

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ELAYNNE XAVIER SOUZA ARAUJO

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE UM ALGORITMO GENÉTICO MULTI OBJETIVO

Ilha Solteira

2018

ELAYNNE XAVIER SOUZA ARAUJO

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE UM ALGORITMO GENÉTICO MULTIOBJETIVO

Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani

Orientador

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia – UNESP – Câmpus de Ilha Solteira, para obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Ilha Solteira

2018

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

Araujo, Elayne Xavier Souza.
A663f Fluxo de potência ótimo em sistemas elétricos de potência através de um algoritmo genético multiobjetivo / Elayne Xavier Souza Araujo. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2018
163 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2018

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
Inclui bibliografia

1. Fluxo de potência ótimo. 2. Otimização multiobjetivo. 3. NSGA-II. 4. Meta-Heurística.

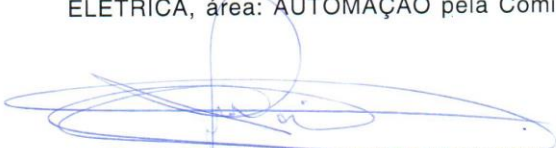
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: Fluxo de potência ótimo em sistemas elétricos de potência através de algoritmo genético multiobjetivo

AUTORA: ELAYNNE XAVIER SOUZA ARAÚJO

ORIENTADOR: JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de Doutora em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Profa. Dra. ANNA DIVA PLASENCIA LOTUFO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. BENWINDO RODRIGUES PEREIRA JÚNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos-USP


Profa. Dra. ELIZETE DE ANDRADE AMORIM
Centro de Engenharia e Ciências Exatas CECE / Universidade Estadual do Oeste do Paraná

Ilha Solteira, 23 de fevereiro de 2018

À minha mãe (in memoriam),
que se faz presente em todos os dias da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pois sem Ele nada seria possível. Aos meus pais João Xavier de Araujo Filho e Marilene Souza de Araujo (in memoriam) pelos conselhos e ensinamentos dispensados. Ao meu amado esposo Wesley Ramos de Souza pelo amor e companheirismo. Aos meus irmãos pelo apoio e incentivo. Aos demais familiares pelo incentivo. Aos meus amigos, e em especial Francielly Custódio Neves.

Ao Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani, pela paciência, pelo incentivo, pela amizade, pela ajuda e principalmente pela contribuição direta na realização deste trabalho. Ao Marcel Chuma Cerbantes, pela ajuda, apoio e incentivo. Aos demais colegas do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE) pelo apoio.

Aos demais professores e técnicos do Departamento de Engenharia Elétrica que sempre estiveram à disposição dos alunos da pós-graduação.

Ao CNPq, pelo aporte financeiro e ao Departamento de Matemática/ICET/UFMT pelo apoio.

RESUMO

Neste trabalho é proposto o desenvolvimento de uma ferramenta computacional 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 através de uma abordagem probabilística. O modelo matemático é um problema de programação não linear inteiro misto, 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. Um algoritmo baseado na meta-heurística *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA-II) é proposto para resolver o problema de maneira eficaz. Os resultados obtidos com as simulações realizadas usando a implementação computacional nos sistemas de testes IEEE30 barras e IEEE118 barras mostram a eficiência e robustez da metodologia proposta.

Palavras-chave – Fluxo de potência ótimo. Otimização multiobjetivo. NSGA-II. Meta-heurística.

ABSTRACT

This work proposes the development of a computational tool for the planning and optimal dispatch of active power sources, considering the uncertainties of the loads (light, nominal and heavy) and non-dispatchable renewable energy sources through a probabilistic approach. The mathematical model is a multi-objective mixed-integer nonlinear programming problem, that is nonconvex and probabilistic in its original form, without the need to perform any kind of simplification or linearization of both objective functions and constraints. An algorithm based on the Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II) meta-heuristic is proposed to solve the problem effectively. The results obtained with the simulations performed using the computational implementation in the IEEE30 bus and IEEE118 bus test systems show the efficiency and robustness of the proposed methodology.

Keywords – Optimal power flow. Multiobjective optimization. NSGA-II. Metaheuristic.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva de Capabilidade.....	44
Figura 2 - Região de operação das unidades de GD.....	45
Figura 3 - Curva de potência das turbinas eólicas	45
Figura 4- Curva de potência dos painéis PVP	46
Figura 5 - Método de estimação de pontos de Hong	47
Figura 6 - Fluxograma do algoritmo de fluxo de potência probabilístico	51
Figura 7 - Ilustração das Definições de Conceito de Dominância.....	54
Figura 8 - Processo de formação da população P_{t+1} do NSGA-II.....	55
Figura 9 - Ilustração do cálculo da distância de multidão	56
Figura 10 - Fluxograma do NSGA-II	58
Figura 11 - Estrutura do cromossomo da população	59
Figura 12 - Classificação da população em fronteiras de Pareto	60
Figura 13 - Fronteiras de Pareto para diferentes parâmetros de controle: Minimização de perdas vs. custo de geração	65
Figura 14 - Fronteiras de Pareto para diferentes dos parâmetros de controle: Minimização de emissões vs. custo de geração	66
Figura 15 - Fronteiras de Pareto obtidas com diferentes parâmetros de controle: Emissão gases vs. minimização de perdas	66
Figura 16 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas - Perdas Vs. Custo de Geração	69
Figura 17 - Potência ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas - Solução A - Custo vs Perdas - Caso 1.....	71
Figura 18 - Potência ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas - Solução B - Custo vs Perdas - Caso 1.....	72
Figura 19 - Potência ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas - Solução C - Custo vs Perdas - Caso 1.....	73
Figura 20 - Posição dos taps de transformadores para as soluções A, B e C – Custo vs Perdas - Caso 1.....	74

Figura 21 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Soluções A – Caso 2.....	76
Figura 22 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Soluções B – Caso 2	77
Figura 23 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Soluções C – Caso 2	78
Figura 24 - Posição dos taps de transformadores para as soluções A, B e C – Custo vs Perdas - Caso 2.....	79
Figura 25 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Soluções A – Caso 3.....	81
Figura 26 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Soluções B – Caso 3	82
Figura 27 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Soluções C – Caso 3	83
Figura 28 - Posição dos taps de transformadores para as soluções A, B e C – Caso 3.....	84
Figura 29 - Posição dos taps de transformadores para as soluções A, B e C – Caso 4.....	85
Figura 30 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução A – Caso 4	86
Figura 31 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução B – Caso 4	87
Figura 32 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução C – Caso 4	88
Figura 33 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas - Emissão Vs. Custo de Geração	90
Figura 34 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução A – Custo vs Emissão - Caso 1.....	92
Figura 35 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução B – Custo vs Emissão - Caso 1.....	93
Figura 36 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução C – Custo vs Emissão - Caso 1.....	94
Figura 37 - Posição dos taps de transformadores para as soluções A, B e C – Custo vs Emissão - Caso 1	95

Figura 38 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução A – Custo vs Emissão - Caso 2	97
Figura 39 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução B – Custo vs Emissão - Caso 2	98
Figura 40 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução C – Custo vs Emissão - Caso 2	99
Figura 41 - Posição dos taps de transformadores para as soluções A, B e C – Custo vs Emissão - Caso 2	100
Figura 42 - Posição dos taps de transformadores para as soluções A, B e C – Custo vs Emissão - Caso 3	101
Figura 43 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução A– Custo vs Emissão - Caso3	102
Figura 44 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução B – Custo vs Emissão - Caso3	103
Figura 45 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução C – Custo vs Emissão - Caso3	104
Figura 46 - Posição dos taps de transformadores para as soluções A, B e C – Custo vs Emissão - Caso 4	106
Figura 47 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução A – Custo vs Emissão - Caso 4.....	107
Figura 48 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução B – Custo vs Emissão - Caso 4.....	108
Figura 49 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução C – Custo vs Emissão - Caso 4.....	109
Figura 50 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas - Perdas vs Emissão	111
Figura 51 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução A – Perdas vs Emissão - Caso 1	113
Figura 52 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução B – Perdas vs Emissão - Caso 1	114
Figura 53 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução C – Perdas vs Emissão - Caso 1	115
Figura 54 - Posição dos taps de transformadores para as soluções A, B e C – Perdas vs Emissão – Caso 1	116

Figura 58 - Posição dos taps de transformadores para as soluções <i>A</i> , <i>B</i> e <i>C</i> – Perdas vs Emissão – Caso 2	118
Figura 55 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução <i>A</i> – Perdas vs Emissão - Caso2	119
Figura 56 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução <i>B</i> – Perdas vs Emissão - Caso2	120
Figura 57 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução <i>C</i> – Perdas vs Emissão - Caso2	121
Figura 59 - Posição dos taps de transformadores para as soluções <i>A</i> , <i>B</i> e <i>C</i> – Perdas vs Emissão – Caso 3	123
Figura 60 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução <i>A</i> – Perdas vs Emissão - Caso 3	124
Figura 61 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução <i>B</i> – Perdas vs Emissão - Caso 3	125
Figura 62 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução <i>C</i> – Perdas vs Emissão - Caso 3	126
Figura 63 - Posição dos taps de transformadores para as soluções <i>A</i> , <i>B</i> e <i>C</i> – Perdas vs Emissão – Caso 4	128
Figura 64 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólica e fotovoltaica – Solução <i>A</i> – Perdas vs Emissão - Caso 4	129
Figura 65 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólica e fotovoltaica – Solução <i>B</i> – Perdas vs Emissão - Caso 4	130
Figura 66 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólica e fotovoltaica – Solução <i>C</i> – Perdas vs Emissão - Caso 4	131
Figura 67 - Melhores soluções - Custo vs Perdas.....	132
Figura 68 - Melhores soluções – Custo vs Emissão	133
Figura 69 - Melhores soluções - Perdas vs Emissão	134
Figura 70 - Melhores soluções - Custo vs Perdas - Sistema 118 Barras	135
Figura 71 - Melhores soluções - Custo vs Emissão - Sistema 118 Barras	136
Figura 72 - Melhores soluções - Perdas vs Emissão - Sistema 118 Barras	137
Figura 73 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas – Custo vs Perdas - Sistema 118 Barras.....	139
Figura 74 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas – Custo vs Emissão - Sistema 118 Barras.....	140

Figura 75 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas – Perdas vs Emissão - Sistema 118 Barras.....	141
Figura 76 - Modelo π de uma linha de transmissão.....	151
Figura 77 - Modelo do transformador em fase	153
Figura 78 - Circuito equivalente π do transformador em fase.....	153
Figura 79 - Modelo do transformador defasador puro	154
Figura 80 - Barra genérica k do sistema de transmissão	156

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Coeficientes de custos das fontes térmicas, hidrelétricas, eólicas, fotovoltaicas e coeficientes de emissão.....	67
Tabela 2 - Custo de geração e custo das perdas - Soluções A , B e C – Caso 1	70
Tabela 3 - Custo de geração e custo das perdas - Soluções A , B e C – Caso 2	75
Tabela 4 - Custo de geração e custo das perdas - Soluções A , B e C – Caso 3	80
Tabela 5 - Custo de geração e custo das perdas - Soluções A , B e C – Caso 4	85
Tabela 6 - Custo de geração e emissão - Soluções A , B e C – Caso 1	91
Tabela 7 - Custo de geração e emissão - Soluções A , B e C – Caso 2	96
Tabela 8 - Custo de geração e emissão - Soluções A , B e C – Caso 3	101
Tabela 9 - Custo de geração e emissão - Soluções A , B e C – Caso 4	106
Tabela 10 - Perdas e emissão - Soluções A , B e C – Caso 1	112
Tabela 11 - Perdas e emissão - Soluções A , B e C – Caso 2	117
Tabela 12 - Perdas e emissão - Soluções A , B e C – Caso 3	122
Tabela 13 - Perdas e emissão - Soluções A , B e C – Caso 4	127
Tabela 14 - Coeficientes de custo das fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas - Sistema 118 Barras	159
Tabela 15 - Coeficientes de emissão - Sistema 118 Barras	162

LISTA DE ABREVIATURAS

AG	Algoritmo genético
AE	Algoritmo evolutivo
AEMO	Algoritmo evolutivo multiobjetivo
AGMO	Algoritmo genético multiobjetivo
DA	<i>Day-ahead</i>
DAE	Despacho ambiental econômico
DE	Despacho econômico
EMS	<i>Energy Manager System</i>
FPO	Fluxo de potência ótimo
GD	Geração distribuída
KKT	Karush-Khun-Tucker
MOEGA	<i>Multiobjective evolutionary algorithm</i>
MOGA	<i>Multiobjective genetic algorithm</i>
MOOP	<i>Multiobjective optimization problem</i>
MOPSO	Enxame de partículas multiobjetivo
MPI	Métodos de pontos interiores
MPI-PC	Métodos de pontos interiores preditor corretor
NSGA-II	<i>Fast Non-dominated Sorting Genetic Algorithm</i>
OM	Otimização multiobjetivo
PNL	Programação não linear
PNLIM	Programação não linear inteiro misto
PSO	<i>Particle swarm optimization</i>
PVP	<i>Photovoltaic panel</i>
RT	<i>Real-time</i>
AS	<i>Simulated annealing</i>
SEP	Sistema elétrico de potência
SPEA	<i>Strength Pareto Evolutionary Algorithm</i>
SPEA2	<i>Improved Strength Pareto Evolutionary Algorithm</i>
VEJA	<i>Vector Evaluated Genetic Algorithm</i>

WBGA

Weight based Genetic Algorithm

NOMENCLATURA

a_i, b_i, c_i	Coefficientes da função que modela o custo de geração do i -ésimo gerador, próprio para cada tipo de geração.
b_{km}	Susceptância série entre as barra k e m .
b_{km}^{sh}	Susceptância shunt da linha de transmissão $k - m$.
$\bar{E}_{i,s}$	Tensão máxima na barra i no cenário s .
$f(\underline{x}, \underline{u})$	Função objetivo de n variáveis.
g_{km}	Condutância série entre as barra k e m .
$g(\underline{x}, \underline{u})$	Conjunto de restrições de igualdade não lineares.
G, L	Conjunto das barras de geração e carga do sistema.
$h(\underline{x}, \underline{u})$	Conjunto de restrições não lineares de desigualdade.
\underline{I}	Vetor de injeções de corrente.
I_{km}	Corrente da barra k para a barra m .
I_{km}^*	Complexo conjugado da corrente da barra k para a barra m .
M, N	Conjunto de barras que possuem fontes de potência reativa contínua e/ou discreta, respectivamente.
NB	Conjunto de barras do sistema.
NL	Número de linhas de transmissão do sistema.
NT	Conjunto de transformadores com controle automático de taps.
P_{km}	Fluxo de potência ativa entre as barras k e m .
P_k, Q_k	Injeções de potências ativa e reativa.
$Pc_{i,s}, Qc_{i,s}$	Demanda de potência ativa e reativa na barra i .
$Pg_{i,s}, Qg_{i,s}$	Potência ativa e reativa geradas na barra i no cenário s .
Pg'_i, Qg'_i	Coordenadas entre a primeira e segunda parte da curva de capacidade.
Pg''_i, Qg''_i	Coordenadas entre a segunda e terceira parte da curva de capacidade.
$\underline{Pg}_i^{DG}, \overline{Pg}_i^{DG}$	Limites mínimo e máximo de produção de potência ativa da barra de GD i
p_l	Variável aleatória.
$p_{l,k}$	Localização.
$(p_{l,k}, w_{l,k})$	k -ésima concentração.
$P_l^{perdas}, Q_l^{perdas}$	Perdas de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão.
Q_{km}	Fluxo de potência reativa entre as barras k e m .
qc_i, qr_i	Capacidade capacitiva e indutiva, respectivamente, instaladas na barra i .

v_i	Magnitude da tensão na barra i .
qc_i^{max}, qr_i^{max}	Limites superiores das fontes reativas capacitivas e indutivas contínuas na barra $m \in M$.
qc_i^0, qr_i^0	Capacidades das fontes reativas controláveis discretas, respectivamente, para alocar na barra candidata $i \in N$.
$Qg_i^{min}(Pg_{i,s})$	Limite inferior da potência reativa na barra i imposta pela curva de capacidade.
$Qg_i^{max}(Pg_{i,s})$	Limite superior da potência reativa na barra i imposta pela curva de capacidade.
$Qg_i^{DG}, \overline{Qg}_i^{DG}$	Limites mínimo e máximo de produção de potência reativa da barra de GD i
S_{Hi}	Banco de capacitores/reatores shunts.
S_{km}	Fluxo de potência aparente entre as barras k e m .
S_d	Conjunto de valores discretizados dos bancos de fontes de potência reativa.
$ S_{ij} $	Magnitude do fluxo de potência aparente na linha de transmissão ij .
S_{ij}^{max}	Capacidade máxima da magnitude de fluxo de potência aparente na linha de transmissão ij .
$\bar{S}g_i$	Potência aparente da máquina
t_i	Valor do tap no transformador i .
T	Tap do transformador.
\underline{u}	Vetor que contém as variáveis de controle.
U	Conjunto de barras com fontes reativas controláveis discretas (bancos).
V_k	Magnitude de tensão na barra k .
v_i^{min}, v_i^{max}	Limite inferior e superior da magnitude de tensão na barra i .
\underline{V}	Vetor das tensões nodais cujas componentes são $V_k = V_k e^{j\theta_k}$.
v, θ	Magnitude e ângulo das tensões nas barras do sistema.
\underline{x}	Vetor das variáveis dependentes.
X_{S_i}	Reatância síncrona da máquina
Y	Matriz de admitância nodal.
$\gamma_i, \beta_i, \alpha_i, \xi_i, \lambda_i$	Coefficientes da função que modela a emissão de gases pelos geradores térmicos.
θ_{km}	Diferença de ângulos entre as barra k e m .
μ_{p_l}	Média da variável de entrada aleatória p_l .
$\xi_{l,k}$	Localização padrão.
σ_{p_l}	Desvio padrão da variável de entrada aleatória p_l .
$w_{l,k}$	Peso.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES	23
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	24
2	REVISÃO BIBLIOGRAFICA	25
2.1	MÉTODOS CLÁSSICOS DE OTIMIZAÇÃO	25
2.2	HEURÍSTICAS E META-HEURÍSTICAS	29
3	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO E PROBABILÍSTICO	35
3.1	O PROBLEMA DE FLUXO E POTÊNCIA ÓTIMO	35
3.2	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE FPO	38
3.3	FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO	46
3.3.1	Método de estimação de ponto de Hong	46
3.3.2	Esquema 2m	48
3.3.3	Resolução do Fluxo de Potência Probabilístico através do Método de Hong	49
4	TÉCNICA DE SOLUÇÃO	52
4.1	OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO	52
4.2	CONCEITO DE DOMINÂNCIA	53
4.3	NSGA-II	54
4.4	ALGORITMO PROPOSTO PARA A SOLUÇÃO DE FPO	57
4.4.1	Codificação	58
4.4.2	Geração da população inicial	59

	20
4.4.3 Ordenamento da População por dominância	60
4.4.4 Distância de Agrupamento (<i>Crowding Distance</i>) e Elitismo	61
4.4.5 Seleção por Torneio	61
4.4.6 Cruzamento	62
4.4.7 Mutação	62
4.4.8 Critério de parada	63
5 TESTES E RESULTADOS	64
5.1.1 SISTEMA IEEE30	65
5.1.1 Custo de Geração vs. Perdas	68
5.1.2 Custo de Geração vs Emissão	89
5.1.3 Perdas vs Emissão	110
5.1.4 Análise dos Resultados	132
5.2 Sistema IEEE118	134
6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	142
REFERÊNCIAS	144
APÊNDICE A – EQUAÇÕES BÁSICAS DOS COMPONENTES DO SEP	151
A.1 modelo matemático do sistema de potência	151
A.1.1 Linha de transmissão	151
A.1.2 Transformador em fase	153
A.1.3 Transformador Defasador	154
A.2 EQUAÇÕES GERAIS DOS FLUXOS DE POTÊNCIA	155
A.3 EQUAÇÕES DAS INJEÇÕES DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA	156
APÊNDICE B – COEFICIENTES DE CUSTO E DE EMISSÃO	158

1 INTRODUÇÃO

Conforme a população mundial crescia e os padrões de vida das pessoas melhoravam, o consumo de energia elétrica aumentava em um compasso acelerado. As usinas térmicas ao longo de várias décadas foram importantes fornecedoras de energia, pois no último século a população mundial demandava menos energia que atualmente e as usinas alimentadas com combustíveis fósseis podem gerar grandes quantidades de energia elétrica inclusive em regiões próximas aos centros de consumo (CHEN et al., 2016). A geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis libera vários gases poluentes na atmosfera, como dióxido de carbono, dióxido de enxofre, óxidos de nitrogênio, monóxido de carbono e dióxido de nitrogênio. Com o aumento da conscientização da sociedade mundial em relação à poluição ambiental e a aprovação das emendas da Lei do Ar Limpo de 1990, minimizar apenas o custo de geração de energia deixou de ser o único critério do despacho econômico. Nos últimos anos a minimização de emissão de gases poluentes tem atraído muita atenção devido à exigência pública urgente de ar limpo. O ideal é fornecer energia com o mínimo de emissão total de gases e com o custo total mínimo do combustível (WU et al., 2010). Dessa forma, os planejadores são desafiados a resolverem o problema de despacho ambiental/econômico com os objetivos de operar os sistemas térmicos de energia para que a demanda de energia seja satisfeita, tanto com relação ao custo total mínimo do combustível, como com as emissões mínimas permitidas de poluentes. Os dois objetivos são concorrentes e conflitantes e, portanto, os planejadores precisam fazer compensações para obter alternativas reais do despacho de potência (GONG; ZHANG; QI, 2010).

A indústria de energia elétrica, em todo o mundo, presenciou consideráveis mudanças ao longo das últimas décadas. Os mercados de eletricidade desregulamentados, introduzidos pela primeira vez no Chile em 1990, são agora comuns (FRANK; STEPONAVICE; REBENACK, 2012). A desregulamentação dos sistemas de potência elétrica estabeleceu um mercado competitivo onde se reduzem os custos, mas também traz incertezas na previsão de gera-

ção à medida que os produtores de energia competem para vender eletricidade. Além disso, o aumento da penetração de fontes renováveis não despacháveis, como o vento e a energia solar, acrescenta outro grau de complexidade ao desenvolvimento de modelos matemáticos e técnicas de solução para os problemas de despacho econômico (DE) e fluxo de potência ótimo (FPO). Todos esses fatores contribuem para a crescente necessidade de métodos, ferramentas e *softwares* de otimização rápidos e confiáveis que atendam simultaneamente questões de segurança e de economia em suporte à operação e controle do sistema de potência (TONG; ZHANG; WU, 2006). O FPO tem sido o principal método para esse estudo desde a sua introdução por Carpentier em 1962.

O problema de FPO inicialmente considerava modelos matemáticos com um único objetivo e era resolvido através de métodos de otimização clássicos, como por exemplo, o método do gradiente reduzido generalizado (DOMMEL; TINNEY, 1968), método de segunda ordem de Newton (SUN et al., 1984), métodos de pontos interiores (GRANVILLE, 1994), programação linear sucessiva (MANTOVANI; GARCIA, 1996; STOTT; ALSAC, 1983), técnicas de decomposição (LEBOW et al., 1985). Com o desenvolvimento da tecnologia de *hardware* e de novas técnicas de otimização que permitem processar grande quantidade de dados e informações, pode-se desenvolver modelos matemáticos que representem de forma mais realista o problema de FPO para sistemas do mundo real. O problema de FPO para finalidades práticas da vida real é um modelo de programação não linear inteiro misto não convexo de grande porte, envolvendo milhares de restrições e variáveis de diferentes tipos tais como reais, inteiras e discretas, várias funções objetivo, normalmente conflitantes, e as técnicas de otimização clássicas tradicionais apresentam vantagens e desvantagens na solução deste problema. Desta forma, outra linha de pesquisa para a solução do problema de FPO que passou a ser desenvolvida, considerando a natureza discreta das variáveis e sua natureza multi-objetivo, é através de técnicas meta-heurísticas (ABIDO; AL-ALI, 2009). Em geral, o problema de FPO busca otimizar o funcionamento de redes de geração e transmissão de energia elétrica considerando no modelo matemático restrições físicas e operacionais da rede. Nesta classe de problemas, no entanto, existe uma variedade extremamente ampla de formulações de FPO e métodos de solução. Além disso, as naturezas física e matemática que devem ser consideradas no problema de FPO continuam a evoluir devido aos mercados modernos de eletricidade e à integração de fontes de geração de energia que utiliza recursos renováveis (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012). A produção de energia das fontes renováveis depende exclusivamente da disponibilidade de recursos naturais de natureza probabilísti-

ca, tais como velocidade do vento e radiação solar, por exemplo, o que torna o problema de FPO, para sistemas com este tipo de geração como sendo de natureza probabilística.

Neste trabalho o problema de FPO é abordado como um problema de programação não linear inteiro misto multiobjetivo de grande porte, considerando o despacho das fontes de geração de energia renováveis e não renováveis e o comportamento estocástico da demanda. Para solução deste problema de natureza estocástica multiobjetivo propõe-se um algoritmo genético multiobjetivo referenciado na literatura como NSGA-II (*Fast Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*) e um algoritmo de fluxo de potência que considera as incertezas das demandas, fontes de geração de recursos renováveis (velocidade do vento e radiação solar) através de um algoritmo de cálculo de fluxo de potência probabilístico baseado em um método de estimação de pontos (MORALES; PÉREZ-RUIZ, 2007). Apresentam-se os resultados dos testes realizados na implementação computacional da metodologia proposta em linguagem de programação C++, para dois sistemas testes da literatura, o IEEE30 e o IEEE118.

1.1 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

O principal objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um algoritmo numérico para resolver o problema de FPO, que é modelado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM), sem linearizar a função objetivo e as restrições, usando a meta-heurística NSGA-II.

Dentre as contribuições destacam-se:

- Desenvolvimento de um modelo de otimização que permita encontrar a melhor condição de operação entre custo de geração de potência ativa do sistema e as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão, entre custo de geração de potência ativa do sistema e a emissão de gases poluentes, e entre perdas de potência ativa nas linhas de transmissão e a emissão de gases poluentes, o qual seja rápido o suficiente para ser adotado nos mercados de energia.
- Considerar no problema de FPO as fontes de energia renováveis, eólica e fotovoltaica, que possuem comportamento probabilístico e as incertezas das cargas através do uso de um método de fluxo de potência probabilístico conhecido como método estimado dos dois pontos.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está organizado em seis capítulos:

No capítulo 2 apresenta-se a revisão bibliográfica de alguns artigos da literatura utilizados durante o desenvolvimento deste trabalho.

No capítulo 3 é apresentada uma introdução sobre o problema de FPO, os modelos de circuitos equivalentes e equações básicas dos componentes do sistema elétrico de potência e de fluxo de potência convencional, a formulação matemática do problema de FPO determinístico e do FPO probabilístico baseado no método de estimação de pontos proposto por Hong (1998).

No capítulo 4 é apresentada a metodologia proposta para a solução do problema.

No capítulo 5 são avaliados os resultados das simulações realizadas com o sistema IEEE30 e IEEE118 barras.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho desenvolvido e são propostos possíveis trabalhos futuros.

No Apêndice A apresentam-se as equações de modelos matemáticos e de circuitos dos componentes do sistema elétrico de potência, utilizados nos problemas de FPO, fluxo de potência convencional e probabilístico.

No Apêndice B encontram-se os dados dos coeficientes das funções de custos de geração para os geradores térmicos, hidrelétricos, solares e eólicos e os coeficientes da função de emissão das unidades térmicas.

2 REVISÃO BIBLIOGRAFICA

O problema de FPO foi proposto por Carpentier em 1962, baseado no problema de despacho econômico. Ao longo do tempo diversos modelos lineares, não lineares para o problema de FPO foram desenvolvidos adotando-se na formulação diferentes funções objetivo, tipos de restrições e variáveis de decisão reais, inteiras e discretas. Existem diversas metodologias para se resolver o problema de FPO, as quais podem ser através de métodos clássicos de otimização ou métodos baseados em heurísticas e meta-heurísticas ou métodos híbridos que misturam meta-heurísticas com técnicas clássicas de otimização e heurísticas. Neste capítulo são apresentadas algumas dessas metodologias encontradas na literatura.

2.1 MÉTODOS CLÁSSICOS DE OTIMIZAÇÃO

A formulação e solução do problema de FPO através de modelo de programação não linear usando técnicas clássicas de otimização encontra-se nos trabalhos pioneiros de Dommel e Tinney (1968), Sun et al., (1984) e Torres e Quintana (1998). O trabalho de Dommel e Tinney (1968) deu origem e serviu de base para o desenvolvimento da maioria dos trabalhos envolvendo a formulação e solução do problema de FPO através de técnicas de otimização clássica. Neste trabalho, os autores incorporam à solução do problema de fluxo de potência calculado pelo método de Newton tradicional, uma função objetivo que visa refletir as perdas no sistema de geração e transmissão, propondo para a solução do problema de otimização resultante técnicas de otimização clássicas. As restrições de desigualdades referentes às variáveis dependentes foram consideradas através do método das penalidades quadráticas, ou seja, à medida que as variáveis violam os seus limites, as restrições são incorporadas à função objeti-

vo através de um termo de penalidade. A técnica de solução proposta para resolver o problema consiste numa proposta inicial do método do gradiente reduzido generalizado. Além do método do gradiente ótimo para obter a direção e o tamanho do passo para atualização das variáveis de controle, foram testadas outras metodologias comumente utilizadas na solução de problemas não lineares de otimização – 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 técnicas de solução para o problema de fluxo de potência ótimo, baseadas no método de Newton tradicional (MONTICELLI, 1983) para a solução do problema de fluxo de carga, efetuando os ajustes das variáveis de controle preestabelecidas para minimizar uma função objetivo que envolve, normalmente, o custo de geração de potência ativa ou a minimização de perdas, satisfazendo critérios tais como limites físicos para operação dos equipamentos do sistema e limites operacionais que consideram a qualidade dos serviços prestados aos consumidores. A metodologia básica desenvolvida é o emprego de técnicas de esparsidade na solução do sistema de equações que se obtém quando da aplicação das condições de otimalidade em uma aproximação quadrática do Lagrangeano em cada iteração. No método de Newton, conforme desenvolvido no artigo D. Sun et al., (1984), não há necessidade do particionamento de variáveis em variáveis de controle (super básica), variáveis de estado dependentes (básicas) e variáveis que atingiram seus limites e que devem ser fixadas no limite atingido e tornaram-se constantes (não básicas). As restrições de desigualdade são consideradas por funções de penalidades do tipo quadráticas. A solução do problema de fluxo de potência ótimo só acontece quando as condições de otimalidade de KKT (Karush-Khун-Tucker) são satisfeitas (BAZARAA et al., 1993), sendo apresentadas algumas condições numéricas e de natureza computacional que devem ser atendidas para a existência do mínimo, e também as matrizes envolvidas na solução do fluxo de carga ótimo pelo Método de Newton e a estrutura de cada uma delas: Jacobiana e Hessiana. Apresentam as versões acoplada e desacoplada do fluxo de carga ótimo pelo método de Newton e alguns algoritmos para verificar a factibilidade das restrições de desigualdades e quais devem ser efetivamente consideradas na estrutura matricial, que é a principal dificuldade do método proposto. Utilizando-se a metodologia proposta neste artigo é possível encontrar um ponto adequado (quando existir) de operação para o sistema, através de um planejamento de operação em que se priorizem as variáveis (controle) que não podem ser violadas, deixando livres outras variáveis e/ou parâmetros que podem apresentar pequenas violações sem comprometer seriamente a qualidade do serviço e a segurança do sistema. A função objetivo considerada foi a minimização das perdas ativas no

sistema de transmissão. Os testes foram realizados em um sistema formado por uma parte do sistema de energia do nordeste dos Estados Unidos que contém 912 barras e 1637 linhas.

Torres e Quintana (1998) propõem a solução do problema de FPO não linear através do método de pontos interiores preditor corretor (MPI-PC), que ajuda a melhorar o desempenho do MPI básico. A função objetivo do problema é a minimização das perdas de potência ativa. As equações que modelam as restrições de fluxo de potência e outras restrições do problema são representadas na forma retangular. Considerando que o FPO quando formulado desta forma tem uma função objetivo quadrática e restrições quadráticas, tais características permitem facilidade de organização das matrizes Jacobiana e Hessiana e facilitam a convergência do algoritmo MPDI-PC. O desenvolvimento matemático do MPI está baseado em um problema geral de programação não linear. Alguns fatores importantes com relação à implementação computacional são destacados: ponto inicial, formação do sistema de Newton, resolução do sistema linear, prevenção para dificuldades numéricas. Os testes realizados com os sistemas IEEE 30, 57, 118 e 300 barras, confirmam a eficiência do algoritmo.

Nesta linha de pesquisa que são propostos métodos de otimização clássica para solução do FPO tem-se Mota-Palomino e Quintana (1986) que propõem um algoritmo baseado em programação linear para resolver o problema de despacho de potência reativa. A metodologia proposta foi testada em um sistema de 256 nós. Glavistsch e Sporrey (1983) propõem a técnica de programação quadrática na resolução do problema de despacho de potência reativa e realizaram os testes em um sistema de IEEE118 barras. Qiu et al., (2005) propõem um novo algoritmo que utiliza técnica de processamento paralelo para a solução do problema de FPO com restrições de segurança e que utiliza como técnica de otimização um método de ponto interior não linear. Usando esta metodologia os autores realizaram testes em dois sistemas: um com 57 barras e outro com 3493 barras. Em Capitanescu et al., (2007), na resolução do problema de FPO, os autores compararam três algoritmos baseados no método de pontos interiores: o primal-dual puro, o preditor-corretor e o das múltiplas correções centralizadas na otimização de vários problemas, como minimizar o custo de geração, minimizar as perdas de potência ativa nas linhas, maximizar a capacidade de carga do sistema de potência e minimizar a quantidade de corte de carga. Os autores utilizaram três sistemas de teste de 60, 118 e 300 barras para realizar os testes.

As variáveis de decisão no FPO são contínuas, inteiras e binárias. No final dos anos 1980 os pesquisadores consideraram o desafio de incluir as variáveis discretas no problema de FPO, e assim foram propostas abordagens heurísticas para considerar as variáveis discretas no modelo. Em Liu et al., (1992), é proposto um algoritmo de discretização baseado em penali-

dades para considerar a discretização dos capacitores/reatores shunt durante o processo de solução do problema de FPO através do método de Newton desacoplado para o problema de minimização de perdas. A metodologia proposta é testada em vários diferentes casos em dois sistemas de energia reais. Capitanescu e Wehenhel (2010) propõem e analisam uma abordagem heurística para considerar as variáveis discretas na resolução do FPO através de três abordagens iterativas. As duas primeiras abordagens são baseadas no cálculo de sensibilidades da função objetivo e restrições de desigualdade e a terceira é baseada no cálculo de multiplicadores de Lagrange relacionados com as restrições das variáveis discretas. Apresentaram resultados obtidos em quatro sistemas testes: um sistema de 60 barras, o sistema IEEE-300 Barras, sistema de 618 barras e um sistema de 1203 barras. Liu et al., (2009), propõem um método de pontos interiores baseado em restrições de cortes para resolver o problema FPO. No método emprega-se um processo de linearização sucessiva e resolve iterativamente o problema de programação linear inteiro misto. Um sistema de cinco barras e os sistemas IEEE 14-Barras e de 300-Barras foram usados no estudo de casos. A principal desvantagem dos métodos clássicos de otimização aplicados na solução do problema de FPO que se caracteriza como um modelo não convexo é a falta de um método que encontre soluções ótimas globais, visto que as soluções encontradas por esses métodos tendem a ficar confinadas em ótimos locais.

Recentemente, alguns pesquisadores abordaram o problema de FPO através de modelos de programação convexa. Jabr (2008) apresenta um método de ponto interior primal-dual para a resolução do FPO, onde as restrições foram modeladas em um formato quadrático cônico estendido. Os testes foram realizados com os sistemas teste padrão IEEE30-Barras e IEEE118-Barras. Bai et al., (2008), reformularam o problema de FPO em um modelo de programação semidefinida e desenvolveram um algoritmo de pontos interiores para programação semidefinida para resolver o FPO, transformando assim o problema em um problema convexo. O método proposto foi testado em seis sistemas testes que variam de 4 barras a 300 barras, com o objetivo de minimizar perda de potência ativa ou reativa nas linhas de transmissão, custo de combustível e perda total de potência do sistema. Com a possibilidade de encontrar soluções globais a pesquisa se concentrou em relaxações convexas do problema não-convexo de FPO. Molzahn e Hiskens (2014) utilizam relaxações baseadas em momentos do problema FPO desenvolvido com base na teoria da otimização polinomial. Com aumento de custo dos requisitos computacionais, os relaxamentos de momentos são geralmente mais eficazes computacionalmente, resultando em soluções globais para uma classe mais ampla de problemas de

FPO. A exploração dos espaços viáveis dos sistemas testes utilizados ilustra a eficácia dos momentos de relaxação.

2.2 HEURÍSTICAS E META-HEURÍSTICAS

O problema de FPO é não convexo e multimodal envolvendo variáveis inteiras, discretas e reais e para sua solução pesquisas das técnicas heurísticas e meta-heurísticas apresentam-se promissoras. Desta forma, para contornar as limitações e falhas nos métodos clássicos de otimização, foram elaboradas técnicas de solução que efetuam a busca com orientação de regras lógicas ou empíricas, e a sua principal vantagem é a versatilidade em tratar as várias restrições qualitativas. Essas técnicas podem encontrar múltiplas soluções ótimas em execução de simulação única, sendo elas adequadas para resolver problemas de otimização multiobjetivos. Na maioria dos casos, eles podem encontrar a solução global otimizada, não exigem a formulação detalhada do problema, permitem considerar as variáveis reais, discretas e inteiras, normalmente com elevado tempo computacional.

Em Lai et al., (1997), os autores propõem para a resolução do FPO um algoritmo genético simples com o objetivo de minimizar o custo de combustível. As restrições foram inseridas como termos de penalidade quadrática à função de *fitness* para formar uma função de penalidade. Foram realizados testes no sistema IEEE30-Barras. Vaisakh e Srinivas (2008) abordaram uma aplicação de evolução diferencial para a resolução do problema de FPO com variáveis contínuas, considerando as características de custo convencional e não convencional. O objetivo é minimizar o custo de combustível ao otimizar as variáveis de controle dentro dos limites, de modo que nenhuma violação em outras restrições ocorram nas condições de operação do sistema em condições normais ou sob contingências. A abordagem proposta foi testada no sistema IEEE30-Barras. Tangpatiphan e Yokoyama (2009) propõem a técnica de programação evolutiva melhorada para resolver o problema de FPO considerando a estabilidade de tensão no estado estacionário. Esse algoritmo é baseado na programação evolutiva com o uso adicional de uma técnica de cruzamento, geralmente aplicada no algoritmo genético de codificação real, para melhorar o processo de geração dos indivíduos. O sistema IEEE 30-barras foi usado como o sistema de teste. Em Yumbla et al., (2008), o problema de FPO com restrições de segurança é resolvido através de *particle swarm optimization* (PSO) com operadores de reconstrução na resolução do FPO, onde variáveis de controle são contínuas e discretas, e cujo principal objetivo é minimizar o custo operacional total considerando as res-

trições de segurança operacional e requisitos de capacidade do sistema. Para considerar as restrições do problema os operadores de reconstrução e uma penalidade externa são adotados. Os operadores de reconstrução permitem que todas as partículas que representam uma solução possível satisfaçam as restrições operacionais das unidades, enquanto buscam a solução ótima somente dentro do espaço viável, reduzindo o tempo de processamento computacional e melhorando a qualidade da solução obtida. A metodologia proposta foi aplicada em dois sistemas: o primeiro é formado por 39 barras, 46 ramos e 10 geradores, e o segundo é formado 26 barras, 46 ramos, 6 geradores, 7 transformadores e 9 capacitores. Apesar das técnicas heurísticas nem sempre assegurarem a solução global ótima, normalmente, elas geram uma solução de boa qualidade.

Com a crescente conscientização pública a respeito da proteção ambiental foram modificadas as estratégias operacionais dos sistemas de energia elétrica para reduzir a poluição e a emissão de gases poluentes oriundos da combustão dos combustíveis fósseis usados na geração termelétrica. O principal objetivo do problema de despacho econômico dos sistemas de potência é minimizar o custo de combustível usado na geração da potência elétrica, e do despacho ambiental é minimizar a emissão de gases poluentes. O problema de despacho ambiental econômico (DAE) tem como objetivo minimizar simultaneamente o custo de geração de potência elétrica e a emissão de gases de efeito estufa (YOKOYAMA et al., 1988; ABIDO, 2003; ABIDO, 2007; ABOU EL ELA; ABIDO; SPEA, 2010; WU et al., 2010; SIVASUBRAMANI; SWARUO, 2011; CHEN et al., 2016). Yokoyama et al., (1988) propõem um algoritmo inovador para resolver um problema de otimização multiobjetivo, reduzindo-o a um problema mono-objetivo, considerando a função objetivo referente à emissão como uma restrição com um limite de emissão permitido (método da restrição ϵ da otimização clássica convencional), porém, esta formulação apresentou dificuldades em obter as relações de compensação entre custo de combustível e emissão. Os testes foram feitos no sistema teste IEEE30-Barras. Abido (2003) apresenta uma abordagem baseada em *Strength Pareto Evolutionary* (SPEA) para resolver o problema de otimização denominado de despacho econômico ambiental (DAE) multiobjetivo. O mecanismo de preservação da diversidade incorporado no algoritmo de busca o torna efetivo na exploração do espaço de busca do problema e é capaz de encontrar soluções não dominadas muito diferentes. Uma técnica hierárquica de agrupamento é implementada para fornecer ao operador do sistema um conjunto Pareto-ótimo representativo e gerenciável. Além disso, um mecanismo baseado em lógica *fuzzy* é empregado para extrair a melhor solução de compromisso. Neste estudo, a abordagem proposta foi testada no sistema de teste Wale e Hale de 6-barras e no sistema teste padrão IEEE30-Barras. Abido (2007) pro-

põe para solução do FPO uma nova técnica de otimização referenciada como enxame de partículas multiobjetivo (MOPSO) que amplia a meta-heurística PSO mono objetivo, propondo as novas definições dos melhores indivíduos locais e globais em problemas de otimização multiobjetivo. Uma técnica de agrupamento é implementada para gerenciar a dimensão da fronteira de Pareto, e um mecanismo baseado em *fuzzy* é usado para extrair a melhor solução de compromisso. Foram realizados vários testes no sistema de teste padrão IEEE 30-Barras. Abou et al., (2010) propõem o algoritmo evolutivo multiobjetivo (AEMO) (que é baseado na evolução diferencial), na resolução do problema de FPO multiobjetivo, cujos objetivos são o custo de combustível e a emissão de gases de efeito estufa. Neste algoritmo o conceito de evolução diferencial para a otimização de mono objetivo é estendido à otimização multiobjetivo, e nesta abordagem é empregada uma técnica de preservação da diversidade para evitar a convergência prematura e produzir um conjunto de soluções não dominadas Pareto ótima bem distribuída ao longo da fronteira, além disso, é empregado um mecanismo baseado em teoria *fuzzy* para extrair a melhor solução de compromisso não dominada. Os testes foram realizados no sistema IEEE-30 barras. Wu et al., (2010) também aplicaram o algoritmo AEMO na resolução do problema de FPO multiobjetivo restrito e não-linear com objetivos competitivos e não-mensuráveis, sendo eles o custo de combustível, emissão e perdas nas linhas do sistema de transmissão. Nesta abordagem, adota-se um arquivo elitista externo para reter soluções não dominadas encontradas durante o processo evolutivo. Para preservar a otimalidade de Pareto é proposta uma estratégia de medida de diversidade de entropia. Além disso, a teoria de *fuzzy* é empregada para extrair a melhor solução de compromisso. Vários testes foram realizados nos sistemas teste IEEE 30-Barras e IEEE118-Barras. Em Sivasubramani e Swarup (2011), os autores propõem o algoritmo de busca de harmonia multiobjetivo na solução do FPO com vistas a otimizar simultaneamente o custo de combustível e a emissão. Este algoritmo utiliza uma classificação não dominada e um procedimento de classificação baseado em valores de distância de aglomeração para desenvolver e manter um conjunto de Pareto ótimo bem distribuído ao longo da fronteira. Esse algoritmo foi testado nos sistemas testes padrão IEEE30-Barras e IEEE118-Barras. Chen et al., (2016) propõem a programação fracional não linear para solução do problema de FPO com o objetivo de minimizar simultaneamente o custo total de combustível e a emissão total, através de dois modelos concorrentes com as mesmas restrições não lineares. O primeiro modelo consiste em minimizar o quociente das duas funções concorrentes e conflitantes (ou seja, $[\text{função emissão total}]/[\text{função custo total de combustível}]$), e o segundo objetiva minimizar o custo total de combustível expresso por uma função objetivo quadrática, enquanto a emissão total é fixada no valor obtido na resolução do primei-

ro modelo. O potencial dessa abordagem foi demonstrado através de testes com o sistema teste padrão IEEE 30-Barras.

Na literatura, encontram-se ainda outras formulações para o problema de FPO visando a sua solução através de diferentes meta-heurísticas (ABIDO; AL-ALI, 2009; ZARO; ABIDO, 2011; AL-HAJRI; ABIDO, 2011; ZHANG et al., 2016; AMORIM et al., 2010, REDDY; BI-JWE, 2017). Abido e Al-Ali (2009) propõem uma abordagem baseada na técnica de evolução diferencial multiobjetivo para a resolução do FPO multiobjetivo, considerando a minimização do custo do combustível, perdas no sistema de transmissão e melhorar a condição de estabilidade da tensão do sistema. A abordagem proposta foi testada no sistema padrão IEEE 30-barras para demonstrar sua eficácia. Zaro e Abido (2011) propõem uma técnica de otimização de enxames de partículas multiobjetiva (MOPSO) para resolver o problema de FPO em um ambiente desregulado para otimizar o custo do combustível e o custo de transmissão, simultaneamente. O sistema teste IEEE30-Barras é utilizado para demonstrar a adequação e eficiência dessa técnica. Al-Hajri e Abido (2011) utilizam uma abordagem baseada no *Improved Strength Pareto Evolutionary Algorithm* (SPEA2) na resolução do problema de FPO multiobjetivo. O problema é formulado como um problema de otimização multiobjetivo restrito não linear, onde os objetivos de custo de potência ativa gerada e estabilidade de tensão são otimizados simultaneamente. Uma técnica de truncamento é implementada para gerenciar a dimensão do conjunto Pareto ótimo, e uma técnica baseada na teoria *fuzzy* é empregada para extrair a melhor solução de compromisso. Os testes foram realizados no sistema de teste Wale e Hale 6-barras. Zhang et al., (2016) apresentam uma abordagem do algoritmo evolutivo multiobjetivo modificado para resolver o problema de FPO multiobjetivo com o objetivo de minimizar o custo total de combustível, perdas de potência ativa na rede de transmissão, emissão total de gases de efeito estufa e os desvios de magnitude tensão nas barras. Foram considerados sete casos diferentes para verificar o desempenho da abordagem proposta e testados com o sistema teste padrão IEEE30-Barras. Amorim et al., (2010) propõem a solução do problema de FPO através de um algoritmo evolutivo multiobjetivo (AEMO), onde as restrições de desigualdade violadas são tratadas como funções objetivo do problema. Neste trabalho, a função objetivo minimiza o custo de geração atendendo as restrições físicas e operacionais sem comprometer a qualidade das soluções encontradas. A natureza multiobjetivo do problema de FPO está em considerar algumas restrições como função objetivo. O algoritmo AEMO baseia-se na teoria de Pareto e emprega um mecanismo de preservação da diversidade para superar a convergência prematura do algoritmo e soluções ótimas locais. A teoria dos conjuntos *fuzzy* é empregada para encontrar as melhores soluções de compromissos. Foram realizados testes

nos sistemas de teste IEEE30-Barras, RTS-96 e IEEE354-Barras. Em Reddy e Bijwe (2017) é proposto o algoritmo de evolução diferencial para resolver o FPO multiobjetivo considerando a minimização de custos de geração e minimização das perdas no sistema de transmissão. Foram utilizados para testar a metodologia os sistemas de teste padrão IEEE30-Barras e IEEE300-Barras.

Com a popularização do uso de fontes renováveis, diversos pesquisadores têm proposto modelos matemáticos e técnicas de solução para o problema de FPO considerando este tipo de geração (ABARGHOOEE; AGHAEI, 2011; ARRIAGADA et al., 2015; SHARGH et al., 2016; BAHMANI-FIROUZI; FARJAH; AZIZIPANAH-ABARGHOOEE, 2013). Abarghooee e Aghaei (2011) propõem um algoritmo PSO para resolver o FPO como um problema estocástico multiobjetivo dinâmico de despacho econômico e minimização de emissão de gases de efeito estufa. Utilizam uma abordagem baseada em cenários para caracterizar o erro de previsão de carga / vento para o sistema de teste de 5 barras, comprovando que com o uso de energia eólica, o custo total do combustível das unidades térmicas e as emissões foram reduzidos. Arriagada et al., (2015) propõem um modelo probabilístico de despacho econômico considerando unidades térmicas (geradores de combustível), fotovoltaicos e sistemas de conversão de energia eólica. A velocidade do vento, a radiação solar e a demanda de potência foram tratadas como variáveis aleatórias. A estratégia da solução é baseada no método de Monte Carlo e na otimização restrita não linear. A solução ideal envolve probabilidades únicas e multidimensionais, estatística descritiva, cluster e análise bimodal. A metodologia proposta produz as distribuições de probabilidade de custo marginal do sistema, geração térmica (base de combustível), geração de energia solar e eólica e atendimento da demanda. O modelo e a metodologia propostos foram aplicados a um estudo de caso do sistema elétrico do norte do Chile. Shargh et al., (2016) propõem um algoritmo de otimização baseada em biogeografia com o método das penalidades para resolver o problema de FPO multiobjetivo, e um método de estimativa de ponto baseado em transformação Nataf para resolver problema probabilístico, considerando como objetivos minimizar o custo de geração e a emissão de gases de efeito estufa. As incertezas na produção de energia eólica e na demanda da carga foram consideradas. O sistema de teste padrão IEEE30-Barras com dois parques eólicos foi usado para testar o método proposto. Bahmani-Firouzi et al., (2013) abordam o problema de FPO como um problema de otimização multiobjetivo em que os custos totais de geração de energia elétrica e as emissões de combustão são minimizados simultaneamente em um curto período de tempo. Uma abordagem estocástica baseada em cenários é sugerida para modelar as incertezas associadas às previsões horárias de cargas e energia eólica. Um algoritmo de otimização de enxa-

me de partículas melhorado multiobjetivo é aplicado para obter as melhores soluções esperadas para a estrutura de programação estocástica proposta. Para avaliar a eficiência da abordagem sugerida, foi aplicada em dois sistemas de teste com características de pequeno e grande porte.

3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO E PROBABILÍSTICO

Neste capítulo apresenta-se uma breve introdução sobre o problema de fluxo de potência ótimo, considerando seus objetivos e aplicações práticas no planejamento da operação de sistemas elétricos de potência. Os modelos matemáticos dos problemas de fluxo de FPO determinístico e probabilístico são formulados matematicamente. Finalmente apresenta-se as características das fontes de energia renováveis eólicas e fotovoltaicas e o método de fluxo de potência probabilístico baseada no método de estimação de pontos proposto por Hong (1998).

3.1 O PROBLEMA DE FLUXO E POTÊNCIA ÓTIMO

No início dos anos de 1920 a ferramenta de despacho econômico (DE) foi inserida para tratar o problema da alocação econômica da geração, ou como dividir corretamente as cargas entre as unidades geradoras disponíveis (HAPP, 1977). No DE minimizam-se os custos de potência gerada, obedecendo algumas restrições físicas e operacionais dos sistemas elétricos. Em 1962, Carpentier introduziu a ferramenta de FPO (ZHU, 2009) com o propósito de obter propostas de operação otimizadas de um sistema elétrico de potência (SEP), onde são consideradas as restrições físicas e operacionais da rede e de seus componentes, tais como o equilíbrio de potência ativa e reativa, o limite do fluxo de potência e os limites de geração de potências ativa e reativa. O FPO descreve uma vasta classe de problemas relacionados com a otimização do controle em tempo real e do planejamento da operação e expansão de redes de energia elétrica, onde se procura otimizar uma ou mais funções objetivo preestabelecidas, enquanto são satisfeitas restrições impostas pelas particularidades físicas e operacionais do sistema elétrico (MIKILITA, 2005). Nos estudos de FPO o SEP é modelado, geralmente, no nível da

transmissão incluindo as unidades geradoras. No modelo também podem ser incluídas unidades geradoras auxiliares e a representação dos circuitos internos e externos do sistema que são usados para determinar o estado de operação ótimo da rede. Qualquer problema que envolva a determinação do estado de operação ótimo estático instantâneo de um sistema elétrico é um problema de FPO. Nos estudos de fluxo de potência convencionais os valores das variáveis de controle são preestabelecidos. No FPO os valores de algumas variáveis de controle (ou todas as variáveis de controle) devem ser determinados para otimizar (minimizar ou maximizar) um ou mais objetivos predefinidos.

O FPO tem aplicações em vários problemas de planejamento e operação do sistema, em que as variáveis de controle (ativas, reativas) são ajustadas para minimizar objetivos tais como: custo de geração de potência ativa, perdas no sistema de transmissão, custo de geração de potência reativa, desvio de tensão, além da maximização de transferência de potência ativa, despacho ótimo de reativos, entre outros. Os atuais princípios de mercados abertos e competitivos (mercados desregulados) aplicados aos SEP e às suas necessidades de operação confiável e econômica, geram uma grande quantidade de problemas de otimização que podem resultar em diferentes modelos de FPO. Cada um destes problemas é definido por uma ou mais funções objetivo específicas, e por um conjunto de restrições técnicas e operacionais que deve ser respeitado. No conjunto de restrições operacionais podem ser incluídas restrições de segurança e de estabilidade de tensão.

No início das aplicações de FPO pela indústria de energia elétrica as principais limitações dos programas computacionais de FPO estavam em requisitos como flexibilidade, confiabilidade e desempenho computacional. Atualmente existem programas para cálculo de FPO disponíveis nos sistemas de gerenciamento dos centros de controle das empresas – EMS (*Energy Management System*) que superam estas limitações. Em algumas aplicações estes programas são afetados por problemas de convergência, considerações operacionais irreais do sistema, dados de entrada de má qualidade e modelagem inadequada do SEP, que podem gerar valores irreais das condições de operação do SEP.

O desenvolvimento de modelos e técnicas de solução eficientes para o problema de FPO ainda é uma importante linha de pesquisa devido ao contínuo crescimento dos SEP tanto em termos de dimensão como de complexidade de modelos de componentes, complexas interconexão existentes entre os SEP, mercados livres de energia e competitivos e a necessidade de considerar nos modelos de FPO as novas fontes de geração de energia renováveis que estão sendo conectadas nas redes elétricas de transmissão e subtransmissão. Por exemplo, o FPO deve considerar transações de fluxos de potências ativa e reativa em sistemas de mercados

desregulados, ou fornecer informações de quais reforços em termos de linha de transmissão ou de geração é necessários construir no sistema. As possíveis decisões entre adicionar reforços no sistema ou tomar algumas ações de controle operacionais podem ser decididas através de estudos de FPO. Esta condição de análise se compreende melhor quando uma opção de controle maximiza a utilização dos recursos existentes (por exemplo, geração ou transmissão) ou quando uma ação de controle é uma alternativa mais econômica que a construção de novas linhas ou a instalação de novos equipamentos. Informações relacionadas com a prioridade do acesso ao sistema de transmissão ou aos custos de reativos (VAr) ou custos dos serviços ancilares para pagar um preço justo na compra destes serviços também podem ser obtidas através da solução do FPO.

A formulação do FPO pode ser representada através do seguinte conjunto de equações:

$$\mathbf{Min} \quad f(\underline{x}, \underline{u}) \quad (1)$$

s.a.

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

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

$$\underline{x}^{min} \leq x \leq \underline{x}^{max} \quad (4)$$

$$\underline{u}^{min} \leq u \leq \underline{u}^{max} \quad (5)$$

Onde:

$f(\underline{x}, \underline{u})$: Função objetivo de n variáveis na qual é considerada a otimização das variáveis de controle (potências ativa e reativa, por exemplo);

$g(\underline{x}, \underline{u})$: Conjunto de restrições de igualdade não lineares (equações estáticas de fluxo de potência);

$h(\underline{x}, \underline{u})$: 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, entre outros.

\underline{u} : Vetor que contém as variáveis de controle (potências ativa e reativa em

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).

O modelo de otimização (1)-(5) é um problema de programação não linear inteiro misto e não convexo. As variáveis de controle relativas aos *taps* dos transformadores, bancos de fontes reativas indutivas e capacitivas existentes no sistema são de natureza discreta. Alguns modelos de FPO adotam a solução do problema ativo considerando uma função objetivo que considera a minimização das perdas ativas no sistema. O modelo de função objetivo referentes às perdas no sistema de transmissão é não linear e não separável com relação às variáveis.

3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE FPO

O FPO pode ser formulado de maneiras diferentes, dependendo do tipo de abordagem ou do fim específico a que se destina. Por exemplo, suas variáveis de estado podem ser utilizadas na forma retangular ou polar. As representações polar e retangular apresentam vantagens e desvantagens, por exemplo, a representação em coordenadas retangulares em algumas abordagens de FPO facilita a representação do problema de otimização através de modelos de programação convexa e facilita os estudos de desempenho e convergência do modelo (Jabr, 2008). A representação das variáveis na forma polar, conforme a modelagem da rede apresentada na seção anterior, permite manipular algebricamente as variáveis de ângulo e magnitude de tensões na forma explícita e em alguns estudos e algoritmos de FPO e fluxo de potência convencional permite tirar vantagem do forte acoplamento entre fluxo de potência ativa e abertura angular ($P - \theta$) e injeções de potência reativa e magnitude de tensões ($Q - V$) na forma desacoplada dos subproblemas ativo e reativo.

Na formulação e solução do problema de FPO determinístico alguns aspectos importantes a considerar são:

- As fontes reativas instaladas e os controles disponíveis devem ser consideradas no modelo e modeladas de acordo com suas características operacionais em fontes discretas e contínuas. Nessa etapa, sempre que possível, um percentual de fontes reativas de respostas rápidas deve ser mantido como reserva para atender problemas transitórios

no sistema. Esse percentual não é determinado pela metodologia proposta neste trabalho que está relacionada com o estado estacionário da rede. Para avaliar tais necessidades devem-se executar estudos de estabilidade, curto-circuito, etc.

- Os tipos de equipamentos de compensação de reativos a serem utilizados (compensadores síncronos, compensadores estáticos, capacitores “*shunt*” fixos ou bancos, indutores “*shunt*” fixos ou bancos) também devem ser definidos.
- Os geradores devem ser modelados em função do tipo das fontes de geração primária de energia que eles utilizam: térmicos, hidráulicos, eólicos e fotovoltaicos. No caso das fontes de energia renováveis devem ser considerados modelos de funções objetivos e restrições que contemplem este tipo de geração de energia.

O FPO é formulado como um problema de programação não linear inteiro multiobjetivo e suas funções objetivo consistem na minimização dos custos de geração de energia, perdas ativas no sistema de transmissão e emissão de gases de efeito estufa. As restrições do modelo devem assegurar a qualidade e a confiabilidade do suprimento de energia para os consumidores, mantendo as magnitudes das tensões dentre seus limites pré-estabelecidos, atendendo as demandas de potências ativa e reativa e um conjunto de restrições físicas e operacionais dos equipamentos instalados no sistema tais como: limites nas capacidades de geradores, compensadores síncronos e estáticos e os “*taps*” dos transformadores. Desta forma, o modelo matemático do planejamento e despacho ótimo de fontes de potência ativa é formulado matematicamente, para cada cenário de operação, s , como:

$$f_{1,s} = \sum_{i \in G} a_i P g_{i,s}^2 + b_i P g_{i,s} + c_i \quad (\$/h) \quad (6)$$

$$f_{2,s} = \sum_{i \in G} [10^{-2}(\gamma_i P g_{i,s}^2 + \beta_i P g_{i,s} + \alpha_i) + \xi_i \exp(\lambda_i P g_{i,s})] \quad (\text{ton/h}) \quad (7)$$

$$f_{3,s} = \sum_{k \in NL} g_{ij} (v_{i,s}^2 + v_{j,s}^2 - 2v_i v_j \cos \theta_{ij,s}) \quad (\text{MW}) \quad (8)$$

s.a.

$$P g_{i,s} - P c_{i,s} - v_{i,s} \sum_{j \in \Omega} v_{j,s} (G_{ij} \cos \theta_{ij,s} + B_{ij} \sin \theta_{ij,s}) = 0, \forall i \in NB, \forall s \in S \quad (9)$$

$$Q g_{i,s} - Q c_{i,s} - v_{i,s} \sum_{j \in \Omega} v_{j,s} (G_{ij} \sin \theta_{ij,s} - B_{ij} \cos \theta_{ij,s}) - q c_{i,s} + q r_{i,s} - q c^0 + q r^0 \leq 0, \quad \forall i \in NB, \forall s \in S \quad (10)$$

$$v_i^{\min} \leq v_{i,s} \leq v_i^{\max}, \quad \forall i \in NB, \forall s \in S \quad (11)$$

$$|S_{ij,s}| \leq S_{ij}^{\max}, \quad \forall i, j \in NB, \forall s \in S \quad (12)$$

$$t_{i,s} \in T, \quad \forall i \in Nt, \forall s \in S \quad (13)$$

$$0 \leq qc_{i,s} \leq qc_i^{\max}, \quad \forall i \in M, \forall s \in S \quad (14)$$

$$0 \leq qR_{i,s} \leq qR_i^{\max}, \quad \forall i \in M, \forall s \in S \quad (15)$$

$$qc_{i,s} \in S_d r_i, \quad \forall i \in N, \forall s \in S \quad (16)$$

$$qR_{i,s} \in S_d r_i, \quad \forall i \in N, \forall s \in S \quad (17)$$

$$qc_u^0 \in S_d, \quad \forall u \in U \quad (18)$$

$$qR_u^0 \in S_d, \quad \forall u \in U \quad (19)$$

- i, j : Índice das barras.
 k : Índice das linhas.
 NB : Conjunto de barras do sistema.
 M e N : Conjunto de barras que possuem fontes de potência reativa contínua e/ou discreta, respectivamente.
 G, L : Conjunto das barras de geração e carga do sistema.
 NT : Conjunto de transformadores com controle automático de *taps*.
 U : Conjunto de barras que possuem fontes reativas controláveis discretas (bancos).
 qc_i e qR_i : Capacidade indutiva e capacitiva, respectivamente, instaladas na barra i .
 v, θ : Magnitude e ângulo das tensões nas barras do sistema.
 t_i : Valor do *tap* no transformador i .

Pg_i, Qg_i	:	Potências ativas e reativas geradas na barra i .
Pc_i, Qc_i	:	Demanda de potência ativa e reativa na barra i .
v_i^{min}, v_i^{max}	:	Limite inferior e superior da magnitude de tensão na barra i .
v_i	:	Magnitude da tensão na barra i .
T	:	Tap do transformador.
qc_i^{max}, qr_i^{max}	:	Limites superiores das fontes reativas capacitivas e indutivas contínuas na barra $m \in M$.
S_d	:	Conjunto de valores discretizados dos bancos de fontes de potência reativa. $S_d \in \{n\Delta\} \quad n = 0, 1, 2, \dots N.$
qc_i^0, qr_i^0	:	Capacidades das fontes reativas controláveis discretas, respectivamente, para alocar na barra candidata $i \in N$.
Δ_n	:	Intervalo de discretização das variáveis discretas (t_i, qc_i, qr_i)
a_i, b_i, c_i	:	Coefficientes da função que modela o custo de geração do i -ésimo gerador, próprio para cada tipo de geração.
$\gamma_i, \beta_i, \alpha_i, \xi_i, \lambda_i$:	Coefficientes da função que modela a emissão de gases emitidos pelos geradores térmicos.
$ S_{ij} $:	Magnitude do fluxo de potência aparente na linha de transmissão ij .
S_{ij}^{max}	:	Capacidade máxima da magnitude de fluxo de potência aparente na linha de transmissão ij .
NL	:	Número de linhas de transmissão do sistema.

A função objetivo f_1 modela o custo de geração das unidades térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas usando os parâmetros a_i, b_i e c_i próprio para cada tipo de unidade geradora. Esta função objetivo reflete o aspecto econômico do sistema elétrico e na prática representa o índice a ser otimizado no despacho econômico dessas usinas, onde cada unidade geradora é representada por uma curva de custo de geração em função da potência ativa gerada. A função objetivo f_2 representa a emissão de gases poluentes como sendo a soma de todos os tipos de emissão considerados, tais como, dióxido de carbono, dióxido de enxofre, óxidos de nitrogênio, monóxido de carbono e dióxido de nitrogênio. A função objetivo f_3 representa a minimização das perdas de potência ativa no sistema de transmissão. Este objetivo visa reduzir o

valor das perdas no sistema e, determinar a geração de potência reativa (ou nível de tensão gerada) e os *taps* dos transformadores com comutação sob carga, de forma a resultar em uma operação mais econômica do sistema. As perdas neste modelo é uma função não separável com relação às variáveis envolvidas.

Os conjuntos de equações (9) e (10) são as equações estáticas do fluxo de potência (MONTICELLI, 1983), que representam o balanço de potências ativa e reativa do sistema e relacionam as condições de operação da rede elétrica, com capacidade de geração e o atendimento das demandas ativas (P_c) e reativas (Q_c). A restrição (11) garante os limites operacionais do nível das magnitudes das tensões. A restrição (12) garante o limite térmico das linhas de transmissão. Restrição (13) fornece os limites discretos dos transformadores com controle automático de “*taps*”. As restrições (14)-(19) limitam a capacidade dos bancos de fontes reativas contínuas e discretas existentes. As restrições que representam os limites de produção dos geradores são detalhadas na próxima subseção.

O problema formulado através das equações de (6)–(19) juntamente com as restrições que representam os limites dos geradores representam modelo de programação não linear inteiro misto de grande porte multiobjetivo, com variáveis reais, contínuas e discretas. Nesta tese a técnica de solução proposta para este problema é um algoritmo genético multiobjetivo baseado no NSGA II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*). Esta meta-heurística é capaz de lidar com as não linearidades que caracterizam o problema, assim como as restrições de maneira eficiente. As incertezas de demanda, recursos renováveis (por exemplo, radiação solar e velocidade do vento) e de preços de equilíbrio de mercado (ou seja, preços DA e RT) são analisadas através de um algoritmo de cálculo de fluxo de potência probabilístico baseado em um método de estimação de pontos (MORALES; PÉREZ-RUIZ, 2007).

3.2.1 Limites de Produção das Unidades Geradoras

Os limites físicos e operacionais de produção de potência dos geradores são adicionados como restrições do modelo de FPO e são modelados através das seguintes restrições:

$$Pg_i^{min} \leq Pg_{i,s} \leq Pg_i^{max}, \quad \forall i \in G, \forall s \in S \quad (20)$$

$$Qg_i^{min}(Pg_{i,s}) \leq Qg_{i,s} \leq Qg_i^{max}(Pg_{i,s}), \quad \forall i \in G, \forall s \in S \quad (21)$$

$$\bar{S}g_i^{DG} \geq (Pg_{i,s}^{DG^2} + Qg_{i,s}^{DG^2})^{0,5}, \quad \forall i \in G, \forall s \in S \quad (22)$$

$$Pg_{i,s}^{DG} \tan \underline{\delta}_i^{DG} \leq Qg_{i,s}^{DG} \leq Pg_{i,s}^{DG} \tan \overline{\delta}_i^{DG}, \quad \forall i \in G, \forall s \in S \quad (23)$$

Observa-se que Qg_i^{\min} e Qg_i^{\max} são funções de $Pg_{i,s}$, como definidas abaixo (PEREIRA et al., 2016; POURAKBARI-KASMAEI; RIDER; MANTOVANI, 2016).

Se $Pg_i^{\min} \leq Pg_{i,s} \leq Pg_i', Pg_i''$

$$\frac{Pg_{i,s}}{Pg_i'} (Qg_i' - Qg_i^{\min}) + Qg_i^{\min} \leq Qg_{i,s} \leq \frac{\sqrt{(v_{i,s} \overline{E}_{i,s})^2 - (Pg_{i,s} X_{S_i})^2} - v_{i,s}}{X_{S_i}} \quad (24)$$

Se $Pg_i', Pg_i'' \leq Pg_{i,s} \leq Pg_i^{\max}$

$$-\sqrt{\overline{S}g_i^2 - Pg_{i,s}^2} \leq Qg_{i,s} \leq \sqrt{\overline{S}g_i^2 - Pg_{i,s}^2} \quad (25)$$

em que:

$$\overline{E}_{i,s} = \sqrt{\frac{(X_{S_i} Pg_i'')^2 + (X_{S_i} Qg_i'' + v_i^2)^2}{v_i^2}} \quad (26)$$

$$Pg_i' = \overline{S}g_i \cos(-\theta) \quad (27)$$

$$Qg_i' = \overline{S}g_i \sin(-\theta) \quad (28)$$

$$Pg_i'' = \overline{S}g_i \cos(\theta) \quad (29)$$

$$Qg_i'' = \overline{S}g_i \sin(\theta) \quad (30)$$

$Pg_{i,s}, Qg_{i,s}$: Potência ativa e reativa geradas na barra i no cenário s .

Pg_i^{\min}, Pg_i^{\max} : Limite inferior e superior da potência ativa na barra i .

$Qg_i^{\min}(Pg_{i,s}),$
 $Qg_i^{\max}(Pg_{i,s}),$: Limite inferior e superior da potência reativa na barra i imposta pela curva de capacidade.

Pg_i', Qg_i' : Coordenadas entre a primeira e segunda parte da curva de capacidade.

Pg_i'', Qg_i'' : Coordenadas entre a segunda e terceira parte da curva de capacidade.

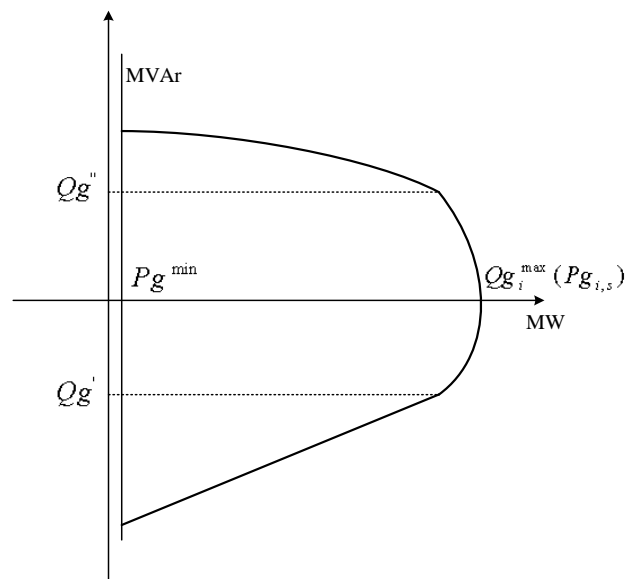
- X_{S_i} : Reatância síncrona da máquina
- $\bar{E}_{i,s}$: Tensão máxima na barra i no cenário s.
- \bar{S}_{g_i} : Potência aparente dá máquina

As equações (20)-(21) representam a capacidade máxima de produção de potências ativa e reativa das unidades geradoras, respectivamente. O limite máximo de produção de potência aparente é representado através da equação (22). Finalmente, os limites aceitáveis de fator de potência operacional exigidos são incorporados ao modelo através da equação (23), garantindo que não haja excessiva injeção de potência reativa na rede pelas unidades geradoras.

Para evitar sobrecarregar o modelo com detalhes que não são fundamentais para os aspectos realizados neste trabalho, considera-se que a combinação do conjunto de equações (20)-(23) representa matematicamente as curvas de capacidade para operação segura e confiável das unidades de geração (FAZELPOUR et al., 2015). No entanto, outros modelos de capacidade específicos e/ou mais detalhados podem ser utilizados para representação dos limites de operação destas unidades (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; PEREIRA et al., 2016).

Na Figura 1 ilustra-se a curva de capacidade de um gerador síncrono.

Figura 1 - Curva de Capabilidade

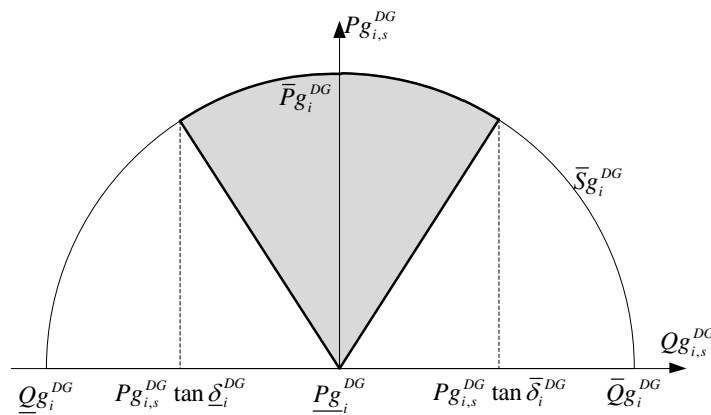


Elaboração da própria autora

Na Figura 2 ilustra-se a região de operação resultante (área sombreada) das unidades de geração.

Note que $G = G^{dsp} \cup G^{int}$, em que G^{dsp} e G^{int} representam respectivamente os conjuntos das unidades geradoras despacháveis e intermitentes (não despacháveis). A potência ativa produzida por $\forall g \in G^{dsp}$ pode ser completamente controlada. Por outro lado, a produção de potência ativa de $\forall g \in G^{int}$ depende exclusivamente da disponibilidade de recursos naturais de natureza probabilística, tais como velocidade do vento e radiação solar, por exemplo. Neste trabalho, utilizam-se os modelos apresentados por Liu, Wen e Ledwich (2011) para cálculo da potência produzida por unidades de GD intermitentes eólicas e solares.

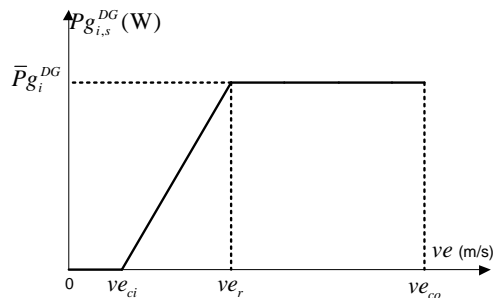
Figura 2 - Região de operação das unidades de GD



Fonte: (CERBANTES, 2017)

Na Figura 3, ilustra-se a curva de potência considerada para turbinas eólicas, em que ve é a velocidade do vento, ve_{ci} é a velocidade de *cut-in*, ve_r é velocidade mínima para geração máxima e ve_{co} é a velocidade de *cut-out*.

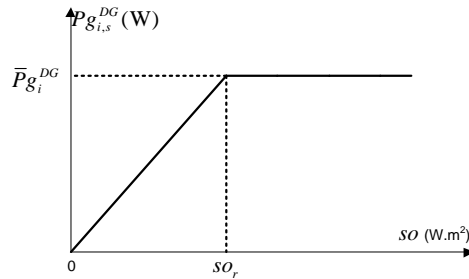
Figura 3 - Curva de potência das turbinas eólicas



Fonte: (LIU; WEN; LEDWICH, 2011).

A curva de potência dos geradores solares ou PVP é ilustrada através da Figura 4, em que so é a radiação ou intensidade solar e so_r é a radiação mínima para máxima produção de potência.

Figura 4- Curva de potência dos painéis PVP



Fonte: (LIU; WEN; LEDWICH, 2011).

As fontes de energia renováveis que possuem comportamento probabilístico e as incertezas das cargas são consideradas no problema de FPO neste trabalho através do uso de um método de fluxo de potência probabilístico conhecido como método estimado dos dois pontos.

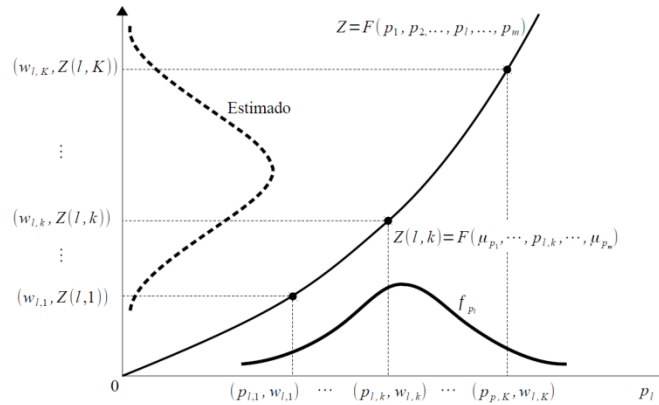
3.3 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

Neste trabalho, é aplicada a metodologia relatada por Morales e Pérez-Ruiz (2007), para a solução do problema de fluxo de potência probabilístico em planejamento de transmissão de energia elétrica. Esta metodologia é baseada no método de estimação de pontos proposto por Hong (1998) e é detalhada na próxima subseção.

3.3.1 Método de estimação de ponto de Hong

Os métodos de estimativa de pontos concentram a informação estatística fornecida pelos primeiros momentos centrais de um problema com variáveis de entrada aleatórias em K pontos para cada variável, chamadas concentrações. Usando estes pontos e uma função de transferência F , que relaciona variáveis de entrada com as de saída, obtendo a informação sobre a incerteza associada ao problema, conforme a Figura 5. A k -ésima concentração $(p_{l,k}, \omega_{l,k})$ de uma variável aleatória p_l é definida como um par formado 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. O peso $\omega_{l,k}$ é um fator de ponderação que representa a importância relativa desta avaliação nas variáveis aleatórias de saída.

Figura 5 - Método de estimação de pontos de Hong



Fonte: (MORALES; PÉREZ-RUIZ, 2007)

No método de estimativa de pontos proposto por Hong (1998), a função F deve ser avaliada apenas K vezes para cada variável aleatória p_l nos K pontos formados pela k -ésima localização da variável de entrada aleatória $p_{l,k}$, e pela média (μ) das $m - 1$ variáveis de entrada restantes, isto é, nos pontos $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, p_{l,k}, \dots, \mu_{p_m})$. Ou seja, o problema determinístico Z deve ser resolvido K vezes para cada variável de entrada aleatória p_l . O número de avaliações K a serem realizadas depende do esquema empregado. Assim, o número total de avaliações da função F é $K \times m$. Variações ou esquemas específicos deste método levam em consideração uma avaliação a mais da função F no ponto formado pelas médias das m variáveis de entrada $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, \mu_{p_l}, \dots, \mu_{p_m})$. Por isso, 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 por:

$$p_{l,k} = \mu_{p_l} + \xi_{l,k} \sigma_{p_l} \quad (31)$$

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

A localização padrão $\xi_{l,k}$ e o peso $\omega_{l,k}$ são encontrados por meio da solução do seguinte sistema não linear de equações:

$$\sum_{k=1}^K \omega_{l,k} = \frac{1}{m} \quad (32)$$

$$\sum_{k=1}^K \omega_{l,k} \left(\xi_{l,k} \right)^j = \lambda_{l,j}, \quad j = 1, \dots, 2K - 1 \quad (33)$$

onde $\lambda_{l,j}$ representa o j -ésimo momento central padrão da variável aleatória p_l com função de densidade de probabilidade f_{p_l} , ou seja

$$\lambda_{l,j} = \frac{M_j(p_l)}{(\sigma_{p_l})^j} \quad (34)$$

$$M_j(p_l) = \int_{-\infty}^{\infty} (p_l - \mu_{p_l})^j f_{p_l} dp_l \quad (35)$$

Observe que $\lambda_{l,1} = 0$, $\lambda_{l,2} = 1$, e $\lambda_{l,3}$ e $\lambda_{l,4}$ são, respectivamente, os coeficientes de assimetria e curtose de p_l . O sistema de equações (32) e (33) pode ser resolvido de maneira eficaz por meio do procedimento proposto por Miller e Rice (1983). Uma vez que todas as concentrações $(p_{l,k}, \omega_{l,k})$ são obtidas, a função F é avaliada nos pontos $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, p_{l,k}, \dots, \mu_{p_m})$ produzindo $Z(l, k)$, onde Z é o vetor das variáveis aleatórias de saída associado à k -ésima concentração da variável aleatória p_l . O j -ésimo momento bruto das variáveis aleatórias de saída é determinado da seguinte forma:

$$\mu'_j = E[Z^j] \cong \sum_{l=1}^m \sum_{k=1}^K \omega_{l,k} (Z(l, k))^j \quad (36)$$

3.3.2 Esquema 2m

Este esquema usa apenas duas concentrações para cada variável de entrada aleatória. Do sistema de equações (32) e (33), para $K = 2$, a informação estatística fornecida pelo coeficiente de assimetria $\lambda_{l,3}$ é suficiente para obter uma solução analítica para o desvio padrão e peso da variável aleatória p_l

$$\xi_{l,1} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} + \sqrt{m + \left(\frac{\lambda_{l,3}}{2}\right)^2}, \quad \xi_{l,2} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} - \sqrt{m + \left(\frac{\lambda_{l,3}}{2}\right)^2} \quad (37)$$

$$\omega_{l,1} = -\frac{1}{m} \frac{\xi_{l,2}}{\xi_{l,1} - \xi_{l,2}}, \omega_{l,2} = \frac{1}{m} \frac{\xi_{l,2}}{\xi_{l,1} - \xi_{l,2}} \quad (38)$$

Levando em consideração a média e o desvio padrão de p_l , as localizações $p_{l,1}$ e $p_{l,2}$ são calculadas através da equação (31).

As localizações padrão, $\xi_{l,1}$ e $\xi_{l,2}$ em (37), dependem do número m de variáveis de entrada aleatória. Conforme m aumenta, as localizações $p_{l,1}$ e $p_{l,2}$ se afastam da média μ_{p_l} de acordo com \sqrt{m} . Assim, as localizações podem estar onde a distribuição de probabilidade de p_l não é bem conhecida ou fora do seu domínio de definição, e visto como uma desvantagem apontada por Christian e Baecher (2002), para todos os $K \times m$ esquemas.

Por outro lado, o esquema $2m$ tem vantagens significativas devido a sua simplicidade, sua baixa carga computacional e o fato de que sempre fornece soluções de valor real para as concentrações.

3.3.3 Resolução do Fluxo de Potência Probabilístico através do Método de Hong

Os dados de entrada do fluxo de potência probabilístico, as variáveis e/ou parâmetros do fluxo de potência são modelados como variáveis aleatórias com uma determinada função de distribuição de probabilidade. O método de estimativa de pontos permite a modelagem como variáveis aleatórias, ambas as variáveis de entrada do problema de fluxo de potência (como por exemplo, injeções de energia) e parâmetros de entrada (como por exemplo, reatância de linha). Aliás, no problema de fluxo de potência probabilístico, 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 deve ser executado para determinar o estado da rede em 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 por:

$$Z(l, k) = F(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \dots, p_{l,k}, \dots, \mu_{p_m}) \quad (39)$$

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

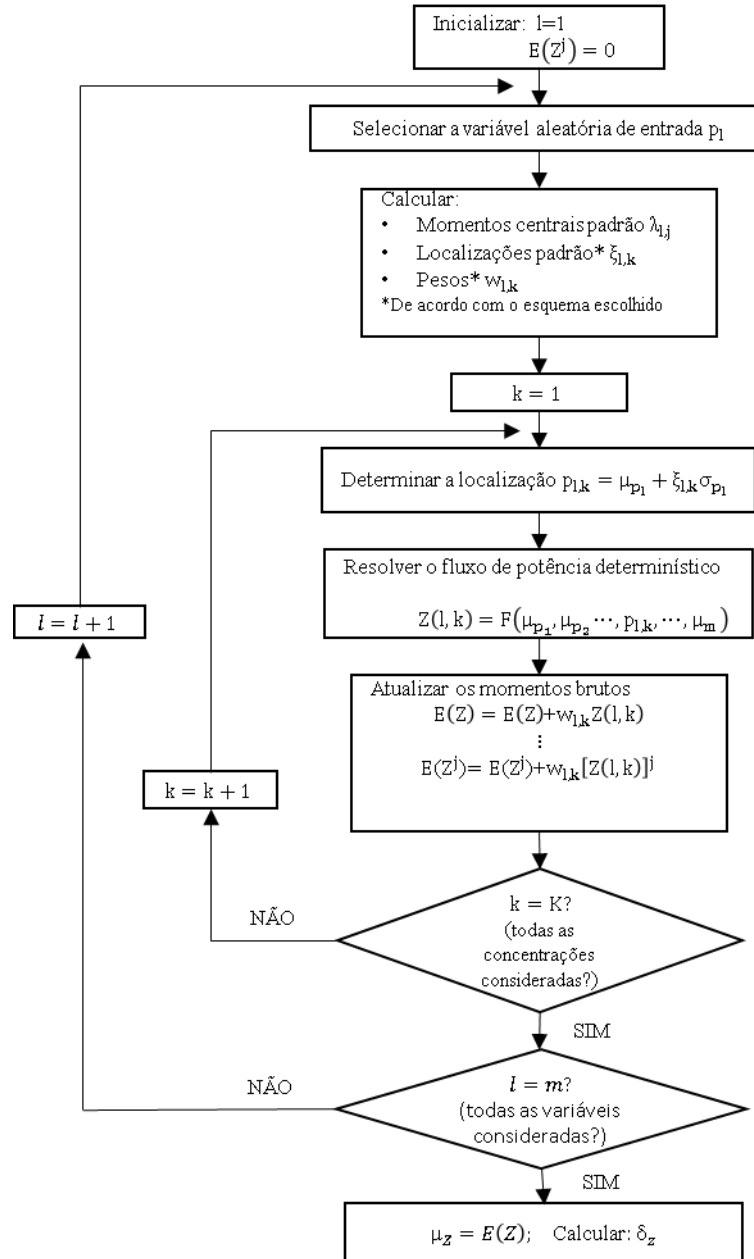
O número total de problemas determinísticos de fluxo de potência a serem executados depende do esquema de concentração considerado. O vetor $Z(l, k)$ é usado para estimar os momentos brutos das variáveis aleatórias de saída:

$$E(Z^j) \cong E(Z^j) + \omega_{l,k}(Z(l, k))^j \quad (40)$$

O algoritmo termina quando todas as concentrações de todas as variáveis aleatórias de entrada são avaliadas. Então, os momentos brutos estimados das variáveis aleatórias de saída são usados para calcular a informação estatística desejada.

O algoritmo de fluxo de potência probabilístico baseado no método de estimação de pontos de Hong (1998) mostrado no diagrama de blocos Figura 6 é empregado neste trabalho para incorporação das incertezas de demanda e das fontes de energia renováveis (eólica e fotovoltaica).

Figura 6 - Fluxograma do algoritmo de fluxo de potência probabilístico



Fonte: (MORALES; PÉREZ-RUIZ, 2007)

4 TÉCNICA DE SOLUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os conceitos básicos sobre técnicas de otimização para solução de problemas multiobjetivos, fundamentos conceituais da meta-heurística NSGA-II e o algoritmo desenvolvido para a solução do problema FPO considerando os modelos determinístico e estocástico com variáveis contínuas e discretas detalhados no Capítulo 3.

4.1 OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO

Os fundamentos matemáticos da otimização multiobjetivo (OM) tiveram sua origem no período compreendido entre os anos de 1895 e 1906, época que os trabalhos de Vilfredo Pareto foram publicados. Porém, os avanços em relação ao desenvolvimento e aplicações aconteceram nos anos de 1950 e 1960, em especial nas áreas de economia, psicologia e pesquisa operacional (COHON, 2003). A primeira aplicação de OM na engenharia relatada na literatura foi o trabalho publicado por Zadeh em 1963 (COELLO, LAMONT, VLEDHUIZEN, 2007).

Um problema de otimização multiobjetivo, (MOOP, *Multi-objective Optimization Problem*), equivale em minimizar (maximizar) simultaneamente um conjunto de funções objetivo, satisfazendo um conjunto de restrições. Para este tipo de problema não existe uma única solução que seja ótima com relação a todos os objetivos, mas um conjunto de boas soluções não dominadas (DEB et al., 2000). A escolha de uma solução particular, ou seja, a tomada de decisão pode ser através dos métodos *a priori*, em que a tomada de decisão é feita antes da solução do problema, ou através dos métodos *a posteriori*, em que a tomada de decisão é feita após a solução do problema, e os métodos interativos, em que são feitas intervenções durante o processo de busca do conjunto ótimo com o intuito de orientar a busca para regiões de interesse (COELLO, LAMONT, VLEDHUIZEN, 2007).

Os Algoritmos Evolutivos (AEs) foram os primeiros algoritmos de meta-heurísticas empregados na resolução de problemas multiobjetivos, com o método apresentado por David Shaffer em 1984 denominado VEGA (*Vector Evaluated Genetic Algorithm*) (BRANKE et al., 2008). Depois da publicação de David Shaffer, surgiram novas meta-heurísticas de otimização multiobjetivo, como MOEA (*Multiobjective Evolutionary Algorithm*) (GOLDBERG, 1989),

WPGA (*Weight Based Genetic Algorithm*) (HAJELA; LIN, 1992), MOGA (*Multiobjective Genetic Algorithm*) (FONSECA; FLEMING, 1993), NSGA (*Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm*) (SRINIVAS; DEB, 1994), SPEA (*Strength Pareto Evolutionary Algorithm*) (ZITZLER; THIELE, 1998), SPEA-2 (*Strength Pareto Evolutionary Algorithm*) (ZITZLER et al., 2001). Além dos algoritmos evolutivos, outras meta-heurísticas também têm sido empregadas na otimização multiobjetivo, como a busca tabu, PSO (*Particle Swarm Optimization*) e SA (*Simulated Annealing*) (BAYKASOGLU et al., 1999; DEB et al., 2000; REYES-SIERRA; COELLO, 2006; COELLO; LAMONT; VELDHUIZEN, 2007; CHANDAK et al., 2011).

A técnica de solução proposta para resolução do problema de FPO neste trabalho é o algoritmo genético multiobjetivo NSGA-II (*Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm*) (DEB et al., 2002), em razão de suas características de convergência, e possibilita a solução de problemas de PNL com variáveis contínuas e discretas, preserva a diversidade da população. O NSGA-II utiliza o critério de não dominância e é baseado em população, por isto, é eficiente em encontrar um conjunto de soluções não dominadas de boa qualidade que pertencem ou que estão próximas da fronteira de Pareto ótima.

4.2 CONCEITO DE DOMINÂNCIA

Definição 1 - Dominância: Seja um problema multiobjetivo com k funções objetivo para serem minimizadas simultaneamente: uma solução x_1 domina uma solução x_2 , se x_1 é melhor que x_2 em pelo menos um objetivo f_i , e não é pior que x_2 para qualquer outro objetivo f_j , $j = 1, 2, \dots, k$ e $j \neq i$:

$$x_1 \text{ domina } x_2 \text{ se } f_i(x_1) < f_i(x_2) \text{ e } f_j(x_1) \leq f_j(x_2) \quad (41)$$

Se uma solução x_1 não domina uma solução x_2 e nem uma solução x_2 domina uma solução x_1 , estas soluções são chamadas indiferentes, ou que possuem o mesmo grau de dominância.

O critério de dominância embora seja definido no espaço das variáveis de decisão a comparação entre as duas soluções, x_1 e x_2 é feita no espaço das funções objetivo, isto é, utilizam-se os resultados da avaliação de cada uma das funções objetivo.

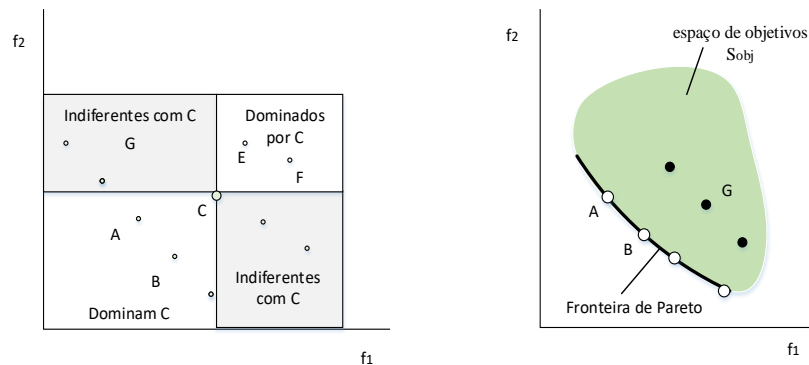
Definição 2 - Solução não-dominada ou Pareto-ótima: Uma solução $x_1 \in P$, que domina qualquer outra solução $x_2 \in P$ ($P \subseteq S_{fact}$, onde S_{fact} é o espaço de busca do problema), é chamada de não-dominada ou Pareto-ótima em P .

Definição 3 - *Conjunto ótimo de Pareto*: É o conjunto formado por todas as soluções não dominadas ou Pareto-ótimas.

Definição 4 - *Fronteira de Pareto*: Fronteira de Pareto é o conjunto formado pela imagem do conjunto Pareto-ótimo no espaço dos objetivos, S_{obj} .

Na Figura 7 ilustram-se as definições 1-4.

Figura 7 - Ilustração das Definições de Conceito de Dominância



Fonte: (ARROYO, 2002)

4.3 NSGA-II

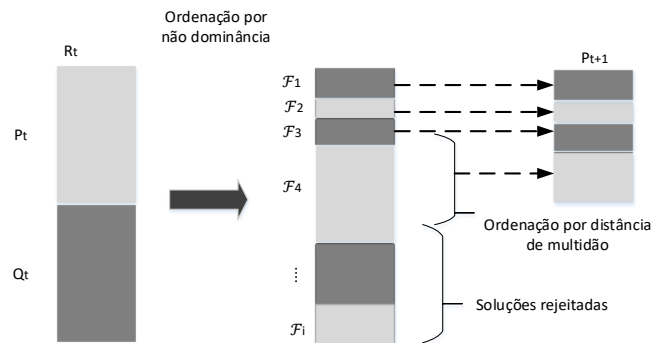
O NSGA-II, amplamente relatado na literatura (DEB et al., 2002; DEB et al., 2000), é um algoritmo elitista que preserva a diversidade da população. Este algoritmo é robusto, fácil de entender e implementar, e pode ser aplicado para a solução de vários tipos de problemas de otimização em diversas áreas do conhecimento com excelentes resultados. O NSGA-II incorpora o princípio de dominância para encontrar um conjunto de soluções de alta qualidade não-dominadas, que podem estar próximas ou até mesmo pertencer à frente ótima de Pareto (conjunto de soluções multiobjetivo ótimas do problema).

O algoritmo NSGA-II, do mesmo modo que o algoritmo genético clássico, inicia-se com uma população P , e a partir dela gera-se uma população Q . Na primeira iteração é gerada uma população P_t de dimensão N , e essa população é classificada e ordenada através do critério de não dominância, encontrando assim as fronteiras não dominadas $\mathcal{F}_1, \mathcal{F}_2, \dots, \mathcal{F}_k$. Em seguida, por meio dos operadores genéticos de seleção, cruzamento e mutação é gerada uma

população Q_t também de dimensão N . O próximo passo é a combinação dessas duas populações formando uma única população $R_t = P_t \cup Q_t$, com dimensão igual a $2N$, e assim o algoritmo passa a trabalhar com a população R_t (DEB et al., 2002).

Para encontrar a próxima população P_{t+1} , classifica e ordena-se a população R_t através do critério de não dominância, encontrando, assim, as fronteiras não dominadas da população R_t . Apenas N soluções da população R_t vão pertencer à população P_{t+1} , as outras N soluções de R_t são descartadas. Desse modo, a população P_{t+1} é formada pelos indivíduos pertencentes $\mathcal{F}_1, \mathcal{F}_2, \dots, \mathcal{F}_i$ até que $|P_{t+1}| = |\mathcal{F}_1| + |\mathcal{F}_2| + \dots + |\mathcal{F}_k| \leq N$. Todo o conjunto \mathcal{F}_i deve ser colocado em P_{t+1} , mas se $|\mathcal{F}_i| > N_{ind} - |P_{t+1}|$, então apenas as $N - |P_{t+1}|$ soluções mais dispersas de \mathcal{F}_i devem ser colocadas na população P_{t+1} (DEB et al., 2002). O grau de dispersão de uma solução com relação à fronteira de Pareto que ela se encontra é obtido através do cálculo da distância de multidão que é detalhado a seguir. Na Figura 8 ilustra-se o processo de uma iteração do algoritmo NSGA-II.

Figura 8 - Processo de formação da população P_{t+1} do NSGA-II



Fonte: (DEB et al., 2002)

A diversidade das soluções do algoritmo NSGA-II é assegurada pelo cálculo da distância de multidão (*crowding distance*), pois possibilita que as soluções mais dispersas da fronteira \mathcal{F}_i ocupem as últimas vagas disponíveis na próxima população P_{t+1} . Na Figura 9 tem-se a representação geométrica do conceito de distância de multidão. A distância de multidão dm_i de uma solução i é definida como sendo o perímetro do cubóide criado a partir de i e tendo como vértices seus vizinhos mais próximos (DEB et al., 2002). O valor da distância de multidão do i -ésimo indivíduo do conjunto M é dado por:

$$dm_i^{\mathcal{F}_j} = \sum_{n \in M} \frac{f_n^{\mathcal{F}_j^{i+1}} - f_n^{\mathcal{F}_j^{i-1}}}{f_n^{\mathcal{F}_j^{\max}} - f_n^{\mathcal{F}_j^{\min}}} \quad (42)$$

Onde:

$dm_i^{\mathcal{F}_j}$: Distância de multidão para o indivíduo i da fronteira j ;

$f_n^{\mathcal{F}_j^{i+1}}$: Valor da função objetivo n para o vizinho $i + 1$ da fronteira j ;

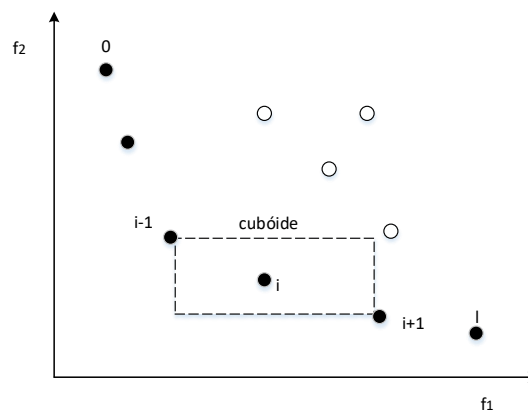
$f_n^{\mathcal{F}_j^{i-1}}$: Valor da função objetivo n para o vizinho $i - 1$ da fronteira j ;

$f_n^{\mathcal{F}_j^{max}}$: Valor máximo da função objetivo n da fronteira j ;

$f_n^{\mathcal{F}_j^{min}}$: Valor mínimo da função objetivo n da fronteira j ;

e M : Conjunto de funções objetivo do problema.

Figura 9 - Ilustração do cálculo da distância de multidão



Fonte: (DEB et al., 2002)

Para gerar a população Q_{t+1} a partir da população P_{t+1} , o algoritmo NSGA-II usa o operador genético de seleção por torneio com uma pequena modificação, empregando o operador comparativo considerando a distância de multidão de uma solução (*crowded tournament selection operator*). Desta forma, uma solução i é escolhida em um torneio com a solução j , se:

- i) A solução i possui um melhor nível de não dominância, $rank_i < rank_j$;

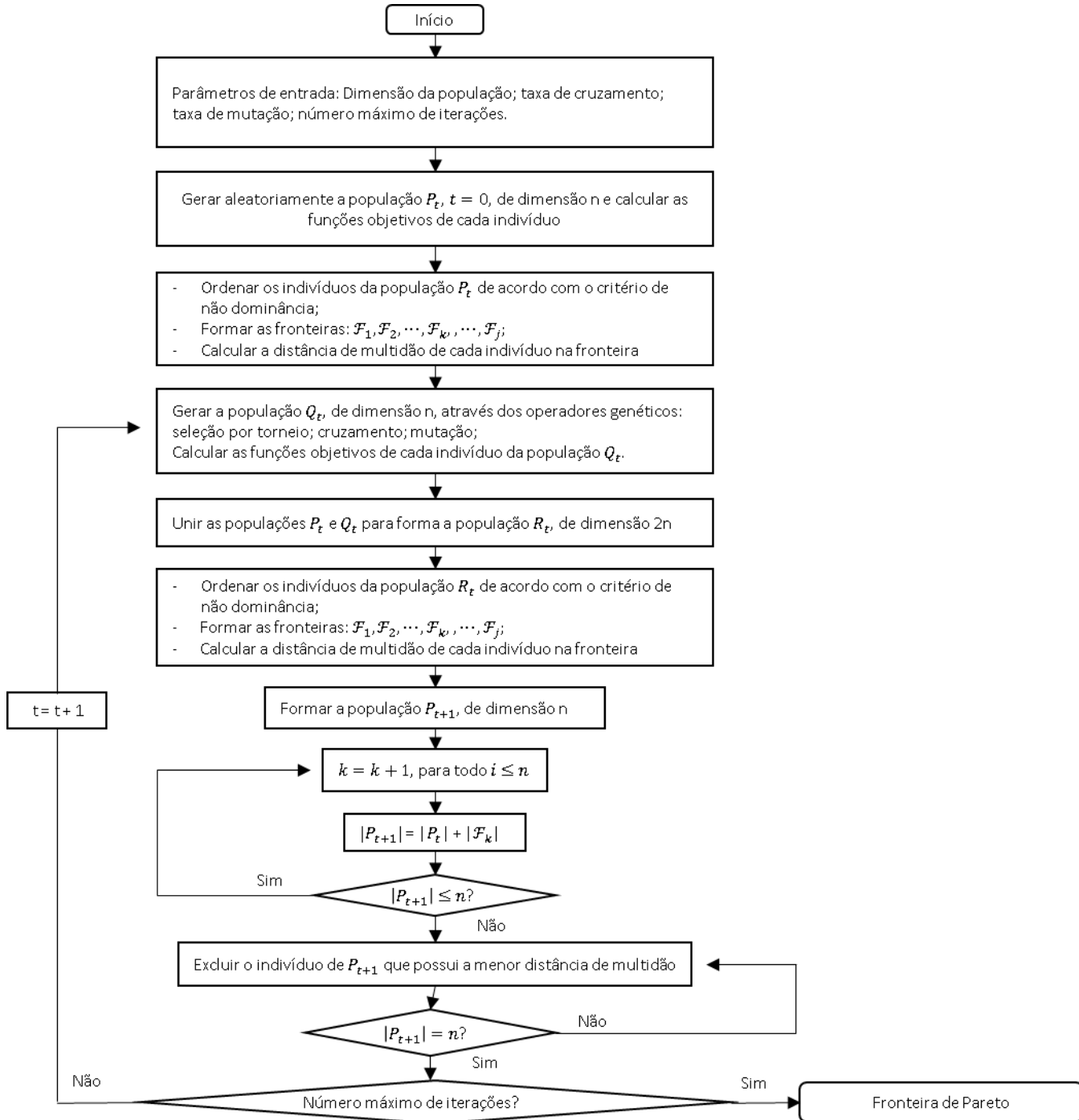
- ii) Se as soluções i e j são indiferentes, ou seja, possuem o mesmo rank, porém a solução i possui uma maior distância de multidão que a solução j , $dm_i^{\mathcal{F}^k} > dm_j^{\mathcal{F}^k}$.

Em seguida, aplicam-se os operadores genéticos de cruzamento e de mutação nos indivíduos selecionados (DEB et al., 2002). Esse processo é repetido em cada iteração do algoritmo NSGA-II até que a convergência do algoritmo seja alcançada.

4.4 ALGORITMO PROPOSTO PARA A SOLUÇÃO DE FPO

O problema de FPO é um problema de PNLIM do tipo *NP-hard*, 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 ou linearização do modelo ou considerando-o como o modelo de PNLIM original, e as heurísticas e meta-heurísticas, e dentre as meta-heurísticas o algoritmo de otimização multiobjetivo *Non Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA II) que é proposto neste trabalho para sua solução, cujo diagrama de blocos está apresentado na Figura 10.

Figura 10 - Fluxograma do NSGA-II



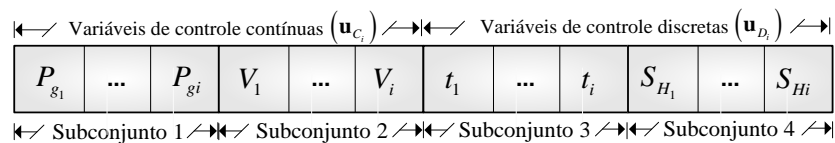
Fonte: Elaboração da própria autora

4.4.1 Codificação

Os indivíduos da população do algoritmo NSGA-II são formados por quatro subconjuntos de variáveis, representadas pelas variáveis de controle do modelo do sistema elétrico de potência, como ilustrado na Figura 11, onde o conjunto de variáveis de controle referentes á

potência ativa gerada refere-se à geração dos geradores despacháveis, uma vez que a geração das fontes renováveis é considerada através de suas curvas de geração diárias e do fluxo de potência probabilístico. As variáveis contínuas e as variáveis discretas são codificadas em base real satisfazendo suas respectivas condições de factibilidade. As vantagens deste sistema de codificação são armazenar uma maior quantidade de informações que a codificação binária para um cromossomo com a mesma dimensão e trabalhar com a representação real das variáveis do problema. A partir das variáveis de controle contínuas e discretas estabelecidas para cada indivíduo calculam-se as restrições de fluxo de carga. Estas restrições são resolvidas através do Método de Newton no caso determinístico (MONTICELLI, 1983) e pelo método estimado dos dois pontos no caso probabilístico proposto por Morales e Pérez-Ruiz (2007) apresentado no capítulo anterior, e posteriormente verifica-se a factibilidade das demais restrições do modelo de FPO e calculam-se as funções objetivo.

Figura 11 - Estrutura do cromossomo da população



Fonte: Elaboração da própria autora

4.4.2 Geração da população inicial

O Algoritmo é inicializado com uma população P_t , $t = 0$, de dimensão N . A potência ativa gerada (P_{gi}) e as magnitudes de tensões (v_i) são tratadas como variáveis de controle contínuas e geradas de forma aleatória satisfazendo seus respectivos limites mínimos e máximos. As magnitudes das tensões para as barras de referência ($V\theta$) e de tensão controlada (PV), são geradas através da seguinte equação (43):

$$v_i = v_i^{min} + nv_i \cdot (\Delta v), i \in \{PV \cup V\theta\} \quad (43)$$

em que nv_i é um número aleatório no intervalo $[0, \dots, k_i]$ e $k_i = \text{int}(v_i^{max} - v_i^{min} / \Delta v)$

A potência ativa gerada total deve suprir as demandas das cargas e as perdas ativas do sistema. Visando-se satisfazer esta condição, para cada gerador é gerado um valor aleatório que representa a sua geração de potência ativa e que deve estar dentro dos seus limites preestabelecidos de geração, de acordo com a equação (44):

$$Pg_i = Pg_i^{min} + npg_i \cdot (\Delta p), i \in G \quad (44)$$

em que npg_i é um número aleatório no intervalo $[0, \dots, k_i]$ e $k_i = \text{int}(Pg_i^{max} - Pg_i^{min} / \Delta pg)$.

Desta forma, somando as propostas de potência ativa gerada de cada gerador e um valor aproximado de estimativa para as perdas ativa do sistema deve-se ter a capacidade total de geração da rede. A diferença entre esta soma e a demanda total com as perdas deve ser suprida pela barra de referência.

Os transformadores com controle automático de taps (t_i) e os bancos de capacitores e reatores shunts (S_{Hi}) são representados por valores discretos como segue:

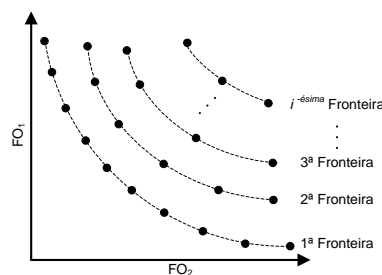
$$u_{Di} = u_{Di}^{min} + n_i \cdot (\Delta u_D), i \in N \quad (45)$$

Em que n_i é um número aleatório inteiro no intervalo $[0, \dots, k_i]$ e $k_i = \text{int}(u_{Di}^{max} - u_{Di}^{min} / \Delta u_D)$.

4.4.3 Ordenamento da População por dominância

O NSGA-II (DEB et al., 2000) é baseado em um ordenamento elitista por não dominância. Da mesma maneira que os AGs convencionais, o NSGA-II trabalha com uma população pai (p), a partir da qual gera-se uma população filha (Q). Na primeira geração, origina-se uma população P_t sendo $|P_t| = K$, ou seja, de dimensão K , a qual é ordenada pelo grau de dominância das soluções, encontrando, assim, os conjuntos de soluções denominados de fronteiras não dominadas $\mathcal{F}_1, \mathcal{F}_2, \dots, \mathcal{F}_i$ (Figura 12). Em seguida, aplicando os operadores de seleção, cruzamento e mutação, obtém-se a população filha Q_t , também de dimensão K . Ao final desse processo, as populações pai e filha são unidas em uma única população R_t de dimensão $2K$. A partir desta etapa, o algoritmo genético multiobjetivo passa a trabalhar com esta população R_t .

Figura 12 - Classificação da população em fronteiras de Pareto



Fonte: (DEB, 2000)

4.4.4 Distância de Agrupamento (*Crowding Distance*) e Elitismo

A população paterna da geração atual (P_{t+1}) é estruturada em fronteiras por não dominância, e então se calcula a distância de multidão entre os indivíduos que pertencem a uma mesma fronteira de Pareto. Se as soluções tiverem o mesmo *rank*, ou seja, pertencerem à mesma fronteira, a solução com maior distância de multidão é a vencedora do torneio, caso contrário, a solução vencedora será a de menor *rank*, ou seja, a que pertence à fronteira com menor índice.

O elitismo baseia-se no conceito de utilizar as melhores soluções, da atual iteração, com características de não dominância, e usá-las na próxima iteração. A partir da primeira iteração em diante, $t \geq 1$, as iterações do algoritmo são dadas da seguinte forma:

- i) Os indivíduos da população Q_t são avaliados com relação a cada função objetivo do problema e das restrições violadas penalizadas;
- ii) A população P_t e Q_t são combinadas e formam uma população $R_t = P_t \cup Q_t$, de dimensão $2n$;
- iii) Ordenam-se os indivíduos da população R_t através do critério de não dominância, e assim são formadas as fronteiras não dominadas de R_t , $\mathcal{F}_1, \mathcal{F}_2, \dots, \mathcal{F}_i$;
- iv) A nova população P_{t+1} , de dimensão n , é formada pelos indivíduos pertencentes as fronteiras $\mathcal{F}_1, \mathcal{F}_2, \dots, \mathcal{F}_i$ enquanto $|P_{t+1}| + |\mathcal{F}_i| < n$. Assim, o conjunto \mathcal{F}_i é inserido em $|P_{t+1}|$, mas se $|\mathcal{F}_i| > n$, então apenas as $n - |P_{t+1}|$ soluções mais dispersas de \mathcal{F}_i são colocadas na população P_{t+1} . Viabilizando assim, a diversidade na fronteira de Pareto.
- v) A partir da população P_{t+1} , aplicam-se os operadores genéticos de seleção, cruzamento e mutação para criar a nova população Q_{t+1} .

4.4.5 Seleção por Torneio

No processo de seleção por torneio, inicialmente, sorteiam-se k indivíduos diferentes, $\{p_1, p_2, \dots, p_k\}$, do vetor dos pais P e comparam-se os valores de suas funções de adaptação, levando-se em consideração os valores da não dominância (*Non-Dominated*) e da distância de multidão (*crowding distance*).

No torneio, o primeiro item a ser analisado é a qual fronteira os indivíduos pertencem. Se os indivíduos pertencerem a fronteiras diferentes, o que está mais próximo à primeira, fronteira, de acordo com a Figura 12, ganha o torneio. Caso os indivíduos estejam na mesma

fronteira, analisa-se a distância de agrupamento, escolhendo o indivíduo que tiver maior valor desta distância. Após o torneio, tem-se uma nova população de pais denominada P' .

4.4.6 Cruzamento

O Cruzamento consiste na troca de material genético entre dois indivíduos denominados pais, p'_1 e p'_2 , combinando informações de maneira que exista a probabilidade razoável de que os novos indivíduos sejam melhores do que os pais P . O objetivo principal do operador de cruzamento é transmitir para as futuras gerações as características genéticas dos indivíduos mais aptos da população por meio de troca de informações entre si, gerando novos indivíduos. A partir do conjunto formado pelos indivíduos através do operador de seleção, é feito o cruzamento dos indivíduos da seguinte forma:

- i) Selecionam-se aleatoriamente dois indivíduos candidatos à cruzamento;
- ii) Para que os indivíduos selecionados sejam submetidos ao cruzamento, gera-se um número aleatório $k \in [0,1]$. Se k é menor que a taxa de cruzamento p_c , então aplica-se o operador de cruzamento, caso contrário, não se aplica;
- iii) Gera-se de forma aleatória um número entre 1 e $n - 1$ (n número de variáveis de controle do vetor de codificação), esse número indica o ponto de cruzamento;
- iv) As parcelas que estão à direita do ponto de cruzamento de ambos os indivíduos são trocadas, formando os dois novos indivíduos.

4.4.7 Mutação

A mutação é utilizada para garantir maior exploração do espaço de busca, evitando assim, os ótimos locais. A mutação implementada neste trabalho é do tipo indutiva, em que a taxa de mutação P_m indica a probabilidade de que uma posição do indivíduo vai ser modificada. Assim, é gerado um número aleatório $k \in [0,1]$ e se esse número é menor que P_m , então se realiza a mutação, caso contrário, não se aplica o operador de mutação. Inicialmente sorteia-se de forma aleatória uma posição dentro de cada subconjunto do cromossomo onde irá ocorrer a mutação (Figura 11), e por último faz-se a troca da informação desta posição.

A seguir é apresentada a forma na qual a mutação ocorre para cada um dos subconjuntos de variáveis de controle do cromossomo:

Subconjunto 01 – Potência ativa gerada: A mutação para este subconjunto é efetuada gerando aleatoriamente um número $I \in [0,1]$. Se $I \geq 0,5$ aumentar o valor do gene seleciona-

do para mutação em Δp , e $I < 0,5$ diminuir o valor do gene selecionado em Δp . Caso o valor da variável de controle do gene selecionado esteja no valor máximo reduzi-lo em Δp e caso esteja no valor mínimo aumentá-lo em Δp .

Subconjunto 02 – Magnitude de tensões em barras de tensão controlada e referência: A mutação para este subconjunto de variáveis de controle é efetuada gerando aleatoriamente um número $I \in [0,1]$. Se $I \geq 0,5$ aumentar o valor do gene selecionado para mutação em Δv , e $I < 0,5$ diminuir o valor do gene selecionado em Δv . Caso o valor da variável de controle do gene selecionado esteja no valor máximo reduzi-lo em Δv e caso esteja no valor mínimo aumentá-lo em Δv .

Subconjunto 03 - Transformadores com controle automático de taps (*OLTC*): Gerar um número aleatório $I \in [0,1]$. Se $I \geq 0,5$ aumentar o valor do gene selecionado para mutação em Δu_D , e $I < 0,5$ diminuir o valor do gene selecionado em Δu_D . Caso o valor da variável de controle do gene selecionado esteja no valor máximo reduzi-lo em Δu_D , e caso esteja no valor mínimo aumentá-lo em Δu_D .

Subconjunto 03 – Bancos de capacitores e reatores shunts: Gerar um número aleatório $I \in [0,1]$. Se $I \geq 0,5$ aumentar o valor do gene selecionado para mutação em Δu_D , e $I < 0,5$ diminuir o valor do gene selecionado em Δu_D . Caso o valor da variável de controle do gene selecionado esteja no valor máximo reduzi-lo em Δu_D , e caso esteja no valor mínimo aumentá-lo em Δu_D .

4.4.8 Critério de parada

Neste trabalho, foi utilizado como critério de parada o número máximo de gerações executadas pelo AGMO

5 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com os testes realizados, na implementação computacional em linguagem de programação C/C++ usando o *software* Visual Studio® 2013, da metodologia proposta neste trabalho para solução do problema de FPO. Apresentam-se resultados para dois sistemas testes da literatura especializada – IEEE30 e IEEE118 (CHRISTIE, 1993). Na obtenção destes resultados utiliza-se um computador DELL XPS Intel® Core™ i7-6700, 3.4GHz, 3,40GHz, 8GB RAM.

Os testes realizados têm por objetivo mostrar o desempenho do algoritmo proposto quando se considera a minimização simultânea das seguintes funções objetivo:

- Custo de geração de potência ativa do sistema e as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão;

- Custo de geração de potência ativa do sistema e a emissão de gases poluentes;

- Perdas de potência ativa nas linhas de transmissão e a emissão de gases poluentes;

Para cada um destes testes são considerados 4 casos para análise:

Caso 1: O sistema elétrico possui apenas geradores térmicos;

Caso 2: O sistema possui geradores térmicos e hidráulicos;

Caso 3: O sistema possui fontes de geração térmicas, eólicas e fotovoltaicas; e,

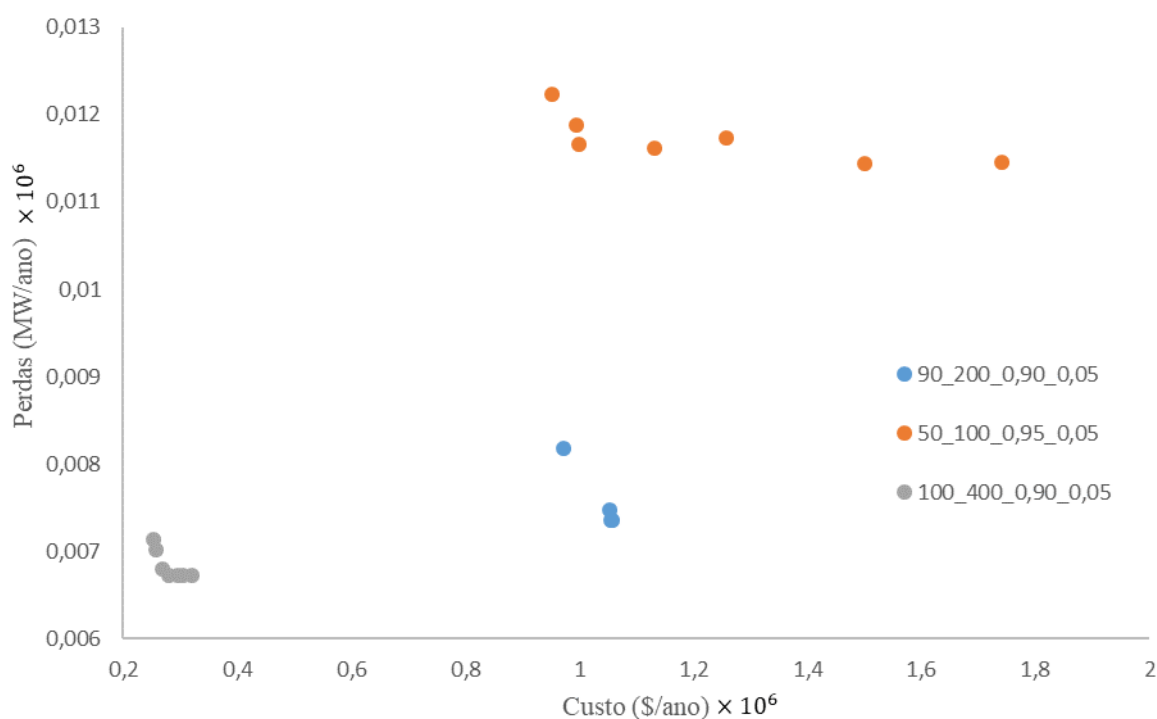
Caso 4: O sistema possui fontes de geração térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas.

5.1.1 SISTEMA IEEE30

O sistema IEEE30 consiste de 30 barras, 6 unidades geradoras, 41 linhas de transmissão e 4 transformadores com *taps* controlados automaticamente.

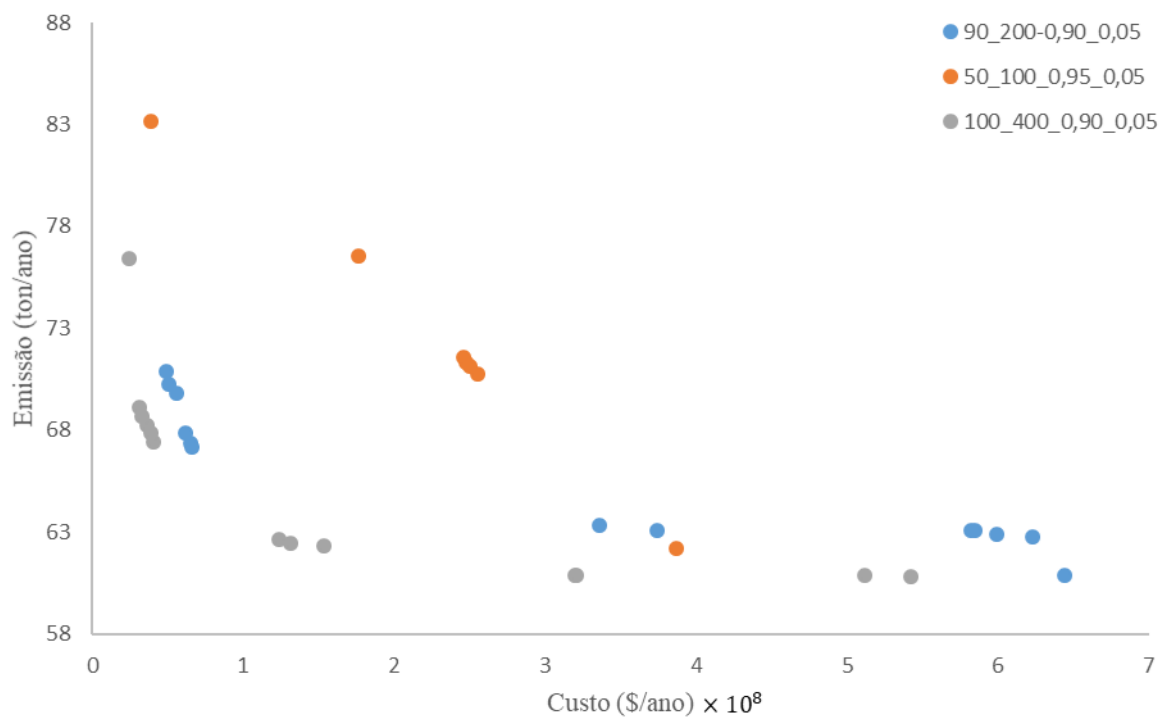
A solução do problema de FPO através da meta-heurística NSGA-II necessita que os parâmetros de controle do NSGA-II sejam calibrados. Este procedimento foi realizado para cada sistema testes através de um procedimento baseado em tentativas e erros. As frentes de Pareto obtidas com os diferentes ajustes dos parâmetros do algoritmo são mostradas nas Figuras 13, 14 e 15 para este sistema, considerando a minimização de diferentes funções objetivo: perdas *vs.* custo de geração, emissões *vs.* custo de geração e emissão *vs.* custo de geração. Cada conjunto de parâmetros de controle da legenda destas figuras representa, respectivamente, tamanho da população, número de gerações, taxas de recombinação e mutação iniciais, sendo que estas taxas variam em função do ciclo geracional do algoritmo, conforme estabelecido no Capítulo 4. As capacidades máximas de fluxo nas linhas utilizadas neste caso são 130% dos valores padrão (CHRISTIE, 1993).

Figura 13 - Fronteiras de Pareto para diferentes parâmetros de controle: Minimização de perdas *vs.* custo de geração



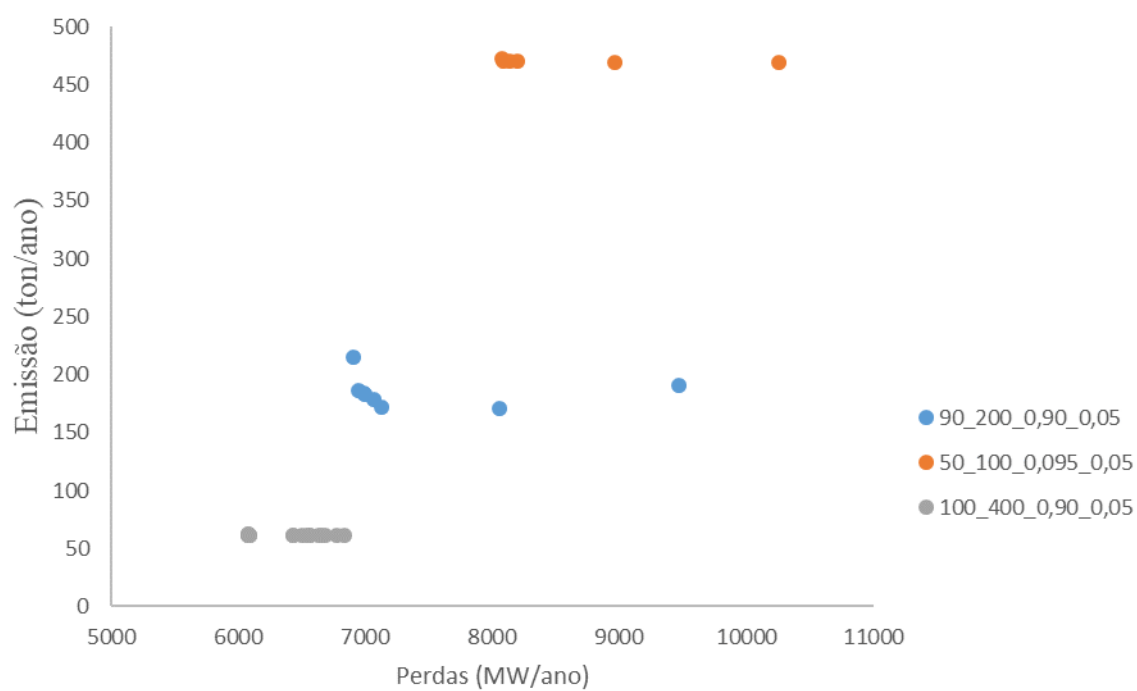
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 14 - Fronteiras de Pareto para diferentes dos parâmetros de controle: Minimização de emissões vs. custo de geração



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 15 - Fronteiras de Pareto obtidas com diferentes parâmetros de controle: Emissão gases vs. minimização de perdas



Fonte: Elaboração da própria autora

Os resultados obtidos através das Figura 13, 14 e 15 permitem concluir que para qualquer conjunto de função objetivo, os melhores parâmetros de controle para as simulações com o sistema IEEE30 são número de indivíduos da população 100, número de gerações 400, taxas de cruzamento e mutação iniciais de 0,9 e 0,05, respectivamente.

Os limites inferior e superior das magnitudes das tensões são fixados em 0,95 e 1,06 pu. A tolerância adotada para o método de Newton é de 10^{-4} . O tamanho do passo para a geração dos taps é de 0,01 pu e o tamanho do passo para a geração dos shunts é de 0,02 pu.

Os valores dos custos de fontes de geração térmicas (ABIDO, 2003), hidrelétricas (SHARMA, 2010), eólicas e fotovoltaicas (LAZARD, 2015) e dos coeficientes de emissão (ABIDO, 2003) são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Coeficientes de custos das fontes térmicas, hidrelétricas, eólicas, fotovoltaicas e coeficientes de emissão

		Barras					
		1	2	5	8	11	13
Térmica	a (\$/h*MW ²)	10	10	20	10	20	10
	b (\$/h*MW)	200	150	180	100	180	150
	c (\$/h)	100	120	40	60	40	100
Hidráulica	a (\$/h*MW ²)	0	0	0	0	0	0
	b (\$/h*MW)	130	97,5	117	65	117	97,5
	c (\$/h)	156	117	140,4	78	140,4	117
Eólica	a (\$/h*MW ²)	0	0	0	0	0	0
	b (\$/h*MW)	0	0	0	0	0	0
	c (\$/h)	60	72	24	36	24	60
Fotovoltaica	a (\$/h*MW ²)	0	0	0	0	0	0
	b (\$/h*MW)	0	0	0	0	0	0
	c (\$/h)	50	60	20	30	20	50
Emissão	α (ton/h)	4,091	2,543	4,258	5,426	4,258	6,131
	β (ton/h*MW)	-5,554	-6,047	-5,094	-3,550	-5,094	-5,555
	γ (ton/h*MW ²)	6,490	5,638	4,586	3,380	4,586	5,151
	ξ (ton/h)	0,0002	0,0005	0,00001	0,002	0,000001	0,00001
	λ (1/MW)	2,857	3,333	8,0	2,0	8,0	6,667

Fonte: Elaboração da própria autora

No fluxo de potência probabilístico as incertezas nos valores das cargas, nas fontes renováveis eólicas e fotovoltaicas são consideradas no processo do NSGA-II, e os dados dessas incertezas foram considerados conforme apresentados em (PEREIRA; CONTRERAS; MANTOVANI, 2016; CERBANTES et al., 2016; CERBANTES, 2017). Ou seja, são considerados 3 cenários de demanda - nominal, leve e pesada, e de geração de fontes renováveis no fluxo de potência probabilístico. Desta forma:

- Cenário 1: $\mu_{s_1}^{pc} = 50\%$ da carga nominal, $\sigma_{s_1}^{pc} = 10\%$, $\mu_{s_1}^{PV} = 0 \text{ W/m}^2$, $\sigma_{s_1}^{PV} = 0 \text{ W/m}^2$, $\mu_{s_1}^{wind} = 7,72 \text{ m/s}$, $\sigma_{s_1}^{wind} = 4,45 \text{ m/s}$ no período de 2000 horas/ano;

- Cenário 2: $\mu_{s_2}^{pc} = 80\%$ da carga nominal, $\sigma_{s_2}^{pc} = 11\%$, $\mu_{s_2}^{PV} = 650W / m^2$, $\sigma_{s_2}^{PV} = 300W / m^2$, $\mu_{s_2}^{wind} = 8,09 m/s$, $\sigma_{s_2}^{wind} = 4,24 m/s$ no período de 5760 horas/ano;
- Cenário 3: $\mu_{s_3}^{pc} = 100\%$ da carga nominal, $\sigma_{s_3}^{pc} = 12\%$, $\mu_{s_3}^{PV} = 0 W / m^2$, $\sigma_{s_3}^{PV} = 0 W / m^2$, $\mu_{s_3}^{wind} = 8,48 m/s$, $\sigma_{s_3}^{wind} = 3,61 m/s$ no período de 1000 horas/ano.

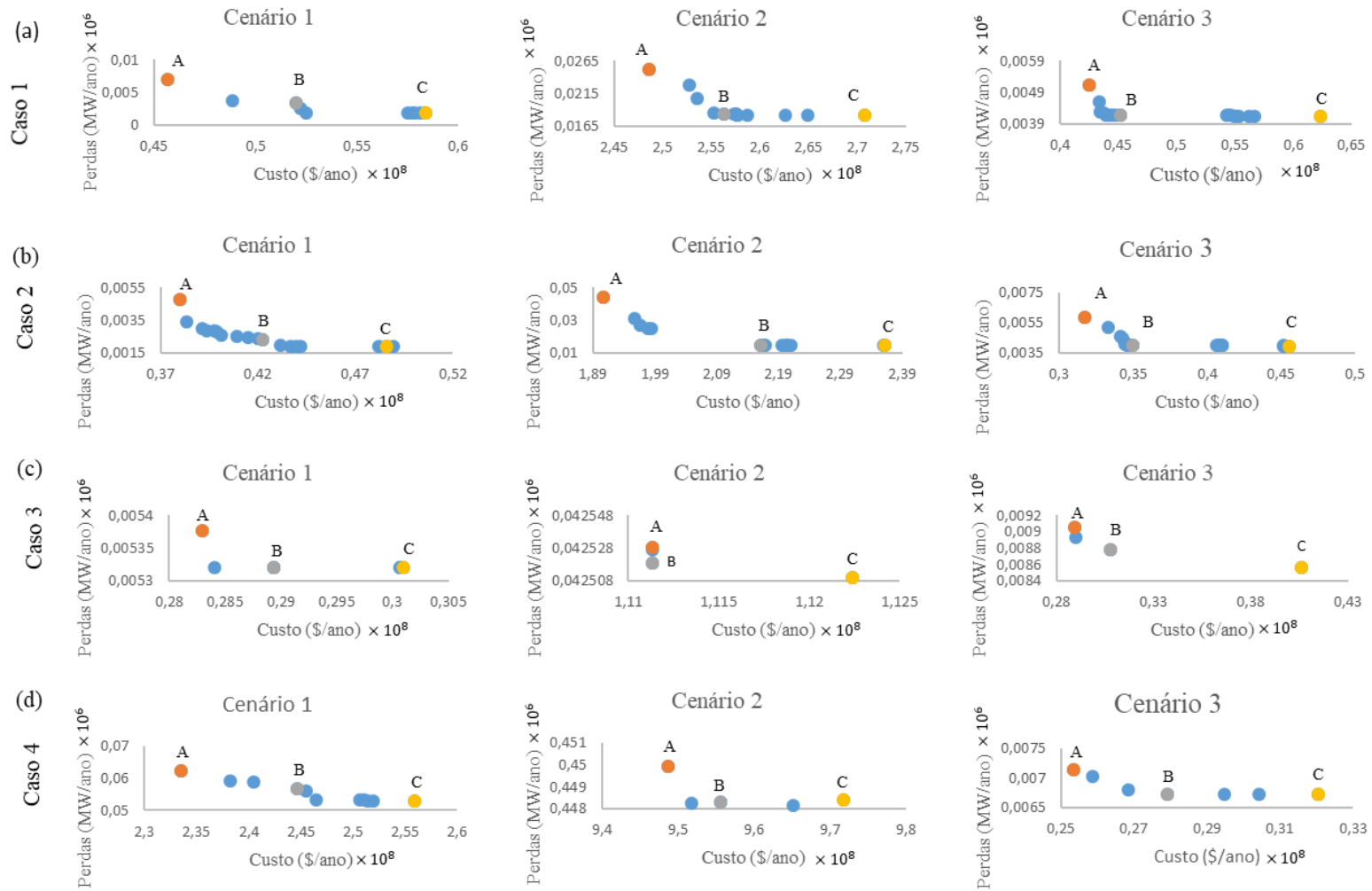
A qualidade das soluções que fazem parte da fronteira de Pareto é verificada através da análise detalhada de 3 soluções *A*, *B* e *C*, onde as soluções *A* e *C* são soluções extremas da fronteira e *B* uma solução intermediária da fronteira.

Considerando o custo de MWh no Brasil aproximadamente U\$ 125,00.

5.1.1 Custo de Geração vs. Perdas

Os resultados obtidos com as condições de testes apresentadas anteriormente encontram-se nas fronteiras de Pareto da Figura 16 obtidas pelo algoritmo NSGA-II, para a minimização simultânea do custo de geração e perdas de potência ativa nas linhas nos cenários 1, 2 e 3 para os casos 1, 2, 3 e 4.

Figura 16 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas - Perdas Vs. Custo de Geração



Fonte: Elaboração da própria autora

5.1.1.1 Caso 1

Os resultados são obtidos considerando a carga variando segundo os parâmetros probabilísticos $\mu_{s_1}^{pc} = 50\%$ da carga nominal e $\sigma_{s_1}^{pc} = 10\%$ para o cenário 1, $\mu_{s_2}^{pc} = 80\%$ da carga nominal, $\sigma_{s_2}^{pc} = 11\%$ para o cenário 2 e $\mu_{s_3}^{pc} = 100\%$ da carga nominal, $\sigma_{s_3}^{pc} = 12\%$ para o cenário 3. Como as unidades geradoras são térmicas elas são consideradas de natureza determinística.

Na Figura 16 (a) são apresentadas as fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea do custo de geração e perdas de potência ativa nas linhas de transmissão nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 1.

O custo de geração para o período de um ano em cada cenário de carregamento e o custo das perdas de potência ativa das soluções *A*, *B* e *C* são apresentados na Tabela 2. Nesta tabela também estão, para o período de um ano, o custo total de geração e o custo total das perdas da solução *A*, *B* e *C* que são o resultado da soma dos custos de geração e custo das perdas nos cenários 1, 2 e 3.

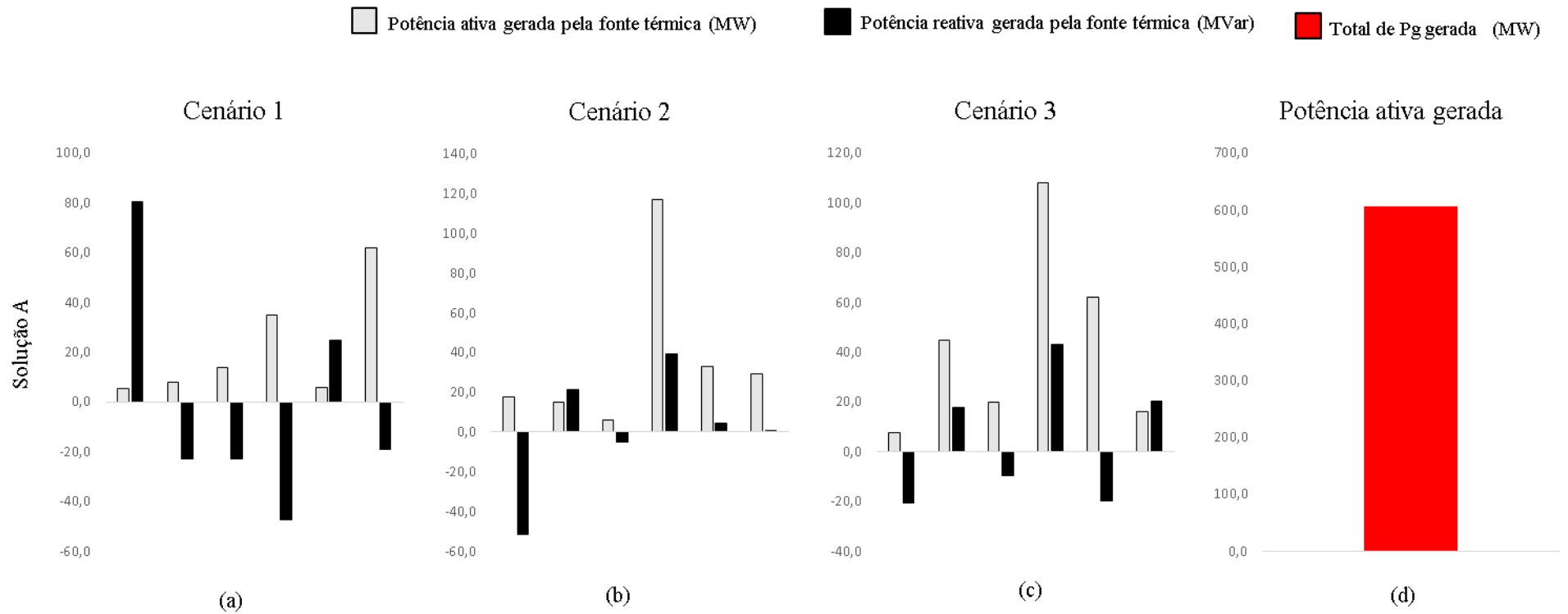
Tabela 2 - Custo de geração e custo das perdas - Soluções A, B e C – Caso 1

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Custo Total (\$/ano)
					Perdas Totais (MW/ano)
Solução A	Custo (\$/ano)	45.642.871,88	248.584.900,00	42.524.550,00	336.752.321,88
	Perdas (\$/ano)	880.384,46	3.140.729,49	639.604,80	4.660.718,75
Solução B	Custo (\$/ano)	51.980.450,00	256.281.350,00	45.217.390,62	353.479.190,63
	Perdas (\$/ano)	427.380,22	2.302.682,86	639.604,80	3.369.667,88
Solução C	Custo (\$/ano)	58.381.493,75	270.696.350,00	62.336.850,00	391.414.693,75
	Perdas (\$/ano)	243.000,69	2.271.590,82	518.885,25	3.033.476,76

Fonte: Elaboração da própria autora

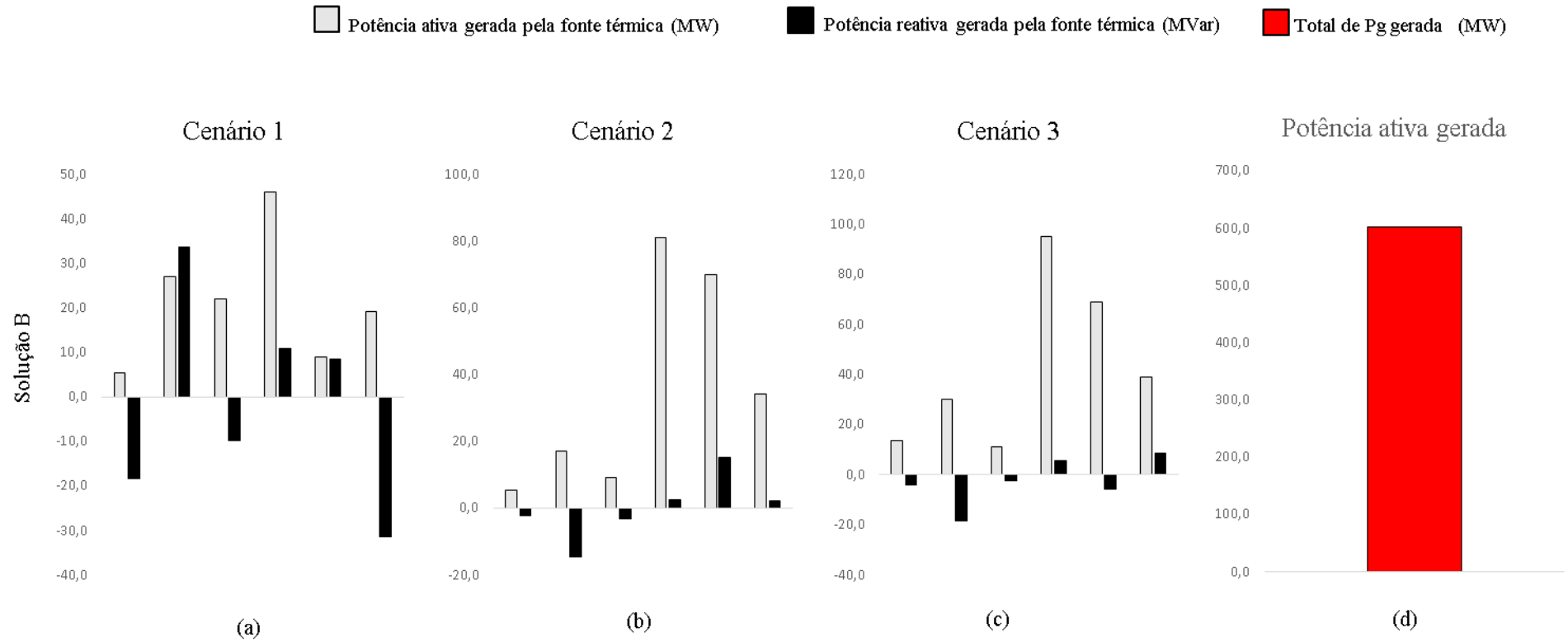
Comparando as soluções *A* e *C*, a solução *C* apresenta um custo de geração anual de 13,96% superior à solução *A* e a solução *C* apresenta um custo anual das perdas de potência ativa nas linhas de 34,91% menor do que o custo anual das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão da solução *A*. A diferença do custo de geração entre as soluções *A* e *C* não é compensado pela diferença do custo das perdas nas linhas, sugerindo que a solução *A* é mais atraente que a solução *C* do ponto de vista econômico. Comparando as soluções *A* e *B*, a solução *B* tem um custo de geração anual de 4,73% superior à solução *A* e o custo anual das perdas da solução *B* é de 27,77% inferior do que o custo das perdas anuais da solução *A*, que do ponto de vista econômico torna a solução *A* mais atrativa.

Figura 17 - Potência ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas - Solução A - Custo vs Perdas - Caso 1



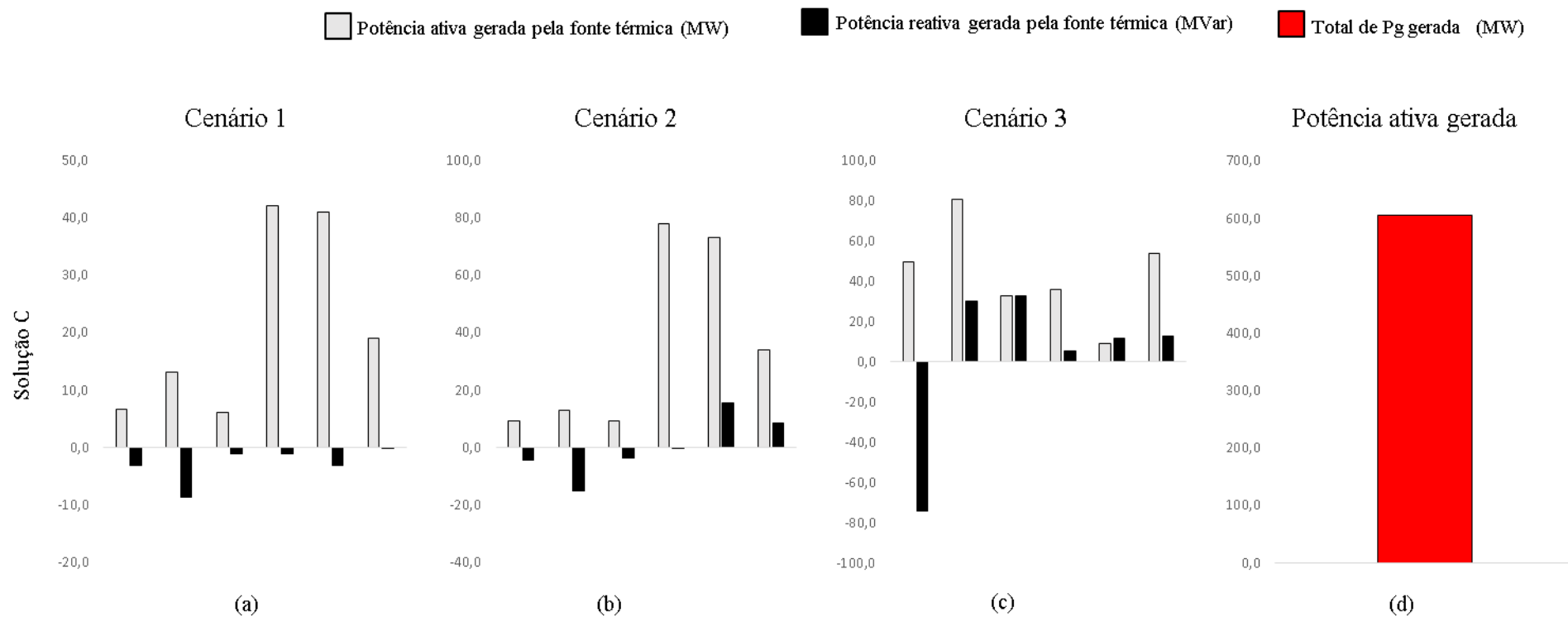
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 18 - Potência ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas - Solução B - Custo vs Perdas - Caso 1



Fonte: Elaboração da própria autora

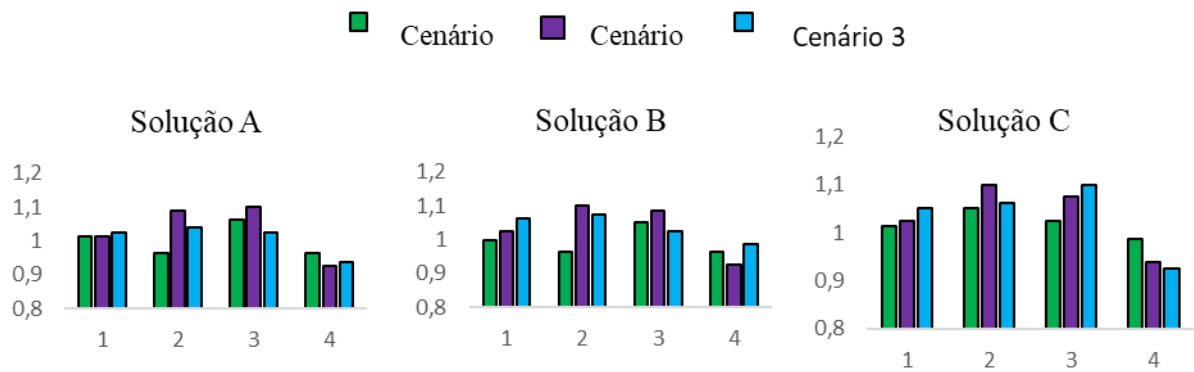
Figura 19 - Potência ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas - Solução C - Custo vs Perdas - Caso 1



Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 17 (a), (b) e (c), são apresentados os valores de potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas para a solução *A*, nos cenários 1, 2 e 3 para o caso 1, e na Figura 17 (d) é apresentado o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas para a solução *A*. Na Figura 18 (a), (b) e (c), são apresentados os valores de potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas para a solução *B*, nos cenários 1, 2 e 3 para o caso 1, e na Figura 18 (d) é apresentado o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas para a solução *B*. Na Figura 19 (a), (b) e (c), são apresentados os valores de potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas para a solução *C*, nos cenários 1, 2 e 3 para o caso 1, e na Figura 19 (d) é exibido o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas para a solução *C*.

Figura 20 - Posição dos taps de transformadores para as soluções *A*, *B* e *C* – Custo vs Perdas - Caso 1



Fonte: Elaboração da própria autora

Os valores obtidos para os *taps* dos transformadores 11, 12, 15 e 36 para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 1, são apresentados na Figura 20.

Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) da solução *A* são 0,12 e 0,04 (cenário 1), 0,18 e 0,04 (cenário 2), 0,02 e 0,04 (cenário 3); da solução *B* são 0,10 e 0,04 (cenário 1), 0,18 e 0,04 (cenário 2), 0,02 e 0,04 (cenário 3), e da solução *C* são 0,06 e 0,02 (cenário 1), 0,18 e 0,04 (cenário 2), e, no são 0,00 e 0,00 (cenário 3).

Analisando-se os resultados obtidos com este teste verifica-se a robustez e a eficiência da metodologia proposta na solução do problema de FPO considerando que a carga possui um comportamento probabilístico. A natureza multiobjetivo do problema e a interferência das perdas na operação da rede elétrica com consequências na capacidade de geração das unidades geradoras também podem ser verificadas.

5.1.1.2 Caso 2

Neste estudo de caso, considera-se que o sistema possui fontes de geração térmicas e hidrelétricas, onde nas barras 1 (referência), 2 e 8 estão instaladas unidades hidrelétricas e nas barras 5, 11 e 13 estão instaladas unidades de geração térmicas. As unidades de geração são térmicas e hidrelétricas, e desta forma o parâmetro de natureza probabilística considerado nos testes apresentados nesta seção são as cargas, que seguem as mesmas especificações adotadas para o caso 1.

As fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea do custo de geração e perdas de potência ativa nas linhas de transmissão nos cenários 1, 2 e 3 são apresentadas na Figura 16 (b).

O custo total anual de geração de potência e as perdas totais anuais para as soluções *A*, *B* e *C*, Caso 2, são a soma dos custos de geração e das perdas nos cenários 1, 2 e 3, apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Custo de geração e custo das perdas - Soluções A, B e C – Caso 2

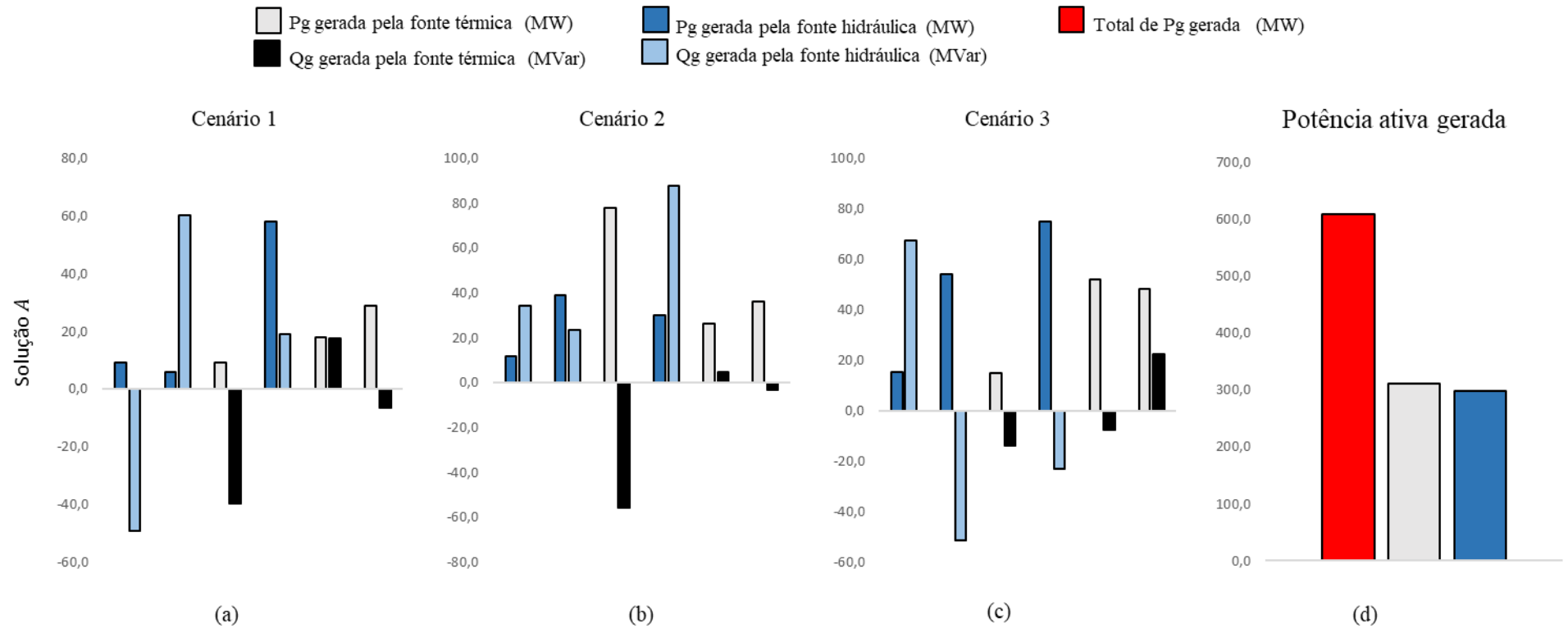
		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Custo Total (\$/ano) Perdas Totais (MW/ano)
Solução A	Custo (\$/ano)	37.991.112,50	190.477.912,50	31.697.875,00	260.166.900,00
	Perdas (\$/ano)	592.777,50	5.485.085,00	736.008,75	6.813.870,00
Solução B	Custo (\$/ano)	42.221.615,63	216.020.370,00	34.974.825,00	293.216.810,63
	Perdas (\$/ano)	292.365,00	1.881.161,25	499.668,75	2.673.196,25
Solução C	Custo (\$/ano)	48.584.490,63	236.130.900,00	45.523.803,13	330.239.193,75
	Perdas (\$/ano)	237.810,00	1.868.903,75	497.618,75	2.604.332,50

Fonte: Elaboração da própria autora

Na análise das soluções *A* e *C*, a solução *C* apresenta um custo de geração anual que é 21,22% superior ao da solução *A* e a solução *C* apresenta custo das perdas anuais que é 61,78% menor do que o custo das perdas anuais da solução *A*, tornando a solução *A* mais atraente que a solução *C*, do ponto de vista econômico. Comparando-se as soluções *A* e *B*, a solução *B* tem um custo de geração anual de 11,27% superior à solução *A* e o custo das perdas anuais da solução *B* é 60,77% inferior do que o custo das perdas anuais da solução *A*, o que torna a solução *A* mais atrativa.

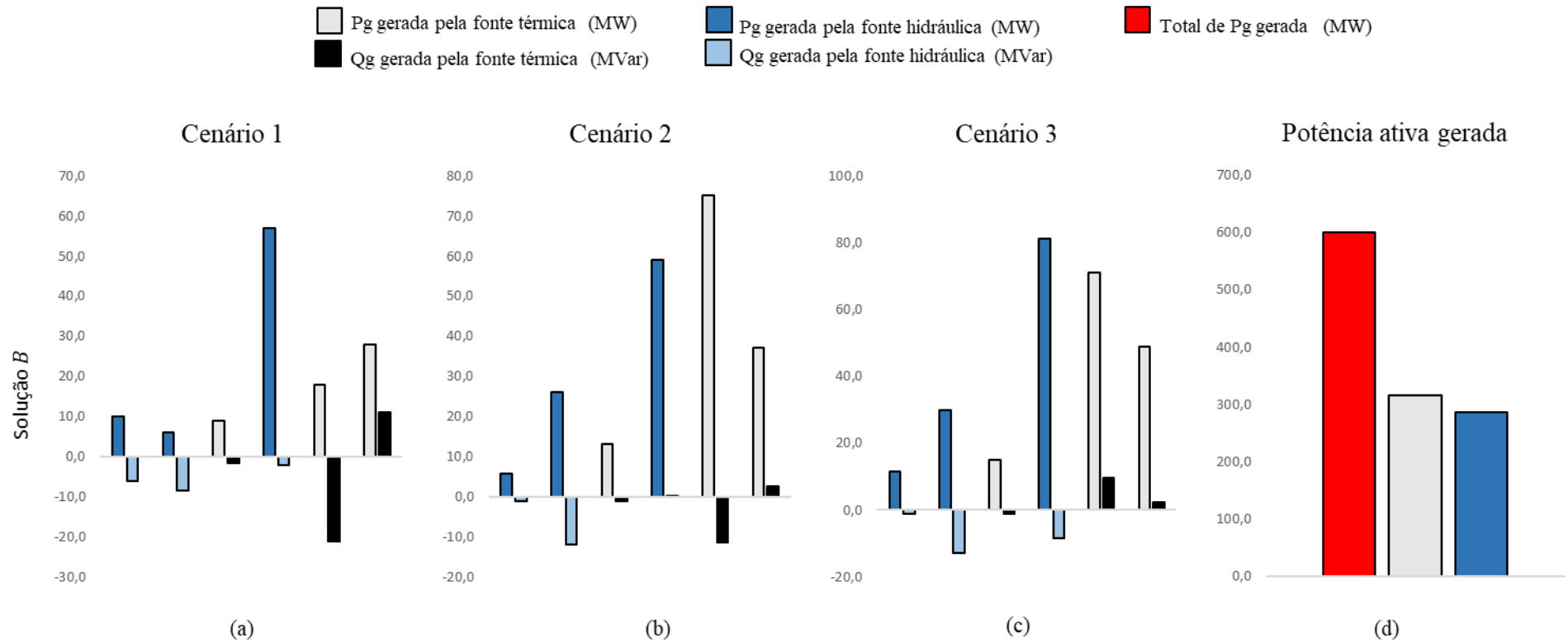
Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) da solução *A* são 0,14 e 0,02 (cenário 1), 0,02 e 0,04 (cenário 2), 0,18 e 0,02 (cenário 3); da solução *B* são 0,16 e 0,02 (cenário 1), 0,12 e 0,04 (cenário 2), 0,18 e 0,04 (cenário 3), e da solução *C* são 0,18 e 0,02 (cenário 1), 0,12 e 0,04 (cenário 2), e, no são 0,18 e 0,04 (cenário 3).

Figura 21 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução A – Caso 2



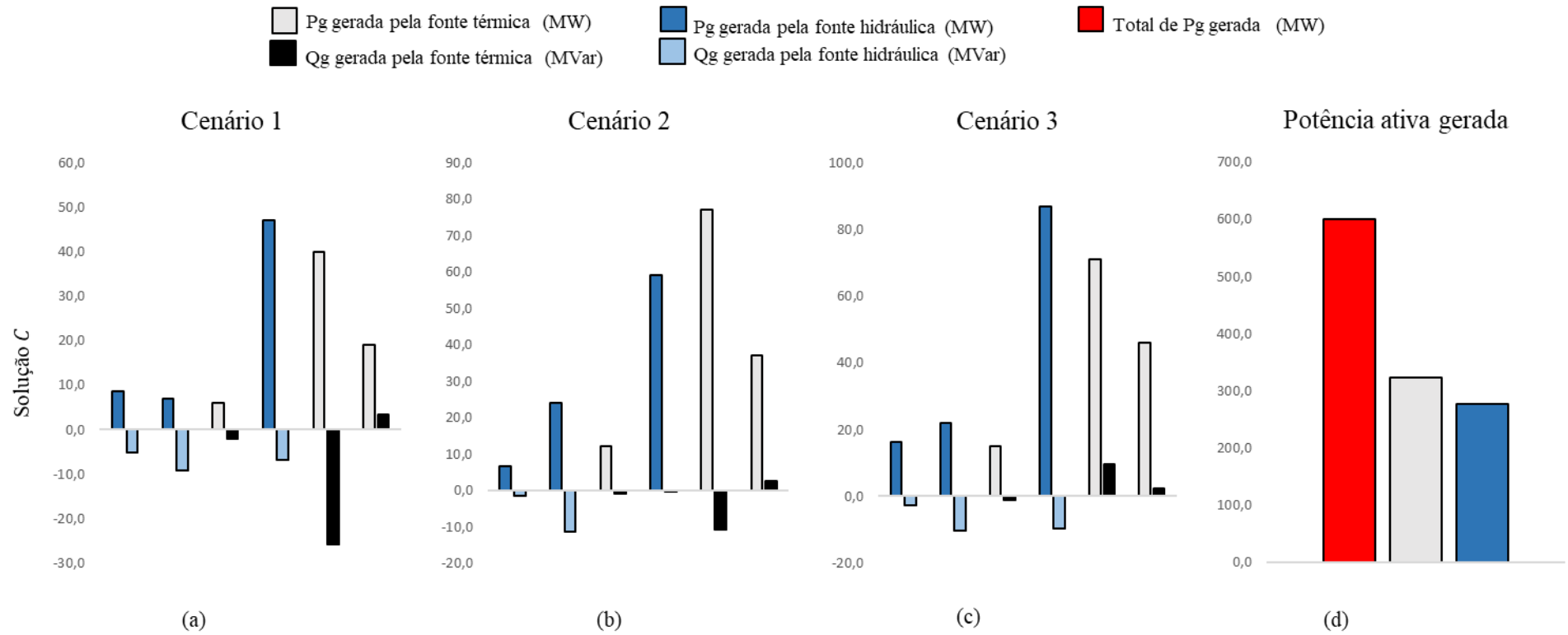
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 22 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução B – Caso 2



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 23 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução C – Caso 2

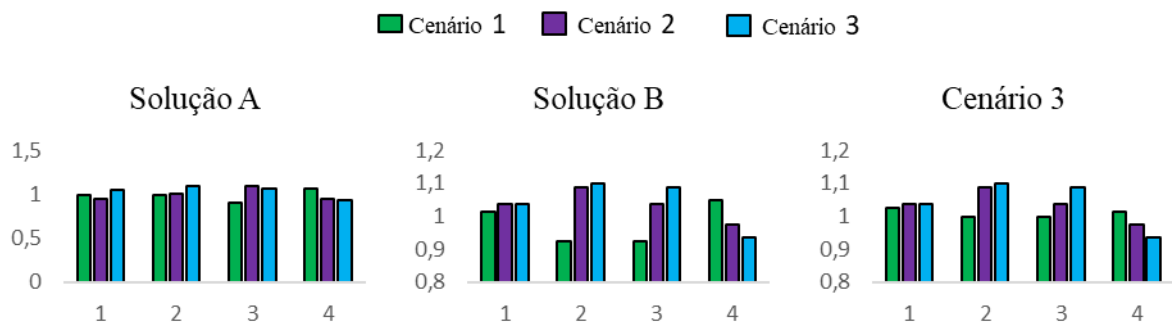


Fonte: Elaboração da própria autora

Os valores de potência ativa e potência reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas para a solução *A* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 2 são apresentadas na Figura 21 (a), (b) e (c), e na Figura 21 (d) é ilustrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas e pelas fontes hidráulicas e o valor total de potência ativa para a solução *A*. Na Figura 22 (a), (b) e (c), são apresentados os valores de potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas para a solução *B*, nos cenários 1, 2 e 3 para o caso 1, e na Figura 22 (d) é apresentado o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas e hidráulicas e o valor total de potência ativa para a solução *B*. Na Figura 23 (a), (b) e (c), são exibidos os valores de potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidráulicas e o valor total de potência ativa para a solução *C*, nos cenários 1, 2 e 3 para o caso 1, e na Figura 23 (d) é ilustrado o valor total de potência ativa gerada para a solução *C*.

Os valores obtidos para os *taps* dos transformadores das linhas 11, 12, 15 e 36 para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3, para o Caso 2, são apresentados na Figura 24.

Figura 24 - Posição dos taps de transformadores para as soluções *A*, *B* e *C* – Custo vs Perdas - Caso 2



Fonte: Elaboração da própria autora

5.1.1.3 Caso 3

No Caso 3, o sistema é formado por fontes de geração térmicas, eólicas e fotovoltaicas, em que as barras 1 (de referência), 5, 11 e 13 são com geradores térmicos, a barra 2 possui um gerador eólico e a barra 8 possui um gerador fotovoltaico. As cargas são consideradas de natureza probabilística.

As fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea do custo de geração e perdas de potência ativa nas linhas de transmissão nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 3 são apresentadas na Figura 16 (c).

Tabela 4 - Custo de geração e custo das perdas - Soluções A, B e C – Caso 3

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Custo Total (\$/ano)
					Perdas Totais (MW/ano)
Solução A	Custo (\$/ano)	28.299.171,88	111.130.237,50	28.946.406,25	168.375.815,63
	Perdas (\$/ano)	671.979,61	5.316.020,51	1.131.962,16	7.119.962,28
Solução B	Custo (\$/ano)	28.929.665,63	111.130.250,00	30.748.796,88	170.808.712,50
	Perdas (\$/ano)	664.992,55	5.314.891,60	1.097.280,27	7.077.164,43
Solução C	Custo (\$/ano)	30.096.746,88	112.235.675,00	40.603.325,00	182.935.746,88
	Perdas (\$/ano)	664.992,55	5.313.738,28	1.070.610,72	7.049.341,55

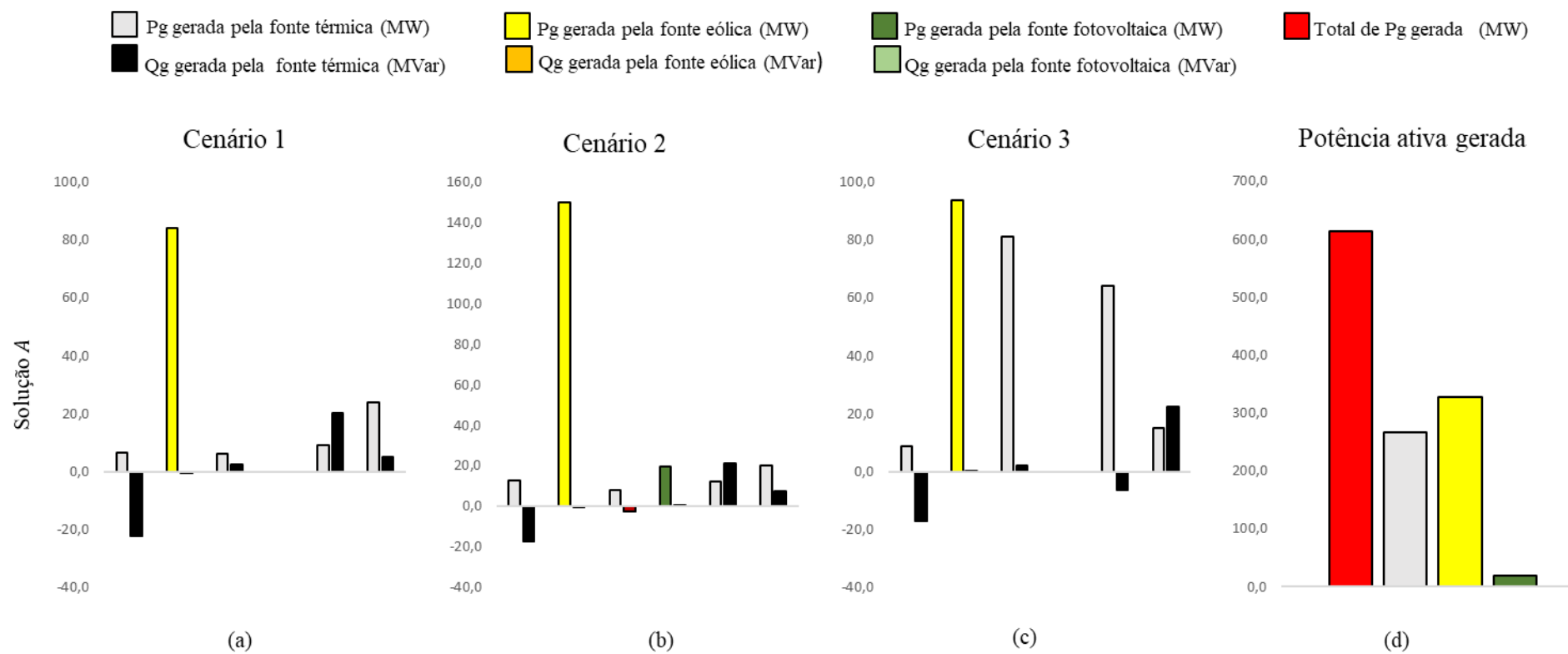
Fonte: Elaboração da própria autora

Na Tabela 4 estão apresentados o custo total anual de geração e as perdas totais anuais das soluções A, B e C para o Caso 3, os quais são o resultado da soma dos custos de geração e do custo das perdas nos cenários 1, 2 e 3.

Analisando as soluções A e C, a solução C apresenta um custo de geração anual de 7,96% superior à solução A, e a solução C apresenta perdas anuais de 0,99% menor do que as perdas anuais da solução A. A solução A é mais atraente do que a solução C, do ponto de vista econômico, visto que a diferença das perdas nas linhas entre as soluções A e C é bem pequena. Comparando-se as soluções A e B, a solução B tem um custo de geração anual de 1,42% superior à solução A, e as perdas anuais da solução B é 0,6% inferior do que as perdas anuais da solução A, o que torna a solução B mais atrativa do que a solução A.

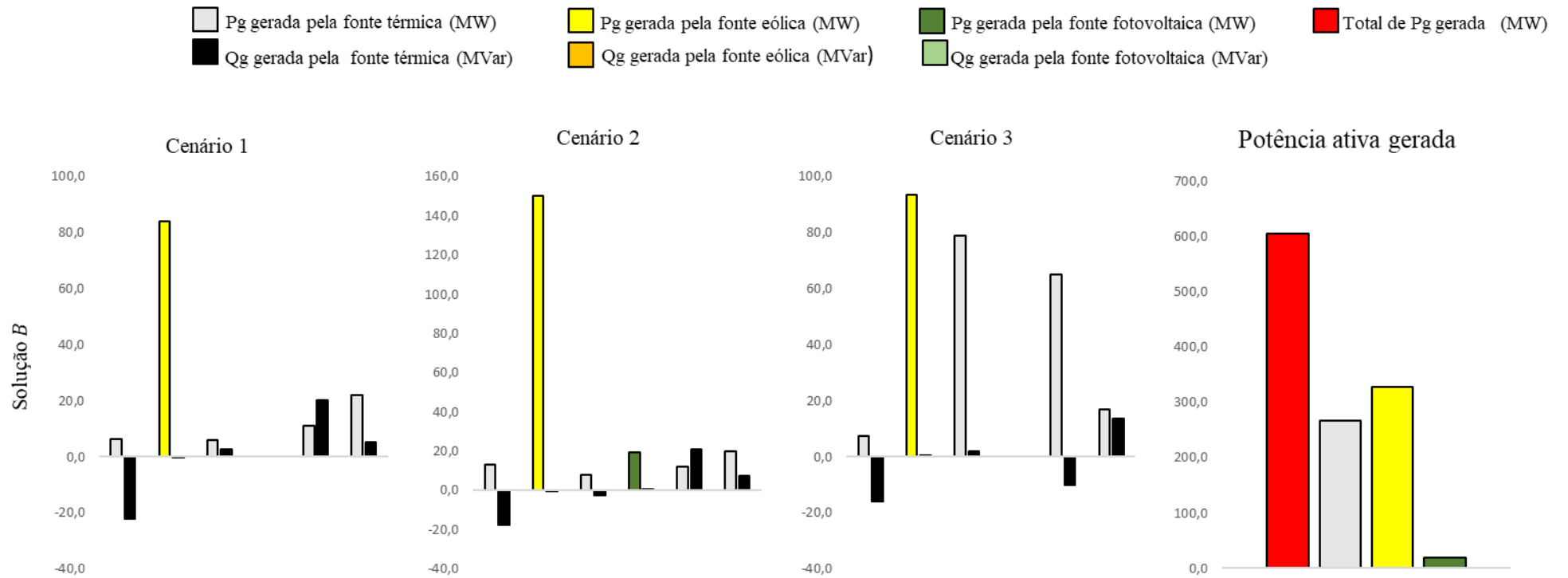
Na Figura 25 (a), (b) e (c) são apresentados os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas para a solução A nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 3 e na Figura 25 (d) é ilustrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução A. Os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas para a solução B nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 3 e o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução B são apresentados, respectivamente, na Figura 26 (a), (b) e (c) e (d). Na Figura 27 (a), (b) e (c) são apresentados os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas para a solução C nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 3 e na Figura 27 (d) é ilustrado valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução C.

Figura 25 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução A – Caso 3



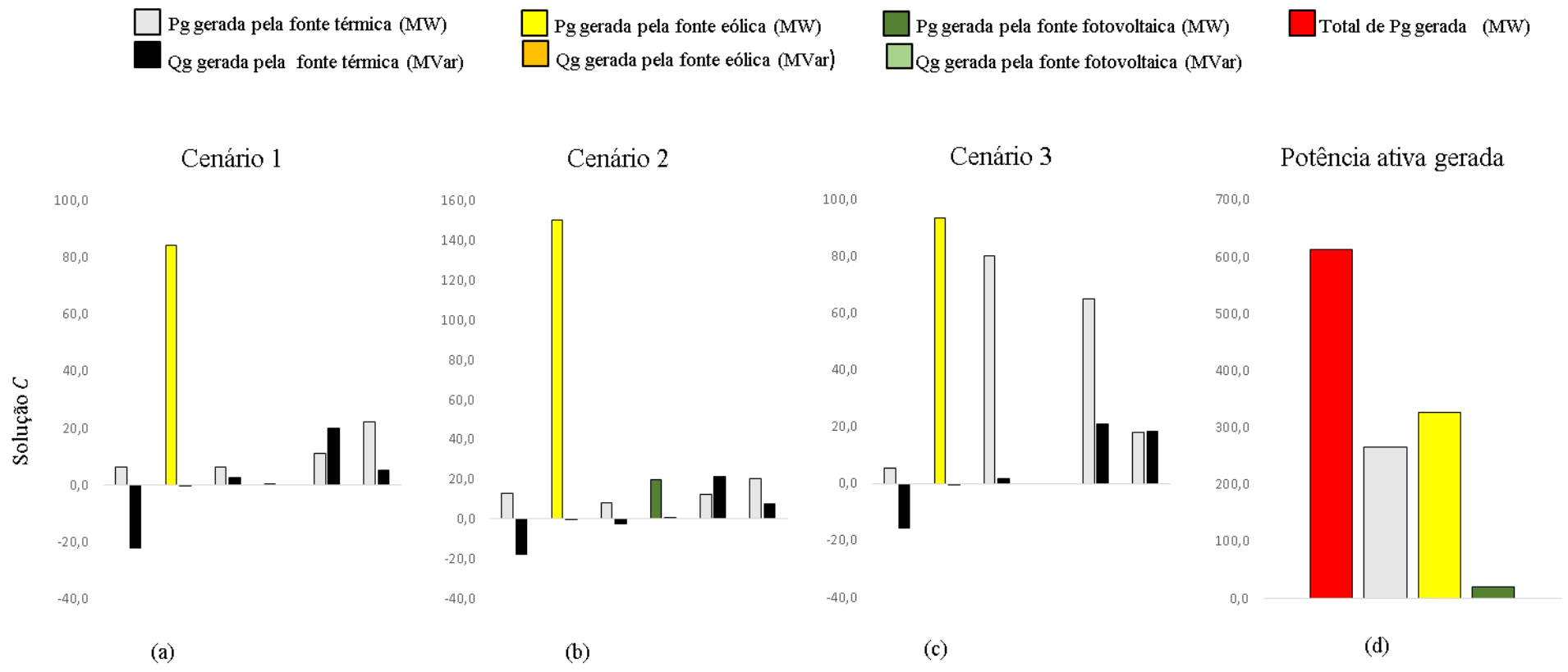
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 26 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução B – Caso 3



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 27 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução C – Caso 3

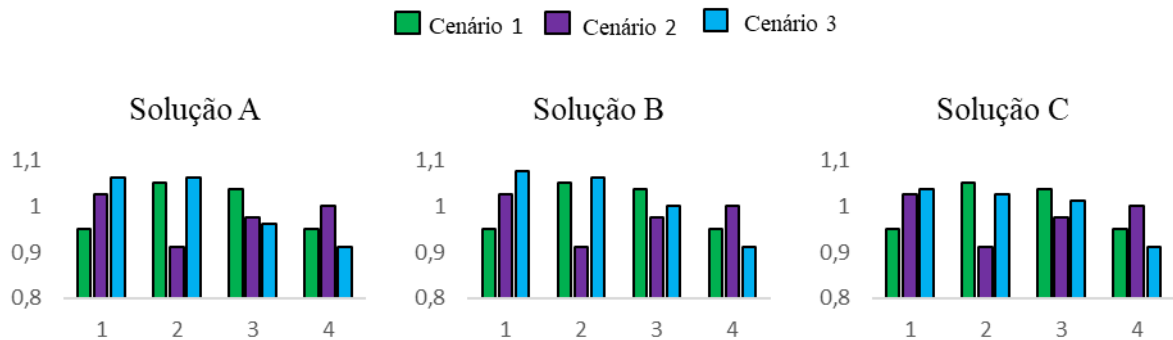


Fonte: Elaboração da própria autora

Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) para a solução *A* são 0,14 e 0,02 (cenário 1), 0,14 e 0,04 (cenário 2), 0,04 e 0,00 (cenário 3); solução *B* são 0,14 e 0,02 (cenário 1), 0,14 e 0,04 (cenário 2), 0,06 e 0,00 (cenário 3), solução *C* são 0,14 e 0,02 (cenário 1), 0,14 e 0,04 (cenário 2), e, no são 0,02 e 0,02 (cenário 3).

Na Figura 28 são apresentados os valores obtidos para os *taps* dos transformadores das linhas 11, 12, 15 e 36 para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 3.

Figura 28 - Posição dos taps de transformadores para as soluções *A*, *B* e *C* – Caso 3



Fonte: Elaboração da própria autora

5.1.1.4 Caso 4

Neste caso de estudo considera-se que sistema possui fontes de geração térmicas, hidrelétrica, eólica e fotovoltaica. Nas barras 2 e 8 estão unidades de geração térmica, as barras 1 (referência) e 5 possuem unidades de geração hidrelétricas, a barra 13 é uma unidade de geração eólica e a barra 11 é uma unidade de geração fotovoltaica.

As fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea do custo de geração e perdas de potência ativa nas linhas de transmissão nos cenários 1, 2 e 3, Caso 4, são apresentadas na Figura 16 (d).

Na Tabela 5 são discriminados os custos anuais de geração, as perdas anuais no sistema, o custo total anual de geração de potência e as perdas totais anuais das soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 4.

Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) para a solução *A* são 0,04 e 0,02 (cenário 1), 0,00 e 0,00 (cenário 2), 0,14 e 0,04 (cenário 3); solução *B* são 0,02 e 0,02 (cenário 1), 0,00 e 0,00 (cenário 2), 0,12 e 0,04 (cenário 3); e, para a solução *C* são 0,02 e 0,04 (cenário 1), 0,00 e 0,00 (cenário 2), e, no são 0,12 e 0,04 (cenário 3).

Tabela 5 - Custo de geração e custo das perdas - Soluções A, B e C – Caso 4

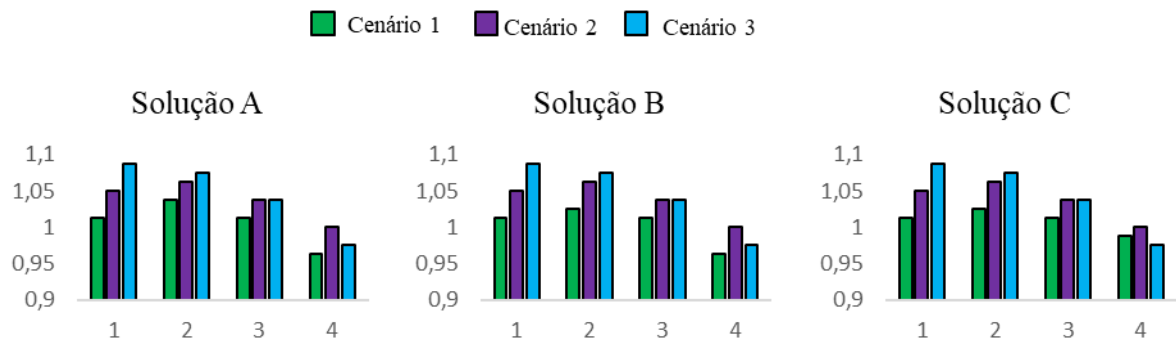
		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Custo Total (\$/ano)
					Perdas Totais (MW/ano)
Solução A	Custo (\$/ano)	23.350.721,88	94.863.012,50	25.345.915,62	143.559.650,00
	Perdas (\$/ano)	780.651,12	5.624.021,97	892.781,49	7.297.454,59
Solução B	Custo (\$/ano)	24.464.103,13	95.551.750,00	27.908.181,25	147.924.034,38
	Perdas (\$/ano)	711.522,09	5.603.462,89	840.735,35	7.155.720,34
Solução C	Custo (\$/ano)	25.593.771,88	97.166.325,00	32.037.878,13	154.797.975,00
	Perdas (\$/ano)	663.397,34	5.604.810,55	840.968,14	7.109.176,03

Fonte: Elaboração da própria autora

Analisando-se as soluções A e C, a solução C apresenta um custo de geração anual de 7,26% superior à solução A e a solução C apresenta um custo anual das perdas de 2,58% inferior ao custo anual das perdas da solução A. A solução A é mais atraente do que a solução C, do ponto de vista econômico, visto que a diferença das perdas nas linhas entre as soluções A e C é bem pequena. Comparando as soluções A e B, a solução B tem um custo de geração anual de 2,95% superior à solução A, e o custo anual das perdas da solução B é 1,94% inferior ao custo anual das perdas da solução A, o que torna a solução B mais atrativa economicamente.

Os valores obtidos para os taps dos transformadores das linhas 11, 12, 15 e 36, para as soluções A, B e C nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 4, são apresentados na Figura 29.

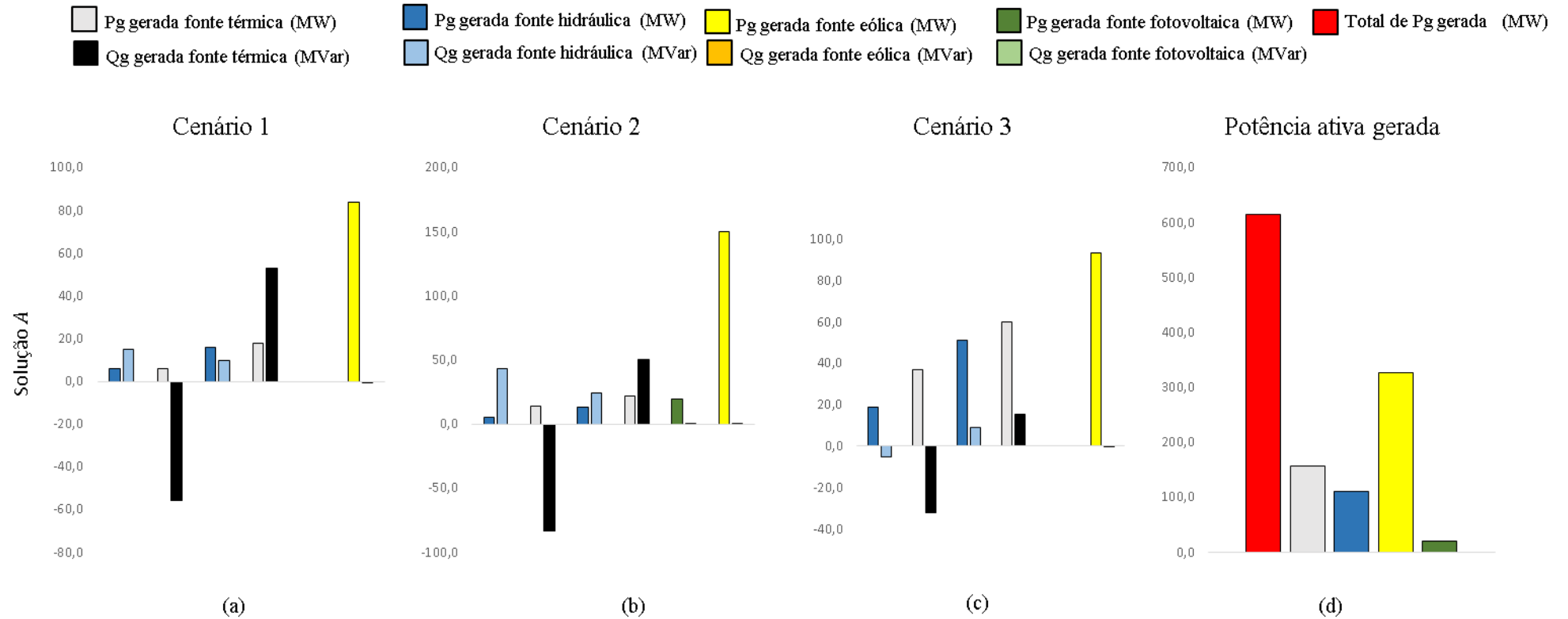
Figura 29 - Posição dos taps de transformadores para as soluções A, B e C – Caso 4



Fonte: Elaboração da própria autora

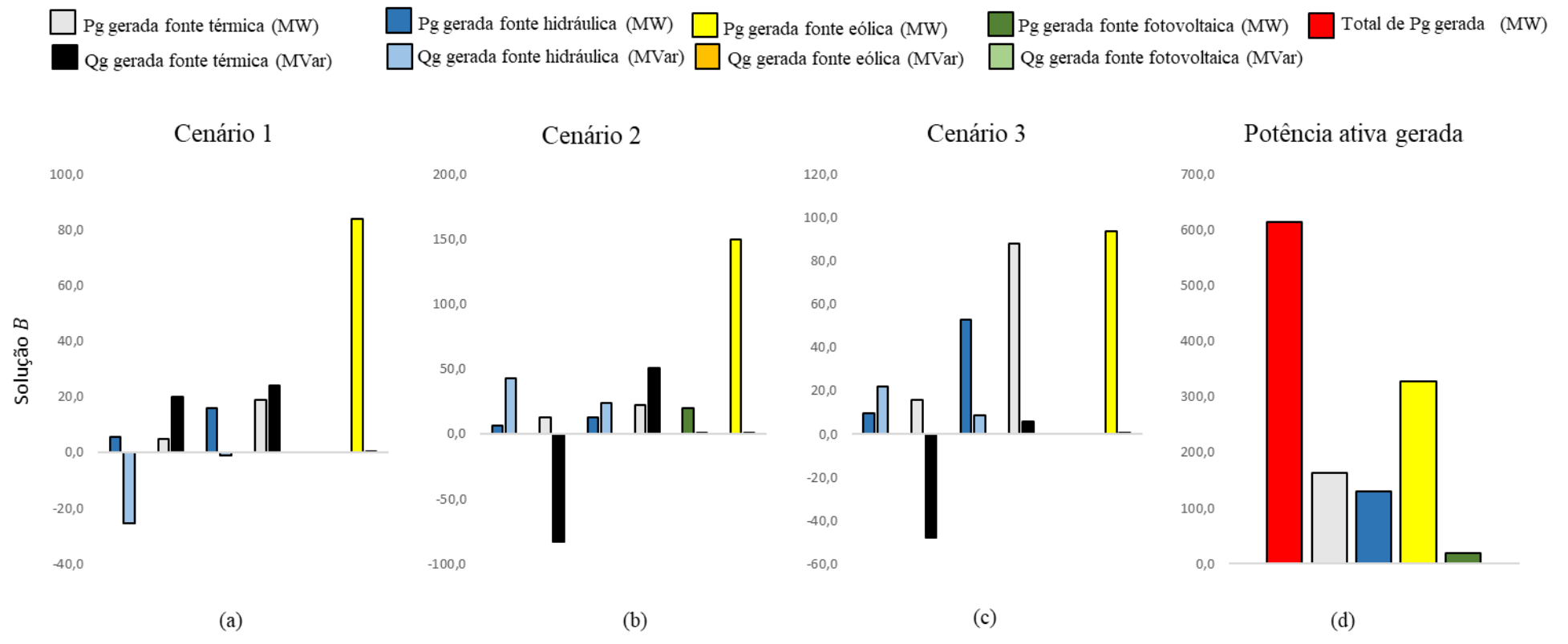
Os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas para a solução A, nos cenários 1, 2 e 3, Caso 4, são apresentados na Figura 30 (a), (b) e (c) e valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução A é ilustrada na Figura 30 (d).

Figura 30 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução A – Caso 4



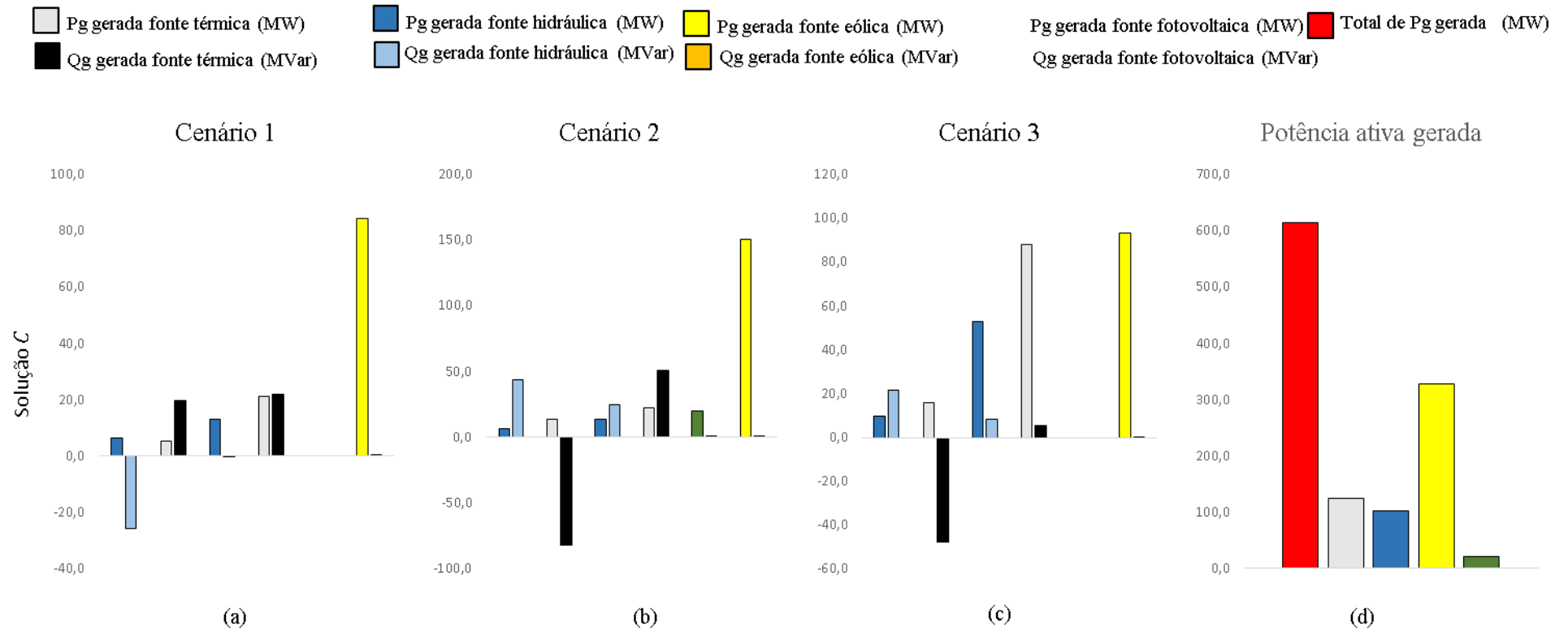
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 31 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução B – Caso 4



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 32 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução C – Caso 4



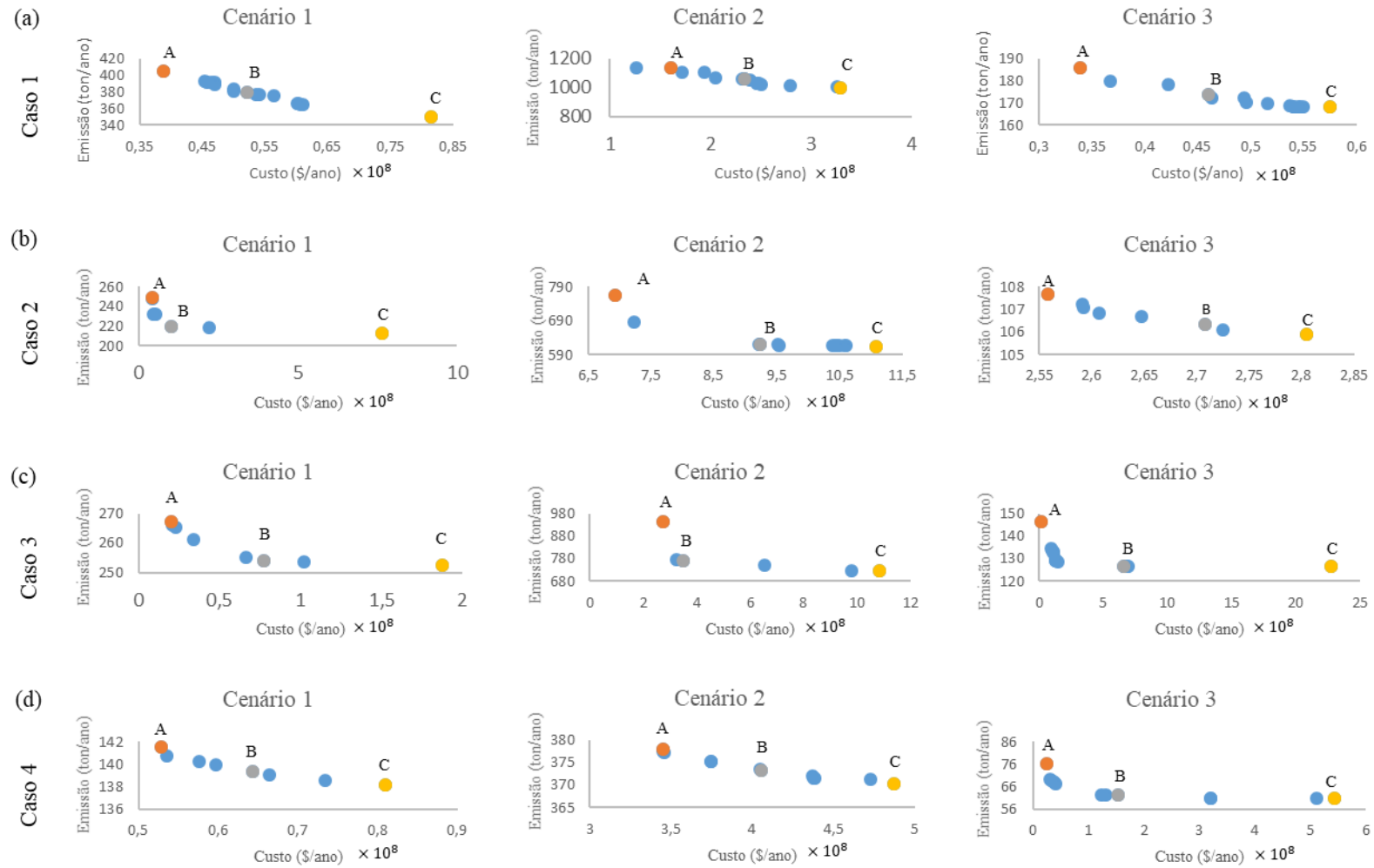
Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 31 (a), (b) e (c) são mostrados os valores da potência ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas para a solução *B*, nos cenários 1, 2 e 3, Caso 4, e na Figura 31 (d) é apresentado valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução *A*. Os valores da potência ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas para a solução *C*, nos cenários 1, 2 e 3, Caso 4, são mostrados na Figura 32 (a), (b) e (c) e na Figura 32 (d) é mostrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução *C*.

5.1.2 Custo de Geração vs Emissão

Os resultados obtidos atendendo as condições apresentadas anteriormente e as fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea do custo de geração e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para os casos 1, 2, 3 e 4 são mostradas na Figura 33.

Figura 33 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas - Emissão Vs. Custo de Geração



Fonte: Elaboração da própria autora

5.1.2.1 Caso 1

As unidades geradoras são térmicas e elas são consideradas de natureza determinística. Os resultados são obtidos considerando a carga variando segundo os parâmetros probabilísticos $\mu_{s_1}^{pc} = 50\%$ da carga nominal e $\sigma_{s_1}^{pc} = 10\%$ para o cenário 1, $\mu_{s_2}^{pc} = 80\%$ da carga nominal, $\sigma_{s_2}^{pc} = 11\%$ para o cenário 2 e $\mu_{s_3}^{pc} = 100\%$ da carga nominal, $\sigma_{s_3}^{pc} = 12\%$ para o cenário 3.

Na Figura 33 (a) são apresentadas as fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea do custo de geração e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 1.

O custo de geração para o período de um ano em cada nível diário de carregamento e a emissão de gases poluentes para as soluções *A*, *B* e *C* são apresentados na Tabela 6. Nesta tabela também estão para o período de um ano o custo total de geração e a emissão total das soluções *A*, *B* e *C* os quais resultam da soma dos custos de geração e das emissões nos cenários 1, 2 e 3.

Tabela 6 - Custo de geração e emissão - Soluções A, B e C – Caso 1

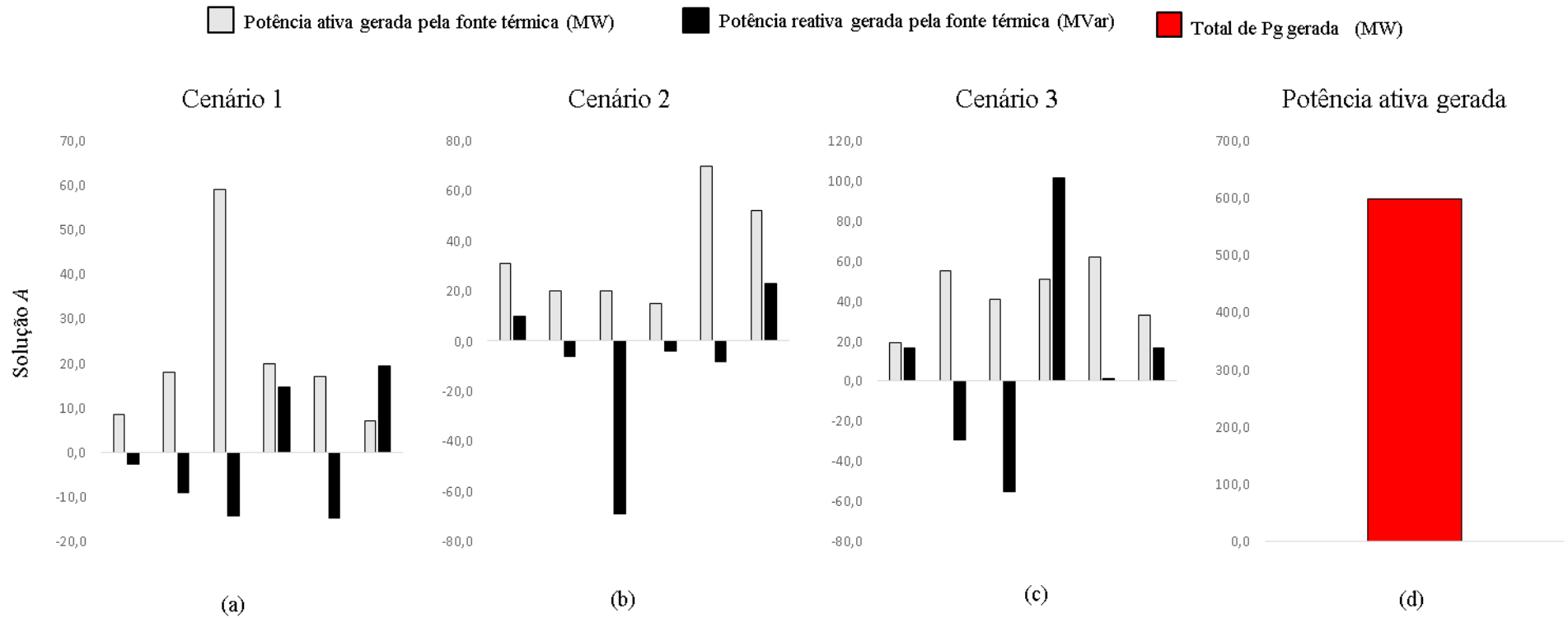
		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Custo Total (\$/ano)
					Emissão Total (ton/ano)
Solução A	Custo (\$/ano)	395.381.440,00	1.060.423.744,00	545.821.312,00	2.001.626.496,00
	Emissão (ton/ano)	386,74	1311,39	173,05	1.871,19
Solução B	Custo (\$/ano)	403.940.608,00	3.069.651.712,00	784.688.256,00	4.258.280.576,00
	Emissão (ton/ano)	374,96	1.004,30	172,35	1.551,61
Solução C	Custo (\$/ano)	521.384.352,00	5.384.460.800,00	595.474.496,00	6.501.319.648,00
	Emissão (ton/ano)	365,21	983,77	171,93	1.520,90

Fonte: Elaboração da própria autora

Comparando-se as soluções *A* e *C*, a solução *C* apresenta um custo de geração anual que é 69,21% superior à solução *A*, e a solução *C* apresenta emissão anual de gases que é 18,72% menor do que a emissão anual da solução *A*, o que torna a solução *A* mais atraente que a solução *C* do ponto de vista econômico, visto que a diferença de emissão de gases não é tão grande. Comparando as soluções *A* e *B*, a solução *B* tem um custo de geração anual de 52,99% superior à solução *A* e a emissão anual da solução *B* é 17,08% inferior do que a emissão anual da solução *A*, que do ponto de vista econômico torna a solução *B* mais atrativa do que a solução *A*, e a diferença de emissão é pequena.

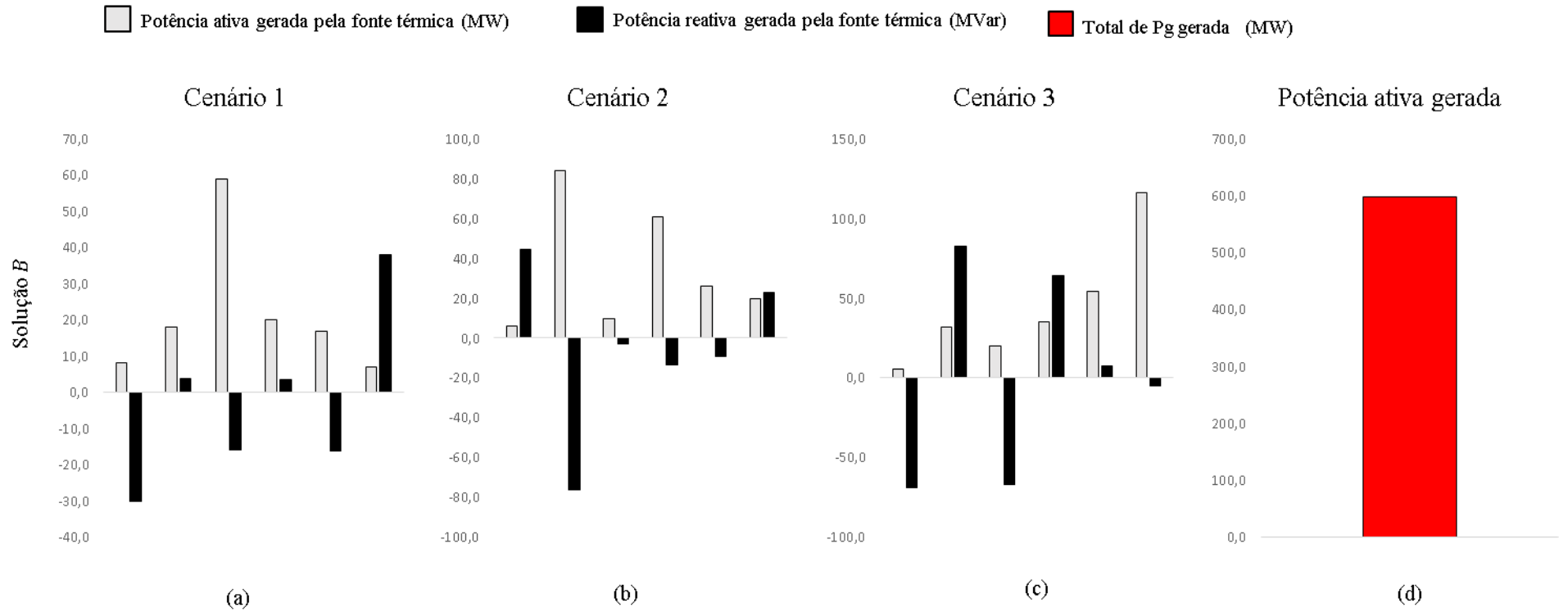
Os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas para a solução *A* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 1, são apresentados na Figura 34 (a), (b) e (c), e o valor total da

Figura 34 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução A – Custo vs Emissão - Caso 1



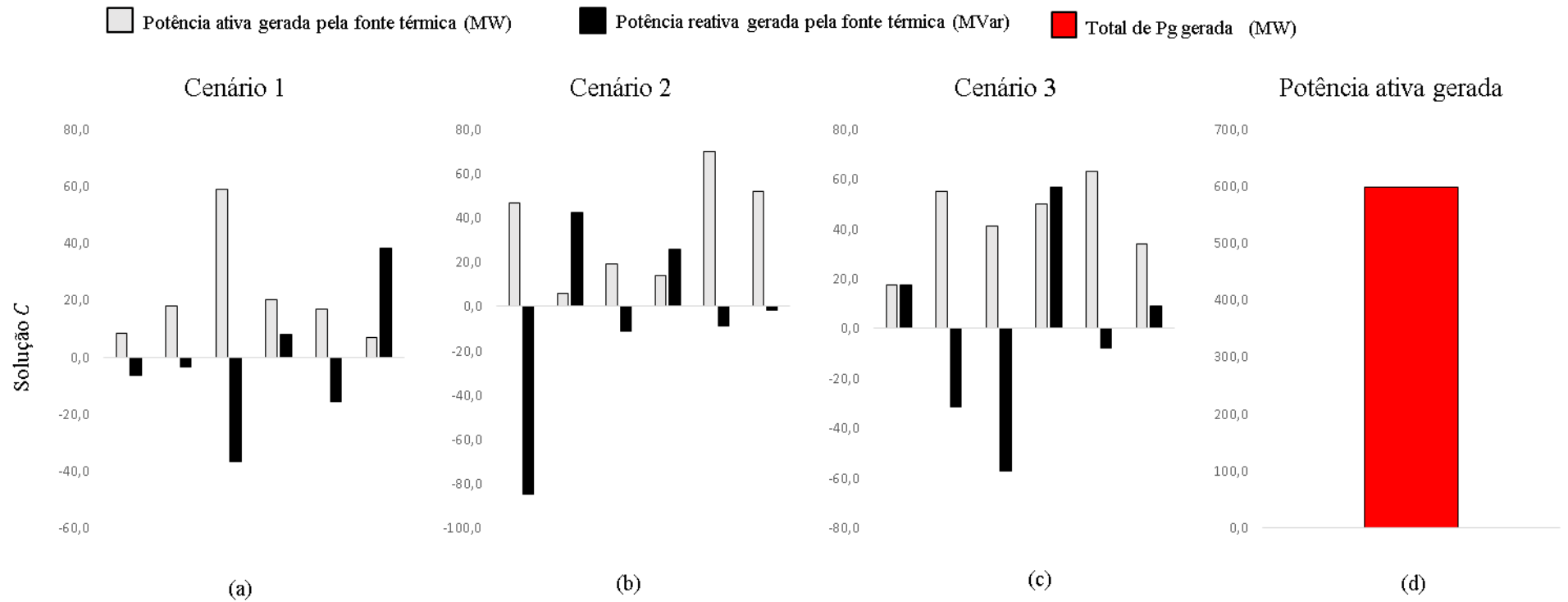
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 35 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução B – Custo vs Emissão - Caso 1



Fonte: Elaboração da própria autora

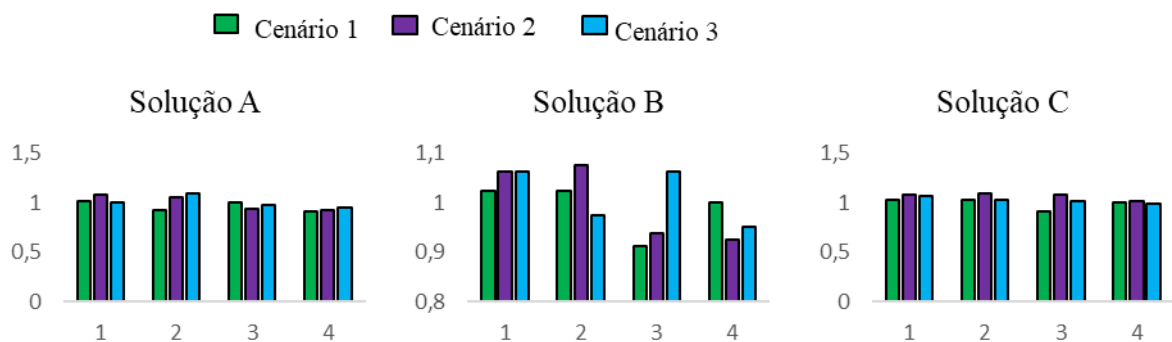
Figura 36 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução C – Custo vs Emissão - Caso 1



Fonte: Elaboração da própria autora

potência ativa gerada pelas fontes térmicas para a solução *A* é mostrada na Figura 34 (d). Na Figura 35 (a), (b) e (c) são ilustrados os valores da potência ativa geradas pelas unidades térmicas para a solução *B* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 1, e na Figura 35 (d) é ilustrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas para a solução *B*. Os valores da potência ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas para a solução *C* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 1 são apresentados na Figura 36 (a), (b) e (c), e na Figura 36 (d) é apresentado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas para a solução *C*.

Figura 37 - Posição dos taps de transformadores para as soluções *A*, *B* e *C* – Custo vs Emissão - Caso 1



Fonte: Elaboração da própria autora

Os valores obtidos para os taps dos transformadores das linhas 11, 12, 15 e 36, soluções *A*, *B* e *C*, nos cenários 1, 2 e 3, Caso 4, são apresentados na potência ativa gerada pelas fontes térmicas para a solução *A* é mostrada na Figura 34 (d). Na Figura 35 (a), (b) e (c) são ilustrados os valores da potência ativa geradas pelas unidades térmicas para a solução *B* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 1, e na Figura 35 (d) é ilustrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas para a solução *B*. Os valores da potência ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas para a solução *C* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 1 são apresentados na Figura 36 (a), (b) e (c), e na Figura 36 (d) é apresentado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas para a solução *C*.

Figura 37.

Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) da solução *A* são 0,04 e 0,04 (cenário 1), 0,12 e 0,00 (cenário 2), 0,02 e 0,02 (cenário 3); da solução *B* são 0,00 e 0,02 (cenário 1), 0,00 e 0,00 (cenário 2), 0,02 e 0,04 (cenário 3), e da solução *C* são 0,00 e 0,02 (cenário 1), 0,18 e 0,04 (cenário 2), e, no são 0,18 e 0,02 (cenário 3).

5.1.2.2 Caso 2

Neste estudo de caso, considera-se que o sistema possui fontes de geração térmicas e hidrelétricas, onde nas barras 1 (referência), 2 e 8 estão instaladas unidades hidrelétricas e nas barras 5, 11 e 13 estão instaladas unidades de geração térmicas. Como as unidades de geração térmicas e hidrelétricas são de natureza determinística, o parâmetro de natureza probabilística considerado nos testes apresentados nesta seção são as cargas, conforme as mesmas especificações adotadas para o caso 1.

Na Figura 33 (b) são apresentadas as fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea do custo de geração e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 2.

Na Tabela 7 são discriminados os custos anuais de geração, a emissão anual, o custo total anual de geração de potência e a emissão total anual de gases poluentes para as soluções A, B e C nos cenários 1, 2 e 3, Caso 2.

Tabela 7 - Custo de geração e emissão - Soluções A, B e C – Caso 2

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Custo Total (\$/ano) Emissão Total (ton/ano)
Solução A	Custo (\$/ano)	43.817.336,00	692.048.448,00	255.833.840,00	991.699.624,00
	Emissão (ton/ano)	249,30	763,53	107,69	1.120,51
Solução B	Custo (\$/ano)	102.221.392,00	922.720.320,00	270.770.208,00	1.295.711.920,00
	Emissão (ton/ano)	219,34	620,28	106,35	945,97
Solução C	Custo (\$/ano)	765.631.872,00	1.107.977.984,00	280.444.480,00	2.154.054.336,000
	Emissão (ton/ano)	212,84	613,70	105,88	932,42

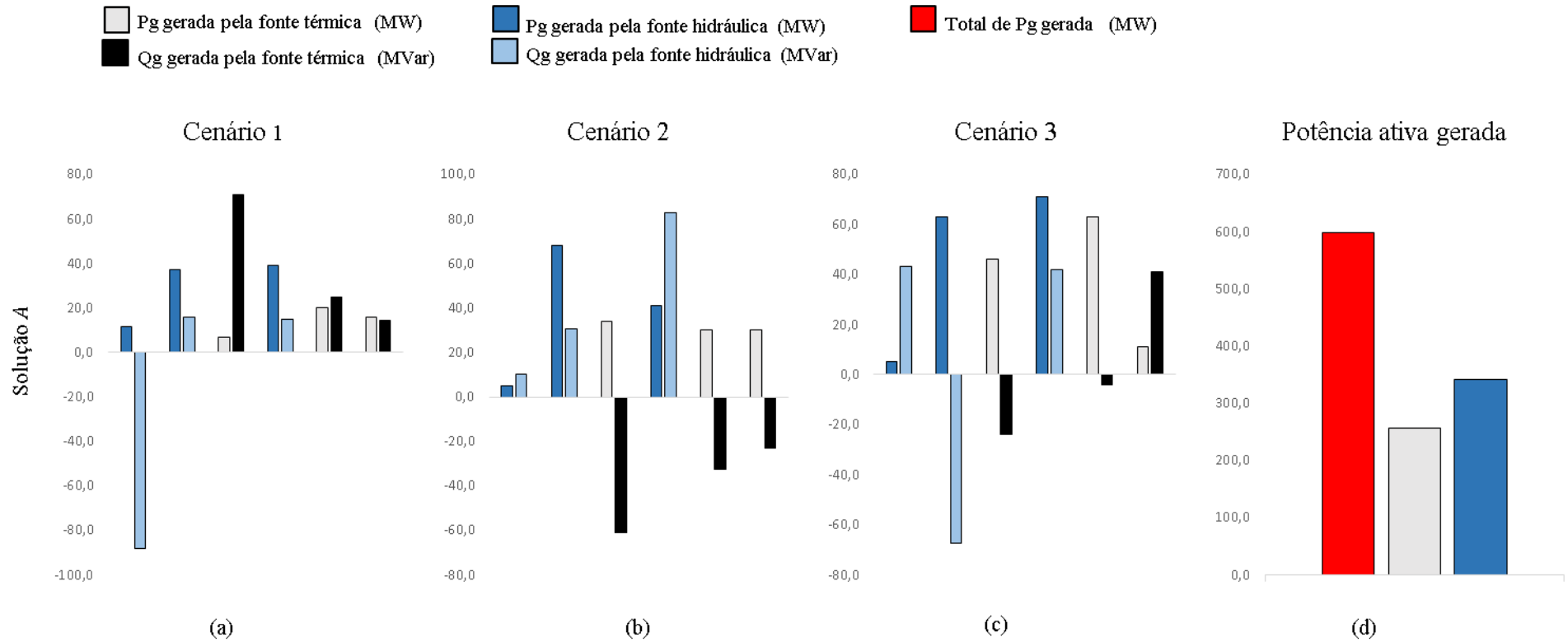
Fonte: Elaboração da própria autora

Comparando-se as soluções A e C, a solução C apresenta um custo de geração anual que é 53,96% superior à solução A, e a solução C apresenta emissão anual de gases que é 16,79% menor do que a emissão anual da solução A, o que torna a solução A mais atraente que a solução C do ponto de vista econômico. Comparando as soluções A e B, a solução B tem um custo de geração anual de 23,46% superior à solução A, e a emissão anual da solução B é 15,58% inferior do que a emissão anual da solução A, o que torna a solução B mais atrativa do que a solução A.

Os valores de potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas para a solução A nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 2 são apresentados na Figura 38 (a), (b) e (c), e na Figura 38 (d) é apresentado o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas e hidráulicas e o valor total de potência ativa para a solução A. Na Figura 39 (a), (b) e (c) são

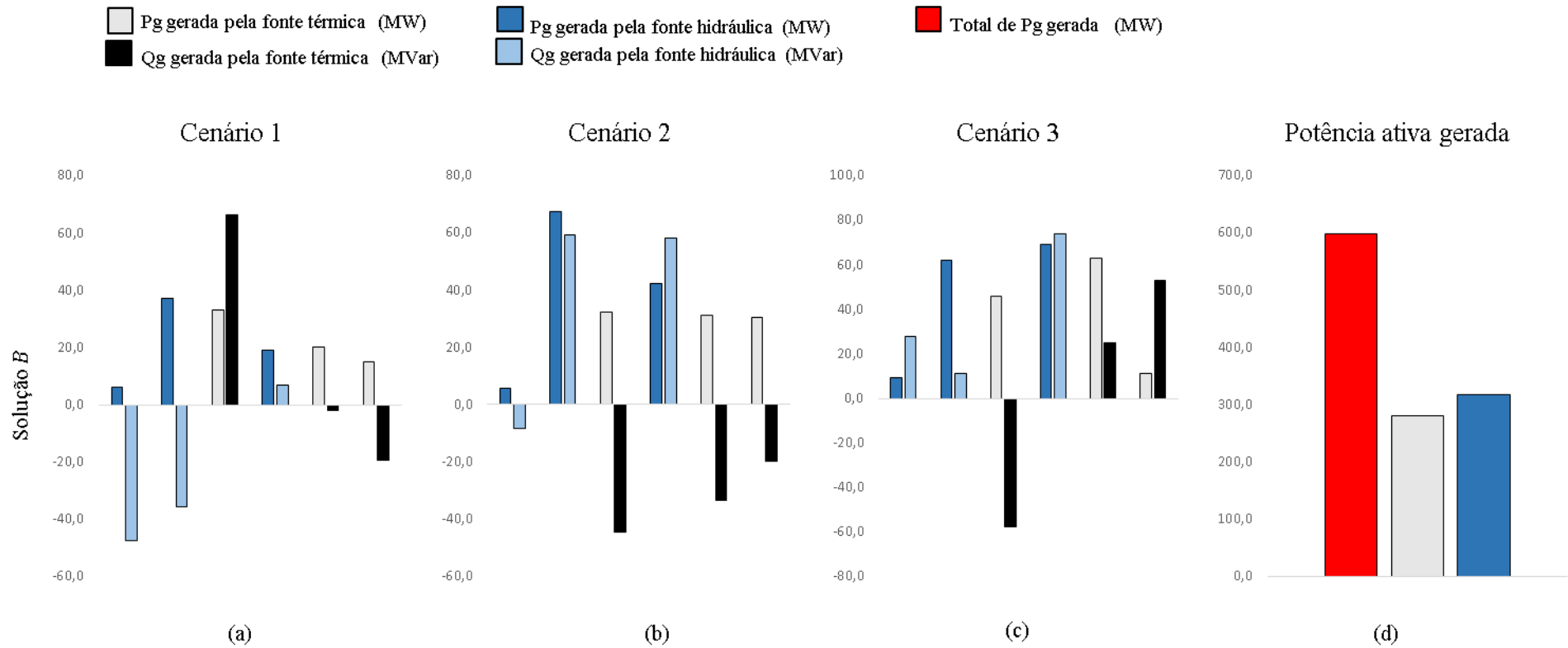
apresentados os valores de potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas para a solução *B* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 2, e na Figura 39 (d) é apresentado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas e hidráulicas e o valor total de potência ativa para a solução *B*. Os valores de potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas para a solução *C* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 2 são apresentados na Figura 40 (a), (b) e (c), e na Figura 40 (d) é apresentado o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas e hidráulicas e o valor total de potência ativa para a solução *A*.

Figura 38 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução A – Custo vs Emissão - Caso 2



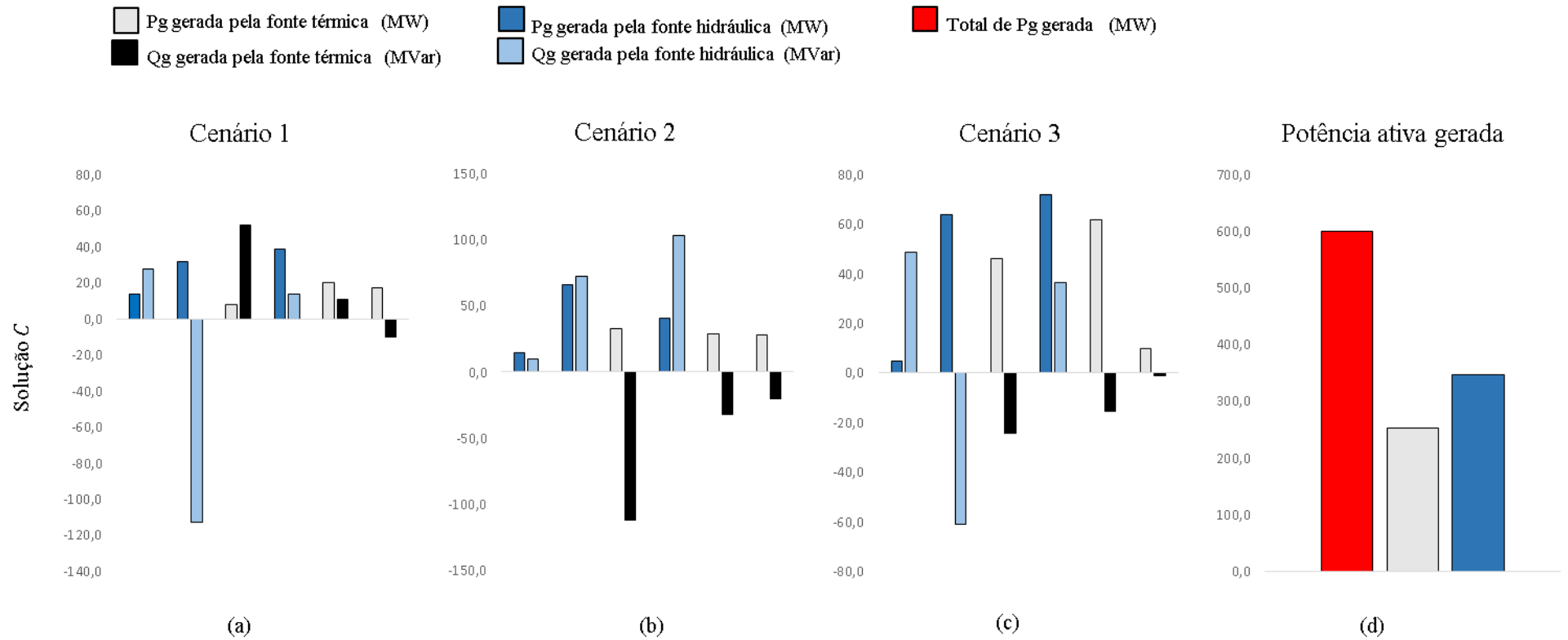
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 39 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução B – Custo vs Emissão - Caso 2



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 40 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução C – Custo vs Emissão - Caso 2

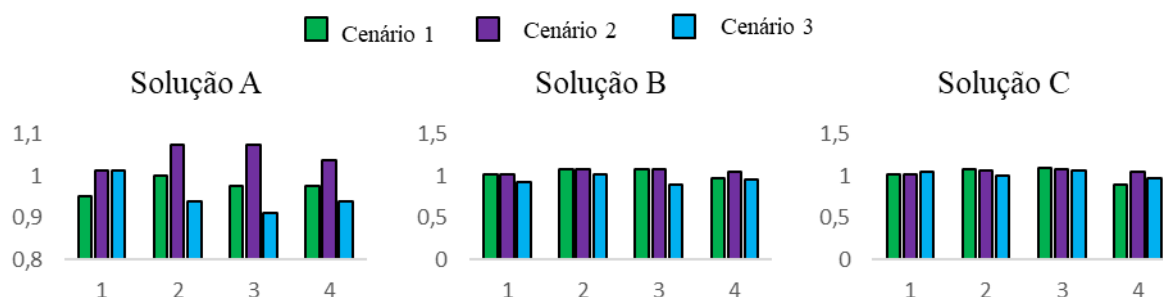


Fonte: Elaboração da própria autora

Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) da solução *A* são 0,08 e 0,02 (cenário 1), 0,18 e 0,04 (cenário 2), 0,16 e 0,00 (cenário 3); solução *B* são 0,16 e 0,02 (cenário 1), 0,18 e 0,02 (cenário 2), 0,14 e 0,00 (cenário 3); e, solução *C* são 0,16 e 0,02 (cenário 1), 0,16 e 0,02 (cenário 2), e, no são 0,16 e 0,00 (cenário 3).

Os valores obtidos para os *taps* dos transformadores das linhas 11, 12, 15 e 36 para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 4, são apresentados na Figura 41.

Figura 41 - Posição dos taps de transformadores para as soluções *A*, *B* e *C* – Custo vs Emissão - Caso 2



Fonte: Elaboração da própria autora

5.1.2.3 Caso 3

No Caso 3, o sistema de geração é composto por unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas, em que as barras 1 (de referência), 5, 11 e 13 são com geradores térmicos, a barra 2 possui um gerador eólico e a barra 8 possui um gerador fotovoltaico. As cargas são consideradas como sendo de natureza probabilística.

As fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea do custo de geração e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 3 são apresentadas na Figura 33 (c).

Os custos anuais de geração, a emissão anual, o custo total anual de geração de potência e a emissão total anual de gases poluentes para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 3, são apresentados na Tabela 8.

Comparando-se as soluções *A* e *C*, a solução *C* apresenta um custo de geração anual de 91,37% superior à solução *A*, e a solução *C* apresenta emissão anual de gases de 18,44% inferior do que a emissão anual da solução *A*, o que torna a solução *A* mais atraente que a solução *C* do ponto de vista econômico. Comparando-se as soluções *A* e *B*, a solução *B* tem um custo de

geração anual de 71,71% superior à solução *A* e a emissão anual da solução *B* é de 15,19% inferior do que a emissão anual da solução *A*, o que torna a solução *A* mais atrativa do que qualquer outra solução da frente de Pareto, exceto se a geradora tiver que pagar multas significativas pela emissão de gases poluentes.

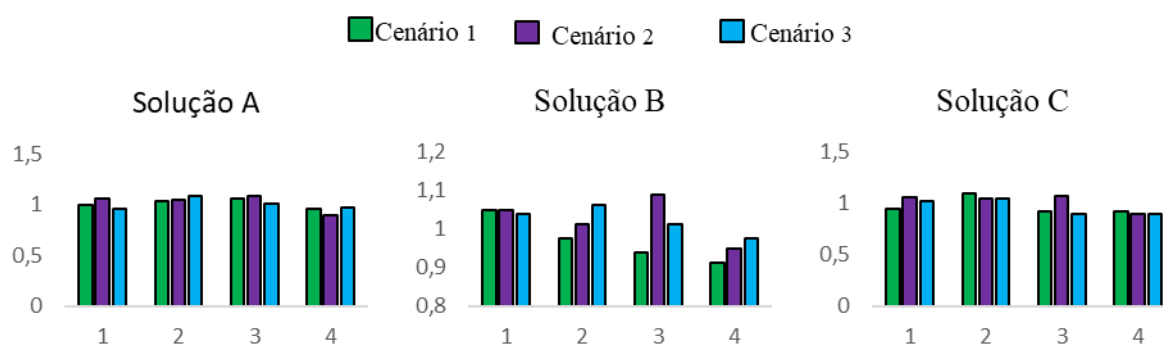
Tabela 8 - Custo de geração e emissão - Soluções *A*, *B* e *C* – Caso 3

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Custo Total (\$/ano)
Solução <i>A</i>	Custo (\$/ano)	20.484.748,00	274.074.112,00	11.488.517,00	306.047.377,00
	Emissão (ton/ano)	267,08	943,64	146,48	1.357,20
Solução <i>B</i>	Custo (\$/ano)	77.678.616,00	349.500.544,00	654.754.624,00	1.081.933.784,00
	Emissão (ton/ano)	254,03	770,19	126,76	1.150,99
Solução <i>C</i>	Custo (\$/ano)	187.661.888,00	1.084.537.728,00	2.273.586.944,00	3.545.786.560,00
	Emissão (ton/ano)	252,44	727,84	126,65	1.106,93

Fonte: Elaboração da própria autora

Os valores obtidos para os *taps* dos transformadores presentes nas linhas 11, 12, 15 e 36 para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 3, são apresentados na Figura 42.

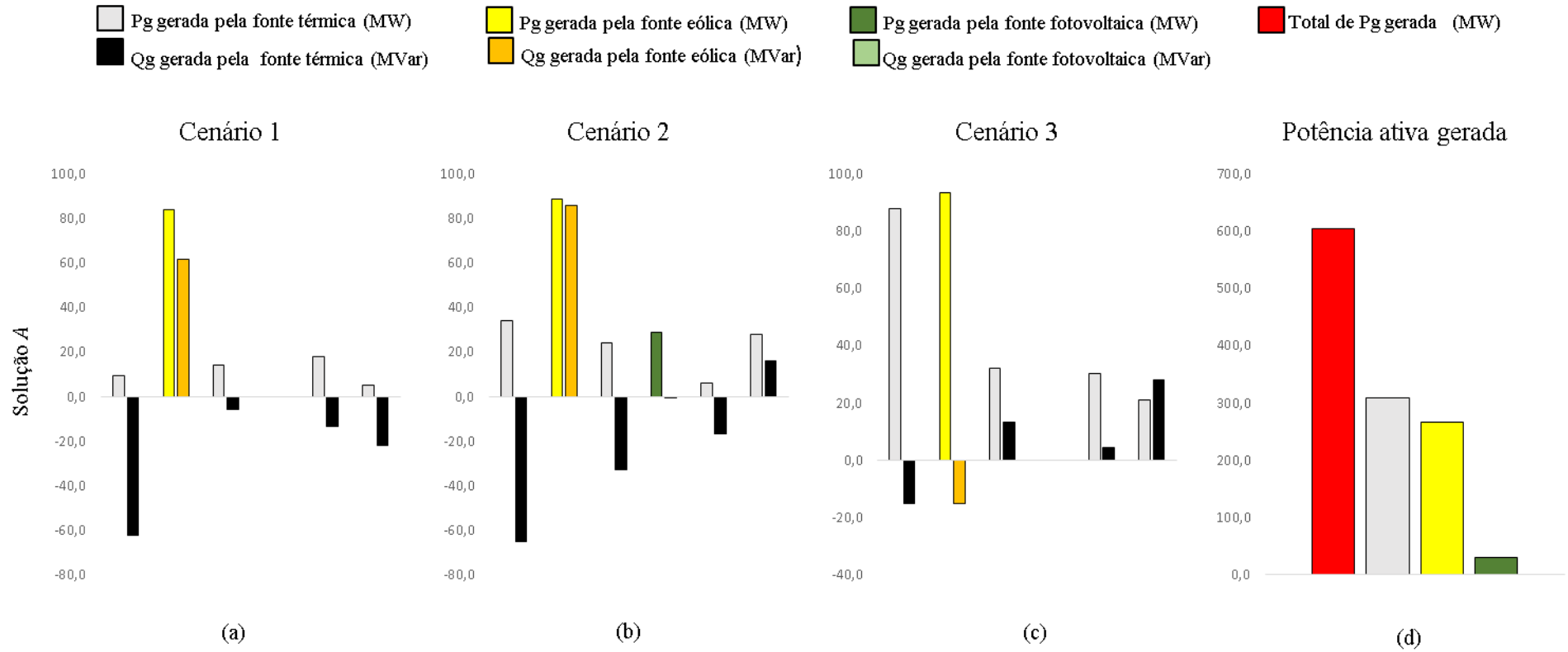
Figura 42 - Posição dos *taps* de transformadores para as soluções *A*, *B* e *C* – Custo vs Emissão - Caso 3



Fonte: Elaboração da própria autora

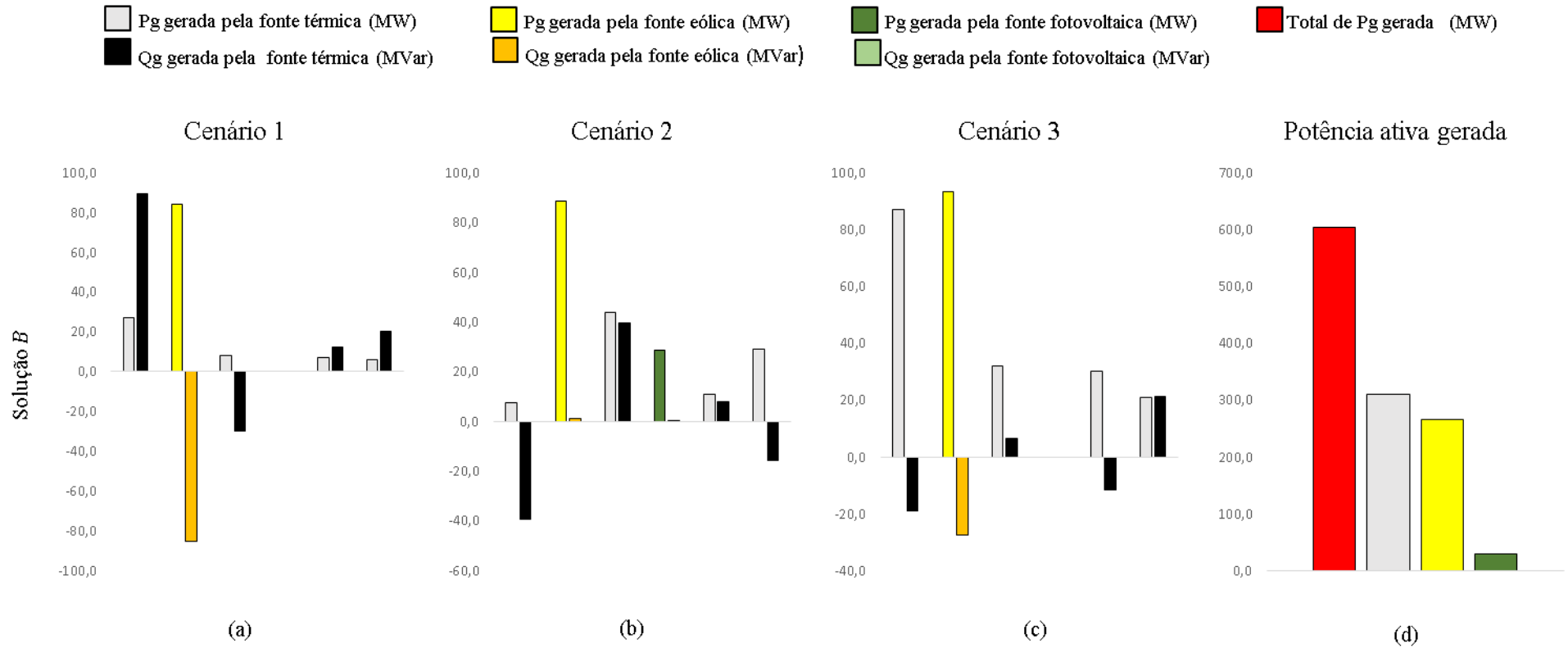
Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) da solução *A* são 0,18 e 0,04 (cenário 1), 0,00 e 0,02 (cenário 2), 0,02 e 0,00 (cenário 3); solução *B* são 0,18 e 0,00 (cenário 1), 0,02 e 0,02 (cenário 2), 0,02 e 0,02 (cenário 3); e, solução *C* são 0,18 e 0,04 (cenário 1), 0,00 e 0,02 (cenário 2) e 0,08 e 0,00 (cenário 3).

Figura 43 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução A– Custo vs Emissão - Caso3



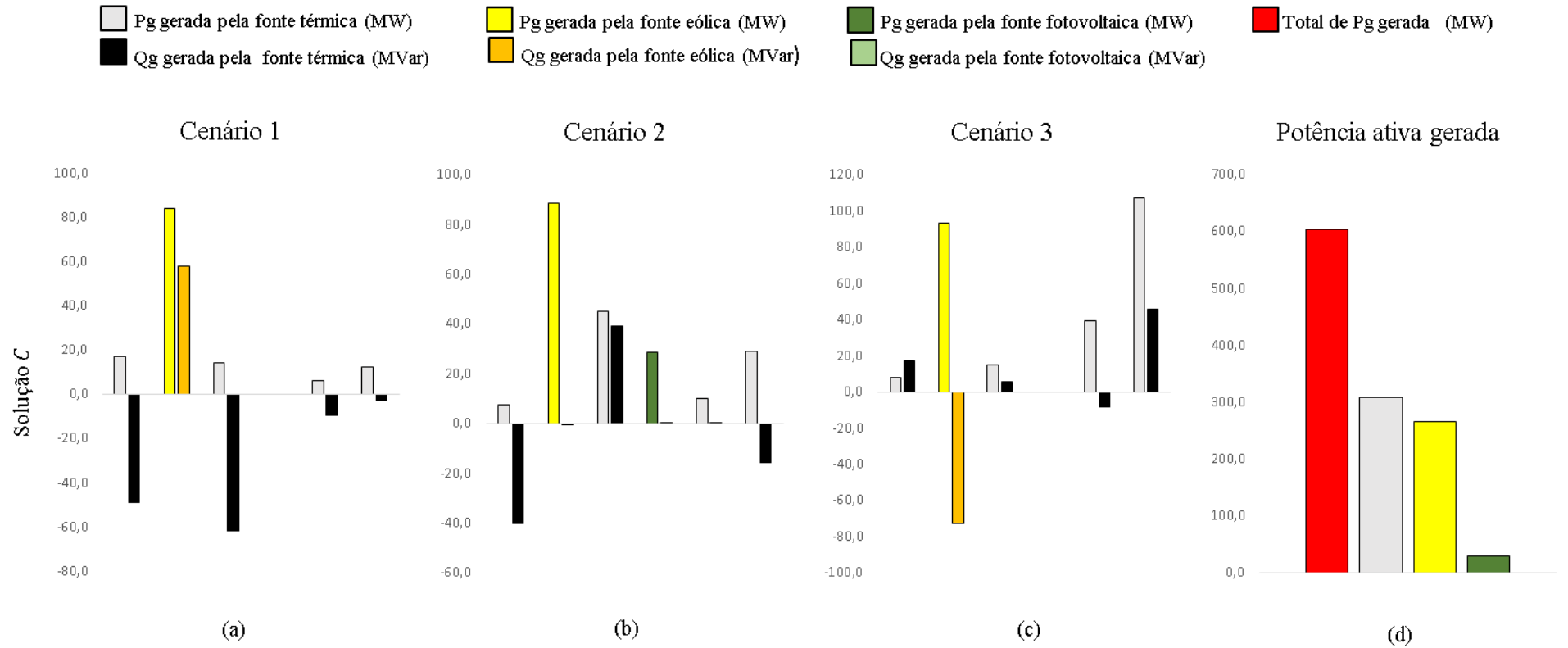
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 44 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução B – Custo vs Emissão - Caso3



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 45 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução C – Custo vs Emissão - Caso3



Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 43 (a), (b) e (c) são apresentados os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas para a solução *A* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 3 e na Figura 43 (d) é apresentado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas e eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução *A*. Os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas para a solução *B* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 3 são mostrados na Figura 44 (a), (b) e (c), o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas e eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução *B* é apresentado na Figura 44 (d). Na Figura 45 (a), (b) e (c) são mostrados os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas para a solução *C* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 3, e na Figura 45 (d) é mostrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas e eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução *C*.

5.1.2.4 Caso 4

Neste caso de estudo considera-se que o sistema possui fontes de geração térmicas, hidrelétrica, eólica e fotovoltaica. Nas barras 2 e 8 estão unidades de geração térmica, as barras 1 (referência) e 5 possuem unidades de geração hidrelétricas, a barra 13 é uma unidade de geração eólica e a barra 11 é uma unidade de geração fotovoltaica. As cargas são consideradas de natureza probabilística.

Na Figura 33 (d) são apresentadas as fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea do custo de geração e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 4.

Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) da solução *A* são 0,06 e 0,04 (cenário 1), 0,10 e 0,02 (cenário 2), 0,14 e 0,00 (cenário 3); solução *B* são 0,16 e 0,00 (cenário 1), 0,10 e 0,02 (cenário 2), 0,00 e 0,02 (cenário 3); e, solução *C* são 0,06 e 0,04 (cenário 1), 0,02 e 0,04 (cenário 2), e, no são 0,12 e 0,02 (cenário 3).

Na Tabela 9 são discriminados os custos anuais de geração, a emissão anual, o custo total anual de geração de potência e a emissão total anual de gases poluentes para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 4.

Comparando-se as soluções *A* e *C*, a solução *C* apresenta um custo de geração anual de 61,95% superior à solução *A*, e a solução *C* apresenta emissão anual de gases poluentes 4,49% menor do que a emissão anual da solução *A*, o que torna a solução *A* mais atraente que a solução *C* do ponto de vista econômico. Comparando as soluções *A* e *B*, a solução *B* tem um custo

de geração anual de 32,25% superior à solução *A* e a emissão anual da solução *B* é 3,49% inferior do que a emissão anual da solução *A*, que do ponto de vista econômico torna a solução *A* mais atrativa do que a solução *B*, visto que a diferença entre as emissões é bem pequena.

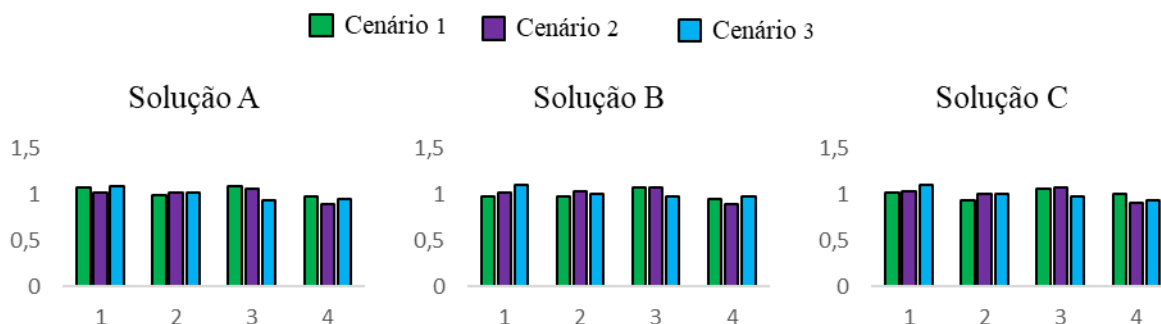
Tabela 9 - Custo de geração e emissão - Soluções *A*, *B* e *C* – Caso 4

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Custo Total (\$/ano)
					Emissão Total (ton/ano)
Solução <i>A</i>	Custo (\$/ano)	52.871.588,00	344.914.432,00	24.577.200,00	422.363.220,00
	Emissão (ton/ano)	141,49	377,99	76,39	595,87
Solução <i>B</i>	Custo (\$/ano)	64.350.932,00	405.460.672,00	153.639.184,00	623.450.788,00
	Emissão (ton/ano)	139,40	373,34	62,32	575,05
Solução <i>C</i>	Custo (\$/ano)	80.942.360,00	487.048.320,00	542.140.544,00	1.110.131.224,00
	Emissão (ton/ano)	138,12	370,18	60,80	569,11

Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 46 apresentam-se os valores obtidos para os taps dos transformadores presentes nas linhas 11, 12, 15 e 36 para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 4.

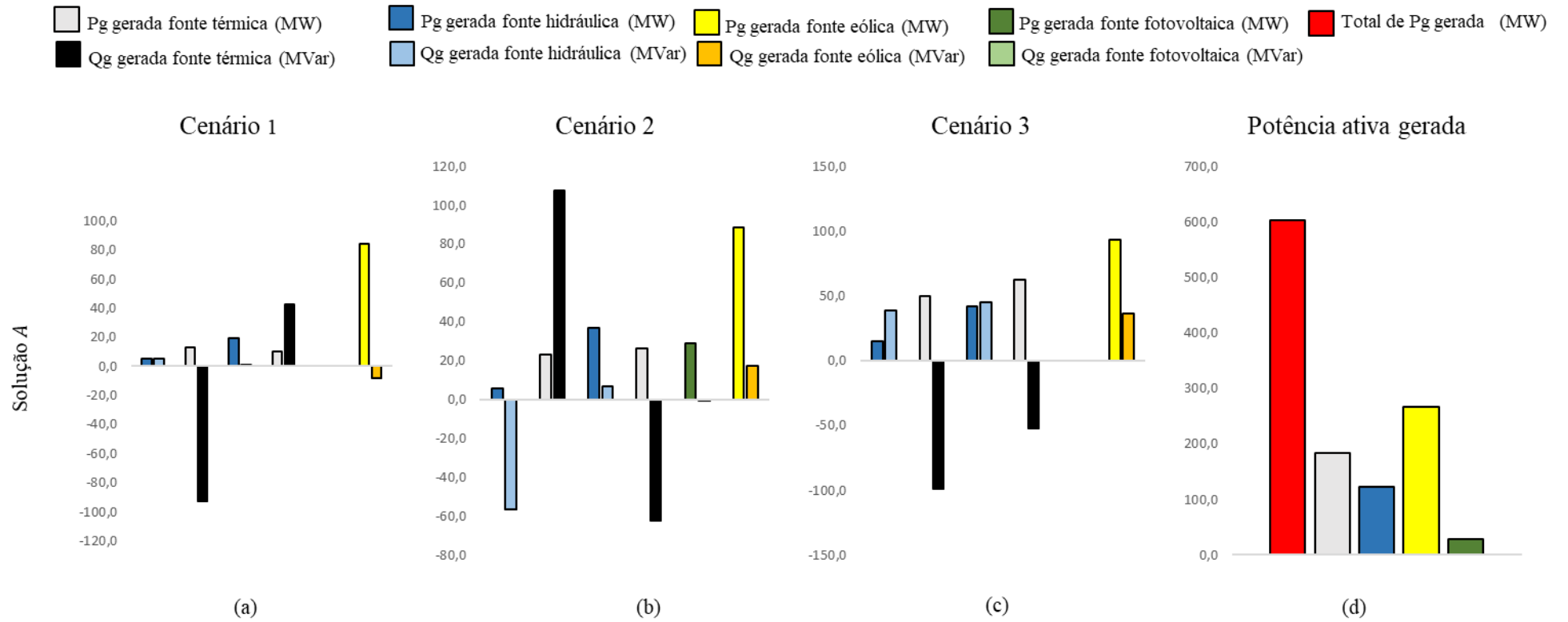
Figura 46 - Posição dos taps de transformadores para as soluções *A*, *B* e *C* – Custo vs Emissão - Caso 4



Fonte: Elaboração da própria autora

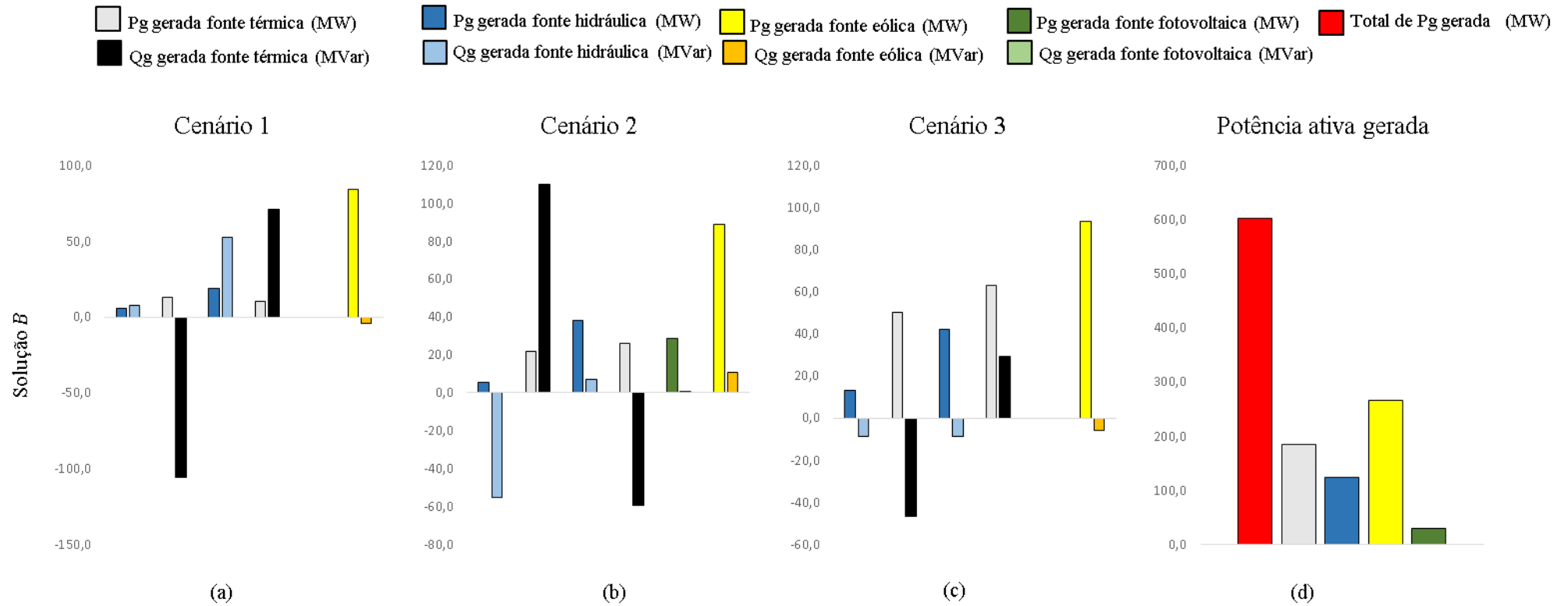
Na Figura 47 (a), (b) e (c) são apresentados os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas para a solução *A* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 4 e na Figura 47 (d) é apresentado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução *A*. Os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas para a solução *B* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 4 são mostrados na Figura 48 (a), (b) e (c) e na Figura 48 (d) é mostrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução *B*. Na Figura 49 (a), (b) e (c) são apresentados os valores das potências ativa e reativas

Figura 47 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução A – Custo vs Emissão -
Caso 4



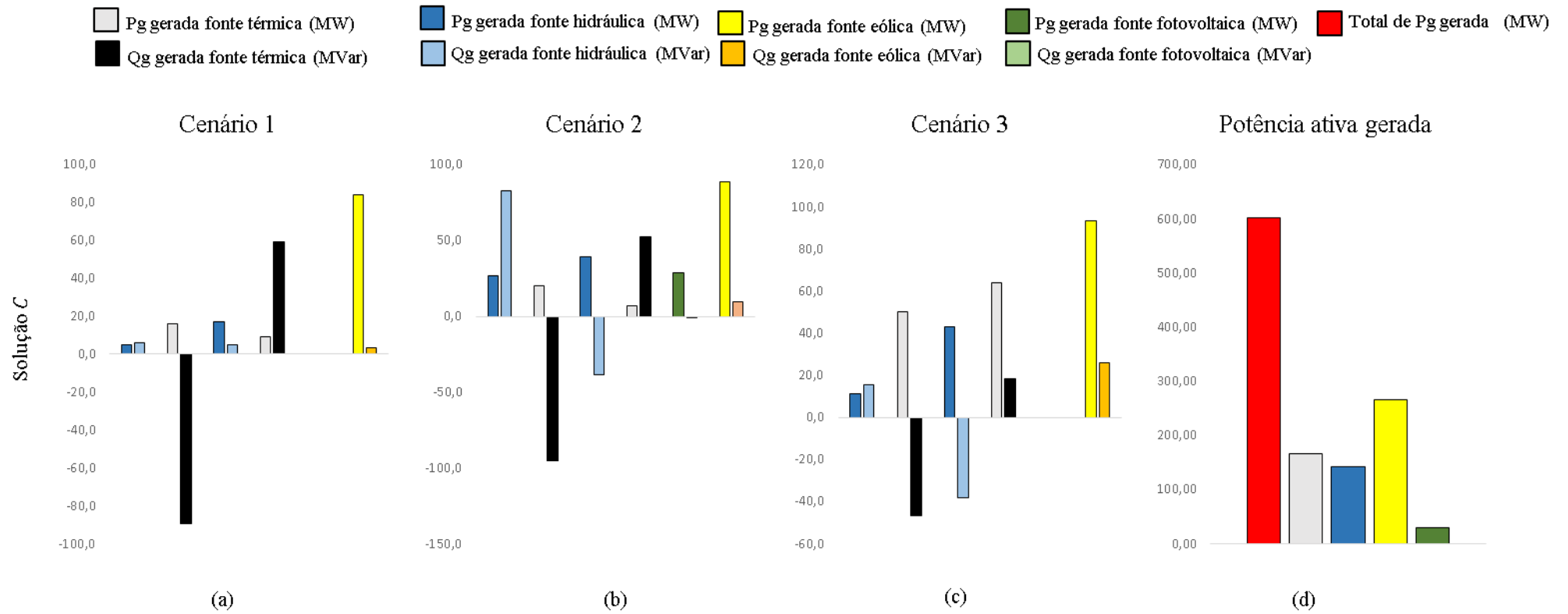
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 48 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução B – Custo vs Emissão - Caso 4



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 49 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas – Solução C – Custo vs Emissão - Caso 4



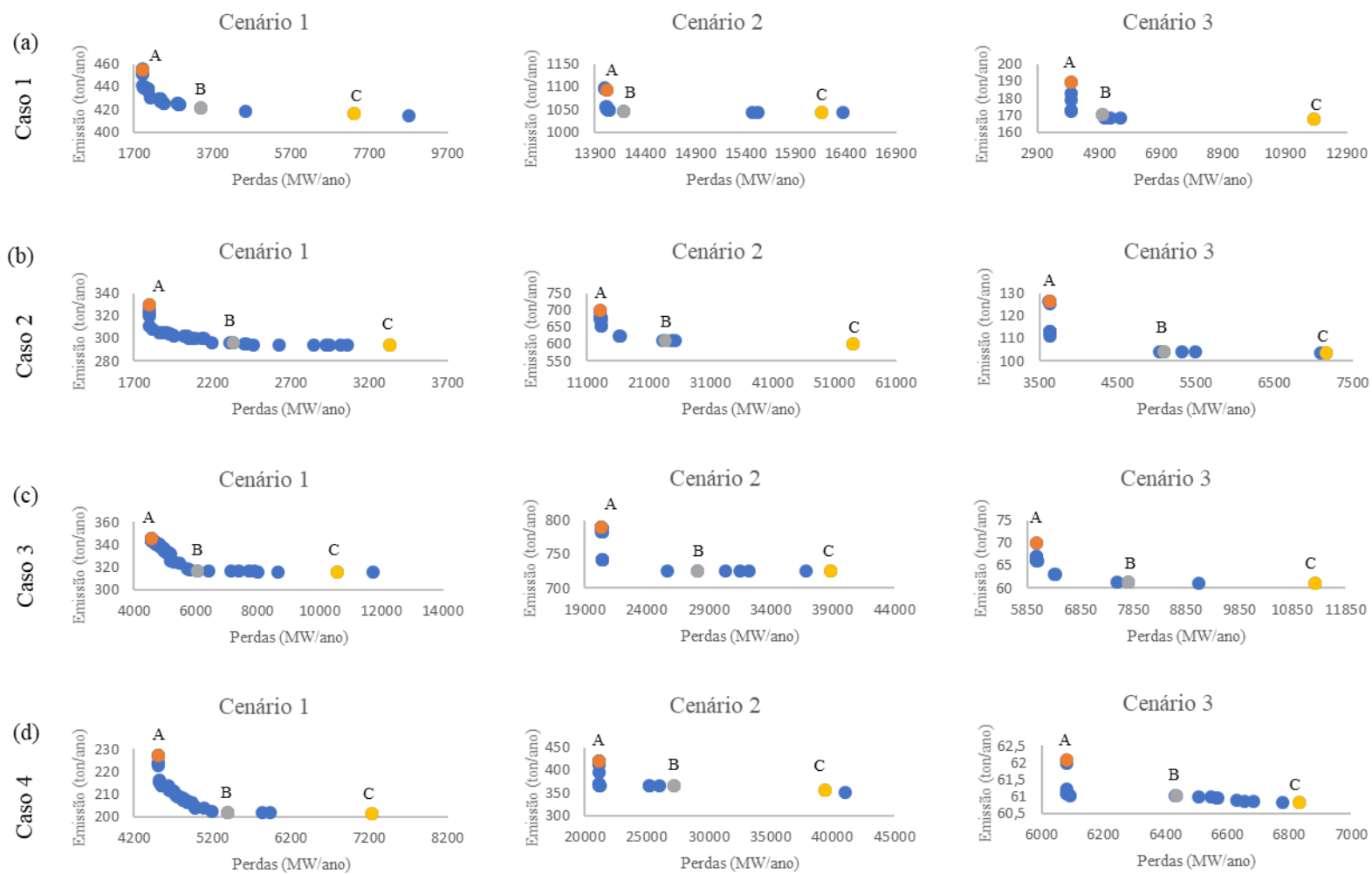
Fonte: Elaboração da própria autora

geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas para a solução C nos cenários 1, 2 e 3, Caso 4, e na Figura 49 (d) é mostrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução C .

5.1.3 Perdas vs Emissão

As fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea das perdas de potência nas linhas e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para os casos 1, 2, 3 e 4 são mostradas na Figura 50.

Figura 50 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas - Perdas vs Emissão



Fonte: Elaboração da própria autora

5.1.3.1 Caso 1

Neste caso todas as unidades geradoras são térmicas e elas são consideradas de natureza determinística. Os resultados são obtidos considerando a carga variando segundo os parâmetros probabilísticos $\mu_{s_1}^{pc} = 50\%$ da carga nominal e $\sigma_{s_1}^{pc} = 10\%$ para o cenário 1, $\mu_{s_2}^{pc} = 80\%$ da carga nominal, $\sigma_{s_2}^{pc} = 11\%$ para o cenário 2 e $\mu_{s_3}^{pc} = 100\%$ da carga nominal, $\sigma_{s_3}^{pc} = 12\%$ para o cenário 3.

Na Figura 50 (a) são apresentadas as fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea do custo de geração e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 1.

Na Tabela 10 são discriminadas as perdas de potência para o período de um ano em cada cenário de carregamento e a emissão de gases poluentes para as soluções A, B e C. Nesta tabela também estão para o período de um ano as perdas total de potência nas linhas e a emissão total das soluções A, B e C os quais resultam da soma das perdas e das emissões nos cenários 1, 2 e 3.

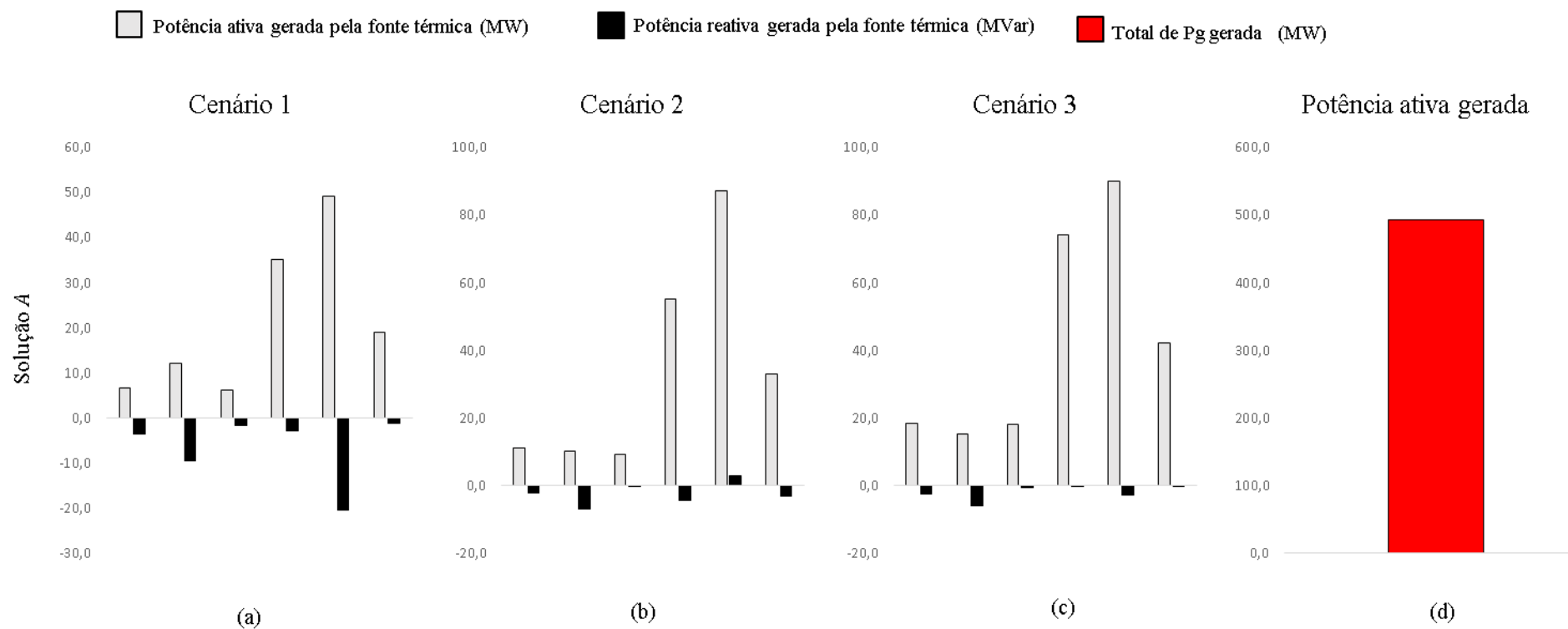
Tabela 10 - Perdas e emissão - Soluções A, B e C – Caso 1

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Perdas Totais (MW/ano) Emissão Total (ton/ano)
Solução A	Perdas (MW/ano)	1.924,03	14.014,54	3.986,75	19.925,31
	Emissão (ton/ano)	454,74	1.092,59	189,46	1.736,78
Solução B	Perdas (MW/ano)	3.414,77	14.184,72	4.977,82	22.577,32
	Emissão (ton/ano)	421,07	1.046,75	170,53	1.638,34
Solução C	Perdas (MW/ano)	7.300,85	16.153,27	11.826,91	35.281,03
	Emissão (ton/ano)	416,27	1.043,67	167,83	1.627,78

Fonte: Elaboração da própria autora

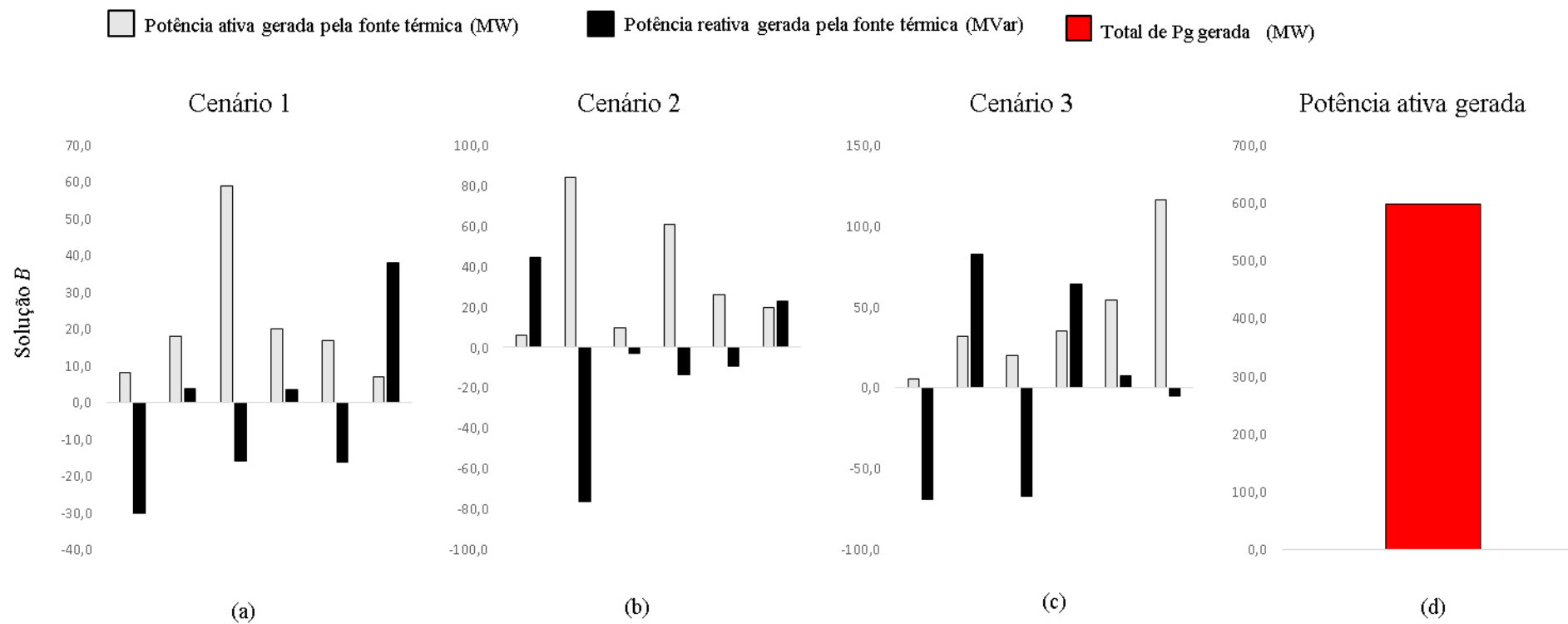
Na comparação das soluções A e C, a solução C apresenta perdas anuais de 43,52% superior à solução A, e a solução C apresenta emissão anual de 18,72% menor do que a emissão anual da solução A, o que torna a solução A mais atraente. Comparando as soluções A e B, a solução B tem perdas anuais de 11,75% superior à solução A e a emissão anual da solução B é 5,67% inferior do que a emissão anual da solução A, o que torna a solução A mais atrativa do que a solução B, uma vez que a quantidade de emissão de gases entre estas soluções tem muito pouca diferença.

Figura 51 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução A – Perdas vs Emissão - Caso 1



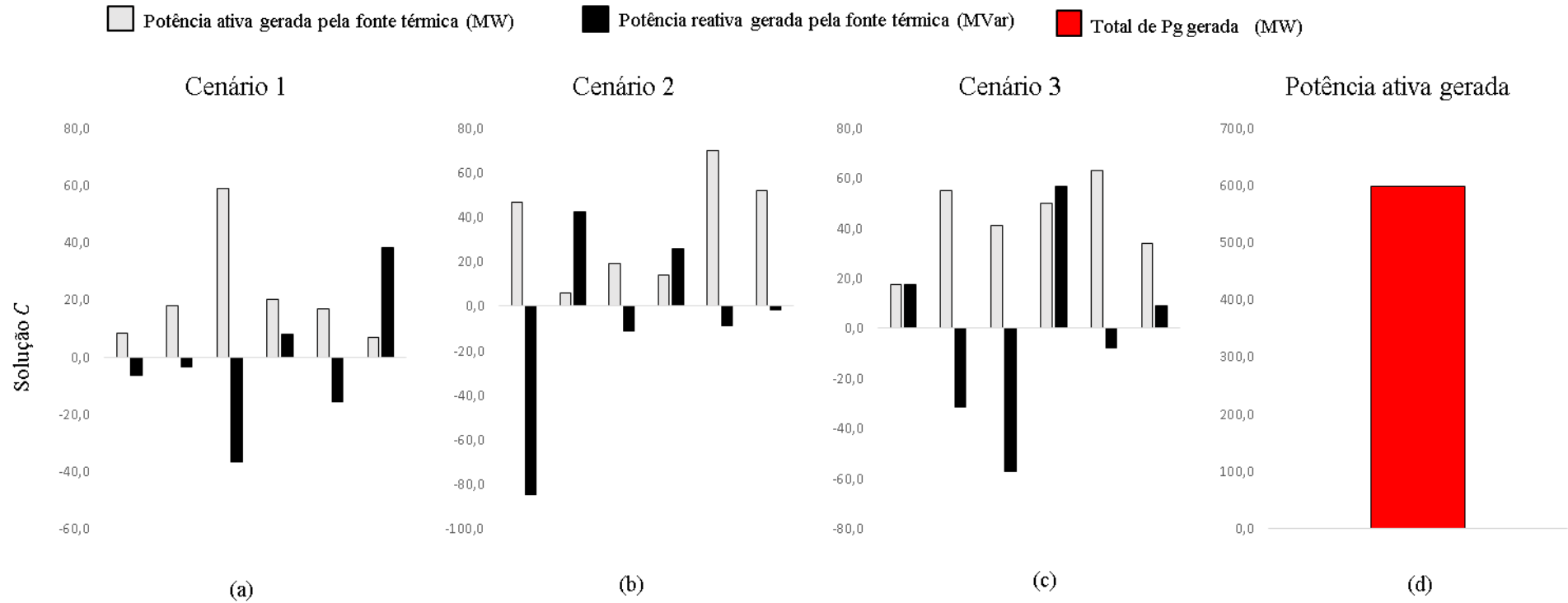
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 52 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução B – Perdas vs Emissão - Caso 1



Fonte: Elaboração da própria autora

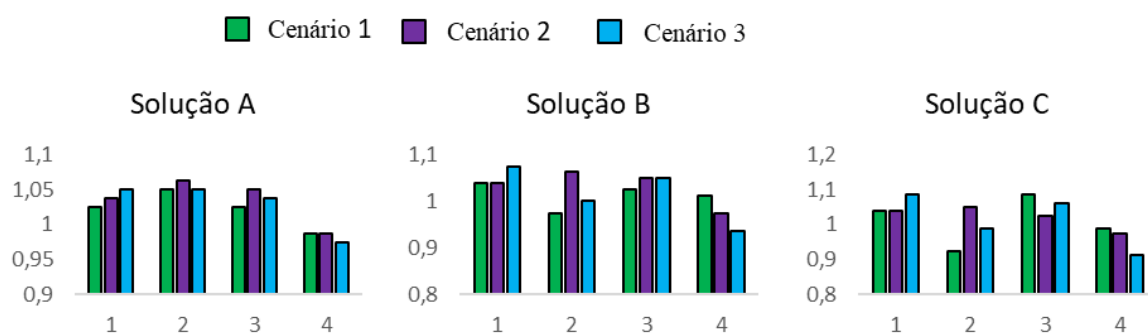
Figura 53 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas – Solução C – Perdas vs Emissão - Caso 1



Fonte: Elaboração da própria autora

As potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas para a solução *A* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 1 são apresentadas na Figura 51 (a), (b) e (c), e o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas é apresentado na Figura 51(d). Na Figura 52 (a), (b) e (c) são mostrados os valores das potências ativa e reativas geradas pelas unidades térmicas para a solução *B* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 1 e o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas é mostrado na Figura 52 (d). As potências ativas e reativas geradas pelas unidades térmicas para a solução *C* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 1 são apresentadas na Figura 53 (a), (b) e (c), e na Figura 53 (d) é apresentado o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas para a solução *C*.

Figura 54 - Posição dos taps de transformadores para as soluções *A*, *B* e *C* – Perdas vs Emissão – Caso 1



Fonte: Elaboração da própria autora

Na As potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas para a solução *A* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 1 são apresentadas na Figura 51 (a), (b) e (c), e o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas é apresentado na Figura 51(d). Na Figura 52 (a), (b) e (c) são mostrados os valores das potências ativa e reativas geradas pelas unidades térmicas para a solução *B* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 1 e o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas é mostrado na Figura 52 (d). As potências ativas e reativas geradas pelas unidades térmicas para a solução *C* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 1 são apresentadas na Figura 53 (a), (b) e (c), e na Figura 53 (d) é apresentado o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas para a solução *C*.

Figura 54 são apresentados os valores obtidos para os taps dos transformadores das linhas 11, 12, 15 e 36 para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 1.

Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) da solução *A* são 0,18 e 0,02 (cenário 1), 0,12 e 0,04 (cenário 2), 0,18 e 0,04 (cenário 3); solução *B* são 0,04 e 0,00

(cenário 1), 0,12 e 0,04 (cenário 2), 0,12 e 0,02 (cenário 3); solução *C* são 0,04 e 0,02 (cenário 1), 0,06 e 0,02 (cenário 2), e 0,14 e 0,02 (cenário 3).

5.1.3.2 Caso 2

Neste estudo de caso, considera-se que o sistema possui fontes de geração térmicas e hidrelétricas, onde nas barras 1 (referência), 2 e 8 estão instaladas unidades hidrelétricas e nas barras 5, 11 e 13 estão instaladas unidades de geração térmicas. As cargas são consideradas de natureza probabilística conforme as mesmas especificações adotadas para o caso 1.

Na Figura 50 (b) são apresentadas as fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea das perdas de potência e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 2.

As perdas anuais de potência nas linhas, a emissão anual de gases poluentes, as perdas totais de potência nas linhas, e a emissão total para as soluções *A*, *B* e *C*, que resultam da soma das perdas e das emissões nos cenários 1, 2 e 3, são apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11 - Perdas e emissão - Soluções *A*, *B* e *C* – Caso 2

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Perdas Totais (MW/ano) Emissão Total (ton/ano)
Solução <i>A</i>	Perdas (MW/ano)	1.796,66	13.240,58	3.627,56	18.664,81
	Emissão (ton/ano)	329,47	698,63	126,16	1.154,26
Solução <i>B</i>	Perdas (MW/ano)	2.336,17	23.661,80	5.093,10	31.091,08
	Emissão (ton/ano)	296,26	610,60	104,25	1.011,11
Solução <i>C</i>	Perdas (MW/ano)	3.332,01	54.082,95	7.164,26	64.579,22
	Emissão (ton/ano)	294,17	599,39	103,74	997,29

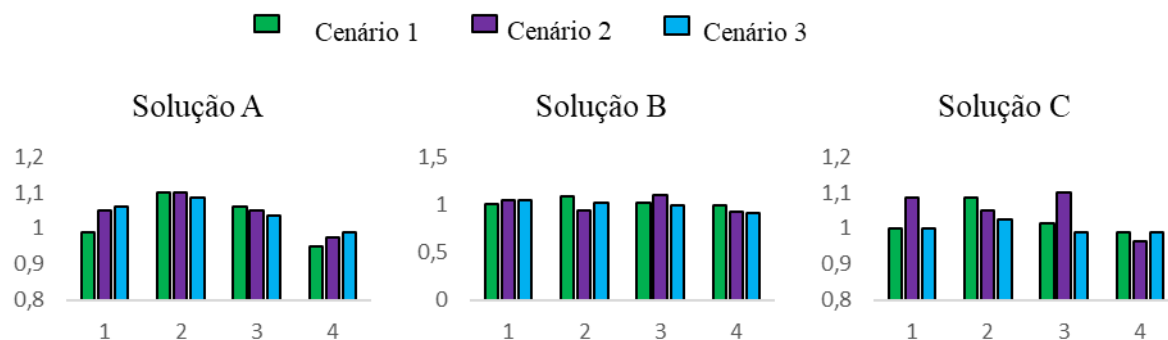
Fonte: Elaboração da própria autora

Comparando as soluções *A* e *C*, a solução *C* apresenta perdas anuais de 71,10% superior à solução *A* e a solução *C* apresenta emissão anual que é 13,6% menor do que a emissão anual da solução *A*, o que torna a solução *A* mais atraente que a solução *C*, visto que a diminuição na emissão de gases não é compensada pela diferença das perdas. Agora, comparando as soluções *A* e *B*, a solução *B* tem perdas anuais de 39,97% superior à solução *A* e a emissão anual da solução *B* é 12,4% inferior do que a emissão anual da solução *A*, o que torna a solução *A* mais atrativa do que a solução *B*, considerando apenas o aspecto econômico.

Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) da solução *A* são 0,18 e 0,02 (cenário 1), 0,18 e 0,04 (cenário 2), 0,12 e 0,04 (cenário 3), da solução *B* são 0,04 e

0,02 (cenário 1), 0,16 e 0,02 (cenário 2), 0,16 e 0,04 (cenário 3), e da solução *C* são 0,00 e 0,02 (cenário 1), 0,16 e 0,04 (cenário 2), e, no são 0,14 e 0,02 (cenário 3).

Figura 55 - Posição dos taps de transformadores para as soluções *A*, *B* e *C* – Perdas vs Emissão – Caso 2

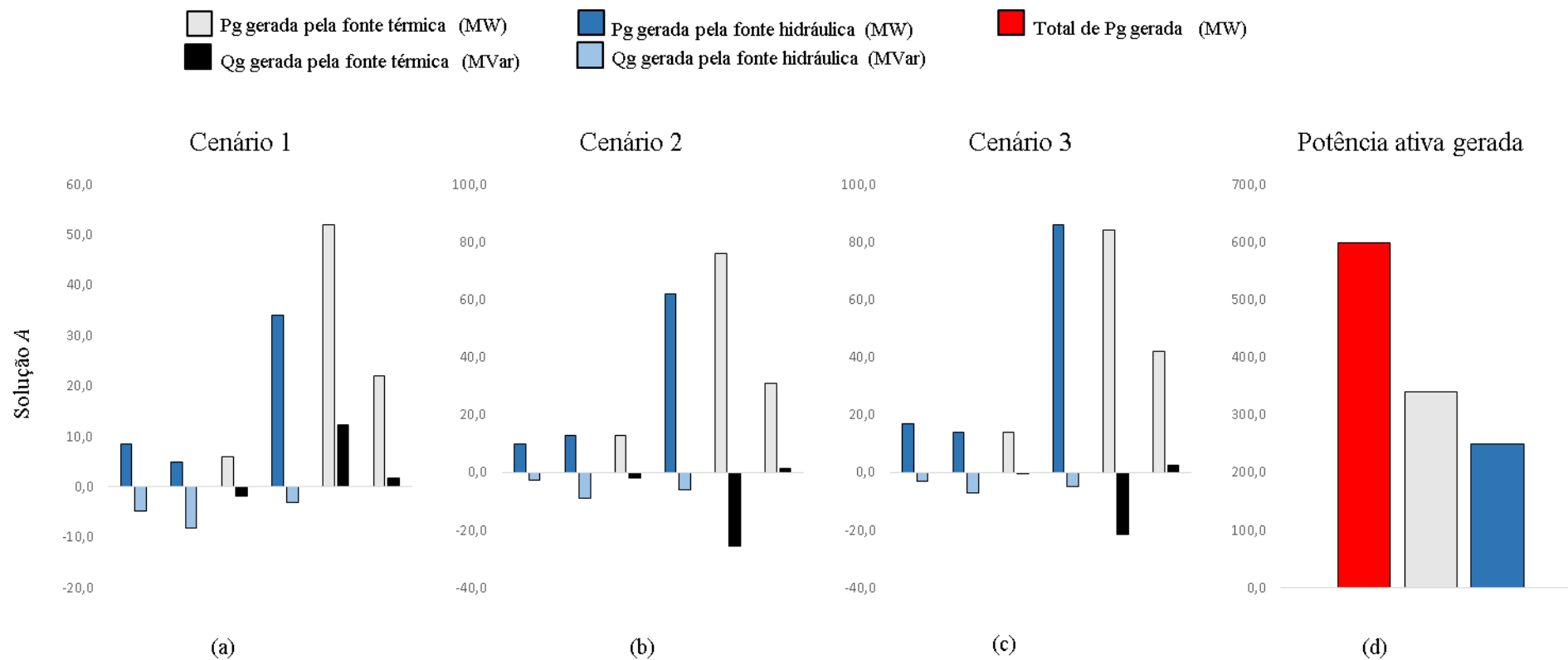


Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 55 são apresentados os valores obtidos para os *taps* dos transformadores das linhas 11, 12, 15 e 36 para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 2.

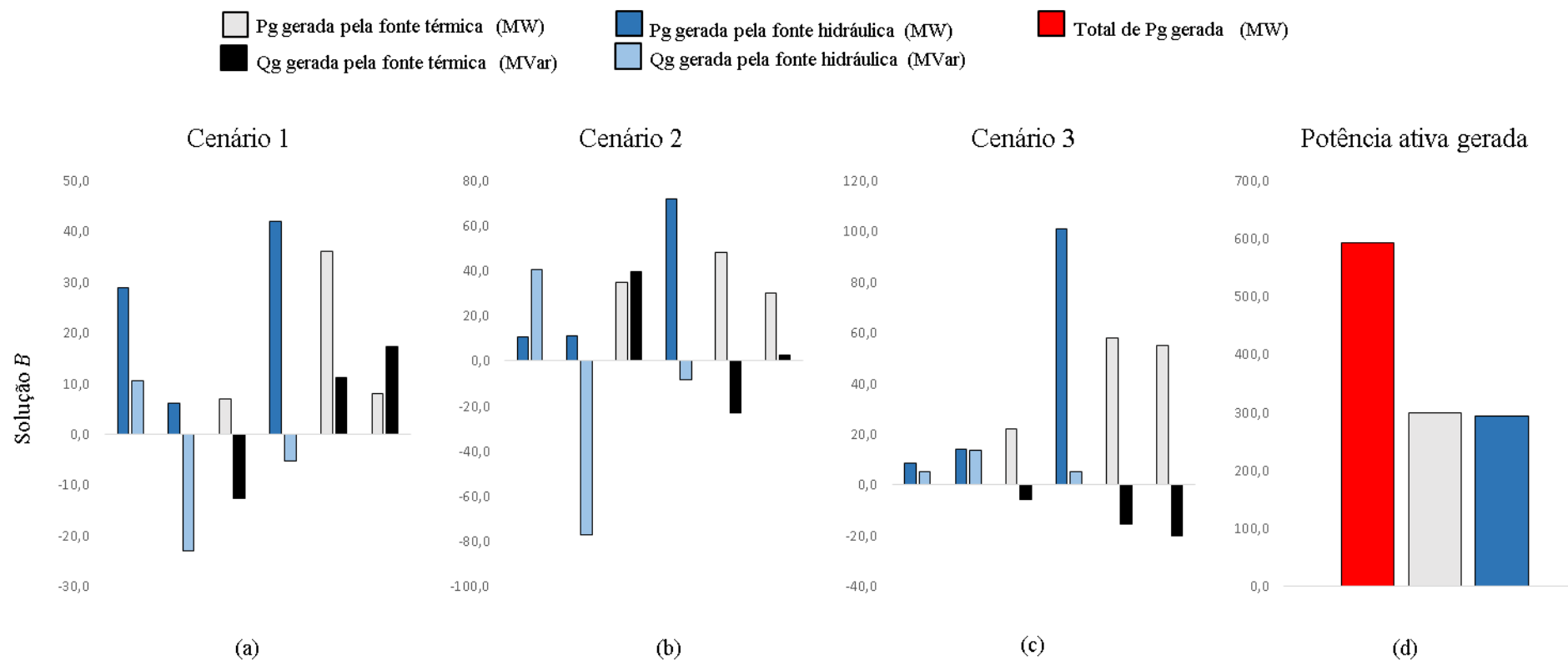
São apresentados na Figura 56 (a), (b) e (c) as potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidráulicas para a solução *A* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 2. E na Figura 56 (d) é mostrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas e hidráulicas e o valor total de potência ativa para a solução *A*. Na Figura 57 (a), (b) e (c) são apresentados os valores das potências ativa e reativas geradas pelas unidades térmicas e hidráulicas para a solução *B* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 2, e na Figura 57 (d) é mostrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas e hidráulicas e o valor total de potência ativa para a solução *B*. São apresentados na Figura 58(a), (b) e (c) as potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidráulicas para a solução *C* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 2. e na Figura 58(d) é mostrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas e hidráulicas e o valor total de potência ativa para a solução *B*. para a solução *C*.

Figura 56 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução A – Perdas vs Emissão - Caso2



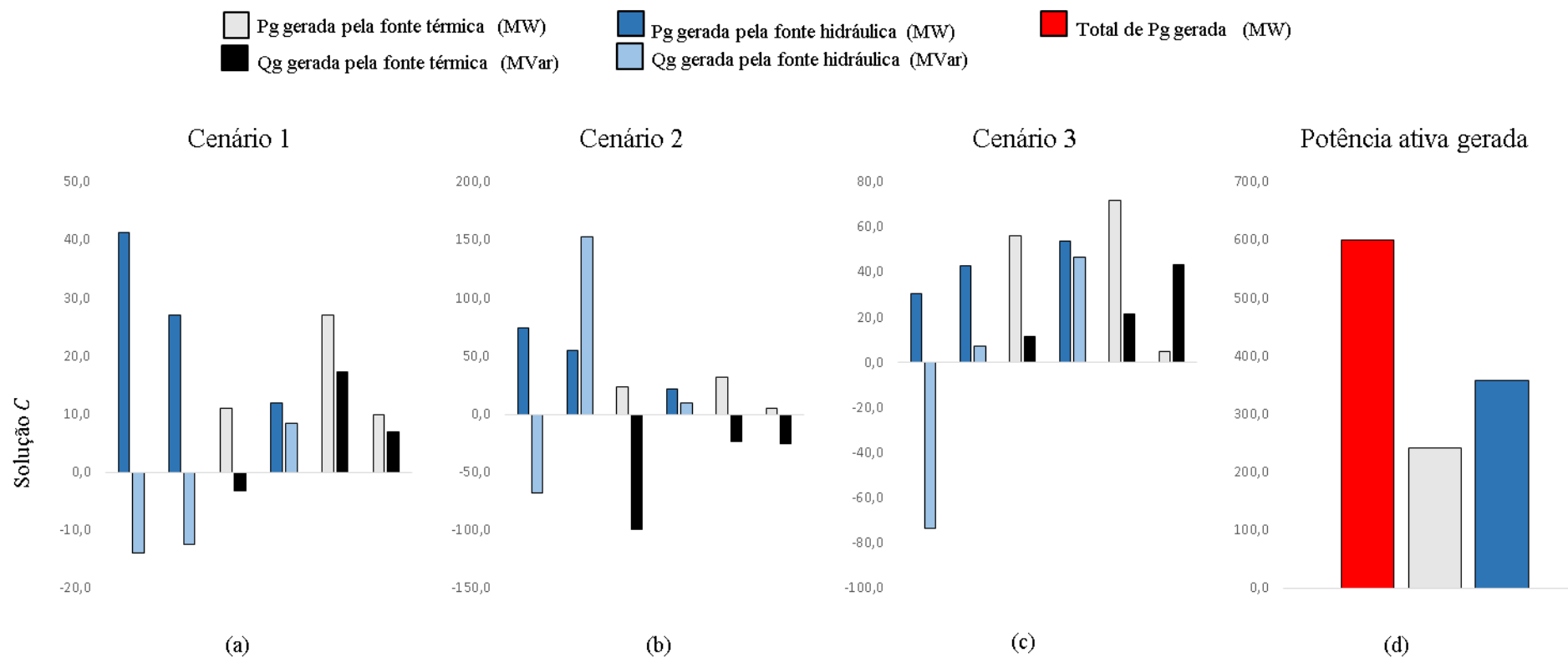
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 57 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução B – Perdas vs Emissão - Caso2



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 58 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas e hidrelétricas – Solução C – Perdas vs Emissão - Caso2



Fonte: Elaboração da própria autora

5.1.3.3 Caso 3

No Caso 3, o sistema é formado por fontes de geração térmicas, eólicas e fotovoltaicas, em que as barras 1 (de referência), 5, 11 e 13 são com geradores térmicos, a barra 2 possui um gerador eólico e a barra 8 possui um gerador fotovoltaico. As cargas são consideradas de natureza probabilística.

As fronteiras de Pareto apresentadas na Figura 50 (c), são encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea das perdas de potência nas linhas e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 3.

São discriminadas na Tabela 12, as perdas anuais de potência nas linhas, a emissão anual de gases poluentes, as perdas totais de potência nas linhas e a emissão total das soluções *A*, *B* e *C* os quais resultam da soma das perdas e das emissões nos cenários 1, 2 e 3.

Comparando as soluções *A* e *C*, a solução *C* apresenta perdas anuais de 49,01% superior à solução *A* e a solução *C* apresenta emissão anual que é 8,52% menor do que a emissão anual da solução *A*, o que torna a solução *A* mais atraente que a solução *C*, visto que a redução na emissão de gases não é compensada pela diferença das perdas. Agora, comparando as soluções *A* e *B*, a solução *B* tem perdas anuais de 26,26% superior à solução *A* e a emissão anual da solução *B* é 8,38% inferior do que a emissão anual da solução *A*, o que torna a solução *A* mais atrativa do que a solução *B*, considerando apenas o aspecto ambiental.

Tabela 12 - Perdas e emissão - Soluções A, B e C – Caso 3

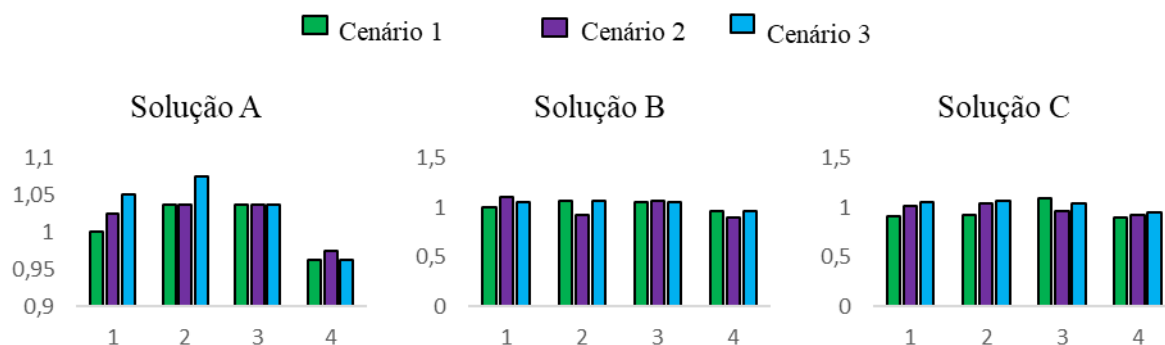
		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Perdas Totais (MW/ano) Emissão Total (ton/ano)
Solução A	Perdas (MW/ano)	4.565,25	20.340,71	6.017,05	30.923,01
	Emissão (ton/ano)	345,01	789,78	70,07	1.204,85
Solução B	Perdas (MW/ano)	6.054,27	28.126,85	7.754,72	41.935,84
	Emissão (ton/ano)	317,00	725,64	61,26	1.103,90
Solução C	Perdas (MW/ano)	10.561,08	38.809,17	11.275,04	60.645,30
	Emissão (ton/ano)	315,52	725,51	61,16	1.102,19

Fonte: Elaboração da própria autora

Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) para a solução *A* são 0,16 e 0,02 (cenário 1), 0,18 e 0,04 (cenário 2), 0,16 e 0,04 (cenário 3); solução *B* são 0,16 e 0,02 (cenário 1), 0,02 e 0,00 (cenário 2), 0,18 e 0,04 (cenário 3); e, da solução *C* são 0,06 e 0,00 (cenário 1), 0,16 e 0,04 (cenário 2), e, no são 0,18 e 0,04 (cenário 3).

Na Figura 59 estão apresentados os valores obtidos para os taps dos transformadores presentes nas linhas 11, 12, 15 e 36 para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 3.

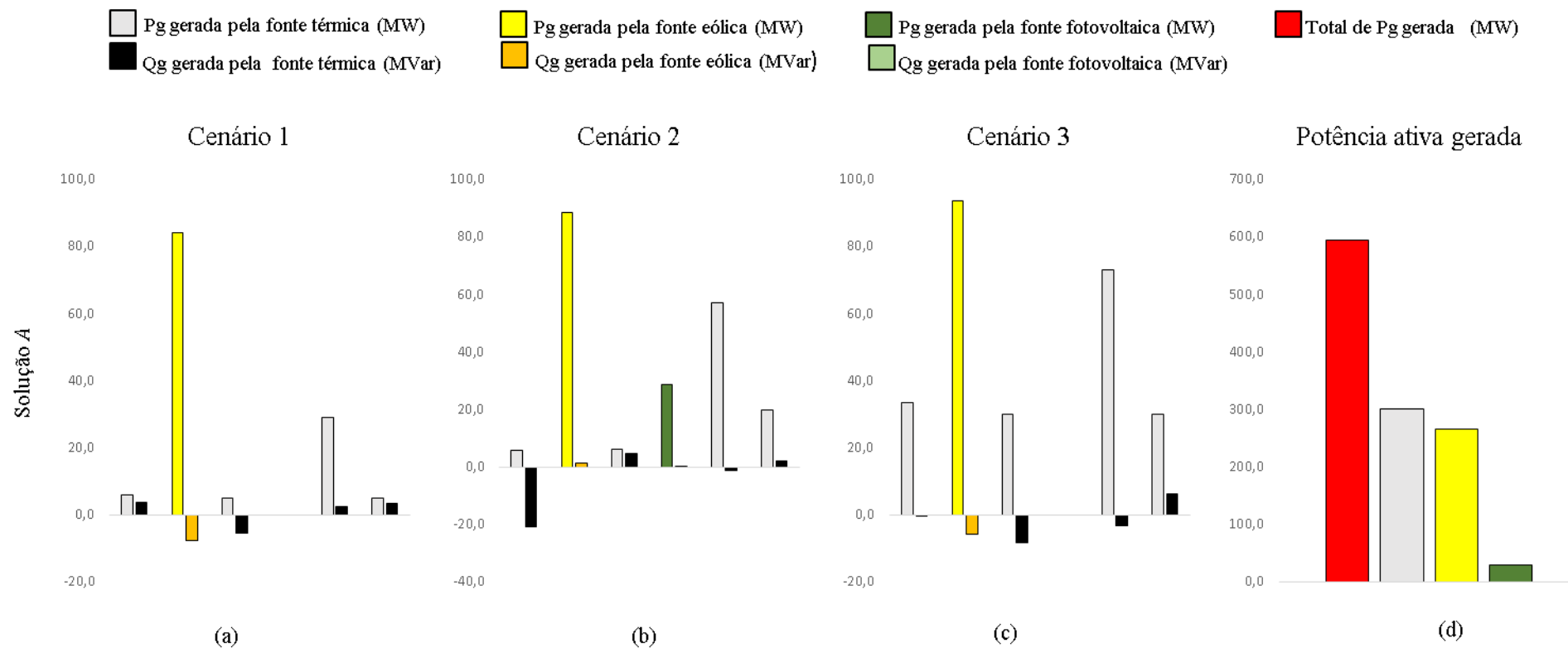
Figura 59 - Posição dos taps de transformadores para as soluções *A*, *B* e *C* – Perdas vs Emissão – Caso 3



Fonte: Elaboração da própria autora

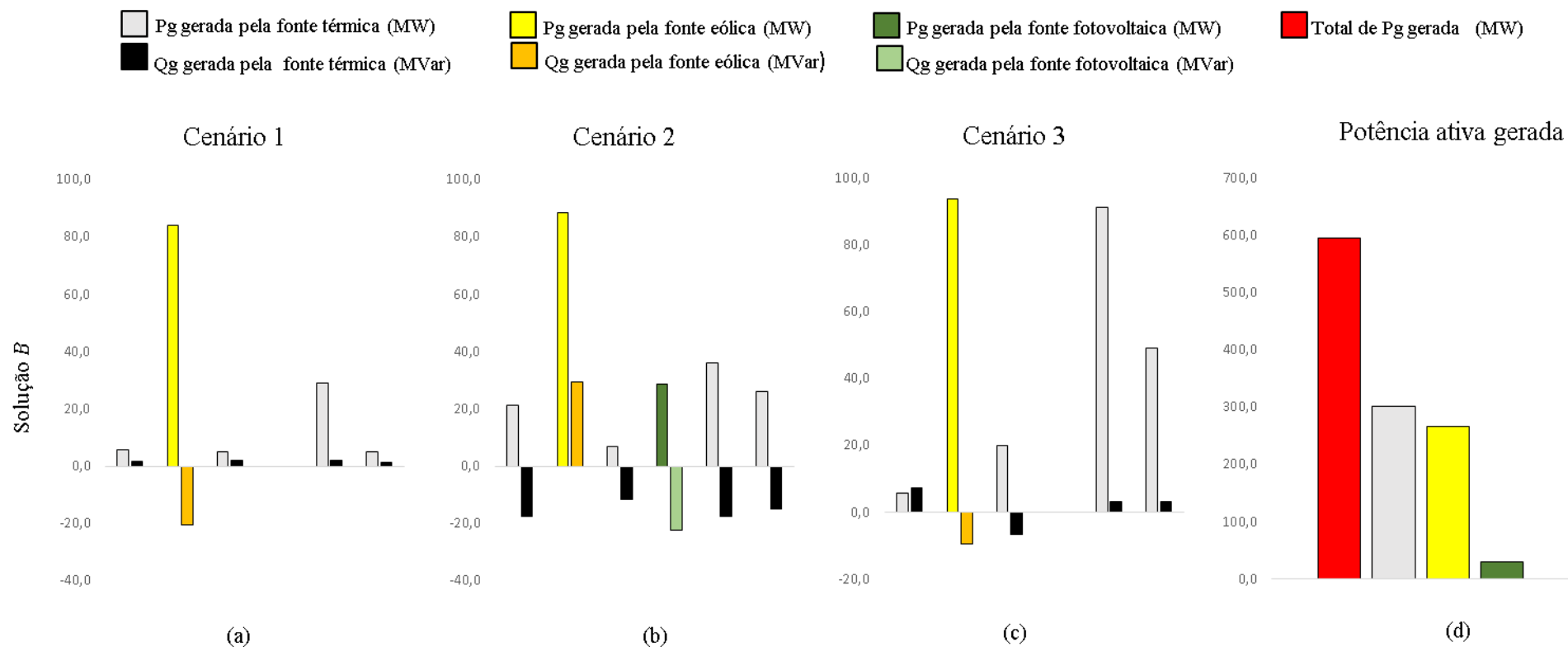
São apresentados na Figura 60 (a), (b) e (c) as potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólica e fotovoltaica para a solução *A* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 3, e na Figura 60 (d) é mostrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução *A*. Na Figura 61 (a), (b) e (c) são mostrados os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólica e fotovoltaica para a solução *B* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 3, e o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução *B* é mostrado na Figura 61 (d). Os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólica e fotovoltaica para a solução *C* nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 3 são apresentados na Figura 62 (a), (b) e (c) e na Figura 62 (d) é apresentado o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas e hidráulicas e o valor total de potência ativa para a solução *C*.

Figura 60 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução A – Perdas vs Emissão - Caso 3



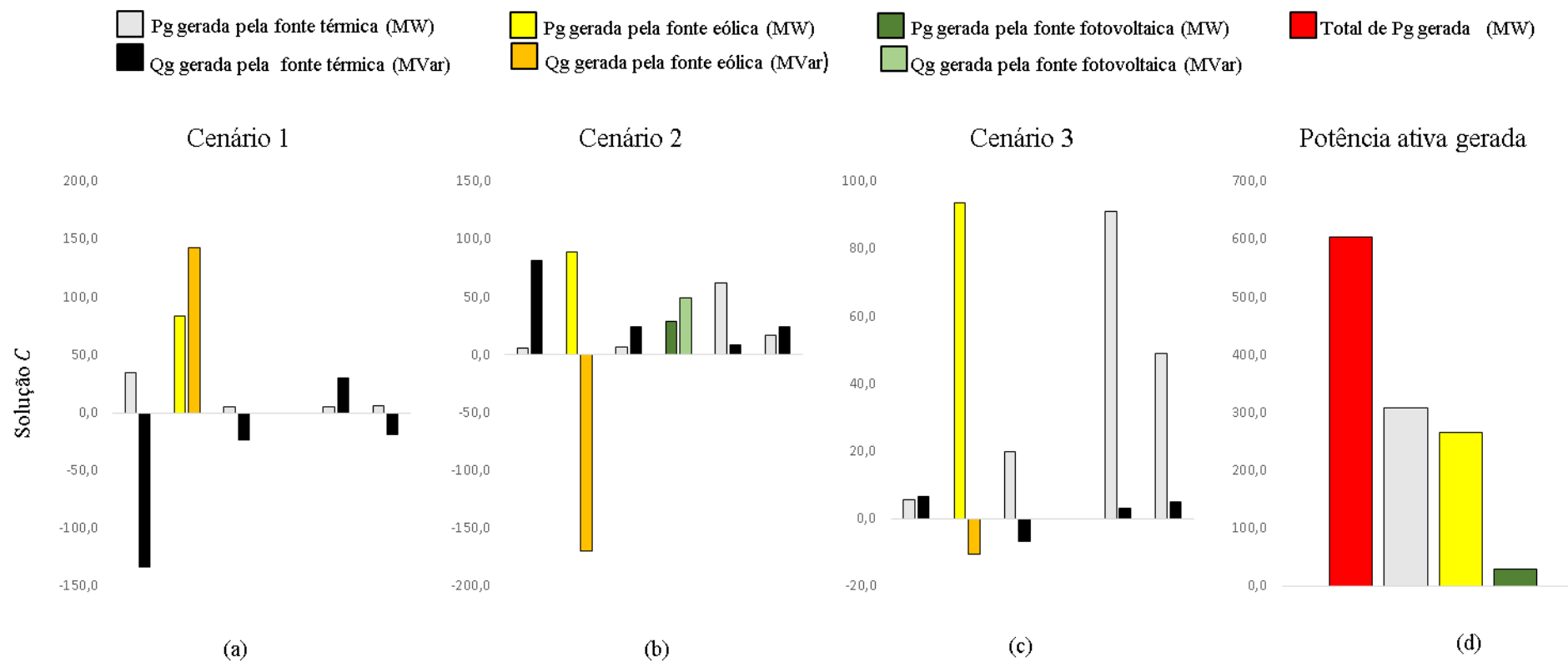
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 61 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução B – Perdas vs Emissão - Caso 3



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 62 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólicas e fotovoltaicas – Solução C – Perdas vs Emissão - Caso 3



5.1.3.4 Caso 4

Neste caso de estudo considera-se que sistema possui fontes de geração térmicas, hidrelétrica, eólica e fotovoltaica. Nas barras 2 e 8 estão unidades de geração térmica, as barras 1 (referência) e 5 possuem unidades de geração hidrelétricas, a barra 13 é uma unidade de geração eólica e a barra 11 é uma unidade de geração fotovoltaica.

As fronteiras de Pareto, apresentadas na Figura 50 (d), encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea das perdas de potência nas linhas e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 4.

Os ajustes obtidos para os capacitores e reatores shunts (em pu) para a solução *A* são 0,14 e 0,04 (cenário 1), 0,08 e 0,04 (cenário 2), 0,04 e 0,04 (cenário 3); solução *B* são 0,14 e 0,02 (cenário 1), 0,14 e 0,02 (cenário 2), 0,10 e 0,02 (cenário 3); e, solução *C* são 0,06 e 0,04 (cenário 1), 0,12 e 0,02 (cenário 2), e, no são 0,06 e 0,04 (cenário 3).

São apresentadas na Tabela 13, as perdas anuais de potência nas linhas, a emissão anual de gases poluentes, as perdas totais de potência nas linhas e a emissão total para as soluções *A*, *B* e *C* os quais resultam da soma das perdas e das emissões nos cenários 1, 2 e 3.

Tabela 13 - Perdas e emissão - Soluções *A*, *B* e *C* – Caso 4

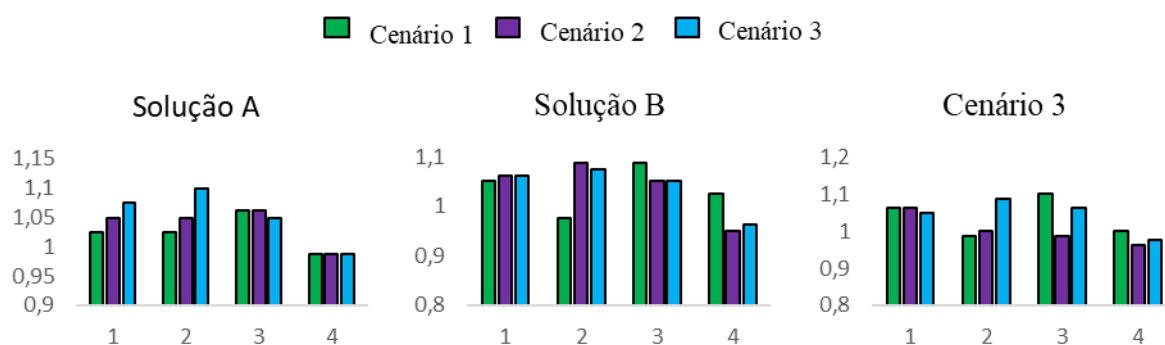
		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Perdas Totais (MW/ano) Emissão Total (ton/ano)
Solução <i>A</i>	Perdas (MW/ano)	4.505,62	21.166,74	6.079,17	31.751,53
	Emissão (ton/ano)	227,36	419,91	62,08	709,35
Solução <i>B</i>	Perdas (MW/ano)	5.399,41	27.218,87	6.433,68	39.051,96
	Emissão (ton/ano)	202,13	364,85	61,02	628,01
Solução <i>C</i>	Perdas (MW/ano)	7.232,42	39.421,41	6.830,57	53.484,40
	Emissão (ton/ano)	201,70	356,36	60,82	618,88

Fonte: Elaboração da própria autora

Analisando-se as soluções *A* e *C*, a solução *C* apresenta perdas anuais de 40,63% superior à solução *A* e a solução *C* apresenta emissão anual de 12,75% menor do que a emissão anual da solução *A*, o que torna a solução *A* mais atraente que a solução *C*. Comparando-se as soluções *A* e *B*, a solução *B* tem perdas anuais de 18,69% superior à solução *A* e a emissão anual da solução *B* é de 11,47% inferior do que a emissão anual da solução *A*, o que torna a solução *A* mais atrativa do que a solução *B* considerando aspecto ambiental.

Na Figura 63 apresentam-se os valores obtidos para os *taps* dos transformadores presentes nas linhas 11, 12, 15 e 36, para as soluções *A*, *B* e *C* nos cenários 1, 2 e 3, Caso 3.

Figura 63 - Posição dos taps de transformadores para as soluções A, B e C – Perdas vs Emissão – Caso 4

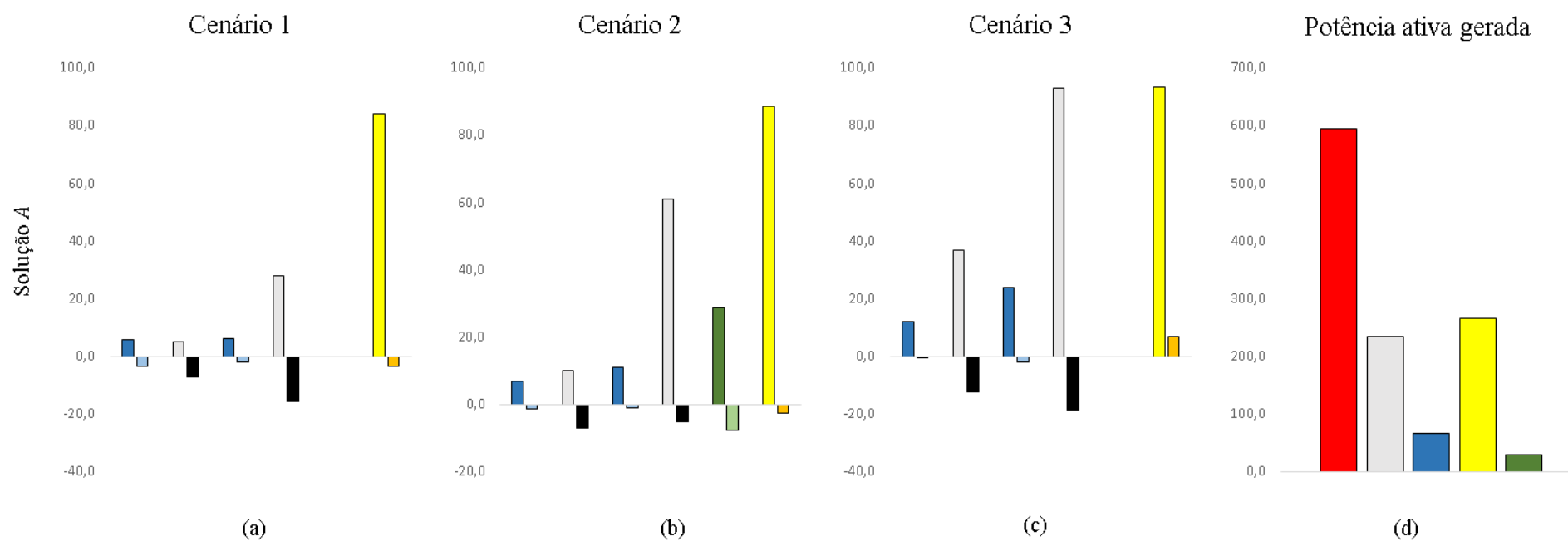
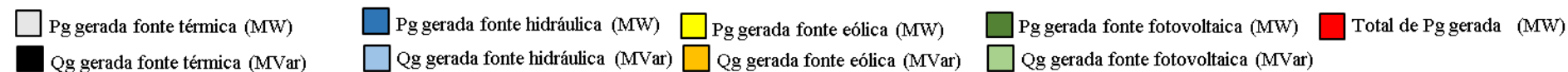


Fonte: Elaboração da própria autora

São apresentados na Figura 64 (a), (b) e (c) as potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólica e fotovoltaica para a solução A nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 4, e na Figura 64 (d) é mostrado o valor total da potência ativa gerada pelas fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução A. Na Figura 65 (a), (b) e (c) são mostrados os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólica e fotovoltaica para a solução B nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 4, e o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução B é mostrado na Figura 64 (d). Os valores das potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, eólica e fotovoltaica para a solução C nos cenários 1, 2 e 3 para o Caso 4 são apresentados na Figura 65 (a), (b) e (c) e na Figura 65 (d) é apresentado o valor total de potência ativa gerada pelas fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas e o valor total de potência ativa para a solução C.

Figura 64 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólica e fotovoltaica – Solução A – Perdas vs Emissão -

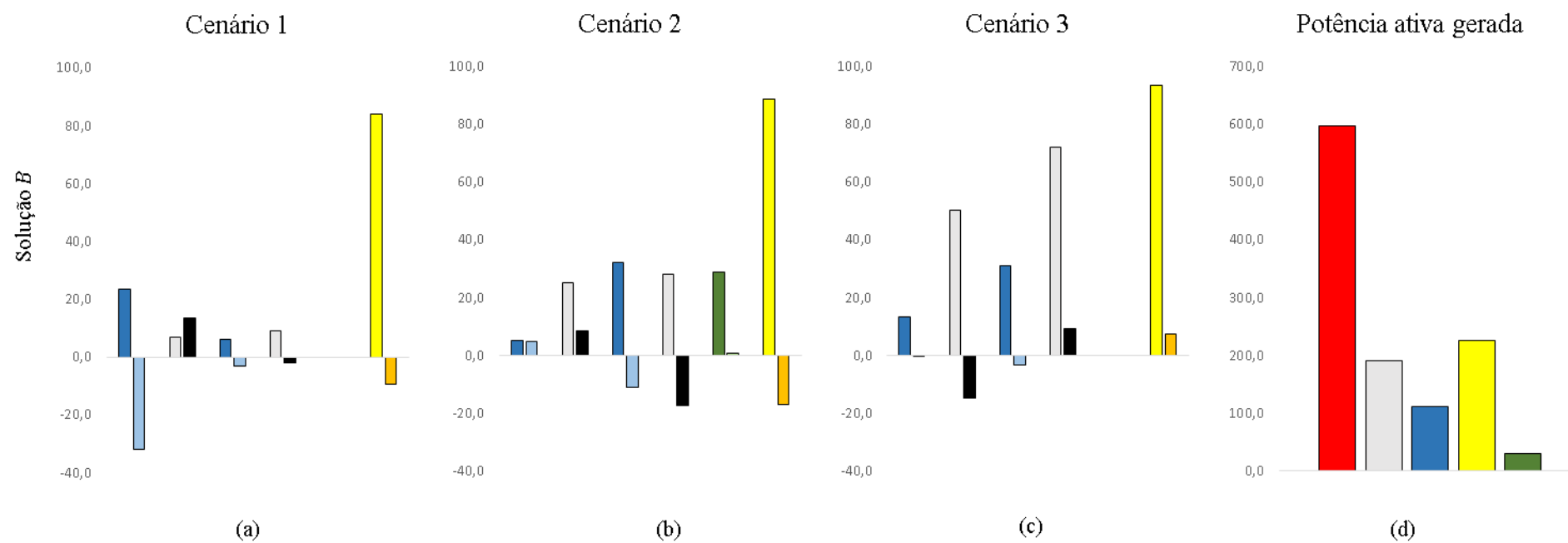
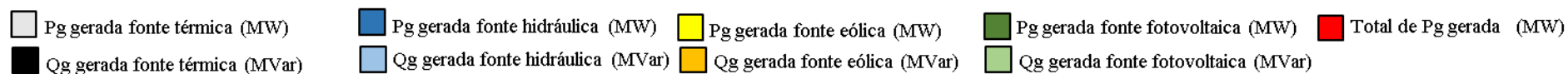
Caso 4



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 65 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólica e fotovoltaica – Solução B – Perdas vs Emissão -

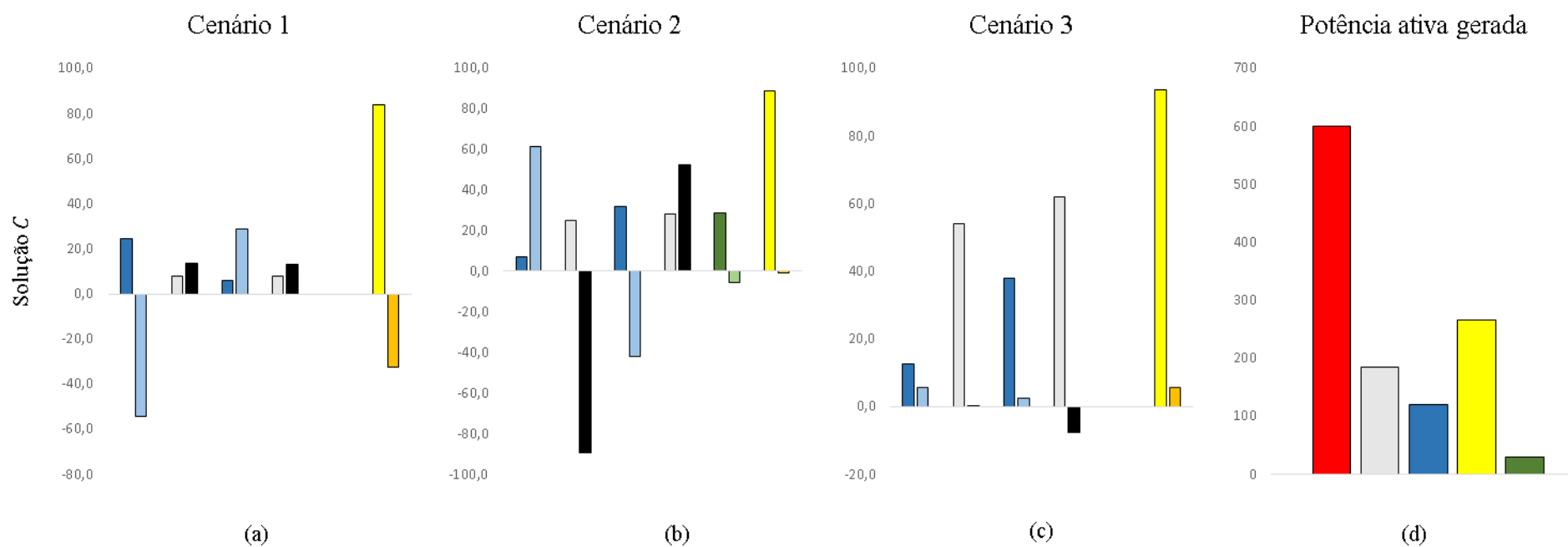
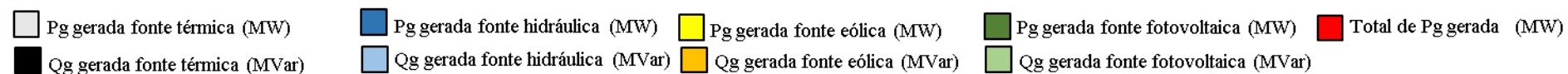
Caso 4



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 66 - Potências ativa e reativa geradas pelas unidades térmicas, hidrelétricas, eólica e fotovoltaica – Solução C – Perdas vs Emissão -

Caso 4

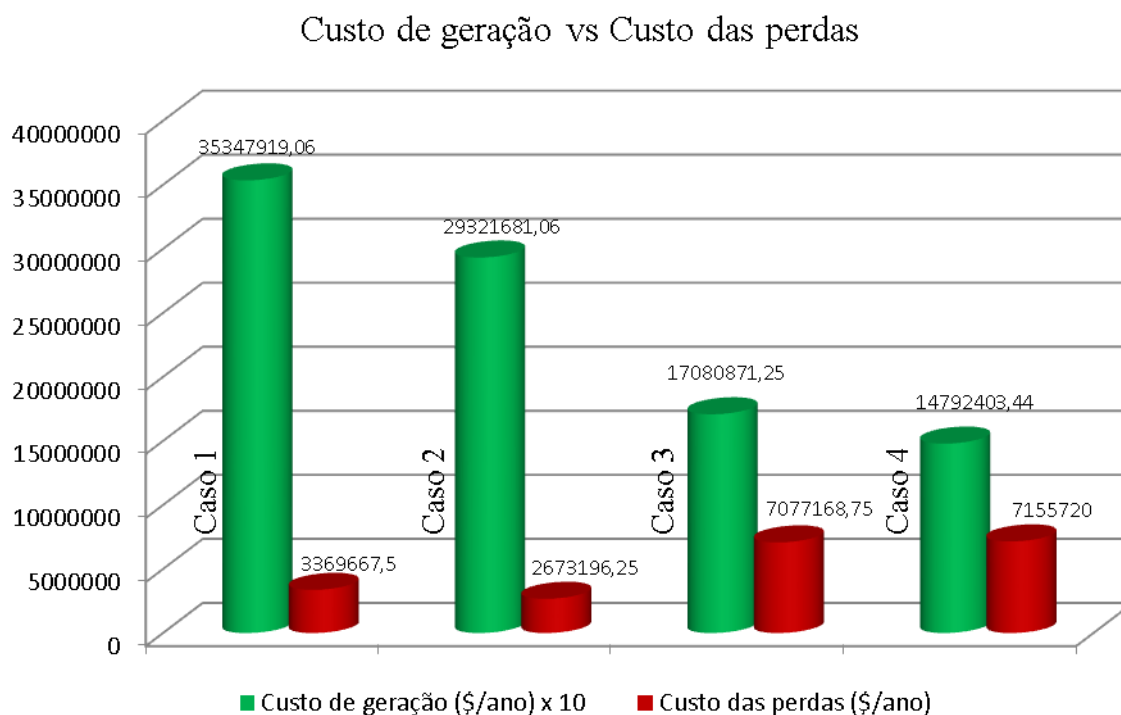


Fonte: Elaboração da própria autora

5.1.4 Análise dos Resultados

Nesta subsecção, a solução *B* de cada caso analisado é considerada como a melhor solução compromisso que poderia ser adotada pelo tomador de decisões (*decision maker*).

Figura 67 - Melhores soluções - Custo vs Perdas



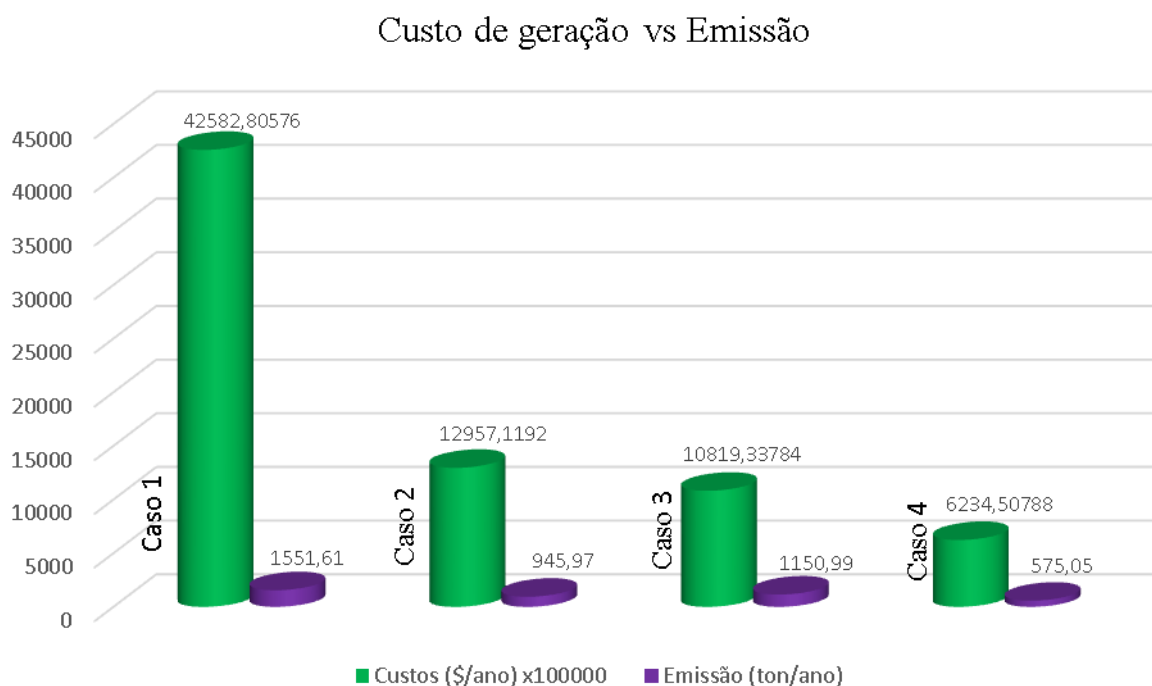
Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 67 apresentam-se as melhores soluções para a minimização simultânea dos custos anuais de geração de potência e dos custos anuais das perdas nas linhas de transmissão para os casos 1, 2, 3 e 4. Verifica-se nesta figura uma redução significativa do custo de geração anual de energia para o sistema que possui fontes de geração térmica, eólica e fotovoltaicas (caso 3), e também para o sistema que possui fontes de geração térmica, hidráulica, eólica e fotovoltaica (caso 4) em relação ao sistema que possui apenas geradores térmicos (caso 1). Com relação ao custo das perdas, ocorre um aumento expressivo para o sistema com fontes de geração térmica, eólica e fotovoltaica (caso 3) e o sistema com fontes de geração térmica, hidráulica, eólica e fotovoltaicas (caso 4) em relação ao sistema com geradores térmicos. Esta redução de custo anual de geração corresponde a 51,68% para o caso 3 (fontes de geração térmica, eólica e fotovoltaica) em relação ao caso 1 (fontes de geração térmica), e de 58,15% para o caso 4 (fontes de geração térmica, hidráulica, eólica e fotovoltaica) em relação ao caso

1 (sistema com fontes de geração térmica). O aumento do custo anual das perdas de potência nas linhas de transmissão do caso 3 (sistema com fontes de geração térmica, eólica e fotovoltaica) é maior em 52,39% em relação ao caso 1, e 52,91% para o caso 4 em relação ao caso 1. Na comparação entre o caso 1 (sistema com fontes de geração térmica) e caso 2 (sistema com fontes de geração térmica e hidráulica), observa-se que para o caso 2, tanto o custo anual de geração quanto o custo anual das perdas de potência nas linhas têm uma redução de 17,05% e 20,67%, respectivamente, em relação ao caso 1.

As melhores soluções na minimização simultânea dos custos anuais de geração de energia e emissão anual de gases poluentes para o caso 1 (sistema apenas geradores térmicos), caso 2 (sistema com fontes de geração térmica e hidráulica), caso 3 (sistema com fontes de geração térmica, eólica e fotovoltaica) e caso 4 (sistema com fontes de geração térmica, hidráulica, eólica e fotovoltaica) são apresentados Figura 68. Comparando o caso 1 com o caso 2, verifica-se uma redução de 69,57% dos custos anuais de geração do caso 2 em relação ao caso 1, e também uma redução de 39,03% de emissão anual de gases poluentes do caso 2 em relação ao caso 1. Analisando o caso 1 com os casos 3 e 4, observa-se nesta figura uma redução de 74,59% (caso 3) e 85,36% (caso 4) do custo anual de geração de potência em relação ao custo de geração de potência apresentado no caso 1, e uma redução 25,82% (caso 3) e 64,94% (caso 4) de emissão anual de gases em relação à emissão de gases poluentes no caso 1.

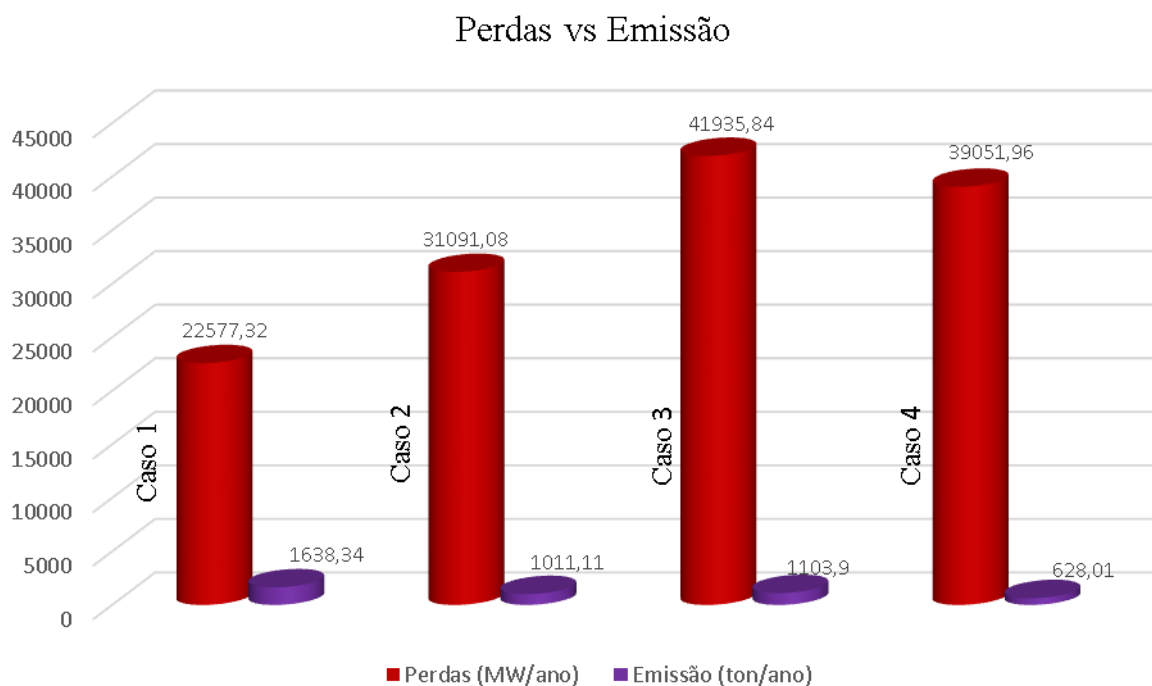
Figura 68 - Melhores soluções – Custo vs Emissão



Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 68 são apresentadas as melhores soluções na minimização simultânea das perdas anuais de potência nas linhas de transmissão e da emissão anual de gases poluentes para o caso 1 (sistema geradores térmicos), caso 2 (sistema com fontes de geração térmica e hidráulica), caso 3 (sistema com fontes de geração térmica, eólica e fotovoltaica) e caso 4 (sistema com fontes de geração térmica, hidráulica, eólica e fotovoltaica). Nesta figura, verifica-se que as perdas anuais de potência ativa nas linhas de transmissão para o caso 2 são 27,38% superior em relação às perdas anuais no caso 1, e que no caso 3, as perdas anuais, são 46,16% superiores em relação às perdas anuais no caso 1, e que as perdas anuais no caso 4 são 42,19% superiores em relação às perdas no caso 1. Em relação à emissão anual de gases poluentes, nota-se na figura que a emissão anual de gases poluentes no caso 1 é 38,28%, 32,62% e 61,67% superior em relação à emissão anual de gases poluentes nos casos 2, 3 e 4, respectivamente.

Figura 69 - Melhores soluções - Perdas vs Emissão



Fonte: Elaboração da própria autora

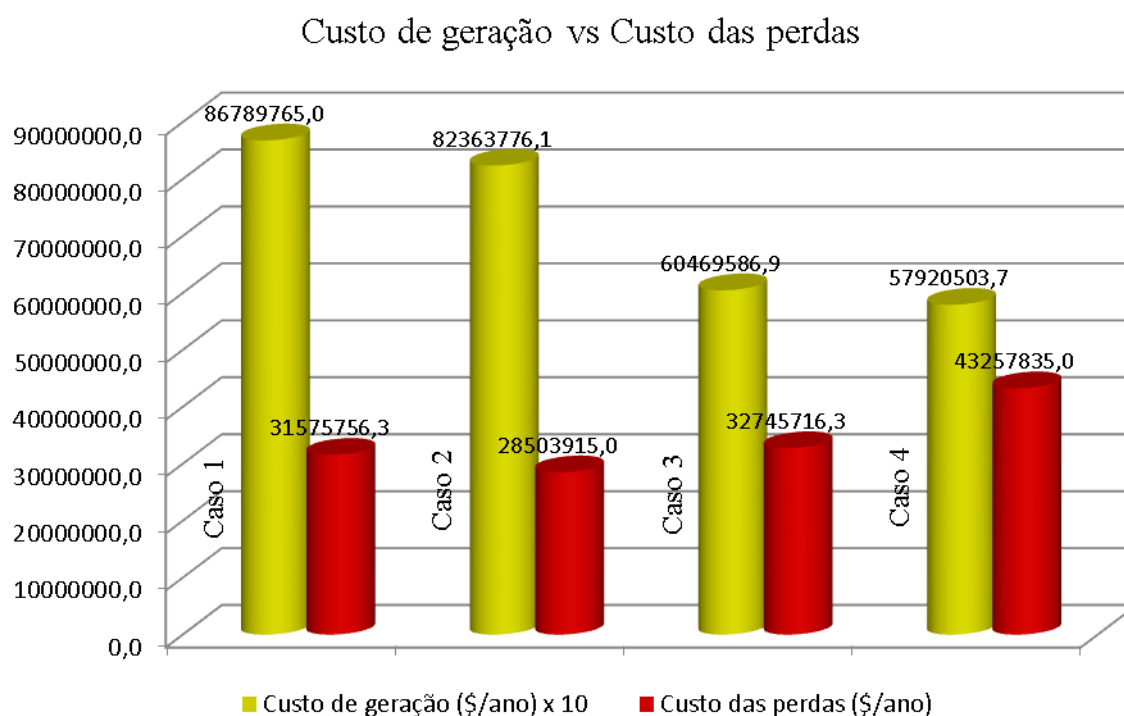
5.2 Sistema IEEE118

Nesta subsecção são analisadas as melhores soluções encontradas na minimização simultânea de custo de geração e perdas de potência ativa nas linhas de transmissão; custo de

geração de potência e emissão de gases poluentes; e perdas de potência e emissão de gases para o sistema IEEE118.

O sistema IEEE118 consiste de 118 barras, 54 unidades geradoras, 168 linhas de transmissão e 9 transformadores com *taps* controlados automaticamente. Os limites inferior e superior das magnitudes das tensões são fixados em 0,93 e 1,07 pu. A tolerância adotada para o método de Newton para o caso probabilístico é de 10^{-4} . O tamanho do passo para a geração dos *taps* é de 0,01 pu e o tamanho do passo para a geração dos shunts é de 0,125 pu. Foram considerados 500 indivíduos na população, 1000 iterações, taxas de cruzamento e mutação iniciais de 0,9 e 0,05, respectivamente. No fluxo de potência probabilístico as incertezas nos valores das cargas, nas fontes de GD eólicas e fotovoltaicas são consideradas como no sistema IEEE30. Os valores dos custos de fontes de geração térmicas (POURAKBARI-KASMAEI; RIDER; MANTOVANI, 2016), hidrelétricas (SHARMA, 2010), eólicas e fotovoltaicas (LAZARD, 2015) e dos coeficientes de emissão os quais foram adaptados de Abido (2003) são apresentados no Apêndice. No sistema IEEE 118 barras não foram consideradas as curvas de capacidade térmica dos geradores, usou-se a restrição $Qg_i^{\min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{\max}$. A dificuldade para utilização das curvas de capacidade para este sistema deve-se à dificuldade de encontrar na literatura os parâmetros das curvas dos geradores.

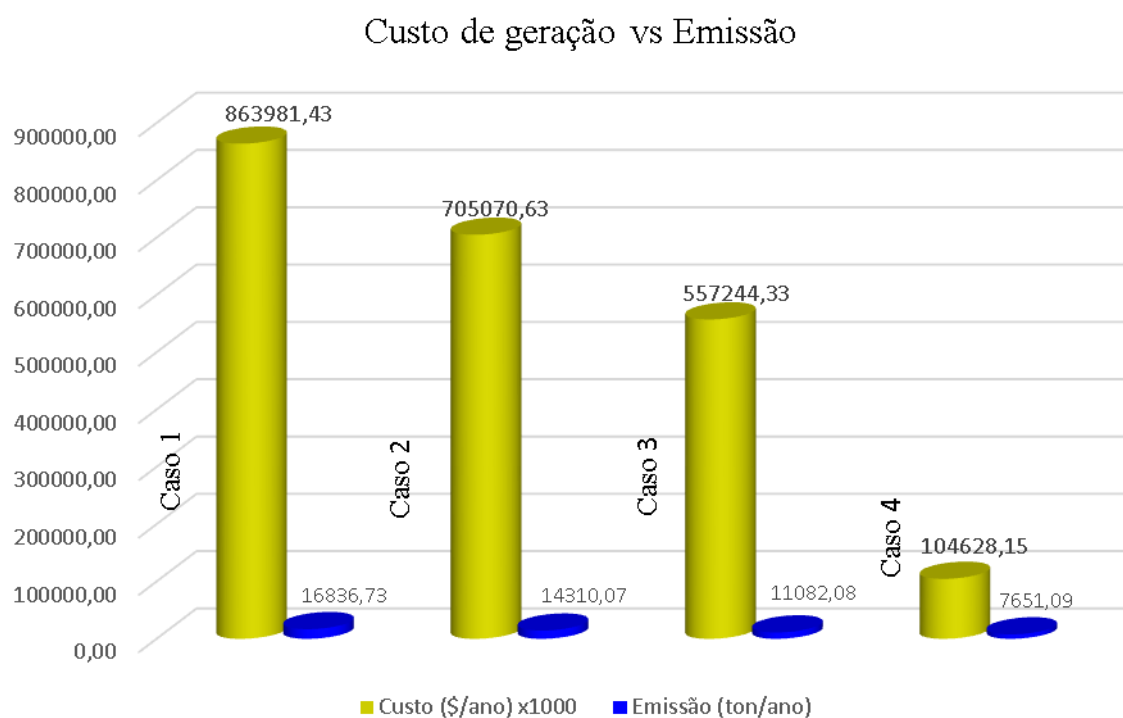
Figura 70 - Melhores soluções - Custo vs Perdas - Sistema 118 Barras



Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 70 apresentam-se, dentre as soluções encontradas nas fronteiras otimizadas de Pareto obtidas com os testes neste sistema, as melhores soluções de compromisso para a minimização simultânea dos custos anuais de geração de potência e custo anual das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão para os casos 1, 2, 3 e 4. Na comparação do caso 1 com os casos 3 e 4, observa-se que o custo anual de geração de potência no caso 3 é 30,33%, e no caso 4 33,26% inferiores em relação ao custo anual de geração de potência no caso 1. O custo anual das perdas de potência nas linhas no caso 3 são 3,57%, e no caso 4 são 27,01% superiores em relação ao custo anual das perdas de potência nas linhas no caso 1. Os custos anuais de geração de energia e o custo anual das perdas de potência nas linhas no caso 2 são 5,1%, e 9,73% inferiores, respectivamente, em relação ao custo anual e ao custo anual das perdas no caso 1.

Figura 71 - Melhores soluções - Custo vs Emissão - Sistema 118 Barras



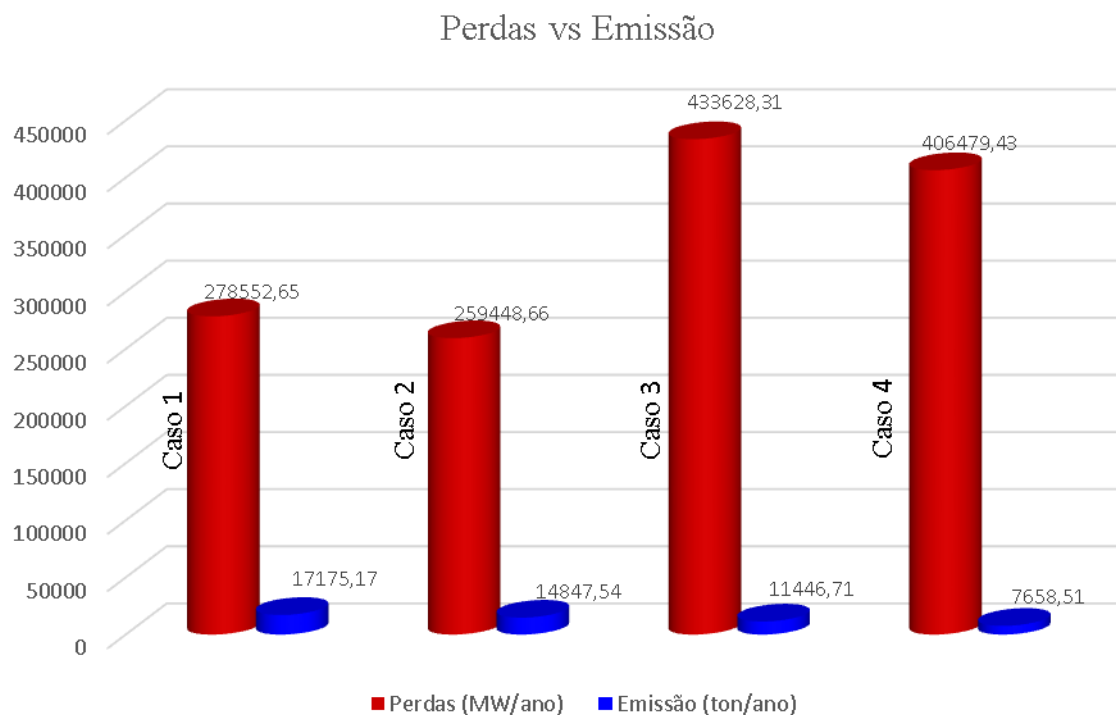
Fonte: Elaboração da própria autora

As melhores soluções para a minimização simultânea dos custos anuais de geração de potência e emissão anual de gases poluentes para os casos 1, 2, 3 e 4 são apresentados Figura 71. Comparando o caso 1 com os casos 2, 3 e 4, observa-se que o custo anual de geração de potência no caso 2 é 18,39%, no caso 3 35,5%, e, no caso 4 87,89%, inferiores em relação ao custo anual de geração de potência para o caso 1. A emissão anual de gases poluentes no caso

2 é 15,01%, no caso 3 34,18%, e, no caso 4 são 54,56% inferiores em relação à emissão anual de gases poluentes no caso 1.

As melhores soluções encontradas para a minimização simultânea das perdas anuais de potência nas linhas de transmissão e a emissão anual de gases poluentes para os casos 1, 2, 3 e 4 são mostradas na Figura 72. Nesta figura, verifica-se que as perdas anuais de potência ativa nas linhas de transmissão e a emissão anual de gases no caso 2 são, respectivamente, 6,86% e 13,55%, inferiores em relação às perdas anuais e emissão anual de gases que no caso 1. Nos casos 3 e 4, observa-se que as perdas anuais aumentam em 35,76% e 31,47% em relação às perdas anuais de potência no caso 1. A emissão anual de gases, nos casos 3 e 4, são inferiores em 33,35% e 55,4%, respectivamente, em relação à emissão no caso 1.

Figura 72 - Melhores soluções - Perdas vs Emissão - Sistema 118 Barras



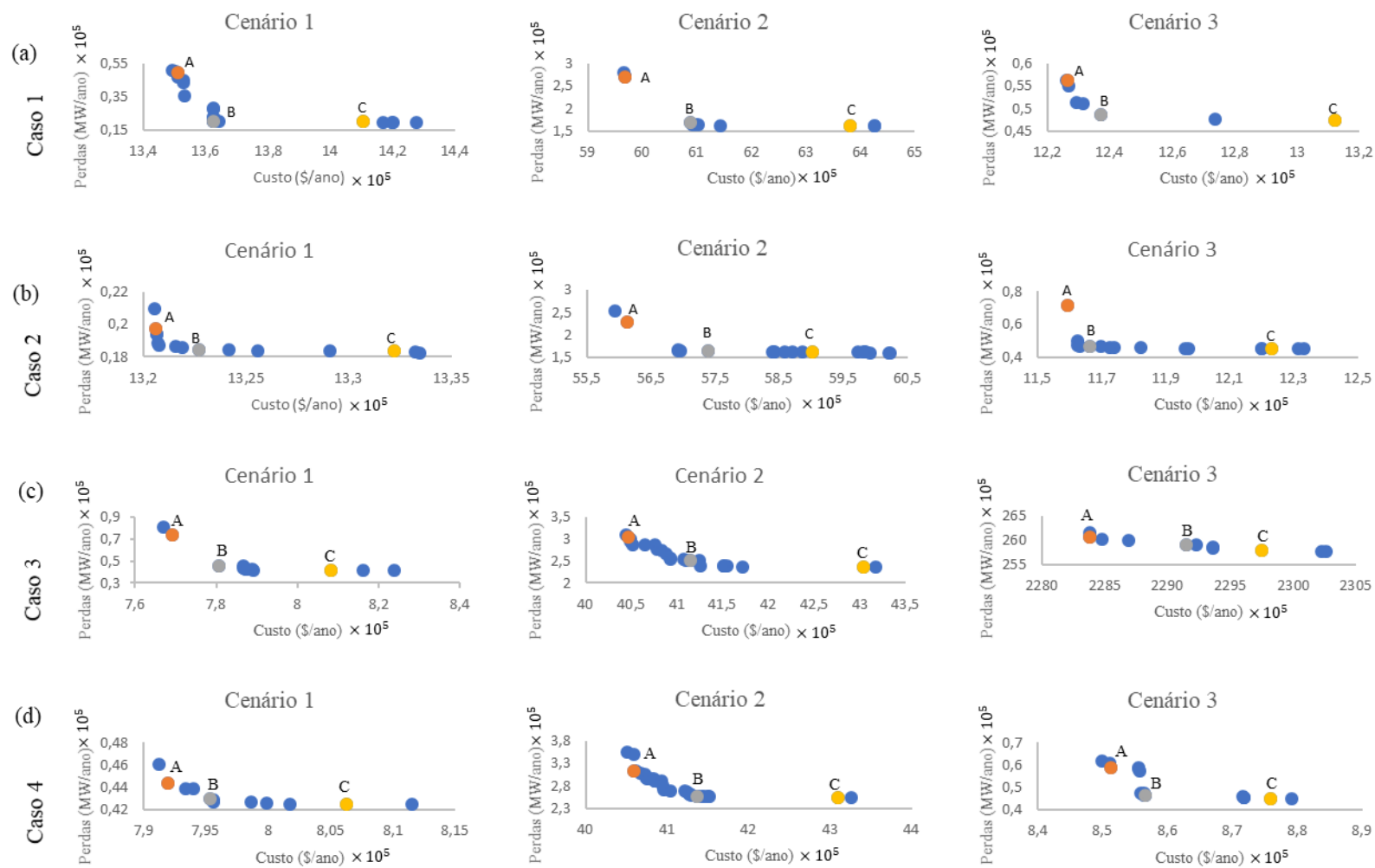
Fonte: Elaboração da própria autora

Na Figura 73 são apresentadas as fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea do custo de geração e perdas de potência ativa nas linhas de transmissão nos cenários 1, 2 e 3 para os casos 1, 2, 3 e 4 nas simulações do sistema teste IEEE118 barras.

As fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II, com o sistema teste IEEE118 barras, para a minimização simultânea do custo de geração e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para os casos 1, 2, 3 e 4 são apresentadas na Figura 74.

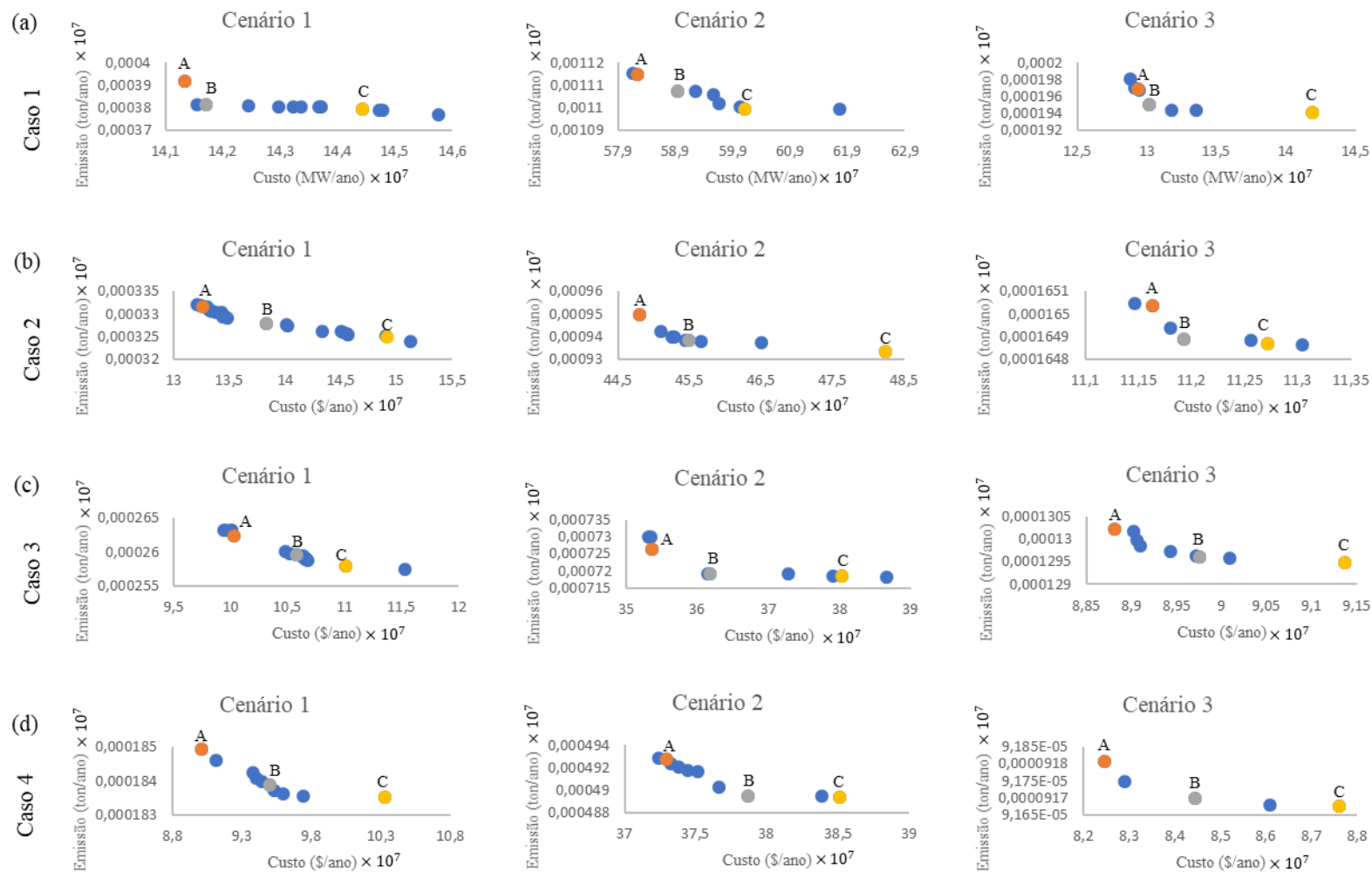
Na Figura 75 apresentam-se as fronteiras de Pareto encontradas pelo algoritmo NSGA-II para a minimização simultânea das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão e emissão de gases poluentes nos cenários 1, 2 e 3 para os casos 1, 2, 3 e 4.

Figura 73 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas – Custo vs Perdas - Sistema 118 Barras



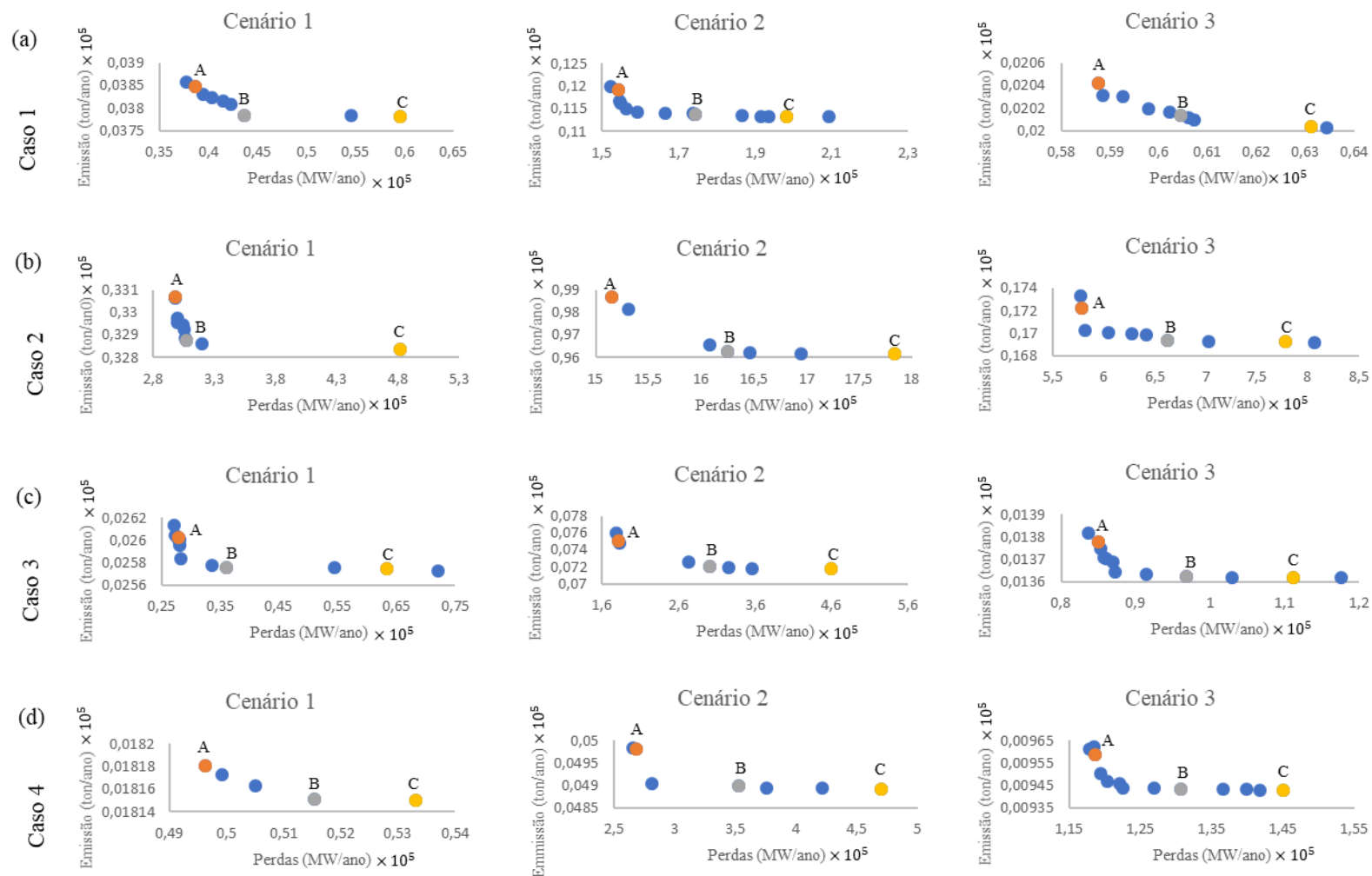
Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 74 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas – Custo vs Emissão - Sistema 118 Barras



Fonte: Elaboração da própria autora

Figura 75 - Fronteiras de Pareto obtidas para cargas probabilísticas – Perdas vs Emissão - Sistema 118 Barras



Fonte: Elaboração da própria autora

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O FPO é um problema complexo na área de planejamento da operação de sistemas elétricos de potência e pode-se verificar através deste trabalho a viabilidade de considerar as restrições físicas e operacionais juntamente com a inclusão das fontes de geração de energia renováveis e não renováveis e utilizar as técnicas meta-heurísticas para resolvê-lo. O desenvolvimento das engenharias de *hardware* e *software* e o uso de técnicas de processamento paralelo permitem que sejam simulados sistemas reais de médio porte.

O algoritmo baseado no NSGA-II permite resolver o 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.

Os resultados obtidos com as simulações realizadas usando a implementação computacional nos sistemas de testes IEEE30 e 118 barras mostram a eficiência e robustez da metodologia proposta, obtendo-se um conjunto de soluções Pareto ótimas. Estas soluções não dominadas são diversificadas e bem distribuídas na fronteira ótima de Pareto. A abordagem proposta não estabelece um limite para o número de funções objetivo que podem ser consideradas no modelo e a inclusão de mais objetivos pode ser feita diretamente na metodologia através da análise de dominância entre os objetivos envolvidos.

Analisando-se os resultados obtidos pelo FPO multiobjetivo, observa-se que a inclusão de fontes renováveis não despacháveis (vento e energia solar) nos sistemas de testes leva a 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 são reduzidos. Por outro lado, as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão apresentam um aumento sig-

nificativo, devido que a redução com os custos de geração supera a redução com os custos das perdas no sistema de transmissão.

Em trabalhos futuros sugere-se que sejam considerados:

- Minimizar simultaneamente custo de geração de potência ativa, perdas de potência ativa nas linhas de transmissão e emissão de gases poluentes;
- Incluir os dados estatísticos reais da radiação solar e da velocidade do vento no fluxo de potência probabilístico;
- Adequar os dados do sistema teste IEEE de 118 barras para poder considerar as curvas de capacidade térmica dos geradores;
- Paralelizar o algoritmo de solução do FPO com vistas a redução do tempo computacional e simulação de sistemas de grande porte;
- Desenvolver um modelo descentralizado para o FPO considerando a decomposição do problema original em subproblemas de FPO independentes, o que além de contribuir na redução dos problemas computacionais existentes, para análise de sistemas de grande porte, que envolvem um grande número de variáveis, também se apresenta como uma possibilidade para o desenvolvimento de uma ferramenta para a análise e o controle dos sistemas interconectados de grande porte, além disso, é capaz de detectar os problemas de cada área do sistema elétrico de potência.

REFERÊNCIAS

- ABARGHOOEE, R. A.; AGHAEI, J. Stochastic dynamic economic emission dispatch considering wind power. In: POWER ENGINEERING AND AUTOMATION CONFERENCE (PEAM), 2011, Wuhan. **Proceedings of the...** Wuhan: IEEE, 2011. p. 158-161.
- ABIDO, M. A. Optimal power flow using particle swarm optimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 24, n. 7, p. 563-571, 2002.
- 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 for environmental/economic dispatch problem. In: POWER ENGINEERING CONFERENCE, 2007. IPEC 2007. INTERNATIONAL, 2007, Singapore. **Proceedings of the...** Singapore: IEEE, 2007. p. 1385-1390.
- 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 of the...** Lisbon: IEEE, 2009. p. 101-106.
- ABIDO, M. A. Multiobjective particle swarm optimization for optimal power flow problem. In: HANDBOOK of swarm intelligence. Berlin: Springer, 2011. p. 241-268.
- ABOU, A. A.; ABIDO, M.; SPEA, S. Optimal power flow using differential evolution algorithm. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 80, n. 7, p. 878-885, 2010.
- AL-HAJRI, M. T.; ABIDO, M. A. Multiobjective optimal power flow using improved strength pareto evolutionary algorithm (spea2). In: INTELLIGENT SYSTEMS DESIGN AND APPLICATIONS (ISDA), 2011 11TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON, 2011, Cordoba. **Proceedings of the...** Cordoba: IEEE, 2011. p. 1097-1103.

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.

ARRIAGADA, E.; LÓPEZ, E.; LÓPEZ, M.; BLACO-GIMENEZ, R.; ROA, C, POLOUJADOFF, M. A probabilistic economic dispatch model and methodology considering renewable energy, demand and generator uncertainties. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 121, p. 325-332, 2015.

ARROYO, E. J. C. **Heurísticas e metaheurísticas para otimização combinatória multi-objetivo**. 2002. 227 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

BAHMANI-FIROUZI, B.; FARJAH, E.; AZIZIPANAH-ABARGHOEE, R. An efficient scenario-based and fuzzy self-adaptive learning particle swarm optimization approach for dynamic economic emission dispatch considering load and wind power uncertainties. **Energy**, Rondebosch, v. 50, p. 232-244, 2013.

BAI, X.; WEI, H.; FUJISAWA, K.; WANG, Y. Semidefinite programming for optimal power flow problems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 30, n. 6, p. 383-392, 2008.

BAYKASOGLU, A.; OWEN, S.; GINDY, N. A taboo search based approach to find the Pareto optimal set in multiple objective optimization. **Engineering Optimization**, Abingdon, v. 31, n. 6, p. 731-748, 1999.

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

BRANKE, J.; DEB, K.; MIETTINEN, K. (Ed.). **Multiobjective optimization: interactive and evolutionary approaches**. Dordrecht: Springer Science & Business Media, 2008.

CAPITANESCU, F.; GLAVIC, M.; ERNST, D.; WEHENKEL, L. Interior-point based algorithms for the solution of optimal power flow problems. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 77, n. 5, p. 508-517, 2007.

CAPITANESCU, F.; WEHENKEL, L. Sensitivity-based approaches for handling discrete variables in optimal power flow computations. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 25, n. 4, p. 1780-1789, 2010.

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

CERBANTES, M. C.; FERNÁNDEZ-BLANCO, R.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal power flow with voltage-sensitive loads in distribution networks. In: IEEE PES GENERAL MEETING, 2016, Boston. **Proceedings of the...** Boston: IEEE, 2016.

CERBANTES, M. C. **Planejamento da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos**. 2017. 125 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)

– Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2017. Disponível em: <
https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/150298/chumacerbantes_m_dr_ilha.pdf?sequence=3&isAllowed=y>. Acesso em: 02 fev. 2018.

CHANDAK, A. V.; SAHOO, B.; TURUK, A. K. Heuristic task allocation strategies for computational grid. **International Journal Advanced Networking and Applications**, Udumalpet, v. 2, n. 5, p. 804-810, 2011. Disponível em: < <http://www.ijana.in/papers/v2i5-2.pdf>>. Acesso em: 02 fev. 2018.

CHEN, F.; HUANG, G. H.; FAN, Y. R.; LIAO, R. F. A nonlinear fractional programming approach for environmental-economic power dispatch. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 78, p. 463-469, 2016.

CHRISTIAN, J. T.; BAECHER, G. B. The point-estimate method with large numbers of variables. **International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics**, Oxford, v. 26, n. 15, p. 1515-1529, 2002.

CHRISTIE, R. **Power systems test case archive**. Washington, 1993. Disponível em: <
<https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/>>. Acesso em: 25 Jan. 2016.

COELLO, C. A. C.; LAMONT, G. B.; VELDHUIZEN, D. A. V. **Evolutionary algorithms for solving multi-objective problems**. New York: Springer, 2007. 610 p.

COHON, J. L. **Multiobjective programming and planning**. New York: Dover, 2003. 352 p.

DEB, K.; AGRAWAL, S.; PRATAP, A.; MEYARIVAN, T. A fast elitist non-dominated sorting genetic algorithm for multi-objective optimization: NSGA-II. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PARALLEL PROBLEM SOLVING FROM NATURE. 2000, Heidelberg, 2000. **Proceedings of the...** Heidelberg: Springer, 2000. p. 849-858. Disponível em: <
<https://pdfs.semanticscholar.org/59a3/fea1f38c5dd661cc5bfec50add2c2f881454.pdf>>. Acesso em: 16 ago. 2016.

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.

FAZELPOUR, F.; SOLTANI, N.; SOLTANI, S.; ROSEN, M. A. Assessment of wind energy potential and economics in the north-western Iranian cities of Tabriz and Ardabil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 45, p. 87-99, 2015.

FONSECA, C.; FLEMING, P. **Genetic algorithms for multiobjective optimization: formulation discussion and generalization**. 1993. p. 416-423. Disponível em: <
<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.48.9077&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2016.

FRANK, S.; STEPONAVICE, I.; REBENNACK, S. Optimal power flow: a bibliographic survey I. **Energy Systems**, Heidelberg, v. 3, n. 3, p. 221-258, 2012.

GLAVITSCH, H.; SPOERRY, M. Quadratic loss formula for reactive dispatch. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. 12, p. 3850-3858, 1983.

GOLDBERG, D. E. **Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning**. Reading: Addison-Wesley, 1989.

GONG, D. W.; ZHANG, Y.; QI, C. I. Environmental/economic power dispatch using a hybrid multi-objective optimization algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 32, n. 6, p. 607-614, 2010.

GRANVILLE, S. Optimal reactive dispatch through interior point methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 9, n. 1, p. 136-146, Feb 1994. ISSN 0885-8950.

HAJELA, P.; LIN, C. Y. Genetic search strategies in multicriterion optimal design. **Structural Optimization**, Heidelberg, v. 4, n. 2, p. 99-107, 1992.

HAPP, H. H. Optimal power dispatch A comprehensive survey. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. 96, n. 3, p. 841-854, 1977.

HONG, H. P. An efficient point estimate method for probabilistic analysis. **Reliability Engineering and System Safety**, London, v. 59, p. 261-267, 1998.

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.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control**. New York: McGraw-hill, 1994. 1176 p.

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.

LAZARD. **Lazard's leveled cost of energy analysis: Version 9.0**. New York: LAZARD, 2015. Disponível em: < <https://www.lazard.com/media/2390/lazards-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2017.

LEBOW, W. M.; ROUHANI, R.; NADIRA, R. ; USORO, P. B.; MEHRA, R. K.; SOBIESKI, D. W.; PAL, M. K.; BHAVARAJU, M. P. A hierarchical approach to reactive volt-ampère (VAr) optimization in system planning. **IEEE Transactions on PAS**, Piscataway, v. 104, n. 8, p. 2051-2057, 1985.

LIU, W.-H.E.; PAPALEXOPOULOS, A. D.; TINNEY, W.F. Discrete shunt controls in a Newton optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 7, n. 4, p. 1509-1518, 1992.

LIU, L.; WANG, X.; DING, X.; CHEN, H. A robust approach to optimal power flow with discrete variables. **IEEE Transactions on power Systems**, Piscataway, v. 24, n. 3, p. 1182-1190, 2009.

LIU, Z.; WEN, F.; LEDWICH, G. Optimal siting and sizing of distributed generators in distribution systems considering uncertainties. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 26, n. 4, p. 2541-2551, 2011.

MANTOVANI, J. R. S.; GARCIA, A. V. A Heuristic method for reactive power planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 11 n. 1, p. 68-74, 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. Disponível em: <http://acervodigital.ufpr.br/bitstream/handle/1884/2874/Disserta%C3%A7%C3%A3o_Miguel_Mikilita.pdf?sequence=1>. Acesso em: 02 fev. 2018.

MILLER III, A. C.; RICE, T. R. Discrete approximations of probability distributions. **Management Science**, Castonsville, v. 29, n. 3, p. 352-362, 1983.

MOLZAHN, D. K.; HISKENS, I. A. Moment-based relaxation of the optimal power flow problem. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE (PSCC), 2014, Wroclaw. **Proceedings of the...** Wroclaw: IEEE, 2014. p. 1-7.

MONTICELLI, A. LIU, W. Adaptive movement penalty method for the Newton optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 7, p. 56–64, 1998.
MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

MORALES, J. M.; PEREZ-RUIZ, J. Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 22, n. 4, p. 1594-1601, 2007.

MOTA-PALOMINO, R.; QUINTANA, V. H. Sparse reactive power scheduling by a penalty function-linear programming technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 1, n. 3, p. 31-39, 1986.

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.

POURAKBARI-KASMAEI, M; RIDER, M. J; MANTOVANI, J.R. S. Multi-area environmentally constrained active–reactive optimal power flow: a short-term tie line planning study. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 10, n. 2, p. 299-309, 2016.

QIU, W.; FLUECK, A. J.; TU, F. A new parallel algorithm for security constrained optimal power flow with a nonlinear interior point method. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005, San Francisco. **Proceedings of the...** San Francisco: IEEE, 2005. p. 447-453.

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

REYES-SIERRA, M.; COELLO, C. A. C. Multi-objective particle swarm optimizers: A survey of the state-of-the-art. **International Journal of Computational Intelligence Research**, New Delhi, v. 2, n. 3, p. 287-308, 2006.

SHARGH, S.; MOHAMMADI-IVATLOO, B.; SEYEDI, H.; ABAPOUR, M. Probabilistic multi-objective optimal power flow considering correlated wind power and load uncertainties. **Renewable Energy**, Kidlington, v. 94, p. 10-21, 2016.

SHARMA, A. Hydro power vs thermal power: a comparative cost-benefit analysis. **International Journal of Arts and Sciences**, Cumberland, v. 3, n. 9, p. 125-143, 2010.

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.

SRINIVAS, N.; DEB, K. Multiobjective optimization using nondominated sorting in genetic algorithms. **Evolutionary Computation**, Cambridge, v. 2, n. 3, p. 221-248, 1994.

STOTT; ALSAC, O. Experience with successive linear programming for optimal rescheduling of active and reactive power. In: SYMPOSIUM ON CONTROL APPLICATIONS TO POWER SYSTEM SECURITY, 1983, Florença. **Proceedings of the...** Florença: CI-GRE/IFAC, 1983.

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 of the...** Bucharest: IEEE, 2009. p. 1-7.

TONG, X.; ZHANG, Y.; WU, F. F. A decoupled semismooth Newton method for optimal power flow. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2006, Montreal. **Proceedings of the...** Montreal: IEEE, 2006. 6 p.

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.

VAISAKH, K.; SRINIVAS, L. R. Differential evolution based OPF with conventional and non-conventional cost characteristics. In: POWER SYSTEM TECHNOLOGY AND IEEE POWER INDIA CONFERENCE, POWERCON, JOINT INTERNATIONAL CONFERENCE ON, 2008, New Delhi. **Proceedings of the...** New Delhi: IEEE, 2008. p. 1-9.

- WU, L. H.; WANGA, 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.
- YOKOYAMA, R.; BAE, S. H.; MORITA, T.; SASAKI, H. Multiobjective optimal generation dispatch based on probability security criteria. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 3, n. 1, p. 317-324, 1988.
- 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.
- ZARO, F. R.; ABIDO, M. A. Multi-objective particle swarm optimization for optimal power flow in a deregulated environment of power systems. In: INTELLIGENT SYSTEMS DESIGN AND APPLICATIONS (ISDA), 2011, 11, INTERNATIONAL CONFERENCE ON, 11, 2011, Cordoba. **Proceedings of the...** Cordoba: IEEE, 2011. p. 1122-1127.
- ZHANG, J.; TANG, Q.; LI, P.; DENG, D.; CHEN, Y. A modified MOEA/D approach to the solution of multi-objective optimal power flow problem. **Applied Soft Computing**, Amsterdam, v. 47, p. 494-514, 2016.
- ZHU, J. **Optimization of power system operation**. Hoboken: Wiley-IEEE, 2009.
- ZITZLER, E.; THIELE, L. **An evolutionary algorithm for multiobjective optimization: the strength pareto approach**. Zurich: Computer Engineering and Communication Networks Lab (TIK), Swiss Federal Institute of Technology (ETH), 1998. (Technical Report, 43).
- ZITZLER, E, LAUMANN, M, THIELE, L. **SPEA2: improving the strength pareto evolutionary algorithm**. Zurich: Swiss Federal Institute of Technology, 2001.

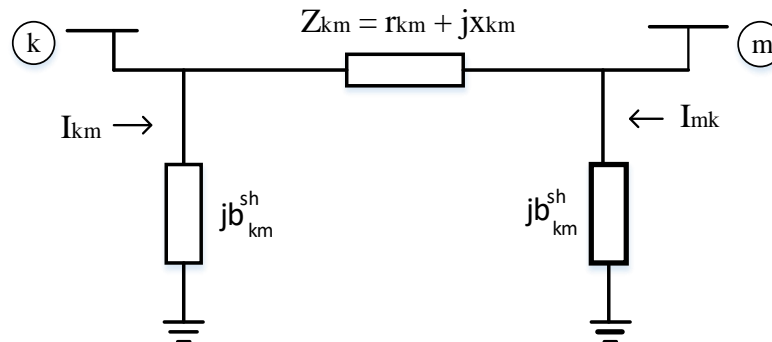
APÊNDICE A – EQUAÇÕES BÁSICAS DOS COMPONENTES DO SEP

A.1 modelo matemático do sistema de potência

A.1.1 Linha de transmissão

As linhas de transmissão do sistema elétrico são modeladas de acordo com o modelo equivalente π , ilustrado na Figura 76.

Figura 76 - Modelo π de uma linha de transmissão



Fonte: (MONTICELLI, 1983)

Neste modelo são considerados, de forma concentrada, três parâmetros: resistência e a reatância em série, r_{km} , x_{km} , respectivamente, entre as barras k e m , e a susceptância shunt da linha, b_{km}^{sh} . A impedância do elemento série é $z_{km} = r_{km} + jx_{km}$, enquanto a admitância série é $y_{km} = g_{km} + jb_{km}$, onde $g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$, e $b_{km} = \frac{-x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$.

A corrente I_{km} e o fluxo de potência complexa considerando o modelo π linha de transmissão, são calculados através das equações:

$$I_{km} = Y_{km}V_k - Y_{km}V_m + jb_{km}^{sh}V_k \quad (46)$$

$$S_{km} = P_{km} - jQ_{km} = V_m I_{km}^* \quad (47)$$

em que:

- I_{km} : Corrente da barra k para a barra m ;
- V_k : Magnitude de tensão na barra k ;
- S_{km} : Fluxo de potência aparente entre as barras k e m ;
- P_{km} : Fluxo de potência ativa entre as barras k e m ;
- Q_{km} : Fluxo de potência reativa entre as barras k e m ;
- I_{km}^* : Complexo conjugado da corrente da barra k para a barra m .

A partir das equações ((46) e (47) e de manipulações algébricas, encontram-se as equações dos fluxos de potências ativa e reativa nas linhas de transmissão.

$$P_{km} = g_{km} V_k^2 - V_k V_m (g_{km} \cos\theta_{km} + b_{km} \sen\theta_{km}) \quad (48)$$

$$Q_{km} = -(b_{km} + b_{km}^{sh}) V_k^2 + V_k V_m (b_{km} \cos\theta_{km} - g_{km} \sen\theta_{km}) \quad (49)$$

$$P_{mk} = g_{km} V_m^2 - V_k V_m (g_{km} \cos\theta_{km} - b_{km} \sen\theta_{km}) \quad (50)$$

$$Q_{mk} = -(b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + V_k V_m (b_{km} \cos\theta_{km} + g_{km} \sen\theta_{km}) \quad (51)$$

em que:

- g_{km} : Condutância série entre as barra k e m ;
- b_{km} : Susceptância série entre as barra k e m ;
- θ_{km} : Diferença de ângulos entre as barra k e m ;
- b_{km}^{sh} : Susceptância shunt da linha de transmissão $k - m$.

As perdas de potência ativa e de potência reativa nas linhas de transmissão são dadas por:

$$P_i^{perdas} = P_{km} + P_{mk} = G_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos\theta_{km}) \quad (52)$$

$$Q_i^{perdas} = -b_{km}^{sh}(V_k^2 + V_m^2) - B_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos\theta_{km}) \quad (53)$$

A.1.2 Transformador em fase

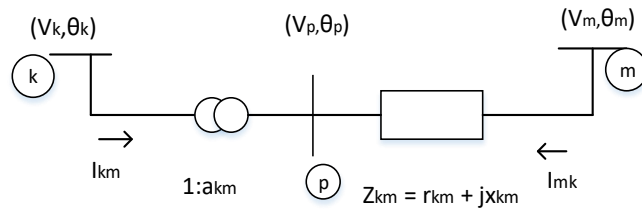
O modelo do transformador em fase é mostrado na Figura 77. Para este tipo de transformador, a relação de transformação entre as magnitudes das tensões dos nós terminais k e p do transformador ideal é dada por:

$$\frac{V_p}{V_k} = a_{km} \quad (54)$$

As correntes no circuito estão defasadas de 180° e suas magnitudes estão na razão de $a:1$:

$$\frac{I_{km}}{I_{mk}} = -\frac{|I_{km}|}{|I_{mk}|} = -a \quad (55)$$

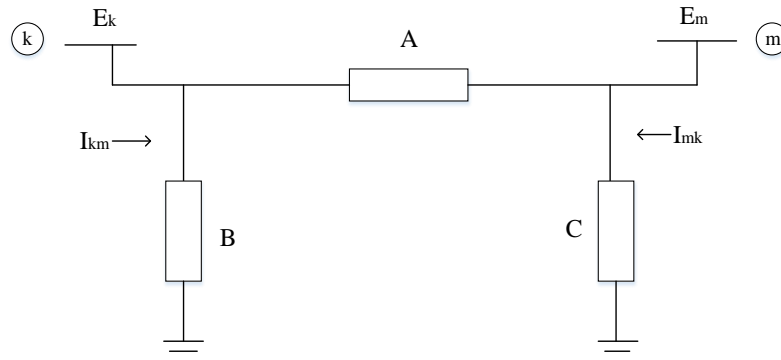
Figura 77 - Modelo do transformador em fase



Fonte: (MONTICELLI, 1983)

O transformador em fase pode ser representado por um circuito equivalente do tipo π , conforme ilustrado na Figura 78, na qual $A = a_{km}y_{km}$, $B = a_{km}(a_{km} - 1)y_{km}$ e $C = (1 - a_{km})y_{km}$.

Figura 78 - Circuito equivalente π do transformador em fase



Fonte: (MONTICELLI, 1983)

De acordo com o circuito elétrico da Figura 78, a corrente I_{km} e I_{mk} em um transformador em fase, onde $\theta_p = \theta_k$, são dados por:

$$I_{km} = a_{km}y_{km}(a_{km}V_k - V_m) = (a_{km}^2 y_{km})V_k + (-a_{km}y_{km})V_m \quad (56)$$

$$I_{mk} = y_{km}(V_m - V_p) = (-a_{km}y_{km})V_k + y_{km}V_m \quad (57)$$

A partir das equações (56) e (57) encontram-se as equações dos fluxos de potências ativa e reativa nos transformadores em fase:

$$P_{km} = g_{km}(a_{km}V_k)^2 - a_{km}V_kV_m(g_{km}\cos\theta_{km} + b_{km}\sin\theta_{km}) \quad (58)$$

$$Q_{km} = -b_{km}(a_{km}V_k)^2 + a_{km}V_kV_m(b_{km}\cos\theta_{km} - g_{km}\sin\theta_{km}) \quad (59)$$

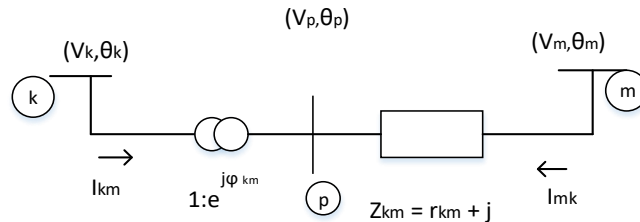
$$P_{mk} = g_{km}V_m^2 - a_{km}V_kV_m(g_{km}\cos\theta_{km} - b_{km}\sin\theta_{km}) \quad (60)$$

$$Q_{km} = -b_{km}V_k^2 + a_{km}V_kV_m(b_{km}\cos\theta_{km} + g_{km}\sin\theta_{km}) \quad (61)$$

A.1.3 Transformador Defasador

O modelo do transformador defasador é mostrado na Figura 79.

Figura 79 - Modelo do transformador defasador puro



Fonte: (MONTICELLI, 1983)

No caso do defasador puro tem-se:

$$\frac{V_p}{V_k} = t_{km} = e^{j\varphi} \quad (62)$$

$$\theta_p = \theta_k + \varphi \quad (63)$$

A corrente I_{km} e I_{mk} e o fluxo de potência complexa em um transformador defasador são dadas por:

$$I_{km} = -t_{km}^*y_{km}(V_m - V_p) = y_{km}V_k + (-t_{km}^*y_{km})V_m \quad (64)$$

$$I_{mk} = y_{km}(V_m - V_p) = -(t_{km}y_{km})V_k + y_{km}V_m \quad (65)$$

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = V_k^* I_{km} = y_{km}V_k e^{-j(\theta_k + \varphi_{km})} (V_k e^{j(\theta_k + \varphi_{km})} - V_m e^{j\theta_m}) \quad (66)$$

A partir da equação (66) encontram-se as equações (67)-(70) dos fluxos de potências ativa e reativa para o transformador defasador puro.

$$P_{km} = g_{km}V_k^2 - V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad (67)$$

$$Q_{km} = -b_{km}V_k^2 + V_k V_m (b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad (68)$$

$$P_{mk} = G_{km}V_m^2 - V_k V_m (G_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - B_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad (69)$$

$$Q_{km} = -B_{km}V_k^2 + V_k V_m (B_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + G_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad (30)$$

A.2 EQUAÇÕES GERAIS DOS FLUXOS DE POTÊNCIA

As equações dos fluxos de potência para a linha de transmissão, transformador em fase e transformador defasador, considerando as semelhanças existentes entre as suas equações de fluxo, e podem ser escritas de forma geral através das equações (71)-(74).

$$P_{km} = g_{km}(a_{km}V_k)^2 - a_{km}V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad (71)$$

$$Q_{km} = -(b_{km} + b_{km}^{sh})(a_{km}V_k)^2 + a_{km}V_k V_m (b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad (72)$$

$$P_{mk} = g_{km}V_m^2 - a_{km}V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad (73)$$

$$Q_{km} = -(b_{km} + b_{km}^{sh})V_k^2 + a_{km}V_k V_m (b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \quad (74)$$

Para as linhas de transmissão tem-se que $a_{km} = 1$ e $\varphi_{km} = 0$. Para transformador em fase, que são aqueles que ajustam apenas o módulo das tensões nos enrolamentos, $b_{km}^{sh} = 0$ e $\varphi_{km} = 0$. E para transformador defasador puro, que são os que ajustam apenas a defasagem

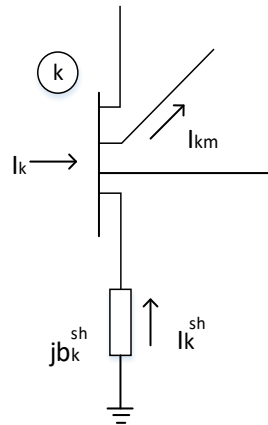
angular, $b_{km}^{sh} = 0$ e $a_{km} = 1$. Para os defasadores, que ajustam o módulo da tensão e a defasagem angular, $b_{km}^{sh} = 0$.

A.3 EQUAÇÕES DAS INJEÇÕES DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA

A injeção líquida de corrente na barra k pode ser obtida aplicando-se a primeira lei de Kichhoff no nó k do circuito da Figura 80 é dada por:

$$I_k + I_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} I_{km} \quad (K=1, \dots, NB) \quad (75)$$

Figura 80 - Barra genérica k do sistema de transmissão



Fonte: (MONTICELLI, 1983)

Considerando a expressão genérica de fluxo de corrente nos elementos do sistema de transmissão dada por:

$$I_{km} = (a_{km}^2 y_{km} + j b_{km}^{sh}) V_k + (-a_{km} e^{-j\phi_{km}} y_{km}) V_m \quad (76)$$

Considerando-se I_{km} dado em (36), a expressão de I_k dada em (35) pode ser reescrita como:

$$I_k = \left[j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} j b_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km} \right] V_k + \sum_{m \in \Omega_k} (-a_{km} e^{-j\phi_{km}} y_{km}) V_m \quad (77)$$

A expressão (77) para todas as barras do sistema pode ser escrita da seguinte forma matricial:

$$\underline{I} = Y\underline{V} \quad (78)$$

Em que:

- \underline{I} : Vetor de injeções de corrente, cujas componentes são I_k ($k = 1, \dots, NB$);
- \underline{V} : Vetor das tensões nodais cujas componentes são $V_k = V_k e^{j\theta_k}$;
- Y : Matriz de admitância nodal, $Y = G + jB$. Os elementos da matriz Y são,

$$Y_{km} = -a_{kme^{-j\varphi_{km}}} y_{km} \text{ e } Y_{kk} = jb_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} jb_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km}$$

A injeção de corrente I_k , que é a k -ésima componente do vetor \underline{I} pode ser colocada na forma:

$$I_k = Y_{kk}V_k + \sum_{m \in \Omega_k} Y_{km} V_m = \sum_{m \in K} Y_{km} V_m \quad (79)$$

em que K é o conjunto de todas as barras m adjacentes à barra k , incluindo a própria barra k , ou seja, o conjunto K é formado pelos elementos do conjunto Ω_k mais a própria barra k . Considerando-se que $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$ e $V_m = V_m e^{j\theta_m}$ a equação (79) pode ser escrita como:

$$I_k = \sum_{m \in \Omega_k} (G_{km} + jB_{km})(V_m e^{j\theta_m}) \quad (80)$$

A injeção de potência complexa S_k é:

$$S_k^* = P_k - jQ_k = V_k^* I_k \quad (81)$$

Substituindo (80) em (81) e considerando-se que $V_k^* = V_k e^{-j\theta_k}$ obtém-se:

$$S_k^* = V_k e^{-j\theta_k} \sum_{m \in K} (G_{km} + jB_{km})(V_m e^{-j\theta_m}) \quad (82)$$

As injeções de potências ativa e reativa podem ser obtidas identificando-se as partes real e imaginária da expressão (82):

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (83)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (84)$$

APÊNDICE B – COEFICIENTES DE CUSTO E DE EMISSÃO

Os valores dos custos de fontes de geração térmicas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas usados neste trabalho para as simulações com o sistema teste IEEE118 barras são apresentados na Tabela 14. E os coeficientes de emissão são apresentados Tabela 15.

Tabela 14 - Coeficientes de custo das fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas - Sistema 118 Barras

	Térmico			Hidráulico			Eólico			Fotovoltaico		
	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)
1	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
4	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
6	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
8	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
10	0,007	20	0,000000	0	13	24	0	0	12	0	0	10
12	0,009	20	0,117647	0	13	24	0	0	12	0	0	10
15	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
18	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
19	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
24	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
Barras 25	0,006	20	0,045455	0	13	24	0	0	12	0	0	10
26	0,006	20	0,031847	0	13	24	0	0	12	0	0	10
27	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
31	0,007	20	1,428570	0	13	24	0	0	12	0	0	10
32	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
34	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
36	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
40	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
42	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20

continua

Coefficientes de custo das fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas - Sistema 118 Barras (Continuação)

	Térmico			Hidráulico			Eólico			Fotovoltaico		
	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)
46	0,007	20	0,526316	0	13	24	0	0	12	0	0	10
49	0,008	20	0,049020	0	13	24	0	0	12	0	0	10
54	0,007	20	0,208333	0	13	24	0	0	12	0	0	10
55	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
56	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
59	0,006	20	0,064516	0	13	24	0	0	12	0	0	10
61	0,008	20	0,062500	0	13	24	0	0	12	0	0	10
62	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
65	0,008	20	0,025575	0	13	24	0	0	12	0	0	10
Barras 66	0,008	20	0,025510	0	13	24	0	0	12	0	0	10
69	0,006	20	0,019365	0	13	24	0	0	12	0	0	10
70	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	10
72	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
73	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
74	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
76	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
77	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20

continua

Coefficientes de custo das fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas - Sistema 118 Barras (Continuação)

	Térmico			Hidráulico			Eólico			Fotovoltaico		
	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)	a (\$/h*MW ²)	b (\$/h*MW)	c (\$/h)
80	0,007	20	0,020964	0	13	24	0	0	12	0	0	20
85	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
87	0,006	20	2,500000	0	13	24	0	0	12	0	0	10
89	0,007	20	0,016475	0	13	24	0	0	12	0	0	10
90	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
91	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
92	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
99	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
100	0,008	20	0,039683	0	13	24	0	0	12	0	0	10
Barras 103	0,007	20	0,010000	0	13	24	0	0	12	0	0	10
104	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
105	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
107	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
110	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
111	0,006	20	0,277778	0	13	24	0	0	12	0	0	10
112	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
113	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20
116	0,009	40	0,010000	0	26	48	0	0	24	0	0	20

Fonte: Elaboração da própria autora

Tabela 15 - Coeficientes de emissão - Sistema 118 Barras

Barras	α (ton/h)	β (ton/h*MW)	γ (ton/h*MW ²)	ξ (ton/h)	λ (1/MW)	Barras	α (ton/h)	β (ton/h*MW)	γ (ton/h*MW ²)	ξ (ton/h)	λ (1/MW)
1	2,543	-6,047	5,638	0,0005	3,333	54	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000
4	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000	55	6,131	-5,555	5,151	0,00001	6,667
6	5,426	-3,550	3,380	0,002	2,000	56	4,091	-5,554	6,490	0,0002	2,857
8	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000	59	2,543	-6,047	5,638	0,0005	3,333
10	6,131	-5,555	5,151	0,00001	6,667	61	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000
12	4,091	-5,554	6,490	0,0002	2,857	62	5,426	-3,550	3,380	0,002	2,000
15	2,543	-6,047	5,638	0,0005	3,333	65	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000
18	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000	66	6,131	-5,555	5,151	0,00001	6,667
19	5,426	-3,550	3,380	0,002	2,000	69	4,091	-5,554	6,490	0,0002	2,857
24	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000	70	2,543	-6,047	5,638	0,0005	3,333
25	6,131	-5,555	5,151	0,00001	6,667	72	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000
26	4,091	-5,554	6,490	0,0002	2,857	73	5,426	-3,550	3,380	0,002	2,000
27	2,543	-6,047	5,638	0,0005	3,333	74	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000
31	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000	76	6,131	-5,555	5,151	0,00001	6,667
32	5,426	-3,550	3,380	0,002	2,000	77	4,091	-5,554	6,490	0,0002	2,857
34	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000	80	2,543	-6,047	5,638	0,0005	3,333
36	6,131	-5,555	5,151	0,00001	6,667	85	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000
40	4,091	-5,554	6,490	0,0002	2,857	87	5,426	-3,550	3,380	0,002	2,000
42	2,543	-6,047	5,638	0,0005	3,333	89	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000
46	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000	90	6,131	-5,555	5,151	0,00001	6,667
49	5,426	-3,550	3,380	0,002	2,000	91	4,091	-5,554	6,490	0,0002	2,857

continua

Coeficientes de emissão - Sistema 118 Barras (Continuação)

Barras	α (ton/h)	β (ton/h*MW)	γ (ton/h*MW ²)	ξ (ton/h)	λ (1/MW)	Barras	α (ton/h)	β (ton/h*MW)	γ (ton/h*MW ²)	ξ (ton/h)	λ (1/MW)
92	2,543	-6,047	5,638	0,0005	3,333	107	2,543	-6,047	5,638	0,0005	3,333
99	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000	110	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000
100	5,426	-3,550	3,380	0,002	2,000	111	5,426	-3,550	3,380	0,002	2,000
103	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000	112	4,258	-5,094	4,586	0,000001	8,000
104	6,131	-5,555	5,151	0,00001	6,667	113	6,131	-5,555	5,151	0,00001	6,667
105	4,091	-5,554	6,490	0,0002	2,857	116	4,091	-5,554	6,490	0,0002	2,857

Fonte: Elaboração da própria autora