

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

WMERSON CLARO DE OLIVEIRA

**FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO PROBABILÍSTICO COM FONTES DE GERAÇÃO
RENOVÁVEIS - ABORDAGEM ATRAVÉS DE TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO
MATHEURÍSTICA**

Ilha Solteira

2020

WMERSON CLARO DE OLIVEIRA

**FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO PROBABILÍSTICO COM FONTES DE GERAÇÃO
RENOVÁVEIS - ABORDAGEM ATRAVÉS DE TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO
MATHEURÍSTICA**

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia do Campus de Ilha Solteira –
UNESP como requisito parcial para obtenção
do título de Mestre em Engenharia Elétrica
Área de Conhecimento: Automação

José Roberto Sanches Mantovani
Orientador

Juan Manuel Home Ortiz
Coorientador

Ilha Solteira

2020

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

Oliveira, Wmerson Claro.

O48f Fluxo de potência ótimo probabilístico com fontes de geração renováveis -
abordagem através de técnica de otimização matheurística / Wmerson Claro
Oliveira. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2020
108 f.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de
Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2020

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
Coorientador: Juan Manuel Home Ortiz
Inclui bibliografia

1. Fluxo de potência ótimo. 2. Fluxo de potência probabilístico. 3. Técnicas
de otimização matheurística. 4. Meta-heurística VND. 5. Otimização
multiobjetivo. 6. Programação não linear inteira mista.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO:

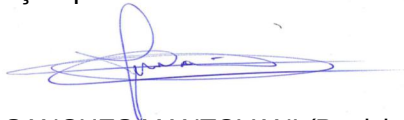
Fluxo de Potência Ótimo Probabilístico com Fontes de Geração Renováveis - Abordagem através de Técnica de Otimização Matheurística

AUTOR: WMERSON CLARO DE OLIVEIRA

ORIENTADOR: JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

COORIENTADOR: JUAN MANUEL HOME ORTIZ

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:



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

Prof. Dr. JOHN FREDY FRANCO BAQUERO (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Câmpus Experimental Rosana - UNESP

Prof. Dr. LEONARDO WILLER DE OLIVEIRA (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF

Ilha Solteira, 23 de outubro de 2020

AGRADECIMENTOS

Ao professor José Roberto Sanches Mantovani pela orientação, dedicação e sugestões para a realização deste trabalho.

Ao Dr. Juan Manuel Home Ortiz pela especial contribuição e amizade durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores Rubén Augusto Romero e John Fredy Franco Baquero, pelas sugestões e colaboração no desenvolvimento deste trabalho.

À minha família pelo apoio e compreensão durante esta jornada. Sou grato à minha mãe pelo carinho e amor, que me cerca todos os dias, imagino que as palavras não são suficientes para descrever tal admiração que tenho por ela.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) – processo 164751/2018-1, à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001 e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) - processo 2015/21972-6, pelo suporte financeiro no desenvolvimento desta Dissertação.

À UNESP pela oportunidade de estudar aqui.

RESUMO

Neste trabalho é proposto o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para resolver o problema de fluxo de potência ótimo probabilístico. A função objetivo do problema considera simultaneamente a minimização de custos de geração e gases de efeito estufa. O modelo matemático contempla o despacho ótimo dos geradores despacháveis (hidráulicos e térmicos) e não despacháveis (geração eólica e fotovoltaica), controle da posição dos taps dos transformadores, e da ativação de compensação reativa *shunt*, além das incertezas das cargas e das fontes de energia não renováveis. As incertezas no comportamento do sistema são modeladas usando o método de estimação por pontos $2m+1$. A formulação do problema de fluxo de potência ótimo (FPO) é um problema de programação não linear inteiro misto, multiobjetivo, não convexo e probabilístico. Para resolver este problema eficientemente é proposto um algoritmo matheurístico, que combina o modelo clássico não linear de FPO e a meta-heurística *Variable Neighborhood Descent* (VND). Para validar o algoritmo proposto, foram testados sistemas da literatura especializada em dois tipos de testes: o primeiro é dividido em duas partes e os resultados são comparados com um *solver* comercial, na parte 01 são testados diversos sistemas com número de barras que vão de 14 até 4661, considerando um problema mono-objetivo. Na parte 02 são testados os sistemas `pglib_opf_case118_ieee` e `pglib_opf_case300_ieee` considerando um problema multiobjetivo determinístico. O segundo tipo de teste considera um problema multiobjetivo probabilístico, que envolve as incertezas das variáveis de entrada, dos parâmetros que definem o comportamento da demanda e das fontes de geração renováveis. Os resultados obtidos com os testes realizados, usando a implementação computacional nos sistemas de testes, mostram a eficiência desta metodologia.

Palavras-Chave: Fluxo de potência ótimo. Fluxo de potência probabilístico. Técnicas de otimização matheurística. Meta-heurística VND. Otimização multiobjetivo. Programação não linear inteira mista.

ABSTRACT

This work proposes the development of a computational tool to solve the probabilistic optimal power flow problem. The objective function of the problem simultaneously considers the minimization of generation costs and greenhouse gases. The mathematical model includes the optimal dispatch of dispatchable (hydraulic and thermal) generators and non-dispatchable (wind and photovoltaic) generators, control of the position of the transformer taps, and the activation of reactive shunt compensation, in addition to the uncertainties of the cargo and non-renewable energy sources. Uncertainties in the behavior of the system are modeled using the $2m + 1$ point-estimate method. The formulation of the FPO problem is a mixed integer non-linear (PNLIM), multi-objective, non-convex and probabilistic problem. To solve this problem efficiently, a matheuristic algorithm is proposed, combining the classic non-linear FPO model and the Variable Neighborhood Descent (VND) metaheuristic. To validate the proposed algorithm, systems in the specialized literature were tested in two types of tests: the first test is divided into two parts and the results are compared with a commercial solver, in part 01 several systems are tested with number of bars ranging from 14 to 4661, considering a mono-objective problem. In part 02, the `pglib_opf_case118_ieee` and `pglib_opf_case300_ieee` systems are tested considering a deterministic multiobjective problem. The second type of test considers a probabilistic multiobjective problem, which involves the uncertainties of the input variables, parameters that define the load and renewable sources behavior. The results obtained with the tests performed, using the computational implementation in the test systems, show the efficiency of this methodology.

Keywords: Optimal power flow. Mixed integer non-linear programming. Multiobjective optimization. Matheuristic optimization technique, Probabilistic optimal power flow. VND. Metaheuristic.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Método de estimação por pontos de Hong	31
Figura 2 - Diagrama de blocos do algoritmo de fluxo de potência probabilístico	35
Figura 3 - Curva de capacidade térmica do gerador despachável	40
Figura 4 - Potência de saída típica de um gerador eólico	42
Figura 5 - Curva de injeção de potência do sistema fotovoltaico.....	43
Figura 6 - Dominância de Pareto.....	46
Figura 7 - Interpretação geométrica do método da soma ponderada.....	48
Figura 8 - Processo de otimização. Algoritmo VND	51
Figura 9 - Sistema fictício de 6 barras.....	54
Figura 10 - Codificação de uma proposta de solução dos taps para o FPO	54
Figura 11 - Codificação de uma proposta de solução dos bancos reativos shunts para o FPO	54
Figura 12 - Obtendo um vizinho para solução corrente	57
Figura 13 - Obtendo um vizinho para solução corrente	59
Figura 14 – Fluxograma do algoritmo VND para o FPO	62

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Fronteiras de Pareto para KNITRO e AE-FPO: 118 barras.....	70
Gráfico 2 - Fronteiras de Pareto para KNITRO e AE-FPO: 300 barras.....	74
Gráfico 3 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: cenário 1- sistema de 118 barras.....	85
Gráfico 4 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: cenário 2 - sistema de 118 barras.....	85
Gráfico 5 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: cenário 3 - sistema de 118 barras.....	86
Gráfico 6 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: cenário 1 - sistema de 300 barras.....	92
Gráfico 7 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: cenário 2 - sistema de 300 barras.....	92
Gráfico 8 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: cenário 3 - sistema de 300 barras.....	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Número de variáveis inteiras dos sistemas testes	65
Tabela 2 - Custo de geração e tempo de processamento: Modelo mono-objetivo	66
Tabela 3 - Diferença dos custos de geração: Modelo mono-objetivo	67
Tabela 4 - Custo de geração e Emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes: pglib_opf_case118_ieee	69
Tabela 5 - Diferença de custos de geração e emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes: pglib_opf_case118_ieee	70
Tabela 6 - Tipos de fontes nas barras do sistema pglib_opf_case118_ieee	71
Tabela 7 - Custo de geração e Emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes e não poluentes: pglib_opf_case118_ieee.....	72
Tabela 8 - Diferença de custos de geração e emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes e não poluentes: pglib_opf_case118_ieee	73
Tabela 9 - Custo de geração e Emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes: pglib_opf_case300_ieee	74
Tabela 10 - Diferença de custos de geração e emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes: pglib_opf_case300_ieee	75
Tabela 11 - Tipos de fontes nas barras do sistema pglib_opf_case300_ieee	76
Tabela 12 - Custo de geração e Emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes e não poluentes: pglib_opf_case300_ieee.....	77
Tabela 13 - Diferença de custos de geração e emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes e não poluentes: pglib_opf_case300_ieee	78
Tabela 14 - Parâmetros probabilísticos de carregamento para o Caso 1	79
Tabela 15 - Parâmetros probabilísticos de carregamento e das gerações eólicas e fotovoltaicas para o Caso 2	80
Tabela 16 - Tipos de fontes nas barras do sistema pglib_opf_case118_ieee	80
Tabela 17 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 1 - sistema pglib_opf_case118_ieee	82
Tabela 18 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 2 - sistema pglib_opf_case118_ieee	83
Tabela 19 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 3 - sistema pglib_opf_case118_ieee	84

Tabela 20 - Percentual de redução de custos e emissões entre Caso 1 e 2: sistema pglib_opf_case118_ieee	87
Tabela 21 - Tipos de fontes nas barras do sistema pglib_opf_case300_ieee	88
Tabela 22 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 1 - sistema pglib_opf_case300_ieee	89
Tabela 23 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 2 - sistema pglib_opf_case300_ieee	90
Tabela 24 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 3 - sistema pglib_opf_case300_ieee	91
Tabela 25 - Percentual de redução entre Caso 1 e 2: sistema pglib_opf_case300_ieee	95
Tabela 26 – Limites de geração das fontes renováveis	104
Tabela 27 - Coeficientes de custo das fontes hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas - Sistema pglib_opf_case118_ieee	105
Tabela 28 - Coeficientes de emissão das fontes Térmicas- Sistema pglib_opf_case118_ieee	106
Tabela 29 - Coeficientes de custo das fontes hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas - Sistema pglib_opf_case300_ieee	107
Tabela 30 - Coeficientes de emissão das fontes Térmicas- Sistema pglib_opf_case300_ieee	108

LISTA DE ABREVIATURAS

AEMO	Algoritmo evolutivo multiobjetivo
AG	Algoritmo genético
AMPL	<i>A Modeling Language for Mathematical Programming</i>
BHMO	Busca harmônica multiobjetivo
CQNUMC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
DAE	Despacho ambiental econômico
DE	Despacho econômico
DOR	Despacho ótimo de reativos
EDMO	Evolução diferencial multiobjetivo
FDP	Função de distribuição de probabilidade
FO	Função objetivo
FPO	Fluxo de potência ótimo
FPP	Fluxo de potência probabilístico
GEE	Gases de efeito estufa
KKT	Karush-Khun-Tucker
KNITRO	<i>Nonlinear Interior point Trust Region Optimization</i>
MEP	Métodos de estimação por pontos
MOPs	<i>Multiobjective Optimization Problems</i>
MOPSO	Enxame de partículas multiobjetivo
MPI	Método de pontos interiores
NSGA	<i>Nondominated Sorting Genetic Algorithm</i>
NSGA-II	<i>Nondominated Sorting Genetic Algorithm II</i>
PNLIM	Programação não linear inteira mista
PSO	<i>Particle swarm optimization</i>
QCE	Quadrático cônico estendido
SMC	Simulação de Monte Ca
VND	<i>Variable neighborhood descend</i>
VNS	<i>Variable neighborhood search</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos e índices:

i	Índice de barra;
ij	Índice de linha;
s	Índice de carregamento;
Ω_B	Conjunto de barras;
Ω_L	Conjunto de linhas de transmissão;
Ω_S	Conjunto de nível de carregamento do sistema;
Ω_G	Conjunto de barras das unidades de geração despacháveis;
Ω_{GE}	Conjunto de barras das unidades de geração eólica;
Ω_{GF}	Conjunto de barras das unidades de geração fotovoltaica;
Ω_{BC}	Conjunto de barras com capacidade de fornecer potência reativa indutiva/capacitiva controlável discreta (bancos capacitivos);
Ω_T	Conjunto de linhas com transformador com controle automático de taps.

Variáveis Discretas:

$n_{i,s}^{sh}$	Número de degraus de capacitores/reatores chaveados para o controle automático de reativos do compensador shunt da barra i ;
$n_{ij,s}^t$	Posição do tap do transformador na linha $i - j$.

Variáveis contínuas:

$P_{g_{i,s}}, Q_{g_{i,s}}$	Potências ativa e reativa, respectivamente, geradas na barra i das unidades de geração despacháveis de energia;
$P_{g_{i,s}}^E, Q_{g_{i,s}}^E$	Potências ativa e reativa, respectivamente, geradas na barra i das unidades de geração eólica de energia;
$P_{g_{i,s}}^F$	Potência ativa gerada na barra i das unidades de geração fotovoltaica de energia;
$p_{ij,s}^{de}, q_{ij,s}^{de}$	Fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, na linha $i-j$;
$p_{ji,s}^{para}, q_{ji,s}^{para}$	Fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, na linha $j - i$;
$v_{i,s}$	Magnitude de tensão na barra i ;
$w_{i,s}$	Percentual de reativo injetado na barra i ;
$a_{ij,s}$	Relação de transformação 1: t do transformador instalado na linha $i - j$;
$\theta_{ij,s}$	Diferença angular da linha instalada entre as barras $i - j$.

Parâmetros:

a_i, b_i, c_i	Coeficientes da função que modela o custo de geração do i -ésimo gerador despachável;
-----------------	---

c_i^E, c_i^F	Coeficientes da função que modela o custo de geração, respectivamente, do i -ésimo gerador eólico e fotovoltaico;
$\gamma_i, \beta_i, \alpha_i, \xi_i, \lambda_i$	Coeficientes da função que modela a emissão de gases emitidos pelos geradores térmicos;
g_i^{sh}, b_i^{sh}	Condutância e susceptância shunt da barra i ;
g_{ij}, b_{ij}	Condutância e susceptância da linha $i-j$;
b_{ij}^{sh}	Susceptância shunt da linha $i-j$;
φ_{ij}	Ângulo do transformador defasador conectado na linha $i-j$;
$n_i^{sh,max}$	Número máximo de degraus do compensador shunt da barra i ;
$n_{ij}^{t,max}$	Número máximo de posições dos taps do transformador instalado na linha $i-j$;
r_{ij}	Relação de regulação de tensão do transformador da linha $i-j$;
S_{ij}^{max}	Máximo fluxo de potência aparente permitido na linha $i-j$.
S_{ji}^{max}	Máximo fluxo de potência aparente permitido na linha $j-i$.
v_i^{min}, v_i^{max}	Limites inferior e superior da magnitude de tensão, respectivamente, na barra i ;
$P_{d_{i,s}}, Q_{d_{i,s}}$	Demandas de potências ativa e reativa, respectivamente, na barra i ;
$p_{gi}^{min}, p_{gi}^{max}$	Capacidades mínima e máxima de geração de potência ativa, respectivamente, do i -ésimo gerador despachável;
$p_{gi}^{Emin}, p_{gi}^{Emax}$	Capacidades mínima e máxima de geração de potência ativa, respectivamente, do i -ésimo gerador eólico;
$p_{gi}^{Fmin}, p_{gi}^{Fmax}$	Capacidades mínima e máxima de geração de potência ativa, respectivamente, do i -ésimo gerador fotovoltaico;
$Q_{gi}^{min}, Q_{gi}^{max}$	Capacidades mínima e máxima de geração de potência reativa, respectivamente, do i -ésimo gerador despachável;
$Q_{gi}^{Emin}, Q_{gi}^{Emax}$	Capacidades mínima e máxima de geração de potência reativa, respectivamente, do i -ésimo gerador eólico;
h_s	Número de horas.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	ESTADO DA ARTE	17
1.1.1	Metodologias de otimização clássicas	18
1.1.2	Heurísticas e metas-heurísticas	20
1.2	OBJETIVO GERAL.....	25
1.2.1	Objetivos específicos.....	25
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	26
2	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO E PROBABILÍSTICO	27
2.1	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	27
2.2	FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO	29
2.2.1	Método de estimação por pontos.....	30
2.2.2	Esquema $2m + 1$	32
2.2.3	Solução do FPP pelo método dos dois pontos	33
3	MODELO MATEMÁTICO PARA O PROBLEMA DE FPO	36
3.1	MODELO MATEMÁTICO DO GERADOR DESPACHÁVEL.....	40
3.2	MODELO MATEMÁTICO DO GERADOR EÓLICO	41
3.3	MODELO MATEMÁTICO DO PAINEL FOTOVOLTAICO	42
4	TÉCNICA DE SOLUÇÃO	44
4.1	OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO	44
4.1.1	Conceitos e terminologia de Pareto	45
4.1.2	Método da soma ponderada	46
4.1.3	Função objetivo para o problema de FPO	48
4.2	MATHEURÍSTICA	48
4.3	META-HEURÍSTICA DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL	49
4.4	ALGORITMO VND	50
4.5	VND PARA O PROBLEMA DE FPO	52

4.5.1	Representação da proposta de solução	53
4.5.2	ADEQUAção do modelo matemático de FPO	55
4.5.3	Solução inicial	55
4.5.4	Definição DO CRITÉRIO DE vizinhança.....	56
4.5.4.1	Estrutura 1 (N_1) - Aumentar/Reduzir simultaneamente as posições de todos os taps dos transformadores e capacitores/reatores.....	56
4.5.4.2	Estrutura 2 (N_2) - Aumentar a posição dos taps atuais de transformadores e capacitores/reatores.....	58
4.5.4.3	Estrutura 3 (N_3) - Reduzir uma única posição dos taps dos transformadores e dos bancos de capacitores/reatores.....	60
4.5.5	Critério de parada	60
4.5.6	Diagrama de blocos da matheurística	61
5	TESTES E RESULTADOS	63
5.1	COMPARAÇÃO DE RESULTADOS – KNITRO E AM	64
5.1.1	Comparação mono-objetivo	64
5.1.1.1	Análise dos resultados	68
5.1.2	Comparação multiobjetivo	69
5.1.2.1	Geradores despacháveis poluentes: Sistema pglib_opf_case118_ieee	69
5.1.2.2	Geradores despacháveis poluentes e Não poluentes: Sistema pglib_opf_case118_ieee:	71
5.1.2.3	Geradores despacháveis poluentes: Sistema pglib_opf_case300_ieee	73
5.1.2.4	Geradores despacháveis poluentes e Não poluentes: Sistema pglib_opf_case300_ieee	75
5.1.2.5	Análise dos resultados	78
5.2	ESTUDO COM FONTES RENOVÁVEIS	79
5.2.1	SISTEMA pglib_opf_case118_ieee	80
5.2.1.1	Análise dos resultados	86
5.2.2	SISTEMA pglib_opf_case300_ieee	87

5.2.2.1	Análise dos resultados	93
6	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	96
6.1	CONCLUSÕES.....	96
6.2	TRABALHOS FUTUROS.....	97
	REFERÊNCIAS	98

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica pode ser definida como um bem de consumo essencial para o crescimento econômico de uma nação e para o bem estar de sua população. Os sistemas de energia elétrica têm a função de fornecer energia aos consumidores com qualidade, segurança, confiabilidade e economia adequada, e, envolvem os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Desta forma, é necessário que o sistema elétrico opere com segurança e desempenho, através do ajuste adequado das variáveis de controle, para fornecer energia elétrica sob o custo mínimo e máxima confiabilidade. Uma técnica eficiente para determinar o estado de operação estático do sistema de potência é mediante a resolução do problema de fluxo de potência ótimo (FPO) (SOLER, 2011).

O FPO é uma ferramenta computacional de simulação, imprescindível na solução de problemas de planejamento e operação de sistemas elétricos de potência. Contempla uma classe de problemas de otimização que objetiva obter os ajustes das variáveis de controle, para os estados de operação do sistema de energia elétrica (despacho de potências ativa e reativa, redução dos custos de operação, dentre outras), respeitando um conjunto de restrições físicas e operacionais dos equipamentos e da rede de transmissão. O FPO teve sua origem com o trabalho de Carpentier (1962) e, de forma geral, aborda a otimização de um estado do sistema (SOLER, 2011; AMORIM *et al.*, 2010).

As unidades de geração despacháveis de energia, no decorrer de vários anos, foram importantes fontes fornecedoras de energia elétrica. Dentre este tipo de geração, as usinas térmicas que utilizam combustíveis fósseis ocupam papel de destaque na matriz energética de diversos países. (EL-KEIB; MA; HART, 1994). Por outro lado, a geração despachável térmica emite vários gases poluentes na atmosfera, como dióxido de carbono, dióxido de enxofre, óxidos de nitrogênio, monóxido de carbono e dióxido de nitrogênio. A conscientização mundial em relação à preservação ambiental e de leis como a do ar limpo de 1990 (*U.S. Clean Air Act amendments of 1990*), direcionam os estudos no setor de geração de energia para uma linha de pesquisa, onde se preocupa em elaborar projetos de centrais geradoras e estratégias operacionais que visam reduzir a emissão de gases poluentes da geração de energia das usinas termelétricas (ABIDO, 2003; WU *et al.*, 2010; CHEN *et al.*, 2016). Nesse sentido, os planejadores são desafiados a resolver o problema de despacho ambiental/econômico, onde se busca encontrar um estado de operação para a geração despachável, considerando a otimização simultânea do custo de geração e das emissões de gases poluentes. Portanto, este

problema pode ser modelado como um modelo de otimização com dois objetivos concorrentes e conflitantes (ABIDO, 2003).

Neste trabalho, propõe-se o desenvolvimento e implementação de um algoritmo computacional baseado em metodologias de otimização matheurística para resolver o problema de FPO probabilístico. Na modelagem matemática para o problema, consideram-se o despacho ótimo dos geradores despacháveis (hidráulicos e térmicos) a injeção de potência de geradores não despacháveis (geração eólica e fotovoltaica), controle automático da posição dos taps dos transformadores, a ativação de compensação reativa *shunt* e os limites operacionais dos equipamentos da rede. As incertezas no comportamento da demanda e das fontes de geração renováveis que são de natureza probabilística também são consideradas no modelo. A formulação para as incertezas é realizada por meio do método de estimação por pontos de Hong, onde se consideram o comportamento probabilístico da demanda, velocidade do vento e irradiação solar, para determinar o estado de operação da rede. A formulação proposta é um modelo de programação não linear inteira mista PNLIM. No algoritmo proposto para solução deste modelo, propõe-se uma técnica de otimização matheurística especializada baseada na combinação da solução do problema de FPO através de técnica clássica de otimização com a meta-heurística de busca por vizinhança de descida (*variable neighborhood descent* - VND). Para validar o algoritmo implementado e analisar a sua robustez, desempenho computacional e precisão, foram realizados experimentos com sistemas conhecidos da literatura e os resultados são comparados com os fornecidos por um *solver* comercial.

1.1 ESTADO DA ARTE

O problema de fluxo de potência ótimo foi proposto em 1962 por Carpentier, através do problema de Despacho Econômico (DE). A partir do problema de despacho econômico, Dommel e Tinney propuseram em 1968, o modelo de fluxo de potência ótimo, que deu início ao desenvolvimento de grande parte dos trabalhos envolvendo a modelagem e solução para o problema de FPO, através de técnicas clássicas de otimização.

Na literatura, encontram-se vários modelos lineares e não lineares para o problema de FPO adotando-se na formulação diferentes funções objetivo, tipos de restrições e variáveis de decisão reais, inteiras e discretas. As técnicas de solução propostas para o problema de FPO são os métodos clássicos de otimização, métodos baseados em heurísticas e meta-heurísticas

ou metodologias de otimização matheurística, que combinam meta-heurísticas com técnicas clássicas de otimização e heurísticas.

Nas próximas subseções, são discutidos os principais artigos encontrados na literatura especializada que utilizam técnicas de otimização clássicas e metas-heurísticas para solução do problema de FPO que deram suporte ao desenvolvimento deste trabalho.

1.1.1 Metodologias de otimização clássicas

No trabalho de Dommel e Tinney (1968) é proposta uma técnica que estende a solução do problema de fluxo de potência pelo método de Newton tradicional, considerando como função objetivo a minimização da perda ativa na barra de referência do sistema. Para a solução do modelo de FPO adota-se o método do gradiente reduzido generalizado em que as variáveis do problema são divididas em variáveis independentes ou de controle (magnitudes das tensões em barras de tensão controlada e de referência, taps, capacitores e reatores *shunts*, entre outras) e variáveis dependentes ou de estado (magnitudes das tensões nas barras de carga e ângulos de tensões de todas as barras, exceto da referência). As restrições de desigualdades em relação às variáveis dependentes foram consideradas por meio do método das penalidades quadráticas. Como trata-se de um método de otimização de primeira ordem, nesse trabalho foram implementados vários métodos com o objetivo de desenvolver uma metodologia capaz de obter um ponto de operação com uma solução de boa qualidade, consumindo baixo tempo computacional. Os métodos incorporados ao algoritmo foram: o método do gradiente ótimo para obter a direção e o tamanho do passo para atualização das variáveis de controle, sensibilidade de segunda ordem da função lagrangeana com relações às variáveis de controle, método das tangentes paralelas e uma técnica mista que utiliza informações desses dois métodos.

Sun *et al.* (1984) propõem uma nova abordagem de solução para o problema clássico de FPO, baseada na formulação explícita do método de Newton (BAZARAA *et al.*, 1993). A cada iteração, a função Lagrangeana é aproximada por uma função quadrática por meio da expansão em série de Taylor de segunda ordem. As restrições de desigualdade são divididas em duas classes: as restrições penalizadas que são inseridas na função objetivo do problema através de termos de penalidades quadráticos e as restrições ativas na solução, adicionadas à classe de restrições de igualdade do problema. A solução do problema de fluxo de potência ótimo é obtida quando as condições de otimalidade de KKT (Karush-Khun-Tucker), (Bazaraa,

1993) são atendidas, e pela convergência das equações do fluxo de carga, ou seja, os resultados estão dentro da tolerância preestabelecida pelo especialista. Para validar a abordagem proposta, os autores testaram a metodologia em um sistema formado por uma parte do sistema de energia do nordeste dos Estados Unidos que possui 912 barras e 1637 linhas.

Granville (1994) propôs uma metodologia para resolver o problema de despacho ótimo de reativos. Este problema é um caso particular do problema de FPO, para determinar o estado de operação do sistema elétrico de potência, otimizando uma função objetivo que considera aspectos relacionados com o despacho de potência reativa, regulação e estabilidade de tensão, satisfazendo um conjunto de restrições físicas e operacionais. Para solução do problema de despacho ótimo de reativos é proposto o método Primal-Dual Barreira-Logarítmica, um método de Pontos Interiores, que tem a finalidade de encontrar o ponto ótimo atendendo às restrições do modelo. A metodologia foi testada em dois sistemas de potência de grande porte (1832 barras e 2647 linhas, 3467 barras e 6412 linhas), e os resultados dos testes mostraram que a abordagem pode ser muito atraente para algumas aplicações de fluxo de potência ótimo em redes elétricas de grande porte. As variáveis inteiras e discretas não são consideradas no modelo.

Torres e Quintana (1998) propõem um modelo de programação não linear do problema de FPO, e para solução do problema o método de pontos interiores primal-dual usando a modelagem do circuito da rede o sistema de coordenadas retangulares. A função objetivo do modelo é de minimização das perdas de potência ativa no sistema de transmissão. Os testes foram realizados em sistemas conhecidos do IEEE 30, 57, 118 e 300 barras, e os resultados obtidos confirmam que o método de pontos interiores pode resolver eficientemente problemas de FPO não linear, e que o desempenho computacional é igualmente eficiente tanto no espaço das variáveis retangulares, como das polares.

Rosehart *et al.* (2003) propõem um modelo multiobjetivo para o problema de FPO que considera como funções objetivos o despacho de potências ativa e reativa e maximizar as restrições de segurança de tensão. Este problema foi resolvido através de uma metodologia que utiliza o método de pontos interiores juntamente com técnica de programação por metas, para contemplar a natureza multiobjetivo do modelo. Os testes foram realizados em dois sistemas conhecidos do IEEE 57 e 118 barras, e os resultados mostram a importância de se incluir o atual ponto de carregamento nos procedimentos de otimização utilizados para

análises de estabilidade de tensão, uma vez que os limites deste ponto influenciam significativamente nos resultados obtidos nesses tipos de estudos.

Em trabalhos mais recentes que pesquisam o desenvolvimento de modelos convexos para o problema de FPO, Jabr (2008) propõe um método de pontos interiores primal-dual para a solução do FPO, no qual as restrições foram modeladas como sendo do tipo quadrático cônico estendido (QCE). O modelo é formulado para resolver os problemas de despacho econômico e redução de perdas ativas. Para validar a metodologia proposta foram realizados testes com os sistemas padrões IEEE30 e 118 barras. No trabalho de Molzahn e Hiskens (2015) foi proposta para o problema de FPO uma abordagem denominada *moment relaxations*, a qual se refere ao relaxamento de um caso especial para o problema de momento generalizado (*Generalized Moment Problem - GMP*) (LASSERRE, 2010). A função objetivo para este modelo considera a minimização dos custos de geração de potência ativa, e as restrições estão relacionadas aos limites operacionais dos equipamentos da rede. A metodologia proposta foi testada considerando dois tipos de relaxamentos, o de ordem superior e o de primeira ordem, em vários problemas testes IEEE (14, 39, 57, 118 e 300 barras). De acordo com os autores, os resultados obtidos mostram a eficácia do algoritmo, uma vez que a implementação computacional da metodologia forneceu a solução ótima global para diversos casos de estudo. Embora o relaxamento utilizado na abordagem demande alto custo computacional e considere apenas variáveis reais no modelo de FPO.

1.1.2 Heurísticas e metas-heurísticas

O FPO é um problema de otimização não-linear e não convexo, que pode modelar parques de geração renováveis e não renováveis, curvas de consumo e equipamentos da rede elétrica (transformadores, reatores, capacitores, dentre outros equipamentos), representados por seus limites físicos de operação. Este problema é multimodal, envolve variáveis inteiras, discretas e reais e devido às limitações das técnicas de programação matemática clássicas, tem-se pesquisado a aplicação de técnicas heurísticas e meta-heurísticas para sua solução, consistindo esta em outra importante linha de pesquisa para a solução e modelagem do problema de FPO, considerando os desenvolvimentos atuais em termos de *hardware* e *software*.

As heurísticas e metas-heurísticas são técnicas de solução que se baseiam em regras lógicas, comportamentais ou empíricas. De forma simples, estas metodologias são capazes de

considerar problemas com variáveis contínuas e discretas, possuem mecanismos para escaparem de ótimos locais, e não requerem uma modelagem matemática detalhada do problema, no entanto não garantem a obtenção de soluções ótimas globais, e em problemas de grande porte, onde existe um grande número de variáveis a serem otimizadas, é, geralmente, exigido um maior esforço computacional em relação aos métodos clássicos de otimização.

No trabalho de Iba (1994), apresenta-se uma metodologia de otimização para planejamento de alocação de potência reativa, com base nos conceitos dos algoritmos genéticos (AG's) e otimização clássica. Apesar dos autores se basearem nos conceitos dos AG's, a técnica difere-se da abordagem convencional do AG's e as características que a distinguem desta abordagem convencional: utilizam-se múltiplos caminhos de busca para encontrar um ótimo global; considera simultaneamente múltiplas funções objetivos; as variáveis inteiras/discretas são representadas na base decimal; utiliza somente dois operadores genéticos. A metodologia foi testada em sistemas testes de 51 e 224 barras.

Lai *et al.* (1997) propõem um algoritmo genético melhorado para resolver o problema de FPO. Esta abordagem tem a capacidade de codificar um grande número de variáveis de controle de um sistema elétrico e, dessa forma, capaz de regular a geração de potência ativa de geradores, tensões nas barras, capacitores/reatores de derivação e configurações de taps de transformadores, para minimizar os custos com combustível. Os testes foram realizados no sistema IEEE30-Barras, um sistema de pequeno porte. Bakirtzis *et al.* (2002) também propõem um algoritmo genético com um conjunto de operadores genéticos específicos para o problema de FPO, para melhorar a velocidade de convergência e a qualidade das soluções. Estes operadores são: o *Gene Swap Operator (GSO)*, que seleciona de forma aleatória dois genes de um cromossomo e troca seus valores e, o *Gene Cross-Swap Operator (GCSO)*, que seleciona aleatoriamente dois cromossomos diferentes e dois genes, sendo um de cada cromossomo, e então seus valores são trocados. O problema é modelado utilizando-se variáveis de controle contínuas para a potência ativa e níveis de tensão nas barras; e variáveis discretas para configurações de derivação dos transformadores e dispositivos de derivação. As restrições funcionais de operação, como limites de fluxo de potência nas linhas de transmissão, limites das magnitudes de tensões nas barras de carga do sistema e capacidades dos geradores são consideradas na solução do algoritmo genético através de termos de penalidades. A metodologia foi testada nos sistemas IEEE30-Barras 41 linhas e no IEEE RTS96 que é um sistema composto por 73 barras e 120 linhas. De acordo com os autores, os resultados demonstram a validação da melhoria (operadores GSO e GCSO) implementada no algoritmo genético.

Yumbla *et al.* (2008) propõem um modelo para o problema de FPO que considera restrições de segurança. O modelo de otimização é resolvido através do algoritmo *particle swarm optimization* (PSO) com operadores de reconstrução (*reconstruction operators*) (PSO-RO) na resolução do FPO. Estes operadores permitem que todas as partículas que representam uma possível solução para o problema, atendam às restrições operacionais da rede, enquanto que o algoritmo de otimização procura por uma solução ótima apenas dentro do espaço factível, reduzindo assim, o tempo computacional e melhorando a qualidade da solução obtida. As variáveis de controle são contínuas e discretas, o objetivo principal é minimizar o custo operacional total considerando as restrições de segurança operacional e limites operacionais de capacidade do sistema. As restrições do problema são consideradas através dos operadores de reconstrução do PSO, e técnica de penalidades externas foram adotadas. Testes foram realizados em dois sistemas: o primeiro tem 39 barras, 46 linhas e 10 geradores, e o segundo tem 26 barras, 46 linhas, 6 geradores, 7 transformadores e 9 capacitores, ambos de pequeno porte o que não evidencia a escalabilidade da técnica proposta.

No trabalho de Tangpatiphan e Yokoyama (2009), propõe-se uma metodologia de programação evolutiva aprimorada para resolver o problema de FPO considerando a estabilidade de tensão no estado estacionário. O problema foi formulado como um *trade-off* entre questões econômicas e a margem de estabilidade de tensão, ou seja, considera-se, respectivamente, a relação de compromisso entre o custo do combustível e o problema de segurança do sistema. O algoritmo proposto utiliza a técnica de combinação do algoritmo genético de codificação real, para melhorar o processo de geração de descendentes. A metodologia foi testada no sistema IEEE30-Barras, de pequeno porte.

Em 1992 durante uma Conferência das Nações, foi criado a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, o objetivo dessa convenção é estabilizar e reduzir as concentrações de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera, com a finalidade da preservação ambiental e o equilíbrio climático em todo o planeta. (GODOY, 2013). Desta forma, diversos trabalhos na área de engenharia elétrica foram publicados na literatura especializada, propondo modificações nas estratégias operacionais dos sistemas de energia elétrica, visando a redução de GEE provenientes da combustão de combustíveis fósseis usados na geração termelétrica. Dentro desse contexto, o FPO pode ser formulado como um problema de despacho ambiental econômico (DAE), onde o objetivo é minimizar, simultaneamente, o custo de combustível usado na geração de energia elétrica e a emissão de gases de efeito estufa. (ABIDO, 2001; ABIDO, 2003; ABIDO, 2009; WU *et al.*, 2010; SIVASUBRA-MANI e SWARUO, 2011).

No trabalho Abido (2001), é proposto um algoritmo evolutivo multiobjetivo para resolver o problema de despacho ambiental/econômico (DAE). Esta metodologia é baseada no algoritmo *Nondominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA). O problema de DAE é modelado como um problema de otimização com restrições não-lineares, a função objetivo contempla dois objetivos conflitantes, sendo eles o custo de combustível e o impacto ambiental. Foi implementada no algoritmo uma técnica que preserva a diversidade da população para evitar os problemas de convergência prematura e, dessa forma, gerar um conjunto de soluções não dominadas e distribuídas nas fronteiras de Pareto-ótima. O método foi testado no sistema teste de pequeno porte o IEEE30-Barras. Os resultados mostraram que a abordagem proposta é eficiente para resolver o problema de FPO multiobjetivo. Abido (2003), além da metodologia apresentada no artigo publicado em 2001, propõe um mecanismo baseado em lógica fuzzy, com a finalidade de extrair a melhor solução de compromisso da fronteira de Pareto fornecida pelo algoritmo genético multiobjetivo. Em Abido (2009), apresenta-se uma nova técnica que amplia a meta-heurística PSO mono-objetivo, isto é, para o problema de DAE apresenta-se uma versão multiobjetivo do PSO, denominada enxame de partículas multiobjetivo (MOPSO). Um método de agrupamento foi adicionado para gerenciar a dimensão da fronteira de Pareto, e um mecanismo baseado em fuzzy foi utilizado para extrair a melhor solução de compromisso.

Wu *et al.* (2010) propõem um algoritmo de evolução diferencial multiobjetivo (EDMO) para o problema de despacho ambiental/econômico (DAE). O problema foi formulado com restrições não lineares com objetivos conflitantes e não comensuráveis, sendo eles o custo de combustível, emissão de gases de efeito estufa e perdas de potência no sistema de transmissão. Neste método emprega-se uma lista externa de soluções elitistas para conservar as soluções não dominadas encontradas durante o processo evolutivo. Para preservar o conjunto de Pareto ótimo, foi proposto um procedimento de diversidade de entropia. A teoria fuzzy foi usada para extrair a melhor solução de compromisso. Testes foram realizados nos sistemas teste IEEE30 e IEEE118-Barras.

Sivasubramani e Swarup (2011) propõem um novo algoritmo de busca harmônica multiobjetivo (BHMO) para resolver o FPO, visando minimizar, simultaneamente, o custo de combustível e a emissão GEE. Para obter um conjunto de soluções de Pareto ótimo bem distribuído ao longo da fronteira, foi implementada no algoritmo uma classificação não dominada e um método de classificação com base em valores de distância de aglomeração. A metodologia foi testada nos sistemas testes padrão IEEE30 e IEEE118-Barras.

Em Araujo (2018), foi proposta uma ferramenta computacional baseada na meta-heurística *Nondominated Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA-II) para o planejamento e despacho ótimo de fontes de potência ativa, considerando as incertezas das cargas (leve, nominal e pesada) e fontes de energia renováveis não despacháveis por meio de uma abordagem probabilística. O problema foi modelado como um problema de programação não linear inteiro misto, multiobjetivo, não convexo e probabilístico. Testes foram realizados nos sistemas IEEE30 barras e IEEE118. Os resultados mostraram que a inclusão de fontes renováveis não despacháveis nos sistemas testados proporciona uma operação mais eficiente dos recursos de energia disponíveis e, dessa forma, o custo de geração de energia das unidades térmicas e as emissões de gases poluentes foram reduzidos. No entanto, as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão apresentaram um aumento significativo, pois a redução com os custos de geração superou a redução com os custos das perdas nas linhas.

Abido e Al-Ali (2009) propõem uma abordagem baseada na técnica de evolução diferencial multiobjetivo para resolver o FPO multiobjetivo. A função objetivo é composta por três objetivos, correspondente ao planejamento e operação do sistema de transmissão, sendo eles: minimização do custo do combustível, perdas no sistema de transmissão e melhoramento da condição de estabilidade da tensão do sistema. A metodologia proposta foi testada no sistema padrão IEEE 30-barras.

Amorim *et al.* (2010) propõem resolver o problema de FPO através de um algoritmo evolutivo multiobjetivo (AEMO). Na metodologia proposta as restrições de desigualdade violadas são tratadas como funções objetivo do problema, transformando assim o problema original em um problema de otimização multiobjetivo. O algoritmo foi baseado no conceito de não dominância de Pareto e utiliza uma estratégia elitista com o propósito de preservar as soluções não-dominadas encontradas e um procedimento para manter a diversidade das soluções. A implementação computacional do algoritmo proposto foi testada nos sistemas de teste IEEE30-Barras, RTS-96 e IEEE354-Barras, um sistema de maior porte que confere maior escalabilidade da metodologia proposta.

Reddy e Bijwe (2017) propõem um algoritmo de otimização multiobjetivo baseado no algoritmo Evolução Diferencial para resolver o FPO. A metodologia foi empregada para minimizar os custos de geração, as perdas no sistema de transmissão e a minimização de um índice L que está associado ao controle da magnitude de tensão nas barras. Esta metodologia foi testada nos sistemas testes padrões IEEE30-Barras e o IEEE300-Barras, um sistema de médio porte. Os resultados obtidos mostram que a abordagem é eficiente e utiliza menos tempo computacional comparado aos algoritmos evolutivos multiobjetivos.

1.2 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma ferramenta computacional baseada na exploração de técnicas de otimização clássicas e meta-heurística para resolver o problema de FPO, considerando uma modelagem de programação não linear inteira mista (PNLIM). Na modelagem do problema, consideram-se os despachos ótimos de potência ativa e reativa dos geradores, fontes de geração renováveis com tecnologias fotovoltaica e eólica, controle automático da posição dos taps dos transformadores, ativação de bancos de capacitores/reatores, e os limites operacionais dos equipamentos da rede. Desta forma, propõe-se desenvolver uma técnica de otimização matheurística especializada baseada na junção do modelo clássico de FPO com a meta-heurística VND.

1.2.1 Objetivos específicos

Destacam-se os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver uma metodologia matheurística que utiliza a meta-heurística VND e um *solver* de otimização para resolver o problema de FPO formulado como um modelo de PNLIM.
- Desenvolver uma metodologia que permite obter maior escalabilidade e redução do tempo computacional na solução do problema de FPO através do uso combinado de otimização clássica e metas-heurísticas.
- Implementar no algoritmo de FPO um modelo de otimização que permita encontrar uma condição de operação otimizada para o sistema elétrico de potência, que minimize o custo de geração de potência ativa do sistema e a emissão de gases poluentes.
- Considerar no modelo de FPO as fontes de energia renováveis despacháveis e não despacháveis e as incertezas das cargas que se comportam de forma probabilística, através do uso de um método de fluxo de potência probabilístico de estimação por pontos.
- Testar o algoritmo implementado em sistemas conhecidos da literatura e, avaliar os resultados.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A descrição do modelo matemático para abordar o problema de FPO sob incertezas, bem como as considerações específicas do problema e o desenvolvimento da técnica de otimização matheurística estão descritos e detalhados nos seguintes capítulos deste documento, que está organizado da seguinte forma:

- No Capítulo 2 apresentam-se os conceitos de fluxo de potência ótimo e fluxo de potência probabilístico através do método de estimação por pontos de Hong, utilizados para formular o problema de FPO.
- No Capítulo 3 propõe-se uma formulação matemática para problema de FPO como um modelo de otimização PNLIM e são apresentadas as formulações matemáticas para os tipos de geração (eólico, solar e despachável). O modelo é resolvido diretamente usando o *solver* de otimização KNITRO (WALTZ, 2020).
- No Capítulo 4 apresenta-se de forma detalhada o algoritmo de otimização matheurística especializado para resolver o modelo de otimização apresentado no Capítulo 3.
- No Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos das simulações realizadas com sistemas testes conhecidos da literatura. Os resultados são apresentados em duas partes, na primeira (seção 5.1) mostra-se uma comparação dos resultados fornecidos da implementação computacional do algoritmo proposto com um *solver* comercial; Na segunda (seção 5.2) apresentam-se os testes considerando a natureza probabilística das variáveis de entrada, dos parâmetros e instalação de fontes renováveis.
- No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e sugestões de trabalhos de pesquisa futuros.

2 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO E PROBABILÍSTICO

Neste capítulo, apresenta-se uma breve introdução do problema de FPO, considerando suas aplicações no planejamento e operação de sistemas elétricos de potência. Na sequência é apresentado o modelo de fluxo de potência probabilístico e sua resolução pelo método de estimação por pontos (HONG, 1998).

2.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O FPO abrange uma extensa classe de problemas nos quais uma determinada função objetivo é otimizada, enquanto são satisfeitas restrições modeladas de acordo com as características físicas e operacionais do sistema elétrico de potência. É uma ferramenta computacional de simulação importante no planejamento da expansão e operação da rede elétrica (ALVES, 2005; SCHIOCHET, 2006).

O FPO tem aplicações em diversos problemas de planejamento da expansão e operação do sistema, podendo ser eles: despacho econômico e seguro; redespacho preventivo e corretivo; alocação de fontes de potência reativa; avaliação da confiabilidade dos sistemas de geração e transmissão; tarifação de serviços de transmissão; determinação de preços nodais de energia; minimização de perdas nas linhas de transmissão do sistema; e ainda maximização de transferência de potência ativa, dentre outros. As variáveis de controle que são determinadas para a resolução de um problema de FPO, além de satisfazerem o objetivo do problema (aplicação), definem um estado de operação cuja demanda de potência do sistema é atendida e nenhum limite físico e/ou operacional do sistema é violado (ALVES, 2005; ARAUJO, 2018). As restrições consideradas no problema de FPO podem ser restrições de igualdade ou de desigualdade.

As restrições de igualdade modelam as equações não lineares do fluxo de potência que correspondem aos balanços de potências em cada nó do sistema elétrico. As restrições de desigualdade são os limites atribuídos a uma variável, sendo *restrições físicas*: limites de geração de potências ativa e reativa, limites nas posições dos *taps* dos transformadores, compensação reativa, limites de transmissão de potências ativa e reativa nas linhas, entre outras; *restrições operacionais*: limites das magnitudes de tensões nas barras. Deste modo, o

FPO fornece uma orientação ao operador ou analista da rede elétrica, de como os parâmetros de controle devem ser ajustados, de forma que os centros de geração, de consumo e os equipamentos do sistema de transmissão estejam respeitando suas capacidades físicas operacionais (MIKILITA, 2006).

Problemas relacionados com o sistema elétrico de potência em regime permanente, em que se procura minimizar ou maximizar um determinado objetivo, por meio do ajuste dos parâmetros controláveis, respeitando as equações de balanço de potências ativa e reativa em cada barra, podem ser vistos como um problema de FPO (ARAUJO, 2018). O modelo matemático para este problema pode ser representado através do seguinte conjunto de equações:

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

s. a

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

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

$$\underline{x}^{\min} \leq x \leq \underline{x}^{\max} \tag{4}$$

$$\underline{u}^{\min} \leq u \leq \underline{u}^{\max} \tag{5}$$

Onde:

$f(x, u)$: Função objetivo de n variáveis em que é considerada a otimização das variáveis de controle (potências ativa e reativa, por exemplo);

$g(x, u)$: Conjunto de restrições de igualdade não-lineares (equações estáticas de fluxo de potência);

$h(x, u)$: Conjunto de restrições não-lineares de desigualdade (restrições físicas e operacionais da rede de geração e transmissão);

$\underline{x}$: Vetor das variáveis dependentes (ângulo e magnitude de tensão nas barras, potência reativa (MVar) de geradores em barras de tensão controlada, parâmetros físicos do sistema, tais como: o ângulo da barra de referência, potência gerada pelos geradores não controlados (MW e MVar), tensões em cargas não controladas que possuem magnitudes de tensões fixas e parâmetros de linhas de transmissão, dentre outros;

$\underline{u}$: Vetor que contém as variáveis de controle (potências ativa e reativa nas barras de geração, ângulos de transformadores defasadores, intercâmbio líquido de potência entre as áreas, condições de carregamento do sistema – MW e MVar, fluxo de potência em linhas de transmissão DC, ajustes dos dispositivos de controle de tensão, ajustes dos taps dos transformadores com controle de taps sob cargas, topologia do SEP (estudos de planejamento da rede de transmissão)).

A formulação (1)-(5) é um problema de programação não linear inteiro misto e não convexo. As variáveis de controle referentes aos *taps* dos transformadores, bancos de fontes reativas indutivas e capacitivas existentes no sistema são discretas.

2.2 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

O fluxo de potência convencional é uma ferramenta amplamente utilizada pelas empresas do setor elétrico e pesquisadores para a análise estática de sistemas elétricos. As formulações determinísticas são frequentemente elaboradas para modelar problemas do mundo real, baseadas em medições médias dos parâmetros ou considerando que existam dados ideais do problema. Através da solução do problema de fluxo de potência, são determinadas as condições em regime permanente do sistema (valores de tensão nos barramentos, fluxos de potência nos circuitos, perdas técnicas, entre outros). Por outro lado, no mundo real é complexo mensurar ou prever de forma precisa os parâmetros e variáveis associadas a estes problemas, porque existem incertezas nos seus comportamentos. Nos sistemas reais, por exemplo, a demanda varia constantemente ao longo do tempo, e eventos inesperados podem ocorrer no sistema, dessa forma, não é possível determinar com precisão o estado do sistema em um determinado instante. Além disso, dados cadastrados nas bases de dados podem estar sujeitos a erros como, por exemplo, equívoco no cadastro das fases nas quais os usuários estão ligados. Desta forma, em alguns problemas reais, é necessário desenvolver formulações matemáticas que considerem as incertezas nas variáveis e nos parâmetros do problema (BORKOWSKA, 1974; WANG; ALVARADO, 1992; PAREJA, 2009; ORTIZ, 2019).

Diversas técnicas foram propostas na literatura especializada que abordam as incertezas tanto das variáveis como dos parâmetros no cálculo de fluxo de potência para a rede elétrica. Esse método foi inicialmente apresentado por Borkowska (1974) e o tema fluxo de potência probabilístico (FPP) vem sido amplamente discutido na literatura, desde sua concepção. As metodologias são classificadas em três grandes áreas: métodos analíticos, métodos de simulação e métodos híbridos (junção entre analíticos e de simulação).

Para os métodos analíticos, como exemplo tem-se: a multilinearização de variáveis (ALLAN; LEITE DA SILVA, 1981; LEITE DA SILVA; ARIENTI, 1990); a aritmética de intervalos (WANG; ALVARADO, 1992); técnicas de convolução (ALLAN; LEITE DA

SILVA; BURCHETT, 1981; MELIOPOULIS; COKKINIDES; CHAO,1990); teoria *fuzzy* (MIRANDA; MATOS; SARAIVA, 1990); teoria da expansão de *Cummulants and Gram-Chanlier* (ZHANG; LEE, 2004); e o método de estimação por pontos (CHUN-LIEN, 2005; MORALES; PÉREZ-RUIZ, 2007). Essas metodologias foram propostas para resolver o problema de FPP em sistemas elétricos de potência. Elas são computacionalmente mais eficientes em relação aos métodos de simulação, porque em alguns casos precisam de menos iterações para obter uma resposta adequada, entretanto, necessitam de hipóteses matemáticas (PAREJA, 2009).

Uma das abordagens de simulação para análise de FPP é o método de simulação de Monte Carlo (SMC). Este método é um dos mais conhecidos e foi aplicado com sucesso em diversas áreas da engenharia. A SMC é um procedimento randômico, que possibilita determinar probabilisticamente os valores das variáveis com incertezas, e esses valores são levados em consideração para resolver um problema determinístico (BILLINTON; LI, 1994; CHEN *et al.*, 2008). Essa técnica tem sido amplamente utilizada na análise de sistemas de potência elétrica para modelar as incertezas. No caso do FPP, a SMC é aplicada para modelar a incerteza natural das cargas da rede elétrica (PAREJA, 2009; MORALES; PÉREZ-RUIZ, 2007). As variáveis de interesse são representadas por funções de distribuição de probabilidade (FDP) e requerem rotinas determinísticas para resolver o problema em cada simulação. Para obter um alto nível de precisão, o método SMC exige um grande número de simulações, isso implica na resolução de diversos problemas de fluxos de potência, o que pode consumir demasiado tempo computacional (VICENTE; CAIRE; HADJSAID, 2012). Nos trabalhos de Leite Da Silva, Arienti e Allan (1984); Leite Da Silva, Allan e Arienti (1985), a SMC foi utilizada para resolver o problema do FPP.

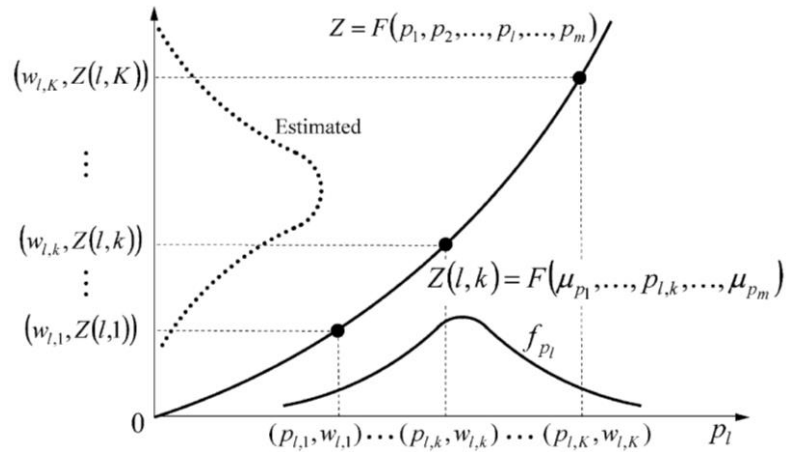
Neste trabalho, utiliza-se a metodologia baseada no método de estimação por pontos (MEP), proposto por Hong (1998) e Morales e Pérez-Ruiz (2007), para a solução do problema de fluxo de potência probabilístico aplicado em sistema de transmissão de energia elétrica.

2.2.1 Método de estimação por pontos

Os métodos de estimação por pontos (MEP) concentram a informação estatística fornecida pelos primeiros momentos centrais de um problema com variáveis de entrada aleatórias, em K pontos para cada variável, esses momentos são chamados de concentrações. Utilizando estes pontos e uma função de transferência F , que associa as variáveis de entrada

com as variáveis de saída, pode-se obter a informação sobre a incerteza associada ao problema, este aspecto é ilustrado na Figura 1. A k -ésima concentração, $(p_{l,k}, \omega_{l,k})$ de uma variável aleatória p_l pode ser definida como um par constituído pela localização $p_{l,k}$ e pelo peso $\omega_{l,k}$. A localização $p_{l,k}$ é o k -ésimo valor da variável p_l em que a função F é avaliada, e o peso $\omega_{l,k}$ é um fator de ponderação que corresponde à importância relativa desta avaliação nas variáveis aleatórias de saída.

Figura 1 - Método de estimação por pontos de Hong



Fonte: (MORALES; PÉREZ RUIZ, 2007)

Na técnica proposta por Hong (1998), a função F tem que ser avaliada somente K vezes para cada variável aleatória p_l nos K pontos constituídos pela k -ésima localização da variável de entrada aleatória $p_{l,k}$, e pela média (μ) das $(m - 1)$ variáveis de entrada restantes, ou seja, nos pontos $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, p_{l,k}, \dots, \mu_{p_m})$. Dessa forma, o problema determinístico Z deve ser resolvido K vezes para cada variável de entrada aleatória p_l . A quantidade de avaliações K a serem realizadas, está sujeita ao esquema que for empregado. Desta maneira, o número total de avaliações da função F é $K \times m$. Variações ou esquemas específicos deste método influem em considerar uma avaliação a mais da função F no ponto formado pelas médias das m variáveis de entrada $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, \mu_{p_l}, \dots, \mu_{p_m})$. Em razão disso, para estes esquemas o número total de avaliações da função F é $K \times m + 1$.

A localização $p_{l,k}$, a ser determinada, é dada pela Equação (6).

$$p_{l,k} = \mu_{p_l} + \xi_{l,k} \sigma_{p_l} \quad (6)$$

onde $\xi_{l,k}$ é a localização padrão, e μ_{p_l} e σ_{p_l} são, respectivamente, a média e o desvio padrão (parâmetros de entrada) da variável de entrada aleatória p_l .

A localização padrão $\xi_{l,k}$ e o peso $\omega_{l,k}$ são determinados pela solução do sistema não linear de equações (7)-(8).

$$\sum_{k=1}^K \omega_{l,k} = \frac{1}{m} \quad (7)$$

$$\sum_{k=1}^K \omega_{l,k} (\xi_{l,k})^j = \lambda_{l,j} \quad j = 1, \dots, 2K - 1 \quad (8)$$

Onde $\lambda_{l,j}$ equivale ao j -ésimo momento central padrão da variável aleatória p_l com função de densidade de probabilidade f_{p_l} , isto é:

$$\lambda_{l,j} = \frac{M_j(p_l)}{\sigma_{p_l}^j} \quad (9)$$

$$M_j(p_l) = \int_{-\infty}^{\infty} (p_l - \mu_{p_l})^j f_{p_l} dp_l \quad j = 1, \dots, 2K - 1 \quad (10)$$

Verifica-se que $\lambda_{l,1}$ é igual a zero, $\lambda_{l,2}$ é igual a um, e $\lambda_{l,3}$ e $\lambda_{l,4}$ são, respectivamente, os coeficientes de assimetria e curtose de p_l . O sistema de equações (7)-(8) pode ser resolvido de forma eficiente através da metodologia proposta por Miller e Rice (1983). Depois que todas as concentrações $(p_{l,k}, \omega_{l,k})$ são obtidas, a função F é avaliada nos pontos $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, p_{l,k}, \dots, \mu_{p_m})$ formando $Z(l, k)$, em que Z é o vetor das variáveis aleatórias de saída relativo à k -ésima concentração da variável aleatória p_l . O j -ésimo momento bruto das variáveis aleatórias de saída é calculado pela Equação (11).

$$\mu'_j = E[Z^j] \cong \sum_{l=1}^m \sum_{k=1}^K \omega_{l,k} (Z(l, k))^j \quad (11)$$

Neste trabalho é utilizado o esquema $2m + 1$ para o cálculo do fluxo de potência probabilístico. Neste esquema são utilizados três pontos (concentrações) para cada variável aleatória, sendo que um dos pontos é fixado no valor médio das variáveis de interesse. Este método é eficiente, pois considera a curtose das variáveis aleatórias de entrada com apenas uma única análise adicional da função F .

2.2.2 Esquema $2m + 1$

Matematicamente, este esquema é obtido da solução analítica do sistema não linear das equações (7)-(8), para $K = 3$ considerando $\xi_{l,3} = 0$, isto é:

$$\xi_{l,3} = 0 \quad (12)$$

$$\xi_{l,k} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} + (-1)^{3-k} \sqrt{\lambda_{l,4} - \frac{3}{4} \lambda_{l,3}^2} \quad k = 1, 2 \quad (13)$$

$$\omega_{l,k} = \frac{(-1)^{3-k}}{\xi_{l,k}(\xi_{l,1} - \xi_{l,2})} \quad k = 1, 2 \quad (14)$$

$$\omega_{l,3} = \frac{1}{m} - \frac{1}{\lambda_{l,4} - \lambda_{l,3}^2} \quad (15)$$

Verifica-se que $\xi_{l,k} = 0$ implica em $p_{l,k} = \mu_{p_l}$ e, portanto, m das $3m$ localizações são o mesmo ponto $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, \mu_{p_l}, \dots, \mu_{p_m})$. Deste modo, uma única avaliação adicional da função F nesta localização é necessária, desde que o fator de ponderação correspondente seja atualizado para o valor de ω_0 , este fator pode ser calculado pela Equação (16).

$$\omega_0 = \sum_{l=1}^m \omega_{l,3} = 1 - \sum_{l=1}^m \frac{1}{\lambda_{l,4} - \lambda_{l,3}^2} \quad (16)$$

Pela Equação (13), verifica-se que os valores das localizações padrão do esquema $2m + 1$ não dependem de m . Esta é uma característica comum de esquemas do tipo $Km + 1$. Ainda, verifica-se que localizações não reais são obtidas quando $\lambda_{l,4} - \left(\frac{3}{4}\right) \lambda_{l,3}^2 < 0$. Apesar disso, as distribuições de probabilidade empregadas na modelagem das incertezas em sistemas de potência, normalmente as localizações, são sempre valores reais.

2.2.3 Solução do FPP pelo método dos dois pontos

Para o cálculo do FPP os dados de entrada, as variáveis e/ou parâmetros do fluxo de potência são modelados como variáveis aleatórias com uma determinada função de distribuição de probabilidade. A técnica de estimativa de pontos possibilita a modelagem como variáveis aleatórias, tanto as variáveis de entrada do problema de fluxo de potência (como exemplo: injeções de potência) como os parâmetros de entrada (como exemplo: reatância de linha). Além disto, no problema de FPP, o número de variáveis aleatórias de entrada pode ser maior que o número de variáveis aleatórias de saída.

Um algoritmo de fluxo de potência determinístico é utilizado para determinar o estado do sistema elétrico de potência para cada ponto $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, p_{l,k}, \dots, \mu_{p_m})$. A solução do problema de fluxo de potência determinístico é dada pela Equação (17).

$$Z(l, k) = F(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, p_{l,k}, \dots, \mu_{p_m}) \quad (17)$$

Onde $Z(l, k)$ é o vetor de variáveis de saída aleatórias relativas à concentração k -ésima da variável aleatória p_l , e F corresponde a uma função de transferência entre as variáveis de entrada e de saída no problema do fluxo de potência.

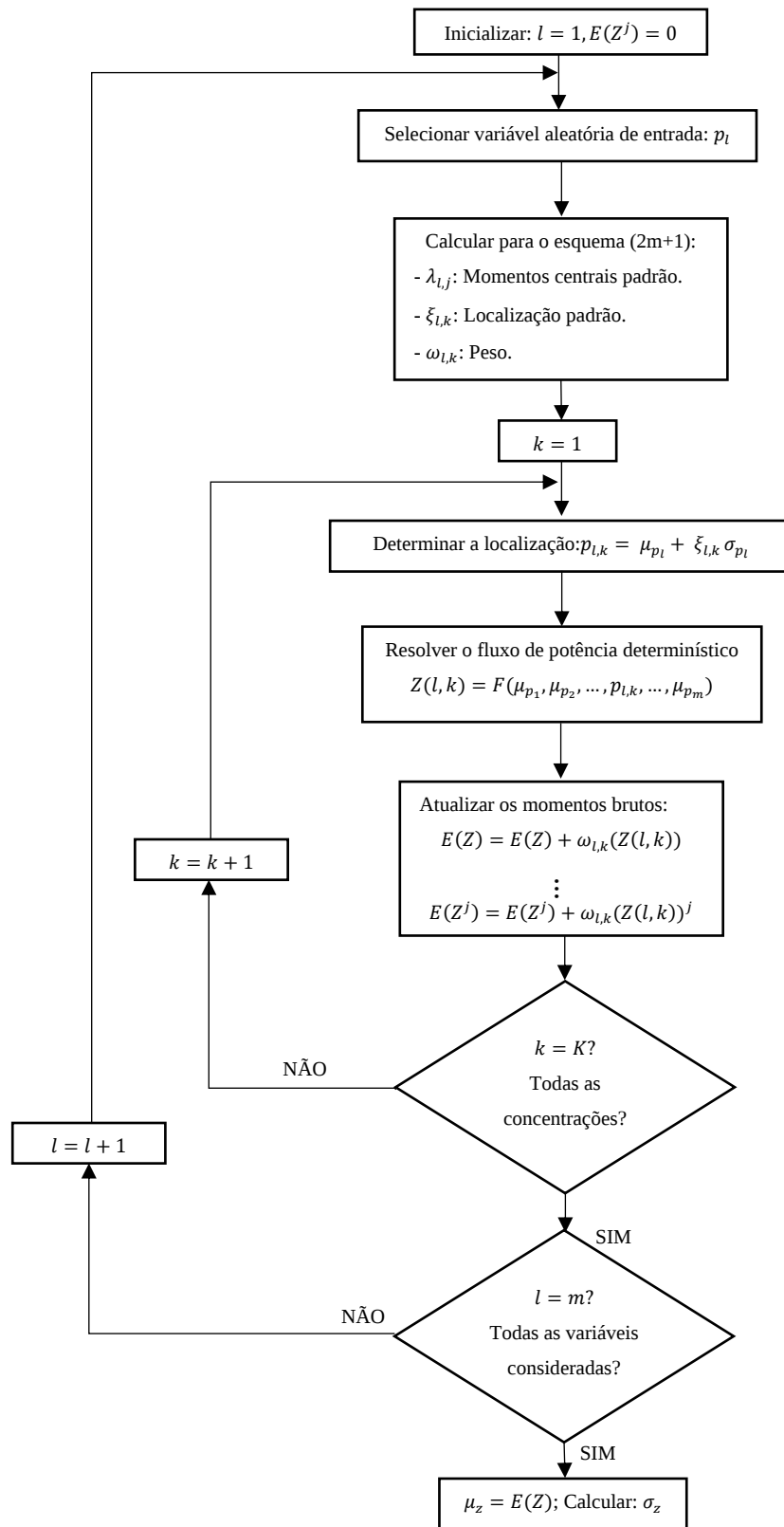
A quantidade total de problemas fluxos de potência determinísticos a serem executados, está sujeito ao esquema de concentração considerado. O vetor $Z(l, k)$ é utilizado para estimar os momentos brutos das variáveis aleatórias de saída:

$$E(Z^j) \cong E(Z^j) + \omega_{l,k}(Z(l, k))^j \quad (18)$$

O algoritmo finaliza quando todas as concentrações de todas as variáveis aleatórias de entrada são avaliadas. Dessa forma, os momentos brutos estimados das variáveis aleatórias de saída são utilizados para calcular a informação estatística desejada.

Na Figura 2 é ilustrado o fluxograma do algoritmo de fluxo de potência probabilístico baseado no método de estimação por pontos de Hong (1998), que é usado neste trabalho, para considerar as incertezas de demanda e das fontes de energia renováveis (eólica e fotovoltaica) no problema de FPO.

Figura 2 - Diagrama de blocos do algoritmo de fluxo de potência probabilístico



Fonte: Adaptado (MORALES; PÉREZ RUIZ, 2007)

3 MODELO MATEMÁTICO PARA O PROBLEMA DE FPO

O problema de FPO, é modelado como um problema de PNLIM multiobjetivo, em que as funções objetivo representam a minimização dos custos de geração de energia e emissão de GEE. As restrições do modelo asseguram a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia para os consumidores, garantindo que as magnitudes das tensões fiquem dentro de seus limites preestabelecidos, atendendo as demandas de potências ativa e reativa e um conjunto de restrições físicas e operacionais dos equipamentos que compõem o sistema, tais como, limites nas capacidades de geradores, compensadores síncronos e estáticos e os “taps” dos transformadores.

O modelo matemático utilizado neste trabalho para o FPO é baseado no trabalho de Abido (2003) e Araujo (2018). Assim, o modelo matemático do planejamento e despacho ótimo de fontes de potência ativa é formulado, para cada nível de carregamento s , da seguinte forma:

$$f_{1,s} = \sum_{s \in \Omega_S} h_s \left(\sum_{i \in \Omega_G} (a_i P_{g_{i,s}}^2 + b_i P_{g_{i,s}} + c_i) + \sum_{i \in \Omega_{GE}} (c_i^E) + \sum_{i \in \Omega_{GF}} (c_i^F) \right) \quad (19)$$

$$f_{2,s} = \sum_{s \in \Omega_S} h_s \left(\sum_{i \in \Omega_G} [10^{-2}(\gamma_i P_{g_{i,s}}^2 + \beta_i P_{g_{i,s}} + \alpha_i) + \xi_i \exp(\lambda_i P_{g_{i,s}})] \right) \quad (20)$$

Sujeito a:

$$P_{g_{i,s}} + P_{g_{i,s}}^E + P_{g_{i,s}}^F - P_{d_{i,s}} - g_i^{sh} v_{i,s}^2 - \sum_{ij \in \Omega_L} p_{ij,s}^{de} - \sum_{ji \in \Omega_L} p_{ji,s}^{para} = 0 \quad \forall (i \in \Omega_B, s \in \Omega_S) \quad (21)$$

$$Q_{g_{i,s}} + Q_{g_{i,s}}^E - Q_{d_{i,s}} + b_i^{sh} v_{i,s}^2 w_{i,s} - \sum_{ij \in \Omega_L} q_{ij,s}^{de} - \sum_{ji \in \Omega_L} q_{ji,s}^{para} = 0 \quad \forall (i \in \Omega_B, s \in \Omega_S) \quad (22)$$

$$p_{ij,s}^{de} = (a_{ij,s} v_{i,s})^2 g_{ij} - (a_{ij,s} v_{i,s}) v_{j,s} [g_{ij} \cos(\theta_{ij,s} + \varphi_{ij}) + b_{ij} \sin(\theta_{ij,s} + \varphi_{ij})] \quad \forall (ij \in \Omega_L, s \in \Omega_S) \quad (23)$$

$$p_{ji,s}^{para} = v_{j,s}^2 g_{ij} - (a_{ij,s} v_{i,s}) v_{j,s} [g_{ij} \cos(\theta_{ij,s} + \varphi_{ij}) - b_{ij} \sin(\theta_{ij,s} + \varphi_{ij})] \quad \forall (ij \in \Omega_L, s \in \Omega_S) \quad (24)$$

$$q_{ij,s}^{de} = -(a_{ij,s} v_{i,s})^2 \left(b_{ij} + \frac{b_{ij}^{sh}}{2} \right) + (a_{ij,s} v_{i,s}) v_{j,s} [b_{ij} \cos(\theta_{ij,s} + \varphi_{ij}) - g_{ij} \sin(\theta_{ij,s} + \varphi_{ij})] \quad \forall (ij \in \Omega_L, s \in \Omega_S) \quad (25)$$

$$q_{ji,s}^{para} = -v_{j,s}^2 \left(b_{ij} + \frac{b_{ij}^{sh}}{2} \right) + (a_{ij,s} v_{i,s}) v_{j,s} [b_{ij} \cos(\theta_{ij,s} + \varphi_{ij}) + g_{ij} \sin(\theta_{ij,s} + \varphi_{ij})] \quad \forall (ij \in \Omega_L, s \in \Omega_S) \quad (26)$$

$$w_{i,s} = \left(\frac{n_{i,s}^{sh}}{n_i^{sh,max}} \right) \quad \forall (i \in \Omega_{BC}, s \in \Omega_S) \quad (27)$$

$$a_{ij,s} = 1 + \left(\frac{n_{ij,s}^t r_{ij}}{n_{ij}^{t,max}} \right) \quad \forall (ij \in \Omega_T, s \in \Omega_S) \quad (28)$$

$$v_i^{min} \leq v_{i,s} \leq v_i^{max} \quad \forall (i \in \Omega_B, s \in \Omega_S) \quad (29)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{g_{i,s}} \leq P_{gi}^{max} \quad \forall (i \in \Omega_G, s \in \Omega_S) \quad (30)$$

$$P_{gi}^{Emin} \leq P_{g_{i,s}}^E \leq P_{gi}^{Emax} \quad \forall (i \in \Omega_{GE}, s \in \Omega_S) \quad (31)$$

$$P_{gi}^{Fmin} \leq P_{g_{i,s}}^F \leq P_{gi}^{Fmax} \quad \forall (i \in \Omega_{GF}, s \in \Omega_S) \quad (32)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{g_{i,s}} \leq Q_{gi}^{max} \quad \forall (i \in \Omega_G, s \in \Omega_S) \quad (33)$$

$$Q_{gi}^{Emin} \leq Q_{g_{i,s}}^E \leq Q_{gi}^{Emax} \quad \forall (i \in \Omega_{GE}, s \in \Omega_S) \quad (34)$$

$$(p_{ij,s})^2 + (q_{ij,s})^2 \leq (S_{ij}^{max})^2 \quad \forall (ij \in \Omega_L, s \in \Omega_S) \quad (35)$$

$$(p_{ji,s})^2 + (q_{ji,s})^2 \leq (S_{ji}^{max})^2 \quad \forall (ji \in \Omega_L, s \in \Omega_S) \quad (36)$$

$$\theta_{ij}^{min} \leq \theta_{ij,s} \leq \theta_{ij}^{max} \quad \forall (ij \in \Omega_L, s \in \Omega_S) \quad (37)$$

$$0 \leq n_{i,s}^{sh} \leq n_i^{sh,max} \quad \forall (i \in \Omega_{BC}, s \in \Omega_S) \quad (38)$$

$$-n_{ij}^{max} \leq n_{ij,s}^t \leq n_{ij}^{t,max} \quad \forall (ij \in \Omega_T, s \in \Omega_S) \quad (39)$$

$$P_{g_{i,s}} = 0 \quad \forall (i \notin \Omega_G, s \in \Omega_S) \quad (40)$$

$$Q_{g_{i,s}} = 0 \quad \forall (i \notin \Omega_G, s \in \Omega_S) \quad (41)$$

$$w_{i,s} = 0 \quad \forall (i \notin \Omega_{BC}, s \in \Omega_S) \quad (42)$$

$$a_{ij,s} = 1 \quad \forall (ij \notin \Omega_T, s \in \Omega_S) \quad (43)$$

Onde:

Índices e Conjuntos:

i	Índice de barra;
ij	Índice de linha;
s	Índice de carregamento;
Ω_B	Conjunto de barras;
Ω_L	Conjunto de linhas de transmissão;
Ω_S	Conjunto de nível de carregamento do sistema;
Ω_G	Conjunto de barras das unidades de geração despacháveis;
Ω_{GE}	Conjunto de barras das unidades de geração eólica;
Ω_{GF}	Conjunto de barras das unidades de geração fotovoltaica;
Ω_{BC}	Conjunto de barras com capacidade de fornecer potência reativa indutiva/capacitiva controlável discreta (bancos capacitivos);
Ω_T	Conjunto de linhas com transformador com controle automático de taps,

Parâmetros:

a_i, b_i, c_i	Coeficientes da função que modela o custo de geração do i -ésimo gerador despachável;
c_i^E, c_i^F	Coeficientes da função que modela o custo de geração, respectivamente, do i -ésimo gerador eólico e fotovoltaico;
$\gamma_i, \beta_i, \alpha_i, \xi_i, \lambda_i$	Coeficientes da função que modela a emissão de gases emitidos pelos geradores térmicos;
g_i^{sh}, b_i^{sh}	Condutância e susceptância shunt da barra i ;

g_{ij}, b_{ij} :	Condutância e susceptância da linha $i-j$;
b_{ij}^{sh} :	Susceptância shunt da linha $i-j$;
φ_{ij} :	Ângulo do transformador defasador conectado na linha $i-j$;
$n_i^{sh,max}$:	Número máximo de degraus do compensador <i>shunt</i> da barra i ;
$n_{ij}^{t,max}$:	Número máximo de posições dos taps do transformador instalado na linha $i-j$;
r_{ij} :	Relação de regulação de tensão do transformador da linha $i-j$;
S_{ij}^{max} :	Máximo fluxo de potência aparente permitido na linha $i-j$.
S_{ji}^{max} :	Máximo fluxo de potência aparente permitido na linha $j-i$.
v_i^{min}, v_i^{max} :	Limites inferior e superior da magnitude de tensão, respectivamente, na barra i ;
$P_{d,i,s}, Q_{d,i,s}$:	Demandas de potências ativa e reativa, respectivamente, na barra i ;
$p_{gi}^{min}, p_{gi}^{max}$:	Capacidades mínima e máxima de geração de potência ativa, respectivamente, do i -ésimo gerador despachável;
$p_{gi}^{Emin}, p_{gi}^{Emax}$:	Capacidades mínima e máxima de geração de potência ativa, respectivamente, do i -ésimo gerador eólico;
$p_{gi}^{Fmin}, p_{gi}^{Fmax}$:	Capacidades mínima e máxima de geração de potência ativa, respectivamente, do i -ésimo gerador fotovoltaico;
$Q_{gi}^{min}, Q_{gi}^{max}$:	Capacidades mínima e máxima de geração de potência reativa, respectivamente, do i -ésimo gerador despachável;
$Q_{gi}^{Emin}, Q_{gi}^{Emax}$:	Capacidades mínima e máxima de geração de potência reativa, respectivamente, do i -ésimo gerador eólico;
h_s :	Número de horas.
<i>Variáveis contínuas:</i>	
$P_{g,i,s}, Q_{g,i,s}$:	Potências ativa e reativa, respectivamente, geradas na barra i das unidades de geração despacháveis de energia;
$p_{g,i,s}^E, q_{g,i,s}^E$:	Potências ativa e reativa, respectivamente, geradas na barra i das unidades de geração eólica de energia;
$p_{g,i,s}^F$:	Potência ativa gerada na barra i das unidades de geração fotovoltaica de energia;
$p_{ij,s}^{de}, q_{ij,s}^{de}$:	Fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, na linha $i-j$;
$p_{ji,s}^{para}, q_{ji,s}^{para}$:	Fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, na linha $j-i$;
$v_{i,s}$:	Magnitude de tensão na barra i ;
$w_{i,s}$:	Percentual de reativo injetado na barra i ;
$a_{ij,s}$:	Relação de transformação 1: t do transformador instalado na linha $i-j$;
$\theta_{ij,s}$:	Diferença angular da linha instalada entre as barras $i-j$.
<i>Variáveis discretas:</i>	
$n_{i,s}^{sh}$:	Número de degraus de capacitores/reatores chaveados para o controle automático de reativos do compensador <i>shunt</i> da barra i ;
$n_{ij,s}^t$:	Posição do <i>tap</i> do transformador na linha $i-j$.

A Equação (19) representa a função objetivo f_1 que determina o custo de geração dos diferentes tipos de unidades geradoras (térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas), utilizando os coeficientes a_i, b_i e c_i característico de cada unidade geradora. Este objetivo contempla o aspecto econômico na operação da rede elétrica e reflete o índice a ser otimizado no despacho econômico dessas usinas, no qual, cada unidade de geração é modelada por uma curva de custo de geração em função da potência ativa gerada. A Equação (20) define a função objetivo f_2 que corresponde à emissão de gases poluentes, considerando os coeficientes $\gamma_i, \beta_i, \alpha_i, \xi_i$ e λ_i , que caracterizam os tipos de emissão.

As equações (21) e (22), representam, respectivamente, o balanço de potências ativa e reativa do sistema e correspondem às condições de operação da rede elétrica, e as equações (23)-(26) determinam o cálculo do fluxo de potências ativa e reativa nas linhas. As equações (27) e (28) são, respectivamente, as restrições para a capacidade percentual de injeção de potência reativa dos compensadores *shunt* e a relação de transformação do transformador. A restrição (29) representa os limites operacionais da magnitude de tensão nas barras do sistema. As equações (30)-(34) são os limites de geração de potências ativa e reativa dos parques geradores de energia elétrica. As restrições (35) e (36) são incorporadas ao problema para modelar o limite térmico das linhas de transmissão. As restrições que representam os limites de geração de cada tipo de fonte geradora são detalhadas na próxima subseção. A restrição (37) modela os limites da abertura angular entre as barras do sistema. Em (38) e (39) estão modelados, respectivamente, os limites das variáveis discretas dos compensadores *shunt* e dos taps dos transformadores. As equações (40) e (41) são consideradas para retornar valor zero para o algoritmo nas barras que não possuem geração de potência ativa e/ou reativa. Idem ao anterior para equação (42), para as barras que não têm capacidade de fornecer potência reativa indutiva/capacitiva. Da mesma forma, (43) tem a função de retornar um valor unitário para as linhas que não têm transformador de potência.

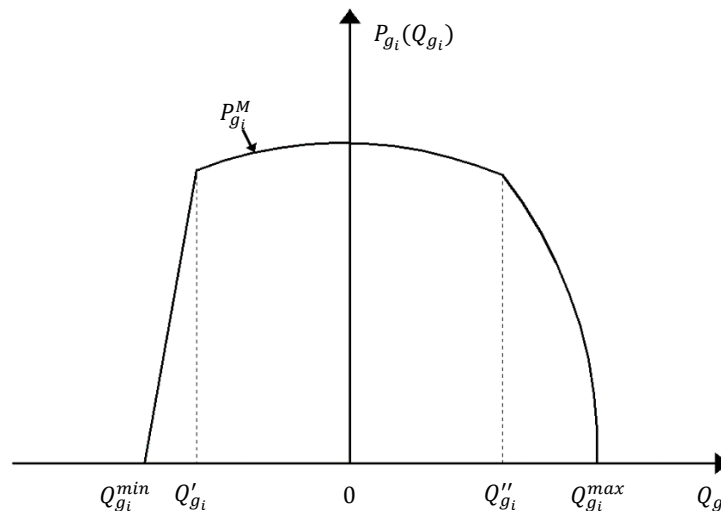
O problema de FPO formulado através do conjunto de equações (19)-(43), com as restrições que modelam os limites dos tipos de unidade de geração, representam o modelo de PNLIM de grande porte multiobjetivo e multimodal, com variáveis reais, contínuas e discretas. Neste trabalho, a técnica de solução proposta para este problema é um algoritmo que combina as funcionalidades da meta-heurística VND e programação não linear multiobjetivo, referenciada como matheurística. Esta técnica é capaz de resolver os problemas das não linearidades que caracterizam o problema, assim como as restrições de maneira eficiente. As incertezas nos parâmetros, que definem o comportamento da demanda e dos recursos renováveis (radiação solar e velocidade do vento), são consideradas, adaptando o

algoritmo clássico de FPO com variáveis estocásticas à filosofia do algoritmo de cálculo de fluxo de potência probabilístico baseado no método de estimação por pontos (MORALES; PÉREZ RUIZ, 2007).

3.1 MODELO MATEMÁTICO DO GERADOR DESPACHÁVEL

Para a geração despachável, considera-se o uso de geradores síncronos em que se utiliza o circuito com reatância e a magnitude da tensão constante nos terminais do gerador. A curva de capacidade da máquina síncrona é apresentada na Figura 3. Esta curva possui três partes diferentes, a sua região central (onde $Q'_{gi} \leq Q_{gi} \leq Q''_{gi}$) é definida para uma operação com uma corrente de armadura constante e máxima, ou seja, uma saída de potência aparente (VA) constante e máxima. A parte direita do gráfico (onde $Q''_{gi} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max}$) define a operação com excitação constante e máxima. Essa curva limita a potência da máquina quando está superexcitada e corresponde ao valor máximo da corrente de campo. E a região esquerda do gráfico (onde $Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q'_{gi}$) corresponde ao limite operacional quando a máquina está sub-excitada. Esse limite é definido pelo limite teórico de estabilidade ou pelo aquecimento máximo permitido nos enrolamentos da armadura (RUEDA; ALMEIDA, 2001).

Figura 3 - Curva de capacidade térmica do gerador despachável



Fonte: Elaboração do próprio autor baseado em (RUEDA; ALMEIDA, 2001)

Os limites operacionais de geração impostos pela curva de capacidade são fornecidos pela Equação (44).

$$P_{gi}^M(Q_{gi}) = \begin{cases} \left(\frac{P'_{gi}}{Q'_{gi} - P_{gi}^{min}} \right) (Q_{gi} - Q_{gi}^{min}), & Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q'_{gi} \\ \sqrt{S_{gi}^2 - Q_{gi}^2}, & Q'_{gi} \leq Q_{gi} \leq Q''_{gi} \\ \frac{v_i^2 (E_i^{max})^2 - (Q_{gi} X_{si} + v_i^2)^2}{X_{si}}, & Q''_{gi} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \end{cases} \quad (44)$$

Sendo:

$$E_i^{max} = \sqrt{\frac{(X_{si} P''_{gi})^2 + (X_{si} Q''_{gi} + v_i^2)^2}{v_i^2}} \quad (45)$$

$$P'_{gi} = S_{gi} \cos(-\varphi) \quad (46)$$

$$Q'_{gi} = S_{gi} \sin(-\varphi) \quad (47)$$

$$P''_{gi} = S_{gi} \cos(\varphi) \quad (48)$$

$$Q''_{gi} = S_{gi} \sin(\varphi) \quad (49)$$

Onde:

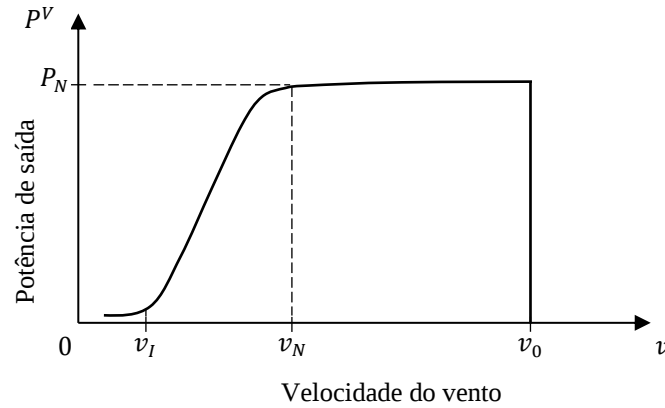
$P_{gi}^M(Q_{gi})$:	Potência ativa gerada na barra i imposta pela curva de capacidade;
Q_{gi} :	Potência reativa gerada na barra i ;
$Q_{gi}^{min}, Q_{gi}^{max}$:	Capacidades mínima e máxima de geração de potência reativa, respectivamente, do i -ésimo gerador;
P_{gi}^{min} :	Capacidades mínima de geração de potência ativa do i -ésimo gerador;
P'_{gi}, Q'_{gi} :	Coordenadas entre a primeira e segunda parte da curva de capacidade;
P''_{gi}, Q''_{gi} :	Coordenadas entre a segunda e terceira parte da curva de capacidade;
X_{si} :	Reatância síncrona da máquina;
E_i^{max} :	Tensão máxima na barra i ;
S_{gi} :	Potência aparente nominal do gerador síncrono;
φ :	Fator de potência nominal do gerador síncrono;
v_i :	Magnitude de tensão na barra i .

3.2 MODELO MATEMÁTICO DO GERADOR EÓLICO

No funcionamento de um gerador eólico, basicamente, o vento movimenta as pás que fazem o rotor girar, o que implica na rotação do gerador e, dessa forma, converte-se energia mecânica em energia elétrica. Outro aspecto desse tipo de geração de energia é que a velocidade do vento pode não ser suficiente para girar o rotor a uma velocidade adequada para gerar energia elétrica, desse modo, o rotor está acoplado a uma caixa de marchas para atingir a velocidade de giro do rotor. Este mecanismo, juntamente com a variação da velocidade do

vento, resulta em vários estados de operação para um gerador eólico como é ilustrado na Figura 4 (ORTIZ, 2019).

Figura 4 - Potência de saída típica de um gerador eólico



Fonte: (ORTIZ, 2019)

Neste trabalho, utiliza-se o modelo apresentado por (Montoya-Bueno; Munoz; Contreras, 2015), para determinar a potência produzida pelas unidades de geração eólica. A curva de potência de saída da Figura 4 pode ser aproximada por uma função linear por partes de acordo com a Equação (50).

$$P^v(v) = \begin{cases} 0, & v < v_I \\ \frac{P_N}{v_N - v_I}v + P_N \left(1 - \frac{v_N}{v_N - v_I}\right), & v_I \leq v < v_N \\ P_N, & v_N \leq v < v_0 \\ 0, & v \geq v_0 \end{cases} \quad (50)$$

Onde:

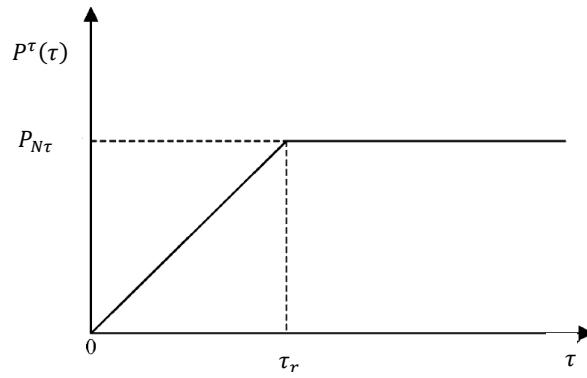
$P^v(v)$:	Potência ativa gerada pela turbina eólica;
P_N :	Potência nominal da máquina;
v :	Velocidade do vento;
v_I :	Velocidade mínima do vento para geração de energia elétrica;
v_N :	Velocidade nominal do vento para geração de energia elétrica;
v_0 :	Velocidade máxima do vento para geração de energia elétrica.

3.3 MODELO MATEMÁTICO DO PAINEL FOTOVOLTAICO

A geração fotovoltaica, de forma semelhante à geração eólica, possui pontos de operação que variam a injeção de potência de acordo com a irradiação solar disponível. A curva de potência dos geradores fotovoltaicos é ilustrada na Figura 5. A potência injetada pelos painéis fotovoltaicos modelados neste trabalho é calculada segundo a Equação (51)

(LIU; WEN; LEDWICH, 2011), sendo τ a radiação solar, τ_r a radiação nominal para geração de potência nominal $P_{N\tau}$ e $P^\tau(\tau)$ é a potência ativa de saída do painel solar em função da irradiação solar τ .

Figura 5 - Curva de injeção de potência do sistema fotovoltaico



Fonte: (LIU, WEN e LEDWICH, 2011)

$$P^\tau(\tau) = \begin{cases} P_{N\tau} \frac{\tau}{\tau_r}, & 0 \leq \tau \leq \tau_r \\ P_{N\tau}, & \tau_r \leq \tau \end{cases} \quad (51)$$

4 TÉCNICA DE SOLUÇÃO

Neste capítulo, são apresentados os conceitos básicos sobre técnicas de otimização para solução de problemas multiobjetivos; os conceitos chaves da otimização com técnicas matheurísticas, fundamentos da meta-heurística VNS e o algoritmo desenvolvido para a solução do problema FPO probabilístico considerando variáveis contínuas e discretas, equações (19)-(43).

4.1 OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO

Problemas de tomada de decisão, no mundo real, envolvem a necessidade de otimizar simultaneamente múltiplos objetivos (MICHALEWICZ, 1996), e problemas com dois ou mais objetivos são denominados de problemas de otimização multiobjetivo (*Multiobjective Optimization Problems* - MOPs) (COELLO, LAMONT e VLEDHUI-ZEN, 2007). Nessa perspectiva, os MOPs não apresentam uma única solução, mas um conjunto de soluções. Por exemplo, uma vez que se tem dois objetivos para serem otimizados e um conjunto de soluções candidatas para o problema, pode-se encontrar uma solução, x_1 , que é a melhor para o primeiro objetivo, e outra solução, x_2 , que é a melhor para o segundo objetivo. Mais precisamente, os problemas de otimização multiobjetivos são aqueles cuja finalidade é otimizar k funções objetivo simultaneamente. Essas funções podem envolver a maximização de todas as funções k , a minimização de todas as funções k ou uma combinação de maximização e minimização dessas funções k (COELLO; LAMONT; VLEDHUI-ZEN, 2007). Ainda segundo os autores, um problema de otimização multiobjetivo, de forma geral, pode ser formalmente definido como um problema de minimizar (ou maximizar) conforme a Definição 1.

Definição 1 - Um MOP geral é definido como minimizar (ou maximizar) uma função $F(x)$ da seguinte forma:

$$\min, \max: F(x) = (f_1(x), \dots, f_k(x)) \quad (52)$$

Sujeito a:

$$g_i(x) \leq 0 \quad i = \{1, \dots, m\} \quad (53)$$

$$h_j(x) = 0 \quad j = \{1, \dots, p\} \quad (54)$$

$$x \in \Omega \quad (55)$$

Onde k representa o número total de funções objetivo, sendo que $(f_1(x), \dots, f_k(x))$ correspondem às funções objetivo a serem minimizadas, x é um vetor de variáveis de decisão $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ e Ω corresponde ao conjunto finito de todas as possíveis soluções (espaço de busca) que satisfazem $F(x)$. Além disso, $g_i(x)$ e $h_j(x)$ são restrições de desigualdade e igualdade que podem existir em um determinado problema de otimização durante o processo de minimização/maximização de $F(x)$.

Em problemas de otimização multiobjetivo, não existe uma solução que seja a ótima do ponto de vista global em relação a todos os objetivos, mas uma família de soluções não dominadas chamada de conjunto Pareto ótimo (ou simplesmente conjunto Pareto). Neste conjunto de soluções não dominadas, cada componente de qualquer solução pode ser melhorada somente pela degradação de pelo menos um dos outros componentes. (BRANKE *et al.* 2008). A ideia de “ótimo” em MOPs se baseia no conceito de dominância que foi originalmente proposta por Francis Ysidro Edgeworth, e depois generalizada por Vilfredo Pareto (EDGEWORTH, 1881; PARETO, 1896).

4.1.1 Conceitos e terminologia de Pareto

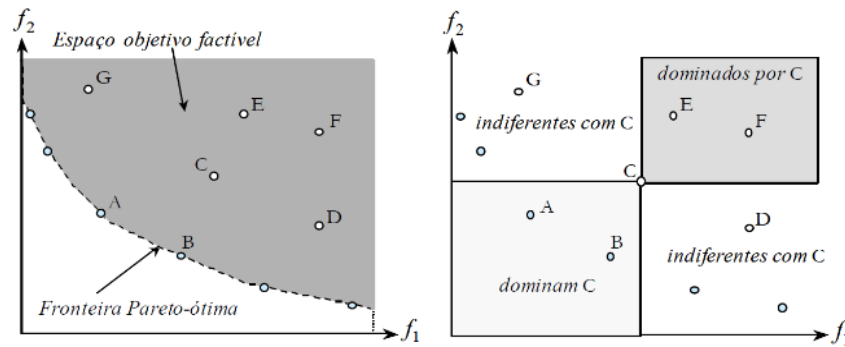
Definição 2 - Dominância de Pareto: um vetor $\vec{u} = (u_1, \dots, u_k)$ domina um vetor $\vec{v} = (v_1, \dots, v_k)$ (denotado por $\vec{u} < \vec{v}$) se e somente se u é parcialmente menor que v , ou seja, $\forall i \in \{1, \dots, k\}, u_i \leq v_i \wedge \exists i \in \{1, \dots, k\}: u_i < v_i$.

Definição 3 - Conjunto ótimo de Pareto: para um dado MOP e $F(x)$, o conjunto ótimo de Pareto P^* , é definido como: $P^* := \{x \in \Omega | \neg \exists x' \in \Omega F(x') < F(x)\}$. Ou, em outras palavras, o conjunto ótimo de Pareto é um conjunto constituído pelas soluções não dominadas, que representa as soluções “ótimas” do problema.

Definição 4 - Fronteira de Pareto: para um dado MOP, $F(x)$ e o conjunto ótimo de Pareto P^* , a fronteira de Pareto PF^* é definida como: $PF^* := \{u = F(x) | x \in P^*\}$. A fronteira de Pareto é o conjunto de valores das funções objetivo das soluções do conjunto ótimo de Pareto.

Na Figura 6, apresentam-se, de forma gráfica, os conceitos de Pareto para um problema de minimização com dois objetivos.

Figura 6 - Dominância de Pareto



Fonte: (ARROYO, 2002)

Para um problema de otimização multiobjetivo, encontram-se na literatura vários métodos para a solução, sendo os mais comuns, o método da soma ponderada, método ε -restrito, método de otimização com hierarquia, método do critério global e a programação de metas. Essas metodologias são exemplos de geração de soluções de Pareto. Neste trabalho é utilizado o método da soma ponderada, sendo a seguir apresentados os aspectos teóricos desta técnica.

4.1.2 Método da soma ponderada

Este método é simples e consiste em transformar o problema de otimização multiobjetivo original em um problema escalar mono-objetivo, de modo que a função resultante seja uma soma ponderada de todas as funções objetivo. Em outras palavras, utilizando pesos diferentes para cada objetivo, tem-se uma nova função f que é a combinação convexa dos objetivos (ARROYO, 2002). O problema escalar resultante é:

$$\text{Min } f(x) = \sum_{i=1}^r w_i f_i(x) \quad (56)$$

Sujeito a:

$$x \in X^* \quad (57)$$

Onde, $w_i \geq 0$ é o peso que representa a importância relativa do objetivo f_i comparado com os outros. Estes pesos, geralmente, são normalizados, da seguinte forma:

$$\sum_{i=1}^r w_i = 1 \quad (58)$$

O teorema a seguir fornece as condições suficientes para que uma solução do problema ponderado (53-54) seja Pareto-ótima (CHANKONG; HAIMES, 1983).

Teorema

Seja $w = (w_1, \dots, w_r)$ um vetor de pesos, então x^* uma solução de (53-54), é solução Pareto-ótima se:

- a) x^* é a solução única de (53-54), ou;
- b) $w_i > 0, \forall i = 1, \dots, r$.

Para determinar as possíveis soluções Pareto-ótimas, deve-se resolver o problema (53-54) de forma iterativa considerando diferentes vetores de pesos positivos. Deste modo, o especialista é responsável em estipular os pesos apropriados de acordo com o grau de importância dos objetivos, sendo esta a maior fonte de problemas do método. Para que os pesos w_i representem a importância dos objetivos, as funções objetivo precisam ser normalizadas de tal forma que expressem valores próximos uns dos outros (ARROYO, 2002).

Caso o espaço objetivo seja não convexo, este método não consegue gerar todas as soluções Pareto-ótimas, isso retrata a principal desvantagem desta técnica (ARROYO, 2002). Na Figura 7, ilustra-se este aspecto, para o caso de dois objetivos.

Considere os pesos w_1 e w_2 para minimizar a seguinte função:

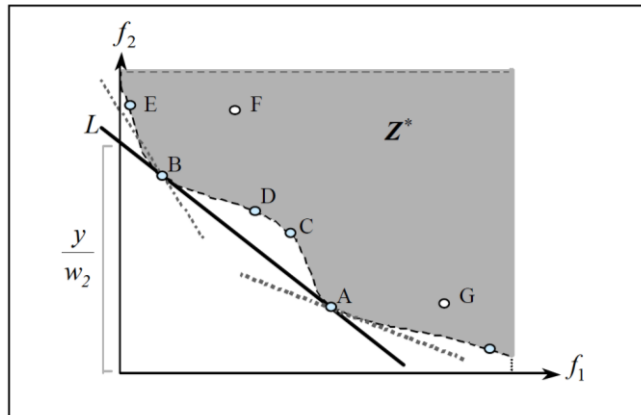
$$y = w_1 f_1(x) + w_2 f_2(x), x \in X^* \quad (59)$$

A equação acima pode ser escrita da seguinte forma:

$$f_2(x) = \frac{-w_1}{w_2} f_1(x) + \frac{y}{w_2} \quad (60)$$

A Equação (60) define uma reta L com inclinação $(-w_1/w_2)$ que intercepta o eixo de f_2 em (y/w_2) . Esta reta é tangente (ou suporte) ao espaço objetivo factível Z^* em um ponto Pareto-ótimo. De modo geral, o método da soma ponderada caracteriza-se por gerar diferentes retas suportes, através dos valores de w e, nem todos os pontos Pareto-ótimos admitem retas suportes. Na Figura 7, os pontos C e D não têm retas suportes, ou seja, estes pontos não podem ser determinados ao otimizar a função f do problema (53-54) (ARROYO, 2002).

Figura 7 - Interpretação geométrica do método da soma ponderada



Fonte: (ARROYO, 2002)

4.1.3 Função objetivo para o problema de FPO

O problema de FPO (19)-(43) com dois objetivos é resolvido usando uma combinação convexa dos objetivos. Assim, a função resultante é uma soma ponderada de $f_{1,s}$ e $f_{2,s}$ conforme a Equação (61). O multiplicador $\omega_i \in [0,1]$, determina o nível de importância que o tomador de decisão atribui a cada objetivo.

$$\min F = (\omega)f_{1,s} + (1 - \omega)f_{2,s} \quad (61)$$

4.2 MATHEURÍSTICA

As técnicas de otimização genericamente classificadas como matheurística são algoritmos heurísticos que combinam meta-heurísticas e técnicas de programação matemática clássicas. Um aspecto importante desses algoritmos é que eles exploram as características do modelo matemático do problema sob análise (MANIEZZO; STUTZLE; VOSS, 2009). De forma geral, a técnica de otimização matheurística objetiva obter as vantagens da otimalidade do método exato e a eficiência da meta-heurística.

A técnica matheurística proposta para solução do problema (19)-(43) é estruturada através: da definição dos critérios de vizinhança adotando a mesma filosofia de uma meta-heurística, enquanto a exploração da vizinhança é executada usando um modelo de programação não linear. Nesta proposta de solução, a meta-heurística atua no nível superior (mestre), que gerencia o processo de solução e estabelece as características da estrutura de vizinhança, tais como, as suas variáveis de controle, critérios de vizinhança e dimensão. Este

programa mestre gerencia todo o processo de busca de soluções, controlando as execuções do método exato de FPO que explora as vizinhanças, obtendo uma solução ótima global ou local de qualidade.

Dessa forma, propôs-se neste trabalho a implementação de um Algoritmo Matheurístico (AM) para o problema PNLIM estocástico do FPO, composto pelo algoritmo clássico de programação não linear com a abordagem estocástica do método estimado dos pontos, que é resolvido através de um *solver* de otimização e a estrutura filosófica da meta-heurística de busca por vizinhança de descida – VND.

4.3 META-HEURÍSTICA DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL

A meta-heurística de busca em vizinhança variável (*variable neighborhood search - VNS*) é uma metodologia proposta por Mladenovic e Hansen (1997). Esta meta-heurística é um método de busca local, onde se explora o espaço de soluções através de mudanças sistemáticas de estruturas de vizinhança. A filosofia do algoritmo VNS baseia-se em diversificar o processo de busca mudando entre estruturas de vizinhança, onde têm um maior efeito na solução atual do algoritmo, resultando em soluções cada vez mais distantes da solução corrente. O algoritmo explora as vizinhanças da solução atual de forma gradual e intensifica a busca ao redor de uma nova solução, somente se um movimento gera uma melhora (MLADENOVIC, HANSEN, 1997; HANSEN, MLADENOVIC, 2001, 2003; HANSEN, *et al.*, 2016). Dessa forma, pode-se concluir que a solução atual do algoritmo é sempre a solução incumbente do problema.

De forma geral, a ideia dos algoritmos VNS é baseada nas seguintes observações:

1. O ótimo local de uma estrutura de vizinhança não é necessariamente o ótimo local das demais estruturas de vizinhança;
2. O ótimo global é o ótimo local de todas as estruturas de vizinhança possíveis;
3. Para muitos problemas, os ótimos locais em relação a uma ou mais estruturas de vizinhança estão relativamente próximos um dos outros. (KIRKPATRICK, TOULOUSE, 1985).

A implementação da meta-heurística VNS e as suas variações, são geralmente simples e demandam que poucos parâmetros sejam calibrados. Este é um aspecto interessante do VNS e, além disso, fornece soluções de boa qualidade, apresenta alto desempenho e facilidade de implementação computacional (HANSEN, MLADENOVIC, 2003; HANSEN, *et al.*, 2016).

4.4 ALGORITMO VND

O algoritmo de busca por vizinhança de descida (*variable neighborhood descent* - VND) é a variação mais simplificada dos algoritmos VNS. O algoritmo VND baseia-se na observação (1) da seção anterior, onde, a partir de uma solução atual x , a solução mínima local x' de uma estrutura de vizinhança $N_i(x)$ não é necessariamente igual a uma solução mínima local com relação a outra estrutura de vizinhança $N_j(x)$ (HANSEN, MLADENOVIC, 2003).

De forma geral, a ideia do algoritmo de otimização meta-heurística VND, consiste num processo determinístico, em que é definida uma heurística de descida mais íngreme. Em outras palavras, consiste em escolher uma solução inicial e encontrar uma direção de descida mais acentuada de x , dentro de uma vizinhança $N(x)$. Dessa forma, movimenta-se ao longo da direção de decrescimento máximo de $f(x)$, e se não existe uma direção de descida, então interrompe-se a heurística e considera-se outra estrutura vizinhança (HANSEN, MLADENOVIC, 2003). O Algoritmo 1 de otimização VND é representado nos passos 1 e 2:

Algoritmo 1 - VND

	a) Defina as estruturas de vizinhança $N_v, v = 1, \dots, v_{max}$
1:	b) Gerar uma solução inicial (x).
	c) Definir (x) como primeira solução incumbente ($x^l \leftarrow x$).

	a) Faça $v = 1$.
	b) Repetir os seguintes passos enquanto $v \leq v_{max}$.
	1. A partir de (x), usar o critério de vizinhança v para gerar configurações vizinhas x_v .
2:	2. Encontrar a melhor solução vizinha x'_v .
	3. Se $f(x'_v) < f(x^l)$
	Fazer $x^l \leftarrow x'_v$, e $v = 1$.
	Senão: Fazer $v = v + 1$

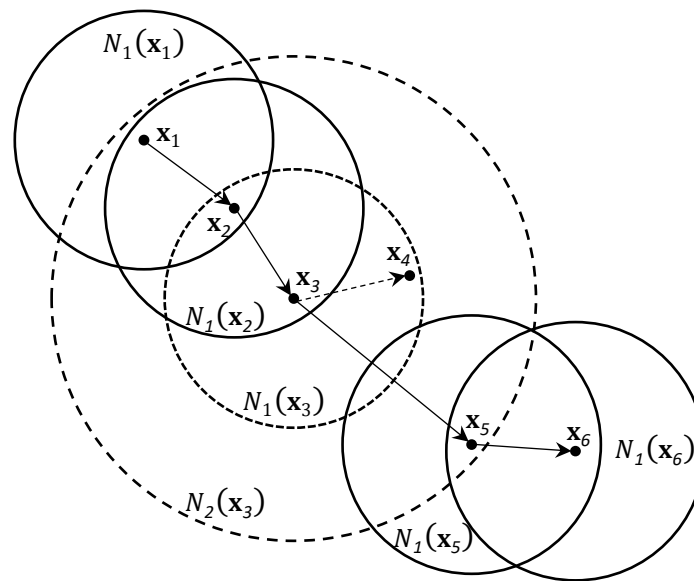
Fonte: (HANSEN, MLADENOVIC, 2003)

No passo 1, são estabelecidas as estruturas de vizinhança N_v de acordo com o problema a ser resolvido e uma solução inicial (x), que é definida também como a solução incumbente x^l do processo de otimização. No passo 2, é aplicado um critério de vizinhança por vez, à solução corrente do algoritmo (x). Caso seja encontrada uma solução que melhora a solução corrente do algoritmo, para determinado critério de vizinhança, então se assume

essa solução como a solução incumbente do algoritmo, e se inicia o processo de intensificação novamente voltando a utilizar o primeiro critério de vizinhança. Caso contrário, o algoritmo troca para outra estrutura de vizinhança com espaço de busca maior. O processo de busca finaliza no momento em que a última vizinhança N_v não consegue melhorar a solução incumbente do algoritmo.

Na Figura 8, ilustra-se o processo de busca da meta-heurística VND, no qual, através do ponto x_1 é utilizado o critério de vizinhança $N_1(x_1)$ até o ponto x_3 , onde não é possível melhorar a solução usando a vizinhança $N_1(x_3)$. Assim, em x_3 o algoritmo troca de critério de vizinhança para uma nova região de busca maior $N_2(x_3)$, e encontra a solução x_5 que melhora a solução atual do problema x_3 , em função disto, o processo do algoritmo VND recomeça no critério de vizinhança $N_1(x_5)$.

Figura 8 - Processo de otimização. Algoritmo VND



Fonte: adaptado de (POSSAGNOLO, 2015)

O algoritmo VND, em outras palavras, começa a partir de uma solução inicial e uma quantidade predefinida de estruturas de vizinhança. Para cada estrutura de vizinhança, busca-se o melhor vizinho. Caso a solução encontrada for melhor que a anterior, nessa vizinhança, o processo retorna a busca na primeira estrutura de vizinhança. O processo é finalizado quando for alcançada a última estrutura de vizinhança e nenhuma melhora da solução corrente for obtida.

Para estabelecer as estruturas de vizinhança para cada tipo de problema, exige-se uma adaptação do algoritmo VND. Na seção 4.5, apresentam-se os critérios de vizinhança estabelecidos para o problema de FPO.

4.5 VND PARA O PROBLEMA DE FPO

O problema de FPO é um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM), multiobjetivo, multimodal e de difícil solução. Entre as técnicas descritas na literatura para sua solução estão as técnicas clássicas de otimização, seja através de convexificação (JARB, 2008), linearização do modelo (LOW, 2014a, 2014b), ou considerando este como o modelo de PNLIM original, e as heurísticas e metas-heurísticas.

As técnicas metas-heurísticas de otimização são reconhecidas e adequadas para resolver problemas complexos e de grande porte, e que o modelo matemático não é explicitamente determinado. Na literatura especializada, encontram-se vários trabalhos que foram apresentadas aplicações de muitas metas-heurísticas para resolver o problema de FPO (BAKIRTZIS *et al.*, 2002; ALRASHIDI; EL-HAWARY, 2007).

Nesta seção, descrevem-se os detalhes da implementação da filosofia da Busca em Vizinhança Variável aplicada ao Problema de fluxo de potência ótimo juntamente com a solução do modelo de Programação Não Linear do FPO probabilístico. Nesta implementação, utiliza-se a filosofia da VNS de descida, VND, para gerenciar as variáveis discretas do problema.

Na solução do problema de FPO, seguiram-se os passos do algoritmo a seguir, os quais serão detalhados nas subseções seguintes.

Passo 1. *Representação das propostas de soluções:* Escolher uma forma de representar uma proposta de solução;

Passo 2. *Solução inicial:* Utilizar um algoritmo heurístico para determinar uma solução inicial;

Passo 3. *Definição das vizinhanças:* Caracterizar cada vizinhança e determinar seus elementos;

Passo 4. *Critério de parada.*

4.5.1 Representação da proposta de solução

As variáveis discretas do problema que são gerenciadas pela meta-heurísticas VND, são representadas através de dois vetores, n_t e n_{sh} respectivamente para os *taps* dos transformadores e dos compensadores *shunt*, de acordo com as equações (62) e (63).

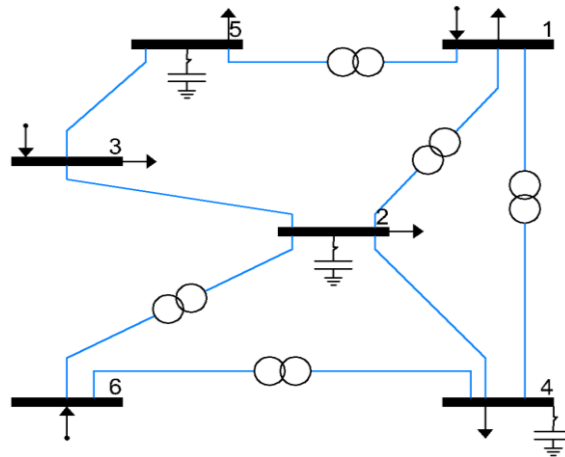
$$n_t = (n_{12}, n_{13}, \dots, n_{ij}, \dots, n_l) \quad (62)$$

$$n_{sh} = (n_1, n_2, \dots, n_i, \dots, n_b) \quad (63)$$

As linhas de transmissão do sistema podem ter ou não um transformador de potência com controle automático de *taps*, deste modo, o vetor n_t tem dimensão l , onde l é a quantidade total de linhas da rede que possuem transformador com mudança automática de *taps* e, assim, este vetor pode armazenar a posição do *tap* de cada transformador referente a cada linha ij do sistema. O vetor n_{sh} tem dimensão b , onde b corresponde à quantidade total de barras do sistema com compensação *shunt*, uma vez que cada barra pode ter ou não controle automático dos bancos de capacitores e reatores *shunt*, dessa forma, o vetor n_{sh} pode guardar a posição de injeção de potência em cada barra i do sistema. Neste trabalho, ressalta-se que, as posições dos *taps* dos transformadores devem pertencer ao conjunto discreto $n_{ij}^t = \{-16, -15, \dots, 0, \dots, 15, 16\}$ e, as chaves dos bancos capacitivos *shunt* ao conjunto $n_i^{sh} = \{0, 1, 2, 3, 4\}$, para as susceptâncias *shunts* variáveis; nesse estudo considera-se que os valores discretos para as chaves estão associadas à um valor percentual (0, 25, 50, 75 e 100)% de reativo que está sendo injetado nas barras do sistema. Para ilustrar, considere o Exemplo 1 a seguir.

Exemplo 1. A topologia básica do sistema fictício da Figura 9, tem 06 barras e 08 linhas de transmissão. Nesse sistema, existem 05 transformadores de potência com controle de *taps* e 03 barras com compensadores *shunt* instalados.

Figura 9 - Sistema fictício de 6 barras



Fonte: Elaboração do próprio autor

Uma proposta de solução para armazenar as posições dos *taps* dos transformadores é mostrada na Figura 10. Assim sendo, por exemplo, o vetor solução desta figura, mostra que na linha que conecta as barras (1-2), a posição do *tap* se encontra na posição -5, e assim por diante.

Figura 10 - Codificação de uma proposta de solução dos *taps* para o FPO

<i>Linhas ij</i> →	1,2	1,4	1,5	2,6	4,6
n_t =	-5	7	14	-13	10

Fonte: Elaboração do próprio autor

O vetor solução da Figura 11 guarda as posições das chaves dos bancos de capacitores/reatores do sistema da Figura 9, assim, por exemplo, as barras 2, 4 e 5 estão com a posição das chaves respectivamente, em 1, 3 e 4, isto é, (injetando respectivamente 25%, 75% e 100% da capacidade de potência reativa) nas barras do sistema.

Figura 11 - Codificação de uma proposta de solução dos bancos reativos *shunts* para o FPO

<i>Barras i</i> →	2	4	5
n_{sh} =	1	3	4

Fonte: Elaboração do próprio autor

4.5.2 Adequação do modelo matemático de fpo

Uma das características das técnicas de otimização metas-heurísticas é o fato de poder considerar soluções infactíveis e percorrer o espaço de busca, mesmo com a infactibilidade de um subconjunto de soluções. Para isto, é necessário realizar pequenas alterações no modelo matemático (19)-(43) do problema de FPO, para efetuar os ajustes necessário para a implementação do algoritmo de otimização

Nas equações (21)-(22) são adicionadas variáveis de folga para contemplar possíveis infactibilidades nas equações de balanço de potências ativa e reativa. Assim, as equações modificadas de balanço de potências são apresentadas pelas equações (64)-(65).

$$P_{g_{i,s}} + P_{g_{i,s}}^E + P_{g_{i,s}}^F + P_{g_{i,s}}^{PN} - P_{d_{i,s}} - g_i^{sh} v_{i,s}^2 - \sum_{ij \in \Omega_L} p_{ij,s}^{de} - \sum_{ji \in \Omega_L} p_{ji,s}^{para} = 0 \quad \forall (i \in \Omega_B, s \in \Omega_S) \quad (64)$$

$$Q_{g_{i,s}} + Q_{g_{i,s}}^E + Q_{g_{i,s}}^{PNC} - Q_{g_{i,s}}^{PNI} - Q_{d_{i,s}} + b_i^{sh} v_{i,s}^2 w_{i,s} - \sum_{ij \in \Omega_L} q_{ij,s}^{de} - \sum_{ji \in \Omega_L} q_{ji,s}^{para} = 0 \quad \forall (i \in \Omega_B, s \in \Omega_S) \quad (65)$$

Onde:

$P_{g_{i,s}}^{PN} \geq 0$: Variável de folga de geração de potência ativa na barra i ;

$Q_{g_{i,s}}^{PNC}, Q_{g_{i,s}}^{PNI} \geq 0$: Variável de folga de geração de potência reativa capacitiva e indutiva, respectivamente, na barra i ;

As variáveis de folga são penalizadas na função objetivo do problema, sendo que a nova função objetivo adaptada para o problema de FPO é apresentada na Equação(66).

$$\min F = (\omega)f_{1,s} + (1 - \omega)f_{2,s} + f^{PN} \quad (66)$$

Onde:

$$f^{PN} = ((P_{g_{i,s}}^{PN})^2 + (Q_{g_{i,s}}^{PNC})^2 + (Q_{g_{i,s}}^{PNI})^2)pn \quad (67)$$

pn : Constante de penalização.

As variáveis de folga são consideradas na resolução do problema de FPO para todos os cenários, de operação.

4.5.3 Solução inicial

Para gerar uma solução inicial para o problema de FPP, resolve-se um problema FPO determinístico, considerando inicialmente, contínuas todas as suas variáveis, isto é, as variáveis de natureza discretas dos *taps* e dos compensadores *shunt* são relaxadas e, a solução contínua obtida pelo *solver* é arredondada para o valor discreto mais próximo. Assim,

determinam-se os vetores solução corrente $n_{t,s}^c$ e $n_{sh,s}^c$, respectivamente, dos *taps* dos transformadores e dos bancos de compensação reativa.

Para determinar o valor objetivo do problema de FPP, fixam-se os valores de $n_{t,s}^c$ e $n_{sh,s}^c$, e resolve-se um FPO probabilístico $(2m + 1)$ para obter o valor corrente da função objetivo fo^c .

4.5.4 Definição DO CRITÉRIO DE vizinhança

Na solução do problema de FPO de sistemas de transmissão utilizando a filosofia da meta-heurística VND, propõem-se três critérios para definir as estruturas de vizinhança. Para isso, é necessário adicionar no modelo matemático (19)-(43) as restrições auxiliares (68)-(77), que são apresentadas nas próximas subseções.

4.5.4.1 Estrutura 1 (N_1) - Aumentar/Reduzir simultaneamente as posições de todos os *taps* dos transformadores e capacitores/reatores

A estrutura de vizinhança N_1 tem como objetivo procurar, simultaneamente, por um vizinho de melhor qualidade em relação à solução corrente do algoritmo determinada por $n_{t,s}^c$ e $n_{sh,s}^c$. Inicialmente é resolvido o caso de FPO com os valores dos parâmetros do sistema determinísticos conhecidos ou médios, relaxando-se a integralidade das variáveis e, adicionando as restrições auxiliares (68) e (69) no modelo matemático. Para atender a esta condição, é realizado o seguinte procedimento apresentado nos passos do Algoritmo 2.

$$n_{t,s}^c - k_{tp} \leq n_{ij,s}^t \leq n_{t,s}^c + k_{tp} \quad \forall (ij \in \Omega_T, s \in \Omega_S) \quad (68)$$

$$n_{sh,s}^c - k_{sh} \leq n_{i,s}^{sh} \leq n_{sh,s}^c + k_{sh} \quad \forall (i \in \Omega_{BC}, s \in \Omega_S) \quad (69)$$

Onde:

$n_{ij,s}^t$:	Variável discreta para controle automático de <i>taps</i> dos transformadores na linha $i - j$;
$n_{i,s}^s$:	Variável discreta para controle automático dos capacitores/reatores da barra i ;
k_{tp}	Constante para restrição auxiliar dos <i>taps</i> ;
k_{sh}	Constante para restrição auxiliar dos capacitores/reatores.

Algoritmo 2 - Estrutura de vizinhança N_1

-
- $n_{t,s}^c$ e $n_{sh,s}^c$ é a solução corrente conhecida com valor objetivo fo^c ;
 - Relaxar as restrições (38) e (39);
 - Adicionar as restrições auxiliares (68) e (69);
-

-
- d) Resolver o modelo matemático (19)-(40) com *solver*, para obter a solução relaxada $n_{ij,s}^t$ e $n_{i,s}^{sh}$;
- e) Arredondar $n_{ij,s}^t$ e $n_{i,s}^{sh}$ para o inteiro mais próximo e atribuir respectivamente em n'_t e n'_{sh} .
- f) Remover as restrições auxiliares (68) e (69);
- f) Resolver o modelo matemático (19)-(43) com a abordagem probabilística (FPP e $2m + 1$) para a nova solução (n'_t e n'_{sh});
- g) Se $f o' < f o^c$
- Fazer $f o^c \leftarrow f o'$;
- Fazer $n_{t,s}^c \leftarrow n'_t$;
- Fazer $n_{sh,s}^c \leftarrow n'_{sh}$;
- Repetir passos (b)-(g);
- Senão:
- h) Ir para estrutura de vizinhança N_2 .
-

Fonte: Elaboração do próprio autor

A estrutura N_1 permite que o algoritmo aumente ou reduza simultaneamente k_{tp} e k_{sh} , respectivamente para a posição atual do *tap* dos transformadores de cada linha ij e das chaves dos bancos de capacitores/reatores de cada barra i . Este controle é feito através das equações (68) e (69), dessa forma, o algoritmo obtém um vizinho próximo da solução corrente. Cabe mencionar que estas equações não obriga a modificação dos *taps* e dos capacitores/reatores, assim, é possível manter a posição atual caso esta seja o melhor ajuste para o processo de otimização. O Exemplo 2 ilustra a estrutura N_1 .

Exemplo 2. Considere a Figura 12. O vetor $n_{t,s}^c$ é a solução corrente do *taps* dos transformadores do sistema do exemplo 1. Depois que um problema de FPO determinístico é resolvido, obtêm-se o vetor solução $n_{ij,s}^t$, este vetor é arredondado para o número inteiro mais próximo, originando o vizinho n'_t .

Figura 12 - Obtendo um vizinho para solução corrente

Linhas $ij \rightarrow$		1,2	1,4	1,5	2,6	4,6
$n_{t,s}^c$	=	-5	7	14	-13	10
		↓	↓	↓	↓	↓
$n_{ij,s}^t$	=	-5,3	6,9	14,8	-13,7	10,1

$$n'_t = \begin{array}{c} \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \\ \boxed{-5} \quad \boxed{7} \quad \boxed{15} \quad \boxed{-14} \quad \boxed{10} \end{array}$$

Fonte: Elaboração do próprio autor

Assim, o vetor solução n'_t é vizinho da solução corrente $n_{t,s}^c$. A mesma ideia se estende para determinar um vizinho para o vetor solução dos bancos de capacitores/reatores. Deste modo, com a nova solução n'_t e n'_{sh} determinadas, é resolvido um FPO probabilístico e avaliado o novo valor da função objetivo.

4.5.4.2 Estrutura 2 (N_2) - Aumentar a posição dos taps atuais de transformadores e capacitores/reatores

Na estrutura de vizinhança 2, assim como na estrutura N_1 , a variável inteira é relaxada, e são adicionadas as restrições (70)-(73). Esta estrutura de vizinhança permite aumentar apenas a posição atual do tap, de um único transformador e um único banco capacitivo/reativo. Assim, para encontrar um vizinho para os *taps* e bancos de capacitores/reatores alterando uma única posição dos vetores $n_{t,s}^c$ e $n_{sh,s}^c$, é realizado o procedimento apresentado nos passos do Algoritmo 3.

$$n_{t,s}^c \leq n_{ij,s}^t \leq n_{t,s}^c + k_{tp} \quad \forall (ij \in \Omega_T, s \in \Omega_S) \quad (70)$$

$$n_{sh,s}^c \leq n_{i,s}^{sh} \leq n_{sh,s}^c + k_{sh} \quad \forall (i \in \Omega_{BC}, s \in \Omega_S) \quad (71)$$

$$\sum n_{t,s}^c \leq \sum_{\Omega_T} n_{ij,s}^t \leq k_{tp} + \sum n_{t,s}^c \quad (72)$$

$$\sum n_{sh,s}^c \leq \sum_{\Omega_{BC}} n_{i,s}^{sh} \leq k_{sh} + \sum n_{sh,s}^c \quad (73)$$

Algoritmo 3 - Critério de vizinhança 2

-
- a) $n_{t,s}^c$ e $n_{sh,s}^c$ é a solução corrente conhecida com valor objetivo $f o^c$;
 - b) Relaxar as restrições (38) e (39);
 - c) Adicionar as restrições auxiliares (70)-(73);
 - d) Resolver o modelo matemático (19)-(40) com *solver*, para obter a solução relaxada $n_{ij,s}^t$ e $n_{i,s}^{sh}$;
 - e) Aumentar em k_{tp} e k_{sh} passos respectivamente a posição de $n_{t,s}^c$ e $n_{sh,s}^c$ que obteve o maior incremento, e atribuir respectivamente em n'_t e n'_{sh} .
 - f) Remover as restrições auxiliares (70)-(73);
-

i) Resolver o modelo matemático (19)-(43) com a abordagem probabilística (FPP e $2m + 1$) para a nova solução (n'_t e n'_{sh});

j) Se $f_o' < f_o^c$

Fazer $f_o^c \leftarrow f_o'$

Fazer $n_{t,s}^c \leftarrow n'_t$;

Fazer $n_{sh,s}^c \leftarrow n'_{sh}$;

Ir para estrutura de vizinhança N_1 .

Senão:

k) Ir para estrutura de vizinhança N_3 .

Fonte: Elaboração do próprio autor

A função de (72) e (73) é restringir o *solver* a fazer um incremento máximo respectivamente de k_{tp} para os “*taps*” e k_{sh} para os capacitores/reactores. Como todos os $n_{ij,s}^t$ e $n_{i,s}^s$ podem aumentar de valor na resolução do problema relaxado, então, em N_2 escolhem-se um único transformador e compensador *shunt* os quais obtiveram o maior incremento de k_{tp} e k_{sh} , e aumentam-se suas respectivas posições em k_{tp} e k_{sh} . O Exemplo 3, ilustra o as ações de N_2 .

Exemplo 3. Considere a Figura 13. O vetor n_t^c é solução corrente dos *taps* do sistema do exemplo 1. Após a resolução de um problema de FPO determinístico, foi obtido o vetor solução $n_{ij,s}^t$. O algoritmo compara $n_{ij,s}^t$ com $n_{t,s}^c$, e aumenta k_{tp} na posição do vetor $n_{t,s}^c$, que obteve o maior incremento, dessa forma, é determinado o vizinho n'_t alterando apenas uma posição de $n_{t,s}^c$. A coluna em destaque na Figura 13 ilustra a posição do vetor $n_{ij,s}^t$ que teve maior variação para um valor de $k_{tp} = 1$.

Figura 13 - Obtendo um vizinho para solução corrente

Linhas $ij \rightarrow$		1,2	1,4	1,5	2,6	4,6
$n_{t,s}^c$	=	-5	7	14	-13	10
		↓	↓	↓	↓	↓
$n_{ij,s}^t$	=	-5,3	7,1	14,2	-13	10,4
		↓	↓	↓	↓	↓
n'_t	=	-5	7	14	-13	11

Fonte: Elaboração do próprio autor

Em N_2 , com a nova solução n'_t e n'_{sh} determinadas, resolve-se um FPO probabilístico, e é avaliado o novo valor da função objetivo.

4.5.4.3 Estrutura 3 (N_3) - Reduzir uma única posição dos taps dos transformadores e dos bancos de capacitores/reatores

Esta estrutura de vizinhança segue a mesma concepção da estrutura N_2 . Nesta estrutura, permite-se que as posições atuais dos *taps* de um único transformador e da chave de um único compensador *shunt* sejam alteradas. Assim, escolhe-se um único transformador e banco de capacitor/reator que experimentou a menor redução de k_{tp} e k_{sh} . Em N_3 , é realizado o mesmo procedimento apresentado nos passos do Algoritmo 3, porém, utilizando as restrições auxiliares que são apresentadas nas equações (74)-(77).

$$n_{t,s}^c - k_{tp} \leq n_{ij,s}^t \leq n_{t,s}^c \quad \forall (ij \in \Omega_T, s \in \Omega_S) \quad (74)$$

$$n_{sh,s}^c - k_{sh} \leq n_{i,s}^{sh} \leq n_{sh,s}^c \quad \forall (i \in \Omega_{BC}, s \in \Omega_S) \quad (75)$$

$$k_{tp} - \sum n_{t,s}^c \leq \sum_{\Omega_T} n_{ij,s}^t \leq \sum n_{t,s}^c \quad (76)$$

$$k_{sh} - \sum n_{sh,s}^c \leq \sum_{\Omega_{BC}} n_{i,s}^{sh} \leq \sum n_{sh,s}^c \quad (77)$$

Neste trabalho em todos os testes foram utilizados nas estruturas N_1 , N_2 e N_3 , valores de $k_{tp} = 2$ e $k_{sh} = 1$.

Observação: Na estrutura N_3 , se o valor objetivo for melhor para a nova solução n'_t e n'_{sh} , então o algoritmo utiliza a estrutura N_1 na próxima iteração do programa, caso contrário, utiliza-se a estrutura N_1 com os parâmetros $k_{tp} = 3$ e $k_{sh} = 2$, deste modo, explora-se uma vizinhança maior em torno da solução corrente, visando encontrar um vizinho de melhor qualidade, e caso não o encontre o processo de busca é encerrado.

4.5.5 Critério de parada

A execução do algoritmo termina quando o processo de busca, efetuado pelas três estruturas de vizinhança são exploradas e nenhuma melhora da solução incumbente é obtida.

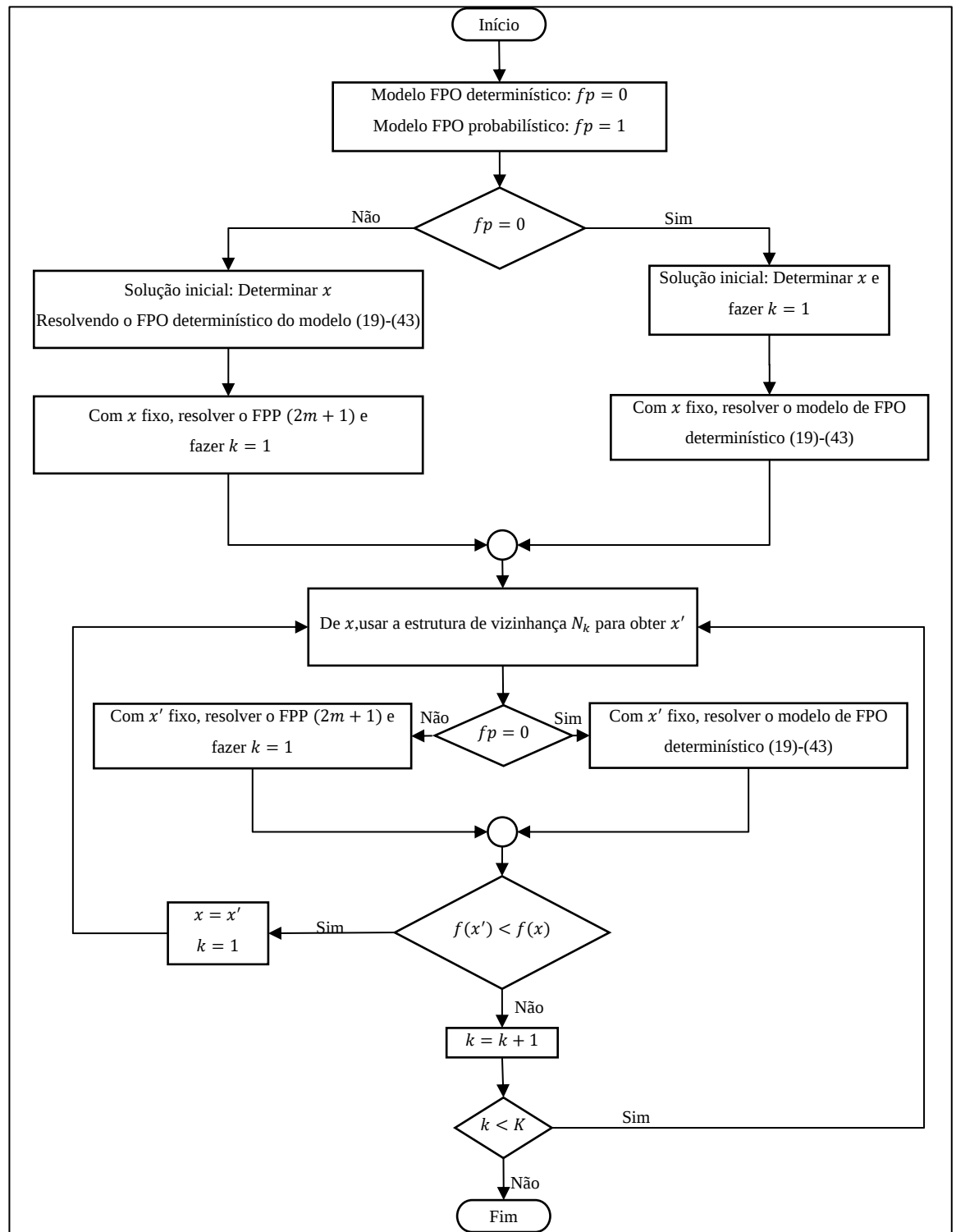
4.5.6 Diagrama de blocos da matheurística

Para resolver o modelo de PNLIM do FPO, primeiro, uma solução inicial é obtida resolvendo o modelo (19)-(43), considerando as variáveis de folga, seguida da inicialização da execução das estruturas de vizinhanças baseadas na filosofia do algoritmo VND.

Para explorar de forma eficiente o espaço de busca, a estrutura de vizinhança com maior impacto no valor da função objetivo é analisada no início da execução do algoritmo, assim, as estruturas de vizinhança seguem a seguinte ordem: N_1 , N_2 e N_3 . Esta sequência foi definida baseada nos resultados que foram realizados com os testes.

A estrutura da matheurística implementada para solução do problema de FPO, está ilustrada no diagrama de blocos da Figura 14, onde x representa o valor de todas as variáveis discretas (“*taps*” de transformadores e de compensadores *shunt*) do problema e $f(x)$ representa o valor da função objetivo.

Figura 14 – Fluxograma do algoritmo VND para o FPO



Elaboração do próprio autor

5 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentadas as análises e os resultados obtidos pelo algoritmo de otimização proposto, com testes realizados em sistemas conhecidos e/ou adaptados da literatura. Os resultados são apresentados em duas partes, na primeira (seção 5.1) apresenta-se uma comparação da implementação computacional do Algoritmo Matheurístico (AM) proposto nas seguintes condições:

- a) *Solver* KNITRO (WALTZ, 2020). Neste caso, o problema (19)-(43) (modelo PNLIM) é resolvido diretamente utilizando este *solver* de otimização.
- b) Arredondamento da solução com o modelo relaxado (AR-SOL). Neste caso, a solução para o problema (19)-(43) é obtida de acordo com os seguintes passos: 1) A integralidade do modelo matemático é relaxada; 2) Resolve-se o modelo com o *solver* KNITRO; 3) A solução contínua que é obtida para as variáveis dos *taps* e compensadores *shunt* é arredondada para o valor inteiro mais próximo; e, 4) Resolve-se o problema de FPO com as variáveis fixas dos *taps* e compensadores *shunt*.
- c) Matpower. Os sistemas testados são resolvidos com o *software* Matpower (ZIMMERMAN; SANCHEZ; THOMAS, 2011). No entanto, os testes realizados com este *software* consideram unicamente o despacho de geração de potência ativa, mantendo fixas as variáveis dos *taps* dos transformadores e injeção de reativos dos compensadores *shunts*.

Na seção 5.2, contemplam-se os testes considerando a natureza probabilística das variáveis de entrada, dos parâmetros e instalação de fontes renováveis.

O algoritmo proposto foi implementado no ambiente de modelagem matemática AMPL, utilizando um computador DELL XPS Intel® Core™ i7-6700; 3,40GHz e 8GB RAM.

Em todos os testes realizados para o problema multiobjetivo, o problema de FPO foi resolvido considerando os pesos $\omega = [0; 0,1; 0,2; \dots; 1]$ para a combinação convexa das duas funções objetivo, gerando 11 soluções não dominadas. O peso $\omega = 1$ significa que algoritmo considerou um grau de importância de 100% para otimização do custo de geração, e o peso $\omega = 0$, tem o mesmo significado, mas para o objetivo de emissão de GEE.

Em relação aos limites de potências ativa e reativa geradas em cada barra do sistema, nos testes realizados, foi testado apenas um sistema de 30 barras, considerando a curva de

capabilidade térmica dos geradores com o modelo matemático determinístico e mono objetivo. Nos demais testes utilizou-se os limites de geração de potências ativa e reativa de acordo com os dados de capacidades mínima e máxima de geração de cada barra do sistema.

Em alguns testes, foram utilizados dados para adaptar os sistemas, visando considerar as emissões de poluentes das fontes térmicas e presença de fontes de geração renováveis eólica e fotovoltaica, os dados podem ser encontrados em Apêndice no final deste trabalho.

Os sistemas testes FPO-AC simulados neste trabalho são dados de acesso aberto, e estão disponíveis na biblioteca PGLib-OPF v19.05 (BABAEINEJADSAROOKOLAEI *et al.*, 2019). Ressalta-se que o nome do sistema teste da forma como é referenciado neste capítulo corresponde ao nome do arquivo disponível nesta biblioteca.

5.1 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS – KNITRO E AM

Nesta etapa, os testes são divididos em duas partes, na parte 01 são testados diversos sistemas da literatura, considerando um problema mono-objetivo, sendo ele o objetivo $f_{1,s}$ (custo de geração) do problema (19)-(43). Na parte 02, são testados dois sistemas (*pglib_opf_case118_ieee* e *pglib_opf_case300_ieee*) considerando o problema multiobjetivo (19)-(43) de forma determinística e: 1) somente com geradores despacháveis poluentes; 2) com geradores despacháveis poluentes e não poluentes.

5.1.1 Comparação mono-objetivo

Neste teste é utilizado a opção “*mip_maxtime_cpu*” do solver KNITRO (WALTZ, 2020) para limitar o tempo de processamento de CPU em 18.000 segundos. Na Tabela 1 apresentam-se os sistemas que são testados e o número de variáveis inteiras envolvido para cada sistema.

Tabela 1 - Número de variáveis inteiras dos sistemas testes

Sistema	Transformadores	Banco de cap./reator	Total
pglib_opf_case14_ieee	3	1	4
pglib_opf_case24_ieee_rts	5	1	6
pglib_opf_case30_ieee	7	2	9
pglib_opf_case39_epri	11	0	11
pglib_opf_case57_ieee	17	3	20
pglib_opf_case89_pegase	50	44	94
pglib_opf_case118_ieee	11	14	25
pglib_opf_case200_tamu	66	4	70
pglib_opf_case300_ieee	129	14	143
pglib_opf_case500_tamu	131	15	146
pglib_opf_case2000_tamu	847	148	995
pglib_opf_case2383wp_k	171	0	171
pglib_opf_case2746wp_k	174	0	174
pglib_opf_case3012wp_k	201	9	210
pglib_opf_case3120sp_k	206	9	215
pglib_opf_case3375wp_k	387	9	396
pglib_opf_case4661_sdet	1329	696	2025

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Tabela 2, apresentam-se as soluções fornecidas pelo KNITRO, pela solução arredondada e pelo AM, os custos de geração e o tempo de processamento, e no caso da metodologia proposta, o número de FPO's resolvidos. A coluna "FPO REL" indica o número de FPO's que é resolvido com a integralidade do modelo matemático relaxado, e a coluna "FPO FIX" mostra o número de FPO's resolvidos com as variáveis dos *taps* e bancos de capacitores/reatores fixas. Na Tabela 3, apresenta-se a diferença dos custos de geração e o respectivo percentual entre: (AR-SOL/AM), (KNITRO/AM) e (Matpower/AM). Os valores negativos na tabela significam que o KNITRO/Matpower encontrou soluções melhores que o AM, e os valores positivos indicam onde o algoritmo proposto obteve soluções melhores que o *solver*.

Tabela 2 - Custo de geração e tempo de processamento: Modelo mono-objetivo

Sistema	KNITRO		AR-SOL		AM				Matpower
	Custo G. [\$/h]	Tempo [s]	Custo G. [\$/h]	Tempo [s]	Custo G. [\$/h]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX	
pglib_opf_case14_ieee	2177,29	0,08	2177,29	0,08	2177,29	0,63	9	10	2178,08
pglib_opf_case24_ieee_rts	63334,12	0,17	63334,31	0,08	63334,12	0,59	8	9	63352,20
pglib_opf_case30_ieee	8177,92	0,39	8178,18	0,08	8178,18	0,78	12	13	8208,52
pglib_opf_case39_epri	138390,06	2,89	138391,78	0,19	138390,31	1,06	11	12	138415,56
pglib_opf_case57_ieee	37550,48	10,41	37551,04	0,14	37550,61	0,69	6	7	37589,34
pglib_opf_case89_pegase	106489,34	16170,97	106620,83	0,42	106490,56	11,33	46	47	107285,67
pglib_opf_case118_ieee	97136,77	12,42	97142,58	0,28	97137,27	4,03	22	23	97213,61
pglib_opf_case200_tamu	27572,09	7820,84	27553,66	0,50	27553,02	4,86	20	21	27557,57
pglib_opf_case300_ieee	545908,80	18002,67	545564,68	0,47	545555,89	2,94	6	7	565219,99
pglib_opf_case500_tamu	72266,94	18025,62	72314,68	0,80	72266,93	7,30	12	13	72578,30
pglib_opf_case2000_tamu	1230189,56	18020,86	1227572,85	8,06	1226955,22	77,14	17	18	1228487,06
pglib_opf_case2383wp_k	1858267,50	18017,38	1858632,08	6,25	1858244,92	46,63	11	12	1868191,64
pglib_opf_case2746wp_k	1630283,75	18003,36	1631677,36	7,72	1630238,71	79,70	16	17	1631707,93
pglib_opf_case3012wp_k	2594182,32	18000,86	2721290,90	25,66	2593986,60	130,39	19	20	2600842,77
pglib_opf_case3120sp_k	2144516,04	18004,53	2144942,44	7,05	2144503,35	1321,81	12	13	2147969,11
pglib_opf_case3375wp_k	7427299,79	473,59	7430647,50	14,80	7427199,25	173,38	15	16	7438169,48
pglib_opf_case4661_sdet	2254217,61	18001,17	2815729,43	45,44	2254129,08	1860,25	44	45	2251344,08

Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 3 - Diferença dos custos de geração: Modelo mono-objetivo

Sistema	AR-SOL/ AM		KNITRO/ AM		Matpower/ AM	
	Diferença [\$/h]	Diferença [%]	Diferença [\$/h]	Diferença [%]	Diferença [\$/h]	Diferença [%]
pglib_opf_case14_ieee	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,79	0,0363
pglib_opf_case24_ieee_rts	0,19	0,0003	0,00	0,0000	18,08	0,0285
pglib_opf_case30_ieee	0,00	0,0000	-0,26	-0,0032	30,34	0,3696
pglib_opf_case39_epri	1,47	0,0011	-0,25	-0,0002	25,25	0,0182
pglib_opf_case57_ieee	0,43	0,0011	-0,13	-0,0003	38,73	0,1030
pglib_opf_case89_pegase	130,27	0,1222	-1,22	-0,0011	795,11	0,7411
pglib_opf_case118_ieee	5,31	0,0055	-0,50	-0,0005	76,34	0,0785
pglib_opf_case200_tamu	0,64	0,0023	19,07	0,0692	4,55	0,0165
pglib_opf_case300_ieee	8,79	0,0016	352,91	0,0646	19664,10	3,4790
pglib_opf_case500_tamu	47,75	0,0660	0,01	0,0000	311,37	0,4290
pglib_opf_case2000_tamu	617,63	0,0503	3234,34	0,2629	1531,84	0,1247
pglib_opf_case2383wp_k	387,16	0,0208	22,58	0,0012	9946,72	0,5324
pglib_opf_case2746wp_k	1438,65	0,0882	45,04	0,0028	1469,22	0,0900
pglib_opf_case3012wp_k	127304,30	4,6781	195,72	0,0075	6856,17	0,2636
pglib_opf_case3120sp_k	439,09	0,0205	12,69	0,0006	3465,76	0,1614
pglib_opf_case3375wp_k	3448,25	0,0464	100,54	0,0014	10970,23	0,1475
pglib_opf_case4661_sdet	561600,35	19,9451	88,53	0,0039	-2785,00	-0,1237

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.1.1.1 Análise dos resultados

Comparando a solução arredondada (AR-SOL) com a solução fornecida pelo AM, a metodologia proposta obteve soluções melhores para 88,23% dos sistemas testados, e houve somente dois sistemas (*pglib_opf_case14_ieee* e *pglib_opf_case30_ieee*) onde o algoritmo não conseguiu melhorar a solução arredondada. Para os sistemas de grande porte (*pglib_opf_case3012wp_k* e *pglib_opf_case4661_sdet*) que possuem um número considerável de variáveis inteiras, o AM conseguiu produzir soluções significativamente melhores, com redução no custo de geração respectivamente de 4,6781% e 19,9451%. Estes resultados mostram que a metodologia proposta melhora a qualidade da solução que é fornecida pelo *solver*.

O destaque em amarelo na Tabela 2 indica os casos em que o KNITRO não convergiu, ou seja, o processo de otimização foi interrompido porque excedeu o tempo limite que foi estabelecido (18.000 segundos), isso ocorreu para 47,06% dos sistemas testados. Comparando o KNITRO com o AM, na Tabela 3, o destaque em laranja indica os casos onde ambos encontraram a mesma solução em relação ao objetivo. O realce em amarelo mostra os casos em que o KNITRO conseguiu soluções melhores. O destaque na cor verde indica os casos em que a metodologia proposta obteve resultados melhores que os fornecidos pelo KNITRO. O destaque na cor verde claro, também mostra os casos em que o AM se mostrou melhor do que o KNITRO, no entanto, ressalta-se que nestes casos, o *solver* foi interrompido porque excedeu o tempo limite de processamento.

Para os sistemas: *pglib_opf_case89_pegase* e *pglib_opf_case200_tamu*, o AM forneceu, respectivamente, uma solução próxima e melhor do que o KNITRO, além disso, o tempo de processamento é significativamente menor, e corresponde a uma redução de 99,93% e 99,94%. Para os casos onde o KNITRO foi forçado a parar o processo de otimização por exceder o tempo de processamento, a técnica proposta fornece resultados melhores e o tempo de processamento foi reduzido em média em 97,31%.

Comparando os resultados fornecidos pelo AM e Matpower para o sistema *pglib_opf_case4661_sdet*, verifica-se que este é o único caso em que o Matpower obtém resultado melhor que o algoritmo proposto, em termos percentuais corresponde a uma diferença de 0,1237%, no entanto, ressalta-se que o Matpower não considera variáveis inteiras na resolução do FPO.

5.1.2 Comparação multiobjetivo

Para validar o AM, são testados os sistemas *pglib_opf_case118_ieee* e *pglib_opf_case300_ieee* considerando o problema multiobjetivo (19)-(43). Neste teste, é utilizada a opção “*mip_maxtime_cpu*”, com tempo limite de 18.000 segundos.

5.1.2.1 Geradores despacháveis poluentes: Sistema *pglib_opf_case118_ieee*

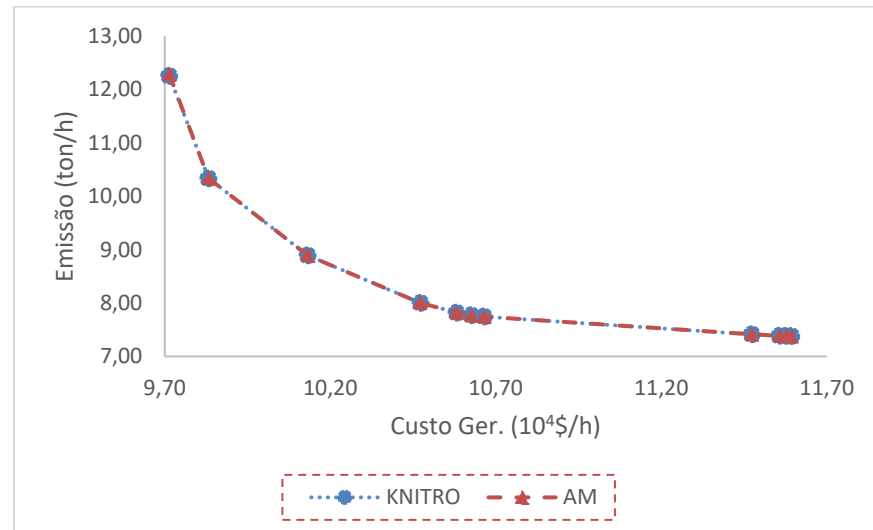
Na Tabela 4 apresentam-se os custos de geração, emissão de gases poluentes e tempo de processamento fornecidos pelo KNITRO e AM, considerando somente fontes de geração de energia elétrica poluentes no sistema teste, para os pesos que estão indicados na tabela, no caso da técnica proposta, mostra-se ainda o número de FPO's que foram executados. No Gráfico 1, apresentam-se as curvas de soluções de Pareto que foram obtidas. Na Tabela 5, indica-se a diferença dos custos de geração e emissão de gases de efeito estufa e o respectivo percentual entre a metodologia proposta e o *solver* KNITRO.

Tabela 4 - Custo de geração e Emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes: *pglib_opf_case118_ieee*

Peso	KNITRO			AM				
	Custo Ger. [\$/h]	Emissão [ton/h]	Tempo [s]	Custo Ger. [\$/h]	Emissão [ton/h]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX
1	97136,77	12,25	12,48	97137,27	12,29	4,58	22	23
0,9	98324,88	10,33	16,61	98322,45	10,34	4,20	21	22
0,8	101323,27	8,89	8,52	101323,77	8,89	2,30	12	13
0,7	104729,22	8,00	40,94	104707,90	8,01	1,05	5	6
0,6	105820,53	7,82	30,16	105819,58	7,82	4,94	24	25
0,5	106264,44	7,77	10,19	106264,56	7,77	1,97	10	11
0,4	106652,19	7,74	19,70	106652,22	7,74	1,52	8	9
0,3	114741,67	7,41	19,92	114729,26	7,41	0,89	5	6
0,2	115576,73	7,39	1,41	115576,77	7,39	2,53	13	14
0,1	115774,88	7,38	21,19	115774,83	7,38	0,86	5	6
0	115935,59	7,38	3,53	115935,55	7,38	0,97	5	6
	Total		184,64	-	-	25,80	130	141

Fonte: Elaboração do próprio autor

Gráfico 1 - Fronteiras de Pareto para KNITRO e AM com fontes de geração poluentes:
pglib_opf_case118_ieee



Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 5 - Diferença de custos de geração e emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes: pglib_opf_case118_ieee

Peso	Custo Ger.		Emissão	
	Diferença [\$ /h]	Diferença [%]	Diferença [ton/h]	Diferença [%]
1	-0,5044	-0,0005	-0,0361	-0,2947
0,9	2,4349	0,0025	-0,0029	-0,0281
0,8	-0,4975	-0,0005	-0,0002	-0,0022
0,7	21,3186	0,0204	-0,0053	-0,0662
0,6	0,9460	0,0009	-0,0002	-0,0026
0,5	-0,1215	-0,0001	0,0000	0,0000
0,4	-0,0269	0,0000	-0,0001	-0,0013
0,3	12,4058	0,0108	-0,0006	-0,0081
0,2	-0,0417	0,0000	0,0000	0,0000
0,1	0,0487	0,0000	0,0000	0,0000
0	0,0363	0,0000	0,0000	0,0000

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.1.2.2 Geradores despacháveis poluentes e Não poluentes: Sistema pglib_opf_case118_ieee:

Neste teste, os tipos de fonte de geração instaladas nas barras do sistema estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Tipos de fontes nas barras do sistema pglib_opf_case118_ieee

Tipo	Capacidade instalada no sistema (%)	Barra <i>i</i>						
Termoelétrica poluente	46,30	1	4	6	10	15	19	32
		34	40	56	61	65	72	73
		74	77	85	89	90	91	103
		107	112	113	116	-	-	-
Hidrelétrica	44,44	8	12	18	24	25	26	27
		36	42	49	55	59	62	66
		69	70	76	80	92	99	100
		104	105	110	-	-	-	-
Termoelétrica não poluente	9,26	31	46	54	87	111	-	-

Fonte: Elaboração do próprio autor

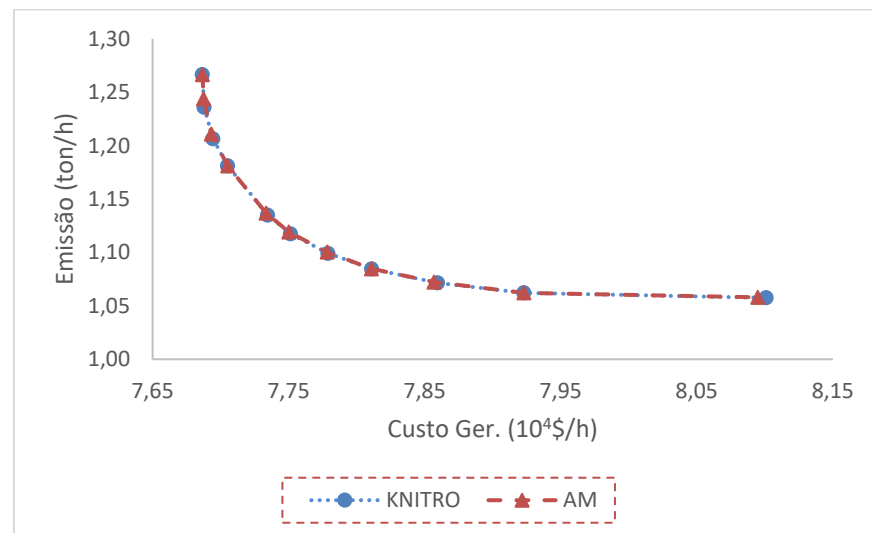
Na Tabela 7 apresentam-se os custos de geração, emissão de gases poluentes e tempo de processamento fornecidos pelo KNITRO e AM, considerando fontes de geração de energia elétrica poluentes e não poluentes no sistema teste, conforme os pesos que estão indicados na tabela. No Gráfico 2, apresentam-se as curvas de soluções de Pareto que foram obtidas. Na Tabela 8, indica-se a diferença dos custos de geração e emissão de gases de efeito estufa e o respectivo percentual entre a metodologia proposta e o *solver* KNITRO.

Tabela 7 - Custo de geração e Emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes e não poluentes: pglib_opf_case118_ieee

Peso	KNITRO			AM				
	Custo Ger. [\$/h]	Emissão [ton/h]	Tempo [s]	Custo Ger. [\$/h]	Emissão [ton/h]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX
1	76866,20	1,27	1,78	76866,20	1,27	1,61	9	10
0,9	76879,39	1,24	3,33	76875,33	1,24	0,88	5	6
0,8	76944,31	1,21	4,14	76932,08	1,21	1,31	8	9
0,7	77052,52	1,18	3,92	77052,52	1,18	1,67	10	11
0,6	77346,89	1,13	6,50	77334,33	1,14	0,94	5	6
0,5	77514,65	1,12	7,53	77502,42	1,12	1,50	8	9
0,4	77790,59	1,10	6,50	77783,94	1,10	1,92	12	13
0,3	78110,94	1,08	5,88	78108,47	1,08	1,38	8	9
0,2	78596,32	1,07	3,80	78568,98	1,07	0,94	5	6
0,1	79229,78	1,06	3,80	79229,89	1,06	0,97	6	7
0	81010,73	1,06	10,19	80948,94	1,06	0,94	5	6
	Total		57,36	-	-	14,05	81	92

Fonte: Elaboração do próprio autor

Gráfico 2 - Fronteiras de Pareto para KNITRO e AM com fontes de geração poluentes e não poluentes: pglib_opf_case118_ieee



Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 8 - Diferença de custos de geração e emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes e não poluentes: *pglib_opf_case118_ieee*

Peso	Custo Ger.		Emissão	
	Diferença [\$ /h]	Diferença [%]	Diferença [ton/h]	Diferença [%]
1	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
0,9	4,0685	0,0053	-0,0079	-0,6392
0,8	12,2299	0,0159	-0,0044	-0,3647
0,7	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
0,6	12,5510	0,0162	-0,0020	-0,1762
0,5	12,2311	0,0158	-0,0017	-0,1521
0,4	6,6528	0,0086	-0,0013	-0,1183
0,3	2,4671	0,0032	-0,0001	-0,0092
0,2	27,3327	0,0348	-0,0008	-0,0747
0,1	-0,1155	-0,0001	0,0000	0,0000
0	61,7912	0,0763	-0,0005	-0,0473

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.1.2.3 Geradores despacháveis poluentes: Sistema *pglib_opf_case300_ieee*

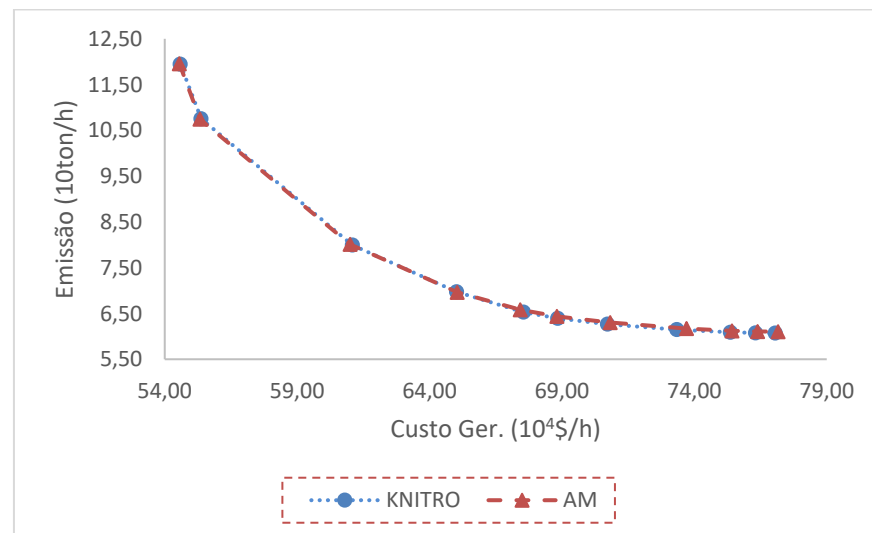
Na Tabela 9 apresentam-se os resultados fornecidos para os custos de geração, emissão de gases poluentes e tempo de processamento pelo KNITRO e AM, de acordo com os pesos que estão indicados na tabela. No Gráfico 3, apresentam-se as curvas de soluções de Pareto que foram obtidas. Na Tabela 10, encontra-se a diferença dos custos de geração e emissão de gases de efeito estufa e o respectivo percentual entre a AM e o *solver* KNITRO.

Tabela 9 - Custo de geração e Emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes: pglib_opf_case300_ieee

Peso	KNITRO			AM				
	Custo Ger. [\$/h]	Emissão [ton/h]	Tempo [s]	Custo Ger. [\$/h]	Emissão [ton/h]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX
1	545908,80	119,46	18008,09	545555,89	119,54	3,53	7	8
0,9	553790,79	107,52	18002,08	553324,20	107,45	5,67	9	10
0,8	610910,85	79,93	18014,30	610031,19	80,11	4,67	5	6
0,7	650318,88	69,72	18000,05	650499,11	69,62	3,59	5	6
0,6	675529,50	65,27	18000,14	674259,47	65,82	5,03	5	6
0,5	688474,26	63,93	18001,61	688104,06	64,37	14,19	8	9
0,4	707308,78	62,65	18001,30	708234,10	63,02	6,14	5	6
0,3	733487,87	61,46	18000,36	737063,94	61,71	132,63	5	6
0,2	753682,29	60,89	18003,47	754241,70	61,21	168,70	5	6
0,1	763185,45	60,75	18000,09	763947,09	61,06	132,56	5	6
0	770642,36	60,71	18000,27	771649,15	61,03	124,92	5	6
	Total	198031,75		-	-	601,64	64	75

Fonte: Elaboração do próprio autor

Gráfico 3 - Fronteiras de Pareto para KNITRO e AM com fontes de geração poluentes: pglib_opf_case300_ieee



Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 10 - Diferença de custos de geração e emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes: pglib_opf_case300_ieee

Peso	Custo Ger.		Emissão	
	Diferença [\$ /h]	Diferença [%]	Diferença [ton/h]	Diferença [%]
1	352,9056	0,0646	-0,0817	-0,0684
0,9	466,5907	0,0843	0,0657	0,0611
0,8	879,6600	0,1440	-0,1801	-0,2253
0,7	-180,2344	-0,0277	0,0964	0,1383
0,6	1270,0270	0,1880	-0,5540	-0,8488
0,5	370,1991	0,0538	-0,4444	-0,6951
0,4	-925,3218	-0,1308	-0,3738	-0,5966
0,3	-3576,0733	-0,4875	-0,2501	-0,4069
0,2	-559,4078	-0,0742	-0,3180	-0,5223
0,1	-761,6371	-0,0998	-0,3114	-0,5126
0	-1006,7882	-0,1306	-0,3159	-0,5203

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.1.2.4 Geradores despacháveis poluentes e Não poluentes: Sistema pglib_opf_case300_ieee

Neste teste, os tipos de fonte de geração instalados nas barras do sistema estão apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Tipos de fontes nas barras do sistema pglib_opf_case300_ieee

Tipo	Capacidade instalada no sistema (%)	Barra i						
Termoelétrica poluente	46,38%	20	76	84	92	98	124	141
		147	149	171	190	198	220	221
		222	227	236	239	241	243	7003
		7011	7012	7039	7057	7061	7062	7130
		7139	7166	9051	9053	-	-	-
Hidrelétrica	44,92%	8	10	63	108	119	125	138
		143	152	153	156	170	176	177
		185	186	187	191	213	230	233
		238	7001	7002	7017	7023	7024	7049
		7055	7071	9002	-	-	-	-
Termoelétrica não poluente	8,70	91	146	242	7044	9054	9055	-

Fonte: Elaboração do próprio autor

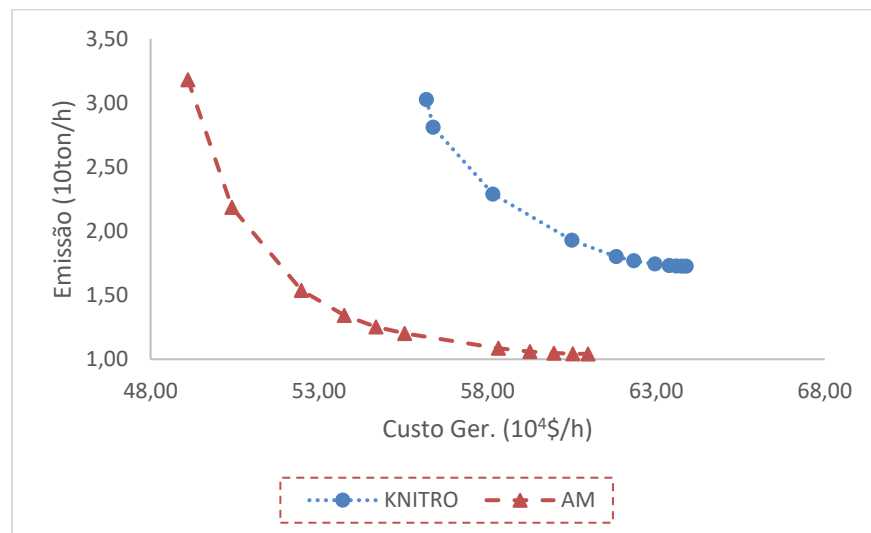
Na Tabela 12 apresentam-se os custos de geração, emissão de gases poluentes e tempo de processamento fornecidos pelo KNITRO e AM, considerando fontes de geração de energia elétrica poluentes e não poluentes no sistema teste, de acordo com os pesos que estão indicados na tabela. No Gráfico 4, apresentam-se as curvas de soluções de Pareto que foram obtidas. Na Tabela 13, indica-se a diferença dos custos de geração e emissão de gases de efeito estufa e o respectivo percentual entre a metodologia proposta e o *solver* KNITRO.

Tabela 12 - Custo de geração e Emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes e não poluentes: pglib_opf_case300_ieee

Peso	KNITRO			AM				
	Custo Ger. [\$/h]	Emissão [ton/h]	Tempo [s]	Custo Ger. [\$/h]	Emissão [ton/h]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX
1	561876,05	30,26	18000,20	491072,08	31,81	5,36	10	11
0,9	563900,58	28,10	18024,42	504149,39	21,85	4,27	5	6
0,8	581605,58	22,88	18000,11	524773,63	15,38	6,48	5	6
0,7	605048,54	19,28	18018,19	537468,08	13,43	4,73	5	6
0,6	618186,04	18,01	18012,80	546879,79	12,53	4,92	5	6
0,5	623434,93	17,68	18020,16	555404,68	12,02	5,73	5	6
0,4	629677,93	17,43	18020,53	583188,65	10,86	6,48	5	6
0,3	633910,17	17,31	18021,84	592552,15	10,60	6,94	5	6
0,2	636039,95	17,27	18021,59	599687,91	10,48	4,52	5	6
0,1	637631,67	17,26	18000,20	605278,08	10,43	3,89	5	6
0	638948,49	17,26	18021,16	609788,02	10,42	5,81	5	6
	Total	198161,20		-	-	59,14	60	71

Fonte: Elaboração do próprio autor

Gráfico 4 - Fronteiras de Pareto para KNITRO e AM com fontes de geração poluentes e não poluentes: pglib_opf_case300_ieee



Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 13 - Diferença de custos de geração e emissão de GEE para o problema multiobjetivo com fontes de geração poluentes e não poluentes: *pglib_opf_case300_ieee*

Peso	Custo Ger.		Emissão	
	Diferença [\$ /h]	Diferença [%]	Diferença [ton/h]	Diferença [%]
1	70803,96	12,60	-1,55	-5,1087
0,9	59751,19	10,60	6,25	22,23
0,8	56831,95	9,77	7,50	32,79
0,7	67580,46	11,17	5,85	30,34
0,6	71306,25	11,53	5,48	30,42
0,5	68030,25	10,91	5,66	32,02
0,4	46489,28	7,38	6,57	37,69
0,3	41358,02	6,52	6,71	38,75
0,2	36352,05	5,72	6,79	39,32
0,1	32353,59	5,07	6,83	39,56
0	29160,47	4,56	6,84	39,62

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.1.2.5 Análise dos resultados

Para o sistema *pglib_opf_case118_ieee*, para o teste considerando apenas geradores poluentes no sistema, de acordo com os resultados apresentados nas tabelas 4 e 5, o AM obteve soluções melhores para os custos de geração em relação ao KNITRO para 54,54% dos pesos que foram considerados; e 36,36% para as emissões de poluentes. Para o teste considerando geradores poluentes e não poluentes no sistema, conforme os resultados apresentados nas tabelas 7 e 8, o AM obteve soluções melhores para os custos de geração em relação ao KNITRO para 90,90% das soluções; e para as emissões de poluentes, o *solver* produziu soluções melhores para 72,72% dos pesos. Em termos percentuais, de acordo com as tabelas 5 e 8, pode ser verificado que a metodologia proposta alcançou resultados melhores e/ou próximos aos do KNITRO, este aspecto também pode ser constatado nos gráficos 1 e 2, por outro lado, o AM obteve as soluções em tempos computacionais menores, em ambas situações, em média 68,70% para cada peso e globalmente 80,77%.

Para o sistema *pglib_opf_case300_ieee*, ressalta-se que o KNITRO não convergiu para nenhuma das soluções, isto é, o processo de otimização foi interrompido porque excedeu o tempo limite 18.000 segundos, a quarta coluna das tabelas 9 e 12 indica este aspecto. Para o teste considerando apenas geradores poluentes no sistema, de acordo com os resultados apresentados nas tabelas 9 e 10, o AM obteve soluções melhores para os custos de geração em

relação ao KNITRO para 45,45% dos pesos que foram considerados; e 18,18% para as emissões de poluentes. Para o teste considerando geradores poluentes e não poluentes no sistema, conforme os resultados apresentados nas tabelas 12 e 13, o AM obteve soluções melhores para os custos de geração em relação ao KNITRO para todos os pesos considerados; e 90,90% para as emissões de poluentes. No teste realizado no item 5.1.2.4, de acordo com os resultados obtidos, pode ser constatado que a metodologia produziu soluções significativamente melhores que o KNITRO, para a maioria das soluções, resultado que também pode ser verificado de forma gráfica pela curva de soluções de Pareto, no Gráfico 4. Além disso, o AM obteve as soluções em tempos computacionais substancialmente menores que o *solver*, em média 99,97% para cada peso.

5.2 ESTUDO COM FONTES RENOVÁVEIS

Os testes realizados têm a finalidade de mostrar o desempenho do AM, considerado a otimização simultânea das funções objetivos custo de geração de potência ativa e emissão de gases poluentes, com a abordagem probabilística das incertezas associadas às variáveis e parâmetros de entradas do sistema elétrico de potência. Nos testes são considerados dois casos diferentes para validar a metodologia proposta, sendo eles:

Caso 1: O sistema elétrico possui apenas geradores térmicos poluentes;

Caso 2: O sistema possui fontes de geração térmicas poluentes, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas.

Neste teste, considera-se um horizonte de planejamento de 1 ano, dividido em 03 níveis diferentes de carregamentos, isto é, adota-se que a carga do sistema está variando de acordo com a distribuição normal e com parâmetros probabilísticos de média (μ_c) e desvio padrão (σ_c) seguindo os intervalos de horas apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 - Parâmetros probabilísticos de carregamento para o Caso 1

Cenários de carregamento	$\mu_c(\%)$	$\sigma_c(\%)$	horas/ano
Nível 1	50	10	2000
Nível 2	80	11	5760
Nível 3	100	12	1000

Fonte: (PEREIRA; CONTRERAS; MANTOVANI, 2016; ARAUJO, 2018)

Para as fontes renováveis (eólica e fotovoltaica), é adotada a distribuição de Weibull com os parâmetros probabilísticos apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 - Parâmetros probabilísticos de carregamento e das gerações eólicas e fotovoltaicas para o Caso 2

	Cenários de carregamento		Ger. eólica		Ger. fotovoltaica		horas/ano
	μ_c	σ_c	μ_w	σ_w	μ_s	σ_s	-
	(%)	(%)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(W/m ²)	-
Nível 1	50	10	7,72	4,45	0,00	0,00	2000
Nível 2	80	11	8,09	4,24	650,00	300,00	5760
Nível 3	100	12	8,48	3,61	0,00	0,00	1000

Fonte: (PEREIRA; CONTRERAS; MANTOVANI, 2016; ARAUJO, 2018)

5.2.1 SISTEMA *pglib_opf_case118_ieee*

O sistema *pglib_opf_case118_ieee* consiste de 118 barras, 54 unidades geradoras, 186 linhas de transmissão, 11 transformadores com *tap* variável e 14 barras com susceptância *shunt* variável. Os valores das magnitudes de tensão das barras devem estar na faixa de 0,94 a 1,06 p.u.

Para o Caso 2 os tipos de fonte de geração instalados nas barras do sistema estão apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Tipos de fontes nas barras do sistema *pglib_opf_case118_ieee*

Tipo	Capacidade instalada no sistema (%)	Barra <i>i</i>							
Térmica	46,30	1	4	6	10	15	19	32	
		34	40	56	61	65	72	73	
		74	77	85	89	90	91	103	
		107	112	113	116	-	-	-	
Hidrelétrica	44,44	8	12	18	24	25	26	27	
		36	42	49	55	59	62	66	
		69	70	76	80	92	99	100	
		104	105	110	-	-	-	-	
Eólica	5,56	46	54	111	-	-	-	-	
Fotovoltaica	3,70	31	87	-	-	-	-	-	

Fonte: Elaboração do próprio autor

Nas tabelas 17, 18 e 19 apresentam-se os custos de geração e o volume de emissão de GEE para os três níveis de carregamento dos casos 1 e 2, e nos gráficos 5, 6, e 7 apresentam-

se, respectivamente, as curvas de soluções de Pareto para estes níveis, que foram fornecidas pelo AM.

Tabela 17 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 1 - sistema pglib_opf_case118_ieee

Peso	CASO 1					CASO 2				
	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX
1	84625,97	10,3908	3,88	9	30	61479,95	2,2586	68,97	66	871
0,9	85528,36	8,8636	3,17	8	27	61524,68	2,2150	10,66	10	143
0,8	86575,62	8,3752	1,94	5	18	61580,17	2,1992	6,36	6	91
0,7	91088,96	7,2240	4,44	11	36	61606,05	2,1956	6,28	6	91
0,6	95471,05	6,5374	6,23	15	48	61848,69	2,1758	15,77	16	221
0,5	98813,46	6,1910	2,13	5	18	62298,18	2,1504	5,77	5	78
0,4	101294,83	6,0196	2,22	5	18	62606,94	2,1386	6,53	6	91
0,3	103218,89	5,9316	3,20	8	27	62825,96	2,1332	8,41	8	117
0,2	104642,99	5,8912	2,20	5	18	63785,02	2,1190	6,53	6	91
0,1	118609,37	5,7042	2,23	5	18	64683,81	2,1116	5,83	5	78
0	123561,79	5,6692	3,59	9	30	81116,03	2,1098	6,61	9	130
	Total		35,23	85	288	-	-	147,70	143	2002

Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 18 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 2 - sistema pglib_opf_case118_ieee

Peso	CASO 1					CASO 2				
	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX
1	427239,36	48,9456	4,00	7	24	312504,50	6,7651	15,63	13	182
0,9	429817,69	44,3215	2,69	7	24	312629,33	6,3648	17,42	15	208
0,8	443620,78	38,2787	2,59	5	18	312744,40	6,3331	17,20	15	208
0,7	464247,16	32,9357	2,19	5	18	313130,79	6,2796	9,66	8	117
0,6	475259,39	31,1437	2,19	7	24	314001,87	6,2047	28,25	25	338
0,5	481437,23	30,5050	2,86	5	18	314683,45	6,1661	11,72	10	143
0,4	486143,73	30,1778	2,17	5	18	315185,58	6,1471	7,31	6	91
0,3	494203,53	29,8426	2,03	5	18	315735,25	6,1338	29,48	26	351
0,2	533592,36	28,7637	2,19	18	57	318128,29	6,0975	6,08	5	78
0,1	541547,58	28,6312	6,70	8	27	320190,81	6,0803	9,56	8	117
0	543187,42	28,6237	2,98	9	30	361945,00	6,0762	12,59	17	234
	Total		32,59	81	276	-	-	164,91	148	2067

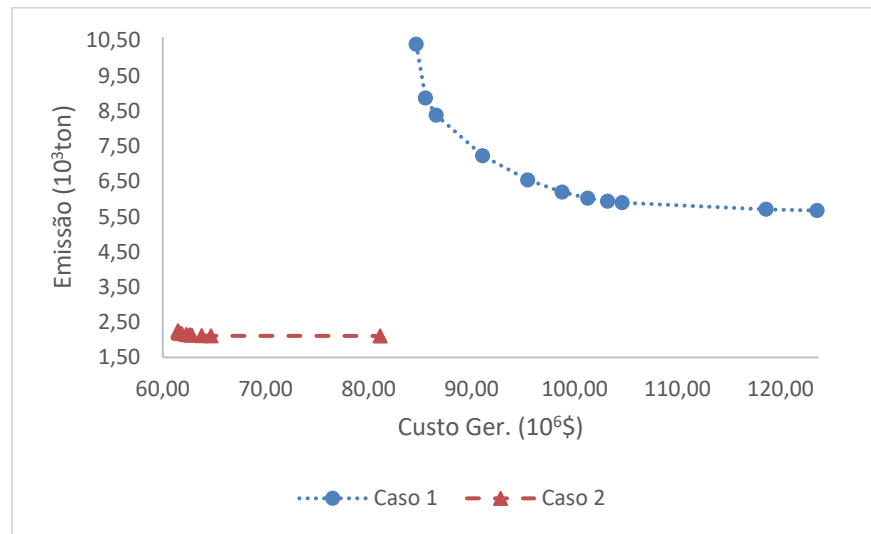
Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 19 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 3 - sistema pglib_opf_case118_ieee

Peso	CASO 1					CASO 2				
	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX
1	97816,67	12,1577	3,25	7	24	74956,14	1,3904	6,31	5	78
0,9	98976,30	10,3288	4,06	11	36	75040,06	1,3139	16,64	15	208
0,8	101602,30	9,0669	2,95	8	27	75243,00	1,2592	14,41	13	182
0,7	104736,80	8,2484	1,97	5	18	75445,59	1,2307	12,09	11	156
0,6	105830,22	8,0670	2,67	7	24	75785,23	1,2021	20,41	19	260
0,5	106326,58	8,0143	2,25	6	21	76144,94	1,1817	22,75	21	286
0,4	107998,37	7,9067	3,25	8	27	76413,66	1,1715	12,06	11	156
0,3	113575,29	7,6764	2,08	5	18	76837,21	1,1617	13,64	12	169
0,2	115600,41	7,6186	2,25	6	21	77257,05	1,1553	7,05	6	91
0,1	115801,28	7,6155	2,06	5	18	77638,53	1,1518	11,25	10	143
0	115964,56	7,6148	5,47	15	48	79196,63	1,1504	10,98	10	143
	Total		32,27	83	282	-	-	147,59	133	1872

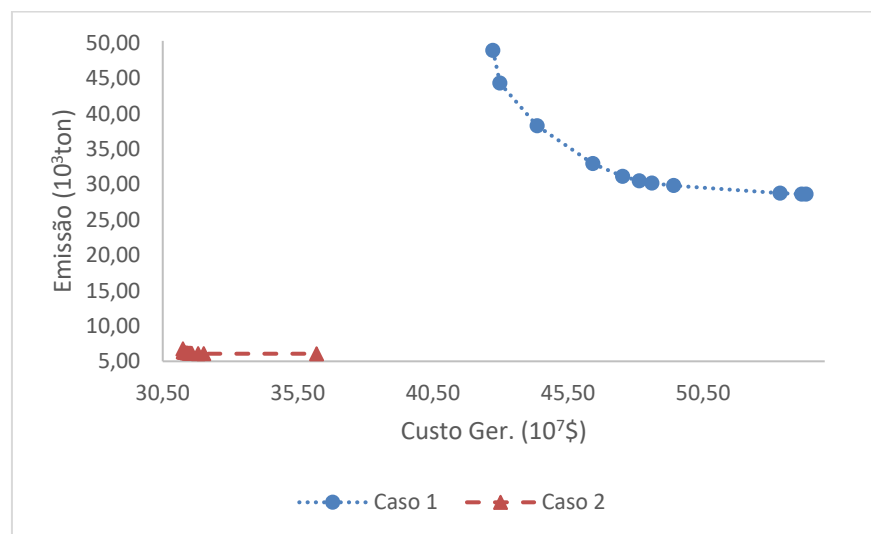
Fonte: Elaboração do próprio autor

Gráfico 5 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: Nível 1- sistema pglib_opf_case118_ieee



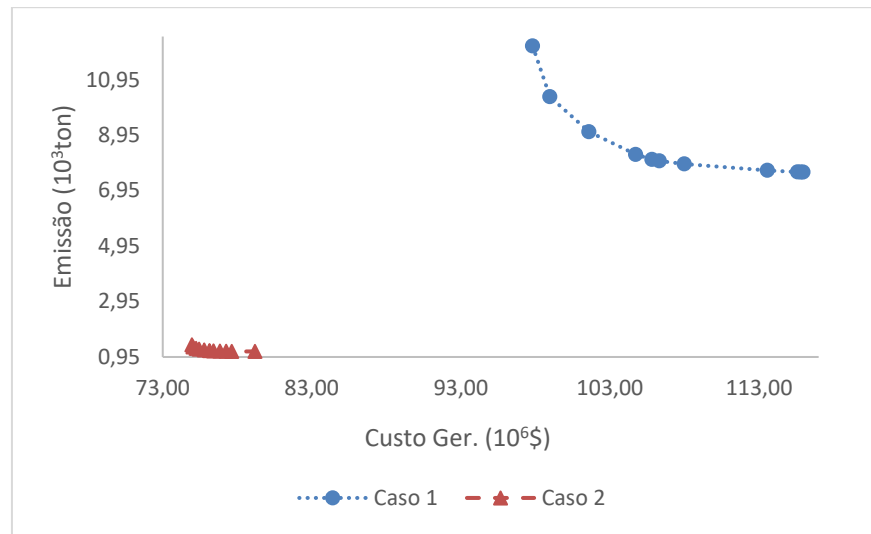
Fonte: Elaboração do próprio autor

Gráfico 6 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: Nível 2 - sistema pglib_opf_case118_ieee



Fonte: Elaboração do próprio autor

Gráfico 7 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: Nível 3 - sistema pglib_opf_case118_ieee



Fonte: Elaboração do próprio autor

5.2.1.1 Análise dos resultados

Nas tabelas 17, 18 e 19 e nos gráficos 5, 6, e 7, apresentam-se uma análise comparativa das soluções obtidas para os casos de estudos 1 e 2. Os resultados mostram os custos de geração, o nível de emissão de GEE, o tempo de processamento, e o número de FPO's que são resolvidos com a integralidade do modelo matemático relaxado, o número de FPO's resolvidos com as variáveis dos *taps* e bancos de capacitores/reactores fixas.

Comprando-se os resultados apresentados nessas tabelas e gráficos, verifica-se que para todas as 11 soluções encontradas pelo algoritmo, o Caso 2 obteve melhores resultados, tanto para minimização do custo de geração quanto para a redução da emissão de gases poluentes. Para os custos de geração, considerando o caso que há fontes de geração renováveis, a metodologia fornece soluções em que os custos são reduzidos em média 32,52%, devido o menor custo operacional das fontes de geração renováveis, além de reduzir, simultânea e significativamente, as emissões de gases poluentes em média 78,20%. Na Tabela 20, apresentam-se os percentuais de redução dos valores dos objetivos do Caso 2 em relação ao Caso 1.

Relacionado ao número de FPO's que foram resolvidos e tempos computacionais, no Caso 2, foram executados em média 1,70 e 7,02 vezes a mais de número de FPO's com o modelo relaxado e com o modelo proposto, respectivamente, considerando as variáveis

discretas dos *taps* e das chaves de compensadores *shunt* fixas, e o tempo de processamento foi em média 4,60 vezes maior do que o Caso 1.

Tabela 20 - Percentual de redução de custos e emissões entre Caso 1 e 2: sistema *pglib_opf_case118_ieee*

Peso	Nível 1		Nível 2		Nível 3	
	Custo Ger. (%)	Emissão (%)	Custo Ger. (%)	Emissão (%)	Custo Ger. (%)	Emissão (%)
1	27,35	78,26	26,85	86,18	23,37	88,56
0,9	28,07	75,01	27,26	85,64	24,18	87,28
0,8	28,87	73,74	29,50	83,46	25,94	86,11
0,7	32,37	69,61	32,55	80,93	27,97	85,08
0,6	35,22	66,72	33,93	80,08	28,39	85,10
0,5	36,95	65,27	34,64	79,79	28,39	85,26
0,4	38,19	64,47	35,17	79,63	29,25	85,18
0,3	39,13	64,04	36,11	79,45	32,35	84,87
0,2	39,05	64,03	40,38	78,80	33,17	84,84
0,1	45,46	62,98	40,87	78,76	32,96	84,88
0	34,35	62,78	33,37	78,77	31,71	84,89

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.2.2 SISTEMA *pglib_opf_case300_ieee*

O sistema *pglib_opf_case300_ieee* barras é testado para avaliar a metodologia proposta em um sistema com maior número de variáveis. Este sistema é composto por 300 barras, 69 unidades geradoras, 411 linhas de transmissão, 129 transformadores com *tap* variável e 14 barras com susceptância *shunt* variável. Os valores das magnitudes de tensão das barras devem estar na faixa de 0,94 a 1,06 p.u. Para este sistema, é considerado no Caso 2, que os tipos de fonte de geração instalados nas barras do sistema são de acordo com a Tabela 21,

Tabela 21 - Tipos de fontes nas barras do sistema pglib_opf_case300_ieee

Tipo	Capacidade instalada no sistema (%)	Barra <i>i</i>						
Térmica	46,38%	20	76	84	92	98	124	141
		147	149	171	190	198	220	221
		222	227	236	239	241	243	7003
		7011	7012	7039	7057	7061	7062	7130
		7139	7166	9051	9053	-	-	-
Hidrelétrica	44,92%	8	10	63	108	119	125	138
		143	152	153	156	170	176	177
		185	186	187	191	213	230	233
		238	7001	7002	7017	7023	7024	7049
		7055	7071	9002	-	-	-	-
Eólica	5,80%	91	146	242	7044	-	-	-
Fotovoltaica	2,90%	9054	9055	-	-	-	-	-

Fonte: Elaboração do próprio autor

Nas tabelas 22, 23 e 24 apresentam-se os custos de geração e o volume de emissão de GEE para os três níveis de carregamento dos casos 1 e 2, e nos gráficos 8, 9, e 10 apresentam-se, respectivamente, as curvas de soluções de Pareto para estes 03 casos que foram obtidas pela metodologia proposta.

Tabela 22 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 1 - sistema pglib_opf_case300_ieee

Peso	CASO 1					CASO 2				
	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX
1	362392,77	165,4648	29,50	16	51	351834,03	32,1768	69,69	21	330
0,9	337841,36	169,0454	88,98	21	66	352401,83	29,5732	18,78	5	90
0,8	381475,08	124,5142	5,20	6	21	366751,79	14,5998	32,88	8	135
0,7	456397,51	77,4042	4,61	5	18	378024,93	7,4936	16,95	5	90
0,6	505280,00	58,9706	6,50	5	18	384636,64	4,9666	27,50	5	90
0,5	551254,96	47,6022	12,98	6	21	388936,00	3,8882	77,16	10	165
0,4	588950,99	41,3952	30,09	9	30	392348,28	3,3226	21,08	5	90
0,3	628161,86	37,1480	30,67	8	27	395415,24	2,9906	100,70	17	270
0,2	665399,18	34,6446	20,17	5	18	398863,04	2,7600	63,88	14	225
0,1	712025,05	33,0936	20,02	5	18	405583,89	2,5396	49,19	16	255
0	789133,66	32,2314	26,42	5	18	469809,99	2,2848	21,48	12	195
	Total		275,16	91	306	-	-	499,28	118	1935

Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 23 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 2 - sistema pglib_opf_case300_ieee

Peso	CASO 1					CASO 2				
	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX
1	2204504,99	610,8365	6,81	6	21	1996921,61	140,7300	29,70	9	150
0,9	2213658,46	577,8495	9,53	12	39	2001300,02	120,9128	49,42	18	285
0,8	2252163,84	536,6148	4,80	6	21	2035631,41	86,5227	33,36	12	195
0,7	2525054,12	371,5235	21,16	28	87	2080622,55	58,2687	45,30	17	270
0,6	2728415,03	293,6978	7,59	9	30	2114905,02	45,2863	53,48	19	300
0,5	2885133,18	255,0067	11,48	14	45	2148958,72	36,7862	66,09	23	360
0,4	3037368,75	229,8027	8,47	10	33	2180843,36	31,4813	69,69	25	390
0,3	3156172,46	216,8191	7,28	8	27	2215350,09	27,7206	26,44	9	150
0,2	3267790,56	209,5327	8,63	10	33	2259531,37	24,7743	15,44	5	90
0,1	3492461,78	201,6766	4,52	5	18	2317700,53	22,7635	15,53	5	90
0	3641549,00	199,8559	4,58	5	18	2441700,92	21,3869	65,73	23	360
	Total		94,84	113	372	-	-	470,19	165	2640

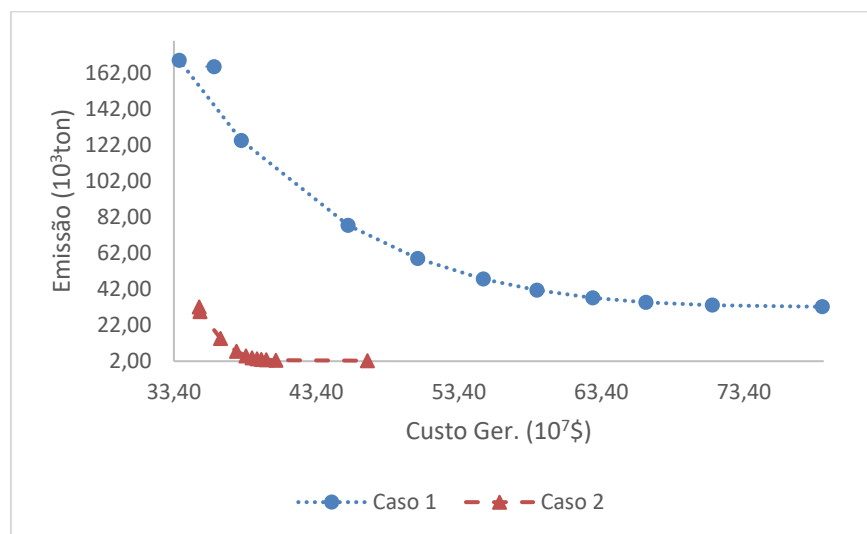
Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 24 - Custo de geração e Emissão de GEE para os Casos 1 e 2: Nível 3 - sistema pglib_opf_case300_ieee

Peso	CASO 1					CASO 2				
	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX	Custo Ger. [10 ³ \$]	Emissão [10 ³ ton]	Tempo [s]	FPO REL	FPO FIX
1	571945,96	114,9672	47,31	31	96	508062,76	31,5768	40,27	11	180
0,9	571390,26	111,0711	24,88	11	36	508194,14	29,4962	57,03	14	225
0,8	575478,85	105,9042	42,31	17	54	509535,67	27,9108	51,83	11	180
0,7	602518,28	90,3692	16,88	7	24	517678,39	23,1188	26,27	5	90
0,6	632684,32	78,9118	20,03	11	36	526697,13	19,7405	21,19	5	90
0,5	657560,96	72,7606	14,30	8	27	535182,36	17,6216	57,22	15	240
0,4	677368,14	69,4610	11,77	7	24	543051,76	16,3345	77,31	18	285
0,3	691005,38	67,9681	8,42	5	18	551277,63	15,4455	33,58	8	135
0,2	713565,05	66,5313	8,02	5	18	559608,55	14,8938	23,73	5	90
0,1	745194,55	65,3664	8,58	5	18	576185,26	14,2479	64,66	10	165
0	761276,10	65,1857	8,86	5	18	591195,48	14,0822	27,42	5	90
	Total		211,34	112	369	-	-	480,50	107	1770

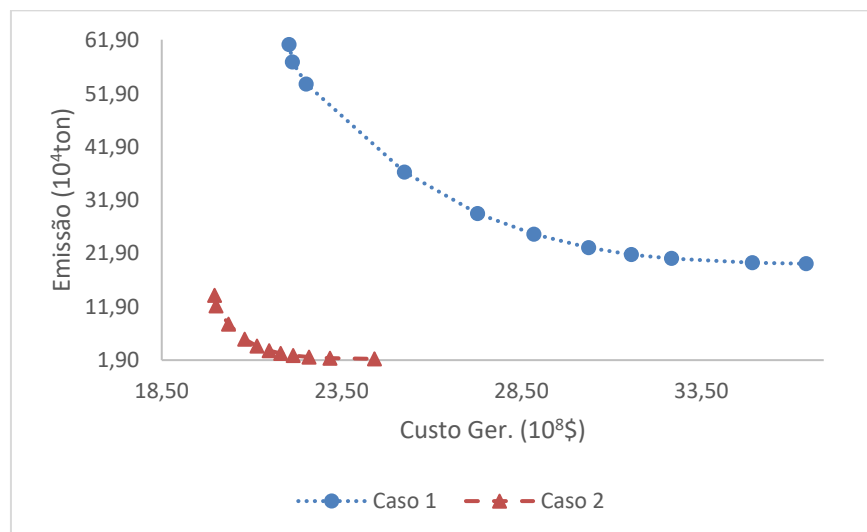
Fonte: Elaboração do próprio autor

Gráfico 8 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: Nível 1 - sistema pglib_opf_case300_ieee



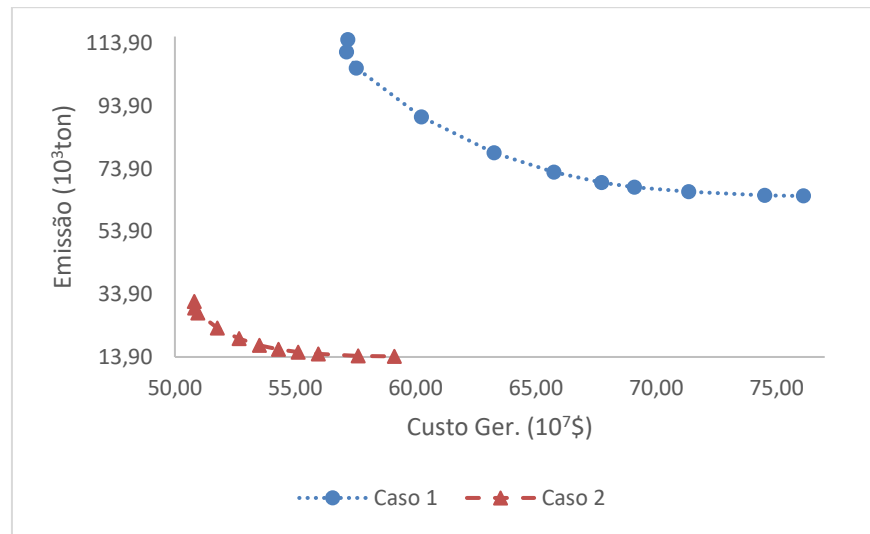
Fonte: Elaboração do próprio autor

Gráfico 9 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: Nível 2 - sistema pglib_opf_case300_ieee



Fonte: Elaboração do próprio autor

Gráfico 10 - Fronteiras de Pareto para os Casos 1 e 2: Nível 3 - sistema pglib_opf_case300_ieee



Fonte: Elaboração do próprio autor

5.2.2.1 Análise dos resultados

Nas tabelas 22, 23 e 24 e nos gráficos 8, 9 e 10, apresenta-se uma análise comparativa das soluções obtidas para os casos de estudos 1 e 2. Os resultados mostram os custos de geração, nível de emissão de GEE, tempo de processamento e o número de FPO's que foram executados.

Comprando-se os resultados apresentados nessas tabelas e gráficos, verifica-se que para todas as 11 soluções encontradas pelo algoritmo, o Caso 2 obteve melhores resultados, tanto para minimização do custo de geração quanto para a redução da emissão de gases poluentes. Para os custos de geração, considerando o caso que há fontes de geração renováveis, o AM forneceu soluções em que se reduz em média o custo de geração em 21,40%, além disso, as emissões de gases poluentes, foram simultânea e significativamente reduzidas em média 83,43%. Na Tabela 25, apresentam-se os percentuais de redução dos valores dos objetivos do Caso 2 em relação ao Caso 1, o destaque que é dado nesta tabela, indica a única situação onde o Caso 1 obteve resultado melhor que o Caso 2, este resultado está associado ao peso $\omega_i = 0,9$ do Caso 1 para o Nível 1 de carregamento e é uma solução dominada pelas soluções obtidas com as outras ponderações, este aspecto está ilustrado no Gráfico 8.

Em relação ao número de FPO's que foram resolvidos e tempos computacionais, no Caso 2 foram executados em média 1,23 e 6,06 vezes a mais, respectivamente, do que o

número de FPO's com o modelo relaxado e com o modelo considerando as variáveis discretas fixas, e o tempo de processamento foi em média 2,49 vezes maior.

Tabela 25 - Percentual de redução entre Caso 1 e 2: sistema pglib_opf_case300_ieee

Peso	Nível 1		Nível 2		Nível 3	
	Custo Ger. (%)	Emissão (%)	Custo Ger. (%)	Emissão (%)	Custo Ger. (%)	Emissão (%)
1	2,91	80,55	9,42	76,96	11,17	72,53
0,9	-4,31	82,51	9,59	79,08	11,06	73,44
0,8	3,86	88,27	9,61	83,88	11,46	73,65
0,7	17,17	90,32	17,60	84,32	14,08	74,42
0,6	23,88	91,58	22,49	84,58	16,75	74,98
0,5	29,45	91,83	25,52	85,57	18,61	75,78
0,4	33,38	91,97	28,20	86,30	19,83	76,48
0,3	37,05	91,95	29,81	87,21	20,22	77,28
0,2	40,06	92,03	30,85	88,18	21,58	77,61
0,1	43,04	92,33	33,64	88,71	22,68	78,20
0	40,47	92,91	32,95	89,30	22,34	78,40

Fonte: Elaboração do próprio autor

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo desenvolver uma ferramenta computacional baseada em metodologias de otimização matheurística para resolução do problema de FPO para sistemas de grande porte, considerando uma modelagem de programação não linear inteira mista PNLIM. Considera-se na formulação para o problema o despacho ótimo de potências ativa e reativa dos geradores, instalação de fontes de geração renováveis com tecnologias fotovoltaica e eólica, controle automático da posição dos *taps* dos transformadores e da compensação de reativos nas barras do sistema, e os limites operacionais dos equipamentos da rede. As incertezas no comportamento da demanda e das fontes de geração renováveis também são incorporadas neste modelo, que é de natureza probabilística. A modelagem das incertezas é realizada através do método de estimação por pontos onde se considera o comportamento probabilístico da demanda, velocidade do vento e irradiação solar, para determinar de forma mais realista as condições de operação da rede.

Para alcançar estes objetivos foi desenvolvida uma metodologia inédita que utiliza uma técnica de otimização matheurística especializada baseada na junção do modelo matemático clássico de FPO com a filosofia da meta-heurística VND.

O algoritmo baseado na meta-heurística VND possibilita a resolução do problema de FPO considerando-o como um modelo de PNLIM multiobjetivo, não convexo e probabilístico na sua forma original sem a necessidade de realizar qualquer tipo de simplificação ou linearização tanto das funções objetivo como das restrições. Apesar de técnicas de otimização meta-heurísticas, não poderem garantir a solução ótima global do problema, essa técnica proposta pode encontrar soluções de boa qualidade com custos computacionais consideravelmente menores em comparação à solução direta do problema com um *solver* de otimização para solução de problemas de PNLIM.

Comparando os resultados fornecidos pelo *solver* KNITRO e pelo algoritmo proposto para os problemas mono e multiobjetivo da subseção 5.1, verifica-se que a metodologia é eficiente para obter soluções de qualidade próximas e/ou melhores que o *solver*, em tempos computacionais significativamente menores. Para os casos de estudos 1 e 2 da subseção 5.2, pode-se concluir que as fontes de geração renováveis como as tecnologias fotovoltaica e eólica, nos testes realizados, fornecem um estado de operação onde o custo de geração de

energia e as emissões de gases poluentes são minimizados, além de aproveitar de forma mais eficiente os recursos naturais disponíveis.

Os resultados obtidos para os sistemas testados neste trabalho permitem concluir que o algoritmo proposto se mostrou eficiente e apresenta um desempenho satisfatório em termos de tempo computacional, escalabilidade e robustez para a solução do problema de FPO com variáveis discretas, estocástico e multiobjetivo e, fornecendo o conjunto de soluções de Pareto. As soluções encontradas são de boa qualidade e obtidas com tempo computacional esperado para solução de problemas de planejamento da operação de SEP. Os resultados encontrados evidenciam que o enfoque multiobjetivo é o mais adequado para tratar este problema, porque as emissões de GEE podem ser controladas mediante o redespacho dos parques geradores, interferindo diretamente nos custos de geração do sistema.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Como futuras contribuições propõem-se considerar as seguintes abordagens e técnicas de solução para o problema de FPO:

- Otimizar simultaneamente o custo de geração de potência ativa, as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão e a emissão de GEE;
- Utilizar uma metodologia para resolver o problema de otimização multiobjetivo (ϵ -restrito, método de otimização com hierarquia, método do critério global ou a programação de metas) equivalente ao método da soma ponderada para gerar a curva de soluções de Pareto, afim de comparar os resultados fornecidos.
- Usar dados estatísticos reais de radiação solar e velocidade do vento como parâmetros para resolver o problema de fluxo de potência probabilístico;
- Implementar uma matheurística baseada em VNS através das suas variantes GVND, BVNS etc.
- Trabalhar na elaboração do algoritmo e na sua implementação computacional para simular sistemas com número maior de barras e/ou reais.

REFERÊNCIAS

- ABIDO, M. A. A new multiobjective evolutionary algorithm for environmental/economic power dispatch. Paper 0-7803-7173-9/01, IEEE, p. 1263-1268, 2001.
- ABIDO, M. A. Environmental/economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 18, n. 4, p. 1529-1537, 2003.
- ABIDO, M. A. Multiobjective particle swarm optimization for environmental/economic dispatch problem. *Electric Power Systems Research*, Amsterdam, v. 79, n. 7, p. 1105-1113, 2009.
- ABIDO, M. A.; AL-ALI, N. A. Multi-objective differential evolution for optimal power flow. In: POWER ENGINEERING, ENERGY AND ELECTRICAL DRIVES, 2009. POWERENG'09. INTERNATIONAL CONFERENCE ON, 2009, Lisbon. *Proceedings [...]* Lisbon: IEEE, 2009. p. 101-106.
- ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. *IET Renewable Power Generation*, Stevenage, v. 10, n. 7, p. 873-884, ago. 2016.
- ALLAN, R. N.; LEITE DA SILVA, A. M. Probabilistic load flow using multilinearisations, *IEE Proc. C: Generation, Transmission, Distribution*, New York, v. 128, n. 5, p. 280-287, 1981.
- ALLAN, R. N.; LEITE DA SILVA, A. M.; BURCHETT, R. C. Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions. *IEEE Trans. Power App. Syst.*, [s. l.], v. PAS-100, n. 5, p. 2539-2546, 1981.
- ALVES, J. M. T. *Fluxo de potência ótimo com restrições de segurança aplicado à operação em tempo real utilizando processamento distribuído*. 2005. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- AMORIM, E. A.; HASHIMOTO, S. H. M.; LIMA, F. G. M.; MANTOVANI, J. R. S. Multi objective evolutionary algorithm applied to the optimal power flow problem. *IEEE Latin America Transactions*, Piscataway, v. 8, n. 3, p. 236-244, 2010.
- ARAÚJO, Elayne Xavier Souza. *Fluxo de potência ótimo em sistemas elétricos de potência Através de um algoritmo genético multiobjetivo*. 2018. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira.
- BABAEINEJADSAROOKOLAEI, S.; BIRCHFIELD, A.; CHRISTIE, R. D.; COFFRIN, C.; DEMARCO, C.; DIAO, R.; FERRIS, M.; FLISCOUNAKIS, S.; GREENE, S.; HUANG, R.; JOSZ, C.; KORAB, R.; LESIEUTRE, B.; MAEGHT, J.; MOLZAHN, D. K.; OVERBYE, T. J.; PANCIATICI, P.; PARK, B.; SNODGRASS, J.; ZIMMERMAN, R. The power grid library for benchmarking AC optimal powerflow algorithms. [math.OC], p. 1-17, 2019. [Online]. Disponível em: <http://arxiv.org/abs/1908.02788>.
- BAKIRTZIS, G.; BISKAS, P. N.; ZOUMAS, C. E. and PETRIDIS, V., (2002). Optimal

power flow by enhanced genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 17, n. 2, p.229-236.

BAZARAA, M. S.; SHERALI, H. D.; SHETTY, C. M. *Nonlinear programming: theory and algorithms*. New York: John Wiley and Sons, 1993.

BORKOWSKA, B. Probabilistic load flow. *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Piscataway, v. PAS-93, p. 752–755, 1974.

BRANKE, J.; DEB, K.; MIETTINEN, K.; SLOWINSKI, R. (ed) *Multiobjective Optimization: Interactive and Evolutionary Approaches*. Berlin: Springer-Verlag, 2008.

CARPENTIER, J. Contribution to the economic dispatch problem. *Bulletin de la Societe Francoise des Electriciens*, Paris, v. 3, n. 8, p. 431-447, 1962.

CHEN P.; CHEN Z.; BAK-JENSEN B. Probabilistic load flow: a review. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES, 2008, [s. l.]. *Proceedings [...]* [S. l.: s. n.], 2008. p. 1586–91.

CHUN-LIEN, S. Probabilistic load-flow computation using point estimate method. *IEEE Trans. Power Syst.*, Piscataway, v. 20, n. 4, p. 1843–1851, 2005.

COELLO, C. C.; LAMONT, G. B.; VELDHUIZEN, D. A. V. *Evolutionary algorithms for solving multi-objective problems volume 5*. London: Springer, 2007.

DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, Piscataway, v. 6, n. 2, p. 182-197, 2002.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W.F. Optimal power flow solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Piscataway, v. 10, p. 1866-1876, 1968.

EDGEWORTH, F. Y. *Mathematical Psychics*. London: P. Keagan, 1881.

EL-KEIB, A. A.; MA, H.; HART, J. L. Economic dispatch in view of the clean air act of 1990. *IEEE Trans Power Syst*, Piscataway, v. 9, n. 2, p. 972–978, 1994.

FONSECA, C. M.; FLEMING, P. J. *Multiobjective genetic algorithms*, IEE Colloquium on Genetic Algorithms for Control Systems Engineering. London, 1993.

GODOY, S. G. M. Projetos de redução de emissões de gases de efeito estufa: desempenho e custos de transação. *R.Adm.*, São Paulo, v. 48, n. 2, p. 310-326, 2013.

GOLDBERG, D. E. *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Boston: Addison-Wesley Longman, 1989.

GRANVILLE, S., Optimal reactive dispatch through interior point methods. *IEEE Trans. Power Syst.*, Piscataway, v. 9, n. 1, p. 136–146, 1994.

HANSEN, P.; MLADENOVIC, N. Developments of variable neighborhood search. In: *Essays and Surveys in Metaheuristics*. RIBEIRO, C.; HANSEN, P. (ed) Dordrecht: Kluwer,

2001. p. 415-40.

HANSEN, P.; MLADENOVIC, N. Chapter 6 - variable neighborhood search. In: HANDBOOK of metaheuristics. Boston: Springer, 2003. p. 145–184.

HANSEN, P.; MLADENOVIC, N.; TODOSIJEVIC, R.; HANAFI, S. *Variable neighborhood search: basics and variants*. [S. l.]: The Association of European Operational Research Societies, 2016.

HOLLAND, J. H. Concerning efficient adaptive systems. In: YOVITS, M.C., JACOBI, G.T., Goldstein, G. D. (ed.) *Self-Organizing Systems*. Washington: Spartan Books, 1962a. p. 215–230.

HOLLAND, J. H. Outline for a logical theory of adaptive systems. *J. Assoc. Comput. Mach.* [s. l.], v. 9, p. 297–314, 1962b.

HONG, H. P. An efficient point estimate method for probabilistic analysis. *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, [s. l.], v. 59, p. 261–267, 1998.

HORN, J.; NAFPLIOTIS, N.; GOLDBERG, D.E. A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective optimization. In: IEEE CONFERENCE ON EVOLUTIONARY COMPUTATION. IEEE WORLD CONGRESS ON COMPUTATIONAL INTELLIGENCE, Orlando, 1994. *Proceedings* [...] [S. l.: s. n.], 1994. p. 27-29.

IBA, K. Reactive power by genetic algorithm. *IEEE Trans. Power Syst.*, Piscataway, v. 9, n. 2, p. 685-692, 1994.

JABR, R. A. Optimal power flow using an extended conic quadratic formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 23, n. 3, p. 1000-1008, 2008.

KIRKPATRICK S.; TOULOUSE G. Configuration space analysis of traveling salesman problems. *J Phys*, [s. l.], v. 46, p. 1277–1292, 1985.

LAI, L. L.; MA, J. T.; YOKOYAMA, R.; ZHAO, M. Improved genetic algorithms for optimal power flow under both normal and contingent operation states. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Piscataway, v. 19, n. 5, p. 287-292, 1997.

LEITE DA SILVA, A. M.; ALLAN, R. N.; ARIENTI, V. L. Probabilistic load flow considering network outages. *IEE Proc. C: Generation, Transmission, Distribution*, New York, v. 132, n. 3, p. 139–145, 1985.

LEITE DA SILVA, A. M.; ARIENTI, V. L. Probabilistic load flow by a multilinear simulation algorithm. *IEE Proc. C: Generation, Transmission, Distribution*, New York, v. 137, n. 4, p. 276–282, 1990.

LEITE DA SILVA, A. M.; ARIENTI, V. L.; ALLAN, R. N. Probabilistic load flow considering dependence between input nodal powers. *IEEE Trans. Power App. Syst. PAS*, Piscataway, v. 103, n. 6, p. 1524–1530, 1984.

LOW, S. H. Convex relaxation of optimal power flow: Part I: Formulations and equivalence. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, Piscataway, v. 1, n. 1, p. 15–27, mar. 2014. a.

- LOW, S. H. Convex relaxation of optimal power flow: Part II: Exactness. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, Piscataway, v. 1, n. 2, p. 177–189, 2014b.
- LU, H.; YEN, G.G. Rank-density-based multiobjective genetic algorithm and benchmark test function study. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, Piscataway, v. 7, n. 4, p. 325–343, 2003.
- MELIOPOULIS, A. P. S.; COKKINIDES, G. J.; CHAO, X. Y. A new probabilistic power flow analysis method. *IEEE Trans. Power Syst.*, [s. l.], v. 5, p. 182–190, 1990.
- MICHALEWICZ, Z. *Genetic algorithms + data structures = evolution programs*. 3 ed. Berlin: Springer, 1996.
- MIKILITA, M. A. S. *Um modelo de fluxo de potência ótimo para minimização do corte de carga*. 2005. 93 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2005.
- MILLER, A. C.; RICE, T. R. Discrete approximations of probability distributions. *Manage. Sci.*, [s. l.], v. 29, n. 3, p. 352–362, 1983.
- MIRANDA, V.; MATOS, M. A. C. C.; SARAIVA, J. T. Fuzzy load flow - new algorithms incorporating uncertain generation and load representation. In: POWER SYSTEMS COMPUTATIONS CONFERENCE, 10th, Austria. *Proceedings [...]* [S. l.: s. n.], 1990. p. 621–627.
- MLADENOVIC, N.; HANSEN, P. Variable neighborhood search. *Computers & Operations Research*, New York, v. 24, n. 11, p. 1097–1100, 1997.
- MOLZAHN, D. K.; HISKENS, I. A. Moment-based relaxation of the optimal power flow problem. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE (PSCC), 2014, Wrocław. *Proceedings [...]* Wrocław: IEEE, 2014. p. 1-7.
- MONTICELLI, A. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- MORALES, J. M.; PÉREZ-RUIZ, J. Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow. *IEEE Trans. Power Syst.*, Piscataway, v. 22, n. 4, p. 1594–1600, 2007.
- MURATA, T.; ISHIBUCHI, H. MOGA: multi-objective genetic algorithms. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON EVOLUTIONARY COMPUTATION, 1995, Perth. *Proceedings [...]* New York: IEEE, 759-764. 1995.
- ORTIZ, J. M. H. *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*. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2019.
- PAREJA, L. A. G. *Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas* 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2009.

PARETO, V. Cours D'Economie Politique, volume I e II. F. Rouge, Lausanne, 1896.

PEREIRA, B. R.; COSTA, G. R. M.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal distributed generation and reactive power allocation in electrical distribution systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Piscataway, v. 7, n. 3, p. 975–984, 2016.

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

ROSEHART, W. D.; CAÑIZARES, C. A.; QUINTANA, V. H. Multiobjective optimal power flow to evaluate voltage security costs in power networks. *IEEE Trans. Power Syst.*, Piscataway, v. 18, NO. 2, p. 578-587, 2003.

RUEDA, S. M. V.; ALMEIDA, K. C. Optimal power flow solutions under variable load conditions: reactive power cost modeling. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY INT. CONF. ON POWER INDUSTRY COMPUTER APPLICATIONS, 22nd, 2001. *Proceedings* [S. l.]: Innovative Computing for Power – Electric Energy Meets the Market, 2011. p. 300–305.

SCHAFFER, J.D. Multiple Objective Optimization with Vector Evaluated Genetic Algorithms. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON GENETIC ALGORITHMS, 1., Pittsburgh, 1985. *Proceedings* [...] [S. l.: s. n.], 1985. p. 92-101.

SCHIOCHET, A. F. *Fluxo de potência ótimo multi-objetivo: abordagem utilizando uma estratégia de parametrização*. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

SIVASUBRAMANI, S.; SWARUP, K. S. Environmental/economic dispatch using multi-objective harmony search algorithm. *Electric Power Systems Research*, Amsterdam, v. 81, n. 9, p. 1778-1785, 2011.

SOLER, E. M. *Resolução do problema de fluxo de potência ótimo com variáveis de controle discretas*. 2011. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

SRINIVAS, N.; DEB, K. Multiobjective Optimization Using Nondominated Sorting in Genetic Algorithms. *Journal of Evolutionary Computation*, [s. l.], v. 2, n. 3, p. 221-248, 1994.

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

TANGPATIPHAN, K.; YOKOYAMA, A. Optimal power flow with steady-state voltage stability consideration using improved evolutionary programming. In: POWERTECH, 2009 IEEE BUCHAREST, 2009, Bucharest. *Proceedings* [...] Bucharest: IEEE, 2009. p. 1-7.

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.

VICENTE, W. B.; CAIRE, R.; HADJSAID, N. Probabilistic load flow for voltage assessment in radial systems with wind power. *International Journal of Electrical Power & Energy*

Systems, Oxford, v. 41, n. 1, p. 27–33, 2012.

WALTZ, R. A. Artelys Knitro User's Manual. Technical report, Ziena Optimization, Inc., Evanston, IL, USA, Fevereiro, 2020.

WANG, Z.; ALVARADO, F. L. Interval arithmetic in power flow analysis. *IEEE Trans. Power Syst.*, Piscataway, v. 7, p. 1341–1349, 1992.

WU, L. H.; WANG, Y. N.; YUANA, X. F.; ZHOU, S. W. Environmental/economic power dispatch problem using multi-objective differential evolution algorithm. *Electric Power Systems Research*, Amsterdam, v. 80, n. 9, p. 1171–1181, 2010.

YUMBLA, P. E. O.; RAMIREZ, J. M.; COELLO, C. A. C. Optimal power flow subject to security constraints solved with a particle swarm optimizer. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 23, n. 1, p. 33–40, 2008.

ZHANG, P.; LEE, S. T. Probabilistic load flow computation using the method of combined cumulants and gram-charlier expansion. *IEEE Trans. Power Syst.*, Piscataway, v. 19, p. 676–682, 2004.

ZHANG, F. X.; WAI, O. W. H.; JIANG, Y. W. Prediction of sediment transportation in deep bay (Hong Kong) using genetic algorithm. *J Hydrodyn*, [s. l.], v. 22, n. 5, p. 599–604, 2010.

ZHANG, Q.; LI, H. MOEA/D: a multiobjective evolutionary algorithm based on decomposition. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, New York, v. 11, p. 712–731, 2007.

ZIMMERMAN, R. D.; SANCHEZ, C. M.; THOMAS, R. J. MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 26, n. 1, p. 12–19, 2011.

APÊNDICES

A seguir encontram-se os dados que foram utilizados para adaptar os sistemas `pglib_opf_case118_ieee` e `pglib_opf_case300_ieee`. As informações são referentes aos valores dos limites de geração de potências ativa e/ou reativa para as fontes renováveis (eólica e fotovoltaica), dos coeficientes de custos das fontes de geração hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas e, dos coeficientes de emissão das fontes de geração térmica. Ressalta-se que os coeficientes de custos para as fontes térmicas e os limites de geração de potências ativa e reativa das fontes térmicas e hidráulicas são os mesmos dos sistemas testes (BABAEINEJADSAROOKOLAE *et al.*, 2019).

Os limites de geração de potências ativa e reativa das fontes renováveis para ambos os sistemas e para todas as barras, seguem os limites da Tabela 26.

Tabela 26 – Limites de geração das fontes renováveis

	P_g^{min}	P_g^{max}	Q_g^{min}	Q_g^{max}
	(MW)	(MW)	(MVar)	(MVar)
fotovoltaica	0,00	40,00	-	-
eólica	0,00	40,00	-8,00	15,00

Fonte: Elaboração do próprio autor

APÊNDICE A. Sistema pglib_opf_case118_ieee

Tabela 27 - Coeficientes de custo das fontes hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas - Sistema pglib_opf_case118_ieee

Geração	Barra i	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)
Hidráulica	8	0	22	33
	12	0	22	33
	18	0	22	33
	24	0	13	24
	25	0	22	33
	26	0	13	24
	27	0	22	33
	36	0	22	33
	42	0	13	24
	49	0	22	33
	55	0	13	24
	59	0	22	33
	62	0	22	33
	66	0	13	24
	69	0	13	24
	70	0	13	24
	76	0	13	24
	80	0	22	33
	92	0	22	33
	99	0	22	33
	100	0	22	33
	104	0	13	24
	105	0	22	33
	110	0	22	33
eólica	46	0	0	12
	54	0	0	24
	111	0	0	12
fotovoltaica	31	0	0	10
	87	0	0	20
Termoelétrica não poluente	31	0	25	0
	46	0	25	0
	54	0	25	0
	87	0	32	0
	111	0	32	0

Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 28 - Coeficientes de emissão das fontes Térmicas- Sistema pglib_opf_case118_ieee

Barra i	α (ton/h)	β (ton/h*MW)	γ (ton/h*MW ²)	ξ (ton/h)	λ (1/MW)
1	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
4	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
6	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
10	2,54300	-6,04700	5,63800	0,00050	3,33300
15	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
19	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
32	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
34	5,42600	-3,55000	3,38000	0,00200	2,00000
40	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
56	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
61	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
65	5,42600	-3,55000	3,38000	0,00200	2,00000
72	5,42600	-3,55000	3,38000	0,00200	2,00000
73	2,54300	-6,04700	5,63800	0,00050	3,33300
74	5,42600	-3,55000	3,38000	0,00200	2,00000
77	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
85	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
89	2,54300	-6,04700	5,63800	0,00050	3,33300
90	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
91	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
103	2,54300	-6,04700	5,63800	0,00050	3,33300
107	2,54300	-6,04700	5,63800	0,00050	3,33300
112	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
113	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
116	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000

Fonte: Elaboração do próprio autor baseado em (ABIDO, 2003)

APÊNDICE B. Sistema pglib_opf_case300_ieee

Tabela 29 - Coeficientes de custo das fontes hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas - Sistema pglib_opf_case300_ieee

Geração	Barra <i>i</i>	<i>a</i> (\$/h*MW ²)	<i>b</i> (\$/h*MW)	<i>c</i> (\$/h)
Hidráulica	8	0	13	24
	10	0	22	33
	63	0	13	24
	108	0	22	33
	119	0	13	24
	125	0	22	33
	138	0	22	33
	143	0	13	24
	152	0	13	24
	153	0	13	24
	156	0	22	33
	170	0	22	33
	176	0	22	33
	177	0	13	24
	185	0	13	24
	186	0	22	33
	187	0	22	33
	191	0	13	24
	213	0	13	24
	230	0	22	33
	233	0	13	24
	238	0	22	33
	7001	0	22	33
	7002	0	13	24
	7017	0	13	24
	7023	0	13	24
	7024	0	22	33
	7049	0	22	33
	7055	0	13	24
	7071	0	22	33
	9002	0	13	24
eólica	91	0	0	12
	146	0	0	24
	242	0	0	24
	7044	0	0	12
fotovoltaica	9054	0	0	20
	9055	0	0	20
Termoelétrica não poluente	91	0	40	0
	146	0	25	0
	242	0	110	0

7044	0	32	0
9054	0	32	0
9055	0	90	0

Fonte: Baseado em (ARAUJO, 2018)

Tabela 30 - Coeficientes de emissão das fontes Térmicas- Sistema pglib_opf_case300_ieee

Barra i	α (ton/h)	β (ton/h*MW)	γ (ton/h*MW ²)	ξ (ton/h)	λ (1/MW)
20	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
76	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
84	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
92	2,54300	-6,04700	5,63800	0,00050	3,33300
98	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
124	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
141	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
147	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
149	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
171	5,42600	-3,55000	3,38000	0,00200	2,00000
190	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
198	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
220	2,54300	-6,04700	5,63800	0,00050	3,33300
221	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
222	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
227	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
236	5,42600	-3,55000	3,38000	0,00200	2,00000
239	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
241	5,42600	-3,55000	3,38000	0,00200	2,00000
243	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
7003	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
7011	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
7012	2,54300	-6,04700	5,63800	0,00050	3,33300
7039	4,25800	-5,09400	4,58600	0,00000	8,00000
7057	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
7061	4,09100	-5,55400	6,49000	0,00020	2,85700
7062	5,42600	-3,55000	3,38000	0,00200	2,00000
7130	5,42600	-3,55000	3,38000	0,00200	2,00000
7139	5,42600	-3,55000	3,38000	0,00200	2,00000
7166	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
9051	6,13100	-5,55500	5,15100	0,00001	6,66700
9053	5,42600	-3,55000	3,38000	0,00200	2,00000

Fonte: Elaboração do próprio autor baseado em (ABIDO, 2003)