FPO DESCENTRALIZADO SEQUENCIAL E PARALELO: IEEE 73 (RTS–96)	99
6.2	Resultados FPO Descentralizado Estocástico: IEEE 118	104
6.3	Resultados FPO Descentralizado Estocástico: 3x IEEE 118	108
7	CONCLUSÕES	113

REFERÊNCIAS	116
APÊNDICE A – TRABALHOS CORRELATOS	128
ANEXO A – PARÂMETROS E DADOS UTILIZADOS.....	130

1 INTRODUÇÃO

O domínio das técnicas de geração de energia elétrica e suas aplicações nos diferentes seguimentos da sociedade são considerados como um dos marcos de divisão entre as eras durante o desenvolvimento da humanidade. Dentre todos os tipos de energias existentes na natureza, a energia elétrica é a mais importante devido sua praticidade, controle (Mamede Filho, 2017; Ogata, 2010), capacidade de transmissão (Gomez-Exposito; Antonio J. Conejo; Conejo, 2009; Monticelli, 1983), custo acessível (Araujo; Cerbantes; Mantovani, 2020; Pandey; Karki, 2016) e impacto ambiental em função da matriz energética disponível (Doty, 2020; Pandey; Karki, 2016).

O sistema de transmissão de energia é uma parte muito importante e complexa que precisa funcionar de forma segura, mas também com custos razoáveis. Segurança significa que a rede pode resistir a problemas como falhas inesperadas sem interromper o fornecimento de energia. O sistema elétrico possui um sistema de controle sofisticado, contudo, extremamente complexo, de grande porte e enfrenta ameaças diversas (riscos plausíveis, como condições climáticas e/ou causadas pelo homem) (Capitanescu, 2023).

Dessa forma, é impossível tornar a rede elétrica 100% segura, ou seja, protegida contra todos os problemas possíveis e apagões. Projetar um sistema mantendo-se esse padrão de qualidade seria muito oneroso e inviável técnica e comercialmente. Então, o sistema elétrico é operado em um equilíbrio entre os custos de construção, projeto e operação e segurança desejada. Mitigar esses problemas inclui ações corretivas impostas pelo operador, como controlar a forma como a rede está conectada e ajustar o controle de geração de eletricidade e a topologia operacional da rede.

No Quadro 1 são apresentados os principais aspectos de segurança do sistema elétrico de acordo com alguns critérios de qualidade e segurança. Porém, vale destacar que o indicador mais importante e que realmente orienta as decisões dos operadores é a energia não atendida esperada (Capitanescu, 2023). Na Figura 1 é descrito em ordem cronológica as etapas/fases de tomada de decisões considerando a ocorrência de falhas/contingências no sistema.

Após os anos 2000, diversos países começaram a analisar como seus consumos de energia impactavam diretamente seus desenvolvimentos (Altinay; Karagol, 2005; Apergis; Payne, 2009; Lorde; Waithe; Francis, 2010; Yuan *et al.*, 2008; Zamani, 2007).

Quadro 1 – Principais aspectos de segurança do sistema elétrico

EVENTOS CONSIDERADOS:	Contingências dos tipos (N-k), principalmente do tipo (N-1);
PROBABILIDADE DO EVENTO:	Elevada (plausível);
IMPACTO DO EVENTO:	Baixa/média/elevada;
OBJETIVO:	Minimizar o custo de operação (desconsiderando a energia não suprida)
AÇÕES DE CONTROLE:	Preventiva e corretiva;
FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS:	FPO com restrição de segurança, incluindo um simulador para contingências (geralmente N-1);

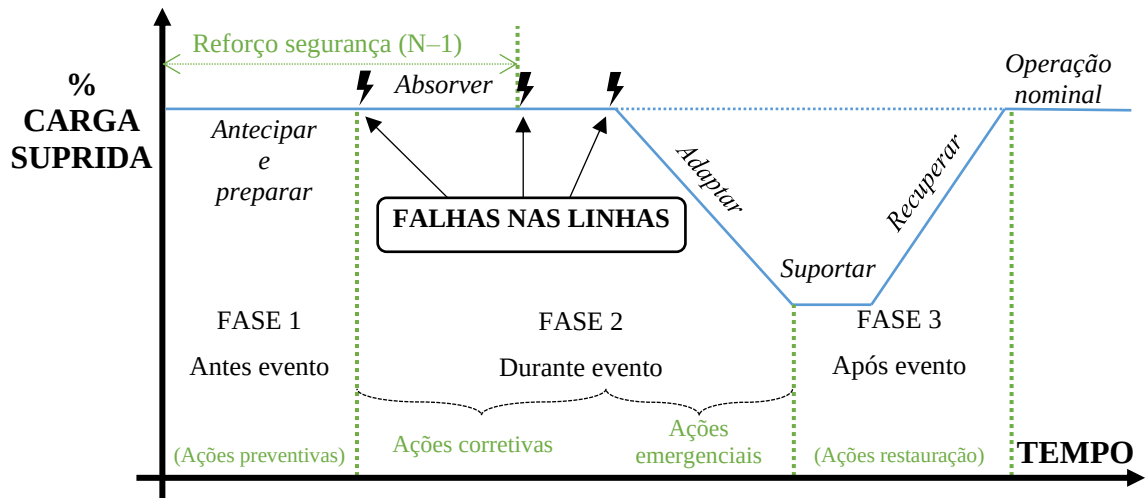
Fonte: Adaptado de Capitanescu (2023).

Para fins de exemplificação, a principal agência norte-americana responsável por analisar as informações energéticas e informar aos consumidores, a *energy information administration* (EIA), destacou a elevação no consumo energético do país durante o ano de 2021. Segundo a publicação da agência EIA (2022), o Consumo de energia nos Estados Unidos foi próximo de 3,93 trilhões de quilowatt-hora (13 vezes superior à energia consumida em 1950 e um pouco inferior em relação ao ano de 2018), sendo 38,90% destinados ao consumo residencial, 34,90% ao consumo comercial, 26,00% ao consumo industrial, e 0,20% ao transporte público, conforme apresentado na Figura 2.

Atualmente, a energia elétrica é considerada como uma nova forma de poder político internacional entre as nações. Seus principais objetivos e condições são (Aghbolaghi *et al.*, 2017):

- **Globalização:** Integração das redes internacionais ou intercontinentais do ponto de vista tecnológico e comercial;
- **Liberalização:** Desenvolvimento de mercados de energia regionais ou inter-regionais;
- **Descentralização:** Introdução das gerações distribuídas (GDs), as quais podem conter gerações renováveis (GRs) e não renováveis (GnRs) e manutenção das redes de transmissão/distribuição existentes no sistema elétrico de potência (SEP);
- **Diversificação:** Aumento da variedade da matriz energética com fontes geradoras primárias de energia renováveis (hidrelétrica, eólica, fotovoltaica, maremotriz, entre outras) e não renováveis (combustíveis fósseis, gás natural, nuclear, entre outras);
- **Modernização:** Desenvolvimento e implementação de novas tecnologias de geração, transmissão, comunicação, controle e proteção mais eficientes e de menores custos.

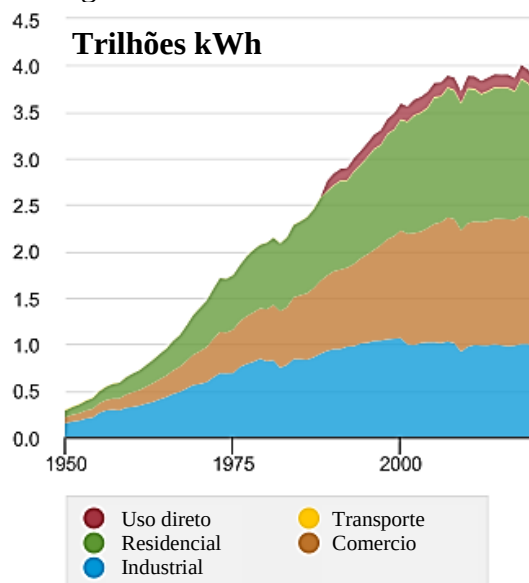
Figura 1 – Etapas de tomada de decisões durante a ocorrência de contingências de linha



Fonte: Adaptado de Capitanescu (2023).

Uma abordagem tradicionalmente centralizada é utilizada para determinar o estado de operação da rede elétrica, com foco no estudo do fluxo de carga (FC) ou fluxo de potência convencional (FPC) em SEPs (Andersson; Álvarez Bel; Cañizares, 2017; Monticelli, 1983; Zhu, 2015). Na abordagem centralizada do problema de FPC analisam-se variáveis críticas, como magnitudes e ângulos de fase das tensões nos barramentos, fluxos de potências ativa e reativa nos ramos do sistema, fornecimento de potências das unidades geradoras, perdas de potências nos sistemas de geração e transmissão, entre outros parâmetros essenciais para o planejamento da operação e expansão do SEP.

Figura 2 – Uso da energia elétrica nos Estados Unidos durante 1950 a 2021



Fonte: Adaptado de EIA (2022).

Diversas estratégias de otimização são aplicadas ao problema de FPC, onde o operador central (OC) do sistema elétrico assume a responsabilidade de determinar os objetivos a serem alcançados durante a análise do problema e garantir o fornecimento de energia com qualidade, continuidade e confiabilidade a todos os consumidores (ONS, 2010). A partir de tais objetivos e restrições, define-se o problema de fluxo de potência ótimo (FPO).

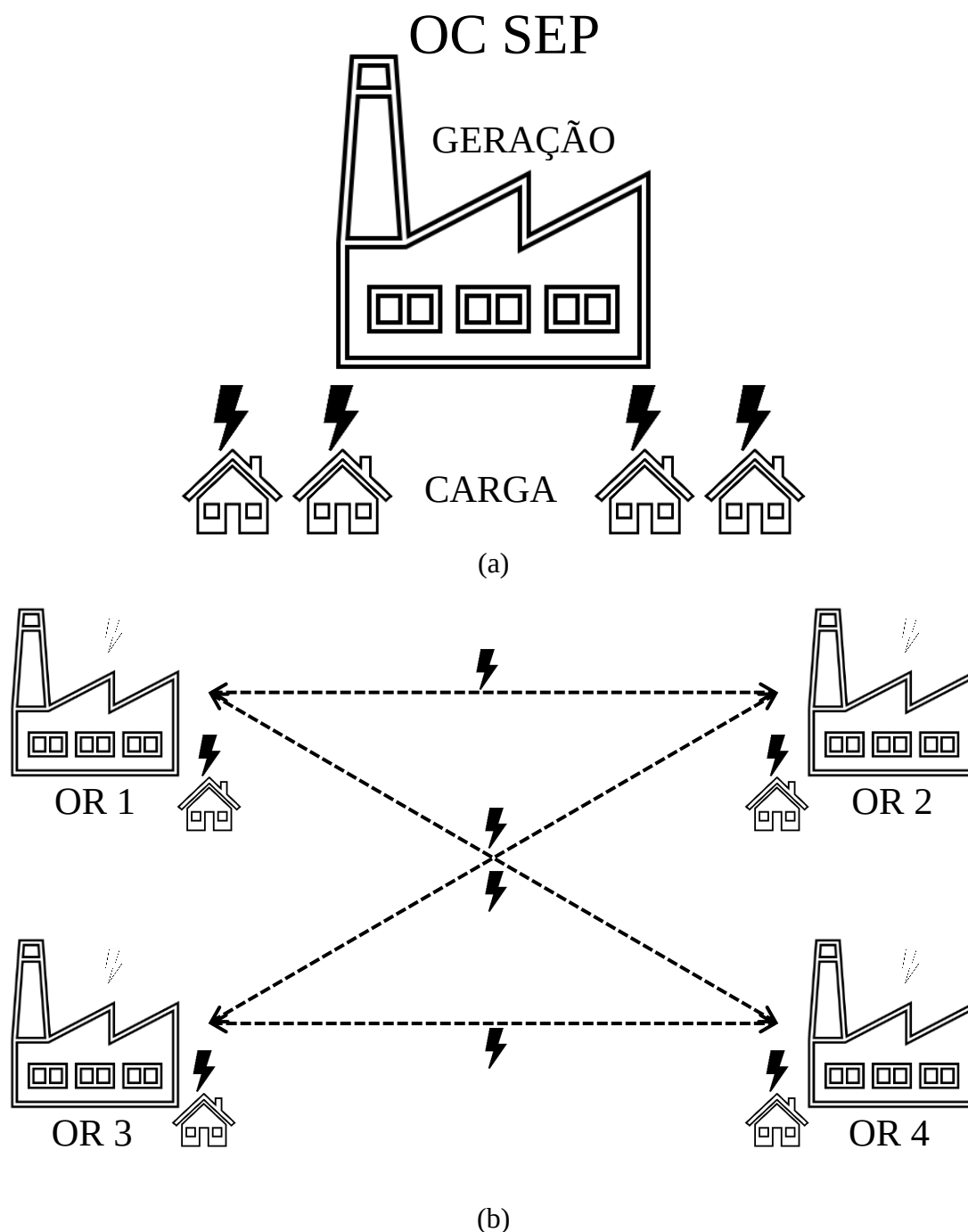
Os principais objetivos estabelecidos pelo OC durante a resolução do problema de FPO incluem a minimização dos custos associados à geração de energia, a redução das perdas de potência no SEP, bem como a mitigação das emissões de poluentes provenientes das GnR, entre outros aspectos. O processo de otimização do problema de FPO pode considerar um ou mais objetivos simultaneamente (Frank; Steponavice; Rebennack, 2012b; Monticelli, 1999; Zhu, 2015).

Os sistemas de energia elétrica mais modernos são estruturados por diferentes empresas do setor elétrico, as quais participam da operação do SEP de forma descentralizada, ou seja, cada operador regional (OR) de cada área do SEP interligado soluciona o seu respectivo problema de FPO, enquanto que o OC coordena todo o SEP sem a possibilidade de comunicação entre demais áreas da rede evitando que ocorram trocas de informações intencionais ou não intencionais sigilosas (Altmann *et al.*, 2010; Biskas; Bakirtzis, 2005). Na Figura 3 apresentam-se as modelagens centralizada e descentralizada do FPO, que garantem a segurança e privacidade de dados sensíveis de cada empresa que participa do sistema.

De maneira análoga à modelagem centralizada, o problema de FPO descentralizado busca minimizar os custos associados à produção de energia, redução das perdas de potência, mitigação das emissões de poluentes, entre outros objetivos. Devido a melhor flexibilidade de descrever o comportamento do mercado de energia, além de garantir a proteção e compensação de cada área, o estudo do problema de FPO descentralizado está atraindo a atenção dos pesquisadores nos últimos estudo encontrados na literatura especializada (Ahlqvist; Holmberg; Tangeras, 2018; Altmann *et al.*, 2010; Lee *et al.*, 2022; Zhu *et al.*, 2022).

As modelagens, centralizada e descentralizada, aplicadas ao problema de FPO são resolvidas utilizando diferentes métodos, como (Frank; Steponavice; Rebennack, 2012b; Fusco; Russo; De Santis, 2021; Khan; Singh, 2017):

Figura 3 – Modelagem do sistema elétrico: (a) Centralizado; e (b) Descentralizado



Fonte: Próprio Autor.

• **Método de otimização clássica:** Este método de solução é caracterizado tanto pelo desenvolvimento do modelo matemático da função objetivo (FO) e das restrições físicas e operacionais do problema de FPO clássico não-linear e não-convexo como para o modelo linearizado. Dentre os principais métodos matemáticos clássicos, destacam-se: método de segunda ordem de Newton-Raphson (MNR) convencional aplicado para resolver o sistema não linear resultante da aplicação das condições de otimalidade de Karush-Khun-Tucker (KKT) no

problema lagrangeano clássico, método do gradiente (MG) reduzido generalizado, método simplex (MS), método dos pontos-interiores (MPI), entre outros;

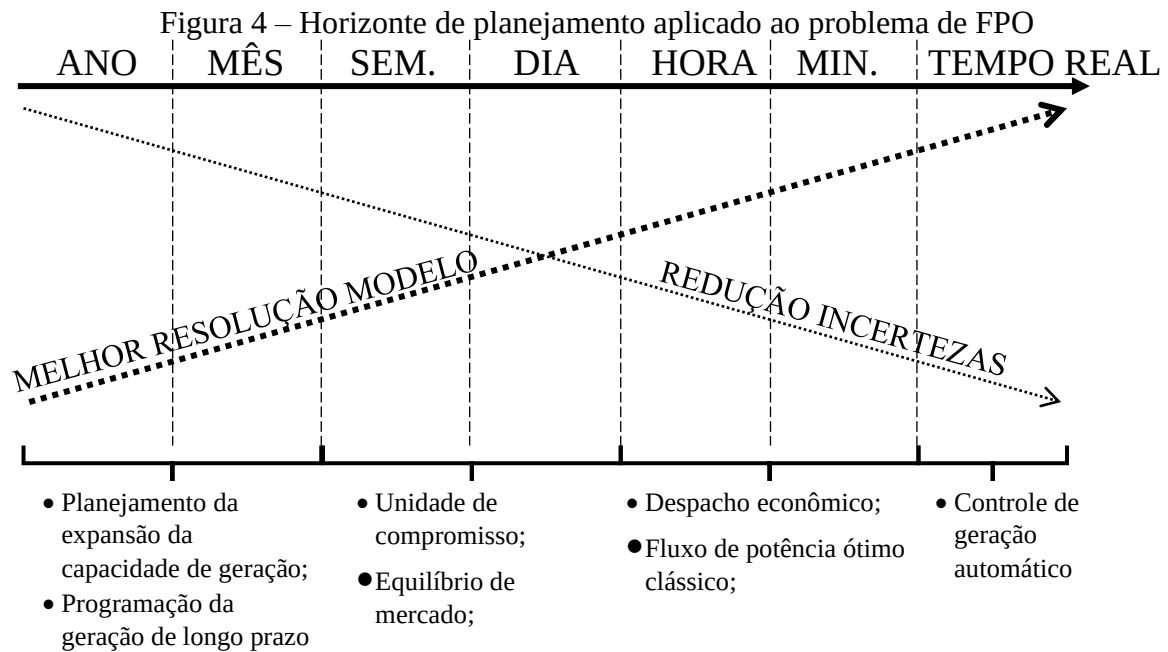
- **Método heurístico/meta-heurística:** Método composto por algoritmos de busca de solução com capacidade de obter boas soluções para o problema e flexibilidade para resolver problemas práticos com tempo computacional aceitável *sem* exigir a definição do modelo matemático. Dentre os principais métodos heurísticos, destacam-se: algoritmo genético (AG), otimização de enxame de partículas (OEP), otimização por colônia de formigas (OCF), redes neurais artificiais (RNA), algoritmos evolutivos (AE), *simulated annealing* (SA), busca tabu (*tabu search* – TS), algoritmo de otimização caótica (AOC), entre outros;

- **Método *matheurístico* (tradicional + heurístico):** Esta estratégia de solução busca combinar os dois métodos apresentados anteriormente para explorar as vantagens de ambas as técnicas de otimização e determinar soluções de melhor qualidade com menor tempo e complexidade computacional (Burke; Graham, 2014; Maniezzo; Stützle; Voss, 2010).

O objetivo principal da solução do problema de FPO é determinar condições de operação do SEP de forma contínua, segura, com qualidade, menor custo operacional possível e consumindo os menores tempos computacionais possíveis para o planejamento e controle de operação da rede. Entretanto, diversas outras aplicações são desenvolvidas a partir de modelos dedicados para o problema de FPO, como: mercado de energia elétrica (Yang *et al.*, 2003); análise de segurança da rede (Capitanescu, 2016; Capitanescu *et al.*, 2011; Fang *et al.*, 2017; Mithun; Muthyala; Maheswarapu, 2010; Ortega-Vazquez, 2016); controle de reativos (Mantovani; Modesto; Garcia, 2001; Zhang; Li; Tolbert, 2007), entre outros.

A otimização da operação do sistema de energia, geralmente, ocorre por meio de um planejamento incremental: procedimentos de planejamento de longo prazo tomam decisões de alto nível com base em modelos de sistema mais amplos, enquanto procedimentos de curto prazo refinam decisões anteriores usando modelos mais detalhados, mas espaços de decisão mais limitados. O problema de FPO pode ser aplicado à tomada de decisões em praticamente qualquer horizonte de planejamento, desde o planejamento de capacidade de longo prazo da rede de transmissão até ajustes minuto a minuto no despacho de energia, conforme apresentado na Figura 4.

Com as crescentes preocupações políticas-sócio ambientais, especialmente em relação à redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) (Oliver, 2005; Spash, 2010; U.S Department of State, 2021), atualmente, na produção de eletricidade estão se substituindo as fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis (GnR) por GRs, como fontes eólica e solar.



Fonte: Adaptado de Frank e Rebennack (2016).

No entanto, é importante destacar que a geração de energia de fontes renováveis é afetada por fatores imprevisíveis, como a velocidade do vento e a irradiação solar, o que introduz incertezas e riscos no planejamento da rede elétrica.

1.1 Relevância do Tema

O sistema interligado nacional (SIN) brasileiro é um SEP de grande porte alimentado por um sistema hidro-termo-nuclear-eólico-solar e formado pelos subsistemas Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste (ONS, 2021b). Devido as dimensões continentais do sistema elétrico nacional, o operador nacional do sistema (ONS) utiliza as redes dos ORs para controlar e supervisionar a operação local do SEP, enquanto o OC, ONS, efetuam a operação sistêmica de todas as redes locais existentes no sistema.

Na Figura 5 é destacada a topologia das linhas de transmissão (LTs) do sistema elétrico brasileiro e as localizações das quatro redes dos ORs nacionais, localizados em Recife – PE, Brasília – DF, Florianópolis – SC e Rio de Janeiro – RJ. Conforme publicado pela empresa de pesquisa energética (EPE), o Brasil deverá ampliar suas instalações de monitoramento descentralizado no SEP, em particular em gerações distribuídas, até 2029 (EPE, 2020). Esse investimento se justifica por alguns fatores, dentre eles (Altmann *et al.*, 2010; Granada Echeverri, 2011; Xavier; Qiu; Dey, 2020):

Figura 5 – Sistema interligado nacional



Fonte: NOS (2022).

- **GDs:** O ONS coordena mais de 200 localidades isoladas por todo o Brasil, sendo a maior parte localizada na região Norte (ONS, 2021b). As GDs possuem pequena capacidade de geração e operam em baixa/média tensão. Tradicionalmente, suas fontes primárias de energia são renováveis (eólica, fotovoltaica, biomassa, hídrica, geotérmica ou maremotriz), contudo, também se encontram GDs que utilizam combustíveis fósseis;

- **Resposta à Demanda (RD):** A RD nem sempre garante a redução do consumo de energia elétrica, contudo, permite a coordenação dos consumidores por meio da intercomunicação *online* proporcionada pelo sistema elétrico descentralizado (Oehler; Shnitzler, 2004);

- **Política ambiental:** Com a crescente conscientização na introdução das GRs nas matrizes energéticas mundiais (Oliver, 2005; Spash, 2010; U.S Department of State, 2021), novas políticas energéticas foram estabelecidas para reduzir os impactos ambientais causados pelas GnRs. Devido ao comportamento não despachável das GRs, torna-se mais apropriado utilizar a modelagem descentralizada para analisar a operação do sistema elétrico;

- **Mercado de energia:** Após a desregularização do mercado energético mundial, o qual se tornou mais competitivo e independente, os ORs adjacentes devem precaverem-se e não compartilhar informações sigilosas com as demais empresas competidoras (Oehler; Shnitzler, 2004);

- **Intercomunicação do SEP:** A troca de informações essenciais entre os ORs beneficia o SEP como um todo, pois tanto o processo de medição quanto o estimador de estado de cada rede de OR se tornam de responsabilidade de cada OR. Verifica-se, também a redução no volume de transmissão de informações e perda de dados em cada área/zona do SEP;

- **Processamento paralelo:** A partir de um SEP descentralizado, cada rede de ORs pode ser analisada de forma independente por meio de técnicas de processamento paralelo. Dessa forma, garante-se a privacidade das informações dos ORs e se reduz o tempo computacional para a análise do estado do sistema elétrico.

Nos estudos pioneiros que abordam o problema de FPO (Burchett et al., 1982; Carpentier, 1979; Dommel; Tinney, 1968) consideram-se que a geração de potência ativa, a demanda de consumo de energia, a topologia da operação do SEP, entre outros fatores, são valores estáticos e conhecidos, sendo denominados como parâmetros ou dados. Dessa maneira, nesses estudos pioneiros, não se contemplam as incertezas associadas à demanda de energia e ao comportamento estocástico do estado do sistema.

Em contraste, pesquisas mais recentes incorporam o comportamento estocástico da operação, da demanda e da geração no sistema elétrico, resultando em modelos de otimização do FPO mais realistas e complexos (Baringo; Conejo, 2011; Yamaguti, 2019; Yamaguti *et al.*, 2023). Isso permite a consideração de modelos das GR e GnR, dada a crescente penetração de fontes de energia eólica e fotovoltaica nos SEPs.

As fontes de energia eólica e fotovoltaica são influenciadas por fatores climáticos, como a velocidade do vento e a irradiação solar, que estão sujeitos às incertezas e riscos no planejamento da operação da rede. Portanto, é necessário incorporar esses aspectos nos problemas de cálculo de fluxo de potência e otimização para garantir soluções que assegurem a segurança da rede e respeitem sob diferentes cenários suas restrições físicas e operacionais

nominais e durante possíveis contingências/falhas (Gomez-Exposito; Antonio J. Conejo; Conejo, 2009).

1.2 Revisão Bibliográfica

Um dos principais pesquisadores pioneiros no estudo do problema de FPO foi Carpentier (1962, 1979, 1985), que propõe a formulação do problema de FPO como uma extensão do problema de despacho econômico (DE) de geração e inclui as equações de fluxo de potência na formulação do problema. Posteriormente, diversos outros métodos de resolução e/ou formulações passaram a ser propostos para o problema de FPO (Burchett; Happ; Wirgau, 1982; Dommel; Tinney, 1968; Momoh; El-Hawary; Adapa, 1999a, 1999b). Nesta revisão bibliográfica apresentam-se os principais trabalhos presentes na literatura abordando o problema de FPO conforme suas técnicas de solução, modelos matemáticos e contribuições que foram analisados durante o desenvolvimento desta pesquisa.

O problema de FPO é tradicionalmente modelado como um problema de programação não-linear inteira mista (PNLIM), não-convexo, considerando que o sistema opera de forma centralizada e de grande porte (Andersson; Álvarez Bel; Cañizares, 2017; Stott; Alsas, 2012; Zhu, 2015). Devido à sua característica multimodal e a elevada complexidade matemática, verifica-se que as principais técnicas de otimização clássica apresentam dificuldade em determinar a solução ótima para o problema de FPO devido ao grande número de soluções ótimas locais e dimensão do problema para sistemas de grande porte.

1.2.1 MÉTODO CLÁSSICO

O primeiro trabalho a formular e resolver o problema de FPO utilizando uma formulação de programação não-linear (PNL) foi proposto em Dommel e Tinney (1968). Neste estudo, os autores combinam o MNR convencional de cálculo de fluxos de potência e o método do gradiente reduzido generalizado para minimizar as perdas no sistema de transmissão. Uma limitação da metodologia proposta é a determinação do tamanho do passo de atualização das variáveis de controle, porque se trata de um método de primeira ordem que exige um algoritmo de busca unidimensional que consome grande tempo computacional e pode ficar estagnado em um ponto de ótimo local. As restrições de desigualdade do modelo são consideradas através do método das penalidades, o qual também é uma limitação da proposta devido à dificuldade de calibrar os parâmetros de penalidades. Os autores também propõem o método das tangentes paralelas para a problema, denominado na literatura como *Partan* (Bazaraa; Sherali; Shetty, 2006). Testes com um sistema de 500 barras são apresentados e discutidos.

Em Sasson, Vilorio e Aboytes (1973) busca-se acelerar a convergência do método de Newton na minimização do custo de geração de energia e perdas ativas no sistema de transmissão empregando os algoritmos de Powell e Fletcher-Powell. A ideia do método proposto consiste em converter o problema de otimização restrita em irrestrita, minimizando, assim, uma função auxiliar composta pela FO e as restrições de igualdade e desigualdade penalizadas. Esta nova modelagem apresenta uma grande redução no tempo computacional e pode ser aplicada na análise do DE, caso sejam considerados apenas variáveis contínuas na modelagem do problema.

Shoults e Sun (1982) propõem a formulação do problema de FPO considerando o desacoplamento dos subproblemas ativo (subproblema P) e reativo (subproblema Q). Na formulação desacoplada, os subproblemas são resolvidos por meio do MG reduzido de primeira ordem, semelhante ao proposto por Dommel e Tinney (1968). A FO no subproblema P minimiza o custo de geração de energia e a redução da potência ativa do barramento de referência, enquanto a FO do subproblema Q busca reduzir explicitamente as perdas de potência no sistema de transmissão. Esse trabalho destaca-se entre os demais publicados da época, devido ao seu pioneirismo em conseguir resolver o problema de FPO para sistemas de grande porte em pouco tempo computacional, possibilitando o planejamento da operação em tempo real do SEP. No entanto, vale destacar que o método proposto necessita partir de uma solução inicial que, caso não seja factível, é dependente de uma função de penalização das restrições de desigualdade na FO o que compromete totalmente o seu desempenho computacional.

Em Sun *et al.* (1984) é proposto uma formulação explícita do MNR aplicado na função lagrangeana para solução do problema de FPO. O conjunto de restrições de desigualdade é separado em dois grupos: restrições penalizadas, introduzidas na FO por meio de termos de penalidade quadráticos, e restrições ativas na solução, incorporadas ao conjunto de restrições de igualdade do problema. A solução do problema é considerada obtida quando as condições de otimalidade de KKT (Bazaraa; Sherali; Shetty, 2006) estão satisfeitas, e a solução das equações do fluxo de potência convencional estão dentro de uma tolerância preestabelecida. Esse método apresenta convergência de segunda ordem e tem como dificuldade a necessidade de identificar as restrições de desigualdade que estão ativas a cada iteração. Tanto a versão acoplada quanto a desacoplada desse método foram testadas em um sistema de 912 barras e ambas as formulações apresentam resultados similares e promissores.

Torres e Quintana (1998) formulam o problema de FPO em coordenadas retangulares de tensão e resolvem o problema utilizando MPI preditor-corretor. A FO do modelo minimiza as perdas de potência ativa no sistema elétrico. As vantagens de desenvolver a modelagem do

problema do FPO em coordenadas retangulares está na facilidade da representação matricial do sistema e na eliminação das relações trigonométricas, conforme destacado pelos autores. Contudo, a principal desvantagem dessa estratégia é a representação matemática das restrições dos limites das magnitudes de tensão nodais. As variáveis inteiras e discretas do problema de FPO são desconsideradas no modelo proposto, entretanto, algumas possíveis técnicas para contornar tais limitações são sugeridas pelos autores.

Pudjianto, Ahmed e Strbac (2002) apresentam um modelo de PNL e programação linear (PL) para o problema de FPO reativo analisando o despacho de potência reativa das unidades geradoras em um ambiente de comercialização de energia desregulado. No método de PL busca-se minimizar os custos relacionados às exigências de potência reativa e apresenta precisão satisfatória, contudo, não dispõe de um bom controle individual dos geradores. O método de PNL apresenta boa precisão e tempo computacional satisfatório para resolver o problema de FPO reativo, no entanto, o método não garante a convergência do processo de resolução em todas as condições de análise.

Em Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2019) é proposto um modelo PNLIM para o problema de FPO considerando restrições práticas do SEP, como a modelagem de zonas de operação proibidas (ZOPs), ponto de carregamento de válvula (PCV) e a utilização de multi-combustíveis nas unidades termoeletricas. Porém, devido à ausência de dados reais, para alguns sistemas testes, não se consideraram todas as restrições operacionais práticas em todas as simulações.

Nos últimos anos, diversos trabalhos passaram a abordar o problema de FPO utilizando modelos matemáticos convexos e lineares pois os métodos de solução aplicados a eles (*simplex* e suas variações) determinam soluções de boa qualidade, com rápida convergência e garantem que o ponto operacional obtido por esses modelos seja ótimo global. No entanto, a formulação do problema de FPO por meio de um modelo de programação convexa (PC) sofre com muitos problemas de precisão em seus resultados caso a técnica de convexificação adotada para o problema FPO original não seja adequada.

A modelagem do FPO convexo, semelhante à formulação do problema do FPO utilizando a modelagem de PNL, permite considerar as variáveis discretas e inteiras da rede, tornando o modelo mais realista, complexo e caracterizando um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) ou programação convexa inteira mista (PCIM). A seguir analisam-se os principais trabalhos que abordam o problema do FPO modelados por meio de PC, destacando-se suas contribuições, métodos utilizados e principais características.

Wells (1968) propõe um modelo de PL para o problema de DE respeitando as restrições de segurança e carregamento da rede. As equações do custo de geração de energia e as restrições

de balanço da rede são linearizadas e o modelo de PL resultante é resolvido por meio do método *simplex*. O modelo proposto apresenta problemas de precisão entre as soluções do problema original e do problema linearizado, principalmente com relação ao controle de potência reativa e tensão.

Stott e Hobson (1978a, 1978b) propõem um algoritmo especializado de PL destinado à resolução do problema de FPO. O algoritmo proposto leva em consideração a abordagem do alívio de sobrecarga na rede elétrica, que é realizada mediante o controle da potência ativa. Esse controle engloba o redespacho da geração de potência ativa, o gerenciamento do fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão em corrente contínua, a regulação do fluxo nas linhas para prevenir eventuais sobrecargas do sistema durante operações de emergência, o controle dos transformadores defasadores e a possibilidade de desligamento controlado de cargas. A implementação computacional da metodologia é testada em sistemas de grande porte, contudo, apresenta problema durante a linearização das funções objetivo, restrições e sua inadequação para considerar o subproblema reativo.

Mota-Palomino e Quintana (1986) propõem um algoritmo de PL, utilizando o método de penalidades para resolver o problema de despacho de potência reativa desconsiderando variáveis discretas (*tap* dos transformadores, chaveamento de dispositivos shunts, entre outros). A modelagem linear apresentada é incompleta para a análise de sensibilidade linear do algoritmo de PL devido a consideração do método desacoplado rápido e faixas operacionais de tensão fora dos padrões de operação reais.

Mantovani, Modesto e Garcia (2001) formulam o problema de planejamento e despacho ótimo de reativos como um modelo de PLIM e propõem para sua solução um algoritmo misto (PL sucessiva e algoritmo genético). O problema original é relaxado para um problema de PL onde as variáveis discretas e inteiras são fixadas através de cada um dos indivíduos da população gerada aleatoriamente controlada de um AG. Dessa forma, para cada indivíduo do AG o modelo de PL equivalente é resolvido aplicando o método de PL sucessiva (interações entre os algoritmos de fluxos de potência e PL). No algoritmo de PL sucessiva resolve-se o problema de despacho de reativos e o AG simples resolve o problema de otimização do ajuste das variáveis discretas e das ações de investimentos necessárias para adequar as necessidades de reativos para manter o sistema operando com qualidade das magnitudes de tensão nos diferentes cenários de operação.

Jabr (2006) apresenta o equacionamento do problema de fluxo de carga por meio de um modelo cônico desenvolvido para sistemas radiais. Posteriormente, Jabr (2007) propõe um modelo de programação cônica de segunda-ordem para a análise do problema FPO malhado e

resolvido utilizando um MPI. A implementação computacional do modelo proposto é aplicada na simulação dos principais sistemas testes da literatura, comprovando a eficiência do modelo convexo na resolução de SEP de médio/grande porte. Entretanto, conforme apresentado por Yamaguti *et al*, (2021a), ambos os trabalhos não efetuam a análise da solução obtida com relação ao subproblema de potência reativa, acarretando na obtenção de possíveis pontos operacionais infactíveis para sistemas reais.

1.2.2 MÉTODO HEURÍSTICO

Os estudos apresentados anteriormente foram desenvolvidos utilizando métodos clássicos de otimização. A seguir são apresentados os principais trabalhos relacionados ao problema de FPO e resolvidos por meio de heurística/meta-heurística.

Conforme ressaltado anteriormente, o problema de FPO é multimodal e possui variáveis inteiras, discretas e contínuas, logo, em alguns trabalhos da literatura propõem-se a aplicação de técnicas heurística para contornar essas dificuldades. As (meta-) heurísticas baseiam-se em padrões/regras lógicos(as), comportamentais e/ou empíricos capazes de resolver os modelos matemáticos com variáveis contínuas, discretas e/ou inteiras e a possibilidade de evitar com alguma probabilidade as soluções ótimas locais.

Contudo, não é possível garantir a obtenção de soluções ótimas globais para os problemas resolvidos por meio deste tipo de técnica, além de elevar o esforço computacional quando comparado com o método de resolução clássica (Frank; Steponavice; Rebennack, 2012a).

Iba (1994) propõe um AG associado a um método de otimização clássico para o problema de planejamento de alocação de potência reativa no SEP. O AG desenvolvido utiliza apenas dois operadores genéticos, e em sua codificação são consideradas as variáveis inteiras e discretas em formato decimal.

Em Nguyen (1995, 1998) é desenvolvido uma RNA capaz de considerar diferentes tipos de FOs e restrições consideradas no modelo do problema de FPO. Para isso, a RNA utiliza um método de minimização de primeira-ordem baseado no MNR para treinar seus neurônios. No modelo proposto minimizam-se as perdas de potências ativa e reativa do sistema de transmissão e consome baixo tempo computacional devido à aplicação de processamento paralelo. A RNA é testada em um sistema elétrico de 22 barras e apresenta resultados promissores para a época.

Abido (2002) propõe um algoritmo de TS eficiente para determinar a solução otimizada do problema de FPO, considerando diversas FOs e restrições e utilizando técnicas de PNL associadas ao algoritmo TS. A principal crítica referente ao método proposto é o fato do autor

testar a implementação computacional do método em um sistema elétrico de pequeno porte (IEEE 30), impossibilitando analisar a sua escalabilidade.

Em Panigrahi; Ravikumar Pandi (2009) é proposto um método de resolução denominado algoritmo de forrageamento bacteriano (*bacterial foraging algorithm* – BFA), acompanhado de uma técnica de busca direcionada para determinar uma solução candidata com menor valor de FO para o modelo de FPO, buscando reduzir o congestionamento das LTs. Ele apresenta rápida convergência para a obtenção da solução do problema em relação às metas-heurísticas de BFA simples, AG e OEP. A principal desvantagem apresentada por esse método é a falta de simulações e análises de SEP de médio/grande porte, limitando-se apenas a simulações com o sistema teste IEEE 30 da literatura.

Reddy e Bijwe (2017) propõem um algoritmo de otimização multiobjetivo aplicado ao problema de FPO baseado no algoritmo de evolução diferencial (ED) buscando minimizar os custos de geração, as perdas de potência ativa nos ramos do sistema e a regulação dos níveis de tensões. A principal contribuição apresentada pelo método proposto é sua capacidade de resolver o problema de FPO considerando algumas restrições operacionais práticas como ZOP e o PCV das unidades geradoras. Contudo, nesse trabalho limita-se a analisar apenas o sistema teste IEEE 30, impossibilitando verificar a sua escalabilidade.

Buch e Trivedi (2019) apresentam uma análise minuciosa de oito metas-heurísticas aplicadas ao problema de FPO considerando 22 diferentes casos de estudos para verificar o desempenho dos métodos heurísticos com relação à obtenção da solução ótima de melhor qualidade, média da solução ótima, tempo médio de simulação e comportamento de convergência. A principal contribuição desse trabalho é a aplicação das metas-heurísticas na solução do problema de FPO para sistemas elétricos de porte um pouco superior aos demais estudos anteriores, IEEE 57 e 118, além de considerar restrições operacionais práticas na resolução do problema.

Home-Ortiz, De Oliveira e Mantovani (2021) e Oliveira (2020) apresentam uma proposta de algoritmo *matheurístico* fundamentado na filosofia do método de busca por vizinhança de descida (*variable neighborhood descent* – VND), com o objetivo de abordar as variáveis inteiras e discretas. Adicionalmente, um método clássico de PNL é aplicado para resolver o problema de FPO, modelado na forma de um problema PNLIM e minimizando o custo associado à geração de energia no contexto do SEP. A principal contribuição da metodologia proposta é a comprovação de que o algoritmo *matheurístico* desenvolvido apresenta excelente desempenho na resolução do problema de FPO para sistemas de grande porte. Porém, não foram consideradas restrições operacionais práticas, nem GR no modelo matemático proposto.

1.2.3 METODOLOGIA DESCENTRALIZADA

Nos trabalhos apresentados anteriormente consideram-se a coordenação do SEP de forma tradicional (centralizada). A seguir são analisados alguns trabalhos relacionados ao problema de FPO considerando um modelo descentralizado do SEP.

Conejo e Aguado (1998) propõem a solução e formulação do problema de FPO-DC (*direct current*) descentralizado através de uma modelagem linear das equações de fluxo de potência. No modelo proposto duplicam-se as variáveis das LTs e definem-se as LTs que interligam as áreas adjacentes do sistema como LT de fronteira (LTF) ou ramos de fronteira. Um algoritmo de decomposição baseado no método de relaxação lagrangeana (assumindo a convexidade do problema) é utilizado para resolver o problema de FPO-DC e a implementação computacional desse modelo é testada para análise do seu desempenho e robustez no sistema IEEE 73. A principal crítica relacionada a esse trabalho consiste na ausência da modelagem completa do problema de FPO e que se trata apenas no modelo DC.

Biskas e Bakirtzis (2006) propõem um novo método para a resolução do problema de FPO-DC descentralizado baseado nas condições de KKT e comparado com seu respectivo modelo FPO-DC centralizado. O método de resolução iterativo é finalizado quando os fluxos de potências ativa e reativa nas LTF satisfazem a uma tolerância especificada. A implementação computacional do modelo proposto é aplicada para análise dos sistemas testes IEEE 73 e 118 e os resultados obtidos apresentam desempenho promissores.

Em Kim *et al.* (2011), propõe-se um algoritmo de otimização que utiliza programação paralela baseado em OEP para resolver o problema de FPO, visando minimizar os custos de geração no sistema elétrico. A implementação do algoritmo OEP paralelo é realizada em um computador que permite o processamento distribuído em oito grupos (*clusters*). A implementação computacional da metodologia é aplicada com êxito nos sistemas testes IEEE 30 e 118, resultando em notáveis e promissores resultados. Contudo, a principal crítica em relação a esse trabalho se deve à consideração de apenas variáveis contínuas e faixas operacionais de tensão com grandes intervalos de variações.

Posteriormente, diversos estudos passaram a analisar o problema de FPO através do modelo de PNL por meio do modelo AC (*alternating current*), tornando o problema ainda mais complexo e desafiador (Granada E. *et al.*, 2010; Granada Echeverri, 2011; Granada *et al.*, 2012). Consequentemente, novas estratégias para solução do problema de FPO descentralizado AC começaram a ser desenvolvidas. Dentre as principais, destacam-se: O princípio do problema auxiliar (PPA), decomposição das condições de otimalidade (DCOP) de primeira ordem de

KKT, método das direções alternadas de multiplicadores de Lagrange (*alternating direction method of multipliers* – ADMM), entre outros.

Ramirez, Vargas-Marín e Correa-Gutiérrez (2014) formulam o problema de FPO–AC descentralizado buscando minimizar as perdas de potências ativa e reativa nas LTs, além de manter a regulação das magnitudes de tensão nodal do SEP. O modelo proposto é resolvido por um AG de ordenação por não-dominância (*non-dominated sorting genetic algorithm* – NSGA-II) e determina soluções muito próximas às soluções do modelo centralizado. A diferença entre as soluções dos modelos centralizado e descentralizado ocorre devido a elevada não-convexidade e não-linearidade do problema de FPO, além do uso do modelo equivalente das ROs adjacentes durante a resolução do sistema descentralizado (Granada Echeverri, 2011; Granada *et al.*, 2012). A implementação computacional da metodologia proposta é aplicada nos sistemas teste com 39 barras e no SEP equivalente do México, composto por 190 barras. Os resultados obtidos mostram que a aplicação do método proposto não apenas mantém a estabilidade estática da rede, como também reduz o tempo computacional necessário para resolução do problema de FPO–AC.

Lin, Wu e Shahidehpour (2020) propõem um modelo descentralizado para o problema de FPO–AC e aplicado a sistemas de transmissão e distribuição interligados. No modelo proposto utiliza-se uma estrutura de correção de custo de distribuição para definir os limites inferiores das gerações de potência ativa nos sistemas de distribuição, que são utilizadas no processo de convergência do sistema de transmissão de forma mais estável e eficiente. Para isso, no método proposto relaxam-se as restrições de fronteira infactíveis entre os sistemas e aproxima a estrutura de correção de custo de distribuição para melhorar a eficiência da coordenação entre os sistemas. A implementação computacional desse método é testada e analisada para dois casos de estudo: IEEE 14 (transmissão) associado ao sistema IEEE 69 (distribuição); e IEEE 118 (transmissão) conectado ao sistema IEEE 69 (distribuição). Os resultados obtidos apresentam melhorias consideráveis em relação aos métodos de resolução tradicionais (ADMM, PPA e decomposição lagrangeana aumentada, do inglês *aumented lagrangian decomposition* – ALD). No entanto, durante as simulações computacionais, os autores utilizam uma tolerância de convergência igual a 0,001 [p.u], o que pode potencialmente comprometer as soluções em cenários de maior complexidade. Além disso, novas unidades geradoras são introduzidas no sistema de distribuição durante a análise do sistema IEEE 118.

Nos artigos apresentados anteriormente desconsideram-se as incertezas existentes na modelagem de dispositivos, equipamentos e cargas no SEP. A seguir são analisados alguns

trabalhos relacionados ao problema de FPO estocástico considerando os impactos das incertezas de nível de demanda de energia e/ou GRs no sistema elétrico.

Em Ullah *et al.* (2019) é empregado um algoritmo híbrido que combina otimização por enxame de partículas fasorial (OEPF) com um algoritmo de busca gravitacional (ABG) com o propósito de abordar o problema do planejamento de operação de energia econômica (POEE) considerando a existência de unidades eólica e fotovoltaica no SEP. A energia fornecida pelas GRs é estimada com base em dados fornecidos pelo laboratório nacional de energia renovável, e as simulações operacionais são desenvolvidas por meio do método de Monte Carlo. As principais críticas relacionadas ao estudo são a utilização de apenas variáveis contínuas para modelar os equipamentos instalados no sistema que são utilizados para efetuar o controle de tensão e sua aplicação no sistema elétrico de pequeno porte (IEEE 30).

Robert e Singh (2020) propõem a solução do problema de DE por meio do algoritmo de busca relâmpago de comportamento quântico modificado (ABRCQm) buscando minimizar os custos de geração de energia e emissão de poluentes das unidades geradoras térmica, hidroelétrica e eólica. Um algoritmo OEP foi utilizado em conjunto com uma rede neural artificial para modelar o fator de probabilidade relacionado à velocidade do vento. A abordagem inovadora apresentada nesse trabalho é aplicada com sucesso em um sistema de pequeno porte composto por seis barras, gerando resultados de grande interesse e relevância, mas desconsiderando o controle de tensão nos barramentos do sistema e a modelagem de variáveis discretas e inteiras.

Rezaie *et al.* (2022) propõem uma formulação para o despacho de energia ativa e reativa (DEAR) considerando uma abordagem dinâmica de ajuste na geração de energia eólica e térmica. O objetivo principal do estudo é minimizar tanto os custos de geração quanto as emissões de poluentes pelo SEP, utilizando um modelo baseado em uma combinação gaussiana para estimar as funções de densidade de probabilidade de cada GR. O modelo proposto é resolvido por meio de uma técnica heurística de natureza populacional visando melhorar a precisão durante o processo de otimização, e sua implementação computacional aplicada ao sistema IEEE 30 desconsiderando a atuação dos equipamentos de controle de tensão e incerteza no nível de demanda de energia.

A proposta deste trabalho é apresentar um modelo matemático para resolver o problema de fluxo de potência ótimo AC descentralizado, para sistemas com matriz energética de diferentes naturezas, usando técnica de processamento paralelo. Inicialmente, utiliza-se um algoritmo *matheurístico* baseado na filosofia da técnica heurística, para determinar o estado das variáveis inteiras (*taps* dos transformadores e dos equipamentos compensadores de potência

reativa *shunt*), enquanto um programa computacional comercial que utiliza PNL clássica resolve o problema de FPO convencional com variáveis reais de forma sequencial, em que uma área/empresa de geração/transmissão do SEP é analisada por vez. A heurística VND foi escolhida devido ao seu excelente desempenho para resolver problemas de pesquisa operacional (Hansen *et al.*, 2017; Hansen; Mladenović, 2003; Home-Ortiz; De Oliveira; Mantovani, 2021; Maniezzo; Stützle; Voss, 2010; Oliveira, 2020).

Em outra abordagem, propõe-se um modelo matemático descentralizado paralelo, utilizando a ferramenta *parampl* (Olszak; Karbowski, 2018) para a coordenação da solução simultânea de cada área/empresa do sistema elétrico, utilizando o método de PNL considerando que estão em operação GRs, multi-cenários operacionais e contingências. Devido à limitação da ferramenta *parampl*, não é possível aplicar a *matheurística* desenvolvida na abordagem que se utiliza a estratégia de processamento paralelo. Em ambas as estratégias de solução, sequencial e paralela, busca-se minimizar o custo de geração das unidades geradoras e atender as principais restrições operacionais e de segurança da rede elétrica.

Para avaliar a eficácia dos métodos propostos e aplicados ao problema de FPO descentralizado, diversos testes e análises são desenvolvidas através de diferentes condições de testes nos principais sistemas elétricos da literatura. Todos os modelos matemáticos desenvolvidos foram implementados em linguagem AMPL (*a mathematical programming language*) e resolvidos com o auxílio do *solver* comercial KNITRO.

No Quadro 2 é apresentado um breve resumo dos artigos encontrados na literatura especializada que tratam do problema de FPO analisados e que deram suporte ao desenvolvimento deste trabalho, destacando-se: (i) Técnicas de solução (Métodos de otimização clássica e/ou heurística); (ii) Natureza das variáveis existentes no modelo (contínua, inteira e/ou discreta); (iii) Modelagem do problema de FPO (AC ou DC); (iv) Modelo de operação do SEP (centralizado ou descentralizado); e, (v) Características adicionais destacadas em cada trabalho.

1.3 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são:

- Propor, com base na literatura especializada, um modelo matemático para o problema de FPO, que considere as características físicas e operacionais dos sistemas elétricos de potência descentralizados, e resolvido usando técnicas de processamento paralelo/sequencial;

Quadro 2 – Análise comparativa de alguns trabalhos pesquisados desta tese

Referência	Met. Sol.		Var.			FPO	Modelo SEP	Caract.	
	Clássico.	Meta-heur.	Cont.	Int.	Discr.				
(Pudjianto; Ahmed; Strbac, 2002)	PNL, PL	×	✓	✓	×	AC	Cent.	×	
(Biskas; Bakirtzis, 2006)	PNL	×	✓	×	×	DC	Desc.	×	
(Granada Echeverri, 2011; Granada <i>et al.</i> , 2012)	PNL	AG de Chu e Beasley	✓	✓	✓	AC	Desc.	×	
(Ramirez; Vargas-Marín; Correa-Gutiérrez, 2014)	×	NSGA-II	✓	×	×	AC	Desc.	×	
(Reddy; Bijwe, 2017)	×	*	✓	✓	×	AC	Cent.	ZOP; PCV	
(Pourakbari-Kasmaei <i>et al.</i> , 2019)	PNL	×	✓	✓	✓	AC	Centr.	ZOP, PCV; multi-com.	
(Ullah <i>et al.</i> , 2019)	×	OEPPF, ABG	✓	×	×	AC	Centr.	Estocástico Geração Renov.	
(Robert; Singh, 2020)	×	ABRCQM, OEP e RN artificial	✓	×	×	AC	Centr.	Estocástico Geração Renov.	
(Rezaie <i>et al.</i> , 2022)	×	Heur.Pop.	✓	×	×	AC	Centr.	Estocástico Geração Renov.	
(Home-Ortiz; De Oliveira; Mantovani, 2021; Oliveira, 2020)	PNL	VND	✓	✓	✓	AC	Centr.	×	
(Lin; Wu; Shahidehpour, 2020)	PNL	×	✓	✓	✓	AC	Desc.	×	
MÉTODOS PROPOSTOS	Sequencial	PNL	VND	✓	✓	✓	AC	Desc.	ZOP e PCV
	Paralelo	PNL	×	✓	✓	×	AC	Desc.	Estocástico Geração Renov.
✓: A referência citada possui a característica listada; ×: A referência citada NÃO possui características; *: Algoritmo de otimização multiobjetivo baseado em ED;									

Fonte: Próprio Autor.

- Adaptar, propor melhorias e utilizar um algoritmo *mathheurístico* eficaz para a solução do problema de FPO modelado como um problema de programação não-linear inteiro misto. Esse algoritmo *mathheurístico* é composto por uma heurística de busca de solução em vizinhanças para determinar através da solução do problema de FPO convencional formulado através de um modelo de programação não-linear convencional as variáveis de controle inteiras, discretas e reais do problema de FPO;

- Analisar, de forma crítica e técnica, como a existência no sistema interligado de diferentes áreas operacionais coordenadas por diferentes operadores regionais (empresas de energia) influencia diretamente na solução do problema de FPO do sistema descentralizado;

- Aplicação de técnicas de processamento paralelo na resolução do problema de FPO descentralizado;

- Análise do problema de FPO descentralizado estocástico considerando que estão em operação geradores de fontes renováveis e não renováveis, diversos cenários operacionais no decorrer do horizonte de planejamento de um ano (8760 horas) e o impacto que falhas/contingência ocasionam no ponto de operação otimizado do SEP.

1.4 Contribuições

Consideram-se, de acordo com as pesquisas na literatura e conhecimentos do autor como principais contribuições deste trabalho:

- Proposta, com base na literatura, de um modelo matemático para o problema de FPO AC descentralizado resolvido por meio de um método de otimização clássica e utilizando um algoritmo *mathheurístico*;

- Análise do impacto de considerar a divisão do SEP em diferentes subsistemas/áreas na solução do problema de FPO descentralizado;

- Demonstração da aplicabilidade do modelo proposto e sua capacidade de resolver o problema de FPO descentralizado para SEP de médio/grande porte;

- Demonstração da eficiência e vantagens do processamento paralelo aplicado na solução do problema de FPO descentralizado estocástico de médio/grande porte;

- Avaliar os impactos e a viabilidade técnica, social, econômica e ambiental do uso de fontes de geração renováveis nos grandes sistemas elétricos de potência.

1.5 Organização do Trabalho

Esta tese está organizada em 7 Capítulos. Neste primeiro Capítulo é apresentada uma breve introdução do problema FPO descentralizado, acompanhada de uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados relacionados ao estudo e aos objetivos desta pesquisa.

No Capítulo 2 são apresentadas as formulações para o problema de FPO centralizado e descentralizado, considerando os aspectos teóricos e práticos na operação do SEP e de seus componentes.

No Capítulo 3 é apresentada uma breve introdução sobre a heurística de busca em descida VND. Posteriormente apresenta-se detalhadamente a aplicação da heurística VND para determinar o estado operacional das variáveis discretas e inteiras do modelo juntamente com o problema de FPO resolvido através de técnica de otimização clássica, considerando que a solução de SEP é realizada usando a técnica de solução descentralizada.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados e discussões obtidos através das implementações computacionais das formulações gerais e proposta do problema de FPO descentralizado sequencial para sistemas elétricos testes clássicos da literatura.

No Capítulo 5 são definidos os conceitos de processamento paralelo utilizados e a formulação do problema de FPO descentralizado estocástico considerando a natureza estocástica das fontes de geração renováveis e da demanda do sistema.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados e discussões obtidos pelas implementações computacionais das formulações proposta para o problema de FPO descentralizado estocástico resolvido utilizando a técnica de processamento paralelo e considerando que estão instalados nos sistemas elétricos testes GR e GnR.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

Ao final do trabalho são apresentados os Apêndice A com as referências da produção científica desenvolvida e o Anexo A fornecendo o link onde podem ser encontrados os dados e informações sobre os sistemas utilizados nos testes e resultados apresentados.

2 O PROBLEMA DE FPO DESCENTRALIZADO SEQUENCIAL

Neste Capítulo é apresentada uma análise geral do problema de FPO através do modelo de operação centralizado considerando suas principais FOs, restrições, variáveis, equipamentos de controle, entre outras características. Posteriormente, são apresentados e discutidos os modelos matemáticos para o problema de FPO considerando uma abordagem descentralizada sequencial e considerando as modelagens das restrições operacionais práticas que devem ser consideradas no modelo.

2.1 O Problema de FPO Clássico (Centralizado)

Um dos principais modelos matemático genérico utilizado para definir o problema de FPO estático, modelado como um problema de PNL, é apresentado em (1)–(3) (Frank; Rebennack, 2016; Frank; Steponavice; Rebennack, 2012b):

$$\min f(u, x) \tag{1}$$

sujeito a:

$$g(u, x) = 0 \tag{2}$$

$$h(u, x) \leq 0 \tag{3}$$

A expressão (1) apresenta a minimização da FO do problema de FPO genérico. Tradicionalmente, o problema de FPO busca minimizar modelos de FO não conflitantes, sendo f uma função escalar. As principais FOs utilizadas no problema de FPO são: minimização do custo de geração das unidades geradoras; minimização das perdas de potências nos ramos do SEP; maximização da capacidade de transferência de potência do sistema; minimização dos custos de investimentos em potência reativa; otimização do perfil da magnitude tensão da rede; minimização do carregamento das linhas de transmissão do SEP; entre outras.

As funções vetoriais (2) e (3) representam as restrições de igualdade e desigualdade, respectivamente, do modelo de FPO, que são definidas em função dos vetores x e u . O vetor x é composto pelas variáveis dependentes/de estado, as quais são, normalmente, variáveis contínuas. O vetor u é formado pelas variáveis de controle/decisão do problema de FPO, que podem ser contínuas ou discretas. No Quadro 3 apresentam-se as principais variáveis do modelo de FPO e suas características principais.

Quadro 3 – Tipos de variáveis do problema de FPO clássico

Variável	Aplicação	Natureza
Controle (<i>u</i>)	Geração de potências ativa e reativa de GR e GnR	Contínua
	Sistemas de armazenamento de energia	Contínua
	<i>Tap</i> do transformador com comutador sob carga	Discreta
	<i>Tap</i> dos compensadores de potência reativa (<i>shunt</i>)	Discreta
	Controladores FACTS	Binária
	Chaveamento de dispositivos <i>shunt</i> nos barramentos	Binária
Estado (<i>x</i>)	Magnitude e ângulo de tensão	Contínua
FACTS: <i>flexible alternating current transmission system</i>		

Fonte: Adaptado de Frank, Steponavice e Rebennack (2012b).

Essencialmente, a função vetorial (2) contém as equações do balanço do fluxo de potências ativa e reativa nas barras do sistema elétrico, que devem respeitar as leis de tensão e corrente definidas por Kirchhoff.

Geralmente, as equações do balanço de potência AC são definidas em coordenadas polares, conforme apresentado em (4) e (5), devido à maior facilidade para se definir as restrições dos limites inferior e superior das magnitudes de tensão nos barramentos do sistema e as interações entre os acoplamentos fortes de potência ativa e ângulo de tensão ($P\theta$) e potência reativa e magnitude de tensão (QV) (Andersson; Álvarez Bel; Cañizares, 2017; Frank; Rebennack, 2016; Monticelli, 1983), em que v representa a magnitude de tensão nodal, g_{km} , b_{km} e $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$ são a condutância, susceptância e diferença dos ângulos das tensões entre duas barras interconectadas, respectivamente, do ramo km .

$$p_k = v_k \sum_{km \in R} (v_m [g_{km} \cos(\theta_{km}) + b_{km} \sin(\theta_{km})]) \quad \forall k \in B \quad (4)$$

$$q_k = v_k \sum_{km \in R} (v_m [g_{km} \sin(\theta_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km})]) \quad \forall k \in B \quad (5)$$

Outra forma de representar as equações de balanço no modelo de FPO, adotada em diversos trabalhos é por meio do sistema de coordenadas retangulares, que evita o uso de funções trigonométricas que pode, em função da aplicação, facilitar a resolução do problema (Quizhpi, 2014; Torres; Quintana, 1998; Yamaguti, 2019; Yamaguti *et al.*, 2019). No Quadro 4 apresenta-se um breve resumo das vantagens e desvantagens de modelar o problema de FPO utilizando os sistemas de coordenadas polar e retangular, onde B e B_{PQ} são, respectivamente, os conjuntos de todos os barramentos e dos barramentos com barras do tipo PQ (barras de demanda elétrica) do SEP.

Quadro 4 – Comparação entre os sistemas de coordenadas polar e retangular no modelo de FPO

Características	Polar	Retangular
Número de variáveis	$(B + B_{PQ} - 1)^*$	$(2B - 2)$
Restrições de v	Limites simples*	Inequações não-lineares
Fixar valores de v	Substituição por parâmetros*	Equações não-lineares
Natureza de (4)e(5)	Trigonométrica	Quadrática*
1ª derivada de (4)e(5)	Trigonométrica	Linear*
2ª derivada de (4)e(5)	Trigonométrica	Constante*

*: Característica favorável durante a análise do problema de FPO

Fonte: Adaptado de Frank e Rebennack (2016).

A função vetorial (3) é composta, tradicionalmente, por restrições de segurança e controle utilizadas para garantir a qualidade, continuidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores. No Quadro 5 apresentam-se as principais restrições de igualdade e desigualdade consideradas no modelo do problema de FPO clássico.

Quadro 5 – Principais restrições consideradas no problema de FPO

Restrição	Aplicação
Igualdade	Balanco de potência (4)e(5)
$g(u, x)(2)$	Estabilidade de tensão com limite de segurança
	Limites de geração de potências ativa e reativa
	Restrições de demanda
Desigualdade	Limite de transferência de potência entre os ramos do SEP
$h(u, x)(3)$	Limite dos dispositivos compensadores de potência reativa
	Limites dos taps dos transformadores
	Limites de magnitude de tensão

Fonte: Adaptado de Frank, Steponavice e Rebennack (2012b).

A principal fonte fornecedora de potência ativa ao sistema elétrico são os geradores síncronos, além de gerarem/consumirem potência reativa. Devido estas características e sua capacidade de responder rapidamente às perturbações operacionais da rede, os geradores síncronos são modelados de acordo com os objetivos do estudo de FPO com as restrições físicas do SEP (Kundur, 1993).

Em condições nominais, a tensão nos terminais do gerador síncrono permanece constante. Entretanto, caso o gerador opere em condição de subtensão, seu fornecimento de potência reativa poderá ultrapassar os limites de corrente de campo e/ou corrente de armadura (limites térmicos do gerador), impossibilitando que a tensão em seus terminais se mantenha constante. A melhor solução para essa condição operacional é o redespacho de potência reativa entre os demais geradores síncronos e/ou equipamentos de compensação de potência reativa de forma a

permitir as condições operacionais estáveis para todas as fontes geradoras de potências ativa e reativa (Kundur, 1993; Monticelli, 1983).

O limite térmico das LTs é uma restrição referente às características de projeto e operação da LT, definida pela sua capacidade de transmissão de potência aparente $S_{km} = |p_{km} + jq_{km}|$ [VA], sendo j o operador associado aos números complexos.

Os equipamentos compensadores de potência reativa capacitiva (bancos de capacitores) ou indutiva (bancos de reatores) são fontes estáticas e fornecem potência reativa utilizando módulos, que são chaveados de acordo com controle local ou centralizado; são equipamentos de controle lento e são extremamente importantes na operação do SEP para manter os limites de operação estáveis e de qualidade das magnitudes de tensão. Esses equipamentos podem ser associados de diversas formas. Os custos associados à operação e aquisição de bancos de reatores são superiores aos custos dos bancos de capacitores, devido à diferença de suas capacidades de fornecimento de potência reativa e dispositivos de controle/proteção.

Os transformadores com controle de *tap* são equipamentos eletromagnéticos utilizados na conversão de tensão de um determinado nível para outros níveis, com valores nominais preestabelecidos devido às suas características indutivas (Junior; Buck, 2003; Mamede Filho, 2017; Stott, 1971). Eles não são equipamentos para compensação de reativos, mas ajudam a controlar a magnitude de tensão nos barramentos do sistema. O comportamento da comutação dos *taps* do transformador apresenta um comportamento discreto, o que torna sua modelagem mais complexa. Alguns estudos de FPO abordam o comportamento discreto dos *taps* dos transformadores, inicialmente, de forma contínua e, após a obtenção da resolução do problema de FPO, arredondam-se os valores dos *taps* para os valores discretos mais próximos (Home-Ortiz; De Oliveira; Mantovani, 2021; Oliveira, 2020).

2.1.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE FPO CENTRALIZADO

Dado um SEP genérico constituído por B barras, R ramos, E barramentos com equipamentos de compensação de potência reativa, T ramos com transformadores com controle de *taps* instalados e G unidades geradoras, formula-se o problema de FPO, centralizado considerando o despacho ótimo de geração, segundo as equações (6)–(23), sendo c_2 , c_1 e c_0 os coeficientes dos custos de geração de energia das unidades geradoras; g^{sh} e b^{sh} são a susceptância e condutância *shunt*, respectivamente; α_{km} e φ_{km} representam a relação de transformação de tensão e o defasamento angular, respectivamente, introduzidos pelos transformadores com controle de *tap* e defasadores; τ_{km} é a regulação de transformação do

transformador com controle de *tap*; σ_k representa a injeção de potência reativa percentual fornecida pelos compensadores *shunts*.

$$\text{Min: } \Psi = \sum_{g \in G} \left(c_2^g (p^g)^2 + c_1^g p^g + c_0^g \right) \quad (6)$$

sujeito à:

$$\sum_{k=g} (p_k^g) - P_k^d - \sum_{km \in R} (p_{km} + p_{mk}) - g_k^{sh} v_k^2 = 0 \quad \forall k \in B \quad (7)$$

$$\sum_{k=g} (q_k^g) - Q_k^d - \sum_{km \in R} (q_{km} + q_{mk}) + \sigma_k (b_k^{sh} v_k^2) = 0 \quad \forall k \in B \quad (8)$$

$$p_{km} = (v_k \alpha_{km})^2 g_{km} - \alpha_{km} v_k v_m (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in R \quad (9)$$

$$p_{mk} = v_m^2 g_{km} - \alpha_{km} v_k v_m (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sem}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad \forall mk \in R \quad (10)$$

$$q_{km} = -(v_k \alpha_{km})^2 (b_{km} + b_k^{sh}/2) + \alpha_{km} v_k v_m (b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + \varphi_{km}) - g_{km} \text{sem}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in R \quad (11)$$

$$q_{mk} = -v_m^2 (b_{km} + b_k^{sh}/2) + \alpha_{km} v_k v_m (b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + g_{km} \text{sem}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad \forall mk \in R \quad (12)$$

$$\underline{P}^g \leq p^g \leq \bar{P}^g \quad \forall g \in G \quad (13)$$

$$\underline{Q}^g \leq q^g \leq \bar{Q}^g \quad \forall g \in G \quad (14)$$

$$p_{km}^2 + q_{km}^2 \leq \bar{S}_{km}^2 \quad \forall km \in R \quad (15)$$

$$p_{mk}^2 + q_{mk}^2 \leq \bar{S}_{km}^2 \quad \forall mk \in R \quad (16)$$

$$\underline{V}_k \leq v_k \leq \bar{V}_k \quad \forall k \in B \quad (17)$$

$$-\pi/2 \leq \theta_k \leq \pi/2 \quad \forall k \in B \quad (18)$$

$$-\pi/4 \leq \theta_{km} \leq \pi/4 \quad \forall km \in R \quad (19)$$

$$\alpha_{km} = 1 + \tau_{km} (n_{km}^{tap} / 2 \bar{n}_{km}^{tap}) \quad \forall km \in T \quad (20)$$

$$\sigma_k = n_k^{sh} / \bar{n}_k^{sh} \quad \forall k \in E \quad (21)$$

$$-\bar{n}_{km}^{tap} \leq n_{km}^{tap} \leq \bar{n}_{km}^{tap} \quad \forall km \in T \quad (22)$$

$$0 \leq n_k^{sh} \leq \bar{n}_k^{sh} \quad \forall k \in E \quad (23)$$

Na FO (6) minimiza-se o custo de geração de energia das unidades geradoras, modelada como uma função quadrática. As equações (7) e (8) são os balanços de potências ativa e reativa, respectivamente, nos barramentos do sistema. As expressões (9)–(12) representam os fluxos de potências ativa e reativa, respectivamente, nas LTs. As restrições (13) e (14) são os limites de

geração de potências ativa e reativa, respectivamente, em cada unidade geradora do SEP. As restrições (15) e (16) apresentam os limites de transferência de potência (limites térmicos) nos ramos do sistema. A restrição (17) estabelece a faixa operacional da magnitude de tensão nodal da rede, enquanto que as restrições (18) e (19) definem os limites angulares de tensão no barramento e entre os ramos do SEP, respectivamente. A equação (20) apresenta a relação de transformação de tensão nos transformadores com controle de *tap*, onde a variável n_{km}^{tap} é inteira. A equação (21) representa a injeção de potência reativa fornecida pelos compensadores *shunt* instalados nos barramentos da rede, onde n_k^{sh} é uma variável inteira. Por fim, as restrições (22) e (23) representam os limites das variáveis de controle dos *taps* dos transformadores e chaveamento dos compensadores *shunts*, respectivamente.

2.2 O Problema de FPO Considerando Restrições Operacionais Reais

Conforme discutido anteriormente, o problema de FPO apresenta elevada complexidade computacional e dificuldade em determinar soluções ótimas para sistemas elétricos reais de grande porte devido sua não-linearidade e não-convexidade, apresentando grande quantidade de soluções ótimas locais. Dessa forma, diversas restrições reais são ignoradas, ou simplificadas, durante a modelagem do problema, principalmente as restrições relacionadas com a operação do SEP.

Dentre as principais restrições práticas analisadas e apresentadas na literatura, destacam-se a consideração das ZOP e o efeito do PCV das unidades de geração de energia (Pourakbari-Kasmaei *et al.*, 2019).

2.2.1 MODELO DO PROBLEMA DE FPO COM ZOP E O EFEITO DO PCV

A restrição prática da ZOP resulta de uma limitação técnica que impede a operação de certos tipos de unidades geradoras em faixas específicas de fornecimento de potência. Quando uma unidade geradora opera dentro de tais faixas operacionais, verifica-se um aumento substancial nas vibrações do eixo do mancal em máquinas termoelétricas, assim como um aumento no fenômeno de cavitação em turbinas hidroelétricas, causando danos significativos e, eventualmente, tornando as máquinas elétricas inutilizáveis ao longo prazo.

Devido a essa limitação técnica, os geradores com restrições operacionais são modelados com a redução de suas faixas de fornecimento de energia, aumentando, assim, a complexidade na resolução do problema de FPO.

Os primeiros estudos que analisaram os impactos das restrições de ZOP, estão relacionados com o problema de DE (Fan; Mcdonald, 1994; Lee; Breipohl, 1993). Contudo, rapidamente diversos estudos passaram a considerar as restrições de ZOP no problema de FPO.

Niknam, Narimani e Azizipanah-Abarghooee (2012) modelam o problema de FPO considerando ZOP e utilizam a combinação do algoritmo do salto de sapo aleatório com SA para a resolução do problema, mas considerando testes com a implementação computacional da metodologia proposta em SEP de pequeno porte.

Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2019) apresenta um modelo de PNLIM eficiente para a resolução do problema de FPO considerando ZOP e o efeito de PCV e múltiplos combustíveis nas unidades geradoras à combustão. Esse trabalho destaca-se devido a eficiente modelagem desenvolvida para lidar com as ZOP das unidades geradoras, considerar múltiplas restrições operacionais práticas na resolução do problema de FPO e apresentar testes da implementação computacional do método proposto para SEP de médio/grande porte.

O comportamento das zonas operacionais das unidades de geração é representado matematicamente por meio de variáveis binárias definidas em um conjunto de zonas operacionais (ZOs) das unidades geradoras, conforme apresentado em (24)–(26).

$$\min: \Psi^{ZOP} = \sum_{g \in G} \sum_{z \in ZO} \left(c_2^g (p^g)^2 + c_1^g p^g + c_0 \right) o_{g,z} \quad (24)$$

$$\underline{p}_z^g o_{g,z} \leq p^g \leq \bar{p}_z^g o_{g,z} \quad g \in G; z \in ZO \quad (25)$$

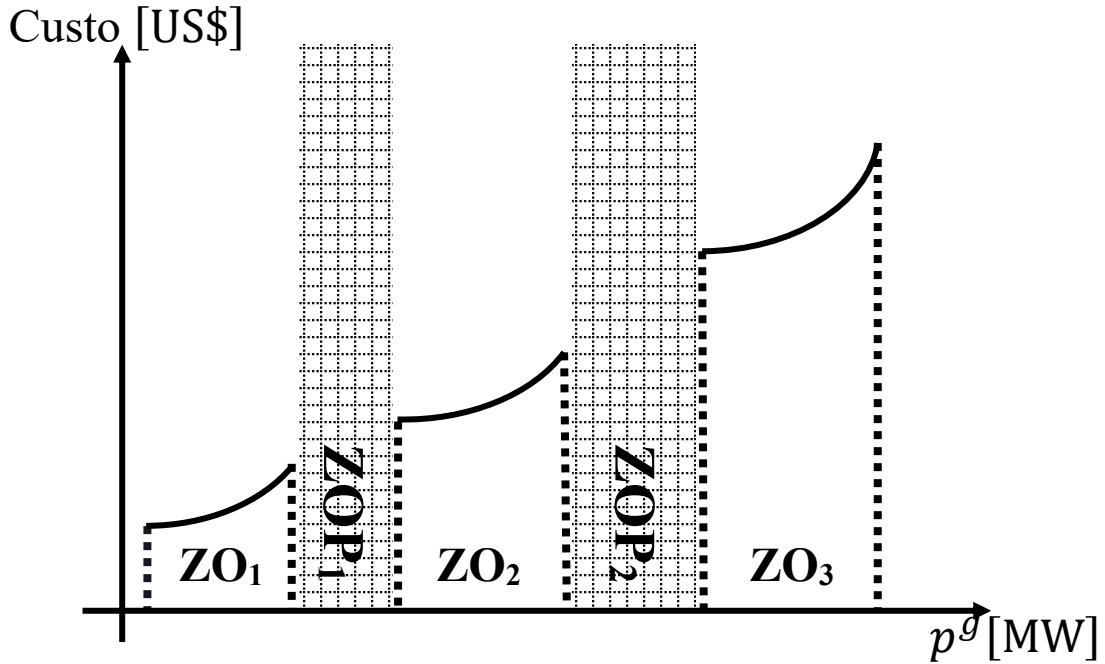
$$\sum_{z \in ZO} o_{g,z} = 1 \quad g \in G; \quad (26)$$

A FO (24) transcreve a FO (6) considerando a presença de ZOP por meio da variável binária $o_{k,z}$ em uma determinada faixa operacional ($z \in ZO$) para cada unidade geradora ($g \in G$). A restrição (25) é obtida a partir da introdução das ZOP das unidades geradoras na restrição (13), onde $\underline{p}_z^g$ e $\bar{p}_z^g$ representam os limites inferior e superior, respectivamente, de cada faixa operacional de cada unidade geradora.

Por fim, o somatório apresentado na equação (26) garante que apenas uma faixa operacional seja selecionada dentro do conjunto de ZO não proibida definida para cada unidade geradora. Na Figura 6 é ilustrado o comportamento da restrição de ZOP durante a operação do problema de FPO.

O efeito do PCV, por outro lado, normalmente é representado por meio de restrições lógicas na modelagem do problema de FPO, o que aumenta consideravelmente o seu nível de não-convexidade e não-linearidade (Decker; Brooks, 2013).

Figura 6 – Curvas de fornecimento de energia considerando a restrição de ZOP



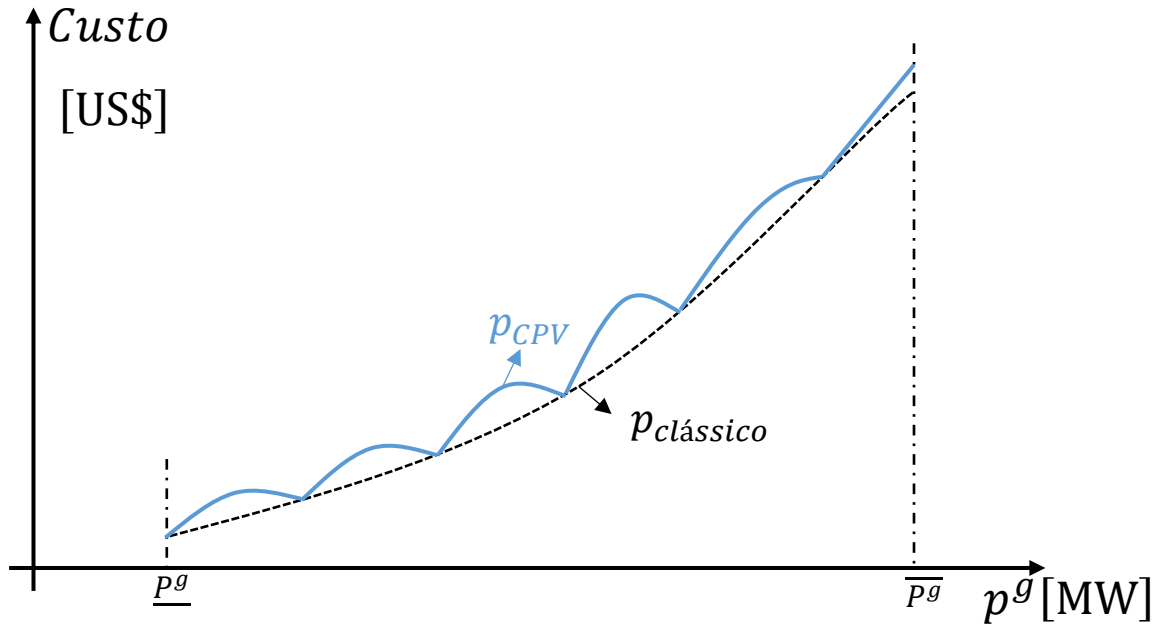
Fonte: Próprio Autor.

A introdução do efeito do PCV acrescenta ondulações no comportamento da curva de fornecimento de energia das unidades geradoras, conforme ilustrado na Figura 7. O comportamento do efeito do PCV é modelado por meio de um termo senoidal retificado, o qual é apresentado em (27), sendo e_{PCV} e f_{PCV} os coeficientes dos efeitos de PCV da unidade geradora.

$$\min: \Psi^{CPV} = \sum_{g \in G} \left(c_2^g (p^g)^2 + c_1^g p^g + c_0^g + |e_{PCV}^g \text{sen}(f_{PCV}^g [\underline{p}^g - p^g])| \right) \quad (27)$$

A consideração de ambas as restrições operacionais práticas impacta significativamente no espaço de soluções factíveis do problema de FPO, já que, além de tornar o problema mais proibitivo (restrição de ZOP), provoca oscilações no comportamento da curva dos custos de geração (restrição do efeito do PCV) para cada unidade geradora.

Figura 7 – Curvas de geração com (linha contínua) e sem (linha tracejada) PCV



Fonte: Adaptado de Pourakbari-Kasmaei et al. (2019).

$$\min: \Psi_{cent}^{R.O.P} = \sum_{g \in G} \sum_{z \in Z_o} \left(c_2^g (p^g)^2 + c_1^g p^g + c_0^g + |e_{PCV}^g \sin(f_{PCV}^g [\underline{p_z^g} - p^g])| \right) o_{g,z} \quad (28)$$

sujeito à:

(7)–(12); (14)–(23);
(25), (26)

Restrições operacionais e de controle de tensão
Restrições ZOP

2.3 O Problema de FPO Descentralizado

Os primeiros estudos que abordaram o problema de FPO descentralizado, conforme discutido anteriormente, utilizaram um modelo DC da rede de energia devido as limitações computacionais e matemáticas para considerar o modelo AC. Posteriormente, desenvolveram-se diversos métodos especializados para a resolução do problema de formas descentralizadas com eficiência, como o método dos fluxos de potências fictícias, ADMM, entre outros (Granada et al., 2012; Lin; Wu; Shahidehpour, 2020; Murzakhanov; Malakhov; Gryazina, 2019; Sun; Phan; Ghosh, 2013; Xavier; Qiu; Dey, 2020; Zhu et al., 2022).

Um SEP real, normalmente, é constituído de regiões/áreas interconectadas e coordenadas por seus respectivos OR, os quais devem respeitar os comandos do OC do SEP. Os modelos matemáticos que descrevem o SEP descentralizado devem ser restritos ao problema de FPO de cada área de cada OR, as quais são resolvidas de forma independente das demais áreas e fornecem informações apenas para o OC. Dessa forma, considerando apenas a

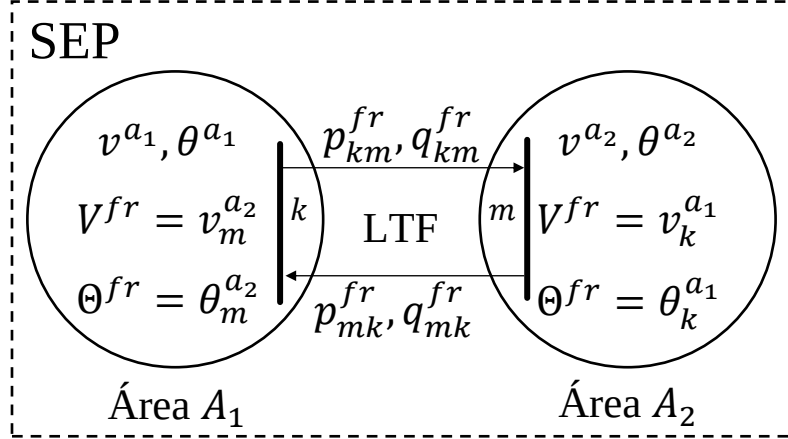
intercomunicação entre os ORs e o OC da rede, preservam-se tanto a segurança das informações das áreas de operação, quanto a eficiência na coordenação do SEP.

2.3.1 MÉTODO DOS FLUXOS FICTÍCIOS

No método dos fluxos fictícios duplicam-se as variáveis que representam os fluxos de potências ativa e reativa (variáveis de fronteira – fr) nas LTFs, entre duas áreas operacionais adjacentes, **sem** que haja transformadores com controle de *taps* instalados nessas linhas. Para que o problema de FPO descentralizado seja equivalente ao problema centralizado, devem-se introduzir as restrições de fronteira para cada LTF, onde a diferença entre os valores das variáveis de fronteira entre cada área adjacente deve ser nula (ou muito próxima de zero) (Biskas; Bakirtzis, 2006; Granada E. *et al.*, 2010; Granada Echeverri, 2011).

Na Figura 8 ilustra-se o método dos fluxos fictícios, considerando duas áreas adjacentes coordenadas por diferentes ORs ($A_1 \subset B; A_2 \subset B; A_1 \neq A_2; a_1 \in A_1; a_2 \in A_2$) e conectadas por uma LTF ($\forall km \in AB, k \in a_1; m \in a_2$).

Figura 8 –Método dos fluxos fictícios para o problema de FPO descentralizado



Fonte: Próprio Autor.

Para as áreas A_1 e A_2 definem-se quatro variáveis de fluxos de potência entre as LTF ($p_{km}^{fr}, p_{mk}^{fr}, q_{km}^{fr}$ e q_{mk}^{fr}), conforme apresentado nas restrições adicionais de fluxo de potência (29)–(33), onde os parâmetros V^{fr} e Θ^{fr} representam os valores fixos da magnitude e ângulo de tensão, pertencentes às áreas adjacentes e coordenadas por outro OR do sistema descentralizado. Ou seja, dentro do conjunto de ramos de fronteira, os parâmetros de magnitude e ângulo de tensão para a área A_1 são definidos como $V^{fr} = v_m^{a_2}$ e $\Theta^{fr} = \theta_m^{a_2}$, enquanto que para a área A_2 , $V^{fr} = v_k^{a_1}$ e $\Theta^{fr} = \theta_k^{a_1}$ (Granada Echeverri, 2011). Para fins de simplificação,

neste estudo adota-se que nas LTFs o barramento k pertence à área/empresa sob análise, enquanto que o barramento m é coordenado por outro OR.

As perdas de potência entre as LTF devem ser calculadas explicitamente (Andersson; Álvarez Bel; Cañizares, 2017; Monticelli, 1983) para garantir que os fluxos fictícios realmente estejam satisfazendo as condições de operação semelhante ao modelo centralizado.

$$p_{km}^{fr} = v_k^2 g_{km} - v_k V^{fr} (g_{km} \cos(\theta_k - \Theta^{fr} + \varphi_{km}) + b_{km} \sin(\theta_k - \Theta^{fr} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in AB \quad (29)$$

$$p_{mk}^{fr} = (V^{fr})^2 g_{km} - v_k V^{fr} (g_{km} \cos(\theta_k - \Theta^{fr} + \varphi_{km}) - b_{km} \sin(\theta_k - \Theta^{fr} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in AB \quad (30)$$

$$q_{km}^{fr} = -v_k^2 (b_{km} + b_k^{sh}/2) + v_k V^{fr} (b_{km} \cos(\theta_k - \Theta^{fr} + \varphi_{km}) - g_{km} \sin(\theta_k - \Theta^{fr} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in AB \quad (31)$$

$$q_{mk}^{fr} = -(V^{fr})^2 (b_{km} + b_k^{sh}/2) + v_k V^{fr} (b_{km} \cos(\theta_k - \Theta^{fr} + \varphi_{km}) + g_{km} \sin(\theta_k - \Theta^{fr} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in AB \quad (32)$$

$$(p_{km}^{fr})^2 + (q_{km}^{fr})^2 \leq \bar{S}_{km}^2 \quad \forall km \in AB \quad (33)$$

2.3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE FPO DESCENTRALIZADO PELO MÉTODO DE FLUXOS FICTÍCIOS

O problema de FPO considerando que o SEP é gerenciado pelo OC, que coordena todos os OR de cada área na solução de seus respectivos problemas de FPO de forma independente, é formulado em (34)–(37) juntamente com os conjuntos de restrições (9)–(23), (29)–(35), sendo ρ^p e ρ^q os fatores de penalização das variáveis auxiliares nodais consideradas nas equações de balanço de potência nodais.

A nova FO (34) minimiza o custo de geração de energia elétrica e das variáveis auxiliares nodais de folga e excesso, as quais têm a função de tornar as equações de balanço de potência *hards* (difíceis de garantir a factibilidade) em *softs* (restrições com maior facilidade de se determinar soluções factíveis), conforme apresentado em (36) e (37). A restrição (35) estabelece que as variáveis auxiliares de folga e excesso, utilizadas na solução do modelo descentralizado, devem ser obrigatoriamente maiores ou iguais a zero.

$$\min: \Psi_{desc} = \sum_{g \in G} \left(c_2^g (p^g)^2 + c_1^g p^g + c_0^g \right) + \sum_{k \in B} [p_k^+ \rho^p + (q_k^+ - q_k^-) \rho^q] \quad (34)$$

sujeito a:

$$p_k^+, q_k^+, q_k^- \geq 0; \quad \forall k \in B \quad (35)$$

$$\sum_{k=g}^{g \in G} (p_k^g) - P_k^d - \sum_{km \in (R-AB)} (p_{km} + p_{mk}) - \sum_{km \in AB} (p_{km}^{fr} + p_{mk}^{fr}) - g_k^{sh} v_k^2 + p_k^+ = 0 \quad \forall k \in B \quad (36)$$

$$\sum_{k=g}^{g \in G} (q_k^g) - Q_k^d - \sum_{km \in (R-AB)} (q_{km} + q_{mk}) - \sum_{km \in AB} (q_{km}^{fr} + q_{mk}^{fr}) + \sigma_k (b_k^{sh} v_k^2) + q_k^+ - q_k^- = 0 \quad \forall k \in B \quad (37)$$

(9)–(23);

Restrições gerais em cada OR

(29)–(33);

Restrições dos fluxos de potências nas LTFs

No entanto, é importante ressaltar que essa estratégia não proporciona garantia de que a solução obtida seja operacionalmente factível. Para superar essa dificuldade, é necessário assegurar que os valores das variáveis auxiliares sejam mantidos abaixo de uma tolerância preestabelecida (ε), para garantir a obtenção de pontos operacionais que sejam factíveis e estejam em conformidade com as condições físicas reais de operação.

As demais restrições apresentadas no modelo matemático são as mesmas do problema de FPO centralizado, juntamente com as restrições de fronteira introduzidas pelo método de fluxos fictícios usado na resolução do problema de FPO descentralizado

Durante a resolução do problema de FPO descentralizado, o OC deve coordenar todos os ORs do SEP de forma simultânea e ordenada, para garantir o fornecimento de energia a todos os consumidores. Dessa forma, a resolução do problema necessita de várias iterações para que se verifique a factibilidade e segurança da solução obtida pelo método desenvolvido.

Durante as iterações do processo de resolução alguns critérios de parada são analisados para garantir a finalização da execução computacional do problema de FPO descentralizado. Neste estudo, são definidos os seguintes critérios de parada:

- Número máximo de iterações ($iter^{MAX}$);
- Verificar os valores das variáveis auxiliares p^+ (38), q^+ e q^- (39) nodais, os quais devem ser inferiores a uma tolerância (ε^p e ε^q) preestabelecida;
- Verificar se os valores dos desvios dos fluxos de potências nas LTF, durante duas iterações sucessivas, estejam abaixo de uma determinada tolerância previamente especificada (ε^{pq}) (40) e (41), considerando as perdas de potência nos ramos de fronteira (42) e (43).

$$p_k^+ \leq \varepsilon^p \quad k \in B \quad (38)$$

$$q_k^+, q_k^- \leq \varepsilon^q \quad k \in B \quad (39)$$

$$\Delta p_{km}^{fr} = |p_{km}^{fr} + p_{mk}^{fr} - p_{kmPERDA}^{fr}| \leq \varepsilon^{pq} \quad \forall km \in AB \quad (40)$$

$$\Delta q_{km}^{fr} = |q_{km}^{fr} + q_{mk}^{fr} - q_{kmPERDA}^{fr}| \leq \varepsilon^{pq} \quad \forall km \in AB \quad (41)$$

$$p_{kmPERDA}^{fr} = g_{km} \left(v_k^2 + (V^{fr})^2 - 2(v_k V^{fr} \cos(\theta_k - \Theta^{fr} + \varphi_{km})) \right) \quad \forall km \in AB \quad (42)$$

$$q_{kmPERDA}^{fr} = -(b_k^{sh}/2) \left(v_k^2 + (V^{fr})^2 \right) - b_{km} \left(v_k^2 + (V^{fr})^2 - 2(v_k V^{fr} \cos(\theta_k - \Theta^{fr} + \varphi_{km})) \right) \quad \forall km \in AB \quad (43)$$

O processo iterativo de resolução do problema de FPO descentralizado é executado da seguinte forma:

i. Inicialmente especifica-se que as variáveis de fronteira sejam iguais a $V^{fr} = 1,0$ [p.u] e $\Theta^{fr} = 0,0$ [rad];

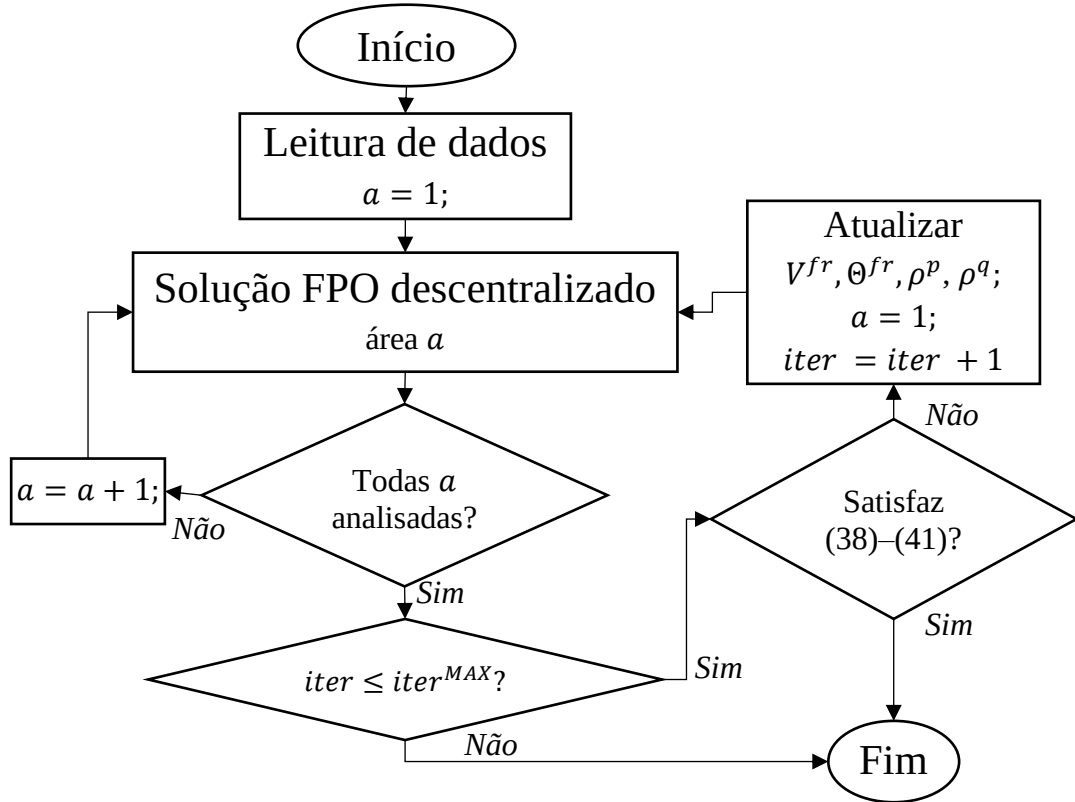
ii. O problema de FPO descentralizado é resolvido (método clássico ou método *matheurístico*);

iii. Os critérios de paradas utilizados no processo iterativo são verificados. Caso todos os critérios de parada sejam satisfeitos, o processo iterativo é finalizado. Caso contrário, os valores dos fatores de penalidade ρ^p e ρ^q são incrementados, os parâmetros V^{fr} e Θ^{fr} são atualizados e o processo iterativo retorna para o passo ii.

Na Figura 9 é apresentado o diagrama de blocos do algoritmo de convergência da resolução do problema de FPO descentralizado descrito anteriormente (Biskas; Bakirtzis, 2006; Granada E. *et al.*, 2010; Granada *et al.*, 2012).

Dentre as principais dificuldades encontradas durante o desenvolvimento da implementação computacional do modelo matemático para o problema de FPO descentralizado, a definição dos valores dos fatores de penalização das gerações fictícias é um dos mais desafiadores, visto que, para valores de penalização muito pequenos, a convergência do método de solução necessita de mais iterações para determinar a solução ótima, podendo oscilar em torno do ponto operacional ótimo. Contudo, caso os valores de penalização sejam muito elevados, constata-se que o método de solução não é capaz de obter pontos operacionais factíveis, mesmo considerando as variáveis auxiliares de potência ativa e reativa nodais.

Figura 9 – Diagrama de blocos da solução do problema de FPO descentralizado



Fonte: Adaptado de Yamaguti *et al.* (2022).

Para um sistema elétrico descentralizado com LTF e considerando as restrições operacionais práticas (ZOP e o efeito de PCV), formula-se o problema de FPO descentralizado de acordo com (9)–(23), (29)–(33), (35)–(37) e (44).

$$\begin{aligned} \text{Min: } \Psi_{desc}^{R.O.P} = & \sum_{g \in G} \sum_{z \in Zo} \left(c_2^g (p^g)^2 + c_1^g p^g + c_0^g + |e_{PCV}^g \text{nos}(f_{PCV}^g [P_z^g - p^g])| \right) o_{g,z} \\ & + \sum_{k \in B} [p_k^+ \rho^p + (q_k^+ - q_k^-) \rho^q] \end{aligned} \quad (44)$$

sujeito à:

(9)–(23);	Restrições operacionais e de controle gerais de cada OR
(25), (26);	Restrições ZOP de cada OR
(29)–(33);	Restrições dos fluxos de potências nas LTF
(35);	Variáveis auxiliares de folga e excesso positivas
(36), (37);	Eq. De balanços de potências descentralizados

Outro elemento importante na análise do método de resolução do problema de FPO descentralizado consiste na definição das LTF entre as áreas/zonas dos Ors que compõem o SEP (Yamaguti *et al.*, 2022).

Durante a resolução do problema de FPO descentralizado, alguns aspectos práticos relevantes devem ser destacados, como:

- Inicialmente o problema de FPO descentralizado é implementado de forma sequencial, ou seja, soluciona-se uma área/empresa de cada vez, impactando diretamente no tempo computacional consumido durante a resolução do problema;
- Posteriormente é definida uma estratégia de implementação paralela dedicada ao problema de FPO descentralizado, buscando superar as desvantagens observadas na resolução sequencial do problema.

3 ALGORITMO *MATHEURISTICO* NA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FPO DESCENTRALIZADO SEQUENCIAL

Neste Capítulo é apresentada e discutida a estratégia para a solução do problema de FPO descentralizada e considerando restrições operacionais práticas por meio de um algoritmo *matheurístico*. Para isso, conceitos básicos de otimização para os métodos de resolução clássico e heurístico são apresentados.

3.1 Método de Otimização Clássica

Os métodos de otimização clássicas/tradicionais são baseados em modelos matemáticos que representam o comportamento de um problema físico do mundo real da forma mais realista possível. Consequentemente, os métodos clássicos de solução apresentam duas principais desvantagens:

- **Solução ótima local ou global:** Conforme apresentado no Capítulo 1, o problema de FPO é altamente não-convexo e não-linear, dessa forma, não é possível garantir que a solução ótima determinada por técnicas de otimização clássicas seja global. Nos métodos de solução por otimização clássica, desenvolvem-se modelos matemáticos convexos a partir do problema original de FPO e, a partir da aplicação das condições de KKT, verifica-se a otimalidade da solução ótima obtida. Este é um dos problemas mais antigos em relação à análise do problema de FPO (Frank; Steponavice; Rebennack, 2012b; Papalexopoulos; Imparato; Wu, 1989), em que a técnica de convexificação utilizada determina a qualidade da solução ótima obtida;

- **Solvers:** Normalmente, os métodos de resolução matemáticos enfrentam obstáculos consideráveis quando se deparam com problemas de otimização caracterizados por um grande número de variáveis discretas e/ou inteiras, como observado durante a análise de problemas de FPO em SEP de médio/grande porte. Portanto, essa complexidade limita a eficácia dos métodos tradicionais de otimização na solução de problemas de FPO (Byrd; Nocedal; Waltz, 2006; Nickel *et al.*, 2021).

Por consequência, os métodos de resolução heurístico ganharam destaque em relação aos métodos clássicos devido sua elevada capacidade de contornar o problema de encontrar soluções ótimas locais e elevada análise do espaço de soluções e não necessitar de um modelo matemático formal em todos os casos de estudo (Glover; Kochenberger, 2003).

3.2 Método de Solução *Matheurístico*

Conforme apresentado no Capítulo 1, o método *matheurístico* é composto pelos métodos de otimização clássico e heurístico com o objetivo de transpor as principais dificuldades que ambos os métodos possuem. Dessa forma, deve-se considerar que um método de solução heurístico genérico desenvolvido por meta-heurística baseada em critério de vizinhanças devem seguir as seguintes etapas (Glover; Kochenberger, 2003): codificação; qualificação/classificação; validação; regras; e vizinhança.

O algoritmo VND tem como filosofia explorar, de forma gradual, o espaço de soluções e intensificar a busca em torno da solução *incumbente* caso uma modificação melhore a qualidade da solução (Hansen *et al.*, 2017; Mladenović; Hansen, 1997), por meio das seguintes regras:

- **Regra 1:** Um ótimo local com relação a uma estrutura de vizinhança não é necessariamente o mesmo ótimo local para outra estrutura de vizinhança;
- **Regra 2:** Um ótimo global é um mínimo local em relação à todas as possíveis estruturas de vizinhança;
- **Regra 3:** Para muitos problemas, ótimos locais com relação a uma ou várias estruturas de vizinhança são relativamente próximos uns dos outros.

A **Regra 3**, que é desenvolvida baseando-se em observações e experiência em casos de estudo (empírica), implica que um ótimo local, geralmente fornece informação valiosa sobre o ótimo global. Porém, geralmente, não se sabe quais variáveis permitem a localização do ótimo global.

Uma das principais vantagens do algoritmo VND em relação aos demais métodos heurísticos é sua simplicidade de implementar e requer poucos (ou nenhum) parâmetros adicionais na solução de problemas de otimização. Dessa forma, o algoritmo VND é capaz de localizar soluções ótimas de qualidade e informar a trajetória dentro do espaço de soluções até sua determinação.

Neste trabalho propõe-se um algoritmo heurístico baseado na filosofia da meta-heurística VND para determinar usando técnica de otimização clássica as vizinhanças das variáveis inteiras do modelo de FPO até obter a solução ótima do problema de FPO descentralizado considerando as restrições físicas e operacionais prática do modelo. A primeira etapa da implementação do algoritmo VND consiste na inicialização do método de solução definindo-se estruturas de vizinhanças consistentes, enquanto na segunda etapa efetua-se a busca sistemática entre as estruturas de vizinhanças definidas na etapa anterior.

Dessa forma, caso o algoritmo VND não localize uma solução com melhor qualidade em relação à solução incumbente durante a análise da primeira estrutura de vizinhança, uma nova vizinhança é analisada até que uma nova solução com melhor qualidade em relação à solução incumbente seja determinada e reiniciando a análise das estruturas de vizinhanças.

Caso nenhuma estrutura de vizinhança forneça uma solução de melhor qualidade em relação à solução incumbente, o processo de resolução é finalizado e a solução incumbente obtida é definida como solução final obtida pela execução do algoritmo VND.

Ao aplicar o algoritmo VND na resolução de problemas complexos, algumas questões devem ser analisadas, como: i) O nível de dificuldade e a ordem que as regras de cada estrutura de vizinhança impactam diretamente no processo de resolução do problema; ii) A análise da exploração do espaço de soluções e precisão de cada estrutura de vizinhança também são fatores relevantes na implementação do algoritmo VND.

Baseando-se nessas considerações, neste trabalho desenvolvem-se três restrições que representam estruturas de vizinhanças para a análise das variáveis inteiras (n^{tap} e n^{sh}) que são adicionadas no modelo de PNLIM do problema de FPO (Home-Ortiz; De Oliveira; Mantovani, 2021; Oliveira, 2020).

3.2.1 ESTRUTURA DE VIZINHANÇA N1: MODIFICAÇÃO SIMULTÂNEA DOS TAPS DOS TRANSFORMADORES E DOS DISPOSITIVOS COMPENSADORES DE POTÊNCIA REATIVA (CAPACITOR/REATOR)

Conforme definido na estruturação do algoritmo VND, na vizinhança N_1 parte-se de uma solução factível do problema de FPO considerando todas as variáveis contínuas (problema de FPO relaxado) e são introduzidas duas novas restrições auxiliares de vizinhança (45) e (46) no modelo do problema de FPO, onde k^{tap} e k^{sh} são as constantes de taps adotadas nas restrições auxiliares de vizinhança para os transformadores e os equipamentos compensadores de potência reativa, respectivamente.

$$n_{km}^{*tap} - k^{tap} \leq n_{km}^{tap} \leq n_{km}^{*tap} + k^{tap} \quad \forall km \in T \quad (45)$$

$$n_k^{*sh} - k^{sh} \leq n_k^{sh} \leq n_k^{*sh} + k^{sh} \quad \forall k \in E \quad (46)$$

No final do processo de busca determinam-se as posições incumbentes dos taps dos transformadores (n^{*tap}) e dos dispositivos compensadores de potência reativa (n^{*sh}) instalados na rede.

A aplicação da estrutura de vizinhança N_1 no problema de FPO é descrita no Algoritmo 1.

Algoritmo 1 – Estrutura de vizinhança N_1

- i) Definir n^{*tap} e n^{*sh} a partir da solução do problema FPO relaxado;
 - ii) Relaxar as restrições referente aos *taps* dos transformadores de tensão e compensadores de potência reativa (20)–(23) instalados no SEP;
 - iii) Introduzir as restrições auxiliares da vizinhança N_1 ao problema de FPO relaxado;
 - iv) Solucionar o problema de FPO relaxado considerando (45) e (46) e arredondar os novos valores das variáveis inteiras n_{km}^{tap} e n_k^{sh} obtidos ao final do processo;
 - v) Retirar as restrições auxiliares da vizinhança N_1 ;
 - vi) Caso a qualidade da FO obtida seja melhor que a FO incumbente: define-se a nova FO como incumbente, atualiza-se os valores das variáveis inteiras como incumbente (n^{*tap} e n^{*sh}) e repete-se as etapas (ii)–(v);
 - vii) Caso a qualidade da FO obtida **não** seja melhor que a FO incumbente, finaliza-se o processo de busca na vizinhança N_1 e inicia-se a análise da estrutura de vizinhança seguinte. Caso todas as vizinhanças tenham sido verificadas, finaliza-se o Algoritmo.
-

Fonte: Adaptado de Oliveira (2020).

3.2.2 ESTRUTURA DE VIZINHANÇA N_2 : AUMENTO DA POSIÇÃO DOS TAPS DE APENAS UM TRANSFORMADOR E UM DISPOSITIVO COMPENSADOR DE POTÊNCIA REATIVA POR VEZ

Semelhante à estrutura de vizinhança N_1 , a vizinhança N_2 parte de uma solução factível do problema de FPO relaxado e adicionam-se novas restrições auxiliares de vizinhança (47)–(50) que incrementam os *taps* de um único transformador e um único dispositivo compensador de potência reativa em cada iteração do processo de busca de vizinhança.

$$n_{km}^{*tap} \leq n_{km}^{tap} \leq n_{km}^{*tap} + k^{tap} \quad \forall km \in T \quad (47)$$

$$\sum_{km \in T} n_{km}^{*tap} \leq \sum_{km \in T} n_{km}^{tap} \leq \sum_{km \in T} (n_{km}^{*tap} + k^{tap}) \quad (48)$$

$$n_k^{*sh} \leq n_k^{sh} \leq n_k^{*sh} + k^{sh} \quad \forall k \in E \quad (49)$$

$$\sum_{k \in E} n_k^{*sh} \leq \sum_{k \in E} n_k^{sh} \leq \sum_{k \in E} (n_k^{*sh} + k^{sh}) \quad (50)$$

As restrições (48) e (50) garantem que apenas o *tap* de um único transformador e compensador de potência reativa seja modificado em cada análise da estrutura de vizinhança N_2 .

O processo de execução da estrutura de vizinhança N_2 no problema de FPO é descrito no Algoritmo 2. Diferente da primeira estrutura de vizinhança, a estrutura N_2 retorna para a N_1 caso a solução obtida apresente melhor qualidade em relação à solução incumbente.

Algoritmo 2 – Estrutura de vizinhança N_2

- i) Definir n^{*tap} e n^{*sh} a partir da solução do problema FPO relaxado;
 - ii) Relaxar as restrições referente aos *taps* dos transformadores de tensão e compensadores de potência reativa (20)–(23) instalados no SEP;
 - iii) Introduzir as restrições auxiliares da vizinhança N_2 ao problema de FPO relaxado;
 - iv) Solucionar o problema de FPO relaxado considerando (47)–(50) e arredondar os novos valores das variáveis inteiras n_{km}^{tap} e n_k^{sh} obtidos ao final do processo;
 - v) Retirar as restrições auxiliares da vizinhança N_2 ;
 - vi) Caso a qualidade da FO obtida seja melhor que a FO incumbente: define-se a nova FO como incumbente, atualiza-se os valores das variáveis inteiras como incumbente (n^{*tap} e n^{*sh}) e retorna-se para a estrutura de vizinhança N_1 ;
 - vii) Caso a qualidade da FO obtida **não** seja melhor que a FO incumbente, finaliza-se o processo de busca na vizinhança N_2 e inicia-se a análise da estrutura de vizinhança seguinte. Caso todas as vizinhanças tenham sido verificadas, finaliza-se o Algoritmo.
-

Fonte: Adaptado de Oliveira (2020).

3.2.3 ESTRUTURA DE VIZINHANÇA N_3 : REDUÇÃO DA POSIÇÃO DOS TAPS DE APENAS UM TRANSFORMADOR E UM DISPOSITIVO COMPENSADOR DE POTÊNCIA REATIVA POR VEZ

A estrutura de vizinhança N_3 apresenta a lógica de desenvolvimento dual à apresentada em N_2 . Ou seja, partindo de uma solução factível do problema de FPO relaxado, acrescentam-se novas restrições auxiliares de vizinhança (51)–(54) buscando reduzir o posicionamento dos *taps* de um único transformador e um único compensador de potência reativa para cada análise dessa vizinhança.

$$n_{km}^{*tap} - k^{tap} \leq n_{km}^{tap} \leq n_{km}^{*tap} \quad \forall km \in T \quad (51)$$

$$\sum_{km \in T} (n_{km}^{*tap} - k^{tap}) \leq \sum_{km \in T} n_{km}^{tap} \leq \sum_{km \in T} n_{km}^{*tap} \quad (52)$$

$$n_k^{*sh} - k^{sh} \leq n_k^{sh} \leq n_k^{*sh} \quad \forall k \in E \quad (53)$$

$$\sum_{k \in E} (n_k^{*sh} - k^{sh}) \leq \sum_{k \in E} n_k^{sh} \leq \sum_{k \in E} n_k^{*sh} \quad (54)$$

A implementação computacional da estrutura de vizinhança N_3 para o problema de FPO diferencia-se do Algoritmo 2 devido a consideração das restrição (51)–(54) e a finalização do

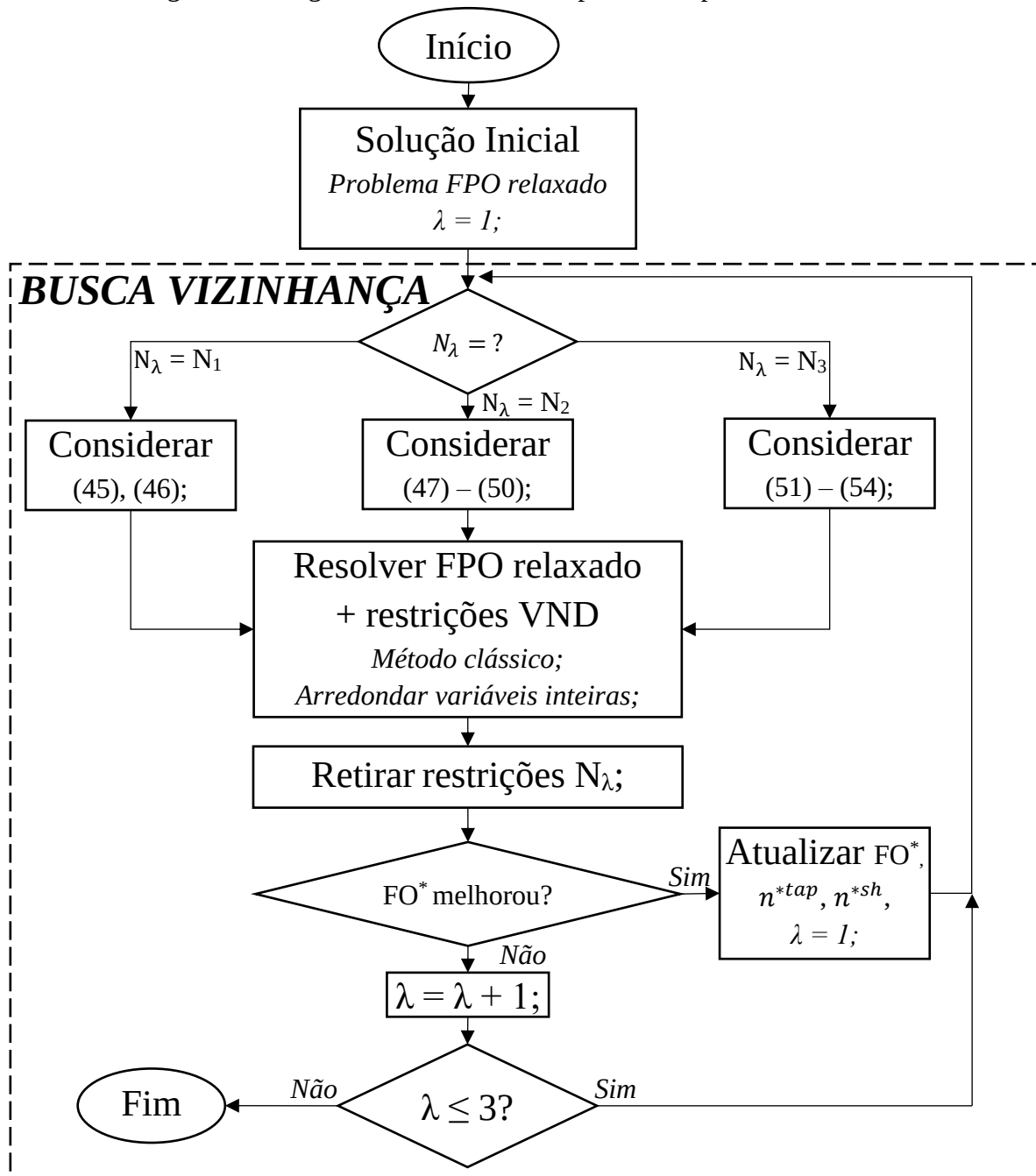
processo de resolução do problema de FPO descentralizado sequencial na etapa v , já que todas as vizinhanças foram exploradas.

3.3 Diagrama de Blocos do Algoritmo *Matheurístico* Implementado

No algoritmo *matheurístico* implementado, conforme definido nas seções anteriores, utiliza-se uma decomposição implícita em que um método de solução tradicional de PNL determina as variáveis contínuas do problema de FPO, enquanto que as restrições desenvolvidas com base na filosofia da heurística VND coordena com o auxílio de técnica de otimização clássica a solução das variáveis inteiras do modelo.

Na Figura 10 é apresentado o diagrama de blocos esquemático utilizado no processo de solução das variáveis inteiras por meio da *matheurística* desenvolvida com base na filosofia do algoritmo VND. Inicialmente, partindo de uma solução relaxada e factível do problema de FPO, aplica-se a primeira estrutura de vizinhança (N_1) ao problema por meio da introdução das restrições (45) e (46). Posteriormente, caso N_1 determine uma solução ótima com menor custo de geração de energia, atualizam-se as variáveis inteiras (*tap* dos transformadores e dos elementos de compensação de energia reativa) para os valores inteiros mais próximos dos valores obtidos na vizinhança e retorna-se para a estrutura de vizinhança inicial. Contudo, caso N_1 não obtenha uma solução com menor custo de geração de energia, retiram-se as restrições referentes a atual vizinhança do modelo matemático e aplica-se a estrutura de vizinhança seguinte à lista de vizinhanças. O algoritmo *matheurístico* é finalizado quando todas as estruturas de vizinhanças forem aplicadas ao problema de FPO e nenhuma delas conseguir obter uma solução com menor custo de geração de energia em relação à solução incumbente.

Figura 10 – Algoritmo *matheurístico* aplicado ao problema de FPO



Fonte: Adaptado de Yamaguti *et al.* (2022).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES FPO SEQUENCIAL

Neste Capítulo são apresentados os resultados obtidos com a implementação computacional dos modelos matemáticos e técnica de solução heurística proposta nos capítulos anteriores para a resolução do problema de FPO sequencial.

Os resultados das simulações apresentadas foram obtidos usando um computador DELL XPS i7-6700 com 3,40 GHz e 8 GB RAM. Os modelos matemáticos desenvolvidos neste estudo são programados em linguagem AMPL (Fourer; Gay; Kernighan, 1990) e resolvidos utilizando o *solver* comercial KNITRO (Byrd; Nocedal; Waltz, 2006). As unidades geradoras utilizadas nesta seção são similares às unidades das referências citadas sem a modificação de suas matrizes energéticas. Todos os dados utilizados durante as simulações podem ser encontrados no link apresentado no Anexo A.

4.1 Resultados FPO Descentralizado Sequencial: IEEE 30

O sistema IEEE 30 é um sistema de pequeno porte que possui 30 barras, 41 LTs, seis unidades de geração, dois compensadores de potência reativa *shunt* (oito níveis de chaveamento) e quatro LT com transformador com controle de *taps* instalados (± 16 *taps*) com 10% de regulação de tensão (Zimmerman; Murillo-S, 2020). Conforme os dados do sistema, o desvio de tensão nodal adotado como padrão é igual a $\pm 6\%$ [p.u].

Entretanto, considera-se a faixa operacional de tensão nodal de $[0,95 ; 1,05]$ [p.u] devido às normas brasileiras (NOS, 2021b). Nesta seção são analisados e discutidos os resultados obtidos com as implementações computacionais dos modelos matemáticos centralizado e descentralizado considerando, ou não, as restrições operacionais práticas resolvidos via método clássico e por meio do algoritmo *matheurístico* (Pourakbari-Kasmaei *et al.*, 2019).

Na Tabela 1 são apresentados os dados utilizados durante a análise do modelo descentralizado onde: na primeira coluna encontram-se informações das áreas operacionais consideradas no modelo descentralizado; na segunda coluna apresenta-se a quantidade de unidades geradoras e seus valores máximos de fornecimento de potências ativa e reativa em cada área operacional; na terceira coluna apresenta-se a quantidade de barramentos com carga instalada e seus valores de potências ativa e reativa consumidos em cada zona operacional; e, na última coluna informam-se as LTF que conectam as áreas operacionais adjacentes.

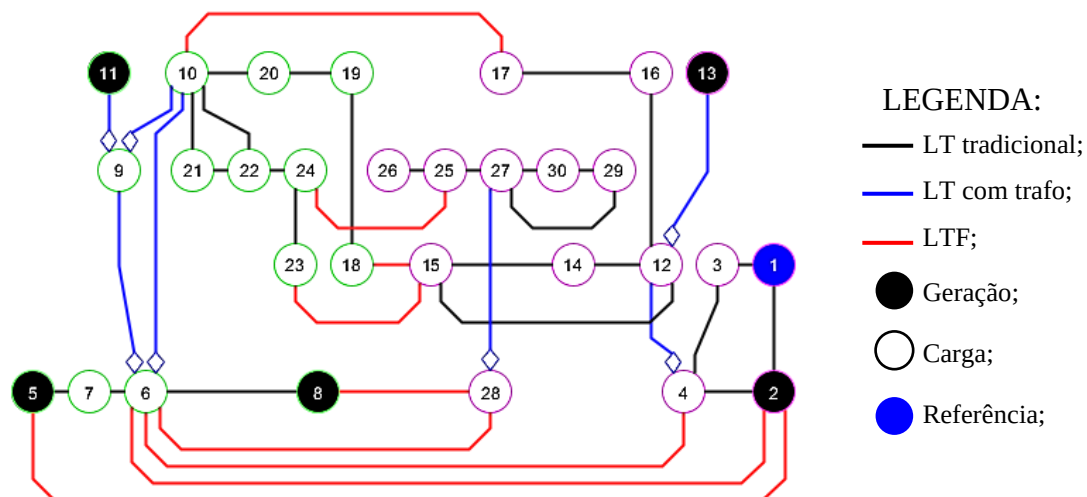
Tabela 1 – Dados IEEE 30 descentralizado

Área	Unidades geradoras p_{max}^g [MW], q_{max}^g [MVar]	Carga P^d [MW], Q^d [MVar]	LTFs $k(\text{área})-m(\text{área})$
Área 1	3 geradores 600,20 [MW]; 84,00 [MVar]	16 cargas elétricas 86,30 [MW]; 39,80 [MVar]	4(1)–6(2); 15(1)–18(2); 10(2)–17(1); 6(2)–28(1); 15(1)–23(2); 24(2)–25(1);
Área 2	3 geradores 300,00 [MW]; 104,00 [MVar]	14 cargas elétricas 197,10 [MW]; 86,40 [MVar]	8(2)–28 (1); 2(1)–5(2); 2(1)–6(2);

Fonte: Próprio Autor.

Na Figura 11 é apresentada a topologia do sistema considerando a configuração descentralizada apresentada na Tabela 1. Os círculos brancos, pretos e azul representam os barramentos de demanda elétrica, geração de energia e de referência (*slack*), respectivamente, e os ramos pretos, azuis e vermelhos são as LTs tradicionais, transformadores com controle de *taps* instalados e LTF, respectivamente.

Figura 11 – Topologia IEEE 30 descentralizado: (i) Área 1 (rosa); e (ii) Área 2 (verde)



Fonte: Adaptado de Christie (1993).

Na Tabela 2 apresentam-se os resultados obtidos via implementação computacional dos modelos centralizado (6)–(23) e descentralizado (9)–(23), (29)–(35), resolvidos utilizando o método de otimização clássica, para este sistema desconsiderando as restrições práticas. Nesta tabela verifica-se que ambos os modelos resolvem o problema de FPO para o sistema IEEE 30. Os valores de custo de geração de energia e perdas de potências ativa e reativa obtidos pelo modelo centralizado são inferiores em relação ao modelo descentralizado, mas com desvios muito pequenos (0,06%, 0,22% e 0,28%, respectivamente).

Analisando os valores de potência ativa determinados pelos modelos, verifica-se que o modelo descentralizado utiliza as gerações das barras 8, 11 e 13 para atender as demandas

elétricas de suas respectivas áreas operacionais, enquanto o modelo centralizado aloca a geração de referência (barra 1) para esta função, devido seu menor custo de geração de energia em relação aos demais geradores destacados.

Tabela 2 – Resultados IEEE 30: otimização clássica sem ZOP e efeito de PCV

	Centralizado	Descentralizado (2 áreas)
Custo de geração [US\$]	8911,96	9443,64
Perdas de potência ativa [MW]	11,76	14,30
Perdas de potência reativa [MVar]	17,25	22,10
Tempo computacional [s]	0,17	0,21
Iterações	–	27
Gerador	p^g [MW]	p^g [MW]
p_1^g	211,01	147,88
p_2^g	36,25	34,55
p_5^g	30,32	28,06
p_8^g	13,27	57,03
p_{11}^g	4,30	17,90
p_{13}^g	0,00	12,30
Tap transformador		
n_{6-9}^{tap}	-8	4
n_{6-10}^{tap}	16	-12
n_{4-12}^{tap}	2	8
n_{28-27}^{tap}	8	11
Tap shunt		
n_{10}^{sh}	8	8
n_{24}^{sh}	8	8

Fonte: Próprio Autor.

As implementações computacionais dos dois modelos consomem pouco tempo computacional, sendo o modelo centralizado mais rápido em relação ao modelo descentralizado, devido à análise e otimização de mais de uma área operacional.

Durante as simulações dos modelos centralizado e descentralizado utilizando o algoritmo *matheurístico* para determinar as variáveis inteiras do modelo de FPO, adotaram-se os seguintes parâmetros: fatores de penalidade de potência $\rho^p = \rho^q = 10^3$ [US\$/MW e US\$/MVar, respectivamente]; tolerância dos fluxos de potência nas LTF $\varepsilon^p = \varepsilon^q = \varepsilon^{pq} = 10^{-6}$ [p.u]; constantes de modificação dos *taps* $k^{tap} = 2$ e $k^{sh} = 1$ (Claro De Oliveira *et al.*, 2023; Home-Ortiz; De Oliveira; Mantovani, 2021). Após exaustivos testes empíricos, constatou-se que o processo iterativo descentralizado apresenta melhor processo de convergência ao multiplicar as penalidades de potência por dois.

Na Tabela 3 apresentam-se os resultados obtidos com os modelos centralizado (6)–(23) e descentralizado (9)–(23), (29)–(35) fornecidos pela implementação computacional do algoritmo *matheurístico* na simulação com o sistema IEEE 30, desconsiderando as restrições práticas das unidades geradoras do sistema.

Tabela 3 – Resultados IEEE 30: algoritmo *matheurístico* sem ZOP e efeito de PCV

	Centralizado	Descentralizado (2 áreas)
Custo de geração [US\$]	8911,96	9442,30
Perdas de potência ativa [MW]	11,75	14,28
Perdas de potência reativa [MVar]	16,85	22,00
Tempo computacional [s]	0,20	0,21
Iterações	–	28
Gerador	p^g [MW]	p^g [MW]
p_1^g	210,97	147,88
p_2^g	36,25	34,53
p_5^g	30,32	27,80
p_8^g	13,28	56,43
p_{11}^g	4,32	18,49
p_{13}^g	0,00	12,57
Tap transformador		
n_{6-9}^{tap}	-7	4
n_{6-10}^{tap}	16	-12
n_{4-12}^{tap}	3	8
n_{28-27}^{tap}	9	11
Tap shunt		
n_{10}^{sh}	8	8
n_{24}^{sh}	8	8

Fonte: Próprio Autor.

Os resultados apresentados na Tabela 3 comprovam que o algoritmo *matheurístico* fornece um ponto operacional quase idêntico ao obtido pelo método de otimização clássica tradicional (Tabela 2), onde apenas os valores de n^{tap} do modelo centralizado apresentaram mudanças significativas entre as duas metodologias, ou seja, uma outra solução ótima local de qualidade semelhante à anterior.

Na Tabela 4 encontram-se os dados utilizados durante as simulações dos modelos centralizado e descentralizado considerando a ZOP e o efeito de PCV.

Na Tabela 5 apresentam-se os resultados do problema de FPO obtidos pelos modelos centralizado (7)–(12), (14)–(23), (25)–(27) e descentralizado (9)–(23), (29)–(33), (35)–(37) e (44) para o sistema IEEE 30 e resolvidos utilizando o método clássico considerando as restrições operacionais práticas.

Tabela 4 – Sistema IEEE 30: dados da ZOP e efeito de PCV

Gerador	ZOP [MW]	e_{PCV}^g [US\$/MW]	f_{PCV}^g [rad/MW]
p_1^g	(55 ; 66) e (80 ; 120)	16,50	0,037
p_2^g	(21 ; 24) e (45 ; 55)	14,75	0,038
p_5^g	(30 ; 36)	14,00	0,040
p_8^g	(25 ; 30)	12,00	0,045
p_{11}^g	(25 ; 28)	13,00	0,042
p_{13}^g	(24 ; 30)	13,00	0,041

Fonte: Adaptado de Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2019).

Tabela 5 – Resultados IEEE 30: otimização clássica com ZOP e efeito de PCV

	Centralizado	Descentralizado (2 áreas)
Custo de geração [US\$]	9264,75	9987,42
Perdas de potência ativa [MW]	7,09	7,03
Perdas de potência reativa [MVar]	-3,08	6,97
Tempo computacional [s]	0,19	0,23
Iterações	–	29
Gerador	p^g [MW]	p^g [MW]
p_1^g	139,49	80,00
p_2^g	55,00	55,00
p_5^g	36,00	30,00
p_8^g	30,00	25,00
p_{11}^g	0,00	61,10
p_{13}^g	30,00	39,33
Tap transformador		
n_{6-9}^{tap}	-6	11
n_{6-10}^{tap}	16	-16
n_{4-12}^{tap}	4	1
n_{28-27}^{tap}	8	11
Tap shunt		
n_{10}^{sh}	8	8
n_{24}^{sh}	8	8

Fonte: Próprio Autor.

Analisando os resultados apresentados na Tabela 5 verifica-se que na simulação do SEP usando o modelo centralizado obtém-se um ponto operacional onde suas unidades geradoras 2, 5, 8 e 13 operam nos limites de suas respectivas ZOP, enquanto o SEP descentralizado coordena as gerações 1, 2, 5 e 8 para seus respectivos limites de ZOP. Dessa forma, como no modelo descentralizado não se utiliza o gerador de referência (barra 1) como maior fornecedor de energia para o sistema, os geradores 11 e 13 são acionados para fornecer energia ao sistema elétrico, o que ocasiona o aumento do custo de geração de energia em relação ao modelo centralizado.

Na Tabela 6 apresentam-se os resultados fornecidos pelos modelos matemáticos centralizado e descentralizado para o problema de FPO resolvidos utilizando o algoritmo *matheurístico*, considerando as restrições operacionais práticas das unidades geradoras. As configurações do algoritmo *matheurístico* utilizadas nas simulações dos resultados da Tabela 6 são similares às adotadas nas simulações apresentadas na Tabela 3.

Tabela 6 – Resultados IEEE 30: algoritmo *matheurístico* com ZOP e efeito de PCV

	Centralizado	Descentralizado (2 áreas)
Custo de geração [US\$]	9781,16	9988,18
Perdas de potência ativa [MW]	3,11	6,90
Perdas de potência reativa [MVar]	-15,67	-3,19
Tempo computacional [s]	0,35	0,51
Iterações	–	30
Gerador	p^g [MW]	p^g [MW]
p_1^g	80,00	80,00
p_2^g	39,88	55,00
p_5^g	61,15	49,17
p_8^g	37,26	62,46
p_{11}^g	38,22	13,68
p_{13}^g	30,00	30,00
Tap transformador		
n_{6-9}^{tap}	-7	1
n_{6-10}^{tap}	16	16
n_{4-12}^{tap}	4	1
n_{28-27}^{tap}	7	9
Tap shunt		
n_{10}^{sh}	8	4
n_{24}^{sh}	8	8

Fonte: Próprio Autor.

Os resultados apresentados na Tabela 6 mostram que o algoritmo *matheurístico* é capaz de determinar custos de geração muito próximos das abordagens analisadas, sendo os valores do modelo centralizados inferiores em relação ao sistema descentralizado, conforme observado anteriormente.

A partir das análises efetuadas é possível afirmar que o algoritmo *matheurístico* é capaz de determinar soluções satisfatórias para o problema de FPO descentralizado com/sem a consideração das restrições operacionais práticas.

4.2 Resultados FPO Descentralizado Sequencial: IEEE 73

O sistema IEEE 73 barras, também definido como RTS-96, é de pequeno porte, possui 73 barras, 120 LTs, 99 unidades de geração (existem multi-geradores em um único barramento), três compensadores de potência reativa *shunt* (oito níveis de chaveamento) e 15 LT com transformador com controle de *taps* (± 16 *taps*) com 10% de regulação de tensão e operando na faixa de tensão de $[0,94 ; 1,06]$ [p.u.] (Coffrin; Gordon; Scott, 2014; Subcommittee, 1979).

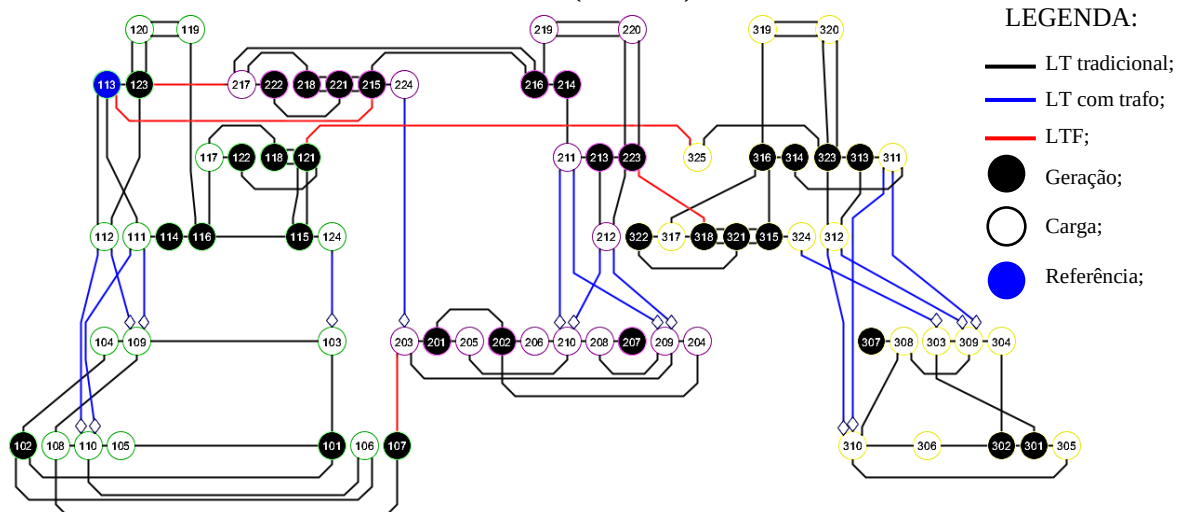
Neste estudo adota-se uma faixa operacional de tensão $\pm 5\%$ [p.u]. Este sistema destaca-se dentre os demais devido sua aplicação na análise do problema de FPO descentralizado, já que sua topologia está separada em três áreas idênticas, e conectadas por meio de LTF estratégicas, conforme apresentado na Tabela 7 e ilustrado na Figura 12.

Tabela 7 – Dados IEEE 73 descentralizado

Área	Unidades geradoras p_{max}^g [MW], q_{max}^g [MVar]	Carga P^d [MW], Q^d [MVar]	LTFs $k(\text{área})-m(\text{área})$
Área 1	33 geradores 3405 [MW]; 1776 [MVar]	24 cargas elétricas 2850 [MW]; 580 [MVar]	107(1)–203(2); 113(1)–215(2); 123(1)–217(2); 325(3)–121(1); 318(3)–223(2);
Área 2	33 geradores 3405 [MW]; 1776 [MVar]	24 cargas elétricas 2850 [MW]; 580 [MVar]	
Área 3	33 geradores 3405 [MW]; 1776 [MVar]	25 cargas elétricas 2850 [MW]; 580 [MVar]	

Fonte: Coffrin, Gordon e Scott (2014).

Figura 12 – Topologia IEEE 73 descentralizado: (i) Área 1 (verde); (ii) Área 2 (rosa); e (iii) Área 3 (amarelo)



Fonte: Adaptado de Coffrin, Gordon e Scott (2014).

Nesta seção são analisados e discutidos os resultados fornecidos pelas implementações computacionais dos modelos matemáticos centralizado e descentralizado resolvidos por meio

do método de otimização clássica e utilizando o algoritmo *matheurístico* para avaliar o desempenho da modelagem descentralizada.

Na Tabela 8 apresentam-se os resultados do modelo centralizado (6)–(23) e descentralizado (9)–(23), (29)–(35) na solução do problema de FPO para o sistema IEEE 73 e resolvido pelo método de otimização clássica.

Analizando os resultados apresentados na Tabela 8, verifica-se que ambos os modelos resolvem o problema de FPO para o sistema IEEE 73 e fornecem pontos operacionais com custo de geração de energia e perdas de potência com desvio de 1,20% de custo de geração de energia, 1,12% de perda de potência ativa e 0,23% de perdas reativas.

Tabela 8 – Resultados IEEE 73: otimização clássica

	Centralizado	Descentralizado (3 áreas)
Custo de geração [US\$]	189715,93	192007,73
Perdas de potência ativa [MW]	133,47	134,97
Perdas de potência reativa [MVar]	-523,05	-524,26
Tempo computacional [s]	0,45	0,63
Iterações	–	35

Fonte: Próprio Autor.

Ambos os modelos consomem pouco tempo computacional, contudo, o modelo descentralizado apresenta maior tempo de processamento em relação ao modelo centralizado.

Durante as simulações utilizando o algoritmo *matheurístico* para resolver o problema de FPO, consideram-se os seguintes parâmetros: $\rho^p = \rho^q = 10^3$ [US\$/MW e US\$/MVar, respectivamente]; $\varepsilon^p = \varepsilon^q = \varepsilon^{pq} = 10^{-6}$ [p.u]; $k^{tap} = 2$ e $k^{sh} = 1$ (Claro De Oliveira *et al.*, 2023; Home-Ortiz; De Oliveira; Mantovani, 2021). Ao final do processo de iteração descentralizada, multiplicam-se as penalidades de potência por dois devido à verificação de resultados por meio de testes empíricos.

Na Tabela 9 apresentam-se os resultados obtidos com as implementações computacionais dos modelos centralizado (6)–(23) e descentralizado (9)–(23), (29)–(35) resolvidos por meio do algoritmo *matheurístico* no sistema IEEE 73.

Tabela 9 – Resultados IEEE 73: algoritmo *matheurístico*

	Centralizado	Descentralizado (3 áreas)
Custo de geração [US\$]	189716,32	191969,97
Perdas de potência ativa [MW]	133,48	138,25
Perdas de potência reativa [MVar]	-524,92	-525,15
Tempo computacional [s]	0,51	0,68
Iterações	–	35

Fonte: Próprio Autor.

Os resultados apresentados na Tabela 9 comprovam que o algoritmo *matheurístico* fornece um ponto operacional muito próximo ao obtido pelo método de otimização clássica (Tabela 8) em ambas as abordagens centralizada e descentralizada, com menor desvio nos valores de custo de geração de energia 1,18%, e perda de potência reativa, 0,04%, mas com maior valor de perda de potência ativa, 3,57% superior ao modelo centralizado.

Comparando os valores das variáveis inteiras fornecidas pelo algoritmo *matheurístico* e pelo método clássico, observa-se que a modelagem centralizada do sistema elétrico permite identificar valores de n^{sh} iguais em ambos os métodos de resolução e diferentes apenas em dois valores de n^{tap} (210–212) e (310–312). No entanto, a modelagem descentralizada fornece valores de n^{sh} e n^{tap} diferentes entre os modelos adotados. Esse comportamento ocorre devido à elevada não-linearidade e não-convexidade do problema de FPO, fazendo com que o algoritmo *matheurístico* determine uma solução ótima diferente da solução ótima obtida pelo método clássico, que pode ser outro ótimo local.

As execuções das implementações computacionais dos modelos apresentam um aumento em seus tempos computacionais, porém, a modelagem descentralizada demora mais tempo para determinar a solução do problema de FPO e o tempo consumido pela *matheurística* é maior em relação à resolução utilizando o método de otimização clássica.

4.3 Resultados FPO Descentralizado Sequencial: IEEE 118

O sistema IEEE 118 barras é um sistema de médio porte com grande capacidade de geração de potência reativa e é composto por 118 barras, 189 LTs, 54 geradores, 14 compensadores de potência reativa *shunt* (oito níveis de chaveamento), 11 LT com transformadores com controle de *taps* instalados (± 16 *taps*) com 10% de regulação de tensão e operando com $\pm 6\%$ [p.u] de limite de tensão nodal (Zimmerman; Murillo-S, 2020). Neste trabalho é considerada a faixa operacional de $\pm 5\%$ [p.u] devido às normas brasileiras (NOS, 2021^a).

Nesta seção são analisados e discutidos os resultados fornecidos pelas implementações computacionais dos modelos matemáticos centralizado e descentralizado considerando, ou não, as restrições operacionais práticas de ZOP nas unidades geradoras e o impacto da operação de mais de uma configuração descentralizada nos resultados fornecidos pelo método de otimização clássica do problema de FPO (Pourakbari-Kasmaei *et al.*, 2019).

Durante as simulações do modelo descentralizado, consideram-se duas configurações para o sistema IEEE 118: (i) Duas áreas operacionais (Tabela 10); e (ii) Três áreas operacionais

(Tabela 11). As topologias com duas e três áreas operacionais são apresentadas na Figura 13 e Figura 14, respectivamente.

Na Tabela 12 apresentam-se os resultados obtidos com as implementações computacionais dos modelos centralizado (6)–(23) e descentralizado (9)–(23), (29)–(35) para o sistema IEEE 118, desconsiderando as restrições operacionais práticas do modelo e resolvidos utilizando o método de otimização clássica.

Tabela 10 – Dados IEEE 118 descentralizado 2 áreas

Área	Unidades geradoras p_{max}^g [MW], q_{max}^g [MVar]	Carga P^d [MW], Q^d [MVar]	LTFs $k(\text{área})-m(\text{área})$
Área 1	39 geradores 5202 [MW]; 6037 [MVar]	83 cargas elétricas 3279 [MW]; 1093 [MVar]	23(2)–24(1); 15(2)–33(1);
Área 2	15 geradores 1313 [MW]; 1917 [MVar]	35 cargas elétricas 963 [MW]; 345 [MVar]	19(2)–34(1); 30(2)–38(1);

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 11 – Dados IEEE 118 descentralizado 3 áreas

Área	Unidades geradoras p_{max}^g [MW], q_{max}^g [MVar]	Carga P^d [MW], Q^d [MVar]	LTFs $k(\text{área})-m(\text{área})$
Área 1	20 geradores 1313 [MW]; 2458 [MVar]	42 cargas elétricas 1175 [MW]; 403 [MVar]	15(1)–33(2); 19(1)–34(2); 30(1)–38(2); 69(2)–70(1);
Área 2	20 geradores 3715 [MW]; 3255 [MVar]	48 cargas elétricas 2163 [MW]; 657 [MVar]	69(2)–75(1); 75(1)–77(2); 77(2)–82(3); 80(2)–96(3);
Área 3	14 geradores 1487 [MW]; 2241 [MVar]	28 cargas elétricas 904 [MW]; 378 [MVar]	96(3)–97(2); 98(2)–100(3); 99(2)–100(3); 75(1)–118(2);

Fonte: Próprio Autor.

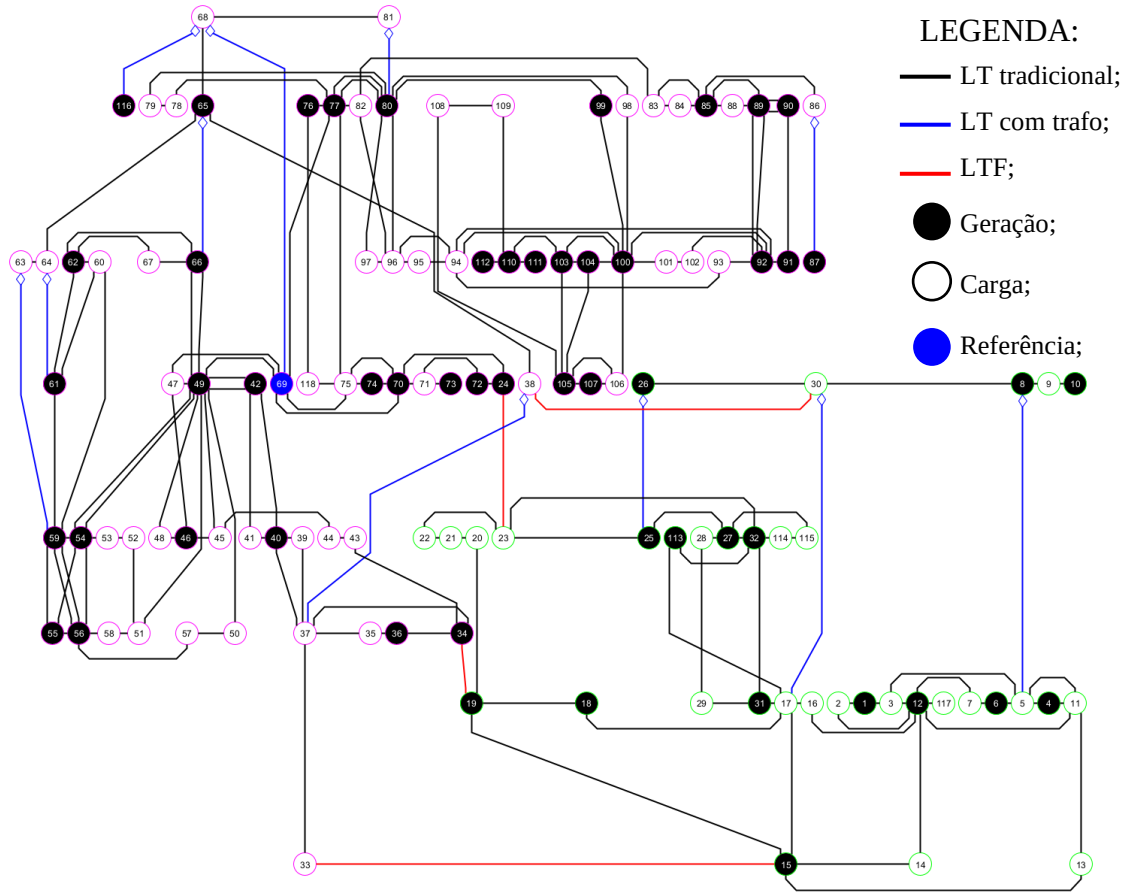
Tabela 12 – Resultados IEEE 118: otimização clássica sem ZOP

	Centralizado	Descentralizado	
		(2 áreas)	(3 áreas)
Custo de geração [US\$]	129673,52	130403,22	130209,95
Perdas de potência ativa [MW]	77,64	94,08	85,65
Perdas de potência reativa [MVar]	-954,64	-880,94	-888,84
Tempo computacional [s]	1,73	2,83	3,20
Iterações	–	34	35

Fonte: Próprio Autor.

Conforme apresentado na Tabela 12, verifica-se que a implementação computacional da modelagem centralizada fornece valores de custo de geração e perdas de potências ativa e reativa inferiores em relação à modelagem descentralizada com duas áreas, com 0,56%, 21,17% e 7,72% de desvio, respectivamente, e três áreas com 0,41%, 10,32% e 6,89% de desvio, respectivamente.

Figura 13 – Topologia IEEE 118 descentralizado 2 áreas: (i) Área 1 (rosa); e (ii) Área 2 (verde)

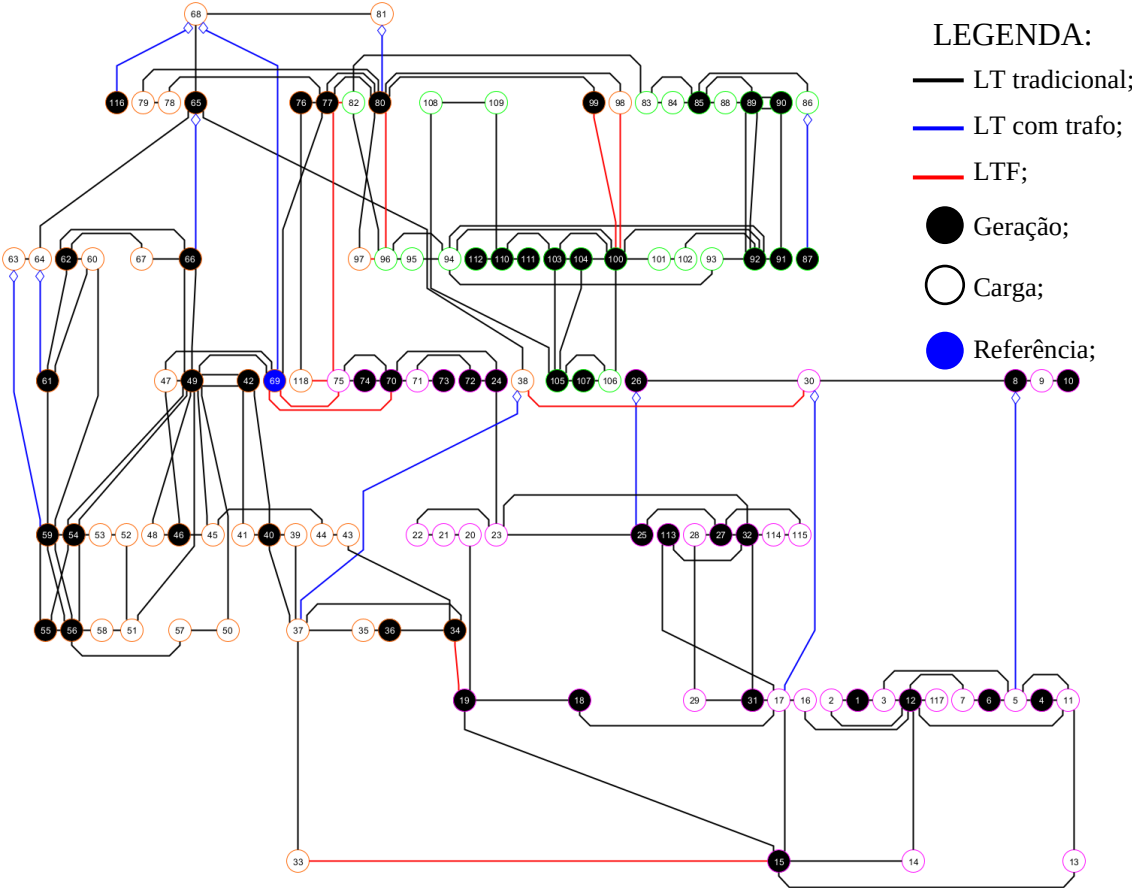


Fonte: Adaptado de Zimmerman e Murillo-S (2020).

Comparando os resultados fornecidos pelas implementações computacionais das modelagens descentralizadas é possível verificar que a decomposição em duas áreas altera o resultado da solução do problema de FPO pelo método clássico, pois determina uma solução com custo operacional superior em relação à solução do SEP descentralizado com três áreas. Os tempos computacionais consumidos por ambas as topologias são relativamente próximos.

Durante as simulações utilizando a implementação computacional do algoritmo *matheurístico* para o problema de FPO, utilizam-se os seguintes parâmetros: $\rho^p = \rho^q = 10^3$ [US\$/MW e US\$/MVar, respectivamente]; $\varepsilon^p = \varepsilon^q = \varepsilon^{pq} = 10^{-6}$ [p.u]; $k^{tap} = 2$ e $k^{sh} = 1$ (Claro De Oliveira *et al.*, 2023; Home-Ortiz; De Oliveira; Mantovani, 2021). Ao final do processo de iteração descentralizada, multiplicam-se as penalidades de potência por dois devido à execução de testes empíricos.

Figura 14 – Topologia IEEE 118 descentralizado 3 áreas: (i) Área 1 (rosa); (ii) Área 2 (laranja); e (iii) Área 3 (verde)



Fonte: Adaptado de Zimmerman e Murillo-S (2020).

Na Tabela 13 são apresentados os resultados fornecidos pelas implementações computacionais dos modelos centralizado (6)–(23) e descentralizado (9)–(23), (29)–(35) para o sistema IEEE 118, desconsiderando as restrições de ZOP e resolvidos utilizando o algoritmo *matheurístico*.

Tabela 13 – Resultados IEEE 118: algoritmo *matheurístico* sem ZOP

	Centralizado	Descentralizado	
		(2 áreas)	(3 áreas)
Custo de geração [US\$]	129673,06	129975,46	130148,82
Perdas de potência ativa [MW]	77,62	84,98	85,51
Perdas de potência reativa [MVar]	-955,55	-916,68	-877,98
Tempo computacional [s]	14,00	8,91	14,98
Iterações	–	3	3

Fonte: Próprio Autor.

Comparando os resultados obtidos pelo método de otimização clássica (Tabela 12) e pelo algoritmo *matheurístico* (Tabela 13), verifica-se que o algoritmo *matheurístico* é capaz de

determinar soluções com melhor qualidade quando adotada a modelagem descentralizada e apresenta desempenho similar ao método de otimização clássica quando se adota a modelagem centralizada.

Dessa forma, os desvios observados nos valores de custo de geração e perdas de potências ativa e reativa são reduzidos para 0,23%, 9,48% e 4,07% para a modelagem descentralizada com duas áreas e 0,37%, 10,16% e 8,12% considerando o sistema IEEE 118 com três áreas operacionais em relação aos resultados fornecidos pela modelagem centralizada e resolvido pelo algoritmo *matheurístico*.

Através da implementação computacional do algoritmo proposto na resolução do problema de FPO para o sistema IEEE 118 verifica-se que tempos computacionais aumentam significativamente em relação aos resultados fornecidos pelo método de resolução clássico. Esse aumento ocorre devido à grande quantidade de variáveis inteiras existentes no modelo do problema de FPO para este sistema. Contudo, é possível constatar que a modelagem descentralizada com duas áreas apresentou menor tempo computacional em relação à decomposição do sistema centralizado e descentralizado com três áreas.

Na Tabela 14 apresentam-se as unidades geradoras do sistema IEEE 118 que possuem ZOP e suas respectivas faixas de geração de energia proibidas.

Tabela 14 – Sistema IEEE 118: dados ZOP

Gerador	ZOP [MW]
$p_1^g, p_4^g, p_6^g, p_{15}^g, p_{34}^g$ e p_{70}^g	(20 ; 30) e (60 ; 85)
p_{10}^g	(15 ; 45), (165 ; 200) e (395 ; 410)
p_{25}^g	(40 ; 65) e (190 ; 200)
p_{26}^g	(75 ; 95) e (260 ; 280)
$p_{40}^g, p_{42}^g, p_{85}^g, p_{99}^g, p_{104}^g$ e p_{116}^g	(20 ; 30) e (45 ; 55)
p_{49}^g	(45 ; 60) e (140 ; 155)
p_{59}^g	(95 ; 105) e (140 ; 155)
p_{61}^g	(145 ; 155) e (210 ; 230)
p_{65}^g	(145 ; 30) e (60 ; 85)
p_{89}^g	(120 ; 145), (410 ; 460) e (500 ; 525)

Fonte: Adaptado de Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2019).

Na Tabela 15 apresentam-se os resultados do problema de FPO obtidos pelas implementações computacionais dos modelos centralizado (7)–(12), (14)–(23), (25)–(27) e descentralizado (9)–(23), (29)–(33), (35)–(37) e (44) e resolvidas por meio do método de otimização tradicional.

Tabela 15 – Resultados IEEE 118: otimização clássica com ZOP

	Centralizado	Descentralizado	
		(2 áreas)	(3 áreas)
Custo de geração [US\$]	136201,24	136488,25	136607,12
Perdas de potência ativa [MW]	54,28	60,90	59,47
Perdas de potência reativa [MVar]	-1139,23	-1123,67	-1082,55
Tempo computacional [s]	9,56	12,22	13,16
Iterações	—	35	36

Fonte: Próprio Autor.

Os resultados apresentados na Tabela 15 comprovam que a consideração das restrições de ZOP nas unidades geradoras ocasiona o aumento nos valores de custo de geração de energia e redução nas perdas de potências ativa e reativa, tanto na modelagem centralizada quanto descentralizada com duas e três áreas. Esse comportamento ocorre devido à redução do espaço de soluções para o problema de FPO (mais restritivo). Dessa forma, é necessário redistribuir o fornecimento de potência ativa entre as unidades geradoras, sendo que os geradores com maiores custos de geração de energia passam a gerar mais energia para abastecer algumas demandas elétricas que no caso da operação centralizada não é necessário.

Conforme observado nos resultados da Tabela 12, verifica-se que o modelo centralizado apresenta os menores valores de custo de geração de energia em relação aos modelos descentralizados com duas e três áreas. Contudo, neste caso a implementação computacional da modelagem descentralizada com duas áreas é capaz de determinar uma solução com menor custo de geração em relação à modelagem com três áreas.

Na Tabela 16 encontram-se os valores das potências ativas fornecidos pelos geradores que possuem restrições de ZOP fornecidas pelas implementações computacionais dos modelos matemáticos centralizado e descentralizado da Tabela 15.

Analisando a potência ativa fornecida pelos geradores com restrição em suas faixas operacionais, conforme apresentado na Tabela 16, verifica-se que quase todos os geradores fornecem a mesma quantidade de potência ativa, exceto o gerador instalado no barramento 25, para a modelagem descentralizada com três áreas operacionais.

A partir desses resultados é possível concluir que o fator de diferenciação entre os resultados apresentados na Tabela 15 são as demais unidades de geração sem ZOP, uma vez que o método tradicional é capaz de determinar soluções com fornecimento de potência ativa idêntico para os três casos de estudo apresentados.

De forma similar, na Tabela 17 apresentam-se as soluções obtidas por meio do algoritmo *matheurístico* para o sistema IEEE 118 operando de forma centralizada e descentralizada.

Tabela 16 – Resultados IEEE 118: p^g com ZOP conforme a Tabela 15

Unidade geradora	p^g [MW]		
	Centralizado	Descentralizado	
		2 áreas	3 áreas
1	85,00	85,00	85,00
4	85,00	85,00	85,00
6	85,00	85,00	85,00
10	165,00	165,00	165,00
15	85,00	85,00	85,00
25	190,00	190,00	187,93
26	260,00	260,00	260,00
34	85,00	85,00	85,00
40	55,00	55,00	55,00
42	55,00	55,00	55,00
49	185,00	185,00	185,00
59	95,00	95,00	95,00
61	145,00	145,00	145,00
65	180,00	180,00	180,00
70	85,00	85,00	85,00
85	55,00	55,00	55,00
89	120,00	120,00	120,00
99	55,00	55,00	55,00
104	55,00	55,00	55,00
116	55,00	55,00	55,00

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 17 – Resultados IEEE 118: algoritmo *matheurístico* com ZOP

	Centralizado	Descentralizado	
		(2 áreas)	(3 áreas)
Custo de geração [US\$]	136196,47	136464,62	136630,59
Perdas de potência ativa [MW]	54,17	54,12	59,79
Perdas de potência reativa [MVar]	-1139,27	-1152,08	-1089,87
Tempo computacional [s]	10,54	14,80	11,34
Iterações	–	35	36

Fonte: Próprio Autor.

Os resultados apresentados na Tabela 17 mostram que o algoritmo *matheurístico* é capaz de obter soluções com qualidade muito próxima dos pontos operacionais determinados pelo método de otimização clássica (Tabela 15 e Tabela 16). Contudo, as diferenças observadas nos resultados fornecidos pelas modelagens centralizada e descentralizada com duas áreas operacionais resolvidas pelo algoritmo *matheurístico* são de pior qualidade em relação ao método clássico (0,20%, 0,09% e 1,12%, respectivamente).

Os tempos computacionais consumidos pelos modelos não apresentaram diferenças significativas em relação aos tempos consumidos apresentados pelo método de otimização

clássica, destacando que a filosofia da heurística VND aplicada no algoritmo *matheurístico* apresenta um bom desempenho na resolução do problema de FPO mais restritivo.

Na Tabela 18 apresentam-se os valores de potência ativa fornecida pelas unidades de geração com restrições de faixas operacionais para os modelos matemáticos centralizado e descentralizado da Tabela 17. Semelhante aos resultados apresentados na Tabela 16 e na Tabela 18 destaca-se que a modelagem descentralizada com duas áreas, determina três unidades de geração de potência ativa, fornecendo valores diferentes em relação à solução do sistema IEEE 118 centralizado, enquanto que a solução do sistema IEEE 118 descentralizado com três áreas apresenta apenas dois geradores despachando potência ativa com valores diferentes dos fornecidos pela modelagem centralizada.

Tabela 18 – Resultados IEEE 118: p^g com ZOP segundo a Tabela 17

Unidade geradora	p^g [MW]		
	Centralizado	Descentralizado	
		2 áreas	3 áreas
1	85,00	85,00	85,00
4	85,00	85,00	85,00
6	85,00	85,00	85,00
10	165,00	165,00	165,00
15	85,00	85,00	85,00
25	190,00	190,00	190,00
26	260,00	260,00	260,00
34	85,00	85,00	85,00
40	20,00	55,00	20,00
42	20,00	55,00	55,00
49	185,00	185,00	185,00
59	95,00	95,00	95,00
61	145,00	145,00	145,00
65	180,00	180,00	180,00
70	85,00	85,00	85,00
85	20,00	55,00	55,00
89	120,00	120,00	120,00
99	55,00	55,00	55,00
104	55,00	55,00	55,00
116	55,00	55,00	55,00

Fonte: Próprio Autor.

4.4 Resultados FPO Descentralizado Sequencial: IEEE 300

O sistema IEEE 300 é um sistema de médio porte, clássico, amplamente analisado na literatura devido sua complexidade computacional.

A configuração do sistema é composta por 300 barras, 411 LTs, 69 unidades de geração, 29 compensadores de potência reativa *shunt* (oito níveis de chaveamento), 129 LT com transformador com controle de *taps* (± 16 *taps*) com 10% de regulação de tensão e operando com $\pm 6\%$ [p.u] de limite de tensão nodal (Adibi, 1993; Zimmerman; Murillo-S, 2020). Neste trabalho é considerada a faixa operacional de $\pm 5\%$ [p.u] devido às normas brasileiras (ONS, 2021a).

Nesta seção são analisados e discutidos os resultados de testes com as implementações computacionais dos modelos matemáticos centralizado e descentralizado resolvidos por meio do método de otimização clássica e utilizando o algoritmo *matheurístico* proposto. Nesta seção não são consideradas no modelo matemático as restrições operacionais práticas devido à ausência de tais dados referentes ao sistema IEEE 300 na literatura especializada.

Durante as simulações do modelo descentralizado, considera-se que o sistema é composto por três áreas, conforme apresentado na Tabela 19 e ilustrado na Figura 15.

Tabela 19 – Dados IEEE 300 descentralizado

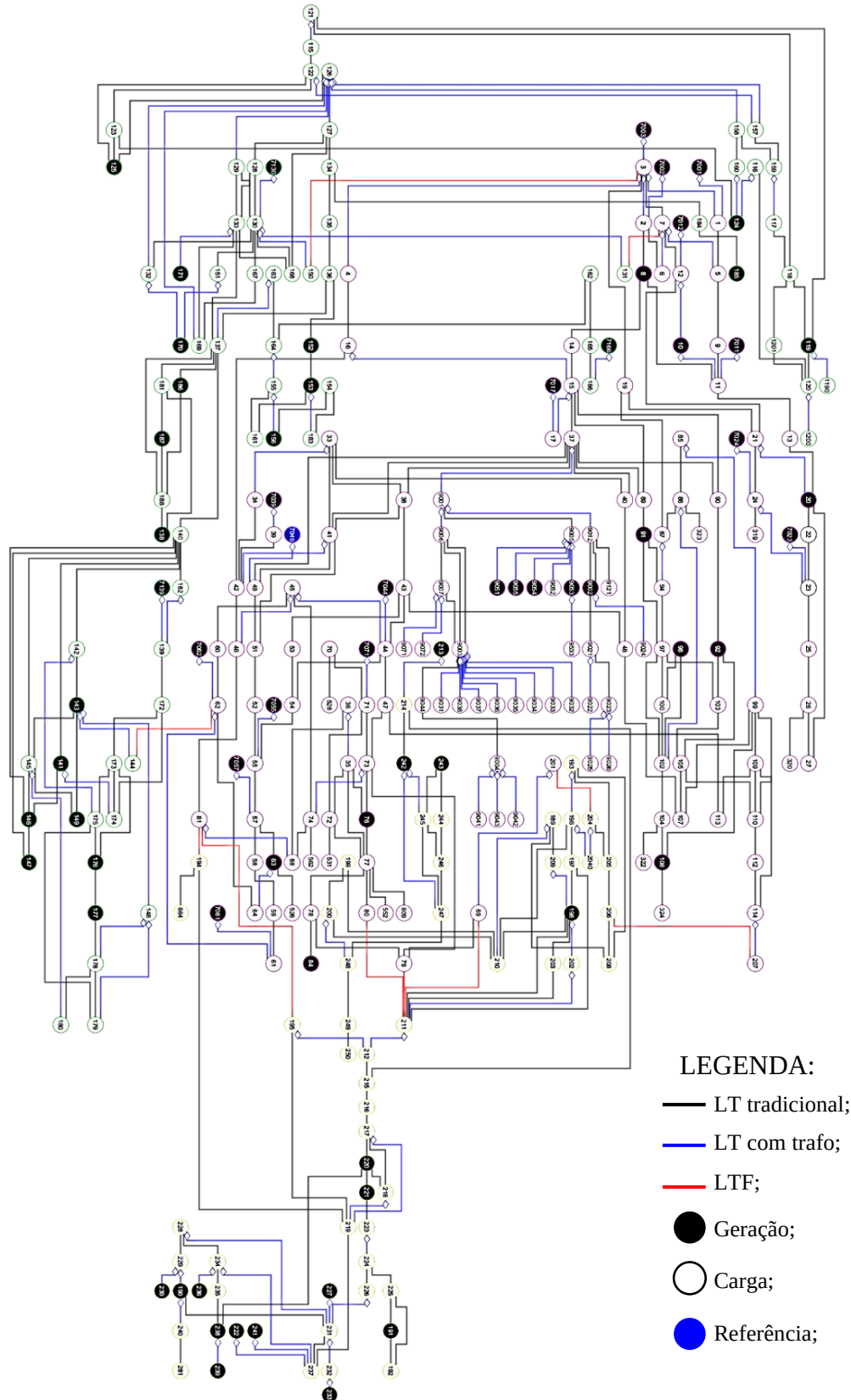
Área	Unidades geradoras p_{max}^g [MW], q_{max}^g [MVar]	Carga P^d [MW], Q^d [MVar]	LTFs $k(\text{área})-m(\text{área})$
Área 1	31 geradores 12040,00 [MW]; 3363,18 [MVar]	157 cargas elétricas 6727,5 [MW]; 1589,13 [MVar]	3(1)–150(2); 7(1)–131(2); 62(1)–144(2); 69(1)–211(0);
Área 2	22 geradores 14442,00 [MW]; 5001,00 [MVar]	80 cargas elétricas 9688,11 [MW]; 3163,54 [MVar]	79(1)–211(3); 80(1)–211(3); 81(1)–194(3); 81(1)–195(3);
Área 3	16 geradores 9595,00 [MW]; 4323,00 [MVar]	63 cargas elétricas 7110,20 [MW]; 3035,30 [MVar]	201(1)–204(3); 206(3)–207(1);

Fonte: Próprio Autor.

Devido à considerável complexidade computacional do problema de FPO para o sistema IEEE 300, o método de otimização clássica não é capaz de determinar uma solução ótima local considerando as variáveis inteiras tanto para a modelagem centralizada quanto para a modelagem descentralizada. Dessa forma, na Tabela 20 apresentam-se os resultados obtidos com a solução dos modelos relaxados (apenas com variáveis contínuas) para o sistema IEEE 300 resolvido pelo método clássico considerando o SEP centralizado (6)–(23) e descentralizado (9)–(23), (29)–(35).

Analisando os resultados apresentados na Tabela 20 observa-se que, mesmo considerando apenas as variáveis contínuas na resolução do problema de FPO, o modelo centralizado consome mais tempo computacional em relação à modelagem descentralizada.

Figura 15 – Topologia IEEE 300 descentralizado: (i) Área 1 (rosa); (ii) Área 2 (verde); e (iii) Área 3 (amarelo)



Fonte: Adaptado de Zimmerman; Murillo-S (2020).

Tabela 20 – Resultados IEEE 300: método de otimização clássica relaxado

	Centralizado	Descentralizado (3 áreas)
Custo de geração [US\$]	546432,08	567063,14
Perdas de potência ativa [MW]	538,90	485,02
Perdas de potência reativa [MVar]	692,11	154,50
Tempo computacional [s]	1,92	0,80
Iterações	–	35

Fonte: Próprio Autor.

O modelo centralizado apresenta menor custo de geração de energia em relação ao modelo descentralizado, contudo, seus valores de perda de potência ativa e reativa são consideravelmente superiores em relação à modelagem descentralizada. A diferença nos valores da perda de potência reativa (537,61 MVar) entre os resultados dos modelos, ocorre devido o comportamento não-linear e não-convexo do problema de FPO.

O algoritmo *matheurístico* é ajustado utilizando-se os seguintes parâmetros: $\rho^p = \rho^q = 10^3$ [US\$/MW e US\$/MVar, respectivamente]; $\varepsilon^p = \varepsilon^q = \varepsilon^{pq} = 10^{-6}$ [p.u]; $k^{tap} = 2$ e $k^{sh} = 1$ (Claro De Oliveira *et al.*, 2023; Home-Ortiz; De Oliveira; Mantovani, 2021). Ao final do processo de iteração descentralizada, multiplicam-se as penalidades de potência por dois devido à verificação por testes empíricos.

Na Tabela 21 apresentam-se os resultados fornecidos pelas implementações computacionais dos modelos centralizado (6)–(23) e descentralizado (9)–(23), (29)–(35) resolvidos pelo algoritmo *matheurístico*.

Tabela 21 – Resultados IEEE 300: algoritmo *matheurístico*

	Centralizado	Descentralizado (3 áreas)
Custo de geração [US\$]	546685,74	569039,61
Perdas de potência ativa [MW]	544,19	474,84
Perdas de potência reativa [MVar]	718,90	194,71
Tempo computacional [s]	9,74	3,46
Iterações	–	36

Fonte: Próprio Autor.

Analisando os resultados apresentados na Tabela 21 verifica-se que o algoritmo *matheurístico* é capaz de resolver o problema de FPO centralizado e descentralizado considerando as variáveis inteiras em sua formulação, enquanto o método de otimização clássica obtém soluções apenas para a versão relaxada do problema de FPO (variáveis contínuas).

As soluções obtidas pelo algoritmo *matheurístico* são muito próximas às soluções obtidas pelo método clássico na solução do problema de FPO relaxado. Contudo, observa-se que os

desvios entre os valores de custo de geração de energia e perdas de potência ativa fornecidas pelos modelos centralizado e descentralizado aumentam para 4,09% e 12,74%, respectivamente, enquanto o desvio entre os valores de perda de potência reativa diminui para 72,92%.

5 PROCESSAMENTO PARALELO APLICADO AO PROBLEMA DE FPO DESCENTRALIZADO ESTOCÁSTICO

A concepção do computador digital eletrônico é amplamente reconhecida como um dos avanços mais notáveis do século XX, visto que provocou alterações comerciais, financeira e comportamentais nos setores empresarial, cultural, administrativo e científico, influenciando, assim, praticamente todos os aspectos da vida humana (Trobec *et al.*, 2018).

No passado, os computadores operavam de maneira sequencial, executando um único programa de cada vez, com controle total sobre os recursos do sistema. Isso representava uma utilização ineficiente dos recursos computacionais, que eram caros e limitados. Escrever programas que interagissem diretamente com o *hardware* era um avanço necessário e desafiador (Tocci; Widmer; Moss, 2019).

Com o tempo, os sistemas operacionais e *hardware* evoluíram para permitir a execução de vários programas simultaneamente, utilizando algoritmos de processamento paralelo. Para isso, os processos sequenciais passaram a ser executados de forma independente com alocação de recursos individuais e métodos de comunicação que permitiam a interação entre eles, possibilitando a execução de múltiplas operações em paralelo.

Atualmente, todos os computadores são, essencialmente, máquinas paralelas que executam tarefas simultaneamente, seja de forma independente ou coordenada. O paralelismo está profundamente integrado à arquitetura dos processadores, incluindo até mesmo computadores de uso doméstico com processadores gráficos capazes de executar milhares de threads em paralelo.

Diversos motivos técnicos apontam para a adoção da computação paralela em computadores modernos. Primeiramente, as frequências do processador e da memória não podem ser aumentadas indefinidamente com a tecnologia atual baseada em silício. Portanto, novos conceitos de arquitetura e organização são necessários para aumentar o poder de processamento. Além disso, o aumento da frequência do processador está associado a um maior consumo de energia e menor eficiência energética. O paralelismo permite evitar essas desvantagens ao realizar cálculos em paralelo a velocidades mais baixas. Como resultado, o paralelismo se tornou uma característica essencial de todos os computadores, uma tendência que provavelmente persistirá devido à demanda constante por essa funcionalidade.

Ao longo do tempo, diversas abordagens de paralelismo se desenvolveram para dar origem aos sistemas de computação paralela modernos, que geralmente incorporam pelo menos

um dos três principais tipos de paralelismo (Czech, 2016; Kuzmiakova, 2008; Trobec *et al.*, 2018):

- (i) Sistemas de memória compartilhada, onde várias unidades de processamento estão conectadas a uma única memória central;
- (ii) Sistemas distribuídos, compostos por múltiplas unidades de computação, cada uma equipada com sua própria unidade de processamento e memória física, todas interconectadas por redes de alta velocidade;
- (iii) Unidades de processamento gráfico (*graphic processor units* - GPUs), que funcionam como coprocessadores para resolver uma variedade de problemas numéricos de propósito geral.

A computação paralela e os algoritmos paralelos têm se tornado de grande interesse na resolução de problemas de otimização. Nesse contexto, a linguagem de programação AMPL (Fourer; Gay; Kernighan, 1990) vem se destacando devido a possibilidade de modelar algebricamente problemas de otimização, abrangendo variáveis contínuas e/ou discretas. No entanto, é importante ressaltar que o AMPL não oferece suporte nativo para a execução/resolução paralela de subproblemas. Geralmente, o paralelismo é desenvolvido pelos *solvers*, que aproveitam as múltiplas unidades de processamento de *hardware* e aplicam técnicas de *multithreading* na resolução dos problemas de otimização. Porém, em muitos casos se torna mais eficiente decompor o problema original, aproveitando sua estrutura específica, e aplicar melhorias e heurísticas direcionadas ao problema sob análise.

Neste trabalho utiliza-se a ferramenta *parampl* para a execução paralela e distribuída de programas escritos na linguagem AMPL (Olszak; Karbowski, 2018). O *parampl* introduz um mecanismo que permite a execução explícita e paralela de subproblemas diretamente no código do programa, permitindo a resolução eficiente de problemas de otimização.

Existem outras ferramentas disponíveis para resolver problemas de otimização em paralelo, como Kestrel (Dolan *et al.*, 2008); AMPLX (Smirnov; Voloshinov; Sukhoroslov, 2016); *Structure-exploiting tool* (SET) (Fragnière *et al.*, 2000); entre outras. No entanto, o *parampl* se destaca devido à sua facilidade de instalação e implementação, possibilitando tanto o paralelismo em núcleos de um único computador quanto a coordenação entre diversos computadores durante a resolução de problemas de otimização.

Contudo, em consequência a uma limitação durante a resolução dos subproblemas das áreas/empresas representadas no problema de FPO descentralizado, não é possível aplicar a *matheurística* desenvolvida à estratégia de processamento paralelo. Neste Capítulo é definido o modelo matemático para o problema de FPO descentralizado estocástico considerando um

horizonte de tempo de um ano (8760 horas) e resolvido utilizando a ferramenta computacional paralela e o método clássico de PNL.

5.1 O Problema de FPO Descentralizado Estocástico

Nesta seção, descreve-se a estratégia de geração de cenários, visando a modelar matematicamente o comportamento das GRs e das cargas ao longo de um horizonte de planejamento preestabelecido. Em seguida, são apresentados os modelos matemáticos para representar a geração de energia a partir de painéis fotovoltaicos (PV) e unidades de geração eólicas (WG).

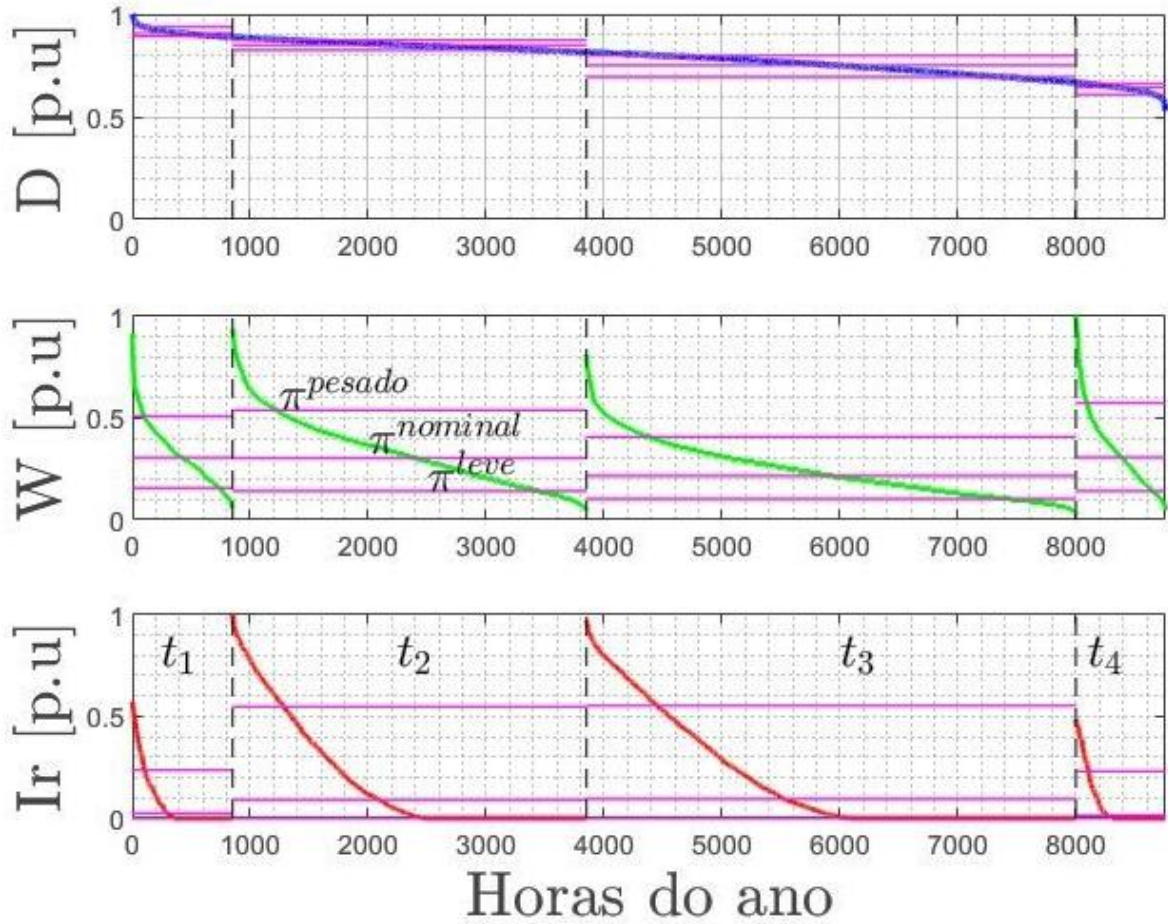
5.1.1 MODELAGEM DAS INCERTEZAS

Durante a operação de sistemas de energia, tanto o nível de demanda elétrica quanto as condições climáticas apresentam fatores aleatórios que introduzem incertezas no problema do FPO. No contexto do problema de FPO, as incertezas, de várias naturezas, podem afetar tanto a estrutura física do sistema como o mercado de energia de maneiras diversas.

Neste trabalho são analisados os comportamentos das variáveis aleatórias de demanda elétrica (D), velocidade do vento (W) e irradiação solar (Ir) com base em dados históricos dos sistemas elétricos analisados (Administration, 2022; NSRDB, 2022). Posteriormente, os valores das variáveis aleatórias são agrupadas em um conjunto de cenários representativos (Baringo; Conejo, 2013; Yamaguti *et al.*, 2021b; Yamaguti *et al.*, 2023). Essa metodologia pode ser detalhada através das seguintes etapas:

1. Os dados históricos de D , W e Ir são separados em blocos de tempo ($t \in \Omega_t$) e seus valores são normalizados a partir de seus respectivos valores máximos;
2. Após a normalização de cada bloco de tempo, os dados históricos são ordenados em ordem decrescente com base nos valores da curva de D ;
3. Buscando manter a correlação horária da curva de demanda elétrica com as demais variáveis aleatórias, necessita-se classificar as demais variáveis em ordem decrescente em cada bloco de tempo, conforme ilustrado na Figura 16. É importante observar que esta estratégia prejudica representação da sequência cronológica dos dados, embora isso não represente uma preocupação significativa para o planejamento de operações a médio/longo prazo.

Figura 16 – Estratégia de geração de cenários: ordenação dos dados históricos



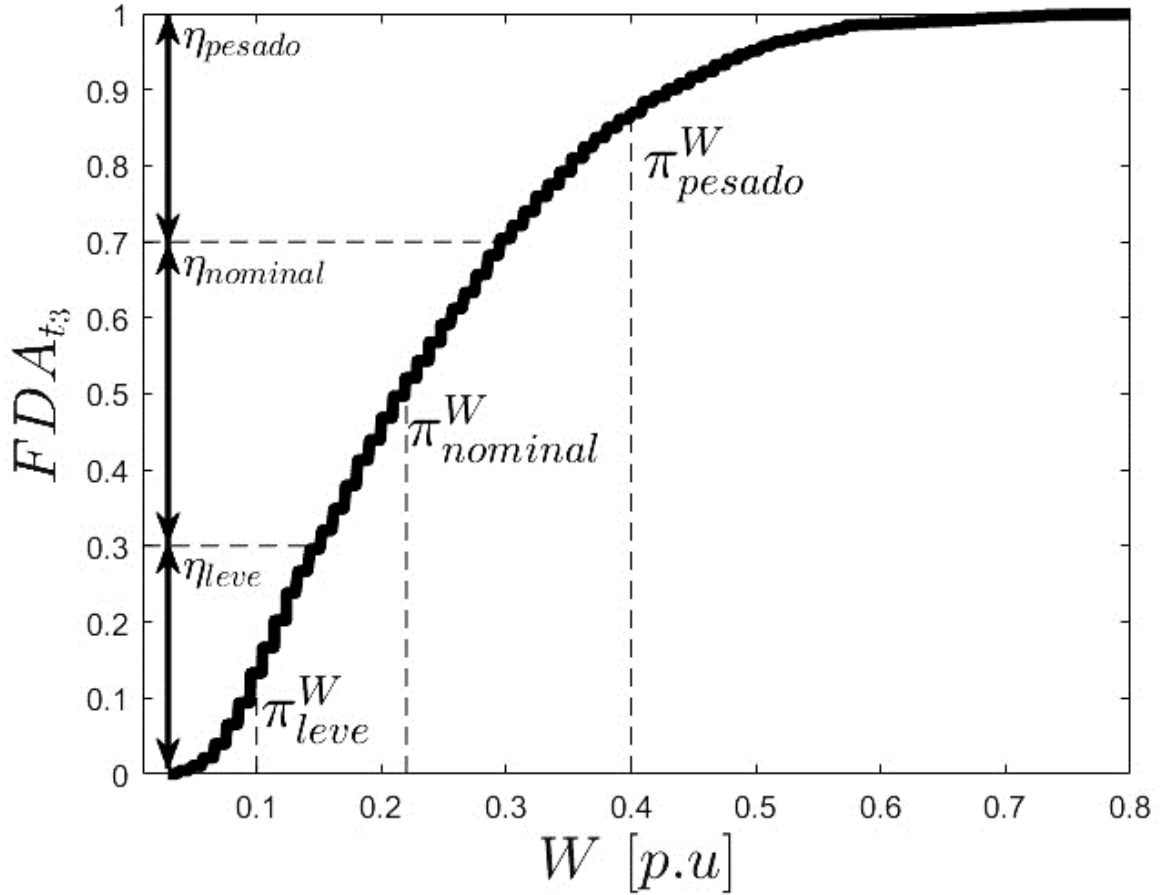
Fonte: Adaptado de Yamaguti *et al.* (2023).

4. Ao utilizar as informações das variáveis aleatórias em cada bloco de tempo, é possível determinar as funções de distribuição acumulativas (FDAs) correspondentes a cada uma dessas variáveis em relação aos blocos de tempo. As FDAs são subdivididas em segmentos, onde os valores médios de suas variáveis são utilizados para definir os seus valores para diferentes cenários operacionais (π) adotados. A probabilidade de ocorrência de cada cenário operacional (η) é estabelecida com base na dimensão dos segmentos das FDAs. Neste estudo foram utilizados três segmentos de 30%, 70% e 100% para definir os níveis de cenários operacionais leve, nominal e pesado, respectivamente, com η de 30%, 40% e 30%, respectivamente. Na Figura 17 demonstra-se a determinação dos valores de π^W durante o terceiro bloco de tempo.

5. Os subconjuntos de cenários estocásticos (ce) em cada bloco de tempo são obtidos de acordo com a expressão $\Omega_{t,cs} = (\pi_{t,ce}, \eta_{t,ce})$, onde $ce \in (D, W, Ir), \forall (t \in \Omega_t)$. Subsequentemente, ocorre uma combinação um a um dos cenários pertencentes ao mesmo bloco de tempo $\Omega_{t,ce} = (\Omega_t^D, \Omega_t^W, \Omega_t^{Ir}) \forall (t, ce \in \Omega_{t,ce})$. A probabilidade de cada cenário é

determinada pelo produto das probabilidades individuais de cada variável do mesmo tempo t , de acordo com $\eta_{t,ce} = \eta_t^D \eta_t^W \eta_t^{Ir}, \forall (t, ce \in \Omega_{t,ce})$.

Figura 17 – Curva da FDA da velocidade do vento durante o terceiro bloco de tempo



Fonte: Adaptado de Yamaguti *et al.* (2023).

5.1.2 MODELAGEM DAS GERAÇÕES RENOVÁVEIS (GR)

As centrais hidroelétricas representam um sistema composto por estruturas, equipamentos e máquinas projetados para gerar eletricidade a partir do potencial hidráulico disponível. Elas fazem uso da energia potencial da água para acionar as turbinas, convertendo, assim, a energia potencial armazenada em energia cinética, que é transformada em eletricidade (Gomez-Exposito; Antonio J. Conejo; Conejo, 2009; Pandey; Karki, 2016).

As usinas hidroelétricas, tradicionalmente, são modeladas conforme as gerações termoelétricas sem a emissão de poluentes ao meio ambiente. Neste estudo não são consideradas as curvas de capacidade dos geradores termo e hidroelétrico, uma vez que não estão sendo consideradas as leis de mercado e os custos de oportunidade devido a geração de reativos, mas o planejamento da operação.

A geração eólica efetua a conversão da energia cinética do vento em energia elétrica por meio de turbinas eólicas acopladas aos geradores. Devido a isso, ela é reconhecida como uma das fontes de energia renovável mais promissoras e relevantes globalmente. A operação dos geradores eólicos no sistema elétrico requer uma modelagem que considere as incertezas relacionadas ao comportamento da velocidade do vento, que pode variar de acordo com a localização geográfica do parque gerador. Em algumas regiões, a velocidade do vento pode não ser suficiente para girar o rotor a uma velocidade adequada para gerar eletricidade, exigindo o acoplamento do rotor a uma caixa de marchas para aumentar a velocidade de rotação.

A curva de fornecimento de energia da geração eólica pode ser aproximada por uma função linear por partes, conforme (55) (Home Ortiz, 2019; Montoya-Bueno; Munoz; Contreras, 2015), onde a variável p^W representa a potência ativa produzida na saída da turbina eólica em função da velocidade do vento ψ^w , P_N^W representa a potência nominal da turbina eólica, $\underline{\psi}^w$, ψ_N^w e $\overline{\psi}^w$ representam as velocidades mínima (*cut-in*), nominal e máxima (*cut-out*) da turbina eólica, respectivamente. Caso ψ^w seja superior à $\overline{\psi}^w$, o controlador é acionado e a geração de energia elétrica é interrompida para proteger o equipamento de possíveis danos.

$$p^w(\psi^w) = \begin{cases} 0, & \psi^w < \underline{\psi}^w \\ \frac{P_N^W}{\psi_N^w - \psi_I^w} \psi^w + P_N^W \left(1 - \frac{\psi_N^w}{\psi_N^w - \psi_I^w} \right), & \underline{\psi}^w \leq \psi^w < \psi_N^w \\ P_N^W, & \psi_N^w \leq \psi^w < \overline{\psi}^w \\ 0, & \psi^w \geq \overline{\psi}^w \end{cases} \quad (55)$$

A irradiação solar pode ser aproveitada de maneira direta (como fonte de luz e calor) e indireta, por meio de dispositivos para a geração de energia elétrica. Além de ser inesgotável, a luz solar é uma fonte de energia limpa, consolidando sua importância como uma alternativa às fontes não renováveis de geração de energia. A geração fotovoltaica destaca-se como a modalidade de geração que mais cresce em comparação com outras fontes de energia renovável devido sua facilidade de instalação, baixo risco e rápido retorno de investimento para diversos tipos de usuários (International Energy Agency (IEA), 2022).

Assim como as turbinas eólicas, a geração fotovoltaica requer uma modelagem que leve em consideração as incertezas relacionadas ao comportamento meteorológico e à disponibilidade da irradiação solar ao longo do dia. A potência gerada pelos painéis fotovoltaicos segundo as equações lineares (56) (Home Ortiz, 2019; Montoya-Bueno; Munoz; Contreras, 2015), onde a variável p^{ir} representa a potência ativa fornecida pelo painel

fotovoltaico em função da irradiação solar incidente ψ^{ir} , P_N^{lr} representa a potência nominal do painel e ψ_N^{lr} representam a irradiação solar nominal.

$$p^{ir}(\psi^{ir}) = \begin{cases} P_N^{lr} \frac{\psi^{ir}}{\psi_N^{lr}}, & 0 \leq \psi^{ir} \leq \psi_N^{lr} \\ P_N^{lr}, & \psi^{ir} \geq \psi_N^{lr} \end{cases} \quad (56)$$

5.1.3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE FPO DESCENTRALIZADO ESTOCÁSTICO

Considerando a formulação do problema do FPO descentralizado (9)–(23), (29)–(35), o problema de FPO descentralizado estocástico é formulado segundo (57)–(88), utilizando a estratégia de geração de cenários operacionais e modelagem das GRs (eólica e fotovoltaica), sendo: hr_t representa a quantidade de horas de cada bloco de tempo t ; $tg(\theta^{w_{CAP}})$ e $tg(\theta^{w_{IND}})$ são os fatores de injeção de potência reativa capacitiva e indutiva das gerações eólicas, enquanto que $tg(\theta^{ir_{CAP}})$ e $tg(\theta^{ir_{IND}})$ representam fatores de potência reativa utilizados nas gerações fotovoltaicas.

$$\min: Y_{desc}^{est} = \sum_{(t,ce) \in \Omega_{t,ce}} \left(\left[\sum_{g \in G} ((p_{t,ce}^g)^2 c_2^g + p_{t,ce}^g c_1^g + c_0^g) + \sum_{k \in B} (p_{k,t,ce}^+ \rho^p + (q_{k,t,ce}^+ + q_{k,t,ce}^-) \rho^q) \right] hr_t \eta_{t,ce} \right) \quad (57)$$

sujeito à:

$$\sum_{(t,ce) \in \Omega_{t,ce}} \left(\sum_{k=g} (p_{t,ce}^g) - \pi_{t,ce}^d P_{k,t,ce}^d - \sum_{km \in (R-AB)} (p_{km,t,ce} + p_{mk,t,ce}) - \sum_{km \in AB} (p_{km,t,ce}^{fr} + p_{mk,t,ce}^{fr}) - g_k^{sh} (v_{k,t,ce})^2 + p_{k,t,ce}^+ \right) = 0 \quad \forall k \in B \quad (58)$$

$$\sum_{(t,ce) \in \Omega_{t,ce}} \left(\sum_{k=g} (q_{t,ce}^g) - \pi_{t,ce}^d Q_{k,t,ce}^d - \sum_{km \in (R-AB)} (q_{km,t,ce} + q_{mk,t,ce}) - \sum_{km \in AB} (q_{km,t,ce}^{fr} + q_{mk,t,ce}^{fr}) + b_k^{sh} \sigma_{k,t,ce} (v_{k,t,ce})^2 + q_{k,t,ce}^+ - q_{k,t,ce}^- \right) = 0 \quad \forall k \in B \quad (59)$$

$$p_{km,t,ce} = (v_{k,t,ce} \alpha_{km,t,ce})^2 g_{km} - \alpha_{km,t,ce} v_{k,t,ce} v_{m,t,ce} (g_{km} \cos(\theta_{km,t,ce} + \varphi_{km}) + b_{km} \sin(\theta_{km,t,ce} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in (R-AB) \quad (60)$$

$$p_{mk,t,ce} = v_{m,t,ce}^2 g_{km} - \alpha_{km,t,ce} v_{k,t,ce} v_{m,t,ce} (g_{km} \cos(\theta_{km,t,ce} + \varphi_{km}) - b_{km} \sin(\theta_{km,t,ce} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in (R-AB) \quad (61)$$

$$q_{km,t,ce} = -(b_{km} + b_k^{sh}/2)(v_{k,t,ce}\alpha_{km,t,ce})^2 + \alpha_{km,t,ce}v_{k,t,ce}v_{m,t,ce}(b_{km}\sin(\theta_{km,t,ce} + \varphi_{km}) - g_{km}\cos(\theta_{km,t,ce} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in (R - AB) \quad (62)$$

$$q_{mk,t,ce} = -(b_{km} + b_k^{sh}/2)v_m^2 + \alpha_{km,t,ce}v_{k,t,ce}v_{m,t,ce}(b_{km}\sin(\theta_{km,t,ce} + \varphi_{km}) + g_{km}\cos(\theta_{km,t,ce} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in (R - AB) \quad (63)$$

$$p_{km,t,ce}^{fr} = (v_{k,t,ce}^{a_1})^2 g_{km} - v_{k,t,ce}^{a_1} V_{t,ce}^{fr} (g_{km}\cos(\theta_{k,t,ce}^{a_1} - \Theta_{t,ce}^{fr} + \varphi_{km}) + b_{km}\sin(\theta_{k,t,ce}^{a_1} - \Theta_{t,ce}^{fr} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in AB \quad (64)$$

$$p_{mk,t,ce}^{fr} = (V_{t,ce}^{fr})^2 g_{km} - v_{k,t,ce}^{a_1} V_{t,ce}^{fr} (g_{km}\cos(\theta_{k,t,ce}^{a_1} - \Theta_{t,ce}^{fr} + \varphi_{km}) - b_{km}\sin(\theta_{k,t,ce}^{a_1} - \Theta_{t,ce}^{fr} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in AB \quad (65)$$

$$q_{km,t,ce}^{fr} = -(b_{km} + b_k^{sh}/2)(v_{k,t,ce}^{a_1})^2 + v_{k,t,ce}^{a_1} V_{t,ce}^{fr} (b_{km}\sin(\theta_{k,t,ce}^{a_1} - \Theta_{t,ce}^{fr} + \varphi_{km}) - g_{km}\cos(\theta_{k,t,ce}^{a_1} - \Theta_{t,ce}^{fr} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in AB \quad (66)$$

$$q_{mk,t,ce}^{fr} = -(b_{km} + b_k^{sh}/2)(V_{t,ce}^{fr})^2 + v_{k,t,ce}^{a_1} V_{t,ce}^{fr} (b_{km}\sin(\theta_{k,t,ce}^{a_1} - \Theta_{t,ce}^{fr} + \varphi_{km}) + g_{km}\cos(\theta_{k,t,ce}^{a_1} - \Theta_{t,ce}^{fr} + \varphi_{km})) \quad \forall km \in AB \quad (67)$$

$$p_{km,t,ce}^2 + q_{km,t,ce}^2 \leq (S_{km})^2 \quad \forall km \in (R - AB) \quad (68)$$

$$(p_{km,t,ce}^{fr})^2 + (q_{km,t,ce}^{fr})^2 \leq (S_{km})^2 \quad \forall km \in AB \quad (69)$$

$$\underline{p}^{th} \leq p_{t,ce}^{th} \leq \overline{p}^{th} \quad \forall th \in G_{TH} \quad (70)$$

$$\underline{Q}^{th} \leq q_{t,ce}^{th} \leq \overline{Q}^{th} \quad \forall th \in G_{TH} \quad (71)$$

$$(p_{t,ce}^{th})^2 + (q_{t,ce}^{th})^2 \leq (S^{th})^2 \quad \forall th \in G_{TH} \quad (72)$$

$$\underline{p}^h \leq p_{t,ce}^h \leq \overline{p}^h \quad \forall h \in G_H \quad (73)$$

$$\underline{Q}^h \leq q_{t,ce}^h \leq \overline{Q}^h \quad \forall h \in G_H \quad (74)$$

$$(p_{t,ce}^h)^2 + (q_{t,ce}^h)^2 \leq (S^h)^2 \quad \forall h \in G_H \quad (75)$$

$$0 \leq p_{t,ce}^w \leq \overline{p}^w \quad \forall w \in G_W \quad (76)$$

$$-p_{t,ce}^w tg(\theta^{wCAP}) \leq q_{t,ce}^w \leq p_{t,ce}^w tg(\theta^{wIND}) \quad \forall w \in G_W \quad (77)$$

$$(p_{t,ce}^w)^2 + (q_{t,ce}^w)^2 \leq (S^w)^2 \quad \forall w \in G_W \quad (78)$$

$$0 \leq p_{t,ce}^{ir} \leq \overline{p}^{ir} \quad \forall ir \in G_{IR} \quad (79)$$

$$-p_{t,ce}^{ir} tg(\theta^{irCAP}) \leq q_{t,ce}^{ir} \leq p_{t,ce}^{ir} tg(\theta^{irIND}) \quad \forall ir \in G_{IR} \quad (80)$$

$$\underline{V}_k \leq v_{k,t,ce} \leq \overline{V}_k \quad \forall k \in B \quad (81)$$

$$-\pi/2 \leq \theta_{k,t,ce} \leq \pi/2 \quad \forall k \in B \quad (82)$$

$$-\pi/4 \leq \theta_{km,t,ce} \leq \pi/4 \quad \forall km \in R \quad (83)$$

$$\alpha_{km,t,ce} = 1 + \tau_{km}(n_{km,t,ce}^{tap}/\overline{n}_{km}^{tap}) \quad \forall km \in T \quad (84)$$

$$\sigma_{k,t,ce} = n_{k,t,ce}^{sh}/\overline{n}_k^{sh} \quad \forall k \in E \quad (85)$$

$$-\overline{n}_{km}^{tap} \leq n_{km,t,ce}^{tap} \leq \overline{n}_{km}^{tap} \quad \forall km \in T \quad (86)$$

$$0 \leq n_{k,t,ce}^{sh} \leq \bar{n}_k^{sh} \quad \forall k \in E \quad (87)$$

$$p_{k,t,ce}^+, q_{k,t,ce}^+, q_{k,t,ce}^- \geq 0; \quad \forall k \in B \quad (88)$$

$$\forall (t, ce) \in \Omega_{t,ce}$$

Similar a FO (34), a nova FO (57) minimiza o custo de geração de energia levando em consideração as variáveis auxiliares nodais e todas as unidades geradoras, onde o conjunto G é subdividido em quatro novos subconjuntos referentes às unidades termoeletrica (G_{TH}), hidroeletrica (G_H), eólica (G_W) e fotovoltaica (G_{IR}), instaladas no SEP.

As equações (58) e (59) são os balanços de potências ativa e reativa, respectivamente, analisadas em cada cenário estocástico. As expressões (60)–(63) representam os fluxos de potências ativa e reativa, respectivamente, que percorrem as LTs internas a cada área/empresa do modelo descentralizado, enquanto que, (64)–(67) representam os fluxos de potências nas LTF. As restrições (68) e (69) modelam os limites de transferência de potência entre os ramos das LTs internas a cada área e entre áreas adjacentes, respectivamente.

As restrições (70)–(80) representam os limites de geração de energia para as unidades termoeletrica (70)–(72), hidroeletrica (73)–(75), eólica (76)–(78) e fotovoltaica (79) e (80), para cada cenário operacional.

As restrições (81) e (82) modelam as faixas operacionais de magnitude e ângulo de tensão nodais, respectivamente, e a expressão (83) representa o limite angular de tensão nos ramos do SEP em todos os cenários operacionais. As equações (84) e (85) representam a relação de transformação de tensão nos transformadores e a injeção de potência reativa fornecida pelo compensador *shunt*, respectivamente, enquanto que as restrições (86) e (87) apresentam os limites das variáveis de controle dos *taps* dos transformadores e chaveamento dos compensadores *shunts*, respectivamente. Por fim, a restrição (88) garante que todas as variáveis auxiliares utilizadas durante a resolução do problema de FPO descentralizado estocástico devem sempre ser não negativas.

Buscando obter maiores informações dos resultados obtidos pelo método proposto, consideram-se nas FOs os custos das perdas de potência ativa (89) e das emissões GEEs provenientes de GnR (90) (Abido, 2006; Yamaguti *et al.*, 2019, 2023), sendo $\PERDAS e $\GEE as taxas referentes à perda de potência ativa e emissão de gases de efeito estufa no meio ambiente; α , β e γ são os coeficientes de emissão de poluentes das unidades termoeletricas instaladas no SEP.

$$\sum_{(t,ce) \in \Omega_{t,ce}} \left(\sum_{km \in R} [(p_{km,t,ce} + p_{mk,t,ce}) \$^{PERDAS}] hr_t \eta_{t,ce} \right) \quad (89)$$

$$\sum_{(t,ce) \in \Omega_{t,ce}} \left(\sum_{g \in G_{TH}} \left[\left(\frac{((p_{t,ce}^g)^2 \gamma^g + p_{t,ce}^g \beta^g + \alpha^g)}{100} \right) \$^{GEE} \right] hr_t \eta_{t,ce} \right) \quad (90)$$

Os mesmos critérios de parada na implementação computacional do modelo apresentados na Seção 2.3.2 e ilustrado na Figura 9 são adaptados para a análise do problema de FPO descentralizado estocástico.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES FPO ESTOCÁSTICO PARALELO

Neste Capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir da implementação computacional do modelo matemático definido no Capítulo 5. As simulações apresentadas são desenvolvidas em um computador DELL XPS i7-6700 com 3,40 GHz e 8 GB RAM. Os modelos matemáticos utilizados são programados em linguagem AMPL (Fourer; Gay; Kernighan, 1990) e resolvidos utilizando o *solver* comercial KNITRO (Byrd; Nocedal; Waltz, 2006). Todos os dados utilizados durante as simulações são apresentados no link do Anexo A.

Inicialmente, efetua-se uma análise crítica entre as estratégias sequencial e paralela do modelo descentralizado determinístico apresentado anteriormente, buscando verificar se ambos os métodos de resolução apresentam o mesmo desempenho na resolução do problema de FPO. Para isso, comparam-se os resultados da formulação do problema de FPO descentralizado (9)–(23), (29)–(35) obtidos a partir das estratégias sequencial e paralela nas simulações do sistema IEEE 73 (RTS–96) considerando possíveis contingências de ramos e sem modificar a matriz energética de sua geração.

Após a verificação do desempenho das estratégias sequencial e paralela, a implementação computacional do modelo matemático para o problema de FPO descentralizado estocástico é utilizada para simular os sistemas elétricos IEEE 118 e 3x IEEE 118 (Amorim *et al.*, 2010; Amorim, 2006). Durante as simulações estocásticas, são considerados alguns casos de contingências dos SEPs analisados, além de dois casos de configuração da matriz energética:

a) **Caso M1:** Sem modificação da matriz energética do SEP;

b) **Caso M2:** Substituição de algumas gerações do SEP por unidades hidroelétrica, eólica e fotovoltaicas.

Durante as simulações do Caso M2, adota-se que os valores dos parâmetros de velocidades do vento máxima, mínima e nominal foram estabelecidos em 25, 2 e 14 [m/s], respectivamente.

Para modelar a natureza estocástica das variáveis aleatórias do problema, foram empregados dados históricos de condições climáticas, incluindo velocidade do vento e irradiação solar, da região Centro-Oeste dos Estados Unidos no ano de 2021 (Administration, 2022; NSRDB, 2022), pois os SEPs analisados nesta seção estão instalados e operando nessa região.

As curvas de demanda utilizadas nessa seção são geradas a partir de função de distribuição normal com 5% de desvio padrão (Yamaguti, 2019; Yamaguti *et al.*, 2019). Para

fins de simplicidade, todas as barras de carga e GR apresentam os mesmos padrões de consumo e condições de geração.

No modelo estocástico utilizaram-se quatro blocos de tempo (estações do ano), cada uma com 2190 horas e analisando 27 cenários operacionais distintos, os quais são obtidos a partir da combinação de três níveis de demanda elétrica, três velocidades do vento e três níveis de irradiação solar. Na Tabela 22 apresentam-se os valores de π e η relacionados à demanda de energia, velocidade do vento e irradiação solar.

Tabela 22 – Modelagem estocástica: níveis de π e probabilidade η de ocorrência

Estação	Nível	π_t^D [p.u]	η_t^D	π_t^W [m/s]	η_t^W	π_t^I [W/m ²]	η_t^I
Inverno $t = 1$	Pesado	1,17	0,30	5,34	0,30	243,61	0,30
	Nominal	1,09	0,40	3,20	0,40	25,80	0,11
	Leve	1,06	0,30	1,64	0,30	0,00	0,59
Primavera $t = 2$	Pesado	0,88	0,30	4,25	0,30	570,03	0,30
	Nominal	0,82	0,40	2,26	0,40	96,90	0,24
	Leve	0,75	0,30	1,08	0,30	0,00	0,46
Verão $t = 3$	Pesado	1,02	0,30	5,63	0,30	564,14	0,30
	Nominal	0,96	0,40	3,19	0,40	93,35	0,24
	Leve	0,92	0,30	1,47	0,30	0,00	0,46
Outono $t = 4$	Pesado	0,70	0,30	5,99	0,30	236,93	0,30
	Nominal	0,67	0,40	3,22	0,40	15,32	0,12
	Leve	0,60	0,30	1,48	0,30	0,00	0,58

Fonte: Adaptado de Yamaguti *et al.* (2023).

Durante as simulações, assume-se que os custo das perdas é de $\$^{PERDAS} = 120,00$ [US\$/MW] (CCEE, 2021) e das emissões é de $\$^{GEE} = 45,00$ [US\$/ton] (Dahlke, 2019). Os custos das perdas de potência ativa (89) e das emissões GEEs provenientes de GnR (90) são analisados como parâmetros auxiliares durante o processo de otimização dos SEPs estudados.

6.1 Verificação das Estratégias Sequencial e Paralela Aplicadas ao Problema de FPO Descentralizado

As implementações computacionais dos modelos matemáticos do problema de FPO descentralizado (9)–(23), (29)–(35) resolvido por meio das estratégias sequencial e paralela são testadas nos sistemas RTS–96 (IEEE 73) devido suas características físicas e operacionais favoráveis na análise do problema de FPO descentralizado. Durante as simulações são consideradas diversas condições operacionais do SEP com o propósito de avaliar o desempenho de ambas as estratégias de solução considerando diferentes cenários de operação da rede.

6.1.1 RESULTADOS FPO DESCENTRALIZADO SEQUENCIAL E PARALELO: IEEE 73 (RTS-96)

Conforme descrito na Seção 4.2, o sistema IEEE 73 é um sistema de pequeno porte e formado por 73 barras, 120 LTs, 99 unidades de geração, 51 barras de cargas, 3 compensadores de potência reativa *shunt* (oito níveis de chaveamento) e 15 LT com transformador com controle de *taps* (± 16 *taps*) com 10% de regulação de tensão (Coffrin; Gordon; Scott, 2014; Subcommittee, 1979). São adotadas as seguintes condições de simulação: faixa operacional de tensão de $\pm 5\%$ [p.u]; três áreas/empresas (Tabela 7); $\rho^p = \rho^q = 10^3$ [US\$/MW e US\$/MVar] e incrementados em duas vezes ao final de cada processo iterativo do modelo descentralizado; e $\varepsilon^p = \varepsilon^q = \varepsilon^{pq} = 10^{-6}$ [p.u]. Na Tabela 23 especificam-se as contingências simuladas e analisadas (Biskas; Bakirtzis, 2004).

Tabela 23 – IEEE 73: contingências simuladas

Caso	Contingência (ramo)	Caso	Contingência (ramo)
O	Sem contingência	D	217 – 222
A	114 – 116	E	310 – 311
B	117 – 122	F	315 – 325 e 318 – 223
C	210 – 211		

Fonte: Yamaguti *et al.* (2023).

Na Tabela 24 apresentam-se os resultados do custo de geração de energia (Ψ), perdas de potências ativa e reativa e tempo computacional consumido pelos modelos centralizado (6)–(23), descentralizado sequencial e descentralizado paralelo, respectivamente. Durante as análises desenvolvidas, o modelo centralizado é utilizado como referência para avaliar os valores fornecidos pelos modelos descentralizados.

Ao utilizar a formulação do problema de FPO centralizado como referência, verifica-se que os modelos descentralizados obtiveram soluções com pontos operacionais similares aos do modelo centralizado em todos os casos analisados, conforme apresentado na Tabela 24.

Dessa forma, constata-se que as estratégias sequencial e paralela fornecem as mesmas soluções, mas apresentam um pequeno aumento em seus custos de geração e tempo computacional em relação à modelagem centralizada, conforme já foi observado nas simulações do Capítulo 4. Como ambos os modelos descentralizados são capazes de determinar os mesmos pontos operacionais com mesmo custo de geração de energia, é possível afirmar que uma análise aplicada à estratégia sequencial também pode ser aplicada à estratégia paralela. Logo, para fins de simplicidade, todas as análises posteriores são desenvolvidas com base na estratégia paralela.

Tabela 24 – IEEE 73: resultados das contingências

Caso	Modelo	Ψ [US\$h]	p^{PERDA} [MW]	q^{PERDA} [MVA _r]	Tempo [s] (iterações)
O	Centr.	189715,93	133,47	-523,05	0,45 (–)
	Desc. Seq.	192007,73	134,97	-524,26	0,63 (35)
	Desc. Par.	192007,73	134,97	-524,26	0,50 (34)
A	Centr.	190690,29	153,01	-353,16	0,56(–)
	Desc. Seq.	192440,24	154,59	-343,90	0,75 (35)
	Desc. Par.	192440,30	154,59	-343,91	0,64 (34)
B	Centr.	189915,70	137,44	-469,37	0,57 (–)
	Desc. Seq.	191937,38	139,42	-461,32	0,82 (35)
	Desc. Par.	191937,38	139,42	-461,32	0,66 (34)
C	Centr.	189867,16	136,30	-484,50	0,56 (–)
	Desc. Seq.	195679,08	135,41	-488,49	0,74 (35)
	Desc. Par.	195679,11	135,41	-488,49	0,66 (34)
D	Centr.	189921,00	137,57	-467,95	0,55 (–)
	Desc. Seq.	192144,45	139,51	-461,66	0,77 (35)
	Desc. Par.	192144,45	139,51	-461,66	0,61 (34)
E	Centr.	189868,19	136,33	-484,28	0,53 (–)
	Desc. Seq.	193736,49	137,25	-498,79	0,71 (36)
	Desc. Par.	193736,49	137,25	-498,80	0,63 (35)
F	Centr.	189990,53	138,89	-437,71	0,57 (–)
	Desc. Seq.	192526,30	141,47	-431,97	0,79 (35)
	Desc. Par.	192526,30	141,47	-431,97	0,65 (34)

(–): Abordagem centralizada não apresenta processo descentralizado iterativo;

Fonte: Adaptado de Yamaguti *et al.* (2023).

O aumento nos valores fornecidos pela modelagem descentralizada ocorre devido a garantia da segurança e privacidade dos dados entre as áreas/empresas, uma vez que a modelagem centralizada não apresente tal característica. Contudo, vale destacar que a técnica que utiliza processamento paralelo apresenta um desempenho intermediário entre os demais métodos de resolução, o que permite justificar sua aplicação na resolução do problema de FPO.

Na Tabela 25 apresentam-se os valores dos fluxos p_{km} e q_{km} nas LTFs em cada caso de contingência simulado considerando os modelos centralizado e descentralizado paralelo. A partir da análise dos fluxos de potências é possível observar como a modelagem descentralizada coordena o intercâmbio de energia entre as áreas do SEP.

No Caso O, as soluções dos modelos centralizado e descentralizado paralelo apresentam desvios de 1,21%, 1,13% e 0,23% em relação aos custos de geração e às perdas de potência ativa/reactiva, respectivamente. Neste mesmo caso a modelagem centralizada determina que os custos de geração das áreas são $a_1 = 61397,18$, $a_2 = 65245,83$ e $a_3 = 63072,91$ [US\$], enquanto o método proposto obteve $a_1 = 59861,72$, $a_2 = 68612,90$ e $a_3 = 63533,10$ [US\$]. Nesse

contexto, a solução do modelo descentralizado apresenta um custo de geração inferior à solução centralizada na área 1, mas um valor mais alto na área 2. Os resultados da Tabela 25 comprovam esse comportamento, mostrando as inversões no fluxo de potência nas LTF (107–203) e (123–217).

Tabela 25 – Fluxos de potências ativa [MW] e reativa [MVar] nas LTFs

Caso	Modelo	Fluxo	LTF				
			(107–203)	(113–215)	(123–217)	(325–121)	(318–223)
O	Centr.	p_{km}	-5,45	-115,02	5,97	-80,44	76,71
		q_{km}	10,88	18,28	-7,92	1,56	-18,76
	Desc. Par.	p_{km}^{fr}	-18,93	-132,97	-20,73	-68,29	72,75
		q_{km}^{fr}	-5,35	16,08	-5,37	-0,60	-18,55
A	Centr.	p_{km}	-15,11	-154,72	41,52	-135,78	100,22
		q_{km}	13,89	28,65	-11,77	12,87	-19,70
	Desc. Par.	p_{km}^{fr}	-9,88	-142,29	41,09	-160,67	78,92
		q_{km}^{fr}	24,21	18,30	-12,73	18,84	-18,87
B	Centr.	p_{km}	-5,75	-117,41	2,74	-83,57	78,69
		q_{km}	10,94	18,74	-7,54	2,12	-18,86
	Desc. Par.	p_{km}^{fr}	-18,62	-133,61	-20,99	-74,29	73,77
		q_{km}^{fr}	-5,90	16,26	-5,33	0,46	-18,61
C	Centr.	p_{km}	-2,16	-117,91	2,35	-81,91	76,16
		q_{km}	8,55	19,58	-7,61	1,82	-18,73
	Desc. Par.	p_{km}^{fr}	-34,32	-170,79	-77,49	-59,66	38,61
		q_{km}^{fr}	-4,32	27,79	4,61	-2,18	-16,12
D	Centr.	p_{km}	-6,14	-121,21	15,01	78,80	77,02
		q_{km}	11,24	20,44	-8,54	1,26	-18,78
	Desc. Par.	p_{km}^{fr}	-19,34	-138,59	-10,55	-67,47	72,94
		q_{km}^{fr}	-4,38	17,38	-6,50	-0,76	-18,56
E	Centr.	p_{km}	-5,53	-115,25	5,71	-80,86	80,14
		q_{km}	10,92	18,35	-7,89	1,63	-18,93
	Desc. Par.	p_{km}^{fr}	-19,05	-135,31	-28,72	-37,35	105,96
		q_{km}^{fr}	-4,74	16,26	-4,21	-5,93	-21,93
F	Centr.	p_{km}	-0,75	-99,58	24,19	-41,90	FALHA
		q_{km}	9,54	14,93	-10,01	-5,20	FALHA
	Desc. Par.	p_{km}^{fr}	-17,30	-128,12	-15,94	-50,43	FALHA
		q_{km}^{fr}	-3,94	15,38	-6,04	-3,79	FALHA

Fonte: Adaptado de Yamaguti *et al.*, (2023).

Dessa forma, no caso do modelo descentralizado a área 2 fornece energia para a área 1 por meio das LTFs, ao contrário do que ocorre com a modelagem centralizada, que é a área 1 que fornece energia para a área 2.

No Caso A, a ocorrência de uma falha no ramo (114–116) apresenta uma diferença de 0,92% nos custos de geração, além de variações de 1,04% e 2,62% nas perdas de potências ativa e reativa, respectivamente, entre os modelos centralizado e descentralizado. Referente à solução do modelo centralizado, os custos de geração em cada área são de $a_1 = 64201,37$, $a_2 = 64926,83$ e $a_3 = 61562,08$ [US\$], respectivamente.

Os resultados obtidos pela abordagem que utiliza processamento paralelo fornecem que os custos de geração são de $a_1 = 66312,24$, $a_2 = 65246,96$ e $a_3 = 60881,56$ [US\$]. É relevante destacar que, nesse contexto, as direções de fluxo de energia nas LTFs permanecem inalteradas, e os valores obtidos nos dois modelos são próximos, como apresentado na Tabela 25.

As contingências nas LTs dos Caso B (117–122) e D (217–222), consistem na inoperância de uma mesma linha em áreas distintas, apresentando perspectivas importantes sobre o comportamento do sistema de energia sob diferentes condições topológicas. Sendo assim, a partir dos resultados apresentados para o Caso B, verifica-se que o modelo descentralizado paralelo apresenta resultados com desvios de 1,06%, 1,44% e 1,72% em seus custos de geração e perdas de potências ativa/reativa em comparação com os resultados do modelo centralizado. Adicionalmente, a abordagem descentralizada fornece como resultados que cada área do sistema elétrico gera $a_1 = 60057,64$, $a_2 = 68594,28$ e $a_3 = 63285,46$ [US\$], logo, a área 1 gera menos energia, necessitando da importação de energia proveniente da área 2 em comparação com os resultados centralizados, onde $a_1 = 61457,56$, $a_2 = 65440,77$ e $a_3 = 63017,37$ [US\$].

Em relação ao Caso D, a abordagem paralela apresenta resultados com desvios de 1,17% no custo de geração e 1,41% e 1,34% nas perdas de potências ativa/reativa em comparação com os resultados do SEP centralizado. Além disso, o modelo centralizado fornece custos de geração em cada área, de $a_1 = 61407,31$, $a_2 = 65348,51$ e $a_3 = 63165,17$ [US\$], enquanto o método descentralizado obteve valores de $a_1 = 59926,52$, $a_2 = 68634,89$ e $a_3 = 63583,02$ [US\$]. Similar ao Caso B, existe um fluxo de potência da área 2 para a área 1.

Comparando-se os custos de geração em cada área, nos Casos B e D têm-se desvios inferiores à 1,00% para ambos os modelos, centralizado e descentralizado. Além disso, tanto o Caso B quanto o Caso D apresentam inversão no sentido dos fluxos de potência quando comparados à modelagem centralizada, conforme apresentado na Tabela 25.

De forma semelhante, nos Casos C e E considera-se a retirada da linha de transmissão (10–11) nas áreas 2 e 3, respectivamente. A partir dos resultados da Tabela 24, verifica-se que o modelo descentralizado obteve soluções para o Caso C com variações de 3,06%, 0,66% e 0,83% nos custos de geração e nas perdas de potências ativa/reativa, respectivamente, em comparação com o método centralizado. Quanto ao Caso E, as variações dos valores de custo

de geração e perdas de potências são de 2,04%, 0,67% e 3,00%, em relação aos modelos paralelo e centralizado.

Ao analisar os valores de fluxo de potências ativa e reativa nas LTFs apresentadas na Tabela 25, observa-se que as soluções do método descentralizado para ambos os Casos (C e E) aumenta a importação de energia da área 2 para a área 1 nas LTFs (107–203) e (113–215), reduz a exportação de energia da área 1 para a área 3 na LTF (325–121) e intensifica a importação de energia do fluxo de potência na LTF (123–217) em relação à abordagem centralizada. Consequentemente, a abordagem paralela fornece que os custos de geração em cada área são $a_1 = 57556,57$, $a_2 = 75815,48$ e $a_3 = 62307,07$ [US\$] para o Caso C, e $a_1 = 59241,04$, $a_2 = 67576,28$ e $a_3 = 66919,15$ [US\$] para o Caso E. No entanto, para a abordagem centralizada obteve-se custos de geração de $a_1 = 61320,94$, $a_2 = 65569,20$ e $a_3 = 62977,01$ [US\$] para o Caso C e $a_1 = 61388,69$, $a_2 = 65113,58$ e $a_3 = 63365,91$ [US\$] para o Caso E, comprovando que as soluções do método descentralizado para ambos os Casos resultam em custos de geração mais baixos na área 1 e mais altos na área 2 em comparação com o SEP centralizado devido a diferença no intercâmbio de fluxo de potência entre as LTFs.

Por fim, durante a análise do Caso F são adotados dois desligamentos, um da LT (315–324) e outro na LTF (318–223), que estabelece uma conexão entre as áreas 3 e 2. Os resultados apresentados na Tabela 24 mostram que a abordagem descentralizada apresenta desvios de 1,33%, 1,86% e 1,31% em relação aos custos de geração e perdas de potências ativa/reativa, em relação a abordagem centralizada, que obteve custos de geração nas áreas iguais a $a_1 = 61439,88$, $a_2 = 67024,81$ e $a_3 = 61525,83$ [US\$]. Em contrapartida, o modelo descentralizado forneceu custos de geração em cada área de $a_1 = 59814,17$, $a_2 = 71494,89$ e $a_3 = 61217,24$ [US\$]. A diferença nos valores dos custos de geração entre as abordagens centralizada e MA é atribuída ao aumento na importação de energia da área 1 para a área 2 por meio das LTFs (107–203), (113–215) e (123–217). A contingência na LTF (318–223) restringe a troca de energia entre as áreas 3–1, exercendo um impacto direto nos custos de geração das áreas 1 e 2.

A metodologia descentralizada resolvida utilizando processamento paralelo obteve a solução em menos de 40 iterações para ambas as abordagens. Em todas as simulações, a abordagem sequencial demonstrou um tempo computacional inferior a um segundo, ao passo que a abordagem paralela resultou em uma redução de 20,78% do tempo de processamento da CPU (Caso D).

Dessa maneira, após a verificação de todos os Casos, pode-se concluir que a abordagem paralela do problema de FPO descentralizado resulta na obtenção de soluções com valores próximos a aqueles obtidos por meio da abordagem sequencial. Além disso, a implementação

paralela demonstra a capacidade de reduzir significativamente o tempo computacional necessário, ao mesmo tempo em que assegura a preservação da confidencialidade dos dados e informações das empresas envolvidas.

Adicionalmente, observa-se que a metodologia paralela proposta apresenta pequenas variações nos valores dos custos de geração e das perdas de potências ativa e reativa em relação à abordagem centralizada. No entanto, é importante destacar que essas variações não comprometem a precisão e a confiabilidade do método desenvolvido.

6.2 Resultados FPO Descentralizado Estocástico: IEEE 118

Semelhante às condições apresentadas na Seção 4.3, o sistema IEEE 118 é composto por 118 nós, 189 LTs, 54 geradores de energia, 99 barras de demanda, 14 compensadores *shunt* (oito níveis de chaveamento), 11 transformadores com controle de *taps* instalados com 10% de regulação de tensão (Zimmerman; Murillo-S, 2020).

São adotadas as seguintes condições de simulação: faixa operacional de tensão de $\pm 5\%$ [p.u]; três áreas/empresas (Tabela 11); $\rho^p = \rho^q = 10^3$ [US\$/MW e US\$/MVar] e incrementados em duas vezes ao final de cada processo iterativo do modelo descentralizado; e $\varepsilon^p = \varepsilon^q = \varepsilon^{pq} = 10^{-6}$ [p.u].

Na Tabela 26 são apresentadas as unidades geradoras que sofreram alterações de dados durante a análise do Caso M2.

Tabela 26 – IEEE 118: matriz energética para o Caso M2

Geração	Área	Barras
Hidroelétrica	1	10, 12, 25, 26
	2	49, 54, 59, 61, 65, 66, 69
	3	89, 100
Eólica	1	1, 4, 19, 73, 113
	2	55, 56, 116
	3	90, 104, 112
Fotovoltaica	1	15, 18, 32, 34, 70, 76
	2	34, 76
	3	92, 107, 110
Termoelétrica	1, 2 e 3	Demais unidades

Fonte: Próprio Autor.

A substituição das unidades geradoras por GR foi determinada com base na capacidade máxima de fornecimento de potência ativa das gerações originalmente instaladas no SEP. Os geradores cujas capacidades máximas de fornecimento de potência ativa iguais à 100,00 [MW] foram substituídos por G_W e G_{PV} , enquanto que os geradores com maior capacidade máxima de

fornecimento de potência ativa foram substituídos por geradores hidroelétricos. A capacidade máxima de fornecimento de potência ativa das novas unidades geradoras é igual às capacidades máximas dos geradores substituídos.

Dessa forma, as capacidades de geração de potência ativa das unidades geradoras são divididas da seguinte forma:

- G_{TH} : $a_1 = 707,00$ [MW], $a_2 = 1296,00$ [MW], $a_3 = 680,00$ [MW];
- G_H : $a_1 = 1469,00$ [MW], $a_2 = 2755,00$ [MW], $a_3 = 1059,00$ [MW];
- G_W : $a_1 = 500,00$ [MW], $a_2 = 300,00$ [MW], $a_3 = 300,00$ [MW];
- G_{PV} : $a_1 = 400,00$ [MW], $a_2 = 200,00$ [MW], $a_3 = 300,00$ [MW].

Na Tabela 27 apresentam-se as contingências simuladas no sistema IEEE 118.

Tabela 27 – IEEE 118: contingências simuladas

Caso	Contingências (ramos)
G	Sem contingências
H	(65–68)
I	(89–92)
J	(26–30)

Fonte: Mantovani (1995).

Na Tabela 28 apresentam-se os resultados dos custos de geração (γ_{desc}^{est}), perda de potência ativa, emissão de poluentes das GnR e tempo computacional consumido pelo modelo descentralizado estocástico proposto (57)–(88), considerando os dois casos de matrizes energéticas para o sistema.

Tabela 28 – IEEE 118: resultados Caso G

Estação	γ_{desc}^{est} [US\$]		Custo p^{PERDAS} [US\$]		Custo GEE [US\$]		Tempo [s] ($iter_{média}$)	
	M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2
	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^{14}$	$\times 10^8$		
Inverno	3,3153	1,5464	0,1785	0,2672	1,9307	8,9925	118 (35)	126 (39)
Primavera	1,8393	0,9359	0,1011	0,1608	0,8429	2,8477	103 (33)	98 (35)
Verão	2,3149	1,0878	0,1214	0,1984	0,9482	2,0466	105 (34)	106 (36)
Outono	2,8431	1,2402	0,1516	0,2209	1,2450	2,0772	115 (35)	119 (37)

Fonte: Próprio Autor.

Os valores apresentados na Tabela 28 são adotados como referência para as demais análises do problema de FPO descentralizado, já que é analisada a condição nominal (sem contingências – Caso G) do SEP.

A partir dos resultados apresentados na Tabela 28, verifica-se que a consideração de apenas GnRs na rede resulta no custo de $10,31 \times 10^8$ [US\$/ano], enquanto que, ao alocar as gerações hidroelétrica, eólica e fotovoltaica, o custo anual de geração de energia é reduzido em 53,36% ($4,81 \times 10^8$ [US\$]). No entanto, devido à ausência de um estudo preliminar para definir a alocação ótima das unidades não despacháveis (eólica e fotovoltaica), verifica-se que os custos de perda de potência ativa passaram de $5,5260 \times 10^7$ [US\$/ano] no Caso M1, para $8,4730 \times 10^7$ [US\$/ano] no Caso M2, representando um aumento de 53,33%.

A instalação de unidades GR que não emitem GEE reduz os custos de emissão de poluentes em relação os Casos M1, com $4,9668 \times 10^{14}$ [US\$/ano], e M2, com $15,9640 \times 10^8$ [US\$/ano], na ordem de cem mil vezes.

Finalmente, observa-se que para ambos os Casos de estudo, o modelo proposto consome em média 111 segundos para resolver o problema de FPO descentralizado estocástico. Esses valores são satisfatórios para problemas de planejamento da operação, sendo que durante as análises são contemplados 27 cenários operacionais por bloco de tempo (estação). No decorrer do inverno e outono, verifica-se que o processo iterativo do método descentralizado executa o maior número de iterações, já que ambos as estações apresentam os maiores valores de demanda elétrica consumida.

Semelhante à Tabela 28, da Tabela 29 à Tabela 31 são apresentados os resultados obtidos pela implementação computacional do modelo descentralizado estocástico proposto (57)–(88) nas simulações do sistema IEEE 118 considerando as contingências H a J, respectivamente.

Tabela 29 – IEEE 118: resultados Caso H

Estação	γ_{desc}^{est} [US\$]		Custo p^{PERDAS} [US\$]		Custo GEE [US\$]		Tempo [s] ($iter_{média}$)	
	M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2
	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^{14}$	$\times 10^8$		
Inverno	3,2679	1,5245	0,1915	0,31215	2,0145	9,3100	124 (35)	125 (38)
Primavera	1,8050	0,9599	0,1109	0,16851	0,8255	3,9591	105 (34)	109 (36)
Verão	2,2824	1,0681	0,1406	0,19545	0,9239	3,6617	112 (34)	115 (36)
Outono	2,7974	1,2147	0,1684	0,23678	1,2515	3,0115	120 (35)	119 (36)

Fonte: Próprio Autor.

Analisando os resultados apresentados na Tabela 29, observa-se que a contingência na área 2 (Caso H) proporciona uma redução de 1,55% e 0,86% nos custos de geração para os Casos M1 e M2, respectivamente, em relação à condição nominal de operação do SEP (Caso G). Contudo, os custos de perda de potência ativa e emissão de poluentes apresentam aumentos em seus valores em relação aos custos apresentados para o Caso G, onde as perdas ativas

aumentaram 10,64% e 7,74% para os Casos M1 e M2, respectivamente, enquanto os custos de GEE aumentaram 0,97% e 24,92% para os Casos M1 e M2, respectivamente.

Os tempos computacionais consumidos pelo método proposto foram, em média, 115 [s] para o Caso M1 e 117 [s] para o Caso M2, os quais são superiores em relação ao Caso G devido a maior dificuldade de resolver o problema de FPO considerando a contingência de ramo.

Analisando a Tabela 30 verifica-se que, no Caso M1, ao considerar a ocorrência da falta no ramo (89–92), os custos associados à geração apresentam uma redução de 0,19%, e os custos de perda de potência ativa e as emissões de poluentes apresentam um aumento de 2,21% e 3,22%, respectivamente, em comparação com o Caso G.

Tabela 30 – IEEE 118: resultados Caso I

Estação	γ_{desc}^{est} [US\$]		Custo p^{PERDAS} [US\$]		Custo GEE [US\$]		Tempo [s] ($iter_{média}$)	
	M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2
	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^{14}$	$\times 10^8$		
Inverno	3,3015	1,549	0,1792	0,2767	2,0817	9,2544	116 (35)	121 (38)
Primavera	1,8293	0,974	0,1273	0,1585	0,8769	2,8002	101 (35)	106 (35)
Verão	2,3179	1,054	0,1549	0,2313	0,9468	3,2231	102 (35)	107 (36)
Outono	2,8444	1,229	0,1034	0,1981	1,2215	4,6866	110 (35)	118 (36)

Fonte: Próprio Autor.

De forma semelhante, os resultados do Caso M2 indicam que o custo de geração também apresenta uma redução de 0,09% em relação às condições nominais de operação do sistema IEEE 118, enquanto os custos de perdas de potência ativa e emissão de GEE elevam seus valores em 0,08% e 2,04%, respectivamente. Os tempos computacionais e iterações consumidas pelo método proposto não apresentam modificações significativas em relação ao Caso G.

Tabela 31 – IEEE 118: resultados Caso J

Estação	γ_{desc}^{est} [US\$]		Custo p^{PERDAS} [US\$]		Custo GEE [US\$]		Tempo [s] ($iter_{média}$)	
	M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2
	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^{14}$	$\times 10^8$		
Inverno	3,3182	1,5763	0,1843	0,2733	2,0744	9,3310	117 (36)	125 (39)
Primavera	1,8561	1,1056	0,1007	0,2082	0,8516	2,0270	105 (35)	100 (35)
Verão	2,3357	1,2403	0,1298	0,2440	0,9449	3,2231	105 (35)	109 (36)
Outono	2,8531	0,9539	0,1612	0,1897	1,1347	4,5231	118 (36)	121 (38)

Fonte: Próprio Autor.

Analisando os resultados apresentados na Tabela 31, observa-se que a contingência na área 1 (Caso J) aumenta o valor da FO, onde os custos de geração de energia aumentaram 0,49%

e 1,37%, os custos de perda de potência ativa em de 4,23% e 8,01% e o custo de emissão de GEE em 0,78% e 19,67% para os Casos M1 e M2, respectivamente, em comparação às condições nominais de operação do SEP. Os tempos computacionais consumidos não apresentam alterações significativas, porém o número de iterações para solução do problema de FPO aumentaram em relação ao Caso G.

6.3 Resultados FPO Descentralizado Estocástico: 3x IEEE 118

O sistema de 354 barras(3x IEEE 118) é composto pela interconexão de três sistemas de 118 barras e nas simulações consideram-se as mesmas condições operacionais (Zimmerman; Murillo-S, 2020). Na Tabela 32 apresenta-se a configuração adotada para as simulações do sistema 3x IEEE 118.

Tabela 32 – Dados 3x IEEE 118 descentralizado

Área	Unidades geradoras p_{max}^g [MW], q_{max}^g [MVar]	Carga P^d [MW], Q^d [MVar]	LTFs $k(\text{área})-m(\text{área})$
Área 1	54 geradores 9966,20 [MW]; 11777[MVar]	99 cargas elétricas 4242 [MW]; 1438[MVar]	15(1)–204(2); 36(1)–163(2)
Área 2	54 geradores 9966,20 [MW]; 11777[MVar]	99 cargas elétricas 4242 [MW]; 1438[MVar]	93(1)–352(3); 104(1)–317(3)
Área 3	54 geradores 9966,20 [MW]; 11777[MVar]	99 cargas elétricas 4242 [MW]; 1438[MVar]	230(2)–244(3); 133(2)–287(3)

Fonte: Adaptado de Amorim *et al.* (2010) e Amorim, (2006).

Durante as simulações são adotadas as seguintes condições de testes: faixa operacional de tensão de $\pm 5\%$ [p.u]; $\rho^p = \rho^q = 10^3$ [US\$/MW e US\$/MVar] e incrementados em duas vezes ao final de cada processo iterativo do modelo descentralizado; e $\varepsilon^p = \varepsilon^q = \varepsilon^{pq} = 10^{-6}$ [p.u].

Com base na Tabela 26, na Tabela 33 apresenta-se a alocação de todas as unidades de geração utilizadas na análise do sistema 3x IEEE 118 durante o Caso M2, onde **cada área** do sistema 3x IEEE 118 apresenta: $G_{TH} = 2683,00$ [MW], $G_H = 5283,00$ [MW], $G_W = 1100,00$ [MW], e $G_{PV} = 900,00$ [MW] de capacidade máxima de fornecimento de potência ativa.

Na Tabela 27 apresentam-se as contingências simuladas no sistema 3x IEEE 118, onde cada caso de análise é gerado a partir da mesma falha de ramo em cada área (repetições dos testes efetuados no sistema IEEE 118).

Tabela 33 – 3x IEEE 118: matriz energética para o caso M2

Geração	Área	Barras
Hidroelétrica	1	10, 12, 25, 26, 49, 54, 59, 61, 65, 66, 69, 89, 100,
	2	128, 130, 143, 144, 167, 172, 177, 179, 183, 184, 187, 207, 218,
	3	246, 248, 261, 262, 285, 290, 295, 297, 301, 302, 305, 325, 336
Eólica	1	4, 19, 55, 56, 73, 90, 104, 112, 113, 116
	2	122, 137, 173, 174, 191, 208, 222, 230, 231, 234,
	3	240, 255, 291, 292, 309, 326, 340, 348, 349, 352
Fotovoltaica	1	15, 18, 32, 34, 70, 76, 92, 107, 110
	2	133, 136, 150, 152, 188, 194, 210, 225, 228,
	3	251, 254, 268, 270, 306, 312, 328, 343, 346
Termoelétrica	1, 2 e 3	Demais unidades

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 34 – 3x IEEE 118: contingências simuladas

Caso	Contingência (ramo)
K	Sem contingência
L	(65–68), (183–186) e (301–304)
N	(89–92), (207–210) e (325–328)
P	(26–30), (144–148) e (262–266)

Fonte: Adaptado de Amorim *et al.* (2010); Amorim(2006).

Na Tabela 35 apresentam-se os resultados obtidos pela implementação computacional do método descentralizado estocástico (57) – (88) nas simulações com o sistema 3x IEEE 118. Os valores apresentados na Tabela 35 são considerados como referência em todas as análises do problema FPO descentralizado posteriores, uma vez que o caso K considera a condição nominal do SEP.

Tabela 35 – 3x IEEE 118: resultados Caso K

Estação	γ_{desc}^{est}		Custo p^{PERDAS}		Custo GEE		Tempo [s]	
	[US\$]		[US\$]		[US\$]		<i>(iter_{média})</i>	
	M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2
	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^{14}$	$\times 10^8$		
Inverno	9,7621	4,0074	0,5746	0,8832	5,9987	11,6002	278 (44)	272 (44)
Primavera	5,3322	2,5991	0,3809	0,5131	2,8800	6,5618	224 (40)	222 (39)
Verão	6,7722	2,9245	0,4411	0,6036	3,9474	7,1105	241 (41)	238 (40)
Outono	8,3189	3,3277	0,5156	0,7244	5,0173	9,5145	272 (43)	264 (42)

Fonte: Próprio Autor.

Com base nas informações da Tabela 35, verifica-se que com a matriz energética original do sistema teste obtém-se um custo anual de $30,18 \times 10^8$ [US\$/ano]. Por outro lado, ao introduzir as GRs no SEP, verifica-se uma significativa redução de 57,40% no custo anual de geração de energia, totalizando $12,86 \times 10^8$ [US\$].

Devido à natureza não despachável das unidades de geração eólica e fotovoltaica, juntamente com a ausência de um estudo prévio que otimizasse a alocação dessas unidades de geração, observa-se que os custos associados à perda de potência ativa aumentaram de $1,9122 \times 10^8$ [US\$/ano] no Caso M1 para $2,7243 \times 10^8$ [US\$/ano] no Caso M2, representando um acréscimo de 42,47%.

Conforme previsto, a inclusão das GRs resultou em uma redução significativa dos custos de emissões de GEE quando comparados com a matriz energética original da rede. No Caso M1, os custos de emissão de GEE totalizam $17,8434 \times 10^{14}$ [US\$/ano], enquanto no Caso M2, esse valor é de $34,7870 \times 10^8$ [US\$/ano].

Os tempos computacionais para ambos os Casos M1 e M2 apresentam comportamento semelhante durante a solução de todos os blocos de tempos, os quais foram superiores a três minutos e consumiram, em média, mais de 40 iterações na implementação computacional da metodologia descentralizada.

Na Tabela 36 apresentam-se os custos de geração de energia, perda de potência ativa, emissão de poluentes e tempo de CPU obtidos por meio da implementação computacional do modelo descentralizado estocástico proposto (57)–(88), nas simulações com o sistema 3x IEEE 118, levando em consideração a simulação das contingências apresentadas para o Caso L. De forma similar, na Tabela 37 apresentam-se os resultados do modelo proposto, considerando a simulação das contingências apresentadas para o Caso N, enquanto a Tabela 38 apresentam-se os resultados correspondentes às simulações das contingências estabelecidas para o Caso O.

Tabela 36 – 3x IEEE 118: resultados Caso L

Estação	γ_{desc}^{est} [US\$]		Custo p^{PERDAS} [US\$]		Custo GEE [US\$]		Tempo [s] ($iter_{média}$)	
	M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2
	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^{14}$	$\times 10^8$		
Inverno	9,6502	3,9816	0,5906	0,9959	5,7380	11,1305	268 (43)	274 (46)
Primavera	5,2807	2,6068	0,3470	0,5847	2,7425	6,5567	221 (39)	228 (43)
Verão	6,7131	2,9335	0,4517	0,6839	3,5319	7,0439	235 (40)	241 (41)
Outono	8,2566	3,3258	0,5367	0,8111	4,8260	9,8778	264 (42)	271 (45)

Fonte: Próprio Autor.

Analisando os resultados apresentados na Tabela 36, verifica-se que as contingências nos ramos (65–68), (183–186) e (301–304) produzem uma redução de 0,94% e 0,09% nos custos de geração, um aumento de 0,72% e 12,90% nos custos de perda de potência ativa, e uma redução nos custos de emissão de poluentes de 5,63% e 0,51% para os Casos M1 e M2, respectivamente.

Os tempos computacionais e o número de iterações consumidos em cada estação (bloco de tempo) permaneceram bastante próximos dos valores apresentados para o Caso K.

Tabela 37 – 3x IEEE 118: resultados Caso N

Estação	γ_{desc}^{est} [US\$]		Custo p^{PERDAS} [US\$]		Custo GEE [US\$]		Tempo [s] ($iter_{média}$)	
	M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2
	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^{14}$	$\times 10^8$		
Inverno	9,7177	4,0568	0,5924	0,9913	5,4197	11,8124	271 (44)	268 (45)
Primavera	5,3438	2,6327	0,3442	0,5542	2,7887	6,7632	225 (41)	226 (44)
Verão	6,7853	2,9632	0,4503	0,6567	3,5688	7,5612	238 (40)	239 (40)
Outono	8,3312	3,3658	0,5285	0,7804	5,2062	9,9582	269 (43)	271 (45)

Fonte: Próprio Autor.

Os resultados apresentados na Tabela 37 indicam que, considerando a matriz energética original do sistema teste e as ocorrências de faltas nos ramos (89–92), (207–210) e (325–328), os custos relacionados à geração de energia e às emissões de poluentes apresentam uma redução de 0,02% e 4,82%, respectivamente, enquanto o custo associado à perda de potência ativa aumenta em 0,17% em comparação com o cenário K.

No entanto, os resultados do Caso M2 revelam um aumento de 1,24% nos custos de geração de energia, um aumento de 9,48% nos custos de perda de potência ativa e um aumento de 3,76% nos custos de emissão de poluentes em relação às condições nominais de operação do sistema 3x IEEE 118. Os tempos de CPU consumidos pela implementação computacional do método proposto permanecem relativamente inalterados em relação ao Caso K; entretanto, observa-se um aumento na quantidade média de iterações durante a resolução de cada bloco de tempo analisado.

Tabela 38 – 3x IEEE 118: resultados Caso P

Estação	γ_{desc}^{est} [US\$]		Custo p^{PERDAS} [US\$]		Custo GEE [US\$]		Tempo [s] ($iter_{média}$)	
	M1	M2	M1	M2	M1	M2	M1	M2
	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^8$	$\times 10^{14}$	$\times 10^8$		
Inverno	9,7520	4,0994	0,5744	0,8971	5,5339	10,8277	278 (46)	271 (45)
Primavera	5,3595	2,6628	0,3802	0,5429	2,6932	6,3964	225 (40)	220 (43)
Verão	6,8117	2,9950	0,4623	0,6408	3,9320	6,8981	249 (43)	240 (42)
Outono	8,3622	3,3781	0,5193	0,7535	4,9478	9,1097	275 (45)	269 (44)

Fonte: Próprio Autor.

Ao analisar os resultados apresentados na Tabela 38, para as contingências do Caso P, verifica-se que ocorre um aumento de 1,26% e 4,04% nos custos de perda de potência ativa,

uma redução de 0,33% e 2,15% nos custos de geração e nas emissões de poluentes para o caso M1 e de 4,13% e 4,47% para o Caso M2. Os tempos de cálculo e o número de iterações do método descentralizado não mostraram mudanças consideráveis em comparação com o cenário nominal do sistema de teste.

7 CONCLUSÕES

Neste trabalho apresenta-se a modelagem matemática para o problema de fluxo de potência ótimo AC descentralizado, o qual, inicialmente é formulado de forma determinística e resolvido por meio de um algoritmo *matheurístico*, em que se utiliza um método de otimização clássica para resolver o problema de FPO, enquanto uma heurística de busca em descida coordena as variáveis inteiras existentes no modelo de PNLIM. Dessa forma, busca-se reduzir a complexidade na resolução do problema de FPO enquanto se assegura a segurança e privacidade dos dados entre as áreas/empresas que estão operando no sistema elétrico.

Os modelos matemáticos para o problema de FPO centralizado e descentralizados são formulados considerando as restrições operacionais práticas (zonas operacionais proibidas e ponto de carregamento de válvula), que fazem parte de alguns trabalhos da literatura especializada que buscam determinar condições operacionais seguras para geradores hidrotérmicos. A modelagem descentralizada do sistema elétrico é baseada no método de fluxos fictícios e decompõe o sistema elétrico em áreas/zonas que são conectadas por meio de linhas de transmissão de fronteira. Cada área é controlada de forma independente por um operador regional (empresas transmissoras e geradoras), mas que estão sujeitos à coordenação do operador central do sistema (no caso do Brasil o Operador Nacional do Sistema Elétrico).

A partir dos resultados obtidos por meio do algoritmo *matheurístico* dedicado à solução do problema de FPO descentralizado tradicional, verifica-se que:

- As implementações computacionais dos modelos centralizado e descentralizado apresentam resultados semelhantes quando aplicadas na simulação de sistemas elétricos de pequeno porte. Contudo, o modelo centralizado determina soluções de menor custo de geração e consome menos tempo computacional em relação à modelagem descentralizada. Esse comportamento ocorre devido às características do modelo descentralizado, que no caso do modelo centralizado o fluxo de informações não atende às condições de segurança e privacidade dos dados entre áreas/empresas geradoras e distribuidoras;

- A determinação das áreas e a quantidade de áreas operacionais utilizadas na resolução do problema de FPO impactam diretamente na qualidade dos resultados e no tempo computacional consumido pelo modelo descentralizado, conforme é verificado durante as simulações do sistema IEEE 118;

- Conforme verificado durante a análise do sistema IEEE 300, a implementação computacional do algoritmo *matheurístico* tem a capacidade de determinar soluções factíveis

para o problema de FPO considerando as variáveis inteiras e discretas do problema na simulação sistemas elétricos de médio/grande porte, enquanto o método de solução usando otimização clássica encontrados em *solvers* resolve o mesmo problema considerando apenas variáveis contínuas.

Posteriormente, define-se o modelo matemático para o problema de FPO descentralizado estocástico e resolvido utilizando a ferramenta de processamento paralelo *parampl*, a qual impossibilitou a aplicação do algoritmo *matheurístico* devido a uma limitação técnica da ferramenta, conforme analisado na Seção 6.1.1.

No modelo estocástico considera-se um horizonte de planejamento de um ano (8760 horas) dividido igualmente para as estações do ano, diferentes níveis de demanda, velocidade do vento e irradiação solar, os quais são usados para gerar cenários operacionais para cada uma das estações. Antes de testar a implementação computacional do modelo estocástico, comprovou-se que as abordagens descentralizadas paralela e sequencial do problema de FPO apresentam resultados similares. Para isso, simulou-se o problema de FPO para o sistema RTS-96 considerando diversos casos clássicos de contingência por meio das abordagens descentralizada e centralizada. A abordagem centralizada foi utilizada como referência durante as análises dos resultados e permitiu verificar que a abordagem descentralizada paralela é capaz de determinar as mesmas soluções de custo de geração de energia, consumindo menos tempo computacional que a abordagem descentralizada sequencial e garantindo a segurança e privacidade dos dados de cada área/empresa geradora e transmissora.

O modelo proposto para o problema de FPO descentralizado estocástico com penetração de gerações renováveis na matriz energética dos sistemas elétricos resultou na redução de mais de 50% do custo de geração energia anual para todos os blocos de tempo em todas as simulações. Isso se deve ao fato de as gerações renováveis apresentarem menor custo de geração de energia e o modelo de otimização priorizar o despacho dessas fontes enquanto atendendo as restrições físicas e operacionais do sistema.

Devido a característica não despachável das gerações eólica e fotovoltaica, além da ausência de um estudo prévio para a alocação ótima dessas fontes renováveis, quando possível, verifica-se que as perdas de potência ativa, as quais são analisadas apenas como fatores auxiliares na tomada de decisão, apresentam um aumento significativo quando a matriz energética do sistema elétrico é modificada. Além disso, também é observada uma queda na ordem de cem mil vezes no custo de emissão de poluentes quando as fontes renováveis são instaladas na rede.

Os tempos computacionais e número de iterações consumido durante a resolução dos problemas de FPO descentralizado estocástico foram satisfatórios devido a abordagem paralela.

Para trabalhos futuros, propõe-se:

- Analisar a definição dos fatores de penalização de potência ativa e reativa utilizados na resolução da modelagem descentralizada do problema de FPO;
- Introdução de restrições de segurança no modelo do problema de FPO, caracterizando o problema de fluxo de potência ótimo com restrições de segurança (*security constrained optimal power flow* – SCOPF);
- Analisar e propor o problema de FPO descentralizado considerando a minimização do custo de geração de energia pelas unidades geradoras e outras funções objetivos, como: redução das perdas de potência ativa, emissão de poluentes pelas GnR, otimização do uso da capacidade de geração de cada OR do SEP, entre outras;
- Utilização de outras ferramentas e modelos de programação computacionais para a solução paralela do problema de FPO descentralizado.

REFERÊNCIAS

- ABIDO, M. A. Optimal power flow using tabu search algorithm. **Electric Power Components and Systems**, London, UK, v. 30, n. 5, p. 469–483, mai. 2002.
- ABIDO, M. A. Multiobjective evolutionary algorithms for electric power dispatch problem. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, New York, v. 10, n. 3, p. 315–329, jun. 2006.
- ADIBI, M. **Topologia sistema IEEE 300**. 1993. Disponível em: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf300/pg_tca300bus.htm. Acesso em: 8 ago. 2023.
- ADMINISTRATION, U. S. E. I. **Demand for Midwest hourly**. 2022. Disponível em: <https://www.eia.gov/opendata/v1/qb.php?category=3389941&sdid=EBA.MIDW-ALL.D.H>. Acesso em: 8 dez. 2023.
- AGHBOLAGHI, A. J.; TABATABAEI, N. M.; BOUSHEHRI, N. S.; PARAST, F. H. **Reactive power optimization in AC power systems**. Cham: Springer International Publishing, 2017. Disponível em: http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-51118-4_10. Acesso em: 8 dez. 2023.
- AHLQVIST, V.; HOLMBERG, P.; TANGERAS, T. **Centralization versus Decentralization in Electricity Markets**. [S. l.]: Energiforsk, 2018. Disponível em: <https://energiforsk.se/en/programmes/function-and-role-of-the-electricity-market-in-society-eforis/reports/centralization-versus-decentralization-in-electricity-markets/>. Acesso em: 6 jan. 2022.
- ALTINAY, G.; KARAGOL, E. Electricity consumption and economic growth: Evidence from Turkey. **Energy Economics**, Amsterdam, v. 27, n. 6, p. 849–856, nov. 2005.
- ALTMANN, M.; BRENNINKMEIJER, A.; LANOIX, J.-C.; D., E.; CRISAN, A.; HUGYECZ, A.; KORENEFF, G.; HANNINEN, S. **Decentralised energy systems directorate general for internal policies - policy department a: economic and scientific policy**. Brussels: European Parliament, 2010. Disponível em: <http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies.do?language=EN>. Acesso em: 8 dez. 2023.
- AMORIM, E. D. A.; HASHIMOTO, S. H. M.; LIMA, F. G. D. M.; MANTOVANI, J. R. S. Multi objective evolutionary algorithm applied to the optimal power flow problem. **IEEE**, New York, jun. 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5538398/>. Acesso em: 8 dez. 2023.
- AMORIM, E. de A. **Fluxo de potência ótimo em sistemas multimercados através de um algoritmo evolutivo multiobjetivo**. 186 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006 Disponível em: https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/2006_tese_elizete.pdf. Acesso em: 8 dez. 2023.

ANDERSSON, G.; ÁLVAREZ BEL, C.; CAÑIZARES, C. Frequency and voltage control. *In: GOMEZ-EXPOSITO, A.; CONEJO, A.J.; CANIZARES, C.; CONEJO, A. J. **Electric Energy Systems: Analysis and Operation**. New York: CRC Press, 2017. Disponível em: <https://www.taylorfrancis.com/books/9781420007275>. Acesso em: 8 dez. 2023.*

APERGIS, N.; PAYNE, J. E. Energy consumption and economic growth in Central America: Evidence from a panel cointegration and error correction model. **Energy Economics**, Amsterdam, v. 31, n. 2, p. 211–216, mar. 2009.

ARAUJO, E. X. S.; CERBANTES, M. C.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal power flow with renewable generation: a modified NSGA-II-based probabilistic solution approach. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, SP, v. 31, n. 4, p. 979–989, mai. 2020.

BARINGO, L.; CONEJO, A. J. Wind power investment within a market environment. **Applied Energy**, Oxford, v. 88, n. 9, p. 3239–3247, set. 2011.

BARINGO, L.; CONEJO, A. J. Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions. **Applied Energy**, Oxford, v. 101, p. 475–482, jan. 2013.

BAZARAA, M. S.; SHERALI, H. D.; SHETTY, C. M. **Nonlinear Programming**. 3rd ed. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2006.

BISKAS, P. N.; BAKIRTZIS, A. G. Decentralised security constrained DCOPF of interconnected power systems. **IEEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 151, n. 6, p. 747–754, 2004.

BISKAS, P. N.; BAKIRTZIS, A. G. A decentralized solution to the Security Constrained DC-OPF problem of multi-area power systems. *In: IEEE RUSSIA POWER TECH, POWERTECH, 2005, St. Petersburg. **Proceedings** [...]. St. Petersburg: IEEE, 2005. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4524356/>. Acesso em: 8 dez. 2023.*

BISKAS, P. N.; BAKIRTZIS, A. G. Decentralised OPF of large multiarea power systems. **IEEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 153, n. 1, p. 99–105, 2006.

BUCH, H.; TRIVEDI, I. N. On the efficiency of metaheuristics for solving the optimal power flow. **Neural Computing and Applications**, London, v. 31, n. 9, p. 5609–5627, set. 2019.

BURCHETT, R. C.; HAPP, H. H.; VIERATH, D. R.; WIRGAU, K. A. Developments in optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. PAS-101, n. 2, p. 406–414, 1982.

BURCHETT, R. C.; HAPP, H. H.; WIRGAU, K. A. Large Scale Optimal Power Flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. PAS-101, n. 10, p. 3722–3732, out. 1982.

BURKE, E. K.; GRAHAM, K. **Search methodologies: introductory tutorials in optimization and decision support techniques**, second edition. Boston, MA: Springer US, 2014. v. 28 Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4614-6940-7>. Acesso em: 8 dez. 2023.

BYRD, R. H.; NOCEDAL, J.; WALTZ, R. A. **Knitro**: an integrated package for nonlinear optimization. Boston, MA: Springer, 2006. p. 35–59.

CAPITANESCU, F. Critical review of recent advances and further developments needed in AC optimal power flow. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 136, p. 57–68, jul. 2016.

CAPITANESCU, F. Are We Prepared Against Blackouts During the Energy Transition? Probabilistic Risk-Based Decision Making Encompassing Jointly Security and Resilience. **IEEE Power and Energy Magazine**, New York, v. 21, n. 3, p. 77–86, mai. 2023.

CAPITANESCU, F.; MARTINEZ RAMOS, J. L.; PANCIATICI, P.; KIRSCHEN, D.; MARANO MARCOLINI, A.; PLATBROOD, L.; WEHENKEL, L. State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 81, n. 8, p. 1731–1741, ago. 2011.

CARPENTIER, J. Contribution a l'étude du dispatching économique. **Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens**, Paris, v. 3, p. 431–447, 1962.

CARPENTIER, J. Optimal power flows. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, London, v. 1, n. 1, p. 3–15, abr. 1979.

CARPENTIER, J. L. Optimal Power Flows: Uses, Methods and Developments. **IFAC Proceedings Volumes**, Rio de Janeiro, v. 18, n. 7, p. 11–21, jul. 1986.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Preço médio mensal MWh/Average monthly price MWh**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_media_mensal. São Paulo: CCEE, 2021. Acesso em: 1 jul. 2021.

CHRISTIE, R. **Topologia sistema IEEE 30**. Washington: American Electric Power System, 1993. Disponível em: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm. Acesso em: 8 ago. 2023.

CLARO DE OLIVEIRA, W.; YUMBLA ROMERO, J. G.; YAMAGUTI, L. do C.; HOME ORTIZ, J. M.; SANCHES MANTOVANI, J. R. Probabilistic Optimal Power Flow in Large-Scale Electric Transmission Systems through a Matheuristic Solution Approach. **IEEE Latin America Transactions**, New York, v. 21, n. 10, p. 1132–1143, out. 2023.

COFFRIN, C.; GORDON, D.; SCOTT, P. NESTA, **The NICTA Energy System Test Case Archive**. arXiv:1411.0359, [S.l.], p. 1–26, nov. 2014.

CONEJO, A. J.; AGUADO, J. A. Multi-area coordinated decentralized dc optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 13, n. 4, p. 1272–1278, 1998.

CZECH, Z. J. **Introduction to Parallel Computing**. Cambridge: Cambridge University Press, nov. 2016. Disponível em: www.cambridge.org/9781107174399. Acesso em: 8 dez. 2023.

DAHLKE, S. Short run effects of carbon policy on U.S. electricity markets. **Energies**, Basel, v. 12, n. 11, p. 2150, jun. 2019.

DECKER, G. L.; BROOKS, A. D. Valve point loading of turbines. **Electrical Engineering**, IEEE, Berlin, v. 77, n. 6, p. 501–501, jun. 2013.

DOLAN, E. D.; FOURER, R.; GOUX, J.-P.; MUNSON, T. S.; SARICH, J. Kestrel: An Interface from Optimization Modeling Systems to the NEOS Server. **INFORMS Journal on Computing**, United States, v. 20, n. 4, p. 525–538, nov. 2008.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F. Optimal Power Flow Solutions. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. PAS-87, n. 10, p. 1866–1876, out. 1968.

DOTY, S. **Pollution and Greenhouse Gases**. Singapore: Springer Singapore, 2020.

Disponível em:

<http://download.springer.com.bibliotecavirtual.udla.edu.ec/static/pdf/555/bok%3A978-981-287-212-8.pdf?originUrl=http://link.springer.com/book/10.1007/978-981-287-212-8&token2=exp=1464729855~acl=/static/pdf/555/bok%25253A978-981-287-212-8.pdf?originUrl=htt>. Acesso em: 8 dez. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. BRASÍLIA, p. 393, 2020.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA. **New use of Electricity**. 2022.

Disponível em: <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/use-of-electricity.php>.

Acesso em: 17 jul. 2022.

FAN, J. Y.; MCDONALD, J. D. A practical approach to real time economic dispatch considering unit's prohibited operating zones. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 9, n. 4, p. 1737–1743, 1994.

FANG, D.; GUNDA, J.; DJOKIC, S. Z.; VACCARO, A. Security-and time-constrained OPF applications. **IEEE Manchester Powertech**, Manchester, 2017. Disponível em:

<http://ieeexplore.ieee.org/document/7981225/>. Acesso em: 8 dez. 2023.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. A modeling language for mathematical programming. **Management Science**, [S.l.], v. 36, 1990.

FRAGNIÈRE, E.; GONDZIO, J.; SARKISSIAN, R.; VIAL, J.-P. A Structure-Exploiting Tool in Algebraic Modeling Languages. **Management Science**, [S.l.], v. 46, n. 8, p. 1145–1158, ago. 2000.

FRANK, S.; REBENNACK, S. An introduction to optimal power flow: theory, formulation, and examples. **IEEE Transactions (Institute of Industrial Engineers)**, New York, v. 48, n. 12, p. 1172–1197, dez. 2016.

FRANK, S.; STEPONAVICE, I.; REBENNACK, S. Optimal power flow: A bibliographic survey II Non-deterministic and hybrid methods. **Energy Systems**, Heidelberg, v. 3, n. 3, p. 259–289, set. 2012. a.

FRANK, S.; STEPONAVICE, I.; REBENNACK, S. Optimal power flow: A bibliographic survey I Formulations and deterministic methods. **Energy Systems**, Heidelberg, v. 3, n. 3, p. 221–258, set. 2012. b.

FUSCO, G.; RUSSO, M.; DE SANTIS, M. Decentralized voltage control in active distribution systems: Features and open issues. **Energies**, Basel, v. 14, n. 9, p. 2563, abr. 2021.

GLOVER, F.; KOCHENBERGER, G. A. **Handbook of Metaheuristics**. 1.ed. New York: Kluwer Academic Publishers, 2003.

GOMEZ-EXPOSITO, A.; ANTONIO J. CONEJO, C. C.; CONEJO, A. J. **Electric Energy Systems: Analysis and Operation**. 1st. ed. New York: CRC Press, 2009. Disponível em: <https://www.taylorfrancis.com/books/9781420007275>. Acesso em: 8 dez. 2023.

GRANADA E., M.; RIDER, M. J.; MANTOVANI, J. R. S.; SHAHIDEHPOUR, M. Decentralized AC power flow for real-time multi-TSO power system operation. **IEEE PES General Meeting**, Piscataway, 2010, p. 1–7.

GRANADA ECHEVERRI, M. **Planejamento e Despacho Ótimo de Reativos (VAr) em sistemas de energia elétrica multi-áreas**. 179 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2011.

GRANADA, M.; RIDER, M. J.; MANTOVANI, J. R. S.; SHAHIDEHPOUR, M. A decentralized approach for optimal reactive power dispatch using a Lagrangian decomposition method. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 89, p. 148–156, 2012.

HANSEN, P.; MLADENOVIĆ, N. A Tutorial on Variable Neighborhood Search. **Groupe D'études et de Recherche en Analyse des Décisions**, Citeseer, v. 711, p. 26, 2003.

HANSEN, P.; MLADENOVIĆ, N.; TODOSIJEVIĆ, R.; HANAFI, S. Variable neighborhood search: basics and variants. **EURO Journal on Computational Optimization**, Amsterdam, v. 5, n. 3, p. 423–454, set. 2017.

HOBSON, E. Power system security control calculations using linear programming, part II. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Mexico City, v. PAS-97, n. 5, p. 1721–1731, set. 1978. a.

HOBSON, E. Power system security control calculations using linear programming, part I. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Mexico City, v. PAS-97, n. 5, p. 1713–1720, set. 1978. b.

HOME-ORTIZ, J. M.; DE OLIVEIRA, W. C.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal Power Flow Problem Solution through a Matheuristic Approach. **IEEE Access**, Piscataway, v. 9, p. 84576–84587, 2021.

HOME ORTIZ, J. M. **Análise comparativa de um modelo de programação convexa e meta- heurística para o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica com fontes de geração distribuída renováveis e não renováveis**. 171 f. Tese (Doutorado em

Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2019.

IBA, K. Reactive Power Optimization by Genetic Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 9, n. 2, p. 685–692, 1994.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Renewables 2022 - Analysis forecast to 2027**. New York. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>; License: CC BY 4.0. Acesso em: 8 dez. 2023.

JABR, R. A. Radial distribution load flow using conic programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 21, n. 3, p. 1458–1459, ago. 2006.

JABR, R. A. A conic quadratic format for the load flow equations of meshed networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 22, n. 4, p. 2285–2286, nov. 2007.

JUNIOR, W. H. H.; BUCK, J. A. **Eletromagnetismo**. 6a. ed. Rio de Janeiro, Brazil: McGraw-Hill Companies, Inc, 2003.

KHAN, B.; SINGH, P. Optimal Power Flow Techniques under Characterization of Conventional and Renewable Energy Sources: A Comprehensive Analysis. **Journal of Engineering**, Stevenage, v. 2017, p. 1–16, 2017.

KIM, J.-Y.; MUN, K.-J.; KIM, H.-S.; PARK, J. H. Optimal power system operation using parallel processing system and PSO algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 33, n. 8, p. 1457–1461, out. 2011.

KUNDUR, P. **Power Systems Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, Inc, 1993.

KUZMIAKOVA, A. **Concurrent, Parallel and Distributed Computing**. Burlington, Canada: Arcler Press, 2008.

LEE, F. N.; BREIPOHL, A. M. Reserve Constrained Economic Dispatch with Prohibited Operating Zones. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 8, n. 1, p. 246–254, jun. 1993.

LEE, H. J.; SRIVASTAVA, A. K.; KRISHNAN, V. V. G.; NIDDODI, S.; BAKKEN, D. E. Decentralized Voltage Stability Monitoring and Control With Distributed Computing Coordination. **IEEE Systems Journal**, Piscataway, v. 16, n. 2, p. 2251–2260, 2022.

LIN, C.; WU, W.; SHAHIDEHPOUR, M. Decentralized AC Optimal Power Flow for Integrated Transmission and Distribution Grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 11, n. 3, p. 2531–2540, mai. 2020.

LORDE, T.; WAITHE, K.; FRANCIS, B. The importance of electrical energy for economic growth in Barbados. **Energy Economics**, Amsterdam, v. 32, n. 6, p. 1411–1420, nov. 2010.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações elétricas industriais: de acordo com a norma brasileira NBR 5419:2015**. 9. ed. Rio de Janeiro, fev. 2017.

MANIEZZO, V.; STÜTZLE, T.; VOSS, S. **Matheuristics**: Hybridizing Metaheuristics and Mathematical Programming. Boston, MA: Springer US, 2010. v. 10 Disponível em: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Matheuristics#1%5Cnhttp://link.springer.com/10.1007/978-1-4419-1306-7>. Acesso em: 8 dez. 2023.

MANTOVANI, J. R. S. **Um modelo heurístico para solução do problema de planejamento de reativos em sistemas de energia elétrica**. 114 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, p. 107, 1995.

MANTOVANI, J. R. S.; MODESTO, S. A. G.; GARCIA, A. V. VAR planning using genetic algorithm and linear programming. **IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 148, n. 3, p. 257–262, 2001.

MITHUN, B. M.; MUTHYALA, S.; MAHESWARAPU, S. Security Constraint Optimal Power Flow (SCOPF) A Comprehensive Survey. **International Journal of Computer Applications**, New York, v. 11, n. 6, p. 42–52, dez. 2010.

MLADENOVIC, N.; HANSEN, P. Variable neighborhood search. **Computers & Operations Research**, Oxford, v. 24, n. 11, p. 1097–1100, nov. 1997.

MOMOH, J. A.; EL-HAWARY, M. E.; ADAPA, R. A review of selected optimal power flow literature to 1993 I. Nonlinear and quadratic programming approaches. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 14, n. 1, p. 96–104, 1999. a.

MOMOH, J. A.; EL-HAWARY, M. E.; ADAPA, R. A review of selected optimal power flow literature to 1993 II. Newton, linear programming and interior point methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 14, n. 1, p. 105–111, 1999. b.

MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Rede de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher LTDA, 1983.

MONTICELLI, A. **State Estimation in Electric Power Systems**. Boston, MA: Springer US, 1999. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4615-4999-4>. Acesso em: 8 dez. 2023.

MONTOYA-BUENO, S.; MUNOZ, J. I.; CONTRERAS, J. A Stochastic Investment Model for Renewable Generation in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 6, n. 4, p. 1466–1474, out. 2015.

MOTA-PALOMINO, R.; QUINTANA, V. H. Sparse Reactive Power Scheduling by a Penalty Function—Linear Programming Technique. **IEEE Power Engineering Review**, Piscataway, v. PER-6, n. 8, p. 21, ago. 1986.

MURZAKHANOV, I.; MALAKHOV, A.; GRYAZINA, E. Suboptimality of decentralized methods for OPF. **IEEE MILAN POWERTECH**, Piscataway, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8810817/>. Acesso em: 8 dez. 2023.

NGUYEN, T. T. Neural network load-flow. **IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 142, n. 1, p. 51–58, 1995.

NGUYEN, T. T. Neural network optimal-power-flow. **IEE CONFERENCE PUBLICATION**, Stevenage, 1998. Disponível em: https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp_19971842. Acesso em: 8 dez. 2023.

NICKEL, S.; STEINHARDT, C.; SCHLENKER, H.; BURKART, W.; REUTER-OPPERMANN, M. **IBM ILOG CPLEX Optimization Studio**. 12th. ed. United States, 2021

NIKNAM, T.; NARIMANI, M. R.; AZIZIPANAH-ABARGHOOEE, R. A new hybrid algorithm for optimal power flow considering prohibited zones and valve point effect. **Energy Conversion and Management**, London, v. 58, p. 197–206, jun. 2012.

National Solar Radiation – NSRDB. **Midwest Database**. 2022. Disponível em: <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>. Acesso em: 8 dez. 2023.

OEHLER, E.; SHNITZLER, D. **Decentralized Energy System**. 2004. Disponível em: https://www.unescap.org/sites/default/files/14._FS-Decentralized-energy-system.pdf. Acesso em: 8 dez. 2023.

OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno**. 5th. ed. São Paulo: Pearson / Prentice Hall, 2010.

OLIVEIRA, W. C. De. **Fluxo de Potência Ótimo Probabilístico com Fontes de Geração Renováveis - Abordagem Através de Técnica de Otimização Matheurística**. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” Campus de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2020. Disponível em: <http://repositorio.unesp.br/handle/11449/194506>. Acesso em: 8 dez. 2023.

OLIVER, J. E. Kyoto protocol. **Encyclopedia of Earth Sciences Series**. Kyoto, Japan: Springer Netherlands, 2005. v. 10p. 443. Acesso em: 8 dez. 2023.

OLSZAK, A.; KARBOWSKI, A. Parampl: A simple tool for parallel and distributed execution of AMPL programs. **IEEE Access**, Piscataway, v. 6, p. 49282–49291, 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. **Submódulo 10.1: Manual de Procedimentos da Operação: conceituação geral**. Rio de Janeiro, RJ. Disponível em: https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FMódulo%2010%2FSubmódulo%2010.1%2FSubmódulo%2010.1_Rev_1.1.pdf. Acesso em: 8 dez. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. **Manual de procedimentos da operação design**. Rio de Janeiro: ONS, 2021a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 8 dez. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. **Sobre o SIN**. Rio de Janeiro: ONS, 2021b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. Acesso em: 17 jul. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. **Mapa Indicativo da Capacidade Remanescente do Sistema Interligado Nacional (SIN)**. Rio de Janeiro: ONS. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 17 jul. 2022.

ORTEGA-VAZQUEZ, M. A. Assessment of N-k contingencies in a probabilistic security-constrained optimal power flow. **IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING**, Piscataway, 2016. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7741178/>. Acesso em: 8 dez. 2023.

PANDEY, B.; KARKI, A. **Hydroelectric energy: renewable energy and the environment**. Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group, 2016.

PANIGRAHI, B. K.; RAVIKUMAR PANDI, V. Congestion management using adaptive bacterial foraging algorithm. **Energy Conversion and Management**, London, v. 50, n. 5, p. 1202–1209, mai. 2009.

PAPALEXOPOULOS, A. D.; IMPARATO, C. F.; WU, F. F. Large-Scale Optimal Power Flow: Effects of Initialization, Decoupling & Discretization. **IEEE Power Engineering Review**, Piscataway, v. 9, n. 5, p. 72–74, mai. 1989.

POURAKBARI-KASMAEI, M.; LEHTONEN, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; MARZBAND, M.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal power flow problem considering multiple-fuel options and disjoint operating zones: A solver-friendly MINLP model. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, London, v. 113, n. February, p. 45–55, dez. 2019.

PUDJANTO, D.; AHMED, S.; STRBAC, G. Allocation of VAr support using LP and NLP based optimal power flows. **IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 149, n. 4, p. 377–383, 2002.

QUIZHPI, J. **Planejamento de Reativos em Sistemas Elétricos de Potência Multi-Área através de Modelos Estocásticos**. 2014. 130 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2014. Acesso em: 8 dez. 2023.

RAMIREZ, J. M.; VARGAS-MARÍN, J.; CORREA-GUTIÉRREZ, R. E. Power systems decentralized optimization. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, Berlin, v. 15, n. 6, p. 545–556, dez. 2014.

REDDY, S. S.; BIJWE, P. R. Multi-Objective Optimal Power Flow Using Efficient Evolutionary Algorithm. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, Berlin, v. 18, n. 2, jul. 2017.

REZAIE, H.; RAZMI, H.; SAFARI, N.; DOAGOU-MOJARRAD, H. Dynamic environmental economic dispatch with an enhanced-accuracy probabilistic wind cost model. **Electrical Engineering**, Heidelberg, ago. 2022.

ROBERT, L. R.; SINGH, L. R. S. R. Economic emission dispatch of hydrothermal-wind using CMQLSPSN technique. **IET Renewable Power Generation**, Piscataway, v. 14, n. 14, p. 2680–2692, out. 2020.

SASSON, A. M.; VILORIA, F.; ABOYTES, F. Optimal load flow solution using the Hessian matrix. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-92, n. 1, p. 31–41, jan. 1973.

SHOULTS, R. R.; SUN, D. T. Optimal power flow based upon P-Q decomposition. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-101, n. 2, p. 397–405, fev. 1982.

SMIRNOV, S.; VOLOSHINOV, V.; SUKHOROSLOV, O. Distributed Optimization on the Base of AMPL Modeling Language and Everest Platform. **Procedia Computer Science**, Amsterdam, v. 101, p. 313–322, 2016.

SPASH, C. L. The brave new world of carbon trading. **New Political Economy**, v. 15, n. 2, p. 169–195, jun. 2010.

STOTT, B. Book Review: Electric Energy Systems Theory: An Introduction. **International Journal of Electrical Engineering & Education**, London, v. 9, v. 1a, n. 4, p. 316–317, ago. 1971.

STOTT, B.; ALSAÇ, O. Optimal Power Flow - Basic Requeriments for Real-Life Problems and their Solutions. In: SEPOPE, 12., 2012, Rio de Janeiro. **Proceedings [...]**. Rio de Janeiro: FEN; UERJ, 2012. Disponível em: papers2://publication/uuid/15AFEEC4-AA94-46F6-BE44-BD8B59E24164. Acesso em: 8 dez. 2023.

SUBCOMMITTEE, P. IEEE Reliability Test System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-98, n. 6, p. 2047–2054, nov. 1979.

SUN, A. X.; PHAN, D. T.; GHOSH, S. Fully decentralized AC optimal power flow algorithms. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, Piscataway, 2013. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6672864/>. Acesso em: 8 dez. 2023.

SUN, D. I.; ASHLEY, B.; BREWER, B.; HUGHES, A.; TINNEY, W. F. Optimal power flow by Newton approach. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-103, n. 10, p. 2864–2880, out. 1984.

TOCCI, R. J.; WIDMER, N. S.; MOSS, G. L. **Sistemas Digitais: princípios e aplicações**. 12th. ed. New York: Pearson, 2019.

TORRES, G. L.; QUINTANA, V. H. AN interior-point method for nonlinear optimal power flow using voltage rectangular coordinates. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 13, n. 4, p. 1211–1218, 1998.

TROBEC, R.; SLIVNIK, B.; BULIĆ, P.; ROBIČ, B. **Introduction to parallel computing from algorithms to programming**, Cham: Springer International Publishing, 2018. Disponível em: <http://www.springer.com/series/7592>. Acesso em: 8 dez. 2023.

U.S DEPARTMENT OF STATE. **Leaders Summit on Climate**. Washington, DC: [S. n.], 2021. Disponível em: <https://www.state.gov/leaders-summit-on-climate/>. Acesso em: 10 jun. 2021.

ULLAH, Z.; WANG, S.; RADOSAVLJEVIC, J.; LAI, J. A Solution to the Optimal Power Flow Problem Considering WT and PV Generation. **IEEE Access**, Piscataway, v. 7, p. 46763–46772, 2019.

WELLS, D. W. Method for economic secure loading of a power system. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, Stevenage, v. 115, n. 8, p. 1190, 1968.

XAVIER, A. S.; QIU, F.; DEY, S. S. Decomposable Formulation of Transmission Constraints for Decentralized Power Systems Optimization. arXiv preprint arXiv:2001.07771, p. 1–22, jan. 2020.

YAMAGUTI, L. do C. **Despacho Ótimo de Geração e Controle de Potência Reativa no Sistema Elétrico de Potência**. 2019. 155 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, 2019. Disponível em: <http://repositorio.unesp.br/handle/11449/183534>. Acesso em: 8 dez. 2023.

YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; CERBANTES, M. C.; MANTOVANI, J. R. S. Despacho ótimo de geração e controle de reativos considerando incertezas na demanda. *In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL*, 51., 2019, Limeira. **Anais [...]**. Limeira: SBPO, 2019. Disponível em: <https://proceedings.science/sbpo-2019/papers/despacho-otimo-de-geracao-e-controle-de-reativos-considerando-incertezas-na-demanda>. Acesso em: 8 dez. 2023.

YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Economic/Environmental Optimal Power Flow Using a Multiobjective Convex Formulation. **Energies**, Basel, v. 16, n. 12, p. 4651, jun. 2023.

YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Analysis of the Precision of a Second-Order Conic Model to Solve the Optimal Power Dispatch Problem in Electric Power Systems. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, v. 32, n. 5, p. 1356–1364, out. 2021. a.

YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Decentralized AC Optimal Power Flow Problem Considering Prohibited Operating Zones. *In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING AND IEEE INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS EUROPE (EEEIC / I&CPS EUROPE)*, 2022, Czech Republic. **Proceedings [...]**. Czech Republic: IEEEExplore, 2022. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9854696/>. Acesso em: 8 dez. 2023.

YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Multi-Area Optimal Power Flow Problem Through Parallel Processing. *In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING AND IEEE INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS EUROPE (EEEIC / I&CPS EUROPE)*, Madrid, 2023a. **Proceedings [...]**. Madrid: IEEEExplore, 2023a Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10194619/>. Acesso em: 8 dez. 2023.

YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; SANTOS, S. F.; MANTOVANI, J. R. S.; CATALÃO, J. P. S. Optimal Power Dispatch of Renewable and Non-Renewable Generation through a Second-Order Conic Model. *In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING AND IEEE INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS*

EUROPE (IEEEIC / I&CPS EUROPE), 2021, Bari. **Proceedings** [...]. Bari: IEEEExplore, 2021. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9584817/>. Acesso em: 8 dez. 2023.

YANG, J. S.; YANG, X.; TURNER, J. A.; KOSINSKI, J. A.; PASTORE, R. A. **Two-Dimensional equations for electroelastic plates with relatively large shear deformations**. New York: John Wiley & Sons, Inc., 2003. v. 50

YUAN, J. H.; KANG, J. G.; ZHAO, C. H.; HU, Z. G. Energy consumption and economic growth: Evidence from China at both aggregated and disaggregated levels. **Energy Economics**, Amsterdam, v. 30, n. 6, p. 3077–3094, nov. 2008.

ZAMANI, M. Energy consumption and economic activities in Iran. **Energy Economics**, Amsterdam, v. 29, n. 6, p. 1135–1140, nov. 2007.

ZHANG, W.; LI, F.; TOLBERT, L. M. Review of reactive power planning: objectives, constraints, and algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 22, n. 4, p. 2177–2186, nov. 2007.

ZHU, J. **Optimization of Power System Operation**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2015. v. 91 Disponível em: <http://www.wiley.com/go/permission>. Acesso em: 8 dez. 2023.

ZHU, J.; MO, X.; XIA, Y.; GUO, Y.; CHEN, J.; LIU, M. Fully-Decentralized Optimal Power Flow of Multi-Area Power Systems Based on Parallel Dual Dynamic Programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 37, n. 2, p. 927–941, mar. 2022.

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-S, C. E. **Matpower manual de usuario Version 7.1**. Power Systems Engineering Research Center: (PSEERC), 2020. Disponível em: <https://matpower.org/doc/>. Acesso em: 8 dez. 2023.

APÊNDICE A – TRABALHOS CORRELATOS

Este anexo contém uma relação dos trabalhos desenvolvidos durante o doutorado.

Os seguintes trabalhos foram apresentados em congressos internacionais:

1. YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; SANTOS, S. F.; MANTOVANI, J. R. S.; CATALÃO, J. P. S. Optimal Power Dispatch of Renewable and Non-Renewable Generation through a Second-Order Conic Model. **IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING AND IEEE INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS EUROPE** (EEEIC / I&CPS EUROPE), Bari (Italy) 2021. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9584817/>. Acesso em: 8 dez. 2023.

2. YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Decentralized AC Optimal Power Flow Problem Considering Prohibited Operating Zones. **IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING AND IEEE INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS EUROPE** (EEEIC / I&CPS EUROPE), Czech Republic (Prague) 2022. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9854696/>. Acesso em: 8 dez. 2023.

3. YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Multi-Area Optimal Power Flow Problem Through Parallel Processing. **IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING AND IEEE INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS EUROPE** (EEEIC / I&CPS EUROPE), Madrid (Spain) 2023a. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10194619/>. Acesso em: 8 dez. 2023.

Os seguintes trabalhos foram apresentados em congressos nacionais:

1. YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; CERBANTES, M. C.; MANTOVANI, J. R. S. Despacho ótimo de geração e controle de reativos considerando incertezas na demanda. **LI SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL**, 2019, Limeira, São Paulo (SP). Disponível em: <https://proceedings.science/sbpo-2019/papers/despacho-otimo-de-geracao-e-controle-de-reativos-considerando-incertezas-na-demanda>. Acesso em: 8 dez. 2023.

2. YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; MANTOVANI, J. R. S. Formulação do Problema de Fluxo de Potência Ótimo Através de um Modelo Implicitamente Acoplado. **Congresso Brasileiro de Automática** (CBA), Fortaleza (CE), 2022. Disponível em: https://www.sba.org.br/cba2022/wp-content/uploads/artigos_cba2022/paper_982.pdf. Acesso em: 8 dez. 2023.

3. HOME-ORTIZ, J. M.; YAMAGUTI, L. C.; YUMBLA, J. G.; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; MANTOVANI, J. R. S. Melhoramento da Resiliência em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Usando Alocação de GD e Sistemas de Armazenamento de Emergência Móveis. **Congresso Brasileiro de Automática** (CBA), Fortaleza - CE: SBA, 2022. Disponível em: https://www.sba.org.br/cba2022/wp-content/uploads/artigos_cba2022/paper_8684.pdf. Acesso em: 8 dez. 2023.

Os seguintes artigos foram publicados em revistas internacionais:

1. YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Analysis of the Precision of a Second-Order Conic Model to Solve the Optimal Power Dispatch Problem in Electric Power Systems. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, v. 32, n. 5, p. 1356–1364, out. 2021. a.
2. YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Economic/Environmental Optimal Power Flow Using a Multiobjective Convex Formulation. **Energies**, Switzerland, v. 16, n. 12, p. 4651, jun. 2023.
3. CLARO DE OLIVEIRA, W.; YUMBLA ROMERO, J. G.; YAMAGUTI, L. do C.; HOME ORTIZ, J. M.; SANCHES MANTOVANI, J. R. Probabilistic Optimal Power Flow in Large-Scale Electric Transmission Systems through a Matheuristic Solution Approach. **IEEE Latin America Transactions**, New York, v. 21, n. 10, p. 1132–1143, out. 2023.

Os seguintes artigos foram submetidos em revistas internacionais:

1. HOME-ORTIZ, J. M.; YAMAGUTI, L. C.; YUMBLA, J. G.; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; MANTOVANI, J. R. S. Generation Allocation and Dynamic Operating Resources to Enable Resilience Enhancement in Distribution Systems. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg <em processo de revisão>.
2. YAMAGUTI, L. do C.; HOME-ORTIZ, J. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Decentralized Stochastic Optimal Power Flow Problem Considering Prohibited Operating Zones and Renewables Sources. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York <em processo de revisão>.

ANEXO A – PARÂMETROS E DADOS UTILIZADOS

Todos os dados utilizados nas simulações são apresentados no link:
https://github.com/Y4kult/Tese_data.