

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Ranielli Vieira Pombo

**Desenvolvimento de uma Metodologia para Avaliação da Flexibilidade
Operacional entre Sistemas de Transmissão e Distribuição**

Juiz de Fora

2022

Ranielli Vieira Pombo

Desenvolvimento de uma Metodologia para Avaliação da Flexibilidade Operacional entre Sistemas de Transmissão e Distribuição

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho, D. Sc.

Juiz de Fora

2022

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Pombo, Ranielli Vieira.

Desenvolvimento de uma Metodologia para Avaliação da Flexibilidade Operacional entre Sistemas de Transmissão e Distribuição / Ranielli Vieira Pombo. – 2022.

165 f. : il.

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho, D. Sc.

Dissertação (Mestrado) – **UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA, FACULDADE DE ENGENHARIA. PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2022.**

1. Região de Flexibilidade. 2. Coeficiente de Flexibilidade. 3. Fluxo de Potência Ótimo. I. Passos Filho, João Alberto, orient. II. Título.

Ranielli Vieira Pombo

Desenvolvimento de uma Metodologia para Avaliação da Flexibilidade Operacional entre Sistemas de Transmissão e Distribuição

Dissertação apresentada ao Programa de Pós graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica .

Aprovada em 29 de setembro de 2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. João Alberto Passos Filho - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Ahda Pionkoski Grilo Pavani
Universidade Federal do ABC

Prof. Dr. Ricardo Mota Henriques
Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 16/09/2022.



Documento assinado eletronicamente por **Joao Alberto Passos Filho, Coordenador(a)**, em 29/09/2022, às 14:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 29/09/2022, às 15:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Mota Henriques, Professor(a)**, em 29/09/2022, às 15:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ahda Pionkoski Grilo Pavani, Usuário Externo**, em 29/09/2022, às 18:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **0952943** e o código CRC **3EE1EBDD**.

Dedico este trabalho aos meus pais Alcimar e Maria da Conceição, às minhas irmãs Mônica e Monique e à minha namorada Nuhara, meus maiores incentivadores.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por minha vida, família e amigos.

Aos meus pais, Alcimar e Maria da Conceição, e às minhas irmãs, Mônica e Monique, pelos esforços e apoio incondicional que permitiram alcançar meus objetivos.

À minha namorada, Nuhara, pelo amor, carinho, paciência, por acreditar e incentivar mesmo nos momentos mais difíceis, por ser minha constante fonte de inspiração.

Ao meu orientador, João Alberto Passos Filho, pela confiança e dedicação durante esses últimos anos, pelas oportunidades e ensinamentos, e por contribuir para que eu me tornasse um profissional e uma pessoa melhor.

Aos amigos do mestrado, em especial ao amigo Mateus Lopes, pela troca de experiências, pelo incentivo e apoio em todos os momentos.

Aos amigos que estiveram sempre ao meu lado apesar de qualquer dificuldade.

Ao CNPq, à CAPES, à Petrobras, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e à Universidade Federal de Juiz de Fora por todo o suporte durante a elaboração deste trabalho.

Este trabalho foi desenvolvido dentro do projeto “GERENCIAMENTO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS PARA PRESTAÇÃO DE NOVOS SERVIÇOS À REDE ELÉTRICA” PD-00553-0064/2019 no âmbito do programa de P&D do sistema elétrico regulado pela ANEEL.

RESUMO

Esta dissertação tem como foco principal estudos relacionados à flexibilidade em Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), sobretudo com foco na obtenção das Regiões de Flexibilidade (RFs), que são mapas no plano PQ capazes de representar a capacidade operativa em determinada barra de um sistema. Primeiramente, é realizada uma revisão a respeito das principais definições e conceitos direta ou indiretamente relacionados ao tema. Nesta revisão, também são abordados os papéis dos operadores dos sistemas de transmissão e distribuição no contexto da integração dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) e a necessidade de interação entre ambos para garantir a segurança da rede e a qualidade dos serviços. Além disso, é realizada uma revisão de trabalhos que abordam a construção de RFs, destacando metodologias de construção e suas principais características, além de possíveis aplicações envolvendo-as no contexto de prestação de serviços ancilares. Após a revisão bibliográfica, é realizada uma revisão detalhada de um método de construção de RFs, baseada em Fluxo de Potência Ótimo (FPO), destacando seu algoritmo e implementação realizada nesse trabalho. Além disso, são abordados os chamados Coeficientes de Flexibilidade (CFs), que são utilizados para quantificar a flexibilidade na interface entre o *Transmission System Operator* (TSO) e o *Distribution System Operator* (DSO) (interface TSO/DSO). Assim como a maioria dos métodos de construção de RFs observados na literatura, o método revisado apresenta limitações em representar não-convexidades na área da RF. Diante disso, é proposto neste trabalho um método de construção capaz de representá-las, denominado Método de Varredura Angular. O método proposto baseia-se em sucessivas soluções de um FPO em diferentes direções no plano PQ. Além disso, são propostos modelos matemáticos para representar, na modelagem do FPO, diferentes modelos de recursos flexíveis. Um método de construção de uma RF segmentada por níveis de perdas elétricas, capaz de mostrar o nível de perdas elétricas que o sistema assumirá ao se desviar de seu ponto de operação na interface TSO/DSO, também é proposto. Com base na teoria abordada, são apresentados estudos de caso visando avaliar as metodologias e explorar a aplicação das RFs. Os resultados mostram a capacidade do método proposto em representar uma RF mais confiável que o método encontrado na literatura, analisando, dentre outros, o custo computacional e as áreas de cobertura das RFs obtidas por cada método. Observa-se também a aplicabilidade dos CFs na identificação dos melhores pontos de conexão entre sistemas de transmissão e distribuição. A validação dos modelos de recursos flexíveis inseridos no FPO e seus impactos sobre a RF resultante também são apresentados, assim como a construção da RF segmentada.

Palavras-chave: Região de Flexibilidade, Coeficiente de Flexibilidade, Fluxo de Potência Ótimo, Interface TSO/DSO, Recurso Energético Distribuído.

ABSTRACT

This master's thesis has as its central focus studies related to flexibility in Electric Power Systems (EPSs), especially with an emphasis on obtaining Flexibility Regions (FRs), which are maps in the PQ plane capable of representing the operational capacity in a given bus of a system. First, a review is carried out regarding the main definitions and concepts directly or indirectly related to the theme. This review also addresses the roles of transmission and distribution system operators in the context of the integration of Distributed Energy Resources (DERs) and the need for interaction between them to ensure network security and service quality. In addition, a review of works that approach the construction of FRs is carried out, highlighting construction methodologies and their main characteristics, as well as possible applications involving them in the context of providing ancillary services. After the literature review, a detailed review of an FR construction method based on Optimal Power Flow (OPF) is performed, highlighting its algorithm and implementation carried out in this work. Furthermore, the so-called Flexibility Coefficients (FCs), used to quantify the flexibility in the interface between the Transmission System Operator (TSO) and the Distribution System Operator (DSO) (TSO/DSO interface), are discussed. As with most FR construction methods observed in the literature, the revised approach has limitations in representing non-convexities in the FR area. Therefore, it was proposed in this work a construction method capable of representing them called the Angular Sweep Method. The proposed method is based on successive solutions of an OPF in different directions in the PQ plane. Furthermore, mathematical models are proposed to represent, in the OPF modeling, distinct models of flexible resources. A method of construction of FR segmented by electrical loss levels, capable of showing the level of electrical losses that the system will assume when deviating from its operating point at the TSO/DSO interface, is also proposed. Based on the theory addressed, case studies are presented to evaluate the methodologies and explore the application of the FRs. The results show the ability of the proposed method to represent a more reliable FR than the method found in the literature, analyzing, among others, the computational cost and the coverage areas of the FRs obtained by each method. It also observed the applicability of the FCs to the identification of the best connection points between transmission and distribution systems. The validation of flexible resource models inserted in the OPF and their impacts on the resulting FR are also presented, as well as the construction of the segmented FR.

Key-words: Flexibility Region, Flexibility Coefficient, Optimal Power Flow, TSO/DSO Interface, Distributed Energy Resource.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Os 3 Ds da transição energética.	23
Figura 2 – Exemplo ilustrativo da estrutura tradicional dos sistemas elétricos.	24
Figura 3 – Exemplo ilustrativo da estrutura atual dos sistemas elétricos.	25
Figura 4 – Estimativa da contribuição dos REDs no atendimento da demanda.	26
Figura 5 – Exemplo de Região de Flexibilidade.	29
Figura 6 – Definição de modelos de cinco tipos de FPU.	33
Figura 7 – Caracterização dos REDs como VPP.	35
Figura 8 – Flexibilidade em diferentes pontos do sistema.	36
Figura 9 – Caracterização da flexibilidade.	38
Figura 10 – Modelos de coordenação TSO-DSO.	42
Figura 11 – Coordenação entre os participantes do mercado.	44
Figura 12 – Número de trabalhos revisados por ano de publicação.	59
Figura 13 – Visão geral da metodologia aplicada na construção de Regiões de Flexibilidade.	60
Figura 14 – Algoritmo para construção da Região de Flexibilidade.	65
Figura 15 – Esquema de cálculo de θ_{new}	66
Figura 16 – Fluxograma do algoritmo implementado para construção da Região de Flexibilidade.	68
Figura 17 – Exemplo ilustrativo das listas expandidas.	69
Figura 18 – Exemplo de reorganização da lista PCC	70
Figura 19 – Exemplo ilustrativo do processo de construção da Região de Flexibilidade.	72
Figura 20 – Topologia do sistema IEEE 9 barras.	73
Figura 21 – Região de Flexibilidade IEEE 9 Barras - $\theta_{tol} = 10^\circ$	74
Figura 22 – Região de Flexibilidade IEEE 9 Barras - $\theta_{tol} = 1^\circ$	74
Figura 23 – Representação das Regiões de Flexibilidade no PCC.	75
Figura 24 – Flexibilidade de FPU com modelo Tipo 1.	78
Figura 25 – Flexibilidade de FPU com modelo Tipo 2.	79
Figura 26 – Flexibilidade de FPU com modelo Tipo 3.	80
Figura 27 – Flexibilidade de FPU com modelo Tipo 4.	81
Figura 28 – Flexibilidade de FPU com modelo Tipo 5.	82
Figura 29 – Região de Flexibilidade convexa \times não-convexa.	83
Figura 30 – Método de Varredura Angular.	84
Figura 31 – Fluxograma resumido do método de varredura angular para construção da Região de Flexibilidade.	87
Figura 32 – Exemplo de cálculo dos erros e definição de nova direção.	88
Figura 33 – Fluxograma do método de varredura angular implementado para construção da Região de Flexibilidade.	90
Figura 34 – Exemplo do processo de construção da Região de Flexibilidade.	94

Figura 35 – Processo de obtenção da Região de Flexibilidade segmentada.	95
Figura 36 – Exemplo de Região de Flexibilidade segmentada por níveis de perdas. . .	96
Figura 37 – Comparação entre os métodos de construção da Região de Flexibilidade aplicados ao sistema IEEE 9 barras.	100
Figura 38 – Topologia do sistema de distribuição 38 barras.	101
Figura 39 – Comparação entre os métodos de construção da Região de Flexibilidade aplicados ao sistema de distribuição com 38 barras.	102
Figura 40 – Topologia do sistema de transmissão 33 barras.	102
Figura 41 – Comparação entre os métodos de construção da Região de Flexibilidade aplicados ao sistema de transmissão com 33 barras.	104
Figura 42 – Topologia do sistema de distribuição 75 barras.	107
Figura 43 – Região de Flexibilidade - cenário 50%.	110
Figura 44 – Região de Flexibilidade - cenário 40%.	110
Figura 45 – Região de Flexibilidade - cenário 30%.	111
Figura 46 – Região de Flexibilidade - cenário 20%.	111
Figura 47 – Região de Flexibilidade - cenário 10%.	112
Figura 48 – Região de Flexibilidade - cenário 0,1%.	112
Figura 49 – Comparação entre pontos de conexão - cenário C_0 : 814×1210	114
Figura 50 – Comparação entre pontos de conexão - cenário C_0 : 965×1210	114
Figura 51 – Comparação entre pontos de conexão - cenário C_0 : 934×965	115
Figura 52 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_0	116
Figura 53 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_1	116
Figura 54 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_2	117
Figura 55 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_3	117
Figura 56 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_4	118
Figura 57 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_5	118
Figura 58 – Região de Flexibilidade com FPU Tipo 1.	122
Figura 59 – Pontos de operação de cada FPU durante o processo - Tipo 1.	123
Figura 60 – Pontos de operação de cada FPU durante o processo - Tipo 1 não despachável.	124
Figura 61 – Região de Flexibilidade com FPU Tipo 1 não despachável.	125
Figura 62 – Região de Flexibilidade com geradores eólicos como FPU.	125
Figura 63 – Pontos de operação de cada FPU durante o processo - Tipo 3.	126
Figura 64 – Pontos de operação de cada FPU durante o processo - Tipo 4.	127
Figura 65 – Região de Flexibilidade com geradores fotovoltaicos como FPU.	128
Figura 66 – Região de Flexibilidade com geradores síncronos como FPU.	128
Figura 67 – Pontos de operação de cada FPU durante o processo - Tipo 5.	129
Figura 68 – Impacto do modelo de FPU Tipo 5 na Região de Flexibilidade resultante.130	
Figura 69 – Impacto do modelo de FPU Tipo 3 na Região de Flexibilidade resultante.130	

Figura 70 – Impacto do modelo de FPU Tipo 4 na Região de Flexibilidade resultante.	131
Figura 71 – Região de Flexibilidade segmentada para o sistema de distribuição. . .	132
Figura 72 – Região de Flexibilidade segmentada para o sistema de transmissão. . .	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Atuais papéis do DSO e TSO.	38
Tabela 2 – Futuros papéis do DSO e TSO.	40
Tabela 3 – Características dos modelos de coordenação.	43
Tabela 4 – Projetos-piloto europeus para integração da flexibilidade de recursos energéticos descentralizados ao mercado.	45
Tabela 5 – Serviços ancilares para os sistemas de distribuição e transmissão.	47
Tabela 6 – Características do sistema IEEE 9 barras.	73
Tabela 7 – Relação entre FOB e quadrante no plano PQ.	85
Tabela 8 – Características do sistema 38 barras.	100
Tabela 9 – Características do sistema 33 barras.	103
Tabela 10 – Comparação entre métodos.	105
Tabela 11 – Número de restrições e variáveis de decisão por FPO.	106
Tabela 12 – Características do sistema 75 barras.	108
Tabela 13 – Cenários de geração fotovoltaica.	108
Tabela 14 – Ponto de operação do PCC no caso base em cada cenário.	109
Tabela 15 – Coeficientes D_{flex} e T_{flex} calculados.	109
Tabela 16 – Ranking dos melhores pontos de conexão.	119
Tabela 17 – Limites dos geradores - Tipo 1.	120
Tabela 18 – Limites dos geradores - Tipo 3.	121
Tabela 19 – Limites dos geradores - Tipo 4.	121
Tabela 20 – Limites dos geradores - Tipo 5.	122
Tabela 21 – Resumo comparativo dos resultados.	131
Tabela 22 – Dados de barra IEEE 9 barras.	145
Tabela 23 – Dados de carga IEEE 9 barras.	145
Tabela 24 – Dados de circuito IEEE 9 barras.	146
Tabela 25 – Dados de geração IEEE 9 barras.	146
Tabela 26 – Dados de barra do sistema 38 barras - PO A.	147
Tabela 27 – Dados de barra do sistema 38 barras - PO B.	148
Tabela 28 – Dados de carga do sistema 38 barras.	150
Tabela 29 – Dados de circuito do sistema 38 barras.	151
Tabela 30 – Dados de geração do sistema 38 barras.	152
Tabela 31 – Dados de barra do sistema 33 barras.	153
Tabela 32 – Dados de carga do sistema 33 barras.	154
Tabela 33 – Dados de circuito do sistema 33 barras.	155
Tabela 34 – Dados de geração do sistema 33 barras.	156
Tabela 35 – Dados de barra do sistema 75 barras.	158
Tabela 36 – Dados de carga do sistema 75 barras.	160
Tabela 37 – Dados de circuito do sistema 75 barras.	163

Tabela 38 – Dados de geração do sistema 75 barras.	165
--	-----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	<i>Alternating Current</i>
AD	Armazenamento Distribuído
ADN	<i>Active Distribution Network</i>
AGL	Agentes Locais
AP	Autoprodução
AS	<i>Ancillary Services</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BRP	<i>Balance Responsible Party</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CF	Coefficiente de Flexibilidade
CIGRE	<i>Conference International des Grands Reseaux Electriques a Haute Tension</i>
CVPP	<i>Commercial Virtual Power Plant</i>
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
DLR	<i>Dynamic Line Rating</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EE	Eficiência Energética
FCAS	<i>Frequency Control Ancillary Services</i>
FOB	Função Objetivo
FOR	<i>Feasibility Operating Regions</i>
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPU	<i>Flexibility Providing Units</i>
FXOR	<i>Flexibility Operating Regions</i>
GD	Geração Distribuída

HC	<i>Hosting Capacity</i>
ICPF	<i>Interval Constrained Power Flow</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IPF	<i>Interconnection Power Flow</i>
IPOPT	<i>Interior Point Optimizer</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MV	<i>Medium Voltage</i>
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PNE	Plano Nacional de Energia
PO	Ponto de Operação
POA	Ponto de Operação Atual
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
RED	Recurso Energético Distribuído
RF	Região de Flexibilidade
RS	<i>Random Sampling</i>
RSC	<i>Rotor Side Converter</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SLR	<i>Static Line Rating</i>
SMC	Simulação de Monte Carlo
SOC	<i>Second-Order Cone</i>
TCFR	<i>Temporal-Coupled Feasible Region</i>
TIC	Tecnologias de Informação e Comunicação
TSO	<i>Transmission System Operator</i>

TVPP	<i>Technical Virtual Power Plant</i>
UE	União Europeia
UK	<i>United Kingdom</i>
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

α_n, α_{new}	Parâmetros que ponderam a potência ativa na FOB
β_n, β_{new}	Parâmetros que ponderam a potência reativa na FOB
θ_n, θ_{new}	Ângulos que dão origem a pontos sobre a borda da Região de Flexibilidade
θ_i	Ângulo da barra i
θ_i^{min}	Limite mínimo de ângulo para a barra i
θ_i^{max}	Limite máximo de ângulo para a barra i
θ_{tol}	Tolerância de ângulo
θ_n^{dir}	Ângulo de direção de otimização n
δ_p	Passo angular
γ	Valor percentual que pondera a geração total na determinação das perdas máximas
ΔP_i^G	Variação de geração de potência ativa conectada à barra i
ΔQ_i^G	Variação de geração de potência reativa conectada à barra i
$\Delta P_{i,min}^G$	Limite mínimo da variação de geração de potência ativa conectada à barra i
$\Delta P_{i,max}^G$	Limite máximo da variação de geração de potência ativa conectada à barra i
$\Delta Q_{i,min}^G$	Limite mínimo da variação de geração de potência reativa conectada à barra i
$\Delta Q_{i,max}^G$	Limite máximo da variação de geração de potência reativa conectada à barra i
ΔP_i^L	Variação da carga ativa conectada à barra i
ΔQ_i^L	Variação da carga reativa conectada à barra i
$\Delta P_{i,min}^L$	Limite mínimo da variação de carga ativa controlável conectada à barra i
$\Delta P_{i,max}^L$	Limite máximo da variação de carga ativa controlável conectada à barra i

$\Delta Q_{i,min}^L$	Limite mínimo da variação de carga reativa controlável conectada à barra i
$\Delta Q_{i,max}^L$	Limite máximo da variação de carga reativa controlável conectada à barra i
ΔQ_i^{cond}	Variação da injeção de potência reativa de compensador síncrono conectada a barra i
$\Delta Q_{i,min}^{cond}$	Limite mínimo da variação injeção de potência reativa de compensador síncrono conectado à barra i
$\Delta Q_{i,max}^{cond}$	Limite máximo da variação injeção de potência reativa de compensador síncrono conectado à barra i
a_x	Coefficiente angular onde $x = 1, 2, 3, 4$
$A(*)$	Operador de cálculo de área
b_{sh_i}	Susceptância shunt associada à barra i
B	Conjunto de linhas do sistema
D_{flex}	Coefficiente de flexibilidade da distribuição
D	Região de Flexibilidade da distribuição
e^θ	Erro de ângulo
e^P	Erro de potência ativa
e^Q	Erro de potência reativa
G_x	Gerador x
n_{bus}	Número de barras do sistema
n_{cond}	Número de compensadores síncronos no sistema
n_{ger}	Número de geradores do sistema
n_{lin}	Número de linhas do sistema
n_{load}	Número de cargas controláveis do sistema
n_{res}	Número de restrições do problema de Fluxo de Potência Ótimo
n_{var}	Número de variáveis de decisão do problema de Fluxo de Potência Ótimo
N_C	Conjunto de compensadores síncronos do sistema

N_D	Número de direções de otimização
N_G	Conjunto de geradores do sistema
N_L	Conjunto de cargas controláveis do sistema
N	Conjunto de barras do sistema
$P_{i,max}^G$	Limite máximo de geração de potência ativa conectada à barra i
$P_{i,max}^L$	Limite mínimo de carga ativa controlável conectada à barra i
$P_{i,min}^G$	Limite mínimo de geração de potência ativa conectada à barra i
$P_{i,min}^L$	Limite mínimo de carga ativa controlável conectada à barra i
P_{ij}	Fluxo de potência ativa da barra i para j
P_{max}	Potência ativa máxima da Região de Flexibilidade
P_{min}	Potência ativa mínima da Região de Flexibilidade
P_{pcc}	Troca de potência ativa no Ponto de Acoplamento Comum
P_{tol}	Tolerância de potência ativa
$P_{TSO \rightarrow DSO}$	Troca de potência ativa na interface TDO/DSO
P_i^G	Geração de potência ativa conectada a barra i
P_i^L	Carga ativa conectada a barra i
P_i	Soma da potência ativa que flui da barra i para outras barras conectadas a ela
P_n	Potência ativa do ponto n na borda da Região de Flexibilidade
P'_x	Potência ativa dos vértices nos modelos de variação de FPU onde $x = A, B, C, D$
P_x	Potência ativa dos vértices nos modelos de FPU onde $x = A, B, C, D$
Prd_{sg}^{max}	Limite de perdas elétricas máxima do sistema
Prd	Perdas elétricas do sistema
$Q_{i,max}^{cond}$	Limite máximo de injeção de potência reativa de compensador síncrono conectado à barra i
$Q_{i,max}^G$	Limite máximo de geração de potência reativa conectada à barra i

$Q_{i,max}^L$	Limite máximo de carga reativa controlável conectada à barra i
$Q_{i,min}^{cond}$	Limite mínimo de injeção de potência reativa de compensador síncrono conectado à barra i
$Q_{i,min}^G$	Limite mínimo de geração de potência reativa conectada à barra i
$Q_{i,min}^L$	Limite mínimo de carga reativa controlável conectada à barra i
Q_{ij}	Fluxo de potência reativa da barra i para j
Q_{max}	Potência reativa máxima da Região de Flexibilidade
Q_{min}	Potência reativa mínima da Região de Flexibilidade
Q_{pcc}	Troca de potência reativa no Ponto de Acoplamento Comum
Q_{tol}	Tolerância de potência reativa
$Q_{TDO \rightarrow DSO}$	Troca de potência reativa na interface TDO/DSO
Q_i^{cond}	Injeção de potência reativa de compensador síncrono conectada a barra i
Q_i^G	Geração de potência reativa conectada a barra i
Q_i^L	Carga reativa conectada a barra i
Q_i	Soma da potência reativa que flui da barra i para outras barras
Q_n	Potência reativa do ponto n na borda da Região de Flexibilidade
Q'_x	Potência reativa dos vertices nos modelos de variação de FPU onde $x = A, B, C, D, E, F$
Q_x	Potência reativa dos vertices nos modelos de FPU onde $x = A, B, C, D, E, F$
$S_{ij,max}^b$	Limite de fluxo de potência aparente na linha b
S_{ij}^b	Fluxo de potência aparente da barra i para barra j na linha b
S_{ji}^b	Fluxo de potência aparente da barra j para barra i na linha b
T_{flex}	Coefficiente de flexibilidade da transmissão
T	Região de Flexibilidade da transmissão
V_i^{max}	Limite máximo de tensão para a barra i
V_i^{min}	Limite mínimo de tensão para a barra i
V_i	Tensão na barra i

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS	29
1.2	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTE TRABALHO	30
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	30
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	32
2.1	FLEXIBILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA . . .	32
2.2	INTERFACE ENTRE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO	38
2.3	METODOLOGIAS DE CONSTRUÇÃO DA REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO/DSO	48
2.3.1	Trabalhos baseados em simulação de Monte Carlo e <i>Random Sampling</i>	48
2.3.2	Trabalhos baseados em Fluxo de Potência Ótimo	50
2.3.3	Comparação de modelos e metodologias	53
2.3.4	Região de Flexibilidade no contexto de Serviços Ancilares . . .	56
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	59
3	REVISÃO DE METODOLOGIAS DE REFERÊNCIA	60
3.1	METODOLOGIA PARA CONSTRUÇÃO DE REGIÕES DE FLEXIBILIDADE	60
3.1.1	Formulação do problema de otimização	61
3.1.2	Algoritmo para construção da Região de Flexibilidade	64
3.1.3	Validação da implementação computacional	67
3.1.3.1	<i>Implementação computacional</i>	67
3.1.3.2	<i>Estudo de caso</i>	73
3.2	COEFICIENTES DE FLEXIBILIDADE	75
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	76
4	METODOLOGIA PROPOSTA	77
4.1	MODIFICAÇÕES PROPOSTAS	77
4.1.1	Região de Flexibilidade para sistema de transmissão	77
4.1.2	Representação dos recursos flexíveis no Fluxo de Potência Ótimo	77
4.2	MÉTODO DE VARREDURA ANGULAR	83
4.2.1	Visão geral da metodologia proposta	84
4.2.2	Formulação do problema de otimização	84

4.2.3	Algoritmo do método de varredura angular para construção da Região de Flexibilidade	86
4.2.4	Implementação computacional	89
4.3	AVALIAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS COM BASE NA TROCA DE POTÊNCIA NA INTERFACE TSO/DSO	95
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	96
5	RESULTADOS	98
5.1	REGIÃO DE FLEXIBILIDADE CONVEXA VERSUS NÃO-CONVEXA	98
5.1.1	Sistema IEEE 9 barras	99
5.1.2	Sistema de distribuição 38 barras	99
5.1.3	Sistema de transmissão 33 barras	101
5.1.4	Análise dos resultados	103
5.2	AVALIAÇÃO QUANTITATIVA E QUALITATIVA DA FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO/DSO	106
5.2.1	Sistema de distribuição 75 barras	106
5.2.2	Estudo de caso	108
5.2.3	Análise dos resultados	113
5.3	REGIÃO DE FLEXIBILIDADE CONSIDERANDO DIFERENTES MODELOS DE <i>FLEXIBILITY PROVIDER UNITS</i>	119
5.3.1	Estudo de caso	120
5.3.1.1	<i>Caso I: geradores e cargas com modelo Tipo 1</i>	122
5.3.1.2	<i>Caso II: geradores, não despacháveis e com possibilidade de corte de geração, e cargas com modelo Tipo 1</i>	123
5.3.1.3	<i>Caso III: geradores eólicos, com possibilidade de corte de geração, e cargas com modelo Tipo 2</i>	125
5.3.1.4	<i>Caso IV: geradores fotovoltaicos, com possibilidade de corte de geração, e cargas com modelo Tipo 2</i>	126
5.3.1.5	<i>Caso V: geradores síncronos e cargas com modelo Tipo 2</i>	128
5.3.2	Análise dos resultados	129
5.4	MAPEAMENTO DO NÍVEL DE PERDA ELÉTRICA DO SISTEMA COM BASE NA TROCA DE POTÊNCIA NA INTERFACE TSO/DSO	131
5.4.1	Estudo de caso	132
5.4.2	Análise dos resultados	133
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	133
6	CONCLUSÕES	135
6.1	TRABALHOS FUTUROS	136

REFERÊNCIAS	138
ANEXO A – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA IEEE 9 BARRAS	145
ANEXO B – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE DIS- TRIBUIÇÃO 38 BARRAS	147
ANEXO C – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE TRANS- MISSÃO 33 BARRAS	153
ANEXO D – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE DIS- TRIBUIÇÃO 75 BARRAS	158

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, vivencia-se um período de transição no setor energético global, onde os sistemas de produção e consumo de energia de base fóssil estão dando lugar às fontes de energia renováveis. O Plano Nacional de Energia 2050 (PNE) [1] aborda essa transição, caracterizada, principalmente, pelos denominados 3 Ds do século XXI: Descarbonização, Descentralização e Digitalização. Para que a transição ocorra de maneira segura e sustentável, é necessário que os 3 Ds relacionem-se entre si e os sistemas elétricos estão no centro desse processo, devendo ser flexíveis, de modo permitir tal relação. A Figura 1 apresenta um esquema que relaciona os pilares da transição energética e os elementos associados a sistemas elétricos envolvidos no processo.

Figura 1 – Os 3 Ds da transição energética.

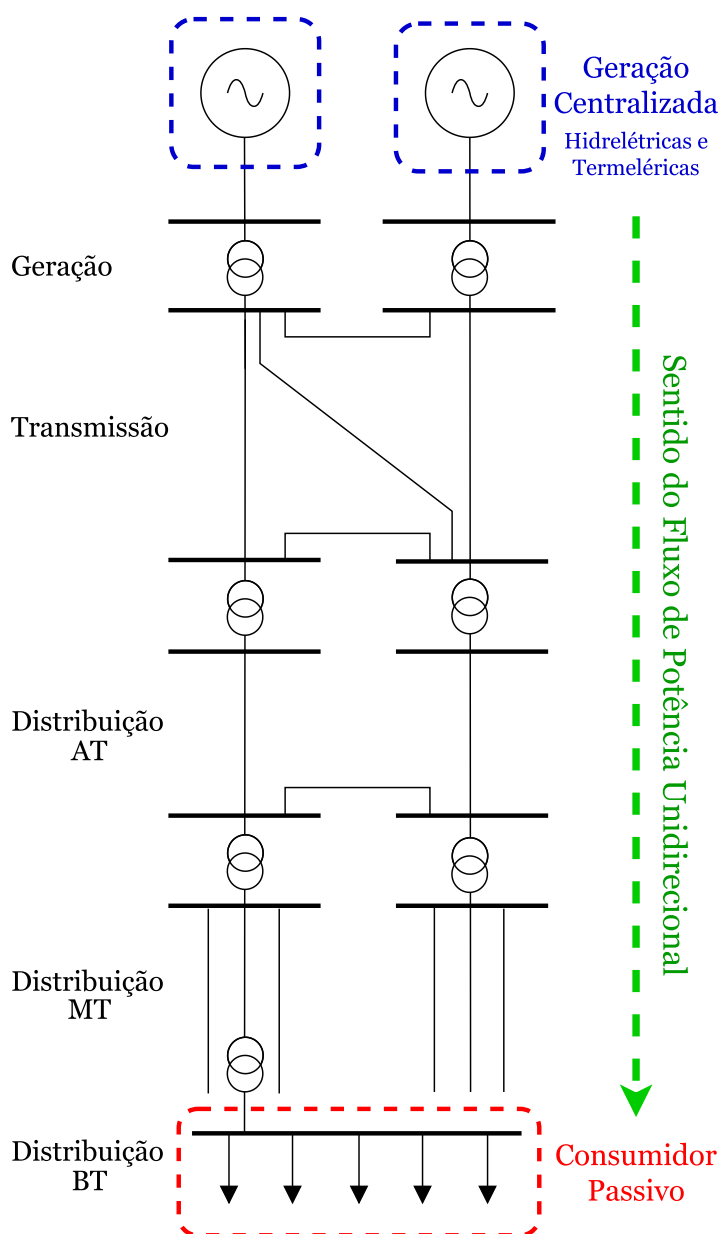


Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme destacado anteriormente, a transição energética utiliza os sistemas elétricos como veículo para sua implantação, o que acarreta necessidade de alteração em seu funcionamento. Historicamente, a estrutura do sistema elétrico consolidou-se de forma bem definida, composta pelas etapas de geração, transmissão e distribuição de energia, assumindo um sentido unidirecional no caminho percorrido pela energia desde a geração até sua utilização pelos consumidores na média e baixa tensão. Conforme apresentado na Figura 2, nessa estrutura a geração é feita de forma centralizada e os consumidores participam do processo passivamente. Entretanto, diante da referida transição que cria um cenário de grande inserção de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) na média e baixa tensão, modificações são impostas nesse comportamento, trazendo desafios aos operadores

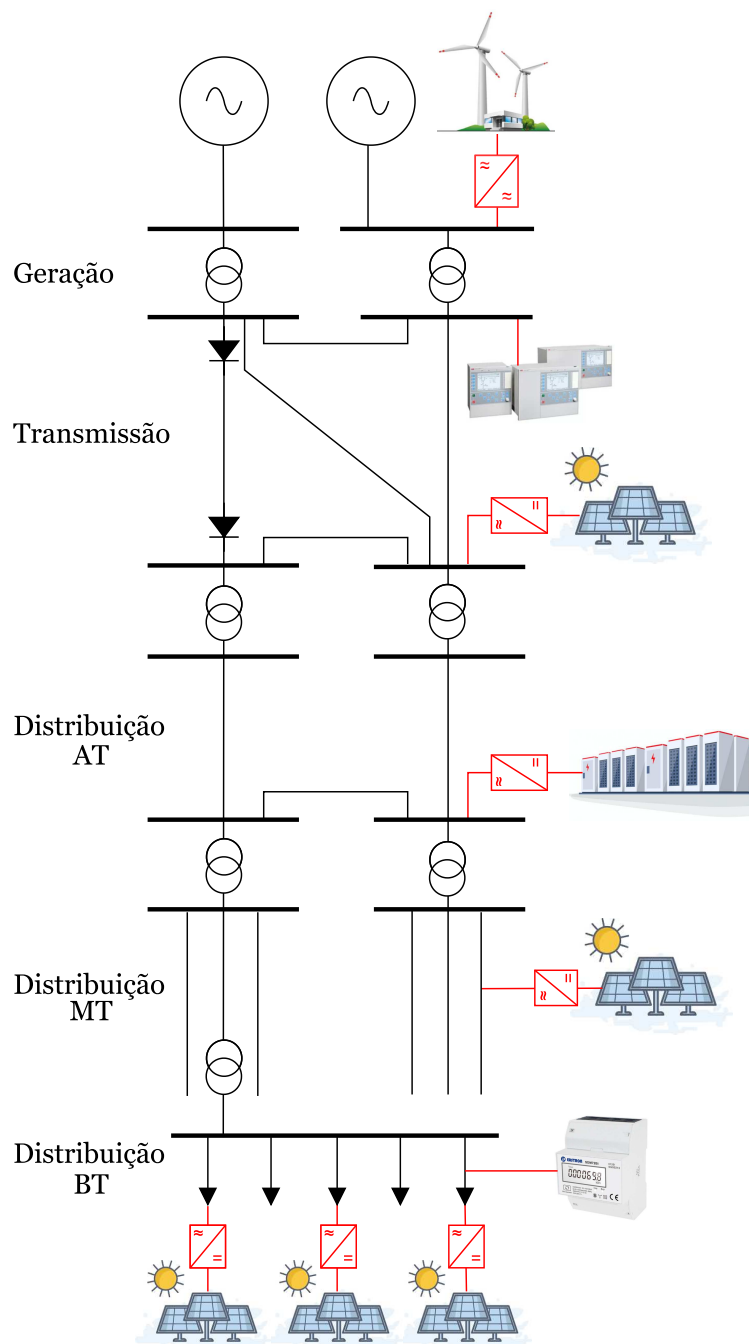
e planejadores do sistema. Com a introdução dos REDs, o paradigma operativo do sistema é alterado, de modo que os consumidores tornam-se agentes ativos, possibilitando, até mesmo, uma mudança de sentido do fluxo de potência na rede em alguns momentos. A nova estrutura dos sistemas conta com, entre outros, usinas não despacháveis, geradores conectados a rede através de inversores, sistemas de transmissão CA e CC, sistemas de armazenamento de energia e maior nível de digitalização a partir de *Phasor Measurement Units* (PMU) e medidores inteligentes, conforme exemplificado na Figura 3. Destaca-se como principais REDs a Geração Distribuída (GD), o Armazenamento Distribuído (AD), a resposta da demanda, os veículos elétricos e a Eficiência Energética (EE).

Figura 2 – Exemplo ilustrativo da estrutura tradicional dos sistemas elétricos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 3 – Exemplo ilustrativo da estrutura atual dos sistemas elétricos.

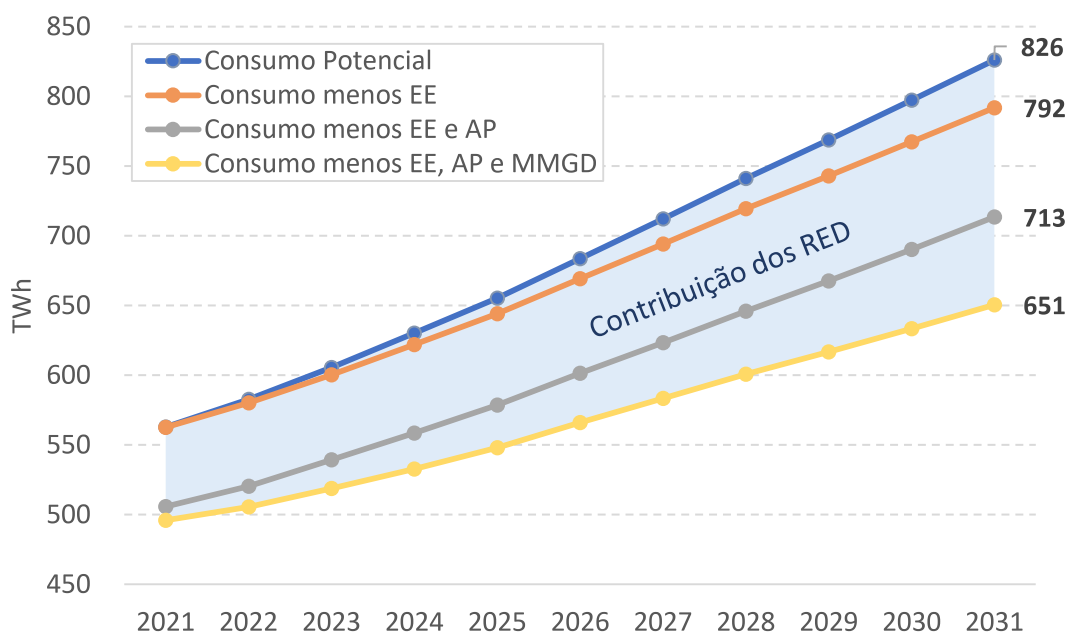


Fonte: Elaborado pelo autor.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE) [2], é estimado que, em 2031, os REDs possam atender 21% do consumo de energia elétrica no Brasil, correspondendo a 175 TWh, dos quais a Autoprodução (AP) contribui com 10%, a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) com 8% e a EE com 4% conforme ilustrado na Figura 4. Esses dados revelam a crescente importância que tais recursos terão no setor elétrico, tornando necessárias medidas e soluções capazes de proporcionar a operação segura e

socioeconomicamente viável.

Figura 4 – Estimativa da contribuição dos REDs no atendimento da demanda.



Fonte: Retirado de [2].

Planejadores e operadores de Sistemas Elétricos de Potência (SEP) ao redor do mundo vem enfrentando os desafios devidos ao alto nível de inserção dos REDs em seus sistemas, principalmente a geração não controlável. Alguns países europeus, como a Dinamarca, por exemplo, atingiram um nível de GD superior a 50% da sua capacidade instalada total [3]. Nesse cenário, foi lançado pelo *Transmission System Operator* (TSO) um projeto de inovação no controle de redes híbridas para resolver problemas de segurança operativa [3]. Na Espanha, em 2006, o TSO espanhol instalou (comissionou) um centro de controle que recebe comunicações em tempo real com informação de energia produzida por geradores com capacidade acima de 1 MW. Com isso, tornaram-se observáveis para o operador 70% da capacidade fotovoltaica e 99% da capacidade eólica. Além disso, instalações com capacidade acima de 10 MW tornaram-se capazes de responder a *set-points* de potência ativa [4]. Altos níveis de penetração de GD são observados também na Alemanha, sobretudo em níveis de tensão mais baixos. A redução da GD a partir de solicitação do TSO alemão é possível, porém requer comunicações bem coordenadas, uma vez que devem entrar em contato com os vários centros de controle regionais e de média tensão para solicitar um pedido de ajuste manual [4].

Na Grã-Bretanha, em 2019, a GD representava cerca de 35% da capacidade instalada, em grande parte não observável e não controlável pelo TSO. Em [5] são destacados diversos desafios impostos pela presença desse tipo de recurso, entre eles a dificuldade de obter dados consistentes de tamanho, a localização e o tipo da GD, a necessidade

de coordenação entre sistemas transmissão e distribuição e as limitações relacionadas ao controle de tensão no sistema, tendo como um fator importante a dificuldade de conhecer a capacidade de potência reativa na interface entre os sistemas de transmissão e distribuição. Além disso, destaca-se também que a operação em carga leve pode onerar significativamente os custos de operação. Durante a pandemia da COVID-19, sobretudo durante segundo trimestre, quando estavam em vigor severas restrições sociais, baixos níveis de demanda foram experimentados do ponto de vista do TSO. Diante disso e com a elevada geração proveniente de GD, o número de ações necessárias para garantir a segurança do sistema foram aumentadas, acarretando custos adicionais. De acordo com [6], os custos médios de equilíbrio do sistema durante a última década têm sido de cerca de 5% do custo de produção da geração e têm aumentado marginalmente nos últimos 5 anos, à medida que a porcentagem de geração não controlável tem aumentado. Entretanto, para o período em questão, os custos de equilíbrio do sistema aumentaram, adicionando 20% ao custo de geração.

Conforme destacado em [7], no fim de 2020, a GD baseada em geração fotovoltaica na Província de Zhejiang, China, atingiu 10,7 GW, de modo que, em algumas áreas, os transformadores ficaram sob maior exigência, devido à inversão do fluxo de energia, ameaçando a confiabilidade da rede. No Texas, EUA, devido ao elevado nível de penetração de energias renováveis e condições meteorológicas extremas, a falta de abastecimento do sistema em 14 de fevereiro em 2021 foi de cerca de 20 GW, resultando em um corte de energia em grande escala.

Com foco nos REDs, pode-se destacar alguns novos elementos e desafios provenientes de sua massiva introdução em SEPs:

- **Fluxo bidirecional:** conforme destacado anteriormente, tradicionalmente SEPs são estruturados de forma unidirecional, de modo que a energia é gerada em grandes centrais de geração, transportada em elevados níveis de tensão pelo sistema de transmissão até os centros de cargas e distribuída em níveis de tensão mais baixos para o consumidor pelo sistema de distribuição. Com a grande introdução dos REDs, o fluxo de energia pode assumir um comportamento bidirecional (do sistema de transmissão para o sistema de distribuição, e vice-versa). Essa mudança impacta significativamente vários processos relacionados ao sistema como, por exemplo, projeto e proteção da infraestrutura, procedimentos e segurança de trabalho, planejamento e operação da rede e operações comerciais [8, 9];
- **Fontes não controláveis:** tanto no sistema de transmissão quanto no sistema de distribuição tem aumentado a quantidade de energia fornecida através de geração não controlável, casos da geração eólica e fotovoltaica, ao mesmo tempo que a geração centralizada e despachável, proveniente de fontes baseadas em combustíveis fósseis,

tem reduzido. Nesse contexto, o gerenciamento tradicional da rede precisará cada vez mais contar com serviços ancilares (AS, do inglês *Ancillary Services*) para manter o planejamento e a operação segura do sistema [8, 9, 10];

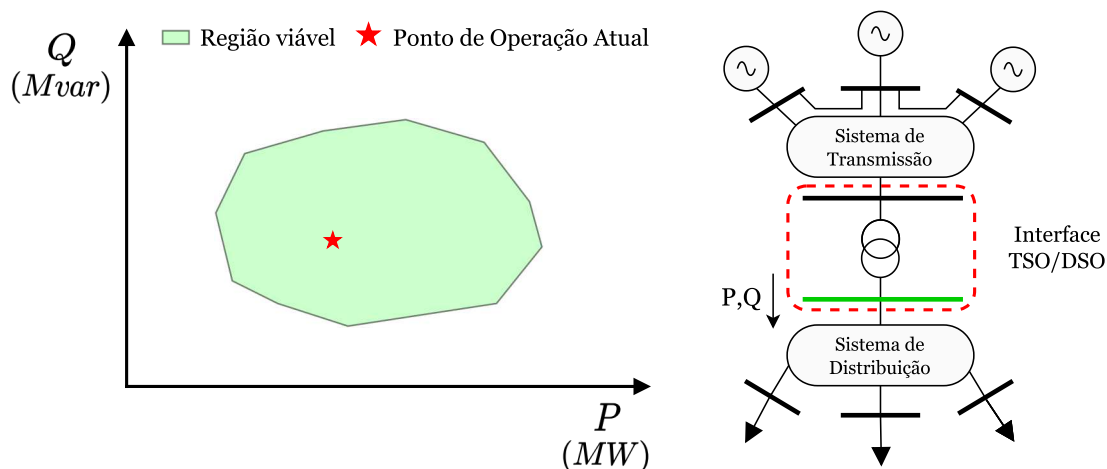
- **Deslocamento da geração centralizada:** o crescimento da penetração dos REDs em um sistema elétrico pode deslocar a geração das grandes centrais convencionais, mas não suas capacidades, uma vez que não são visíveis para o operador do sistema de transmissão. Portanto, as capacidades das centrais geradoras devem ser mantidas para desempenhar as atividades de apoio e segurança ao sistema. Dessa forma, o aumento dos REDs pode levar à subutilização da infraestrutura do sistema de transmissão e à sobrecapacidade das centrais geradoras. Como consequência, a diminuição da eficiência global é esperada, acarretando aumento do custo da energia elétrica para a sociedade [11];
- **Diversificação da demanda:** com a eletrificação dos transportes e a possibilidade dos consumidores tornarem-se agentes ativos no sistema através, por exemplo, da geração fotovoltaica residencial, novos modelos de mercado e tecnologias viabilizadoras precisam ser adotadas, de modo a manter a qualidade dos serviços aos consumidores;
- **Geradores conectados por inversores:** máquinas síncronas conectadas diretamente à rede apresentam inércia mecânica e torque sincronizante, que são mecanismos naturais de controle de oscilações e estabilidade. Por outro lado, geradores conectados por inversores têm sua interação com a rede através da estratégia de controle do inversor. Controladores de inversores da classe *grid following* são os mais utilizados atualmente. Com esse tipo de controle, o inversor age como uma fonte de corrente senoidal que segue a tensão em seus terminais e não ajuda no controle da rede. É adequado quando a porcentagem de geradores conectados por inversores é pequena. Existe também a classe de controle de inversor *grid forming*, que possui a capacidade de regular frequência e tensão do sistema através de controle descentralizado local [12].

Ao mesmo tempo que impõem desafios, os REDs podem também proporcionar benefícios ao sistema, através da prestação de serviços ancilares com diferentes propósitos como, por exemplo, a redução das perdas elétricas, beneficiando-se de sua localização próxima a pontos de consumo, auxílio no controle de tensão local e global do sistema, gestão de congestionamentos na rede, entre outros.

Nesse contexto, a troca de potência ativa e reativa na interface entre os sistemas de transmissão e distribuição apresenta-se como uma informação importante para a operação segura de ambos e para proporcionar ao sistema beneficiar-se dos REDs presentes. Diante disso, a Região de Flexibilidade (RF), abordada na literatura, apresenta-se como uma alternativa capaz de caracterizar a capacidade dos sistemas de transmissão e distribuição

na interface TSO/DSO (interface entre o *Transmission System Operator* e o *Distribution System Operator*), agregando a flexibilidade individual de cada recurso presente no sistema. Tema principal deste trabalho, a RF é ilustrada de forma genérica na Figura 5. O gráfico em questão representa os valores de potência ativa e reativa que um determinado barramento do sistema sob análise pode assumir, respeitando os limites dos recursos existentes e os limites da própria rede. A região viável, destacada em verde, é formada em torno do Ponto de Operação Atual (POA) do SEP.

Figura 5 – Exemplo de Região de Flexibilidade.



Fonte: Elaborado pelo autor.

1.1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

O aumento da presença de REDs na média e baixa tensão impõe desafios aos planejadores e operadores do sistema e alguns desses desafios estão relacionados à pouca observabilidade dos mesmos. Nesse contexto, meios de troca de informações entre sistemas de transmissão e distribuição devem existir, de modo viabilizar o planejamento e a operação segura e otimizada do sistema. Nesse contexto, as chamadas Regiões de Flexibilidade apresentam-se como possibilidade para o fornecimento de informações agregadas na interface entre ambos os sistemas, possibilitando que estas sejam utilizadas em favor dos operadores e planejadores.

Muitos trabalhos na literatura apresentam metodologias para construção dessas RFs. Entretanto, a maioria as representam através de polígonos convexas, o que, por vezes, pode não representar de forma confiável a troca de potência viável entre os sistemas na interface TSO/DSO. Portanto, um dos objetivos dessa dissertação é propor uma metodologia de construção de RFs, baseada em Fluxo de Potência Ótimo (FPO), capaz de representar não-convexidades em sua forma, de modo garantir uma informação de maior confiabilidade.

O método da literatura, utilizado nesse trabalho como referência para comparação,

não é capaz de representar possíveis não-convexidades da RF, devido sua abordagem de construção que parte de uma RF retangular e é posteriormente refinada através de retas tangentes a pontos obtidos de sua borda. Por outro lado, o método proposto, denominado Método de Varredura Angular, consegue capturar essas não-convexidades, visto que sua abordagem de construção é feita com base em otimização radial em diversas direções em relação ao ponto de operação do caso base.

Além do método para construção das RFs, também é proposto nesse trabalho a utilização dos chamados Coeficientes de Flexibilidade (CF), introduzidos na literatura, para avaliar o melhor ponto de conexão entre sistemas de transmissão e distribuição, baseado na flexibilidade de ambos.

Outro objetivo deste trabalho é expor o impacto da representação dos *Flexibility Providing Units* (FPU) no problema de otimização sobre a RF resultante. Em muitos casos, os recursos flexíveis são representados de maneira muito simplificada, como limites retangulares máximos e mínimos de geração de potência ativa e reativa, o que pode impactar diretamente na flexibilidade agregada apresentada pela RF. Diante disso, esse trabalho propõe uma modelagem matemática para inserção de modelos de FPUs encontrados na literatura no problema de otimização, de modo resultar em uma RF mais realista.

Por fim, é proposto, também, uma metodologia para avaliação do nível de perdas técnicas que os operadores podem assumir ao optar por determinado valor de troca de potência na interface TSO/DSO. Para isso é proposta uma RF segmentada por níveis de perdas.

1.2 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTE TRABALHO

Os artigos destacados a seguir foram desenvolvidos durante as pesquisas realizadas para elaboração desta dissertação:

- POMBO, R. V.; PASSOS FILHO, J. A.; BRILHANTE, F. P. **Avaliação Quantitativa e Qualitativa da Flexibilidade na Interface entre Sistemas de Transmissão e Distribuição.** *IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, Santa Maria - RS. 2022.
- POMBO, R. V.; PASSOS FILHO, J. A.; HENRIQUES, R. M. **Operational Flexibility Assessment of Electric Power Systems using Non-Convex Flexibility Regions.** *Artigo elaborado para futura submissão.*

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Além deste capítulo introdutório, o presente trabalho está dividido em outros cinco capítulos e quatro anexos, que serão sucintamente descritos a seguir.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre flexibilidade em sistemas elétricos. São abordados as principais definições e conceitos relacionados ao tema, bem como a relação entre operadores do sistema e revisão de trabalhos que apresentam metodologias para construção da RF.

No Capítulo 3 é realizada a revisão detalhada de uma metodologia para construção de RFs encontrada na literatura que é aplicada nesse trabalho. Além disso, são abordados os CFs, também encontrados na literatura, apresentando suas definições.

O Capítulo 4 apresenta modelos matemáticos para representação de diferentes tipos de recursos flexíveis no FPO. É apresentada também a metodologia proposta para construção de RFs capaz de representar suas não-convexidades.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos pela aplicação das metodologias dos capítulos anteriores. São realizados estudos visando comparar metodologias de construção de RFs, avaliar a conexão entre sistemas de transmissão e distribuição com base na capacidade de fornecer flexibilidade, avaliar o impacto de diferentes tipos de FPU's na RF resultante e avaliar o nível de perdas técnicas de SEPs com base na troca de potência na interface TSO/DSO.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões em relação à metodologia proposta e aos estudos realizados. São apresentados também sugestões para trabalhos futuros.

Adicionalmente, os Anexos A, B, C e D trazem os dados dos sistemas elétricos utilizados nas simulações realizadas durante a elaboração deste trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo são apresentadas as principais definições e conceitos relacionados à flexibilidade em sistemas de potência encontrados na literatura. É destacado, também, a relação entre sistemas de transmissão e distribuição, sob a perspectiva da crescente integração de REDs na média e baixa tensão. Além disso, são abordados trabalhos encontrados na literatura que versam sobre metodologias de construção da RF na interface TSO/DSO, comparando diferentes abordagens, destacando suas características e suas potenciais aplicações.

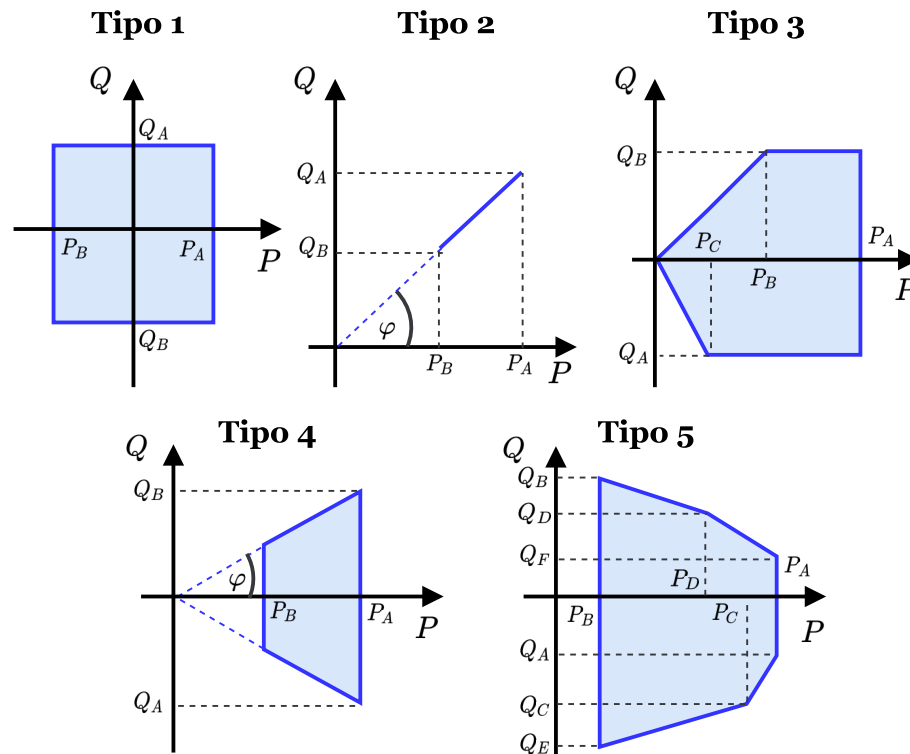
2.1 FLEXIBILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Em um cenário de grande integração de REDs nos sistemas de potência, a flexibilidade proveniente dos elementos que compõem a rede ganha relevância, pois tem grande potencial em serem utilizadas, visando colaborar com o gerenciamento do sistema. Nesse contexto, o tema tem sido amplamente abordado na literatura e, com a constante evolução dos sistemas, tende a ser abordado cada vez mais.

São encontrados na literatura algumas definições para flexibilidade em sistemas de potência. Em [13] a flexibilidade é definida como a gestão ativa de um recurso que pode ter impacto no equilíbrio do sistema ou nos fluxos de energia da rede a curto prazo, ou seja, do *day-ahead* ao tempo real. Os trabalhos [14, 15] definem a flexibilidade como a modificação dos padrões de produção e/ou consumo de energia, a um nível individual ou agregado, frequentemente em reação a um sinal externo, para prestar um serviço ao sistema ou manter o funcionamento estável da rede. Alinhado com a definição apresentada em [14, 15], o artigo [16] conceitua a flexibilidade como a capacidade do sistema elétrico responder a mudanças que possam afetar o equilíbrio da oferta e da procura em todos os momentos. Em [17] a flexibilidade é descrita como a capacidade de um sistema de energia lidar com a variabilidade e incerteza que a geração de energia renovável variável introduz no sistema em diferentes escalas de tempo, desde o muito curto ao longo prazo, evitando sua restrição e fornecendo de forma confiável toda a energia exigida aos clientes. Para [18] a flexibilidade é a capacidade de acomodar a variabilidade e incerteza no equilíbrio carga-geração, mantendo simultaneamente níveis de desempenho satisfatórios para qualquer escala temporal.

As definições citadas anteriormente abordam a flexibilidade, de forma geral, como a capacidade do sistema transitar entre dois pontos de equilíbrio de modo fornecer algum benefício ao sistema, porém nenhuma característica temporal é considerada. Essa definição assume que o tempo de resposta dos recursos flexíveis são praticamente instantâneos. O artigo [19] traz uma nova abordagem que inclui restrições temporais ao conceito de flexibilidade. Para os autores, o conceito anteriormente citado é chamado de viabilidade

Figura 6 – Definição de modelos de cinco tipos de FPU.



Fonte: Adaptado de [20].

e está associado a um ponto de operação para o qual um sistema pode se deslocar sem qualquer violação de suas restrições operacionais. Já a flexibilidade reflete o tempo exigido por um sistema para se desviar de um determinado ponto de operação para outro ponto viável.

A partir dos conceitos citados, surge a RF que caracteriza, através de um mapa PQ, os valores de potência ativa e reativa que determinado sistema, *Virtual Power Plant* (VPP), *Active Distribution Network* (ADN) ou FPU podem assumir em seu ponto de conexão com a rede, sem que o sistema ultrapasse seus limites operativos.

Em [20], o conceito de FPU é introduzido como qualquer unidade geradora descentralizada, sistema de armazenamento ou carga controlável que possa fornecer flexibilidade a uma rede elétrica. Vários tipos de FPU podem estar presentes tanto no sistema de transmissão quanto no sistema de distribuição. Juntamente com as restrições da própria rede, eles são responsáveis por fornecer flexibilidade ao sistema. Para melhorar a representação dos limites operativos dos FPU, cinco modelos lineares são introduzidos nesse artigo. A representação de seus limites de geração ativa e reativa é apresentada na Figura 6, em que cada tipo de recurso é modelado por um formato diferente:

- **Tipo 1:** é o modelo mais simples de representação. Pode ser usado para caracte-

rizar FPU's com pequena capacidade de flexibilidade, sistemas de armazenamento, geradores eólicos *full-converter* ($P_B \geq 0$) ou FPU's que não possuem flexibilidade de potência ativa ($P_A = P_B = 0$);

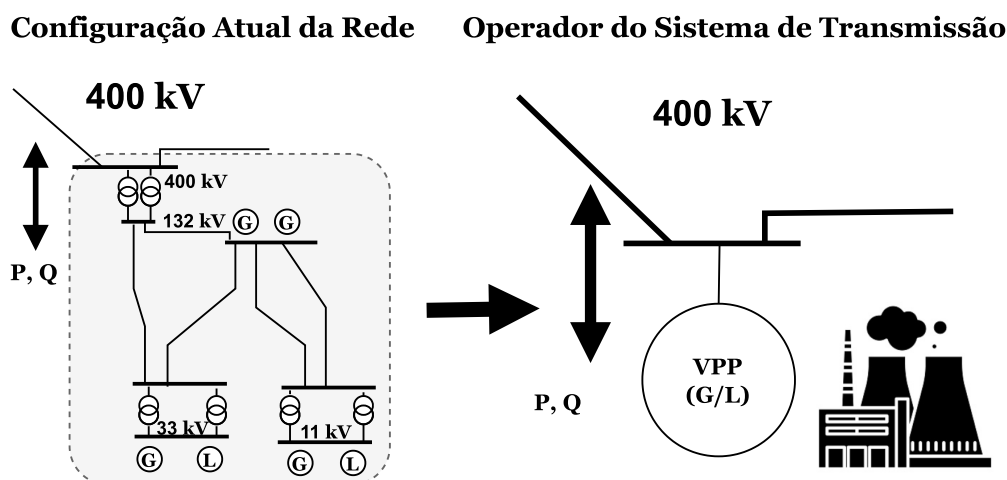
- **Tipo 2:** o modelo de flexibilidade representa recursos que devem manter o fator de potência constante;
- **Tipo 3:** o modelo representa geradores eólicos *Doubly-Fed Induction Generator* (DFIG), usando conversores *Rotor Side Converter* (RSC) com dois quadrantes de operação.
- **Tipo 4:** o modelo representa geradores fotovoltaicos com capacidade de regulação de potência reativa através de seu inversor. Esse modelo permite representar o gerador fotovoltaico com fator de potência constante ou ainda especificar o limite de fator de potência.
- **Tipo 5:** o modelo representa uma aproximação da curva de capacidade de geradores síncronos.

A pesquisa realizada em [21] destaca que os recursos flexíveis disponíveis pelo TSO podem ser associados à geração convencional, geração eólica, VPPs, entre outros, que permitam responder às necessidades de flexibilidade e associados à demanda através de clientes que podem regular suas demandas (resposta da demanda) e “prossumidores” equipados com geração própria, veículos elétricos e sistemas de armazenamento. Destaca-se, também, que os recursos disponíveis pelo DSO são basicamente associados aos REDs.

No contexto dos REDs e flexibilidade em SEPs, o conceito de VPP merece ser destacado uma vez que pode ser caracterizado através de uma RF. Segundo [22], uma VPP pode ser definido, de modo geral, como um cluster de unidades geradoras dispersas, cargas controláveis e sistemas de armazenamento agregados de modo a funcionar como uma central elétrica única. A Figura 7 ilustra esta definição.

Uma VPP oferece uma interface técnica e comercial entre os componentes do sistema. A *Commercial Virtual Power Plant* (CVPP) é a representação de uma carteira de REDs que podem participar do mercado de energia da mesma maneira que centrais geradoras conectadas ao sistema de transmissão. Já a *Technical Virtual Power Plant* (TVPP) fornece visibilidade dos REDs aos operadores do sistema, de modo a permitir que os REDs contribuam nas atividades de gestão da rede, facilitando a utilização de suas capacidades e proporcionando o equilíbrio do sistema ao menor custo. De forma resumida, a interação entre CVPP e TVPP ocorre de modo que a CVPP opera nos mercados de energia, otimizando a posição de seu portfólio de REDs, e passa seu plano e parâmetros operacionais à TVPP. Por sua vez, a TVPP utiliza essas informações para oferecer serviços

Figura 7 – Caracterização dos REDs como VPP.



Fonte: Adaptado de [11].

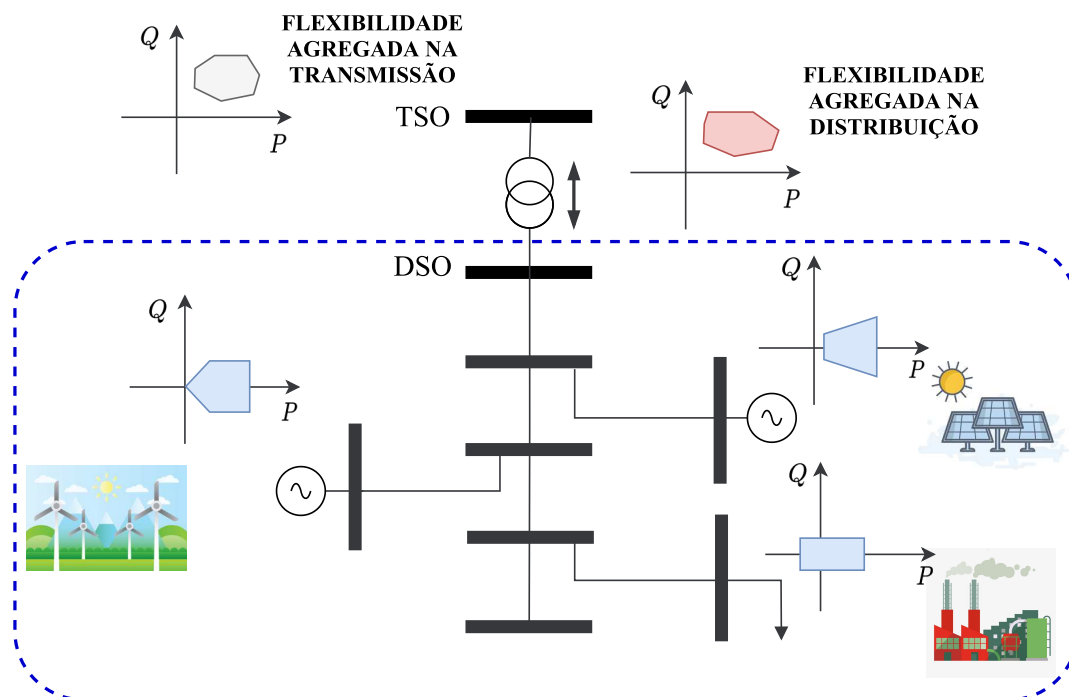
de gestão do sistema, promovendo a agregação dos REDs com parâmetros da rede local para apresentação ao nível da transmissão [11, 23].

Outro elemento importante nesse contexto de alta integração dos REDs e utilização de suas flexibilidades em favor do sistema são as ADNs. De acordo com [24], ADNs são redes de distribuição que dispõem de sistemas para controlar uma combinação de REDs. O DSO tem a possibilidade de gerir os fluxos elétricos, utilizando a topologia flexível da rede e os REDs assumem algum grau de responsabilidade pelo apoio ao sistema. Segundo [25], as ADNs são essencialmente impulsionadas pelos avanços das Tecnologias de Informação e Comunicação (TICs) e pela gestão ativa da rede, que facilitam o controle e otimização da GD, a utilização do armazenamento distribuído, a integração multi-energética, o controle coordenado de vários elementos do sistema, e os programas de resposta à demanda. No artigo [26], é destacado que a ADN baseia-se na automação da rede de distribuição e nos REDs. A automação da rede de distribuição inclui toda a cadeia de gestão da rede elétrica, desde os sistemas de informação do centro de controle, automação de subestações, automação de subestações secundárias e interface com o cliente.

Em um SEP a flexibilidade pode estar associada a diferentes localizações da rede relacionando-se, aos conceitos anteriormente descritos (FPU, VPP, ADN). A Figura 8 ilustra um sistema que pode representar um ADN ou uma VPP com presença de diferentes tipos de REDs que são os FPUs. O sistema de transmissão tem seu equivalente representado por uma barra no lado de alta da interface entre os sistemas. A flexibilidade é destacada em três localizações [27]:

- **Flexibilidade local:** representa a flexibilidade proveniente de cada RED caracterizada por suas respectivas RFs, que limitam os valores de potência ativa e reativa

Figura 8 – Flexibilidade em diferentes pontos do sistema.



Fonte: Adaptado de [27].

que o FPU pode assumir em seu ponto de conexão com o sistema de distribuição;

- **Flexibilidade da distribuição:** representa a agregação da flexibilidade individual de cada RED na barra de baixa da interface entre os sistemas de transmissão e distribuição, considerando as restrições do sistema de distribuição, de modo que qualquer ponto de operação dentro da RF resultante seja um ponto de operação seguro para o DSO;
- **Flexibilidade da transmissão:** representa a agregação da flexibilidade individual de cada recurso presente no sistema de transmissão na barra de alta da interface entre os sistemas de transmissão e distribuição, considerando as restrições da rede, de modo que qualquer ponto de operação dentro da RF resultante seja um ponto de operação seguro para o TSO.

Do ponto de vista das necessidades do sistema, a flexibilidade dos FPUs podem ser caracterizadas através de alguns parâmetros. O artigo [28] apresenta sugestão de caracterização da flexibilidade, incluindo dimensão de espaço, de tempo, dos recursos e de riscos. A dimensão espacial é relacionada a localização do recurso na rede, visto que impacta na prestação de alguns serviços como, por exemplo, a transmissão de energia a grandes distâncias, que é ineficiente devido a elevadas perdas na rede. A dimensão temporal está relacionada à quando e por quanto tempo a flexibilidade está disponível.

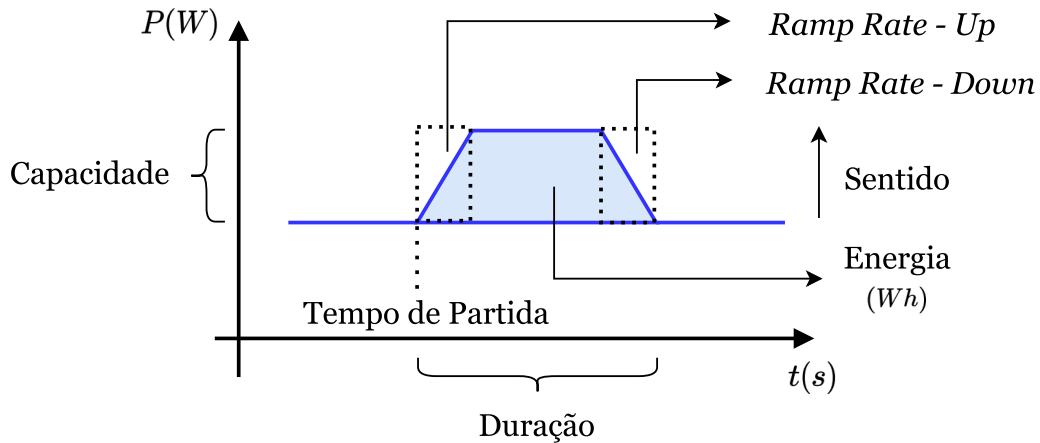
Dividi-se a dimensão temporal em quatro subdimensões: tempo de ativação, taxa de rampa, tempo de duração e tempo de mercado. O tempo de ativação diz respeito à rapidez com que o recurso de flexível se torna disponível para utilização. A taxa de rampa refere-se à rapidez com que um recurso pode aumentar ou decrescer sua injeção de potência. O tempo de duração é o intervalo de tempo o qual a flexibilidade do recurso pode ser ativada. Por fim, o tempo de mercado diz respeito ao horizonte de mercado: tempo real, até um dia, curto prazo, médio prazo e longo prazo.

Ainda em [28], a dimensão dos recursos flexíveis está relacionada à tecnologia do recurso, ao perfil dos intervenientes e aos atributos. São considerados recursos de flexibilidade sob a perspectiva do lado da geração, da demanda, da rede e do armazenamento. A flexibilidade do lado da geração está associada à taxa de subida e descida (*ramp rate-up* ou *ramp rate-down*), tempo de disponibilidade, e tempos de resposta de partida e parada. A flexibilidade do lado da demanda pode ser categorizada com base na sua direção de regulação, composição da energia elétrica (distinção entre potência e energia), características temporais definidas pelo seu tempo de partida, duração, e localização. Pelo lado do armazenamento, os recursos funcionam como amortecedores para mitigar as flutuações a curto prazo na produção de eletricidade. As infraestruturas de rede e os reforços constituem a flexibilidade do lado da rede.

Por fim, em [28], a dimensão do risco é associada aos efeitos da incerteza e a forma como esta afeta os ativos de flexibilidade. De forma resumida, a dimensão de risco está relacionada às outras três dimensões e é crucial para a utilização da flexibilidade. Numerosas incertezas (por exemplo, combustível, duração, procura e preço) estão na base da dimensão de risco para os fornecedores de flexibilidade.

Os trabalhos [29, 30] também realizam uma caracterização da flexibilidade dos recursos, destacando os atributos direção, composição elétrica e disponibilidade definida pelo tempo de partida e pela duração conforme, destacado na Figura 9. Adicionalmente, o conceito de taxa de subida e descida, destacada em [28], é inserido na figura. Em termos de direção, a capacidade pode ser unidirecional ou bidirecional. Do ponto de vista de composição elétrica, o tipo do recurso flexível pode ser distinguindo entre capacidade ou energia. Recursos do tipo capacidade caracterizam-se por terem uma relação capacidade/energia elevada, ou seja, o FPU pode fornecer um valor elevado de flexibilidade, porém em um curto período de duração. Por outro lado, recursos do tipo energia apresentam baixa relação capacidade/energia, ou seja, o recurso pode manter a capacidade por um longo tempo. Em relação à disponibilidade, o recurso pode ser caracterizado a partir de sua duração, por exemplo, veículos elétricos que geralmente fornecem flexibilidade das 18h às 6h e a partir do tempo de ativação em que um tipo de recurso pode responder mais rápido que outros.

Figura 9 – Caracterização da flexibilidade.



Fonte: Adaptado de [29].

2.2 INTERFACE ENTRE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

A crescente integração dos REDs na média e baixa tensão impõem desafios a operação segura e otimizada do sistema de forma global, porém abre novas possibilidades aos operadores dos sistemas, sobretudo no que diz respeito à obtenção de serviços ancilares. A chave para o aproveitamento desses recursos, de modo a trazer benefícios ao sistema, está na coordenação entre os DSOs e TSOs.

Atualmente, TSO e DSO têm como papel garantir a operação segura dos sistemas de transmissão e distribuição, respectivamente. Destaca-se para ambos três possíveis funções: qualidade do serviço, facilitador de mercado e segurança de abastecimento. A Tabela 1 apresenta os papéis dos operadores [21].

Tabela 1 – Atuais papéis do DSO e TSO.

Operador	Papel	Como é controlado?	Ferramentas
DSO	Qualidade de serviço.	Verificando a qualidade da onda e a continuidade do fornecimento.	Manutenção e planejamento da rede de distribuição.
	Facilitador de mercado.	Avaliado pelo regulador.	Geração dos clientes, verificação do consumo e acesso não discriminatório.
	Segurança de abastecimento.	Observando tensão e sobrecarga.	Manutenção e planejamento da rede de distribuição.

(continua na próxima página)

Tabela 1: Atuais papéis do DSO e TSO.

(Continuação)

Operador	Papel	Como é controlado?	Ferramentas
TSO	Qualidade de serviço.	Controlando a tensão.	Manutenção da rede de transmissão, planejamento do sistema e utilização da flexibilidade dos serviços operacionais do mercado.
	Facilitador de mercado.	Avaliado pelo regulador.	Assegurar a utilização da rede, a flexibilidade do mercado operacional, o acesso não discriminatório e o intercâmbio das fronteiras.
	Segurança de abastecimento.	Checagem da tensão, frequência, e sobrecarga da rede de transmissão.	Manutenção da rede de distribuição, planejamento do sistema, utilização das trocas na fronteira, utilização da flexibilidade dos serviços operacionais do mercado e monitoração técnica do mercado eléctrico.

Fonte: Adaptado de [21].

Algumas diferenças nas funções de segurança de fornecimento e qualidade de serviço são observadas para os diferentes operadores do sistema e estão relacionadas, entre outros, ao *layout* das redes de transmissão e distribuição. Os sistemas de transmissão possuem, geralmente, uma topologia malhada e operam em altos níveis de tensão, enquanto os sistemas de distribuição apresentam topologia predominantemente radial e operam em baixos níveis de tensão [21].

No passado recente, o sistema de distribuição não acolhia grande volume de geração, porém esse cenário está se modificando. Diante disso, novas responsabilidades devem ser atribuídas aos operadores no futuro. Conforme destacado em [21], a penetração dos REDs trará novas possibilidades e desafios para os sistemas de potência, que auxiliarão os operadores a alcançar seus objetivos. A Tabela 2 apresenta o papel futuro, ações e ferramentas de ambos operadores do sistema.

Tabela 2 – Futuros papéis do DSO e TSO.

Operador	Papel	Como é controlado?	Ferramentas
DSO	Qualidade de serviço.	Verificando a qualidade da onda e a continuidade do fornecimento.	Manutenção e planejamento da rede de distribuição. Os REDs podem fornecer a possibilidade de utilizar ferramentas operacionais para satisfazer a qualidade do serviço desejado pelas empresas de serviços públicos.
	Facilitador de mercado.	Avaliado pelo regulador.	Verificação do consumo e produção de energia pelos clientes, feita de forma transparente e não discriminatória. A integração de novos agentes como os REDs precisa também de ser tido em conta para a avaliação regulamentar.
	Segurança de abastecimento.	Observando tensão e sobrecarga.	Manutenção e planejamento da rede de distribuição. Além disso, os REDs podem dar a possibilidade de utilizar ferramentas operacionais para obter a qualidade do serviço desejado.
TSO	Qualidade de serviço.	Controlando a tensão.	Manutenção da rede de transmissão, planejamento do sistema e utilização da flexibilidade dos serviços operacionais do mercado. Os serviços operacionais de flexibilidade do mercado que estão a ser prestados pelo TSO devem considerar os serviços prestados pelos REDs.
	Facilitador de mercado.	Avaliado pelo regulador.	Transparente utilização de fronteiras de intercâmbio e acesso não discriminatório à rede de transmissão que opera o mercado de flexibilidade de maneira aberta e não discriminatória.

(continua na próxima página)

Tabela 2: Futuros papéis do DSO e TSO.

(Continuação)

Operador	Papel	Como é controlado?	Ferramentas
TSO	Segurança de abastecimento.	Checagem da tensão, frequência, e sobrecarga da rede de transmissão.	Manutenção da rede de distribuição, utilização das fronteiras de troca, planejamento do sistema, utilização da flexibilidade dos serviços operacionais do mercado, e monitoramento técnico do mercado de eletricidade. Pode ser considerado um novo controle lógico ao gerir o mercado de flexibilidade para alcançar uma melhor qualidade com as novas incertezas que os REDs podem inserir.

Fonte: Adaptado de [21].

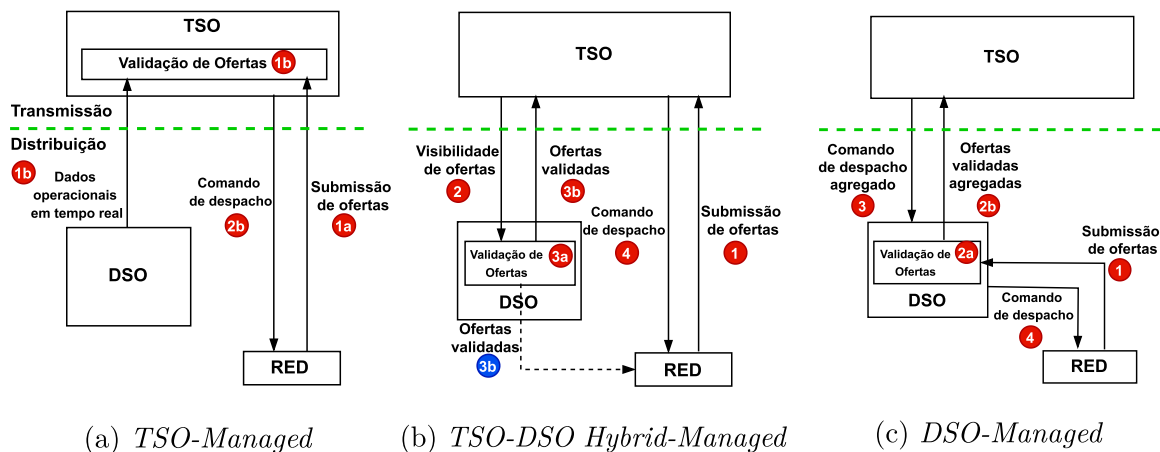
Conforme destacado anteriormente, a coordenação entre TSO e DSO é de extrema importância para uma operação segura, otimizada e eficiente do sistema, e vem sendo amplamente abordada em algumas políticas e documentos regulatórios [31, 32, 33], códigos e procedimentos [34, 35] e atividades e ações nacionais e internacionais [36, 37, 38].

Partindo da premissa de um cenário de alta penetração de REDs, o artigo [39] destaca a necessidade dos DSOs assumirem papéis mais ativos para garantir a integridade da rede de distribuição, enquanto facilita a integração dos REDs. Para isso, uma adequada coordenação entre TSO e DSO é requerida. Nesse contexto, os autores abordam os princípios dos três modelos mais propostos na literatura, discutindo suas vantagens e desvantagens. São eles:

- ***TSO-Managed Model:*** Nesse modelo, o TSO é responsável pelo despacho dos geradores convencionais e dos REDs, levando em conta as restrições das redes de transmissão e distribuição. O DSO tem como responsabilidade o envio de seus dados operacionais em tempo real (ou próximo do tempo real):
 - Esquema Figura 10a: REDs enviam as suas ofertas diretamente ao TSO para um determinado período de serviço (1a). O TSO também recebe dados operacionais em tempo real do DSO (1b). O TSO efetua uma validação centralizada das ofertas de serviços REDs (2a) e calcula o despacho de fontes de geração da transmissão e REDs. Os comandos de despacho correspondentes são enviados para os REDs (2b);

- ***TSO-DSO Hybrid-Managed Model:*** Nesse modelo, o TSO também é responsável pelo despacho dos REDs e geradores convencionais, mas não considera qualquer aspecto das redes de distribuição:
 - Esquema Figura 10b: (1) REDs enviam suas ofertas diretamente ao TSO para um determinado período de serviço. (2) O DSO é informado sobre as ofertas. O DSO executa a validação das ofertas de serviços dos REDs (3a). Em seguida, transmite as propostas e pedidos validados ao TSO (3b - vermelho) e/ou ao RED (3b - azul). O TSO efetua o despacho e envia o comando de despacho para o RED (4);
- ***DSO-Managed Model:*** Nesse modelo, o TSO é responsável pelo despacho dos geradores convencionais e, indiretamente, através do DSO, pelo despacho dos REDs:
 - Esquema Figura 10c: (1) RED envia as suas ofertas ao DSO para um determinado período de serviço. O DSO realiza a validação das ofertas de serviços do RED e agrega-as (2a). As ofertas agregadas são submetidas ao TSO (2b). (3) O TSO efetua o despacho e envia o comando de despacho agregado ao DSO. (4) O DSO envia o comando de despacho para o RED para corresponder à exigência agregada.

Figura 10 – Modelos de coordenação TSO-DSO.



Fonte: Adaptado de [39].

Um resumo das vantagens, desvantagens e desafios de cada modelo são destacados na Tabela 3.

Tabela 3 – Características dos modelos de coordenação.

Modelo	Vantagens	Desvantagens/Desafios
<i>TSO - Managed Model</i>	(i) Simplifica o processo de coordenação TSO-DSO; (ii) Experiência do TSO em realizar despacho; (iii) TSO não tem conflito de interesse ao utilizar os ativos da rede de distribuição.	(i) Provável que haja uma facilitação menos eficiente dos serviços dos REDs; (ii) Enormes desafios computacionais e de modelagem para o TSO; (iii) Elevadas quantidades de transferência de dados operacionais entre TSO e DSOs; (iv) Falta ao TSO <i>know-how</i> sobre redes de distribuição.
<i>TSO - DSO Hybrid - Managed Model</i>	(i) Provável que haja uma facilitação mais eficiente dos serviços dos REDs; (ii) <i>Know-how</i> do DSO em redes de distribuição; (iii) Menos requisitos computacionais e de modelagem (restritos a cada DSO); (iv) Não há necessidade de transferência de dados operacionais do DSO para o TSO.	(i) Potencial conflito de interesses do DSO; (ii) Cada DSO ainda tem desafios computacionais e de modelagem; (iii) Processos de coordenação TSO-DSO mais complexos.
<i>DSO-Managed Model</i>	(i) Provavelmente proporcionaria a facilitação mais eficiente dos serviços dos REDs; (ii) <i>Know-how</i> da DSO em redes de distribuição; (iii) Menos requisitos computacionais e de modelagem (restritos a cada DSO); (iv) Não há necessidade de transferência de dados operacionais do DSO para o TSO e menos intercâmbio de dados entre TSO e DSO/RED.	(i) Potencial conflito de interesses por parte do DSO; (ii) Cada DSO ainda tem desafios computacionais e de modelagem com maior complexidade com os mercados a nível de distribuição; (iii) DSO carece de <i>know-how</i> nos mercados.

Fonte: Adaptado de [39].

Ainda em [39] é destacado que as técnicas de solução utilizadas na implementação desses modelos são baseadas em otimização, mais especificamente usando FPO. Dentre as diversas formulações o AC FPO é o mais utilizado. Porém, os trabalhos consideram o sistema equilibrado usando uma abordagem em sequência positiva ao invés de trifásica.

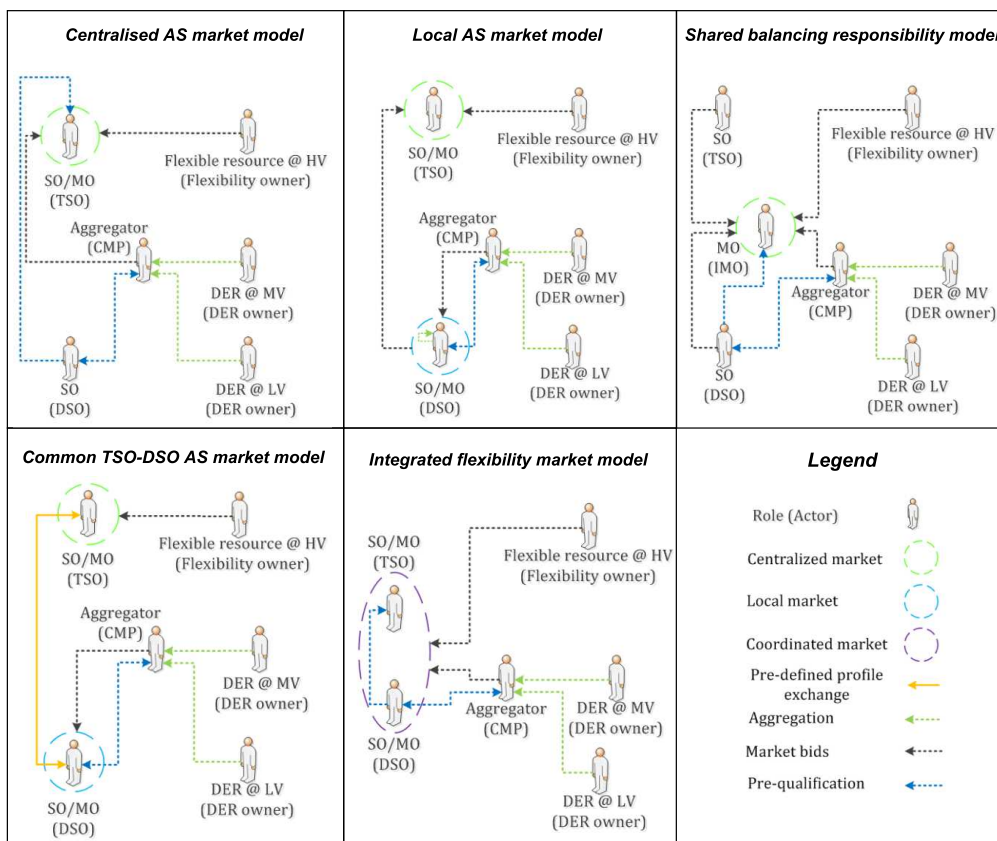
No trabalho [40], os esquemas de coordenação entre TSO e DSO são classificados em cinco categorias, conforme destacado na Figura 11:

- **Centralised AS market model:** O TSO atua como operador no mercado para fontes conectadas nos sistemas de transmissão e distribuição com pouco ou nenhum

envolvimento do DSO;

- **Local AS market model:** O DSO organiza um mercado local de flexibilidade com as fontes conectadas em sua rede sem qualquer cooperação com o TSO;
- **Shared balancing responsibility model:** Cada operador é responsável pelo balanço de potência em sua rede. O DSO gere um mercado local ao mesmo tempo que considera uma programação de troca de potência acordada com o TSO;
- **Common TSO-DSO AS market model:** Ambos operadores atuam na mesma plataforma de mercado, que centraliza as ofertas de flexibilidade, de modo assegurar a utilização ótima dos recursos disponíveis, reduzindo assim seus custos;
- **Integrated flexibility market model:** Este esquema é semelhante ao esquema anterior, excepto que as partes comerciais como os *Balance Responsible Party* (BRP) também podem comprar flexibilidade do mercado para, por exemplo, equilibrar a sua carteira. Um operador de mercado independente opera a plataforma de mercado, e tanto o TSO como o DSO têm de partilhar dados com o operador de mercado. Esta plataforma de mercado aumenta as possibilidades do BRP resolver desequilíbrios na sua carteira.

Figura 11 – Coordenação entre os participantes do mercado.






























Fonte: Adaptado de [40].

Visando a flexibilidade de recursos pequenos e descentralizados, o *Clean Energy Package* (CEP) fomenta o conceito de agregação do utilizador final (do inglês *end-user aggregation*). Tal agregação combina múltiplas unidades pequenas a uma unidade grande através de uma VPP. A partir da dimensão agregada, podem potencialmente participar nos mercados de energia e de serviços ancilares que cada unidade individual por si só não conseguiria acessar [41].

Foram implementados diversos projetos-piloto ao nível de distribuição e transmissão em diferentes países membros da União Europeia (UE), a fim de estudar a agregação de utilizadores finais e a participação ativa dos REDs na gestão da rede, tal como definido pelo CEP. De acordo com o âmbito do projeto, os produtos fornecidos podem variar desde serviços relacionados ao TSO, tais como controle de frequência, controle de tensão e gestão de congestionamentos, até serviços relacionados ao DSO, tais como gestão de congestionamentos locais, apoio de tensão, aumento da capacidade de alojamento da rede e redução de picos [41]. A Tabela 4 apresenta algumas características dos projetos-pilotos.

































Tabela 4 – Projetos-piloto europeus para integração da flexibilidade de recursos energéticos descentralizados ao mercado.

Projeto	Países de aplicação	Escopo	Participantes	Usuários e produtos
CoordiNet [42]	 (GRE, ESP, SWE)	Nacional	TSO, DSO, utility, agregador	TSO:    DSO:  
Dominoes [43]	 (FIN, PRT)	Local	DSO, agregador, prosumer	DSO:   AGL:  
Enera [44]	 (GRE)	Local	TSO, DSO, agregador, operador do mercado	TSO:  DSO: 
EU-SysFlex [45]	 (EST, FRA, FIN, GER) (IRE, ITA, PRT)	Nacional	TSO, DSO, utility, agregador	TSO:     DSO: 
FEVER [46]	 (CYP, GER, ESP)	Local	DSO, utility, agregador, prosumer, operador do mercado	TSO:    DSO: 
FutureFlow [47]	 (AUT, HUN, ROU, SVN)	Nacional	TSO, utility, agregador	TSO: 

(continua na próxima página)

Tabela 4: Projetos-piloto europeus para integração da flexibilidade de recursos energéticos descentralizados ao mercado.

(Continuação)

Projeto	Países de aplicação	Escopo	Participantes	Usuários e produtos
GoFlex [48]	 (CYP, GER, CHE)	Local	DSO, utility, agregador, prosumer	DSO:   AGL: 
GOPACS [49]	 (NLD)	Nacional	TSO, DSO, utility, agregador, operador do mercado	TSO:  DSO:  AGL:  
InterFlex [50]	 (CZE, FRA, GER, NLD) (SWE)	Local	DSO, utility, agregador	DSO:   
NODES [51]	 (GER, NOR, GBR, SWE)	Local	TSO, DSO, utility, agregador, operador do mercado	TSO:    DSO:  AGL: 
Piclo Flex [52]	 (GBR)	Local	DSO, agregador	DSO:   
UVAM [53]	 (ITA)	Nacional	DSO, utility, agregador	TSO:   
Legenda de categoria de produtos				
 Controle de frequência  Controle de tensão  Gestão de congestionamento  Balanço de energia  Blocos de energia				

Fonte: Adaptado de [41].

O artigo [54] detalha um modelo de iteração entre TSO e DSO, com objetivo de evitar que ambos operadores do sistema ativem simultaneamente serviços baseados em recursos flexíveis com consequências opostas.

Essa coordenação entre os operadores do sistema vai ao encontro de um modelo de sistema no qual os REDs tem a possibilidade de oferecer sua flexibilidade na prestação de serviços ancilares. De acordo com [55], serviços ancilares são serviços necessários para operação de um SEP fornecido pelo operador e/ou usuário do sistema. Ao longo da história tais serviços foram fornecidos de forma centralizada por geradores convencionais, porém essa realidade tem sido mudada. O aumento dos REDs no sistema está reduzindo

a capacidade dos geradores centralizados, de modo a tornar necessária a participação dos REDs no fornecimento de flexibilidade para uma operação eficiente do sistema. Algumas finalidades para as quais os serviços ancilares são solicitados no contexto dos SEPs recebem destaque a seguir [32]:

- **Solicitados pelo TSO:** Controle de frequência, controle de potência reativa, gestão do congestionamento e redução de perdas;
- **Solicitados pelo DSO:** Gestão do congestionamento a longo prazo, gestão de congestionamentos de segurança a curto prazo, gestão de energia reativa (controle de tensão), redução de perdas.

De acordo com [56], pode ser listada uma grande variedade de serviços ancilares nos quais a flexibilidade dos REDs podem colaborar conforme apresentado na Tabela 5

Tabela 5 – Serviços ancilares para os sistemas de distribuição e transmissão.

DSO	TSO
Inércia sintética, <i>Fast Frequency Reserve</i> (FFR), <i>Frequency Containment Reserve</i> (FCR), <i>Frequency Restoration Reserve</i> (FRR), <i>Replacement Reserve</i> (RR), <i>Ramp Margin/Control</i> (RM), <i>Fault Ride Through Capability</i> , Gestão de congestionamento, Controle de tensão primária, Controle de tensão secundária, Controle de tensão terciária, Amortecimento de oscilações do Sistema de Potência, Redução de perdas de potência, <i>Emergency power</i> , Capacidade de <i>black start</i> .	<i>Ramp Margin/Control</i> (RM), <i>Fault Ride Through</i> (FRT) <i>Capability</i> , Gestão de congestionamento, Controle de tensão primária, Controle de tensão secundária, Controle de tensão terciária, Balanço de fase, Amortecimento de harmônicos, Mitigação de <i>Flicker</i> , Redução de perdas de potência, Controle de fator de potência, <i>Emergency Power</i> , Capacidade de <i>black start</i> .

Fonte: Adaptado de [56]

Para o fornecimento dos serviços ancilares, os modelos de coordenação entre TSO e DSO necessitam trocar informações sobre os sistemas na interface entre ambos. Nesse contexto, a RF apresenta-se como uma alternativa para agregação das flexibilidades dos recursos presentes nos sistemas e oferecê-las na interface TSO/DSO, sem a necessidade de que os operadores conheçam detalhes como topologia e localização dos recursos dos quais eles solicitam flexibilidade.

2.3 METODOLOGIAS DE CONSTRUÇÃO DA REGIÃO DE FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO/DSO

Conforme destacado na seção anterior, a troca de informação entre TSO e DSO é fundamental para proporcionar a operação coordenada dos sistemas, de modo proporcionar uma operação segura e eficiente. A RF na interface TSO/DSO é uma alternativa para fornecer conhecimento da capacidade do sistema, sem a necessidade de obter maiores detalhes do mesmo. Uma das primeiras aparições do tema na literatura ocorre em [57], onde uma *capability chart* para um SEP é construída com metodologia baseada em FPO, porém em um contexto em que ainda não havia a presença significativa de REDs conectados aos sistemas de distribuição.

Diversas pesquisas encontradas na literatura abordam a construção das RF e subdividem as metodologias utilizadas em dois grupos: metodologias baseadas em Simulação de Monte Carlo (SMC) ou *Random Sampling* (RS) e metodologias baseadas em otimização através de FPO. De modo geral, métodos baseados em RS resolvem vários problemas de fluxo de potência para diferentes pontos de operação dos FPU presentes na rede. Os pontos de operação dos FPU são obtidos através de SMC, que determina valores de potência ativa e reativa no plano PQ de cada recurso. Já os métodos baseados em otimização visam encontrar as bordas da RF, a partir da solução de sucessivos FPOs [58].

2.3.1 Trabalhos baseados em simulação de Monte Carlo e *Random Sampling*

O trabalho [59] é o primeiro a surgir com a ideia de estimar o *range* de flexibilidade na interface TSO/DSO para informar o TSO sobre a viabilidade técnica agregada a partir da flexibilidade dos FPU. O custo de ativação dos recursos de flexibilidade na rede de distribuição está também incluído no algoritmo para que tanto o TSO como o DSO possam realizar uma avaliação custo-benefício das possibilidades disponíveis. Duas abordagens baseadas em SMC são apresentadas: a primeira realiza RS utilizando a distribuição normal para obtenção dos pontos de operação para cada recurso flexível, considerando geração e carga de maneira independente, enquanto a segunda usa correlação negativa entre geração e carga, ou seja, o aumento da geração reduz a carga e vice e versa. Comparando as abordagens, os resultados mostram que a correlação negativa resulta numa gama de flexibilidade mais ampla e custos de flexibilidade mais baixos com um tamanho de amostra menor. Porém, destaca-se o grande número de cenários utilizados, acarretando alto custo computacional. Além disso, é destacado, também, o fato de ambos os casos não serem eficientes em encontrar os extremos da RF. Visando contornar essas limitações, os autores sugerem a utilização de uma formulação do problema baseado em otimização.

Em [60], a metodologia apresentada em [59] é estendida. Em um primeiro momento é apresentada uma abordagem que visa determinar a RF de um ADN para um instante de tempo específico, sob a premissa de que todas as informações que influenciam em sua

determinação são conhecidas. A metodologia usada é semelhante à abordagem que não utiliza correlação negativa apresentada em [59], sem a realização de cálculo do valor de custo para cada fluxo de potência solucionado. A RF é dada pelo *convex hull* formado pelos pontos fornecidos por fluxos de potência convergentes. Além disso, uma abordagem que se destina a estimar a flexibilidade que estará disponível em um futuro intervalo de tempo sob consideração da incerteza é apresentada. Os autores destacam que, para que haja um uso prático de ambas abordagens, é necessário redução do tempo computacional.

O artigo [19] utiliza uma metodologia de RS semelhante à destacada nos artigos anteriores, porém dois tipos de mapas PQ são apresentados. A *Feasibility Operating Regions* (FOR) retrata a curva de capacidade PQ agregada de uma VPP, sendo obtida de maneira semelhante a apresentada em [59]. Já a *Flexibility Operating Regions* (FXOR) considera as características temporais dos REDs, de modo a representar o desvio do valor de potência ativa e reativa que um ponto de operação específico pode realizar em um determinado intervalo de tempo. A FXOR é um subconjunto da FOR. Os autores destacam a possível utilização das informações contidas em cada um dos mapas. A FOR contém informação suficiente da VPP para participar no mercado da energia e a FXOR reflete a capacidade das VPPs de participarem nos mercados de *Frequency Control Ancillary Services* (FCAS) e de fornecer serviços de energia após serem despachados em um determinado ponto de operação no mercado da energia. O estudo de caso realizado mostra que o ponto de operação atual influencia fortemente na flexibilidade, e conseqüentemente na prestação de serviços à rede.

No artigo [61], um método baseado em SMC é aplicado para gerar o estado dos ADNs, porém, diferente dos trabalhos citados anteriormente, nos quais para cada *sample* gerado solucionava-se um fluxo de potência para determinar um ponto da RF, nesse trabalho o cálculo dos valores de potência ativa e reativa no *Point of Common Coupling* (PCC) é realizada solucionando um AC FPO, com uma Função Objetivo (FOB) de minimização de custos, onde uma parcela é relacionada a importação e exportação de potência com o TSO e outra parcela relacionada aos geradores dentro do próprio ADN.

Na pesquisa realizada em [27] uma metodologia semelhante a apresentada em [19] é aplicada para construção da RF. Os pontos de operação, gerados aleatoriamente dentro dos limites de cada FPU, que levam às soluções de fluxo de potência convergentes, são salvos em uma matriz na mesma linha que o respectivo valor de potência proveniente do TSO. Com isso, além da obtenção da RF formada por cada valor de potência na interface, é criada uma base de dados que contém todos os pontos de operação discriminados durante o processo e que são praticáveis pela rede.

No trabalho [62] a metodologia utilizada para avaliar flexibilidade e potência complexa dos REDs na interface TSO/DSO é realizada utilizando um FPO probabilístico, baseado em SMC, que gera diversos cenários de geração e carga utilizando uma FOB

de minimização de custos operacionais, dados pela troca de potência ativa na interface TSO/DSO, somada com a geração ativa dos REDs. Assim como abordado em [19], os autores destacam a distinção entre viabilidade e flexibilidade, de modo que a RF leva em consideração restrições temporais, tornando-a um subconjunto da região viável.

2.3.2 Trabalhos baseados em Fluxo de Potência Ótimo

No artigo [63], os autores abordam as limitações de tempo de execução e de encontrar as bordas da RF apresentadas em [59]. Uma formulação baseada em AC FPO é apresentada, na qual uma FOB com parâmetros variáveis permite buscar pelas fronteiras da área PQ. A metodologia proposta é aplicada aos sistemas testes IEEE 9 barras e 210 barras, e comparada com a metodologia RS apresentada em [59]. Os resultados mostram que a metodologia proposta é capaz de fornecer uma RF melhor definida, maior e em um tempo de execução menor. Em [64] os autores aplicam a metodologia apresentada em [63], porém agora inserindo restrições de custo de acionamento dos recursos flexíveis, de modo obter uma RF seccionada na qual traz a informação da área viável de deslocamento de potência ativa e reativa na interface TSO/DSO e o custo associado ao deslocamento.

Em [20], é proposto um método que permite a construção da RF na interface TSO/DSO introduzindo uma abordagem baseada em otimização linear. O foco dessa abordagem é promover a redução do tempo computacional requerido para solução de problemas não lineares, mantendo, ao mesmo tempo, a precisão dos resultados. Nessa metodologia, é realizada linearização das equações de fluxo de potência, utilizando a matriz Jacobiana do algoritmo Newton-Raphson e são adotadas representações lineares não retangulares de FPU, conforme apresentado na Figura 6. Além disso, é considerada uma aproximação da restrição de fluxo nas linhas através de um polígono regular. Estudos foram realizados utilizando alimentadores de Heidelberg, Alemanha, de 75 e 110 barras. Os resultados mostram que a linearização em torno do ponto de operação fornece melhores resultados que linearizar em torno do ponto *flat-start*. Os autores comparam o resultado do modelo linearizado ao obtido com o *Interval Constrained Power Flow* (ICPF), abordado em [65], e verifica-se a que o erro do modelo linearizado aumenta à medida que aumenta a distância entre a potência ativa na barra da interface de seu valor para o ponto de operação inicial. Verifica-se também grande redução no tempo computacional: nas redes de 75 e 100 barras a redução do tempo computacional são de 80 e 97%, respectivamente.

Em [66], os autores adotam a metodologia desenvolvida em [20] para realizar a agregação da flexibilidade do sistema, considerando as variações no tempo. Para isso, a flexibilidade das FPU são modeladas baseadas em séries temporais. O processo de agregação é realizado individualmente para cada instante de tempo discretizado, levando em consideração os respectivos mapas de flexibilidade das FPU, cargas e demais gerações no sistema. O método proposto é aplicado à rede europeia CIGRE MV Grid para dois

cenários, um típico dia de verão e um dia de inverno. Os resultados gráficos apresentados fornecem a evolução da RF ao longo do tempo. Adicionalmente, a sobreposição das RFs obtidas permite observar áreas de maior acumulação de *Interconnection Power Flow* (IPF) válidos da rede durante todo o período, bem como valores de IPF que podem nunca ser alcançados. Os resultados mostram que o perfil de carga ao longo de um tempo específico, os requisitos de potência reativa e a quantidade de flexibilidade proporcionada dentro de uma rede desempenham papéis importantes na distribuição de probabilidade dos pontos de operação da rede.

No trabalho [67] é proposto um conceito de ativa-reativa *power chart* para caracterizar a capacidade de flexibilidade de ADNs para fornecer serviços ancilares na interface TSO/DSO, de modo a contribuir na operação segura do sistema de transmissão. O conceito é examinado a curto prazo, ou seja, até dezenas de minutos antes da operação, onde a incerteza poderia ser negligenciada. Sem perda de generalidade, é considerado que cada DSO fornece ao TSO, em um certo horizonte temporal acordado, a RF para a qual as restrições das ADNs são atendidas. O TSO pode, então, utilizar essa flexibilidade para realizar alguma otimização no sistema e notificar o DSO para mudar os *setpoints* dos ADNs. Para a construção da RF um AC FPO com a desejada granularidade é proposto e aplicado a um sistema de 33 barras modificado.

As RFs produzidas a partir de abordagens que assumem cada unidade flexível como totalmente disponível para a prestação de serviços de flexibilidade pode não ser razoável em aplicações práticas devido à incerteza dos REDs. Nesse contexto, o artigo [68] propõe uma nova abordagem para caracterizar os serviços da flexibilidade fornecida pelos ADNs baseado na segmentação da área da RF. Um método de otimização combinatorial (combinatorial, pois o acionamento de cada FPU pode se combinar de diversas formas) é formulado para classificar os segmentos da RF pelo número de unidades flexíveis ativadas ou pela probabilidade associada com a ativação das unidades. É utilizada a modelagem de otimização DistFlow modificada para incluir a potência de recursos flexíveis e variáveis binárias para representar a ativação dos REDs, formando assim um problema de Programação Inteira - Mista Quadraticamente Limitado. A metodologia proposta é testada nos sistemas IEEE 33 barras e uma rede de distribuição real de 124 barras. Os resultados demonstram que as contribuições das unidades flexíveis e as probabilidades entre segmentos da RF do ADN são drasticamente variáveis, especialmente sujeitas a diferentes localizações dos REDs e suas distâncias elétricas em relação à interface TSO/DSO.

Normalmente a capacidade das linhas são dados fixos baseados em condições ambientais médias ou conservadoras, o que por vezes subdimensiona os limites. Essa representação é chamada de *Static Line Rating* (SLR). Entretanto, na prática, a capacidade da linha é influenciada por diversos fatores como temperatura ambiente, velocidade do vento e radiação solar. Com isso a capacidade máxima pode variar, caracterizando o conceito

de *Dynamic Line Rating* (DLR). Nesse contexto, o artigo [69] aborda a determinação da RF para VPPs utilizando o DLR, visando ampliar o mapa PQ. A metodologia de estimação da RF baseada em varredura angular (também nomeada na literatura como *Radial Reconstruction*) é aplicada para estimar a RF para cada instante de tempo, com discretização horária, em um dia completo. Curvas de temperatura e velocidade do vento diárias são utilizadas para calcular o DLR horário usado para calcular os limites dos cabos. Os resultados de estudo teste realizado mostram que, ao aplicar o DLR, na maioria das horas avaliadas, é obtido o aumento da RF (neste estudo específico, em 20 das 24 horas).

Adicionalmente aos métodos baseados em RS e otimização convencional, outras abordagens também são observadas na literatura. Em [70] a meta-heurística *Particle Swarm Optimization* (PSO) é introduzida pela primeira vez no contexto da construção da RF. A metodologia combina a vantagem da geração de metadados da abordagem RS com a apropriada amostragem das bordas da RF proveniente dos métodos baseados em FPO. De modo geral, resolver um FPO usando meta-heurística baseia-se na avaliação da FOB para várias soluções de fluxo de potência. Um algoritmo iterativo específico de adaptação da população é usado para obter a solução do FPO. Vale ressaltar que abordagens baseadas em meta-heurística não garantem convergência e obtenção do ótimo global. Apesar disso, os resultados apresentados em [70] mostram bom desempenho do PSO em determinar as bordas da RF com alta qualidade, isto é, obtendo uma boa estimativa da área da RF e identificando não-convexidades da mesma.

Assim como discutido no artigo [63], em [71] é proposta uma abordagem para a monetarização da RF através de uma estrutura de custos utilizando metadados gerados pelo PSO introduzido em [70].

Em contraste com os parâmetros estáticos das centrais térmicas, o conceito de *Temporal-Coupled Feasible Region* (TCFR) é utilizado em [7] para descrever o hiperplano viável formado pela agregação de recursos tempo-espacialmente acoplados do lado da procura em um ADN. Os autores destacam que, teoricamente, a TCFR de uma rede de distribuição é uma projeção da poli-célula de alta dimensão formada por restrições espaço-temporais internas para a interação com o *Independent System Operator* (ISO) através do PCC. O significado físico do TCFR é tal que para qualquer ponto de operação na região, o DSO pode sempre encontrar uma estratégia de controle viável que cumpra todas as restrições da rede. Os autores propõem um método de equivalência de projeção que se adapta a limitações temporais em grande escala. O problema de encontrar os limites de regiões viáveis é transformado num problema de otimização min-max. É proposto um algoritmo de aproximação progressiva externa para calcular rapidamente os limites do TCFR. Estudos de caso baseados em um alimentador IEEE 33 barras modificado demonstram que (i) o aumento da penetração das GDs pode expandir a região viável dos sistemas de distribuição, aumentando assim sua flexibilidade; (ii) a região viável da

rede de distribuição muda com o tempo, e há também uma relação de acoplamento entre diferentes tempos; e *(iii)* após a equivalência de projeção, um grande número de restrições do problema original é significativamente reduzido, diminuindo efetivamente a interação de informação entre ISO e DSO, melhorando assim a eficiência da coordenação da transmissão e distribuição.

A topologia e as características da rede de distribuição podem afetar significativamente a disponibilidade dos serviços provenientes da flexibilidade que podem ser usados para atender ao TSO. Nesse contexto, o artigo [72] propõe avaliar a sensibilidade da forma da RF com relação à variação de características da rede como limites de tensão, limites de fluxo, quantidade e localização de geradores, de modo a observar os pontos e restrições mais críticos da rede sob estudo. O conceito de *Hosting Capacity* (HC) presente no trabalho pode ser entendido como o valor da potência instalada para a qual a área da RF é saturada, ou seja, passa a não aumentar consideravelmente com o crescimento da capacidade instalada. Um método de Reconstrução Radial da RF apresentado em [73] é utilizado. Os resultados apresentados mostram a ligação entre a capacidade da rede e o HC. De fato, para a produção de energia abaixo do valor do HC, diferentes distribuições de geradores retornam a mesma RF. Nesta situação, todos os recursos flexíveis são capazes de transferir a sua capacidade total para a rede. Quando a capacidade instalada está acima do HC as restrições de linha limitam a troca de potência. Em torno do valor HC, os limites de corrente e tensão afetam significativamente a RF.

Em [74] são introduzidos os coeficientes de flexibilidade T_{flex} e D_{flex} com a finalidade de quantificar o impacto das flexibilidades no PCC do ponto de vista do TSO e do DSO. Tais índices são calculados a partir das RFs que caracterizam os recursos flexíveis das respectivas redes. Para a construção da RF referente ao sistema de distribuição, uma SMC é utilizada para definir vários cenários de geração e carga ativa e FPO é utilizado para solucionar cada cenário minimizando e maximizando a potência reativa PCC. A RF relativa ao sistema de transmissão é construída baseada em um único cenário, logo representa a RF para um ponto de operação específico. A construção é realizada em duas etapas solucionando FPO: na primeira etapa é encontrado o máximo e o mínimo valor de potência ativa viável no PCC, enquanto na segunda etapa o FPO é calculado maximizando e minimizando a potência reativa para valores discretizados de potência ativa entre os limites obtidos no primeiro passo.

2.3.3 Comparação de modelos e metodologias

Além de propor metodologias para construção das RFs, alguns trabalhos dedicam-se a avaliar comparativamente diferentes metodologias e modelagens, de modo a expor suas principais características e particularidades.

Nas pesquisas apresentadas em [75, 76] os autores aplicam suas metodologias utili-

zando diferentes formulações de FPO: AC FPO, DistFlow, SOC DistFlow e LinDistFlow. Cada formulação possui suas particularidades: (i) na formulação AC FPO tem-se um problema de otimização não linear que é não convexo, portanto, não há garantia de obtenção do ótimo global, (ii) a formulação DistFlow é desenvolvida para ser aplicada a sistemas de distribuição e também é não linear e não convexa, (iii) a formulação SOC DistFlow realiza relaxamentos às restrições do DistFlow, de modo que o problema se mantém não linear, porém convexo, ou seja, há garantia de obtenção do ótimo global e por fim (iv) o LinDistFlow traz uma formulação linear e convexa.

Em [75] é proposto um algoritmo baseado no método *epsilon-constrained* por meio de programação matemática e princípios de sistemas de potência, para definir o *range* de flexibilidade de coordenação entre TSOs e DSOs. A metodologia é aplicada ao sistema de distribuição radial IEEE 33 barras utilizando diferentes formulações do problema de otimização: AC FPO, DistFlow, SOC DistFlow e LinDistFlow. Em termos de tempo computacional, observa-se a eficiência do DistFlow em relação à formulação AC FPO com uma redução de tempo de cerca de 60%. Com a formulação LinDistFlow o menor tempo computacional dentre todas as formulações é atingido, sendo este, aproximadamente, 780 vezes menor que o tempo gasto com o AC FPO e, aproximadamente, 290 vezes menor que o tempo gasto com o DistFlow. Com relação à forma da RF, as formulações AC FPO e DistFlow resultam na mesma área. O LinDistFlow fornece uma aproximação da RF obtida com as formulações destacadas anteriormente, causando um sobredimensionamento da RF. Por fim, o relaxamento convexo SOC DistFlow mostrou grandes discrepâncias em relação aos limites exatos viáveis, resultando em elevado sobredimensionamento da RF.

No trabalho [76] é apresentado um novo algoritmo denominado QuickFlex para construção da RF. O algoritmo requer poucas iterações, sendo estas independentes do tamanho da rede e dos recursos flexíveis. De forma resumida, primeiramente encontra-se quatro pontos iniciais na borda da RF (potência ativa e reativa mínima e máxima) e na sequência para cada aresta formada pela reta que liga dois pontos consecutivos maximiza a distância perpendicular do seguimento encontrando novos pontos. Quando não houver mais arestas cuja otimização leve a um aumento significativo da área, o processo é encerrado. Testes foram realizados utilizando as redes IEEE 5, 13, 37 e 123 barras considerando versões balanceadas dessas redes. Da mesma forma que observado no trabalho [75], verifica-se redução temporal, principalmente com o LinDistFlow mas também é observado sobredimensionamento da área da RF principalmente com o SOC DistFlow.

Comparações entre métodos RS e baseados em otimização são realizadas em diversos trabalhos. Em [63] os autores comparam a metodologia proposta baseada em AC FPO com o RS proposto em [59]. As simulações são realizadas considerando sistemas de pequeno e grande porte que possuem, respectivamente, 9 e 210 barras e para o método RS são

considerados 10^3 , 10^4 e 10^5 amostras. Quanto maior o número de amostras, melhor é a estimativa da RF no método RS. Em termos de área, os resultados mostram a limitação do método RS em fornecer uma boa estimativa da RF que se torna ainda mais acentuada ao considerar o sistema de grande porte para o qual a metodologia baseada em otimização fornece uma RF com área cerca de 60% superior ao RS que cobre a maior área da RF (RS com 10^5 amostras). Em relação ao tempo computacional, para ambos sistemas teste a metodologia proposta consegue definir a RF utilizando menos de 1% do tempo gasto pelo RS que melhor define a RF.

No artigo [77] é realizada a comparação entre metodologias baseadas em RS e otimização visando observar os cenários em que cada caso pode ser melhor aplicado. Para o método RS são utilizados as funções densidade de probabilidade uniforme, 2D-histograma (*bivariate*), Combinações de Vértices e Partição dos Quadrantes para a determinação dos pontos de operação dos FPU's e uma modelagem linear de fluxo de potência enquanto para o método baseado em otimização é utilizada a formulação linearizada apresentada em [20]. A qualidade dos resultados do RS varia dependendo da função densidade de probabilidade, apresentando melhores resultados quando utilizada a partição de quadrantes enquanto as demais subdimensionam a RF. Logo, os autores destacam que o RS baseado em Partição dos Quadrantes pode ser sugerido para lidar com redes de grande porte.

Em [76], a metodologia QuickFlex é comparada a métodos baseados em SMC, *Epsilon-constrained* e *Radial Reconstruction*. No método baseado em SMC são gerados k amostragens utilizando distribuição uniforme. No método baseado em otimização *Epsilon-constrained* uma sequência de problemas de maximização e minimização são resolvidos onde a potência ativa e reativa são fixas. A precisão da RF depende da granularidade destes valores de potência selecionados, conforme apresentado nos trabalhos [67, 75]. Para realizar a comparação os eixos negativo e positivo são divididos em $k/4$ valores equidistantes. No método *Radial Reconstruction* uma sequência de problemas é resolvida onde a FOB é definida para maximizar a potência ativa e reativa em determinada direção (ângulo fixo) no plano PQ conforme realizado no trabalho [78]. Visando a comparação entre métodos, os intervalos de ângulo entre as direções de pesquisa são definidos por $360^\circ/k$. As metodologias são aplicadas aos sistemas IEEE 13, 37 e 123 barras, com $k = 28, 18$ e 23 respectivamente. Os autores destacam que o método QuickFlex é o único que permite estabelecer uma tolerância como critério de parada e define este como a diferença da área entre duas iterações consecutivas do algoritmo igual a 10^{-3} . Observando os resultados em termos da cobertura de área da RF, tomando o QuickFlex como referência, é visto que a SMC apresenta a menor cobertura subdimensionando a RF, o *Epsilon-constrained* aumenta significativamente a área coberta, porém ainda muito abaixo a referência e o *Radial Reconstruction* é o que fornece a melhor aproximação, porém, ainda subdimensionando a RF.

A maioria das pesquisas encontradas na literatura que abordam a construção da RF usa sistemas considerados equilibrados, utilizando seu modelo monofásico em sequência positiva. Diferente disso, em [79] é avaliada a viabilidade de implementar uma rotina para determinação da RF baseada em FPO trifásico, para lidar com redes de média e baixa tensão desequilibradas. Uma abordagem derivada do FPO trifásico proposto em [80, 81] é utilizada. Restrições de corrente, potência e tensão são representadas através de parcelas de penalidades na FOB. A metodologia de estimação da RF baseada em *Radial Reconstruction* proposta é aplicada a parte de uma rede desequilibrada de Bari, Itália, que contém cerca de 600 barras e os seus resultados são comparados aos obtidos através de um RS. Assim como em outros trabalhos, observa-se que o RS subestima significativamente a área da RF e o tempo computacional gasto é muito superior. Um RS com 50000 amostras gasta, aproximadamente, 1h e 45 min e a metodologia proposta usando 4 direções, gasta cerca de 7 min.

Comparação entre abordagens que utilizam RS e heurística na construção da RF é apresentada no artigo [82]. Os métodos RS avaliados utilizam distribuição uniforme e distribuição de Dirichlet. Já o método heurístico utiliza otimização baseada em um algoritmo evolutivo nomeado REvol. Os resultados mostram que a metodologia baseada em REvol ainda leva desvantagem em relação ao RS baseada na distribuição de Dirichlet proposta tanto em relação à cobertura da área da RF quanto no tempo de simulação em cenários nos quais há muitos REDs. Porém, os autores salientam que a metodologia baseada em REvol tem potencial de melhora de modo obter melhores resultados em um menor tempo de execução.

2.3.4 Região de Flexibilidade no contexto de Serviços Ancilares

Alguns trabalhos abordam a construção da RF destacando possibilidades de prestação de serviços ancilares.

Sistemas de potência tradicionais operam baseados em decisões de mercado que coordenam um conjunto de geradores visando um custo ótimo de operação. O custo ótimo de operação não necessariamente implica na operação ótima da rede, uma vez que as plataformas de mercado não possuem informações dos limites da rede. Isso pode levar a condições operativas adversas como, por exemplo, o congestionamento da rede. Mecanismos preventivos de redespacho das centrais de geração convencionais são utilizados pelo TSO para lidar com esse problema. Para a participação do DSO nesse processo, um aspecto crítico é o fato de que TSO e DSO não compartilham o mesmo conhecimento sobre a topologia de suas redes. Com a tendência de redução do número de centrais de geração centralizadas localizadas na transmissão e aumento da GD conectada na distribuição, cada vez mais se fará necessária a atuação do DSO de modo fornecer flexibilidade ao TSO. Nesse contexto, o artigo [83] propõe uma abordagem baseada em FPO para realizar a agregação

da flexibilidade dos REDs e utilizá-la para gestão de congestionamentos ao nível do sistema de transmissão. Nessa abordagem a RF é usada como interface no gerenciamento do congestionamento da rede de transmissão: (i) se no sistema de transmissão houver algum circuito ou transformador sobrecarregado, a RF da distribuição na interface TSO/DSO é construída para o instante de tempo t específico em que ocorre tal congestionamento e é, então, fornecida ao TSO; (ii) o TSO resolve o FPO utilizando a RF fornecida, juntamente com outros geradores convencionais que possibilitam o redespacho, de modo que um novo ponto de operação dentro da RF é assumido; (iii) o novo ponto de operação dentro da RF na interface TSO/DSO é informada ao DSO que promove o ajuste dos FPU para atender o ponto de operação solicitado dentro da RF. O processo descrito assemelha-se ao *DSO-Managed Model* apresentado no trabalho [39] e ilustrado na Figura 10c.

O trabalho [84] traz uma abordagem de interação entre TSO e DSO semelhante ao destacado em [83], porém com foco em prover como serviço ancilar o fornecimento de potência reativa para o controle da tensão na transmissão. O artigo não evidencia o uso de uma RF, porém poderia ser aplicada para troca de informações entre os operadores. Os estudos realizados são baseados em parte de uma rede na Dinamarca, com aumento de geradores renováveis. O sistema de transmissão possui dois PCCs com o sistema de distribuição e a interação entre os sistemas são feitas a cada 15min. Dois estudos de caso foram realizados. No primeiro estudo, o operador da rede de transmissão solicita ao sistema de distribuição aumento do consumo de potência reativa indutiva em ambos pontos para redução da tensão. O sistema de distribuição conseguiu proporcionar tal redução em ambas barras. Vale destacar que os resultados obtidos mostram que a tensão na rede pode ser melhorada, porém, ao custo de perdas de energia no sistema de distribuição e nos geradores renováveis. No segundo estudo é solicitado aumento de consumo reativo indutivo em uma barra (PCC_1) e aumento de consumo reativo capacitivo em outra (PCC_2) de modo manter o nível de tensão próximo a 134 kV. Nesse caso, o sistema de distribuição não conseguiu atender ambas solicitações, corrigindo a tensão no PCC_1 , mas distanciando o valor da tensão no PCC_2 da meta estipulada. Os autores ressaltam que esse comportamento não pode ser generalizado para qualquer outro caso, pois depende, dentre outros, da topologia do sistema, da geração e da carga do sistema, entretanto observa-se uma limitação na abordagem.

Uma abordagem de iteração entre transmissão e distribuição também é proposta em [85] visando aumentar a margem de estabilidade de tensão do sistema de transmissão. A flexibilidade operacional dos ADNs é caracterizada através de RFs que são fornecidas ao TSO como restrições lineares a serem adicionadas ao FPO, que calcula o máximo carregamento do sistema de transmissão. O TSO realiza a otimização e fornece os *setpoints* de potência ativa e reativa no PCC para cada ADN respeitando suas respectivas RFs. Os resultados mostram que a abordagem proposta foi bem sucedida em aumentar a margem de estabilidade de tensão e evitar um possível colapso, ao mesmo tempo que se mantém a

operação do alimentador de distribuição dentro de limites operacionais aceitáveis.

A pesquisa realizada em [86] propõe uma metodologia para aproximar a flexibilidade de uma rede de distribuição ativa na interface entre os sistemas de distribuição e transmissão. Os recursos flexíveis abordados são geração fotovoltaica residencial e sistema de armazenamento de energia em baterias. A metodologia baseada em Reconstrução Radial é utilizada para determinação da RF na interface TDO/DSO. A metodologia é aplicada em um sistema de distribuição 18 barras modificado. São considerados dois cenários de *Battery Energy Storage System* (BESS): residencial para redução do consumo ou instalado na interface TSO/DSO, controlado pelo DSO, para minimizar a importação de energia da transmissão. A análise da flexibilidade da potência reativa mostra que um BESS à escala de utilização, localizado na interface TSO/DSO, pode ser mais eficiente, se o objetivo principal for oferecer suporte de tensão ao sistema de transmissão como serviço ancilar.

Do ponto de vista da utilização da flexibilidade na prestação de serviços ancilares, o trabalho [62] destaca algumas possíveis aplicações, levando em conta os conceitos de região de capacidade (viabilidade) e flexibilidade de maneira semelhante à [19]:

- O TSO pode decidir que área de distribuição será rentável para obter serviços de apoio de rede;
- O gráfico de capacidade pode ser utilizado para validação técnica do serviço prestado pelos REDs. Esta pré-qualificação é da responsabilidade do DSO;
- O gráfico de capacidade no PCC pode apoiar o cumprimento dos requisitos regulamentares em termos de relação de potência reativa na interface;
- A região de flexibilidade na interface TSO/DSO pode ser utilizada como base para o DSO participar em diferentes tipos de serviços de contingência no mercado FCAS, que dependem do tempo;
- Esta estimativa pode ser útil para o DSO definir limites de troca de potência com o TSO para evitar penalidades por exceder os limites operacionais;
- A avaliação das regiões de capacidade e flexibilidade poderia apoiar a integração segura e massiva de energias renováveis no atual sistema elétrico;
- A avaliação das regiões de capacidade e flexibilidade poderia ajudar a conceber um esquema estratégico local de mercado de serviços ancilares fornecidos pelo DSO para apoiar a coordenação TSO/DSO.

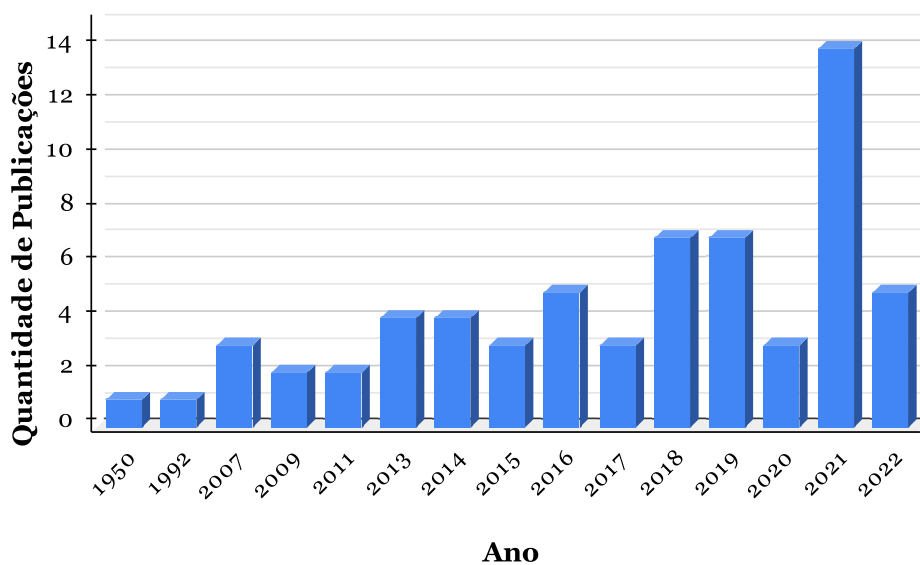
No artigo [68], baseado na RF segmentada considerando as probabilidades de disponibilidade dos recursos, o DSO pode utilizá-la para basear suas ofertas de serviços

ancilares, comprometendo-se a fornecer apenas o montante restrito a valores com probabilidade elevada. Assim, apenas uma fração dos segmentos pode ser considerada para o funcionamento da rede.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre flexibilidade em sistemas de potência. Foram explorados as principais definições e conceitos necessários para contextualizar as RFs, abordando temas como os papéis dos operadores do sistema, a importância da troca de informações entre TSO e DSO e a utilização de recursos flexíveis na prestação de serviços ancilares. Também foi realizada uma revisão de pesquisas que abordam a construção de RFs em que se destaca os métodos baseados em RS e otimização. Comparações entre métodos e suas principais características também foram apresentados. Diante disso, é possível concluir que se trata de um tema relevante no atual contexto de transição que impacta fortemente nos SEPs sobretudo com a significativa integração dos REDs. A Figura 12 mostra um resumo da quantidade de trabalhos revisados por ano de publicação.

Figura 12 – Número de trabalhos revisados por ano de publicação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3 REVISÃO DE METODOLOGIAS DE REFERÊNCIA

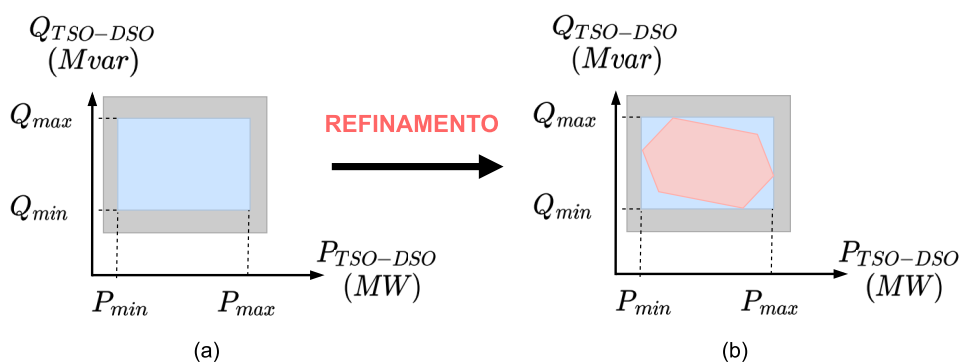
A metodologia utilizada para construção da RF de sistemas de distribuição apresentada na referência [63] é detalhada nesse capítulo, uma vez que será utilizada para fins de comparação com a metodologia proposta neste trabalho. São destacados a formulação do problema de otimização, o algoritmo para construção da RF e a validação da implementação realizada a partir da reprodução de um estudo de caso. Além disso, os coeficientes T_{flex} e D_{flex} introduzidos em [74] também são destacados. Tais coeficientes são utilizados para quantificar a flexibilidade de sistemas de transmissão e distribuição na interface TSO/DSO.

3.1 METODOLOGIA PARA CONSTRUÇÃO DE REGIÕES DE FLEXIBILIDADE

A metodologia abordada busca encontrar, primeiramente, os limites máximos e mínimos de potência ativa e reativa da RF e, posteriormente, é feita uma etapa de refinamento que visa encontrar novos pontos sobre o perímetro da região, moldando assim sua forma.

A dependência entre potência ativa e reativa e as restrições da rede têm impacto na quantidade de recursos flexíveis que podem ser ativados, de modo a influenciar nas possibilidades de mudanças do ponto de operação do sistema. Ao ignorar esses fatores, a RF no PCC seria a soma da flexibilidade individual de cada recurso flexível no ponto de operação programado. Considerando que os recursos flexíveis tenham um formato retangular, resultaria, no PCC, em uma RF com formato retangular maior, conforme representado na Figura 13a pelo retângulo cinza.

Figura 13 – Visão geral da metodologia aplicada na construção de Regiões de Flexibilidade.



Fonte: Adaptado de [63].

Ao adicionar as restrições da rede, a RF também é limitada, levando ao retângulo menor em azul. Na etapa de refinamento, todas as restrições da rede e a dependência entre potência ativa e reativa são consideradas para a obtenção do conjunto viável de

pontos de operação contidos pelo retângulo azul. Isso é feito de modo a determinar os valores de potência que compõem o perímetro da RF formando a região de cor vermelha destacada na Figura 13b.

3.1.1 Formulação do problema de otimização

Conforme destacado anteriormente, o processo de construção da RF inicia-se com a determinação da potência ativa e reativa mínima e máxima (P_{min} , P_{max} , Q_{min} e Q_{max} na Figura 13) no PCC. Para isso, quatro problemas de otimização devem ser resolvidos. Uma função objetivo com parâmetros variáveis que permite obter todo o perímetro da RF é utilizada, de modo otimizar a potência ativa e reativa conforme (3.1).

$$\text{Min } \alpha_n \cdot P_{TSO \rightarrow DSO} + \beta_n \cdot Q_{TSO \rightarrow DSO} \quad (3.1)$$

As variáveis $P_{TSO \rightarrow DSO}$ e $Q_{TSO \rightarrow DSO}$ são, respectivamente, a potência ativa e reativa na interface TSO/DSO, enquanto α_n e β_n são parâmetros que se modificam a cada problema de otimização n resolvido. A FOB em (3.1) representa a inclinação de uma família de retas, conforme mostrado em (3.2), de modo que para diferentes valores de θ_n são obtidos diferentes pontos no perímetro da RF.

$$\tan \theta_n = -\frac{\alpha_n}{\beta_n} \quad (3.2)$$

No problema de otimização, as variáveis de estado e controle que o caracterizam estão relacionadas à tensão em todas as barras e aos recursos flexíveis presentes no sistema que podem ser:

- Variação da geração ativa e reativa: ΔP_i^G e ΔQ_i^G ;
- Variação da carga ativa e reativa: ΔP_i^L e ΔQ_i^L ;
- Variação de compensadores de potência reativa: ΔQ_i^{cond} .

Tap de transformadores e chaveamento de banco de capacitores também podem ser recursos flexíveis em um sistema, porém, nesse trabalho, ambos foram considerados parâmetros fixos. O problema de otimização está sujeito às restrições típicas de problemas de FPO, conforme apresentado de (3.3) à (3.15).

$$(\Delta P_i^G + P_i^G) - (\Delta P_i^L + P_i^L) - P_i = 0 \quad \forall i \in N \quad (3.3)$$

$$(\Delta Q_i^G + Q_i^G) + (\Delta Q_i^{cond} + Q_i^{cond}) + V_i^2 \cdot b_{shi} - (\Delta Q_i^L + Q_i^L) - Q_i = 0 \quad \forall i \in N \quad (3.4)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad \forall i \in N \quad (3.5)$$

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max} \quad \forall i \in N \quad (3.6)$$

$$(S_{ij}^b)^2 \leq (S_{ij,max}^b)^2 \quad \forall b \in B \quad (3.7)$$

$$(S_{ji}^b)^2 \leq (S_{ij,max}^b)^2 \quad \forall b \in B \quad (3.8)$$

$$\Delta P_{i,min}^G \leq \Delta P_i^G \leq \Delta P_{i,max}^G \quad \forall i \in N_G \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_{i,min}^G \leq \Delta Q_i^G \leq \Delta Q_{i,max}^G \quad \forall i \in N_G \quad (3.10)$$

$$\Delta P_{i,min}^L \leq \Delta P_i^L \leq \Delta P_{i,max}^L \quad \forall i \in N_L \quad (3.11)$$

$$\Delta Q_{i,min}^L \leq \Delta Q_i^L \leq \Delta Q_{i,max}^L \quad \forall i \in N_L \quad (3.12)$$

$$\Delta Q_{i,min}^{cond} \leq \Delta Q_i^{cond} \leq \Delta Q_{i,max}^{cond} \quad \forall i \in N_C \quad (3.13)$$

$$P_i = \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij} \quad \forall i, j \in N \quad (3.14)$$

$$Q_i = \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij} \quad \forall i, j \in N \quad (3.15)$$

As equações (3.3) e (3.4) são restrições de balanço de potência ativa e reativa do sistema para cada barra i pertencente ao conjunto de barras N , onde P_i^G, Q_i^G, P_i^L e Q_i^L são, respectivamente, a geração ativa, geração reativa, carga ativa e carga reativa presente na barra i no caso base. Destaca-se que o chamado caso base é o ponto de operação atual. Os parâmetros Q_i^{cond} e b_{sh_i} são, respectivamente, a potência reativa de compensadores síncronos, no caso base, e a potência reativa de banco de capacitores conectados à barra i . As variáveis P_i e Q_i representam, respectivamente, a soma da potência ativa, P_{ij} , e reativa, Q_{ij} , que flui nas linhas da barra i para outras barras j conectadas a i conforme representado em (3.14) e (3.15).

As inequações (3.5), (3.7), e (3.8) representam limitações físicas da rede. Em (3.5), são definidos os limites inferiores e superiores da tensão na barra i dados por V_i^{min} e V_i^{max} , respectivamente, enquanto (3.7) e (3.8) impõem o limite de fluxo de potência aparente, dada por $S_{ij,max}^b$, a cada linha b do sistema pertencente ao conjunto de linhas B . As

variáveis, V_i , S_{ij} , e S_{ji} representam, respectivamente, a tensão na barra i , o fluxo que vai da barra i para barra j e o fluxo que vai da barra j para a barra i . Em (3.6) são representados os limites dos ângulos em cada barra do sistema onde θ_i , θ_i^{min} e θ_i^{max} são, respectivamente, o ângulo da barra i e seus limites, mínimos e máximos.

De (3.9) à (3.13), observa-se a representação dos limites dos recursos flexíveis. As variáveis ΔP_i^G e ΔQ_i^G representam a flexibilidade de potência ativa e reativa relacionada ao gerador conectado à barra i pertencente ao conjunto de geradores N_G , sendo $N_G \subset N$, e as variáveis $\Delta P_{i,min}^G$, $\Delta P_{i,max}^G$, $\Delta Q_{i,min}^G$ e $\Delta Q_{i,max}^G$ representam os limites, mínimos e máximos, de variação de geração ativa e reativa. Analogamente, ΔP_i^L e ΔQ_i^L representam a flexibilidade de carga ativa e reativa na barra i pertencente ao conjunto de cargas N_L , sendo $N_L \subset N$, e as variáveis $\Delta P_{i,min}^L$, $\Delta P_{i,max}^L$, $\Delta Q_{i,min}^L$ e $\Delta Q_{i,max}^L$ representam os limites, mínimos e máximos, de variação de carga ativa e reativa. Já ΔQ_i^{cond} é a flexibilidade relacionada aos compensadores síncronos ligados à barra i pertencente ao conjunto de compensadores síncronos N_C , sendo $N_C \subset N$, e as variáveis $\Delta Q_{i,min}^{cond}$ e $\Delta Q_{i,max}^{cond}$ representam os limites de variação de injeção de potência reativa mínimo e máximo.

Os limites da variação dos recursos flexíveis são dependentes do ponto de operação no qual o respectivo recurso está no caso base. Considerando que os FPU's são do Tipo 1 apresentado na Figura 6, tais limites podem ser escritos em função de seus valores máximos, mínimos e do caso base conforme destacado de (3.16) à (3.25).

$$\Delta P_{i,min}^G = P_{i,min}^G - P_i^G \quad (3.16)$$

$$\Delta P_{i,max}^G = P_{i,max}^G - P_i^G \quad (3.17)$$

$$\Delta Q_{i,min}^G = Q_{i,min}^G - Q_i^G \quad (3.18)$$

$$\Delta Q_{i,max}^G = Q_{i,max}^G - Q_i^G \quad (3.19)$$

$$\Delta P_{i,min}^L = P_{i,min}^L - P_i^L \quad (3.20)$$

$$\Delta P_{i,max}^L = P_{i,max}^L - P_i^L \quad (3.21)$$

$$\Delta Q_{i,min}^L = Q_{i,min}^L - Q_i^L \quad (3.22)$$

$$\Delta Q_{i,max}^L = Q_{i,max}^L - Q_i^L \quad (3.23)$$

$$\Delta Q_{i,min}^{cond} = Q_{i,min}^{cond} - Q_i^{cond} \quad (3.24)$$

$$\Delta Q_{i,max}^{cond} = Q_{i,max}^{cond} - Q_i^{cond} \quad (3.25)$$

As variáveis $P_{i,min}^G$, $P_{i,max}^G$, $Q_{i,min}^G$ e $Q_{i,max}^G$ são os limites mínimos e máximos de geração ativa e reativa que o gerador conectado à barra i pode assumir. De forma análoga, $P_{i,min}^L$, $P_{i,max}^L$, $Q_{i,min}^L$ e $Q_{i,max}^L$ representa os limites de carga ativa e reativa. Por fim, $Q_{i,min}^{cond}$ e $Q_{i,max}^{cond}$ representa a injeção de potência reativa mínima e máxima do compensador conectado à barra i . Vale ressaltar que os limites apresentados da equação (3.16) à (3.19) são para FPU's despacháveis. Para recursos não despacháveis, mas com possibilidade de redução de sua injeção de potência ativa através de corte de geração, tem-se $\Delta P_{i,max}^G = 0$, ou seja, o recurso pode apenas reduzir sua geração ativa.

Importante destacar que o PCC do sistema de distribuição, ADN ou VPP, é a barra *swing* do sistema. Portanto, $P_{TSO \rightarrow DSO}$ e $Q_{TSO \rightarrow DSO}$ podem ser escritos conforme (3.26) e (3.27) onde a barra i é a barra de acoplamento entre os sistemas.

$$P_{TSO \rightarrow DSO} = \Delta P_i^G + P_i^G \quad (3.26)$$

$$Q_{TSO \rightarrow DSO} = \Delta Q_i^G + Q_i^G \quad (3.27)$$

Diante da formulação de FPO apresentada, pode-se definir o número total de variáveis de decisão e de restrições do problema, de acordo com as equações (3.28) e (3.29), onde n_{var} é o número de variáveis de decisão, n_{bus} é o número de barras, n_{ger} é o número geradores, n_{load} é o número de cargas controláveis, n_{cond} é o número de compensadores síncronos, n_{res} é o número de restrições e n_{lin} é o número de circuitos.

$$n_{var} = (2 \cdot n_{bus}) - 1 + (2 \cdot n_{ger}) + (2 \cdot n_{load}) + n_{cond} \quad (3.28)$$

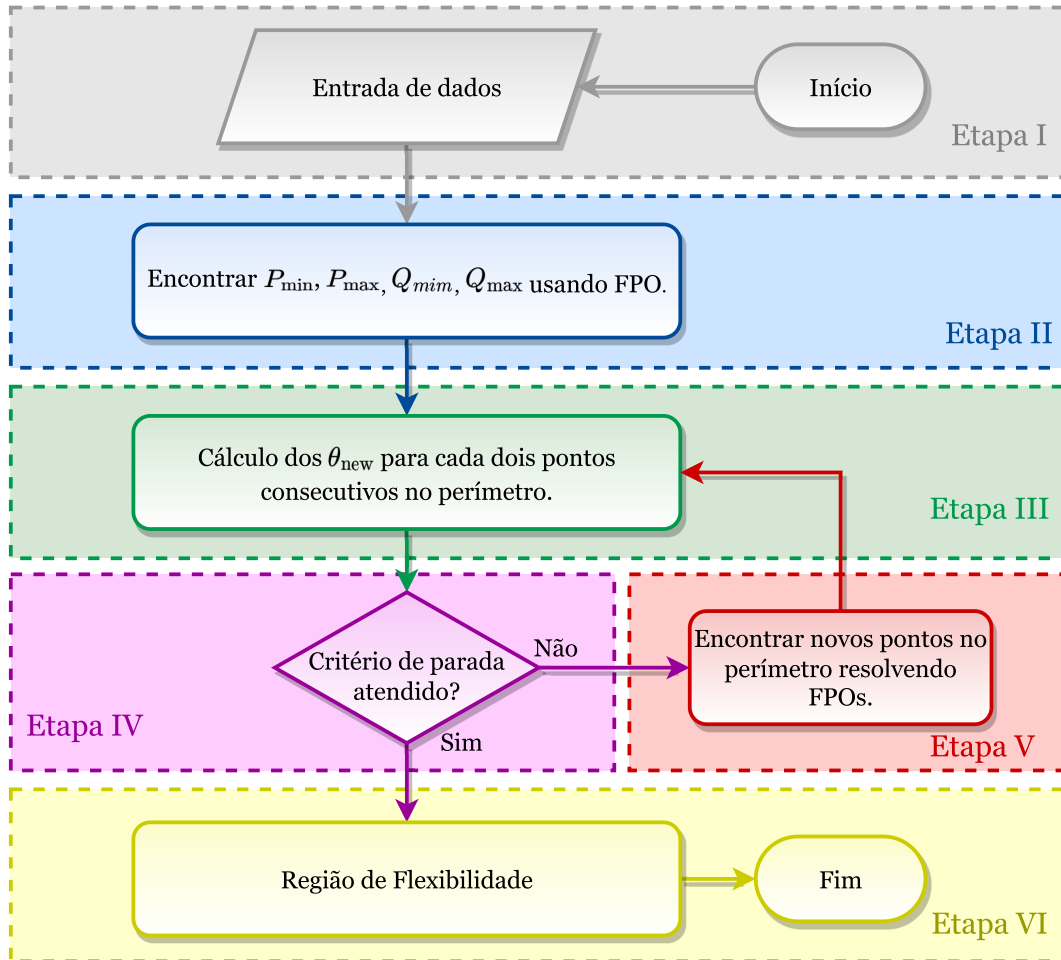
$$n_{res} = n_{var} + (2 \cdot n_{bus}) + (2 \cdot n_{lin}) \quad (3.29)$$

3.1.2 Algoritmo para construção da Região de Flexibilidade

O processo de construção da RF em um determinado barramento do sistema de potência considerado o PCC pode ser resumido através do fluxograma apresentado na Figura 14.

De acordo com o fluxograma, o processo se inicia na Etapa I com a definição de dados de entrada a serem utilizados pelo algoritmo. Na Etapa II são resolvidos problemas de otimização para $\theta_n = 0^\circ, 180^\circ, 90^\circ$ e -90° :

Figura 14 – Algoritmo para construção da Região de Flexibilidade.



Fonte: Adaptado de [63].

- Para $\theta_n = \pm 90$ tem-se $\alpha_n = \mp 1$ e $\beta_n = 0$. P_{max} e P_{min} são calculados bem como a potência reativa correspondente;
- Para $\theta_n = 0$ e $\theta_n = 180$ tem-se $\alpha_n = 0$ e $\beta_n = \pm 1$. Q_{min} e Q_{max} são calculados bem como a potência ativa correspondente.

Na Etapa III, são calculados os ângulos θ_{new} de todas as retas que ligam dois pontos consecutivos no perímetro da região de flexibilidade a partir de (3.30) e, na Etapa IV, os critérios definidos em (3.31) e (3.32) são avaliados.

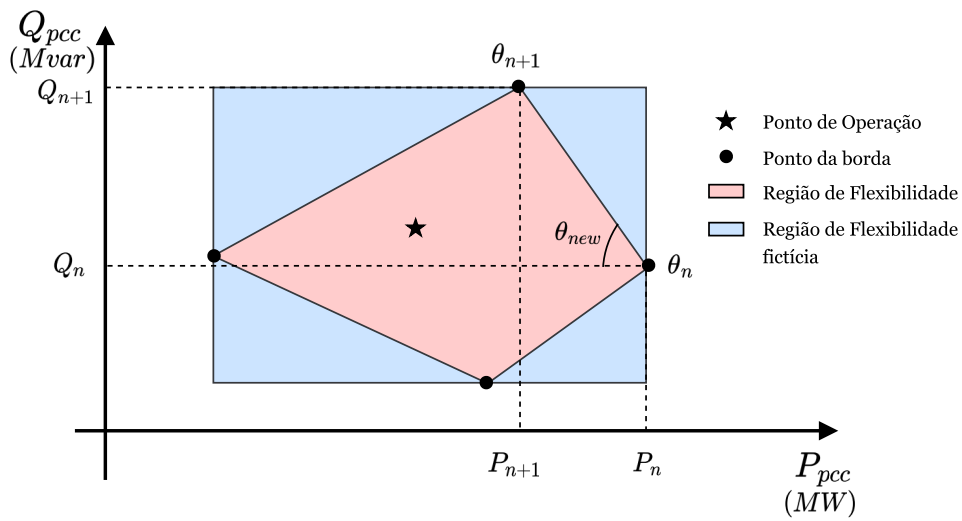
$$\theta_{new} = \tan^{-1} \left(\frac{Q_{n+1} - Q_n}{P_{n+1} - P_n} \right) \quad (3.30)$$

$$|\theta_{new} - \theta_n| > \theta_{tol} \quad (3.31)$$

$$|\theta_{new} - \theta_{n+1}| > \theta_{tol} \quad (3.32)$$

As variáveis θ_n e θ_{n+1} representam os ângulos que deram origem a dois pontos consecutivos no perímetro da RF que definem a reta de inclinação θ_{new} que os conectam. Os pontos (P_n, Q_n) e (P_{n+1}, Q_{n+1}) são, respectivamente, o par ordenado de potência ativa e reativa dos dois pontos sobre o perímetro da RF calculados a partir de θ_n e θ_{n+1} . A variável θ_{tol} é o ângulo de tolerância que é critério de parada do algoritmo. A Figura 15 ilustra o passo de obtenção de θ_{new} entre dois pontos consecutivos.

Figura 15 – Esquema de cálculo de θ_{new} .



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para todo θ_{new} que respeite os critérios anteriormente definidos, um novo par α e β é calculado e um novo problema de otimização será resolvido para os novos valores dos parâmetros na Etapa V. Observando (3.2) e (3.30), temos que α_{new} e β_{new} são obtidos conforme (3.33) e (3.34).

$$\alpha_{new} = -(Q_{n+1} - Q_n) \quad (3.33)$$

$$\beta_{new} = P_{n+1} - P_n \quad (3.34)$$

Uma vez que não exista θ_{new} que atenda (3.31) e (3.32) simultaneamente o processo iterativo é encerrado e a RF é obtida na Etapa VI.

3.1.3 Validação da implementação computacional

Visando validar a implementação computacional da metodologia apresentada, foi realizada a reprodução de um dos estudos de caso apresentado em [63]. Além disso, é destacado a seguir, informações relacionadas às ferramentas computacionais utilizadas na implementação da metodologia.

3.1.3.1 Implementação computacional

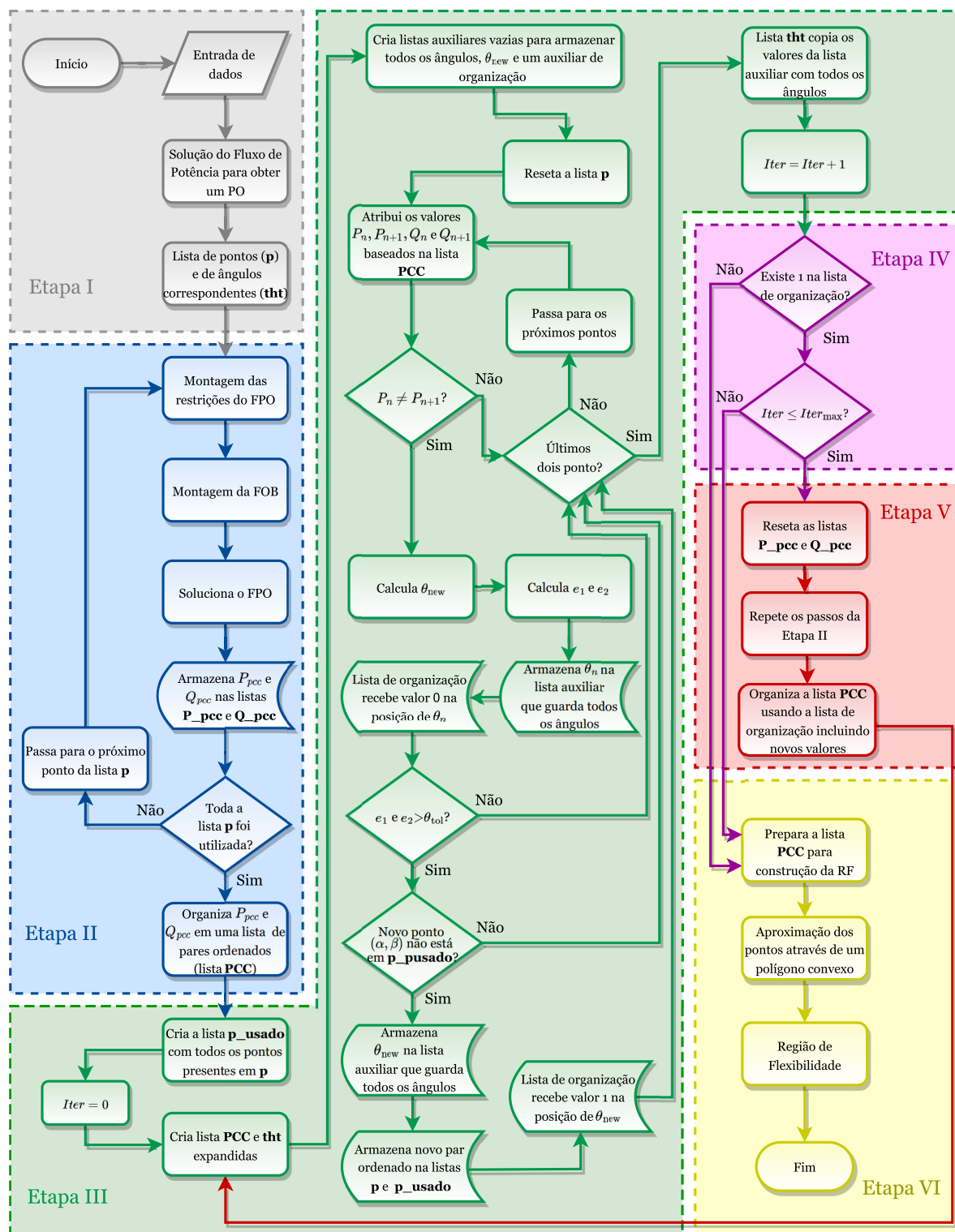
O fluxograma da Figura 16 apresenta, de forma detalhada, o algoritmo para construção da RF da maneira em que foi implementada computacionalmente. Visando facilitar a explicação do processo, o fluxograma foi dividido em seis etapas, conforme apresentado no algoritmo resumido a Figura 14.

Toda a implementação computacional foi realizada em linguagem Python e a descrição de cada uma das etapas apontando os principais recursos utilizados são apresentados a seguir. Vale destacar que listas do Python são referidas ao longo do texto em negrito:

- a) **Etapa I - Inicialização:** no início do processo são definidos os dados de entrada que caracterizam a rede sob estudo e na sequência é obtido um ponto de operação que não viole algum limite do sistema. A lista **p** armazena os pares ordenados (α, β) que serão usados na FOB para a solução dos quatro problemas iniciais, enquanto a lista **tht** armazena os ângulos correspondentes a cada par ordenado.
- b) **Etapa II - Obtenção dos limites máximos e mínimos de potência ativa e reativa:** nessa etapa os problemas de otimização são resolvidos para cada ponto presente na lista **p**. A montagem e solução do FPO conforme apresentado na subseção 3.1.1 são realizadas, utilizando o pacote de otimização Gekko [87] com o solver IPOPT. A cada FPO resolvido, a potência ativa e reativa no PCC (P_{pcc} e Q_{pcc}) são armazenados em suas respectivas listas (**P_pcc** e **Q_pcc**). Ao finalizar os pontos da lista **p**, os valores P_{pcc} e Q_{pcc} são organizados na lista **PCC** como um conjunto de pares ordenados referente ao respectivo ponto de **p** que os geraram.
- c) **Etapa III - Cálculo de θ_{new} e diferenças angulares:** inicialmente todos os pares (α, β) já utilizados são armazenados na lista **p_usado** e é inicializado o contador de iterações. Visando calcular o ângulo entre dois pontos consecutivos, conforme a Figura 15, são criadas as listas expandidas chamadas **PCC_exp** e **tht_exp** que nada mais são que as listas **PCC** e **tht** com o acréscimo de uma posição no fim de ambas com o respectivo valor encontrado em sua primeira posição conforme ilustrado na Figura 17.

Essa operação é realizada visando tornar a lista cíclica, facilitando as operações matemáticas entre pontos consecutivos. Algumas listas auxiliares são criadas para

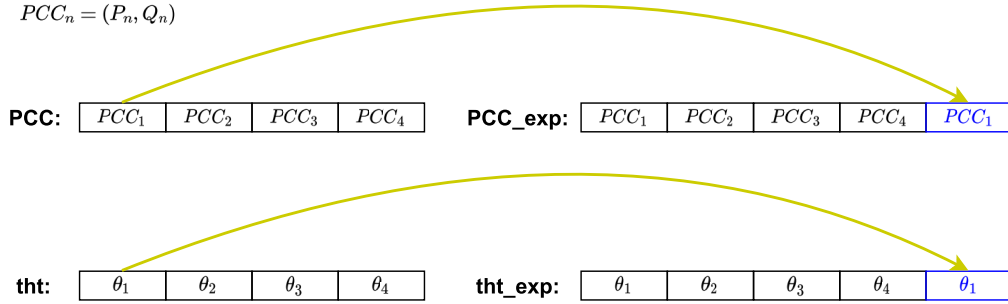
Figura 16 – Fluxograma do algoritmo implementado para construção da Região de Flexibilidade.



Fonte: Elaborado pelo autor.

proporcionar as manipulações necessárias para organizar novos valores obtidos a cada iteração. A lista p é esvaziada para posteriormente ser preenchida com novos pares (α, β) . De acordo com os pontos consecutivos na lista PCC_exp , os valores de

Figura 17 – Exemplo ilustrativo das listas expandidas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

P_n, P_{n+1}, Q_n e Q_{n+1} são atribuídos. Tomando como exemplo a Figura 17, tem-se para os primeiros dois pontos consecutivos: $P_n = P_1, P_{n+1} = P_2, Q_n = Q_1$ e $Q_{n+1} = Q_2$. É verificado se P_n e P_{n+1} são diferentes e caso não sejam verifica-se se são os dois últimos pontos da lista **PCC_exp**, de modo que se a verificação for verdadeira, o processo segue para a montagem da lista **tth** com todos os ângulos calculados no processo, por outro lado, se a verificação for falsa, outros pontos são acessados. Se P_n e P_{n+1} diferem-se, o processo segue para o cálculo do θ_{new} correspondente e dos erros conforme apresentado nas equações (3.30), (3.31) e (3.32), respectivamente. Novamente baseado na Figura 17, considerando os dois primeiros pontos, pode-se escrever:

$$\theta_{new} = \tan^{-1} \left(\frac{Q_2 - Q_1}{P_2 - P_1} \right)$$

$$e_1 = |\theta_{new} - \theta_1|$$

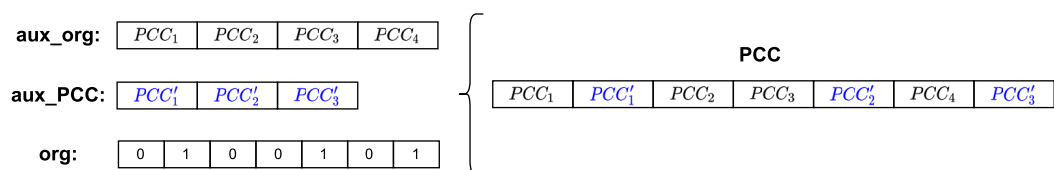
$$e_2 = |\theta_{new} - \theta_2|$$

Na sequência, a lista auxiliar criada para receber os valores de ângulo, **aux_tth**, começa a ser preenchida. A cada θ_{new} calculado é adicionado ao fim da lista o valor θ_n , que é o primeiro dos dois pontos consecutivos analisados no momento, e a lista **org**, usada para organização dos novos valores nas listas, recebe valor 0 na posição correspondente a θ_n . Caso ambos os erros calculados sejam maiores que o ângulo definido como tolerância e se o novo par ordenado (α, β) referente a θ_{new} não estiver presente em **p_usado**, a lista **aux_tth** recebe em sua última posição θ_{new} , tanto **p** quanto **p_usado** recebem o par ordenado em sua última posição e a lista de organização, **org**, recebe valor 1 na última posição. Na sequência é verificado se são os dois últimos pontos da lista **PCC_exp** e se a verificação for verdadeira, o processo segue para a montagem da lista **tth** com todos os ângulos calculados no processo, por outro lado, se a verificação for falsa outros pontos são acessados. Caso pelo

menos um dos erros for maior que a tolerância ou se o novo par ordenado já estiver presente em **p_usado** é verificado se são os dois últimos pontos da lista **PCC_exp** e se a verificação for verdadeira, o processo segue para a montagem da lista **tht** com todos os ângulos calculados no processo, em contrapartida, se a verificação for falsa outros pontos são acessados. Após todos os pontos terem sido avaliados a lista **tht** é atualizado tornando-se uma cópia de **aux_tht**, logo ela contém todos os ângulos que já existiam juntamente com cada θ_{new} válido encontrado. Vale ressaltar que da maneira que **aux_tht** é preenchida os ângulos presentes estão na ordem anti-horária baseados no respectivo par ordenado de **PCC** na borda da RF, começando sempre com $\theta = 180^\circ$. Por fim, o contador de iteração recebe o acréscimo de uma unidade.

- d) **Etapa IV - Verificação de convergência:** duas verificações são feitas visando decidir pelo fim ou continuação do processo iterativo. Além de ajudar na organização da lista **PCC**, **org** é utilizada para definir o fim do processo iterativo, uma vez que, sempre que houver pelo menos um ponto em **p** que determinará um novo ponto da borda da RF, existirá pelo menos um valor igual a 1 na lista **org** indicando a continuação do processo iterativo. Logo, se não existir valor 1 em **org** o processo iterativo é encerrado. Outro critério de parada definido na implementação realizada é o número máximo de iterações permitidas. Se pelo menos uma das duas verificações for falsas, o processo iterativo se encerra seguindo para a Etapa VI. Caso ambas sejam verdadeiras, o processo iterativo continua seguindo para a Etapa V.
- e) **Etapa V - Obtenção de novos pontos da borda da RF:** inicialmente as listas **P_pcc** e **Q_pcc** são reiniciadas para armazenarem os novos pares de potência e reativa que serão calculados. Na sequência todos os pares ordenados presentes em **p** são utilizados nos FPOs que são solucionados, repetindo a sequência apresentada na Etapa II, porém ao invés de organizar os valores na lista **PCC** estes são organizados em **aux_PCC**. Em seguida é realizada a reorganização da lista **PCC** utilizando **org**, **aux_PCC** e **aux_org** colocando em ordem anti-horária os pontos de **PCC**, seguindo a mesma ordem que foi estabelecida em **tht** na Etapa III. A lista **aux_org** é uma cópia de **PCC** antes de sua reorganização. A Figura 18 exemplifica uma lista **PCC** reorganizada a partir das listas que auxiliam no processo.

Figura 18 – Exemplo de reorganização da lista **PCC**.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao finalizar a reorganização o processo retorna para a Etapa III.

- f) **Etapa VI - Construção da visualização gráfica da RF:** nessa etapa, a lista **PCC** é utilizada como dado de entrada para a construção da RF utilizando a classe `scipy.spatial.ConvexHull` do pacote SciPy [88]. Essa classe constrói um polígono convexo que se ajusta aos pontos de **PCC** fornecendo a borda completa da RF e a visualização gráfica é feita por meio do pacote Matplotlib [89].

A Figura 19 apresenta um exemplo do passo a passo da construção da RF, destacando cada etapa do processo presente nos fluxogramas das Figuras 14 e 16. Nesse exemplo, considera-se três iterações do método. A Etapa IV, que avalia os critérios de parada, não está representada na imagem.

As Figuras 19a e 19b representam, respectivamente, a obtenção de um ponto de operação inicial para o qual a RF será construída e a RF inicialmente obtida, considerando os valores máximos e mínimos de potência ativa e reativa calculados a partir de quatro valores de θ_n conforme apresentado na seção 3.1.2.

Na Figura 19c todos os ângulos θ_{new} , calculados conforme apresentado a seguir, satisfazem (3.31) e (3.32) gerando quatro novos pontos associados a θ_4 , θ_5 , θ_6 e θ_7 conforme apresentado na Figura 19d.

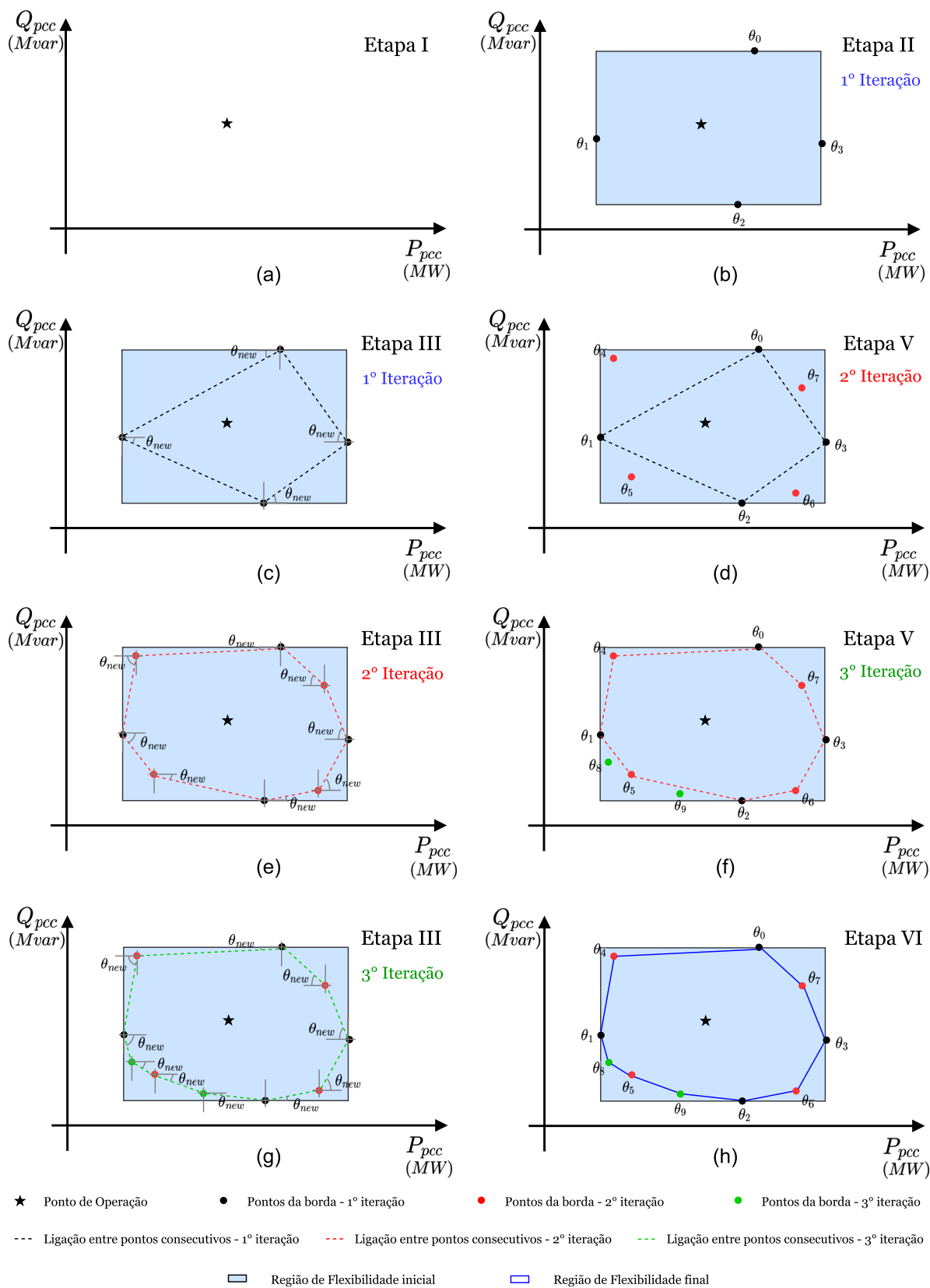
$$\begin{aligned}\theta_4 = \theta_{new} &= \tan^{-1} \left(\frac{Q_1 - Q_0}{P_1 - P_0} \right) \\ \theta_5 = \theta_{new} &= \tan^{-1} \left(\frac{Q_2 - Q_1}{P_2 - P_1} \right) \\ \theta_6 = \theta_{new} &= \tan^{-1} \left(\frac{Q_3 - Q_2}{P_3 - P_2} \right) \\ \theta_7 = \theta_{new} &= \tan^{-1} \left(\frac{Q_2 - Q_1}{P_2 - P_1} \right)\end{aligned}$$

Na Figura 19e apenas a reta liga o ponto da borda gerado por θ_1 ao ponto da borda gerado por θ_5 e a reta que conecta os pontos da borda gerados por θ_5 e θ_2 apresentam θ_{new} que satisfaz as tolerâncias. Portanto, são gerados dois novos pontos associados a θ_8 e θ_9 conforme apresentado na Figura 19f.

$$\begin{aligned}\theta_8 = \theta_{new} &= \tan^{-1} \left(\frac{Q_5 - Q_1}{P_5 - P_1} \right) \\ \theta_9 = \theta_{new} &= \tan^{-1} \left(\frac{Q_2 - Q_5}{P_2 - P_5} \right)\end{aligned}$$

Na Etapa III da terceira iteração, nenhum θ_{new} calculado satisfaz (3.31) e (3.32) simultaneamente. Logo, o processo iterativo é encerrado e a RF final é obtida conforme apresentado na Figura 19h.

Figura 19 – Exemplo ilustrativo do processo de construção da Região de Flexibilidade.

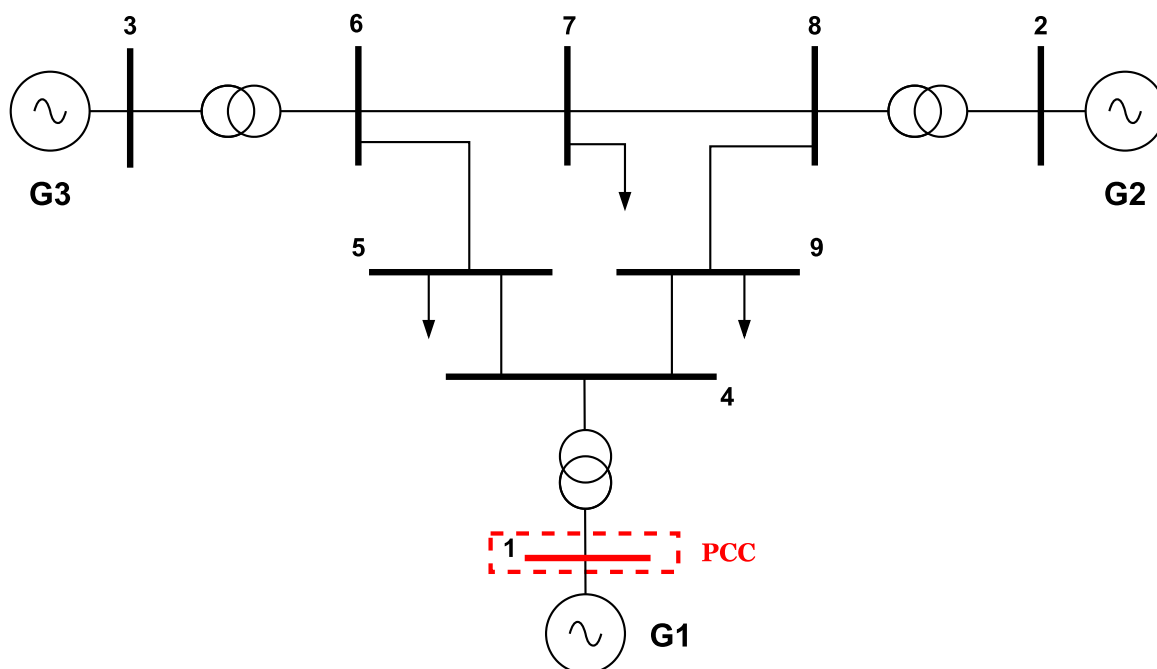


Fonte: Elaborado pelo autor.

3.1.3.2 Estudo de caso

O estudo de caso consiste em estimar a RF para o sistema IEEE 9 barras modificado. Os dados originais deste sistema são apresentados na referência [90] e, como modificações realizadas, destaca-se a substituição do gerador G_2 por um compensador síncrono e a alteração da numeração das barras. A topologia do sistema é apresentada na Figura 20, onde o PCC é representado pela barra *swing*, que é a barra 1. Como recursos flexíveis presentes nesse sistema temos o gerador G_3 , o compensador síncrono G_2 e considera-se que as cargas são controláveis, de modo a permitir um corte de carga de até 10% de seus valores no caso base. Os dados de barras, dados de linhas e dados de geração são apresentados no Anexo A.

Figura 20 – Topologia do sistema IEEE 9 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor.

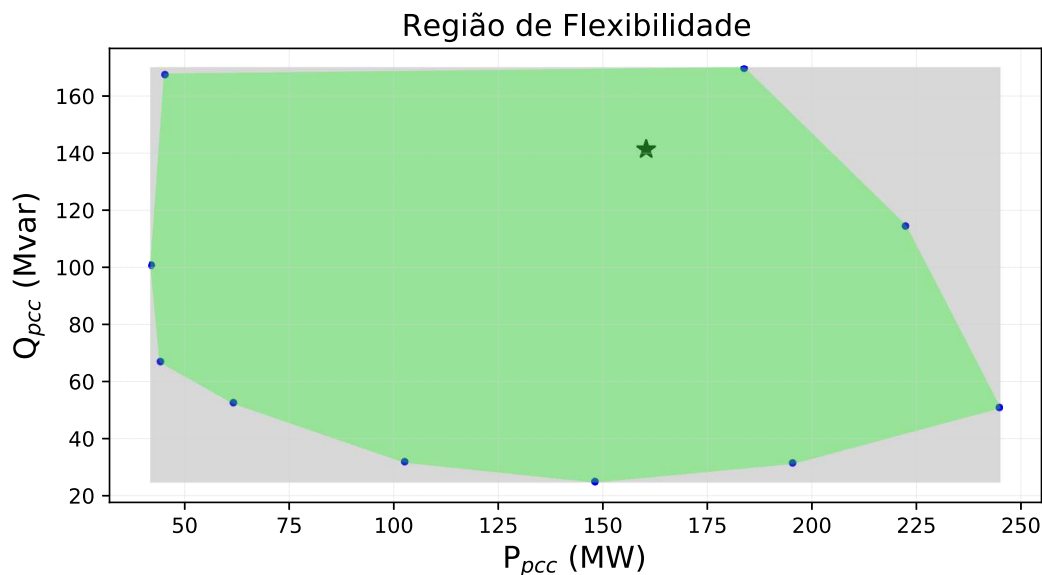
Tabela 6 – Características do sistema IEEE 9 barras.

Parâmetro do sistema	Quantidade
Número de barras	9
Número de circuitos	9
Número de transformadores	3
Carga ativa	315,0 MW
Carga reativa	115,0 Mvar

Fonte: Elaborado pelo autor.

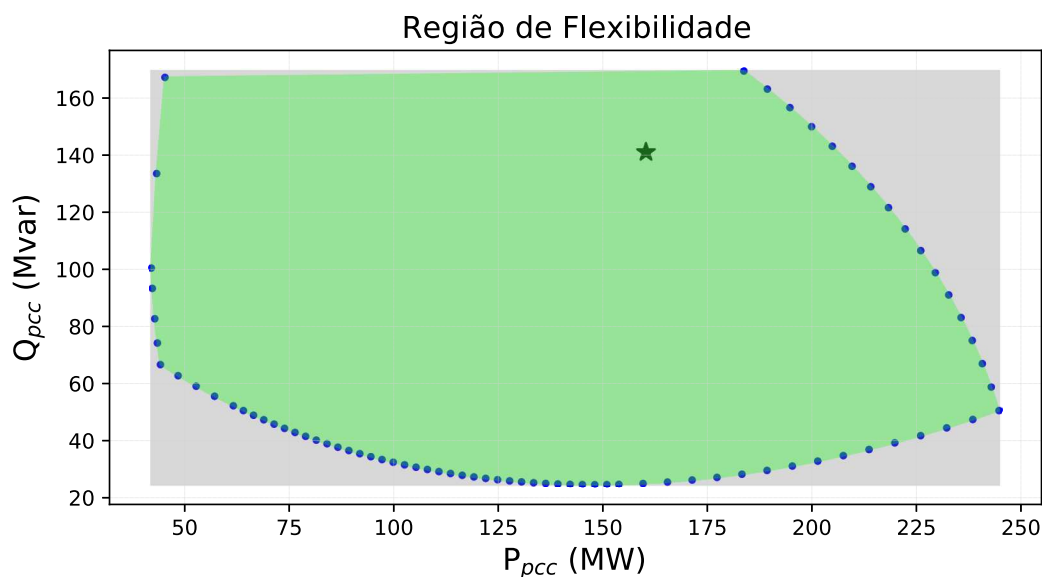
A metodologia é aplicada primeiramente para uma tolerância igual a 10° ($\theta_{tol} = 10^\circ$) e na sequência para uma tolerância igual a 1° ($\theta_{tol} = 1^\circ$). Os resultados obtidos são mostrados nas Figuras 21 e 22, respectivamente.

Figura 21 – Região de Flexibilidade IEEE 9 Barras - $\theta_{tol} = 10^\circ$.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 22 – Região de Flexibilidade IEEE 9 Barras - $\theta_{tol} = 1^\circ$.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O símbolo de estrela preta representa o valor de potência ativa e reativa do caso base no PCC e os pontos em azul são os calculados a cada novo θ_{new} obtido. A área retangular

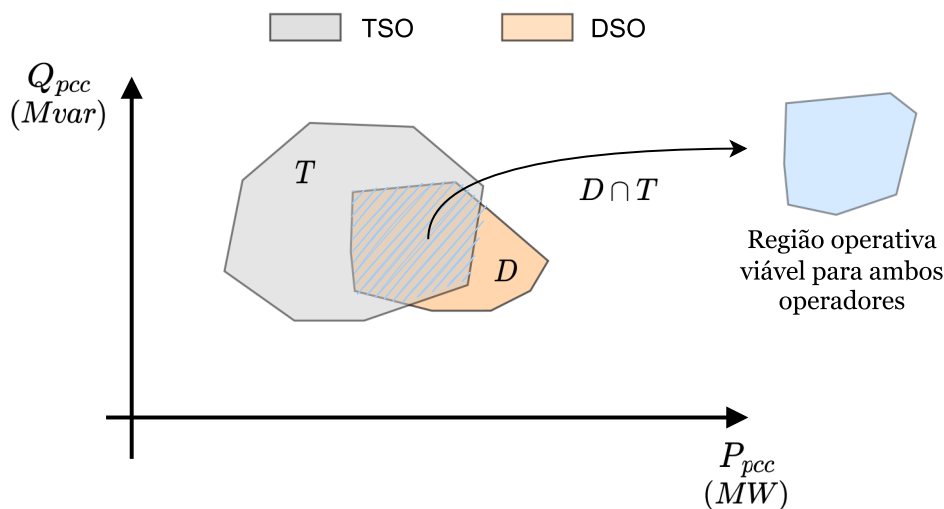
cinza presente nos gráficos representam a RF construída apenas com os resultados obtidos para P_{min} , P_{max} , Q_{min} e Q_{max} . Já a região verde é a obtida após a etapa de refinamento. Observando ambas figuras, é possível notar que quanto menor é a tolerância, mais pontos do perímetro são obtidos e, conseqüentemente, melhor definida é a região de flexibilidade. Por outro lado, quanto mais pontos são obtidos, maior o tempo de execução do algoritmo, visto que cada ponto obtido é resultado da solução de um problema de FPO.

Os resultados obtidos são coerentes com o apresentado em [63], de modo permitir concluir que a implementação foi validada.

3.2 COEFICIENTES DE FLEXIBILIDADE

Em [74] são introduzidos os coeficientes T_{flex} e D_{flex} com a finalidade de quantificar o potencial impacto da flexibilidade dos sistemas no PCC do ponto de vista do TSO e do DSO. Ambos são calculados utilizando RFs na interface TSO/DSO, conforme ilustrado na Figura 23.

Figura 23 – Representação das Regiões de Flexibilidade no PCC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Cada um dos coeficientes são calculados de acordo com as equações (3.35) e (3.36). O operador $A(*)$ representa o cálculo da área da região passada como argumento, D representa a RF calculada para o sistema de distribuição e T representa a RF para o sistema de transmissão.

$$D_{flex} = \frac{A(D \cap T)}{A(D)} \quad (3.35)$$

$$T_{flex} = \frac{A(D \cap T)}{A(T)} \quad (3.36)$$

O coeficiente D_{flex} descreve a usabilidade da flexibilidade do sistema de distribuição na interface entre os sistemas. Valores elevados de D_{flex} significam que a interface TSO/DSO pode acomodar uma porcentagem elevada de valores de troca de potência ativa e reativa definidos pela RF do DSO. Já o coeficiente T_{flex} , descreve a quantidade de flexibilidade do sistema de distribuição que cobre a gama de troca de potência permitida no barramento do sistema de transmissão na interface TSO/DSO. Essa gama de troca de potência permitida é definida pela RF do TSO. O coeficiente T_{flex} quantifica quanto da capacidade de troca de potência de uma determinada barra do sistema de transmissão, dada por sua RF, pode ser explorada pelo sistema de distribuição. Valores de T_{flex} elevados significam que a flexibilidade fornecida pelo sistema de distribuição pode impactar significativamente na operação do sistema de transmissão.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi realizada a revisão detalhada de uma metodologia baseada em sucessivas soluções de FPOs para construção de RFs que é aplicada no decorrer deste trabalho. Detalhes da implementação computacional realizada também são apresentados e sua validação é feita a partir da reprodução da construção da RF para o sistema IEEE 9 barras conforme apresentado na referência [63]. Além disso, também foram apresentados os chamados Coeficientes de Flexibilidade que permitirão realizar análises da flexibilidade na interface TSO/DSO de maneira quantitativa.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

Nesse capítulo são apresentadas algumas contribuições em relação à metodologia apresentada na seção 3.1, sobretudo na representação dos FPU no problema de otimização. Uma nova metodologia de construção da RF capaz de representar suas não-convexidades também é apresentada, destacando a formulação do FPO, o algoritmo que reproduz a metodologia e detalhes da implementação computacional. Tal metodologia é denominada Método de Varredura Angular. Além disso, uma abordagem para avaliação de perdas técnicas com base na troca de potência na interface TSO/DSO através da RF é destacada.

4.1 MODIFICAÇÕES PROPOSTAS

A seguir são apresentadas duas modificações introduzidas ao FPO descrito no capítulo anterior, de modo a permitir a aplicação do algoritmo apresentado para construção da RF no PCC para sistemas de transmissão e a representação de diferentes modelos de FPU. A aplicação para sistemas de transmissão é feita a partir de uma modificação na FOB e a representação de novos modelos de FPU é realizada a partir da adição de novas restrições ao problema de otimização.

4.1.1 Região de Flexibilidade para sistema de transmissão

A metodologia apresentada na seção 3.1 do capítulo anterior aborda um contexto de rede de média e baixa tensão, onde o PCC é sempre a barra *swing* do sistema. Porém, os sistemas de transmissão também possuem suas flexibilidades provenientes de geradores convencionais, equipamentos de controle ou até mesmo de usinas eólicas e fotovoltaicas. A agregação desses recursos também pode ser caracterizada através de uma RF na interface TSO/DSO. Para adaptar a metodologia de modo a torná-la capaz de lidar com sistemas de transmissão, pode-se realizar uma modificação no problema de otimização, especificamente nos elementos da FOB que deixam de ser relacionados à geração ativa e reativa na barra *swing* e passam a ter parcelas relacionadas à carga ativa e reativa no PCC, que é considerada uma barra de carga. As equações (4.1) e (4.2) destacam essa modificação em que a barra i é a barra de acoplamento entre os sistemas.

$$P_{TSO \rightarrow DSO} = \Delta P_i^L + P_i^L \quad (4.1)$$

$$Q_{TSO \rightarrow DSO} = \Delta Q_i^L + Q_i^L \quad (4.2)$$

4.1.2 Representação dos recursos flexíveis no Fluxo de Potência Ótimo

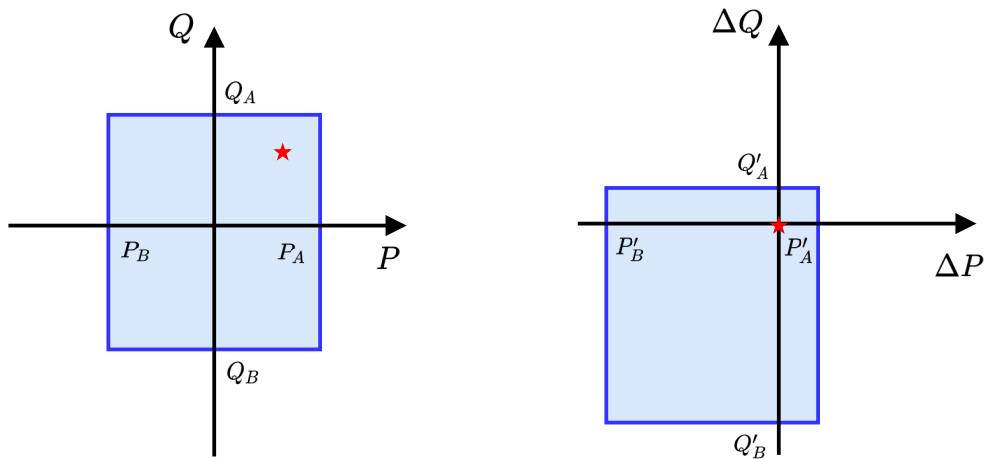
No problema de otimização apresentado a seção 3.1.1, os FPU são representados por modelos Tipo 1. Porém, outros tipos de FPU podem ser utilizados, demandando

assim uma modelagem matemática para sua introdução no FPO.

Baseado nas representações dos FPU's apresentadas na Figura 6, seus modelos matemáticos são definidos a partir de um conjunto de restrições a serem acrescentadas ao FPO. Importante reforçar que os limites de variação do FPU é dependente do ponto de operação do mesmo no caso base. Os modelos matemáticos de cada tipo de FPU são apresentados a seguir, considerando que tais FPU's são geradores:

- a) **Tipo 1:** a Figura 24a apresenta os limites do FPU, destacando o ponto de operação do caso base e a Figura 24b apresenta os limites da variação de potência do FPU para o ponto de operação do caso base. Modelos desse tipo são representados no FPO através das restrições (3.9) e (3.10), cujos valores dos limites são calculados utilizando as equações (3.16), (3.17), (3.18) e (3.19). Os pontos destacados na Figura 24a são parâmetros fixos associados a capacidade do FPU de modo que: $P_B = P_{i,min}^G$, $P_A = P_{i,max}^G$, $Q_B = Q_{i,min}^G$ e $Q_A = Q_{i,max}^G$. Por outro lado, a Figura 24b é obtida em função da Figura 24a e do ponto de operação no caso base, representando os limites que caracterizam o quanto o FPU pode desviar seu ponto de operação em relação ao caso base. Nesse caso, considera-se: $P'_B = \Delta P_{i,min}^G$, $P'_A = \Delta P_{i,max}^G$, $Q'_B = \Delta Q_{i,min}^G$ e $Q'_A = \Delta Q_{i,max}^G$. Logo, é possível concluir que a região da Figura 24a será sempre constante, porém a Figura 24b variará para diferentes pontos de operação. Vale destacar que todas as observações realizadas para as figuras destacadas são válidas para os demais modelos.

Figura 24 – Flexibilidade de FPU com modelo Tipo 1.



(a) Limites do FPU.

(b) Limites de variação do FPU.

Fonte: Elaborado pelo autor.

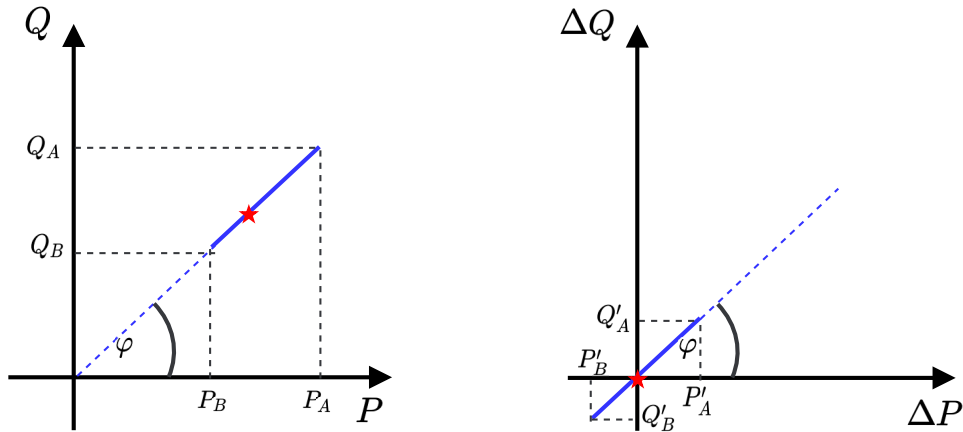
- b) **Tipo 2:** as Figuras 25a e 25b apresentam, respectivamente, os limites do FPU, destacando um ponto de operação do caso base, e os limites da variação de potência do

FPU para tal ponto de operação. O modelo é representado através das restrições (3.9) e (3.10), cujos valores dos limites são calculados utilizando as equações (3.16), (3.17), (3.18) e (3.19), e pela restrição apresentada em (4.4), associada, especificamente, a esse tipo de modelo. Em relação aos pontos destacados na Figura 25a, considera-se: $P_B = P_{i,min}^G$, $P_A = P_{i,max}^G$, $Q_B = Q_{i,min}^G$ e $Q_A = Q_{i,max}^G$. Já na Figura 25b, considera-se: $P'_B = \Delta P_{i,min}^G$, $P'_A = \Delta P_{i,max}^G$, $Q'_B = \Delta Q_{i,min}^G$ e $Q'_A = \Delta Q_{i,max}^G$. A novidade inserida ao FPO é a equação (4.4), que representa a definição da direção pela qual o recurso flexível pode variar. A equação (4.4) é a equação da reta de inclinação φ que passa pelos pontos (P_A, Q_A) e (P_B, Q_B) e (4.3) representa o cálculo de seu coeficiente angular a_1 .

$$a_1 = \tan \varphi = \frac{Q_A - Q_B}{P_A - P_B} \quad (4.3)$$

$$(\Delta Q_i^G + Q_i^G) - a_1 \cdot (\Delta P_i^G + P_i^G) = 0 \quad (4.4)$$

Figura 25 – Flexibilidade de FPU com modelo Tipo 2.



(a) Limites do FPU.

(b) Limites de variação do FPU.

Fonte: Elaborado pelo autor.

- c) **Tipo 3:** assim como destacado anteriormente, as Figuras 26a e 26b apresentam, respectivamente, os limites do FPU destacando um ponto de operação do caso base e os limites da variação de potência do FPU para o mesmo ponto de operação. Modelos desse tipo são representados pelas restrições (3.9) e (3.10), cujos limites são calculados com base nas equações (3.16), (3.17), (3.18) e (3.19), e pelas restrições (4.7) e (4.8). A partir dos pontos em destaque na Figura 26a define-se: $P_{i,min}^G = 0$, $P_A = P_{i,max}^G$, $Q_A = Q_{i,min}^G$ e $Q_B = Q_{i,max}^G$. Por outro lado, conforme a Figura 26b destaca-se: $P_{i,min}^G = -P_i^G$, $P'_A = \Delta P_{i,max}^G$, $Q'_A = \Delta Q_{i,min}^G$ e $Q'_B = \Delta Q_{i,max}^G$. As novidades inseridas ao FPO são as inequações (4.7) e (4.8) que representam

bordas que limitam a flexibilidade do FPU. A inequação (4.7) representa a reta que passa pelos pontos $(0,0)$ e (P_B, Q_B) com coeficiente angular a_1 calculado em (4.5) e a inequação (4.8) representa a reta que passa pelo ponto $(0,0)$ e (P_C, Q_A) com coeficiente angular a_2 calculado por (4.6).

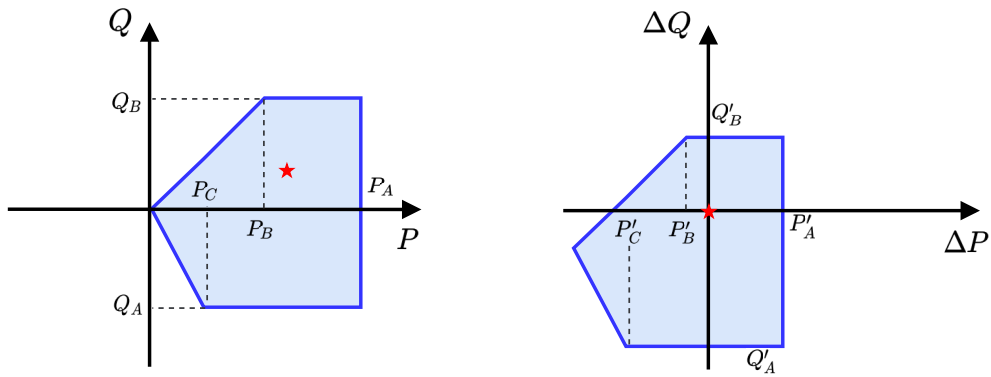
$$a_1 = \frac{Q_B - 0}{P_B - 0} = \frac{Q_B}{P_B} \quad (4.5)$$

$$a_2 = \frac{Q_A - 0}{P_C - 0} = \frac{Q_A}{P_C} \quad (4.6)$$

$$(\Delta Q_i^G + Q_i^G) - a_1 \cdot (\Delta P_i^G + P_i^G) \leq 0 \quad (4.7)$$

$$(\Delta Q_i^G + Q_i^G) - a_2 \cdot (\Delta P_i^G + P_i^G) \geq 0 \quad (4.8)$$

Figura 26 – Flexibilidade de FPU com modelo Tipo 3.



(a) Limites do FPU.

(b) Limites de variação do FPU.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Importante ressaltar que, assim como os pontos limites destacados anteriormente, todos os pontos da borda da Figura 26b são calculados a partir da subtração entre o valor de potência do ponto na borda e o valor de potência no ponto de operação. Assim, P'_C é calculado conforme a equação (4.9).

$$P'_C = P_C - P_i^G \quad (4.9)$$

- d) **Tipo 4:** as Figuras 27a e 27b apresentam, respectivamente, os limites do FPU, destacando um ponto de operação do caso base, e os limites da variação de potência do FPU para tal ponto de operação. Esse tipo de modelo é representado pelas restrições (3.9) e (3.10), cujos limites são calculados utilizando as equações (3.16), (3.17), (3.18) e (3.19), e pelas restrições (4.12) e (4.13). De acordo com a Figura 27a

considera-se: $P_B = P_{i,min}^G$, $P_A = P_{i,max}^G$, $Q_A = Q_{i,min}^G$ e $Q_B = Q_{i,max}^G$. Com relação à Figura 27b define-se: $P'_B = \Delta P_{i,min}^G$, $P'_A = \Delta P_{i,max}^G$, $Q'_A = \Delta Q_{i,min}^G$ e $Q'_B = \Delta Q_{i,max}^G$. As novidades inseridas ao FPO são as inequações (4.12) e (4.13) que representam bordas que limitam a flexibilidade do FPU. A inequação (4.12) representa a reta, de inclinação φ , que passa pelos pontos $(0,0)$ e (P_A, Q_B) com coeficiente angular a_1 calculado em (4.10) e a inequação (4.13) representa a reta de inclinação $-\varphi$ que passa pelo ponto $(0,0)$ e (P_A, Q_A) com coeficiente angular a_2 calculado por (4.11).

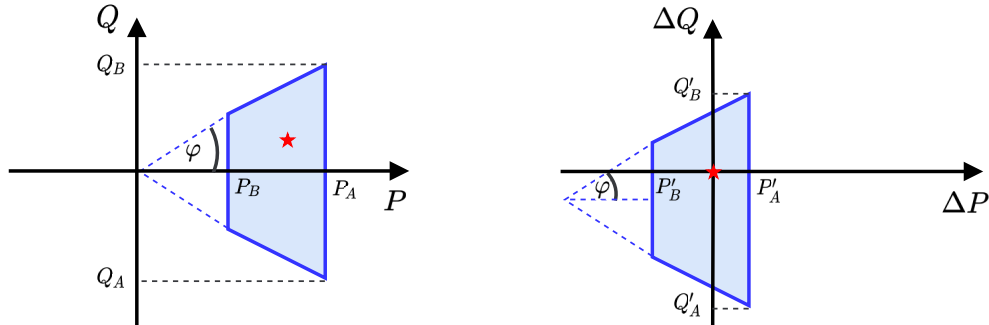
$$a_1 = \tan \varphi = \frac{Q_B - 0}{P_A - 0} = \frac{Q_B}{P_A} \quad (4.10)$$

$$a_2 = \tan(-\varphi) = \frac{Q_A - 0}{P_A - 0} = \frac{Q_A}{P_A} \quad (4.11)$$

$$(\Delta Q_i^G + Q_i^G) - a_1 \cdot (\Delta P_i^G + P_i^G) \leq 0 \quad (4.12)$$

$$(\Delta Q_i^G + Q_i^G) - a_2 \cdot (\Delta P_i^G + P_i^G) \geq 0 \quad (4.13)$$

Figura 27 – Flexibilidade de FPU com modelo Tipo 4.



(a) Limites do FPU.

(b) Limites de variação do FPU.

Fonte: Elaborado pelo autor.

- e) **Tipo 5:** as Figuras 28a e 28b apresentam, respectivamente, os limites do FPU destacando um ponto de operação no caso base e os limites da variação de potência do FPU para tal ponto de operação. Esse tipo de modelo é representado pelas restrições (3.9) e (3.10), cujos limites são calculados utilizando as equações (3.16), (3.17), (3.18) e (3.19), e pelas restrições (4.18), (4.19), (4.20) e (4.21). Em relação aos pontos destacados na Figura 28a, considera-se: $P_B = P_{i,min}^G$, $P_A = P_{i,max}^G$, $Q_E = Q_{i,min}^G$ e $Q_B = Q_{i,max}^G$. Conforme a Figura 28b considera-se: $P'_B = \Delta P_{i,min}^G$, $P'_A = \Delta P_{i,max}^G$, $Q'_E = \Delta Q_{i,min}^G$ e $Q'_B = \Delta Q_{i,max}^G$. As novidades inseridas ao FPO são as inequações (4.18), (4.19), (4.20) e (4.21) que representam bordas que limitam a

flexibilidade do FPU. A inequação (4.18) representa a reta que passa pelos pontos (P_D, Q_D) e (P_B, Q_B) com coeficiente angular a_1 calculado em (4.14), a inequação (4.19) representa a reta que passa pelos pontos (P_A, Q_F) e (P_D, Q_D) com coeficiente angular a_2 calculado em (4.15), a inequação (4.20) representa a reta que passa pelos pontos (P_A, Q_A) e (P_C, Q_C) com coeficiente angular a_3 calculado em (4.16) e, por fim, a inequação (4.21) representa a reta que passa pelos pontos (P_C, Q_C) e (P_B, Q_E) com coeficiente angular a_4 calculado em (4.17).

$$a_1 = \frac{Q_D - Q_B}{P_D - P_B} \quad (4.14)$$

$$a_2 = \frac{Q_F - Q_D}{P_A - P_D} \quad (4.15)$$

$$a_3 = \frac{Q_A - Q_C}{P_A - P_C} \quad (4.16)$$

$$a_4 = \frac{Q_C - Q_E}{P_C - P_B} \quad (4.17)$$

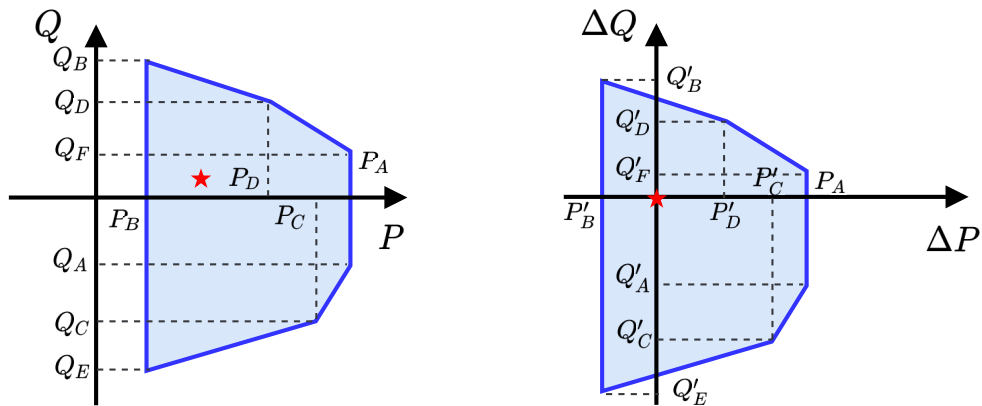
$$(\Delta Q_i^G + Q_i^G) - a_1 \cdot (\Delta P_i^G + P_i^G) + a_1 \cdot P_B - Q_B \leq 0 \quad (4.18)$$

$$(\Delta Q_i^G + Q_i^G) - a_2 \cdot (\Delta P_i^G + P_i^G) + a_2 \cdot P_D - Q_D \leq 0 \quad (4.19)$$

$$(\Delta Q_i^G + Q_i^G) - a_3 \cdot (\Delta P_i^G + P_i^G) + a_3 \cdot P_C - Q_C \geq 0 \quad (4.20)$$

$$(\Delta Q_i^G + Q_i^G) - a_4 \cdot (\Delta P_i^G + P_i^G) + a_4 \cdot P_B - Q_E \geq 0 \quad (4.21)$$

Figura 28 – Flexibilidade de FPU com modelo Tipo 5.



(a) Limites do FPU.

(b) Limites de variação do FPU.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme destacado anteriormente no cálculo de P'_C para o modelo Tipo 3, os pontos que não estão associados aos limites máximos e mínimos são calculados conforme da equação (4.22) à (4.27).

$$P'_C = P_C - P_i^G \quad (4.22)$$

$$P'_D = P_D - P_i^G \quad (4.23)$$

$$Q'_A = Q_A - Q_i^G \quad (4.24)$$

$$Q'_C = Q_C - Q_i^G \quad (4.25)$$

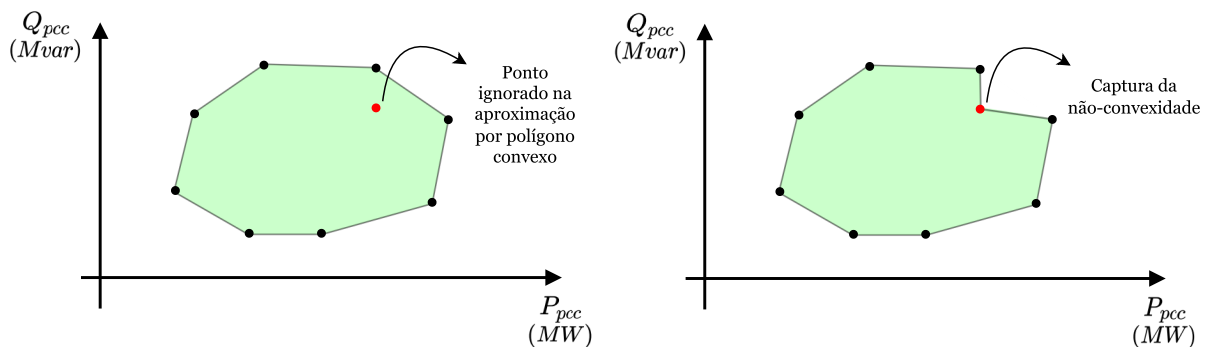
$$Q'_D = Q_D - Q_i^G \quad (4.26)$$

$$Q'_F = Q_F - Q_i^G \quad (4.27)$$

4.2 MÉTODO DE VARREDURA ANGULAR

Conforme abordado na seção 3.1, a metodologia apresentada resulta na RF como um polígono convexo. Logo, possíveis não-convexidades não são identificadas, o que pode levar ao sobredimensionamento da RF. A Figura 29 ilustra tal sobredimensionamento considerando o ajuste de um conjunto de pontos através de um polígono convexo e um não-convexo.

Figura 29 – Região de Flexibilidade convexa × não-convexa.



(a) Região de Flexibilidade convexa.

(b) Região de Flexibilidade não-convexa.

Fonte: Elaborado pelo autor.

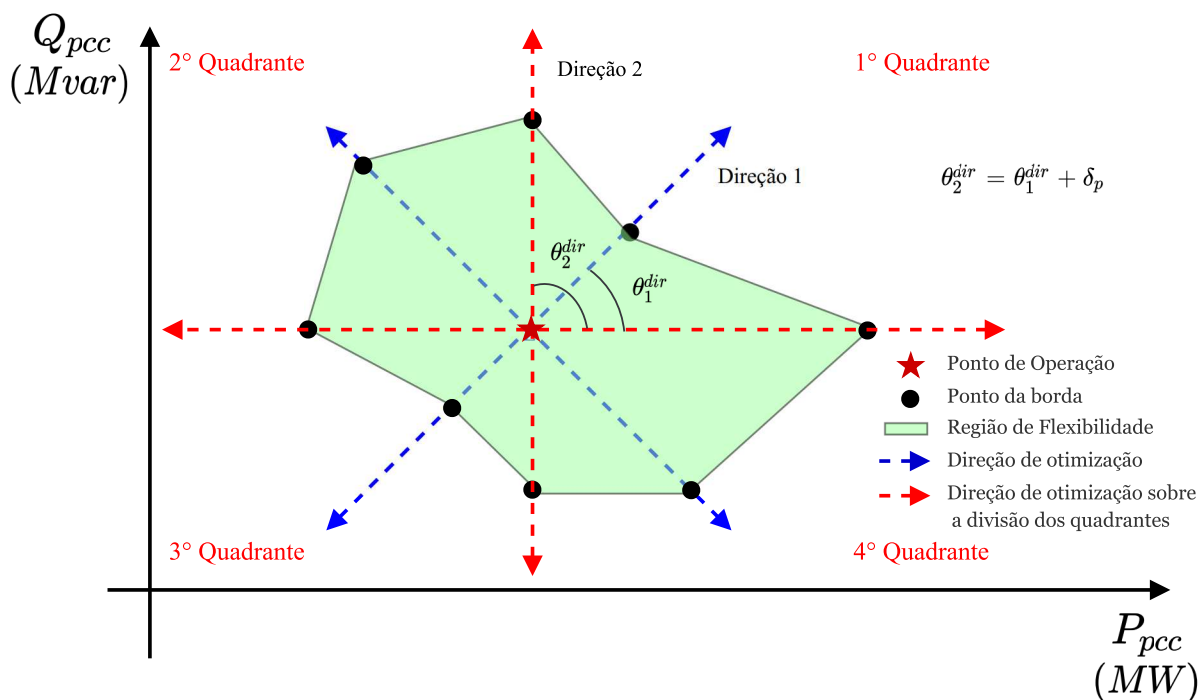
A diferença apresentada pode acarretar a obtenção de uma RF na qual nem todos os pontos de operação contidos em seus limites são de fato viáveis, de modo que em uma

aplicação prática os operadores do sistema podem optar por operar em uma região que viola limites da rede. Nesse contexto, um método de varredura capaz de capturar as não-convexidades é proposto nessa seção.

4.2.1 Visão geral da metodologia proposta

O método de varredura angular proposto visa encontrar pontos da borda da RF através de sucessivas soluções de FPOs em diversas direções no plano PQ. O plano é dividido em quatro quadrantes a partir do ponto de operação no caso base, de modo que em cada quadrante uma FOB diferente é assumida. A Figura 30 ilustra a visão geral do processo de construção da RF. A direção da otimização n é indicada pelo ângulo θ_n^{dir} e o passo angular é dado por δ_p . A cada FPO resolvido o ângulo que define a direção é incrementado conforme o valor do passo angular, definindo assim uma nova direção. No fim do processo é obtida uma RF capaz de representar as não-convexidades caso existam.

Figura 30 – Método de Varredura Angular.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2 Formulação do problema de otimização

Conforme destacado anteriormente, a metodologia proposta é baseada em sucessivas soluções de FPOs em diferentes direções de otimização da potência ativa e reativa no PCC. Para isso, é utilizada uma FOB diferente para cada quadrante no plano PQ. A divisão dos quadrantes é feita com base no ponto de operação do PCC no caso base como

apresentado na Figura 30. A Tabela 7 apresenta a relação dos intervalos dos quadrantes com sua respectiva FOB.

Tabela 7 – Relação entre FOB e quadrante no plano PQ.

Quadrante	Faixa	Função Objetivo
1°	$0^\circ \leq \theta_n^{dir} < 90^\circ$	(4.28)
2°	$90^\circ \leq \theta_n^{dir} \leq 180^\circ$	(4.29)
3°	$180^\circ < \theta_n^{dir} \leq 270^\circ$	(4.30)
4°	$270^\circ < \theta_n^{dir} \leq 360^\circ$	(4.31)

Fonte: Elaborado pelo autor.

As FOBs referentes a cada quadrante são apresentadas a seguir:

- a) **Primeiro quadrante:** a FOB visa a otimização da potência ativa e reativa no sentido positivo do plano PQ.

$$\text{Min} - P_{TSO \rightarrow DSO} - Q_{TSO \rightarrow DSO} \quad (4.28)$$

- b) **Segundo quadrante:** a FOB visa a otimização da potência ativa e reativa no sentido negativo e positivo do plano PQ, respectivamente.

$$\text{Min} P_{TSO \rightarrow DSO} - Q_{TSO \rightarrow DSO} \quad (4.29)$$

- c) **Terceiro quadrante:** a FOB visa a otimização da potência ativa e reativa no sentido negativo do plano PQ.

$$\text{Min} P_{TSO \rightarrow DSO} + Q_{TSO \rightarrow DSO} \quad (4.30)$$

- d) **Quarto quadrante:** a FOB visa a otimização da potência ativa e reativa no sentido positivo e negativo do plano PQ, respectivamente.

$$\text{Min} - P_{TSO \rightarrow DSO} + Q_{TSO \rightarrow DSO} \quad (4.31)$$

Vale reforçar que para o sistema de distribuição o PCC é a barra *swing*. Logo, $P_{TSO \rightarrow DSO}$ e $Q_{TSO \rightarrow DSO}$ podem ser escritos conforme (3.26) e (3.27). Já sob o ponto de vista do sistema de transmissão, o PCC é uma barra de carga, portanto $P_{TSO \rightarrow DSO}$ e $Q_{TSO \rightarrow DSO}$ podem ser escritos como (4.1) e (4.2). Em ambos os casos a barra i é a barra de acoplamento entre os sistemas.

As restrições do FPO são as mesmas apresentadas anteriormente de (3.3) a (3.13) com acréscimo da restrição de direção de otimização de potência. Logo, o número total de

variáveis de decisão pode ser obtido utilizando a equação (3.28) anteriormente definida e o número total de restrições é obtido a partir da equação (4.32) que acresce uma unidade referente à restrição de direção.

$$n_{res} = n_{var} + (2 \cdot n_{bus}) + (2 \cdot n_{lin}) + 1 \quad (4.32)$$

A restrição de direção tem como função garantir que a potência ativa e reativa será otimizada respeitando a direção preestabelecida em relação ao ponto de operação no caso base. Essa restrição pode assumir diferentes formas, a depender da direção de otimização θ_n^{dir} como mostrado a seguir:

- a) Considerando os intervalos definidos por $0^\circ \leq \theta_n^{dir} < 90^\circ$, $90^\circ < \theta_n^{dir} < 270^\circ$ e $270^\circ < \theta_n^{dir} \leq 360^\circ$ a equação (4.33) é utilizada no caso do PCC de um sistema de distribuição e (4.34) é utilizada no caso do sistema sob estudo for o de transmissão:

$$\Delta Q_i^G - \tan \theta_n^{dir} \cdot \Delta P_i^G = 0 \quad (4.33)$$

$$\Delta Q_i^L - \tan \theta_n^{dir} \cdot \Delta P_i^L = 0 \quad (4.34)$$

- b) Considerando $\theta_n^{dir} = 90^\circ$ ou $\theta_n^{dir} = 270^\circ$ a equação (4.35) é utilizada ao avaliar sistemas de distribuição e (4.36) é utilizada quando sistemas de transmissão são avaliados:

$$\Delta P_i^G = 0 \quad (4.35)$$

$$\Delta P_i^L = 0 \quad (4.36)$$

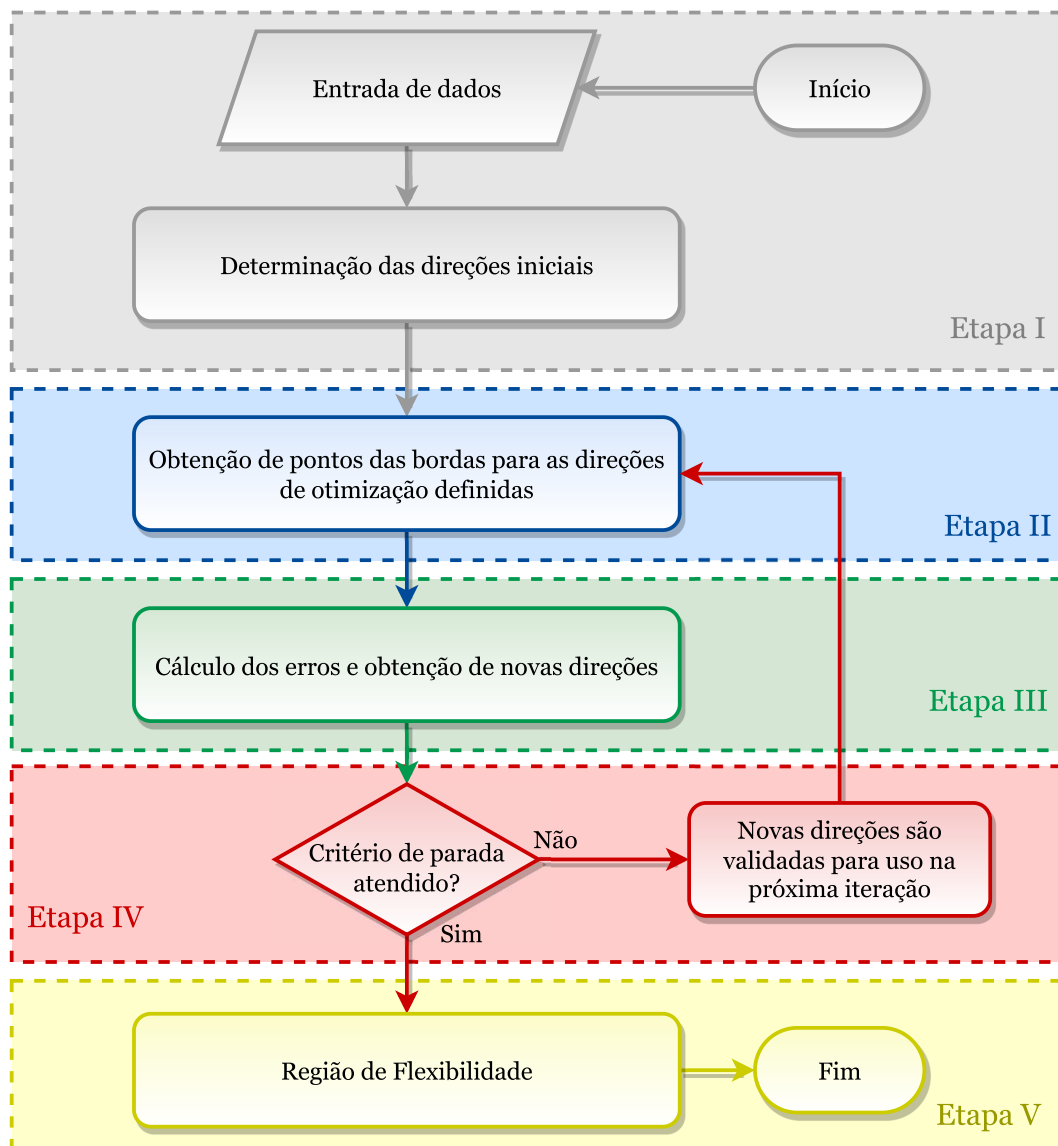
Vale ressaltar que todos os modelos de FPU's apresentados na subseção 4.1.2 também podem ser incluídos como restrições ao problema de otimização.

4.2.3 Algoritmo do método de varredura angular para construção da Região de Flexibilidade

Um resumo das etapas do método de varredura angular para construção da RF no PCC de um SEP é apresentado no fluxograma da Figura 31.

De acordo com o fluxograma, Etapa I, o processo se inicia com a definição de dados de entrada a serem utilizados ao longo do algoritmo e com a determinação das direções de otimização iniciais para busca de pontos das bordas da RF. A partir da definição do número de direções, N_D , o passo angular é calculado conforme a equação (4.37) e cada direção é definida conforme (4.38).

Figura 31 – Fluxograma resumido do método de varredura angular para construção da Região de Flexibilidade.



Fonte: Elaborado pelo autor.

$$\delta_p = \frac{360^\circ}{N_D} \quad (4.37)$$

$$\theta_{n+1}^{dir} = \theta_n^{dir} + \delta_p \quad (4.38)$$

Na sequência, Etapa II, são solucionados os FPOs para cada direção definida, levando em consideração a formulação do problema de otimização apresentada na seção anterior, na qual em cada quadrante uma FOB diferente é utilizada.

Na Etapa III são realizados os cálculos dos erros de potência e de ângulo utilizados para estabelecer um critério de parada. Os erros são sempre calculados considerando dois

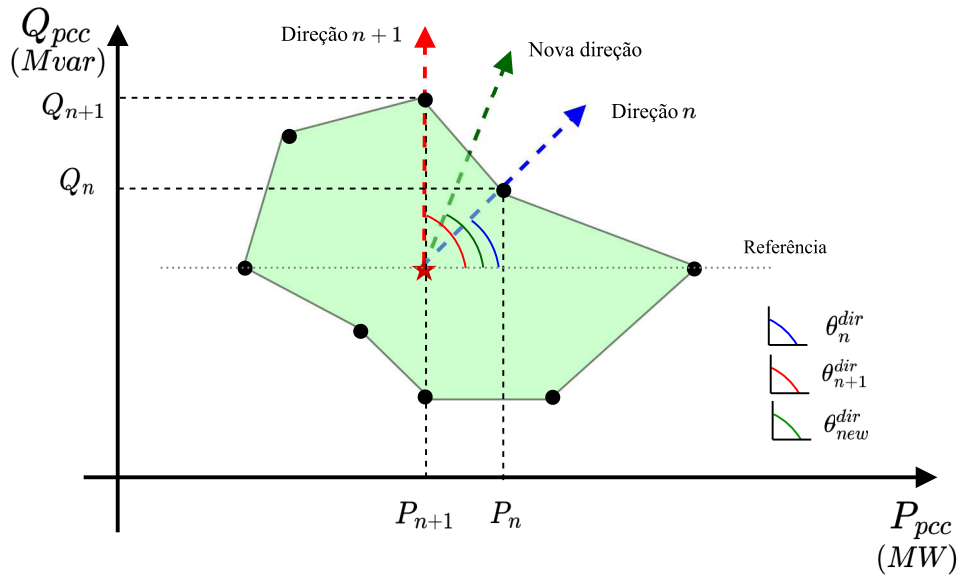
pontos consecutivos. Tomando como exemplo a Figura 32, o erro de potência ativa e^P , de potência reativa e^Q e de ângulo e^θ são definidos pelas equações (4.39), (4.40) e (4.41) respectivamente.

$$e_{n+1,n}^P = |P_{n+1} - P_n| \quad (4.39)$$

$$e_{n+1,n}^Q = |Q_{n+1} - Q_n| \quad (4.40)$$

$$e_{n+1,n}^\theta = |\theta_{n+1}^{dir} - \theta_n^{dir}| \quad (4.41)$$

Figura 32 – Exemplo de cálculo dos erros e definição de nova direção.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dois testes apresentados em (4.42) e (4.43) são realizados para cada dois pontos consecutivos sobre a borda da RF, a partir dos erros calculados e das tolerâncias preestabelecidas nos dados de entrada. Os parâmetros P_{tol} e Q_{tol} são, respectivamente, a tolerância de potência ativa e reativa enquanto θ_{tol} é a tolerância angular. Sempre que ambos sejam verdadeiros, uma nova direção é criada para posterior solução de um novo FPO.

$$e_{n+1,n}^P \geq P_{tol} \quad \text{ou} \quad e_{n+1,n}^Q \geq Q_{tol} \quad (4.42)$$

$$e_{n+1,n}^\theta \geq \theta_{tol} \quad (4.43)$$

A nova direção é criada conforme a equação (4.44), sendo esta a média da direção dos dois pontos consecutivos sobre a borda da RF.

$$\theta_{new}^{dir} = \frac{\theta_{n+1}^{dir} + \theta_n^{dir}}{2} \quad (4.44)$$

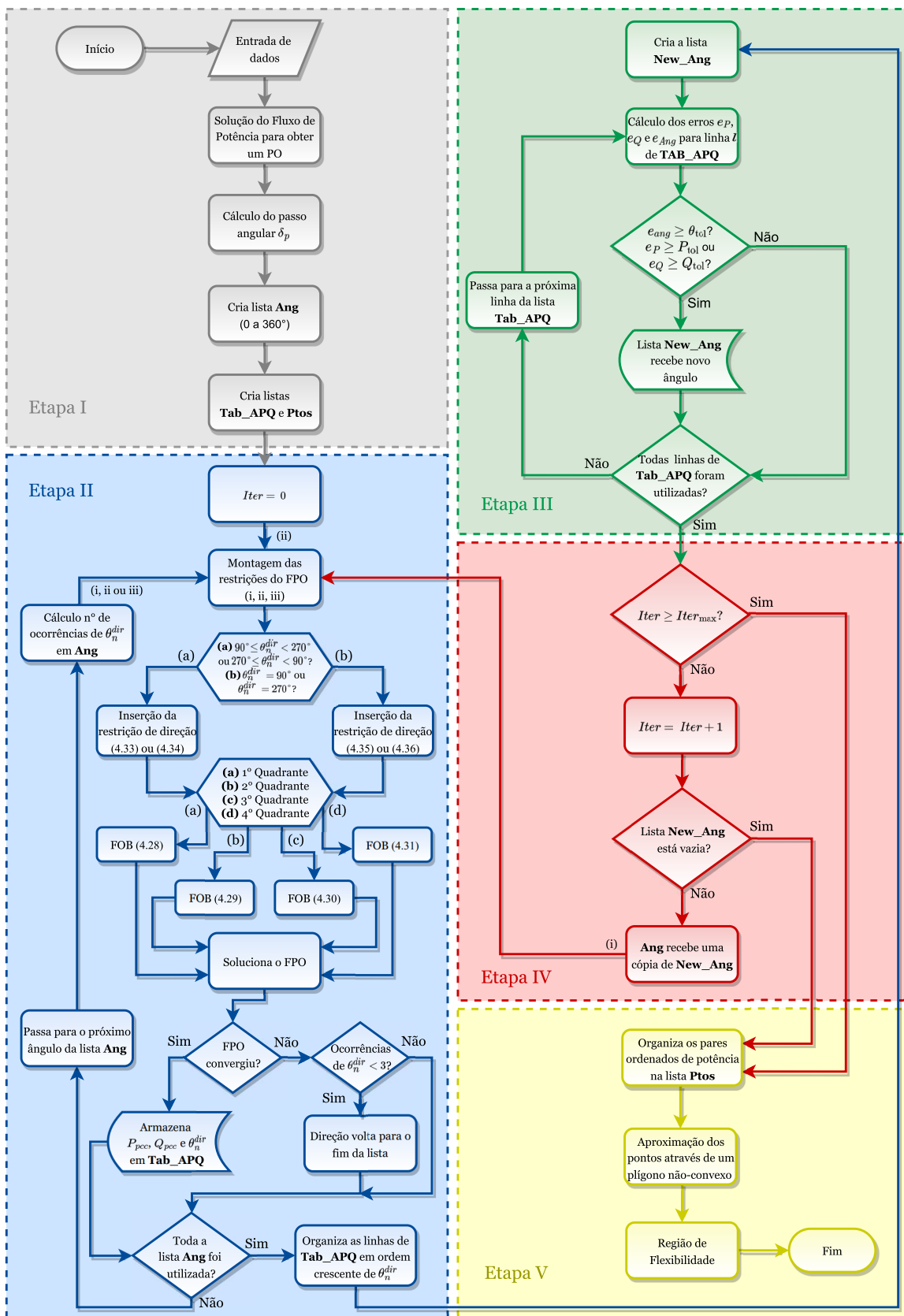
Na sequência, Etapa IV, dois critérios de parada são avaliados para determinar o encerramento do processo iterativo. Um deles é a verificação se o número máximo de iterações do algoritmo foi atingido e o outro é verificação se não existem novas direções para solução de FPOs. Caso ambas as afirmações sejam falsas, o processo iterativo continua fornecendo as novas direções obtidas na Etapa III para solução de novos FPOs na Etapa II. Caso pelo menos uma das duas suposições seja verdadeira, o processo iterativo é encerrado, fornecendo as informações necessárias para construção da RF na Etapa V.

4.2.4 Implementação computacional

Com o objetivo de destacar detalhes da implementação computacional referente à metodologia apresentada anteriormente, a Figura 33 apresenta um fluxograma que segue cada uma das etapas do algoritmo resumido apresentado na Figura 31. A implementação computacional foi realizada em linguagem Python e a descrição de cada etapa, destacando os principais recursos utilizados, são apresentados a seguir. A linguagem Python permite a utilização do objeto *list*, que são como vetores capazes de guardar variáveis, valores ou objetos em suas posições. Tal recurso é amplamente utilizado para manipulação de dados no algoritmo implementado, portanto, durante a descrição, optou-se por sempre destacá-las em negrito para facilitar o entendimento do texto.

- a) **Etapa I - Entrada de dados:** é inicialmente realizada a leitura dos parâmetros do sistema sob estudo como topologia, dados de barra, de circuitos e de geração além dos limites do sistema como limites de geração, de cargas variáveis, de circuito e de tensão. Na sequência, um ponto de operação que respeita os limites da rede é obtido. Também são definidas nessa etapa as tolerâncias de potência e angular utilizadas na Etapa III. Em seguida, as direções de otimização são calculadas com base no passo angular conforme apresentado anteriormente nas equações (4.37) e (4.38). Os ângulos que descrevem as direções são armazenados na lista **Ang**. Ainda nessa etapa, duas listas vazias são criadas: **Tab_APQ** e **Ptos**. A lista **Tab_APQ** é uma lista de listas semelhante a uma matriz $n \times 3$ na qual cada linha é referente a uma direção de otimização e as colunas são relacionadas ao ângulo de direção, à potência ativa e à potência reativa no PCC enquanto a lista **Ptos** é criada para armazenar os pares ordenados de potência ativa e reativa.
- b) **Etapa II - Obtenção de pontos da borda para as direções iniciais:** nessa etapa o contador de iteração é inicializado e, então, é dado início ao processo

Figura 33 – Fluxograma do método de varredura angular implementado para construção da Região de Flexibilidade.



Fonte: Elaborado pelo autor.

iterativo. Para cada direção definida em **Ang**, um FPO é solucionado, seguindo uma estratégia que visa a obtenção da convergência da solução. A estratégia consiste em três tentativas de solução do FPO para uma determinada direção, considerando diferentes inicializações das variáveis de decisão durante a montagem do problema: na inicialização (*i*) as variáveis de decisão recebem os valores obtidos na solução do FPO que considerou a direção imediatamente anterior a atual; em (*ii*) as variáveis de decisão recebem todos os valores conforme o caso base; e em (*iii*) uma inicialização *flat-start* onde os valores de tensão são inicializados com valor de 1 p.u. e os ângulos de barras inicializados em 0° é realizada. Baseado nessas inicializações, sempre que o FPO não convergir para uma direção, usando uma determinada opção, tenta-se a alternativa de inicialização seguinte na ordem em que foram apresentadas. Para realização desse processo, o pacote de otimização Gekko com o *solver* IPOPT é utilizado.

Primeiramente é feita a montagem das restrições típicas do FPO juntamente com a inicialização das variáveis de decisão. Vale ressaltar que para a primeira direção, é usado a inicialização (*ii*), pois não há solução de FPO anterior para fornecer os valores como proposto na inicialização (*i*). Em seguida é inserida também a restrição de direção de otimização que depende da faixa na qual o ângulo θ_n^{dir} está localizado, de acordo com as equações (4.33) e (4.35), caso o algoritmo esteja sendo aplicado para um sistema de transmissão, ou conforme (4.34) e (4.36) ao aplicar o algoritmo para sistemas de distribuição.

Na sequência, é realizada a definição da FOB com base no quadrante em que θ_n^{dir} está localizado, conforme destacado na Tabela 7. Após a montagem completa do FPO, o mesmo é solucionado. Caso a solução seja convergente, potência ativa e reativa na interface TSO/DSO são armazenados no fim de **Tab_APQ** como uma linha da matriz. Caso não haja convergência, é verificado se o número de ocorrências de θ_n^{dir} na lista **Ang** é inferior a 3. Se essa verificação for verdadeira, o ângulo θ_n^{dir} é adicionado novamente ao fim da lista e passará novamente pelo processo de montagem e solução usando a próxima estratégia de inicialização, por outro lado, se a verificação for falsa essa direção é ignorada na construção da RF. Vale destacar que a verificação do número de ocorrências é feito de modo que se uma determinada direção é encontrada três vezes dentro da lista significa que as três tentativas de inicialização já foram realizadas e para todas não foi atingido convergência.

Havendo ou não convergência do FPO, segue-se para o passo seguinte em que é verificado se todas as direções de **Ang** foram utilizadas. Caso a verificação seja verdadeira, o loop de soluções de FPO é encerrado e as linhas de **Tab_APQ** são reorganizadas considerando a ordem crescente dos ângulos visando facilitar o cálculo dos erros na próxima etapa. Caso a verificação seja falsa, a próxima direção é acessada e então, verifica-se o seu número de ocorrências na lista **Ang** e o número de

ocorrências verificado refletirá o método de inicialização utilizado: uma ocorrência leva à utilização do método inicialização (*i*), duas ocorrências leva à utilização do método inicialização (*ii*) e três ocorrências leva à utilização do método inicialização (*iii*). Nesse caso o processo é então repetido para a direção atualmente acessada.

- c) **Etapa III - Obtenção de novas direções de otimização:** inicialmente, nessa etapa, a lista auxiliar **New_Ang** é criada e tem como função armazenar as novas direções que serão definidas durante a iteração. Na sequência, os erros de potência ativa, reativa e de ângulo são calculados conforme as equações (4.39), (4.40), e (4.41) para dois pontos consecutivos presentes em **Tab_APQ**. É verificado, então, se os erros respeitam as condições impostas em (4.42) e (4.43). Caso a verificação seja verdadeira, **New_Ang** recebe uma nova direção que é calculada conforme (4.44) e caso contrário nenhuma direção é adicionada à **New_Ang**. Em seguida é verificado se todas as linhas de **Tab_APQ** foram utilizadas. O loop é encerrado se a verificação for verdadeira e, caso a verificação seja falsa, a próxima linha de **Tab_APQ** é acessada.
- d) **Etapa IV - Verificação de convergência:** dois critérios para o fim do processo iterativo são avaliados. Primeiramente é verificado se o número máximo de iterações, definido pelo usuário foi atingido de modo que, para uma resposta afirmativa, o processo iterativo se encerra e o programa segue para a Etapa V. Caso o número máximo de iterações não tenha sido atingido, o contador de iteração é incrementado em uma unidade e o programa segue para avaliar o próximo critério de parada. O segundo critério de parada é a verificação da existência direções dentro de **New_ang**. Caso não exista, o processo iterativo é encerrado com o algoritmo seguindo para Etapa V, por outro lado, caso exista, o algoritmo segue e a lista **Ang** é transformada em uma cópia de **New_Ag** seguindo para Etapa II para as soluções dos FPOs da nova iteração.
- e) **Etapa V - Construção da visualização gráfica da RF:** nessa etapa, os valores de potência ativa e reativa relacionada a cada direção em **Tab_APQ** são organizados na lista **Ptos** no formato necessário para ser utilizado na construção gráfica da RF. A classe “alphashape” do pacote, também nomeado “alphashape” [91] é utilizada para ajustar o conjunto de pares ordenados (P_{pcc}, Q_{pcc}) presentes na lista **Ptos** como um polígono a partir da ligação desses pontos. A classe “alphashape” recebe um parâmetro λ que pode melhorar ou piorar o ajuste do polígono em relação ao conjunto de pontos. A tentativa de determinar o parâmetro λ que melhor envolve o conjunto de pontos num polígono, sem deixar de passar por algum ponto, é feita usando a classe “optimizealpha” do mesmo pacote. Após obter o polígono que melhor se ajusta ao conjunto de pontos, podendo esse ser convexo ou não-convexo, o pacote “shapely” [92] com o comando “exterior.coords.xy” é usado para realizar a extração dos vértices do

polígono que é um dado de entrada da classe “PolygonPatch”, do pacote “descartes” [93]. A classe “PolygonPatch” é usada junto ao pacote “Matplotlib” para gerar a visualização gráfica da RF.

A Figura 34 apresenta um exemplo de construção da RF utilizando o Método de Varredura Angular realizado em três iterações. Nesse exemplo são consideradas quatro direções iniciais para realização da otimização.

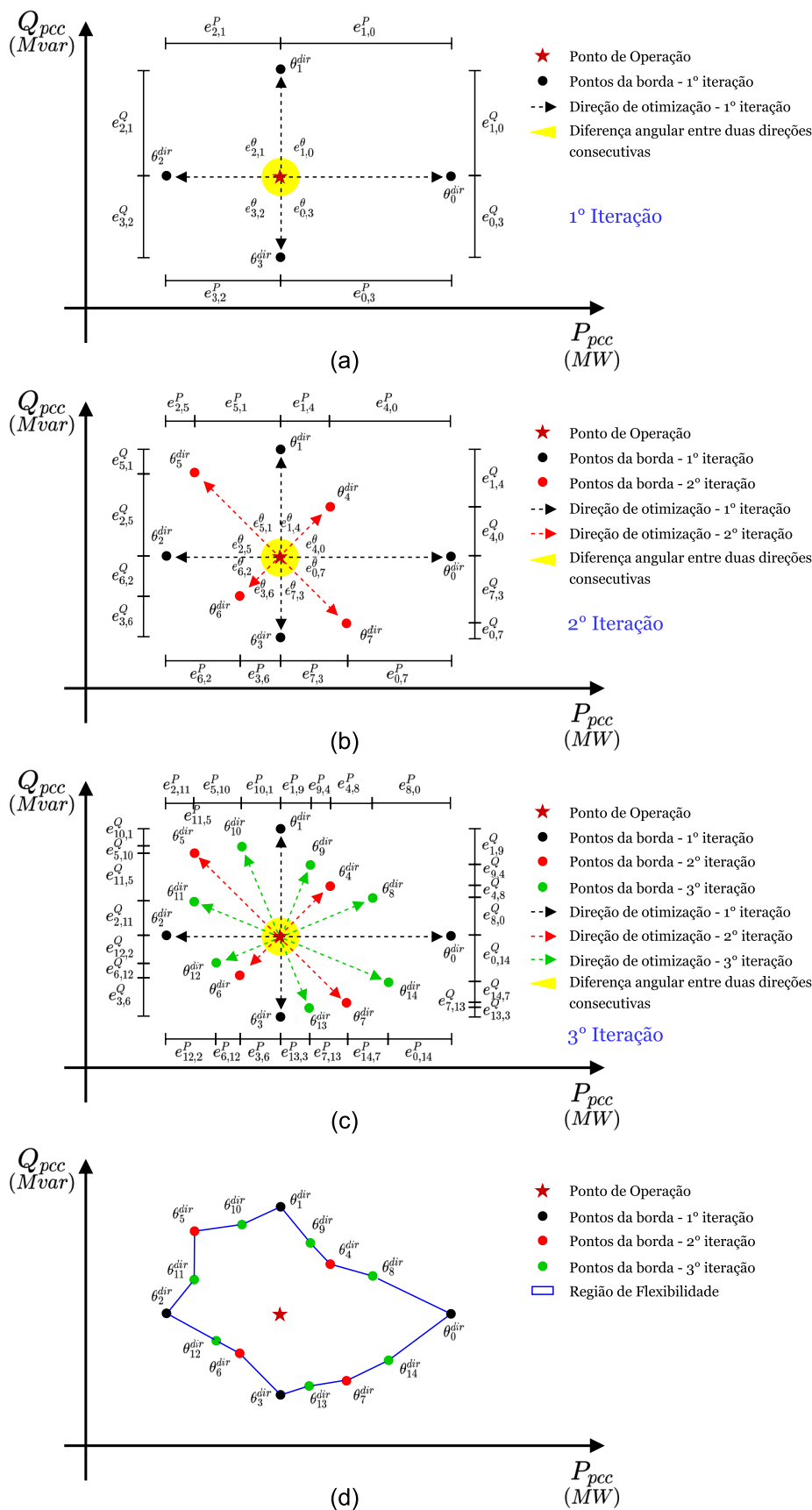
Na primeira iteração apresentada na Figura 34a são obtidos os primeiros pontos da borda da RF e para cada dois pontos consecutivos são calculados os erros de potência ativa, potência reativa e angular. Como nesse caso todas as tolerâncias são respeitadas, as novas direções θ_4^{dir} , θ_5^{dir} , θ_6^{dir} e θ_7^{dir} são obtidas conforme mostrado a seguir.

$$\begin{aligned}\theta_4^{dir} &= \frac{\theta_0^{dir} + \theta_1^{dir}}{2} \\ \theta_5^{dir} &= \frac{\theta_1^{dir} + \theta_2^{dir}}{2} \\ \theta_6^{dir} &= \frac{\theta_2^{dir} + \theta_3^{dir}}{2} \\ \theta_7^{dir} &= \frac{\theta_3^{dir} + \theta_0^{dir}}{2}\end{aligned}$$

Na segunda iteração mostrada na Figura 34b, novos pontos da borda da RF são encontradas solucionando os FPOs para as novas direções. O erro angular obtido para todas as direções são respeitados. O erro de potência ativa e/ou o erro de potência reativa respeitam suas respectivas tolerâncias, exceto para $e_{3,6}^P$ e $e_{3,6}^Q$. Logo, nenhuma nova direção é adicionada entre θ_6^{dir} e θ_3^{dir} . Para os demais pares de pontos consecutivos da borda da RF, as novas direções θ_8^{dir} , θ_9^{dir} , θ_{10}^{dir} , θ_{11}^{dir} , θ_{12}^{dir} , θ_{13}^{dir} e θ_{14}^{dir} são obtidas de acordo com (4.44) conforme apresentado a seguir.

$$\begin{aligned}\theta_8^{dir} &= \frac{\theta_0^{dir} + \theta_4^{dir}}{2} \\ \theta_9^{dir} &= \frac{\theta_4^{dir} + \theta_1^{dir}}{2} \\ \theta_{10}^{dir} &= \frac{\theta_1^{dir} + \theta_5^{dir}}{2} \\ \theta_{11}^{dir} &= \frac{\theta_5^{dir} + \theta_2^{dir}}{2} \\ \theta_{12}^{dir} &= \frac{\theta_2^{dir} + \theta_6^{dir}}{2} \\ \theta_{13}^{dir} &= \frac{\theta_3^{dir} + \theta_7^{dir}}{2}\end{aligned}$$

Figura 34 – Exemplo do processo de construção da RF com o Método de Varredura Angular.



Fonte: Elaborado pelo autor.

$$\theta_{14}^{dir} = \frac{\theta_7^{dir} + \theta_0^{dir}}{2}$$

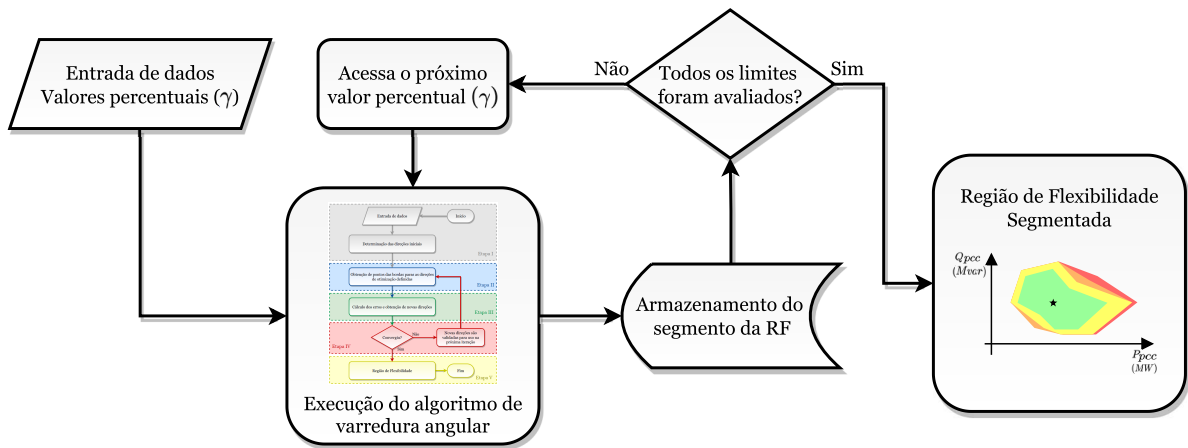
Na terceira iteração apresentada na Figura 34c, novos pontos da borda da RF são encontrados a partir das direções calculadas na iteração anterior. Para todo par de pontos consecutivos na borda da RF o erro angular não respeita sua tolerância, logo o processo iterativo é encerrado e a RF é obtida conforme mostrado na Figura 34d.

4.3 AVALIAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS COM BASE NA TROCA DE POTÊNCIA NA INTERFACE TSO/DSO

Com a RF é possível avaliar a sensibilidade do sistema com relação às perdas elétricas, baseado na troca de potência no PCC. Para isso, é construída uma RF segmentada através de sucessivas soluções do algoritmo apresentado na Figura 33, com acréscimo de uma nova restrição ao problema de otimização.

A Figura 35 ilustra os passos para obtenção da RF segmentada pelos níveis de perdas técnicas. Inicialmente, tais níveis são fornecidos como porcentagens da geração total que será calculada durante a solução do FPO, logo, a perda máxima é uma função da geração total do sistema conforme destacado pela equação (4.45), onde Prd_{sg}^{max} representa a perda máxima do segmento sg , γ representa o valor percentual que pondera a geração total e n_{bus} é o número de barras do sistema.

Figura 35 – Processo de obtenção da Região de Flexibilidade segmentada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

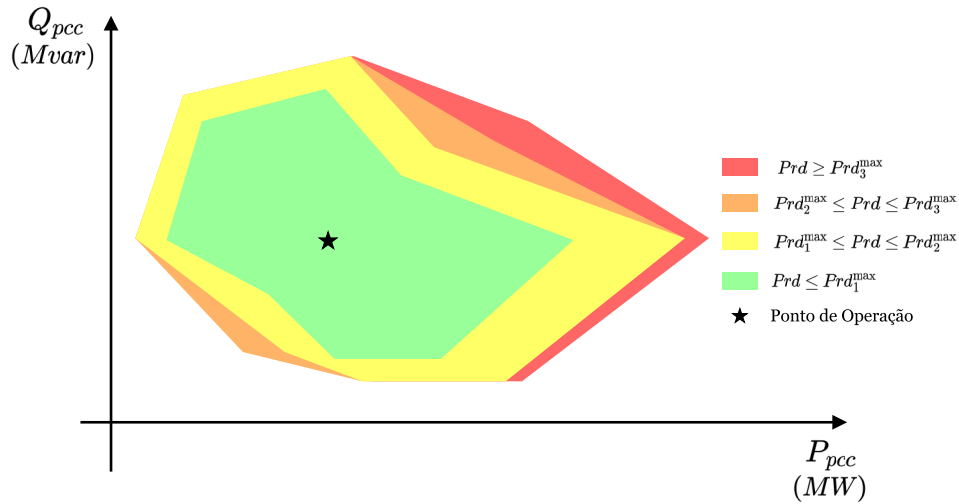
$$Prd_{sg}^{max} = \frac{\gamma}{100} \cdot \sum_{i=0}^{n_{bus}} (\Delta P_i^G + P_i^G) \quad (4.45)$$

Na sequência, o método de varredura angular é aplicado com o acréscimo da restrição de limite de perdas técnicas apresentada em (4.46).

$$\sum_{i=0}^{n_{bus}} (\Delta P_i^G + P_i^G) - \sum_{i=0}^{n_{bus}} (\Delta P_i^L + P_i^L) \leq Prd_{sg}^{max} \quad \forall i \in N \quad (4.46)$$

Após a execução do algoritmo de varredura angular, o segmento da RF obtido é armazenado e então é verificado se todos os valores percentuais foram utilizados. Caso a verificação seja falsa, o próximo valor γ é acessado e o processo se repete. Por outro lado, caso a verificação seja verdadeira, o processo é encerrado e a RF segmentada é montada. A Figura 36 exemplifica uma RF segmentada, que permite o operador conhecer o nível de perdas que terá ao variar seu ponto de operação no PCC e utilizá-lo para tomada de decisão. Vale ressaltar que Prd representa as perdas elétricas no sistema.

Figura 36 – Exemplo de Região de Flexibilidade segmentada por níveis de perdas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Caso o interesse seja apenas conhecer a região operativa que contemple determinado valor limite de perda, basta executar o algoritmo apresentado com apenas o desejado valor de γ .

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Algumas contribuições em relação à metodologia apresentada no capítulo anterior são abordados no atual. Modelagens matemáticas capazes de representar diferentes tipos de FPU no problema de otimização a partir da inserção de restrições lineares são apresentadas. É apresentada também uma modificação na FOB que permite a construção da RF para o PCC de sistemas de transmissão.

Diante da limitação do método apresentado no Capítulo 3 e de muitos outros encontrados na literatura em representar as não-convexidades da RF é proposto nesse capítulo o denominado Método de Varredura Angular capaz de representá-las. Detalhes

do problema de otimização, algoritmo de construção e implementação computacional são destacados.

Por fim, foi apresentado o processo para construção de uma RF segmentada por nível de perda técnica baseada na troca de potência na interface TSO/DSO. Para tal construção, uma restrição de perdas é inserida ao problema de otimização, onde o valor da perda máxima é alterado a cada segmento construído.

5 RESULTADOS

Visando validar e avaliar as metodologias apresentadas e implementações executadas, nesse capítulo são realizados estudos de casos e os resultados obtidos são discutidos. O primeiro estudo visa comparar as metodologias de construção de RFs, destacando a representação de suas não-convexidades. O segundo estudo de caso realiza a avaliação da conexão entre sistemas de transmissão e distribuição, com base em RFs e nos CFs. No terceiro estudo é avaliado o impacto das diferentes representações de FPU sobre a RF resultante. Por fim, o último estudo ilustra a construção da RF segmentada por níveis de perdas técnicas.

Para facilitar o entendimento dos estudos realizados, os dois métodos de construção de RF apresentados neste trabalho são nomeados da seguinte forma: o denominado Método I representa o método encontrada na literatura, detalhada na seção 3.1, enquanto o Método II representa o Método de Varredura Angular proposto nesse trabalho, apresentado na seção 4.2.

Todas as simulações apresentadas foram realizadas utilizando um computador com processador Intel Core i7-8550U 1,80GHz, 8GB de memória RAM e sistema operacional Windows 10 64-bit.

5.1 REGIÃO DE FLEXIBILIDADE CONVEXA VERSUS NÃO-CONVEXA

As duas metodologias apresentadas nesse trabalho têm suas particularidades na representação da RF. O Método I não é capaz de representar possíveis não-convexidades da RF, devido sua abordagem de construção que parte de uma RF retangular e é posteriormente refinada através de retas tangentes a pontos obtidos de sua borda. Já a metodologia proposta, Método II, consegue capturar essas não-convexidades, visto que sua abordagem de construção é feita com base em otimização radial em diversas direções em relação ao ponto de operação do caso base. Logo, o Método II consegue representar tanto RFs convexas quanto não-convexas.

Na sequência são apresentadas simulações para obtenção da RF para diferentes sistemas visando realizar uma comparação entre os métodos. Três sistemas são utilizados nesse estudo:

- a) IEEE 9 barras;
- b) Sistema de distribuição 38 barras;
- c) Sistema de transmissão 33 barras.

Vale ressaltar que para todas as simulações nesse estudo os FPU's são considerados do Tipo 1.

5.1.1 Sistema IEEE 9 barras

O sistema IEEE 9 barras foi apresentado anteriormente na subseção 3.1.3.2 e aqui é novamente utilizado. Sua topologia é apresentada na Figura 20 e os dados referentes ao ponto de operação no caso base e demais dados da rede são apresentados no Anexo A. Todas as premissas anteriormente assumidas para esse sistema são mantidas nesse estudo.

Para a execução de ambas metodologias é necessário definir os parâmetros utilizados em ambos os algoritmos. Nesse caso, os parâmetros estabelecidos são apresentados a seguir:

a) Método I:

- Tolerância angular: $\theta_{tol} = 1^\circ$;
- Parâmetros (α, β) iniciais: $(0, -1)$, $(1, 0)$, $(0, 1)$ e $(-1, 0)$;
- Número máximo de iterações: 50 iterações.

b) Método II:

- Número de direções iniciais: $N_D = 10$ direções;
- Tolerância de potência ativa e reativa: $P_{tol} = 0,1$ p.u. e $Q_{tol} = 0,1$ p.u.;
- Tolerância angular: $\theta_{tol} = 1^\circ$;
- Número máximo de iterações: 50 iterações.

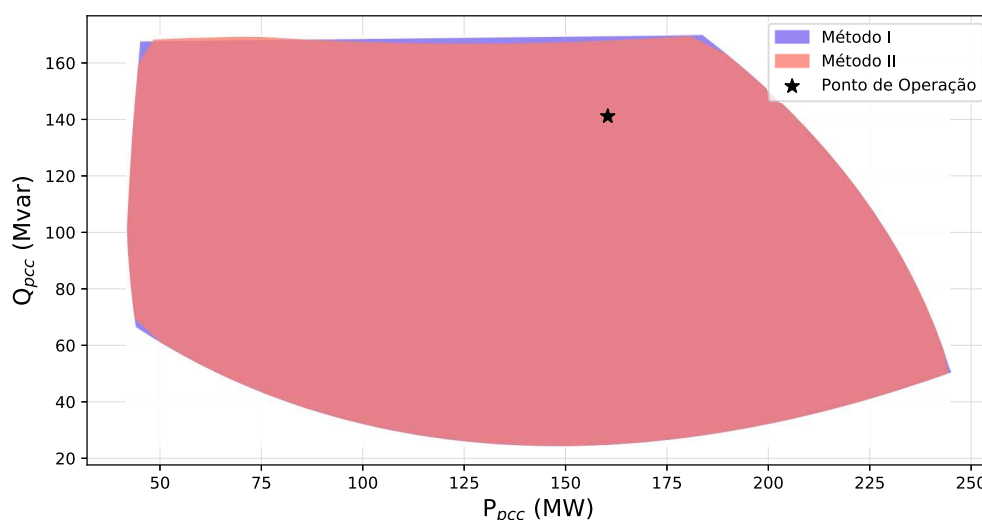
A Figura 37 compara a RF obtida por ambos os métodos. As tolerâncias do Método II foram ajustadas visando a obtenção de um número aproximado de pontos da borda da RF para realizar a comparação. Com as configurações definidas para os Métodos I e II, são encontrados 76 e 73 pontos da borda da RF, respectivamente.

5.1.2 Sistema de distribuição 38 barras

O sistema de distribuição utilizado tem sua topologia apresentada na Figura 38. Trata-se de um alimentador de distribuição equilibrado, portanto, pode ser representado por seu monofásico equivalente. Os dados referentes ao ponto de operação no caso base e os demais dados e informações que caracterizam a rede são destacados no Anexo B. Um resumo das características dessa rede é apresentado na Tabela 8.

Nesse estudo, considera-se a presença de alguns REDs no sistema: nas barras 34, 35, 36, 37, e 38 existe a conexão de GD que permite apenas redução de sua geração

Figura 37 – Comparação entre os métodos de construção da Região de Flexibilidade aplicados ao sistema IEEE 9 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor.

ativa em relação ao seu valor no caso base e, além disso, é assumido que as cargas são controláveis, podendo reduzir sua demanda de potência ativa e reativa em até 10%, como participante de um programa de resposta à demanda. De acordo com [2, 94], a resposta à demanda refere-se aos mecanismos para gerenciar o consumo dos clientes, em resposta às condições de oferta, como por exemplo, realizar a redução ou deslocamento do consumo de energia em momentos críticos, por meio de pagamentos ou em resposta a preços de mercado. Destaca-se que o PCC é a barra *swing* do sistema representada pela barra 1.

Tabela 8 – Características do sistema 38 barras.

Parâmetro do sistema	Quantidade
Número de barras	38
Número de circuitos	37
Carga ativa	371,50 MW
Carga reativa	230,02 Mvar

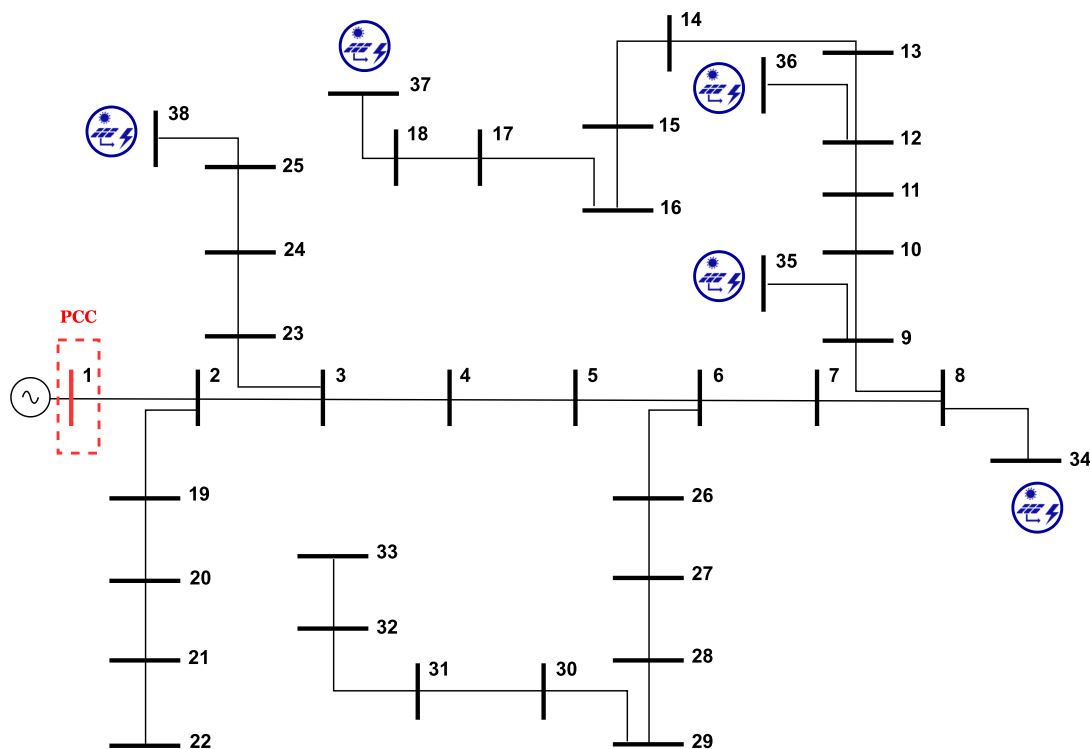
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os parâmetros iniciais utilizados para cada método são destacados a seguir:

a) **Método I:**

- Tolerância angular: $\theta_{tol} = 1^\circ$;
- Parâmetros (α, β) iniciais: $(0, -1)$, $(1, 0)$, $(0, 1)$ e $(-1, 0)$;

Figura 38 – Topologia do sistema de distribuição 38 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- Número máximo de iterações: 50 iterações.

b) Método II:

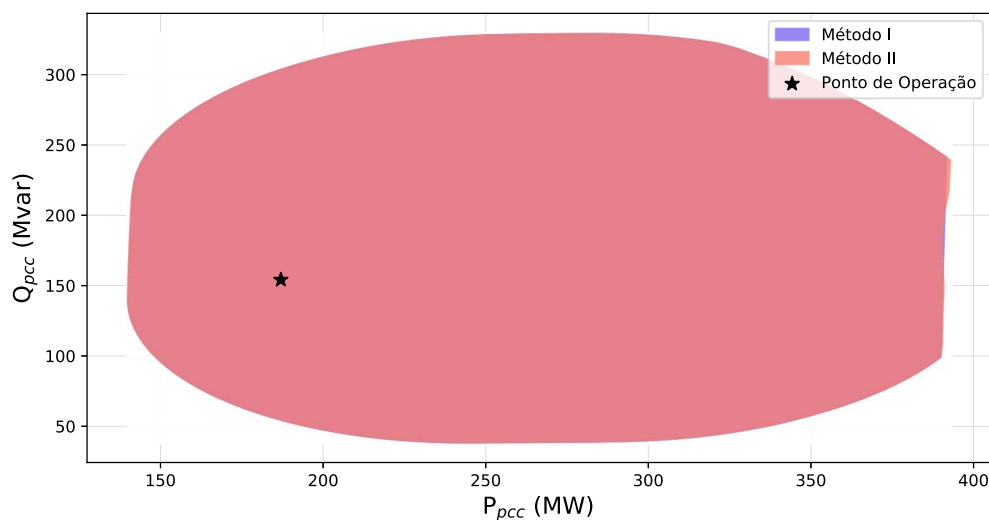
- Número de direções iniciais: $N_D = 10$ direções;
- Tolerância de potência ativa e reativa: $P_{tol} = 0,06$ p.u. e $Q_{tol} = 0,06$ p.u.;
- Tolerância angular: $\theta_{tol} = 1^\circ$;
- Número máximo de iterações: 50 iterações.

As tolerâncias de ambos os métodos são ajustadas para proporcionar a construção da RF de modo que um número aproximado de pontos da borda seja encontrado. Com as configurações definidas para os Métodos I e II, são encontrados 196 e 200 pontos da borda da RF, respectivamente. As RFs obtidas por cada método são apresentadas na Figura 39.

5.1.3 Sistema de transmissão 33 barras

A topologia do sistema de transmissão com 33 barras utilizado é apresentada na Figura 40. Vale ressaltar que esse é um sistema elaborado a partir de dados extraídos de parte da rede da região sul do Brasil. Os dados referentes ao ponto de operação no caso base e as demais informações que caracterizam o sistema e seus limites nesse estudo são apresentados no Anexo C. A Tabela 9 apresenta informações resumidas desse sistema.

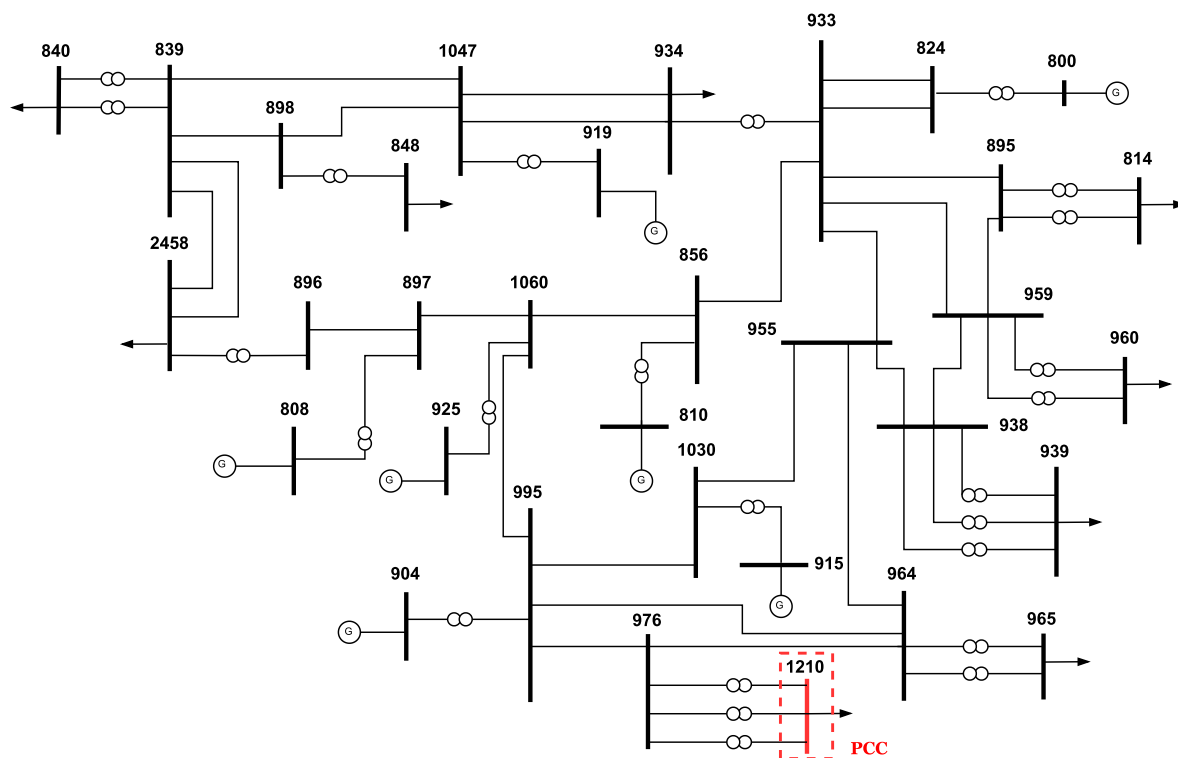
Figura 39 – Comparação entre os métodos de construção da Região de Flexibilidade aplicados ao sistema de distribuição com 38 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os FPU's nesse sistema são os geradores presentes e, diferente dos casos anteriores, não há possibilidade de redução da demanda. Vale ressaltar que o PCC adotado nesse estudo é a barra 1210.

Figura 40 – Topologia do sistema de transmissão 33 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 9 – Características do sistema 33 barras.

Parâmetro do sistema	Quantidade
Número de barras	33
Número de circuitos	50
Carga ativa	5605,70 MW
Carga reativa	1433,40 Mvar

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os parâmetros de simulação aplicados a cada um dos métodos são especificados a seguir:

a) **Método I:**

- Tolerância angular: $\theta_{tol} = 1^\circ$;
- Parâmetros (α, β) iniciais: $(0, -1)$, $(1, 0)$, $(0, 1)$ e $(-1, 0)$;
- Número máximo de iterações: 50 iterações.

b) **Método II:**

- Número de direções iniciais: $N_D = 10$ direções;
- Tolerância de potência ativa e reativa: $P_{tol} = 0,9$ p.u. e $Q_{tol} = 0,9$ p.u.;
- Tolerância angular: $\theta_{tol} = 1^\circ$;
- Número máximo de iterações: 50 iterações.

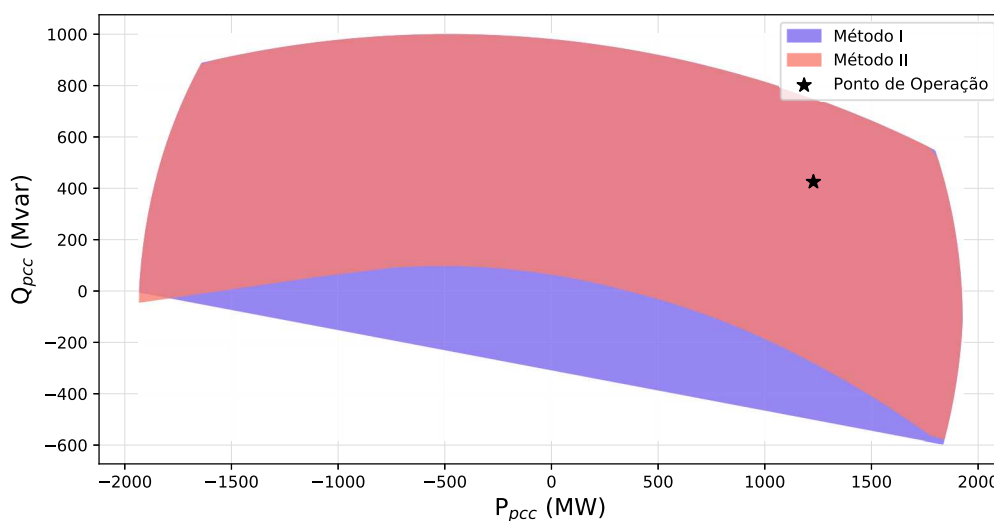
Mais uma vez, as tolerâncias de ambos os métodos são ajustadas para proporcionar a construção da RF de modo que um número aproximado de pontos da borda seja encontrado. Com as configurações definidas para os Métodos I e II, são encontrados 130 e 137 pontos da borda da RF, respectivamente. As RFs obtidas por cada método são apresentadas na Figura 41.

5.1.4 Análise dos resultados

Ao observar as RFs obtidas para cada sistema, fica evidente a capacidade do Método II em representar as não-convexidades. Para os sistemas IEEE 9 barras e 38 barras as não-convexidades são menos acentuadas, de modo que ambos os métodos fornecem RFs semelhantes. Já para o sistema de transmissão 33 barras é observado uma grande não-convexidade que gera significativa diferença na RF obtida por cada método.

Mesmo nos casos em que há pouca não-convexidade, sua representação é significativa, uma vez que, em uma situação na qual o TSO utiliza a RF proveniente da rede de

Figura 41 – Comparação entre os métodos de construção da Região de Flexibilidade aplicados ao sistema de transmissão com 33 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor.

distribuição para ajustar seu ponto de operação, o mesmo pode solicitar que o DSO opere justamente em um ponto não viável, caso esteja observando a RF obtida com o Método I. Isso levaria à violação dos limites operativos do sistema de distribuição. No caso em que o DSO utilize a RF do sistema 33 barras para realizar algum ajuste necessário em seu ponto de operação, a chance de assumir um ponto que viole os limites operativos do sistema de transmissão é maior caso esteja observando a RF gerada pelo Método I, visto a grande não-convexidade apresentada pela RF gerada pelo Método II.

Outra observação que pode ser feita é que o Método II tem maior dificuldade de representar pontos nos quais há mudança angular abrupta na borda da RF. Tal deficiência pode ser resolvida reduzindo o valor das tolerâncias definidas. Apesar dessa dificuldade, vale destacar que sua consequência é a subestimação da RF, de modo que não levaria o operador que estivesse utilizando essa informação para definir seu ponto de operação a optar por uma região inviável.

É observado ainda que em alguns casos a RF construída a partir do Método II encontra pontos da borda que vão além dos pontos máximos e mínimos encontrados com o Método I. Tal fato pode ser justificado devido ao FPO modelado ser um problema de otimização não convexo, portanto não há garantia de obtenção do ótimo global. Porém, mais uma vez, isso não impacta negativamente a utilização da RF obtida pelo Método II, uma vez que não causa nenhuma superestimação, portanto, os pontos contidos pelas bordas são viáveis.

Vale ressaltar que o fato de todos os FPU's utilizados serem representados por polígonos convexos contribuiu para haver poucas não-convexidades na representação da

flexibilidade no PCC. Logo, representações mais fiéis dos FPU's tendem a provocar maiores não-convexidades na RF. A representação dos FPU's por modelos não-convexos não faz parte do escopo desse trabalho.

A Tabela 10 apresenta uma breve comparação entre os métodos de construção da RF sob o ponto de vista de representação da RF e do tempo de construção gasto por cada algoritmo.

Tabela 10 – Comparação entre métodos.

Parâmetros	Método	Sistemas		
		IEEE 9 barras	38 barras	33 barras
Área (p.u. ²)	I	2,39	6,24	441,10
	II	2,38	6,24	353,53
Tempo computacional (s)	I	66,68	573,37	503,88
	II	59,02	650,30	690,71
Nº de FPOs resolvidos	I	76	196	130
	II	73	200	137

Fonte: Elaborado pelo autor.

O tempo computacional está diretamente relacionado ao número de FPOs resolvidos durante o processo de construção da RF. Diante disso, a tendência é que, para um mesmo sistema, o maior tempo computacional seja verificado para o método que encontrou mais pontos sobre a borda. Entretanto, essa afirmação não pode ser assumida como regra, dado que o FPO é resolvido através de um MPI que se trata de um processo iterativo. Logo, ainda que a quantidade de pontos da borda da RF encontrados seja inferior em algum dos métodos, a quantidade de iterações em cada FPO resolvido pode acarretar maior tempo computacional. Apesar dessas observações, é possível notar que ambos os métodos constroem a RF em um tempo computacional de mesma ordem de grandeza.

Além disso, a complexidade do problema de otimização cresce com o tamanho do sistema de potência, dado que sistemas maiores tendem a ter maior número de variáveis de decisão e de restrições no problema de otimização, e com isso o tempo computacional também tende a aumentar. A Tabela 11 destaca o número de variáveis de decisão e de restrições para cada sistema. Visto a significativa diferença entre os números de variáveis de decisão e restrições do sistema IEEE 9 barras para os demais, verifica-se mais um fator que justifica a discrepância entre os tempos computacionais demandados.

Ainda sobre o tempo computacional, vale destacar que o processo de construção da RF pode ser realizado utilizando processamento paralelo, visto que cada FPO é resolvido

de maneira independente. Dessa forma, seria possível uma significativa redução do tempo computacional.

Tabela 11 – Número de restrições e variáveis de decisão por FPO.

Sistema teste	N° de restrições		N° de variáveis de decisão	
	Método I	Método II	Método I	Método II
IEEE 9 barras	64	65	28	28
Sistema 38 barras	301	302	151	151
Sistema 33 barras	247	248	81	81

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em relação à área da RF, observa-se que para os sistemas com pouca não-convexidade, as áreas obtidas por ambos os métodos são muito próximas. Por outro lado, uma diferença significativa entre a área da RF obtida por cada método para o sistema com 33 barras é observada devido a acentuada não-convexidade.

Diante dos resultados apresentados, conclui-se que o algoritmo proposto é capaz de realizar a construção da RF, dentro de um tempo computacional compatível com a metodologia encontrada na literatura, agregando a vantagem de representar as não-convexidades da RF, de modo fornecer uma informação mais confiável para os operadores do sistema.

5.2 AVALIAÇÃO QUANTITATIVA E QUALITATIVA DA FLEXIBILIDADE NA INTERFACE TSO/DSO

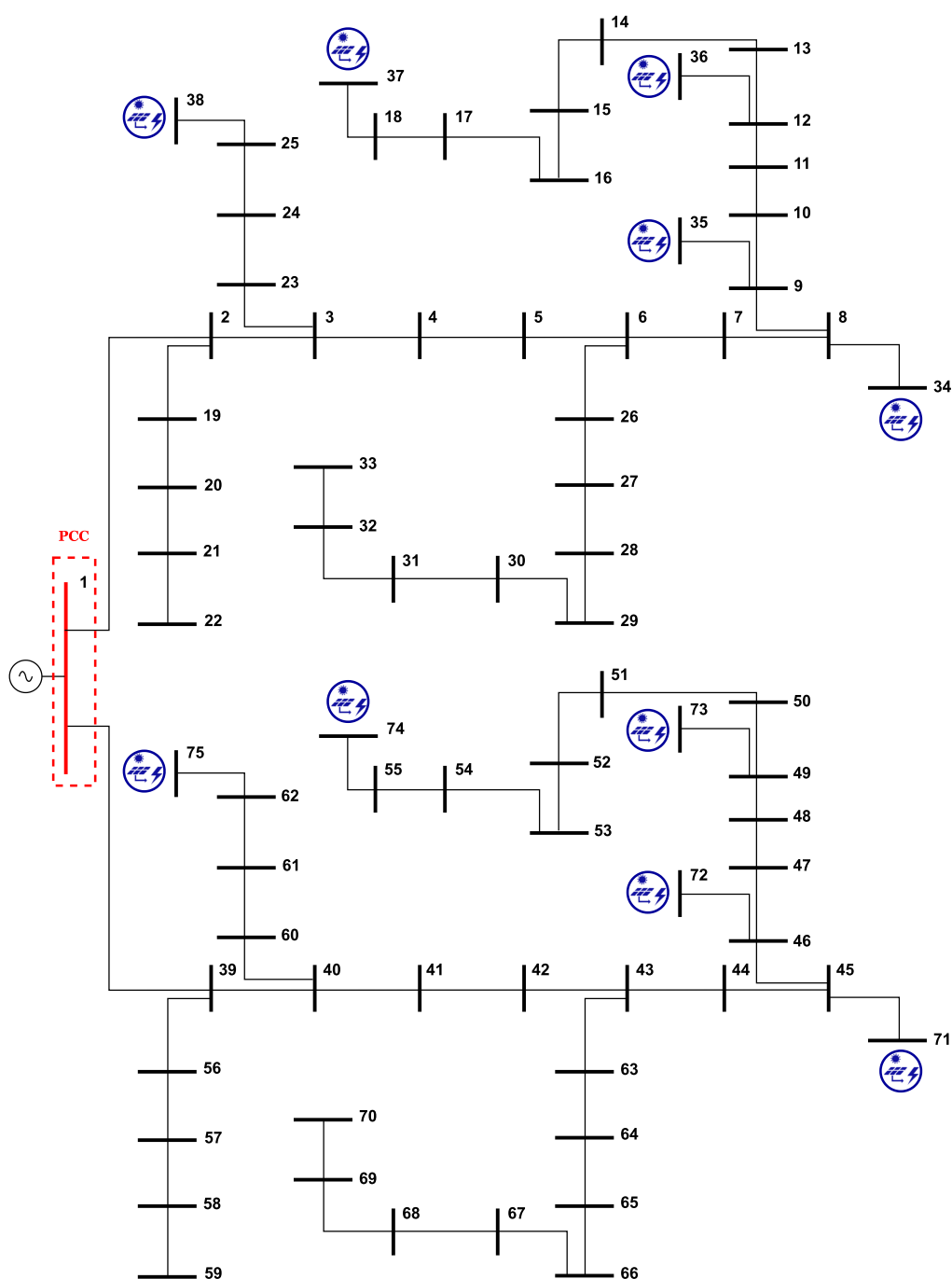
Nessa seção, a metodologia proposta para construção de RFs (Método II) e os conceitos dos CFs D_{flex} e T_{flex} apresentados na seção 3.2 são utilizados, de modo permitir realizar uma análise quantitativa e qualitativa da flexibilidade disponível na interface TSO/DSO sob o ponto de vista de ambos sistemas. Para realização do estudo de caso, utilizou-se o sistema de transmissão de 33 barras, descrito anteriormente, e um sistema de distribuição de 75 barras.

5.2.1 Sistema de distribuição 75 barras

O sistema de distribuição utilizado consiste na junção de dois alimentadores de 38 barras apresentados anteriormente. O resultado é um sistema com 75 barras, com topologia apresentada na Figura 42. Tal sistema foi criado com objetivo de ter uma rede de distribuição de maior porte, de modo que seu impacto em relação ao sistema de transmissão proposto nesse estudo possa ser melhor observado.

A presença de REDs nesse sistema é composta por dez geradores fotovoltaicos, dispostos conforme apresentado na Figura 42 e pelas cargas que podem reduzir seu consumo em até 10% de forma individual com base em um programa de resposta à demanda. Ambos FPU's são modelados como Tipo 1 e o PCC é a barra *swing* representada pela barra 1. Os dados referentes ao ponto de operação no caso base e as demais informações que caracterizam o sistema e seus limites são apresentados no Anexo D. Um resumo das características da rede é apresentado na Tabela 12.

Figura 42 – Topologia do sistema de distribuição 75 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 12 – Características do sistema 75 barras.

Parâmetro do sistema	Quantidade
Número de barras	75
Número de circuitos	74
Carga ativa	743 MW
Carga reativa	460,04 Mvar

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.2 Estudo de caso

O estudo de caso proposto consiste em obter os índices D_{flex} e T_{flex} considerando ambos sistemas descritos, de modo a identificar os melhores pontos de conexão. Os CFs são obtidos considerando a conexão do alimentador de distribuição em cada barra com carga do sistema de transmissão, uma por vez, considerando diferentes cenários de geração fotovoltaica na rede de distribuição, de modo a avaliar as melhores possibilidades para conexão entre ambos sistemas, com base na capacidade de troca de geração ativa e reativa entre eles. Os níveis de penetração de geração fotovoltaica em relação à carga total do sistema são, aproximadamente, iguais a 50%, 40%, 30%, 20%, 10% e 0,1%, representados através dos cenários C_0 , C_1 , C_2 , C_3 , C_4 e C_5 , respectivamente. Os valores para cada cenário são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Cenários de geração fotovoltaica.

Barra	C_0 (MW)	C_1 (MW)	C_2 (MW)	C_3 (MW)	C_4 (MW)	C_5 (MW)
34	88,75	71,00	53,25	35,50	17,75	0,18
35	44,4	35,52	26,64	17,76	8,88	0,09
36	14,80	11,84	8,88	5,92	2,96	0,03
37	29,59	23,67	17,75	11,84	5,92	0,06
38	14,40	11,52	8,64	5,76	2,88	0,03
71	88,75	71,00	53,25	35,50	17,75	0,18
72	44,4	35,52	26,64	17,76	8,88	0,09
73	14,80	11,84	8,88	5,92	2,96	0,03
74	29,59	23,67	17,75	11,84	5,92	0,06
75	14,40	11,52	8,64	5,76	2,88	0,03

Fonte: Elaborado pelo autor.

A medida em que há redução do nível de penetração da geração ativa presente no sistema de distribuição, essa rede passa a demandar maior potência ativa da barra *swing* no caso base para manter o sistema dentro dos limites operacionais viáveis, de modo a permitir o início do processo de construção da RF. A Tabela 14 apresenta a potência no PCC para o caso base em cada cenário sob estudo.

Tabela 14 – Ponto de operação do PCC no caso base em cada cenário.

Cenário	P_{pcc} (MW)	Q_{pcc} (Mvar)
C_0	374,03	308,41
C_1	453,30	361,54
C_2	529,26	299,30
C_3	608,79	284,72
C_4	689,73	274,18
C_5	771,34	290,88

Fonte: Elaborado pelo autor.

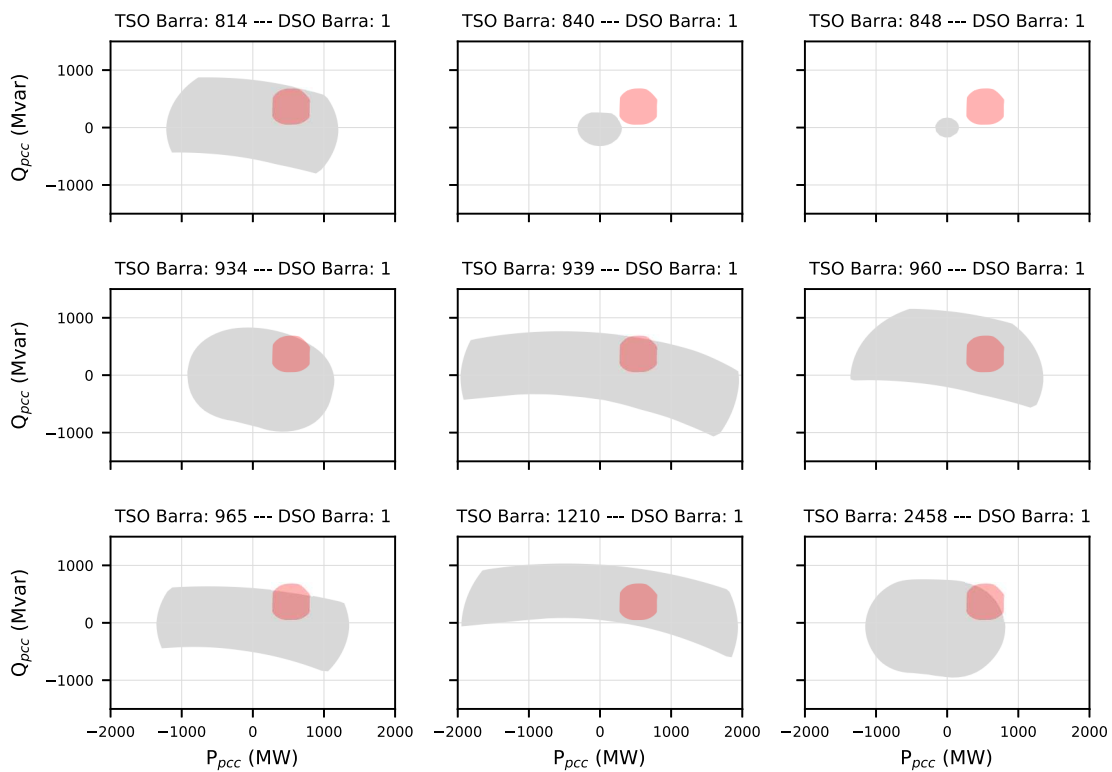
Como resultados da simulação, são obtidos gráficos das RFs para ambos os sistemas em cada cenário de geração fotovoltaica e os respectivos valores dos CFs. A Tabela 15 apresenta os valores dos coeficientes calculados em cada cenário de geração e as RFs para os cenários C_0 , C_1 , C_2 , C_3 , C_4 e C_5 são apresentados nas Figuras 43 a 48, onde as RFs vermelhas são referentes ao DSO e as RFs cinza são referentes ao TSO.

Tabela 15 – Coeficientes D_{flex} e T_{flex} calculados.

Barra	C_0 (%)		C_1 (%)		C_2 (%)		C_3 (%)		C_4 (%)		C_5 (%)	
	D_{flex}	T_{flex}	D_{flex}	T_{flex}	D_{flex}	T_{flex}	D_{flex}	T_{flex}	D_{flex}	T_{flex}	D_{flex}	T_{flex}
814	100,0	8,49	100,0	7,35	100,0	5,88	100,0	4,31	100,0	2,69	100,0	1,14
840	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
848	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
934	98,26	8,68	98,10	7,51	97,80	5,99	97,32	4,36	97,49	2,73	99,78	1,19
939	96,59	5,63	96,38	4,86	95,94	3,87	96,02	2,84	97,85	1,80	100,0	0,78
960	100,0	8,11	100,0	7,02	100,0	5,61	100,0	4,11	100,0	2,56	100,0	1,09
965	77,03	6,83	75,32	5,78	74,61	4,58	74,63	3,36	76,06	2,13	80,45	0,96
1210	100,0	6,91	100,0	5,98	100,0	4,79	100,0	3,51	100,0	2,19	100,0	0,93
2458	72,35	6,80	68,48	5,57	62,16	4,05	54,06	2,58	42,70	1,27	22,55	0,28

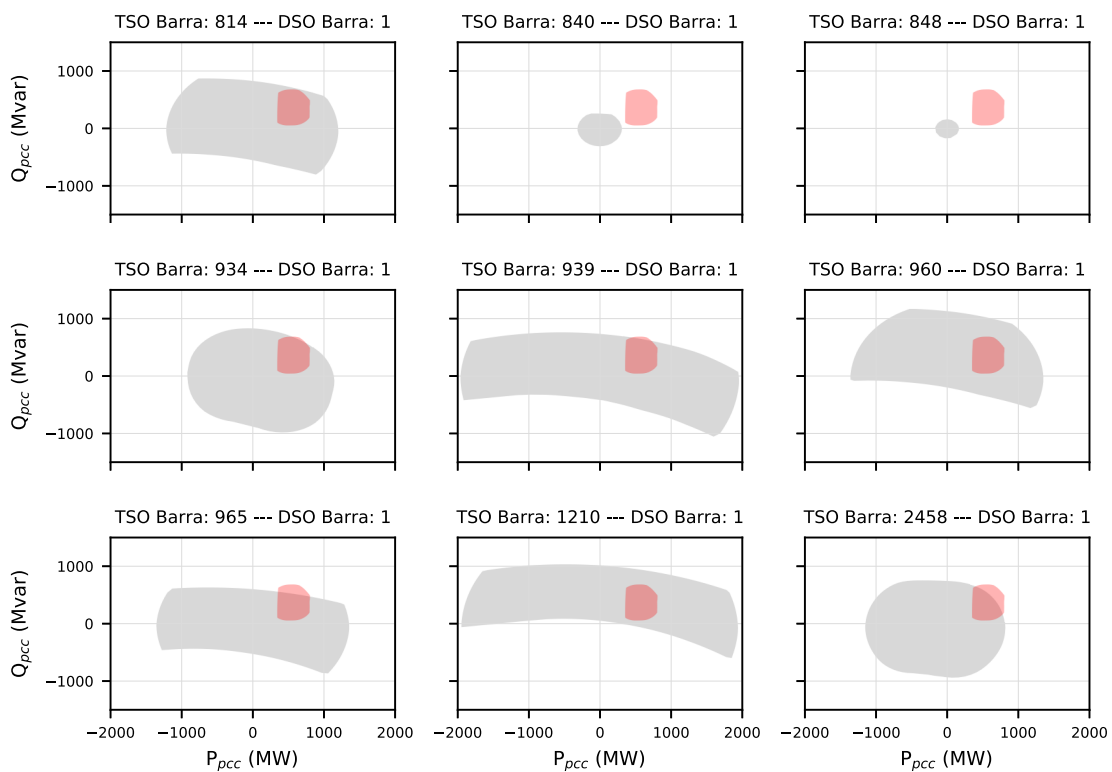
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43 – Região de Flexibilidade - cenário 50%.



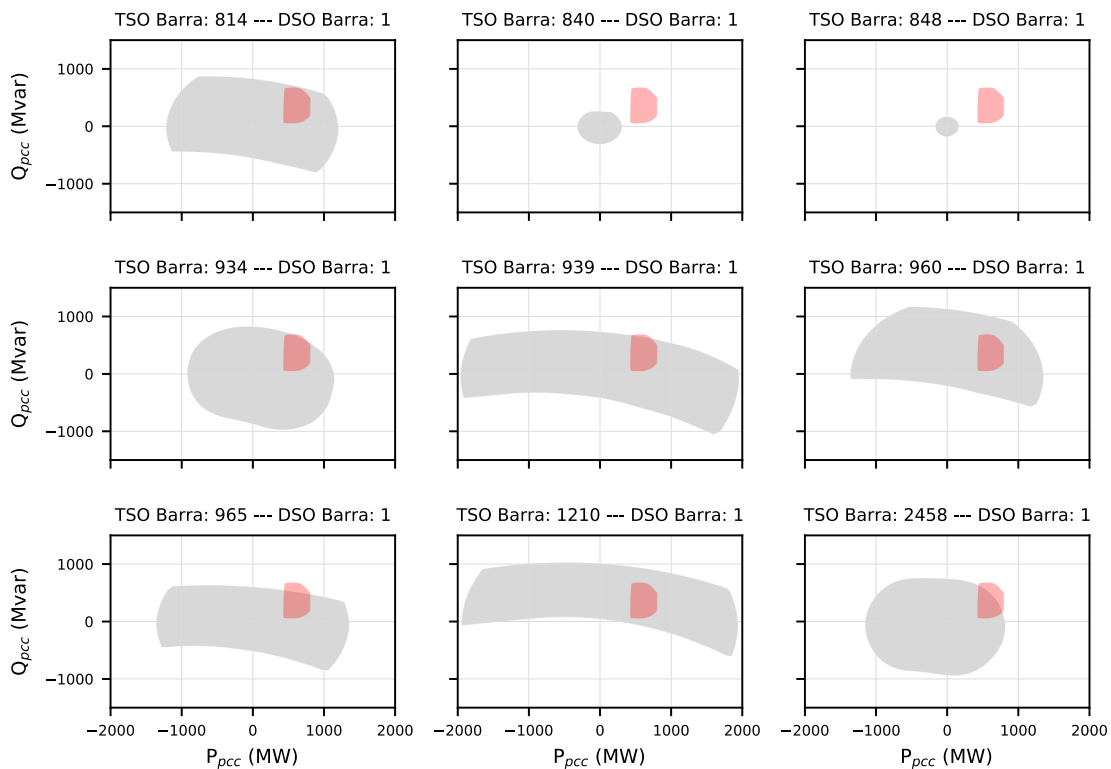
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 44 – Região de Flexibilidade - cenário 40%.



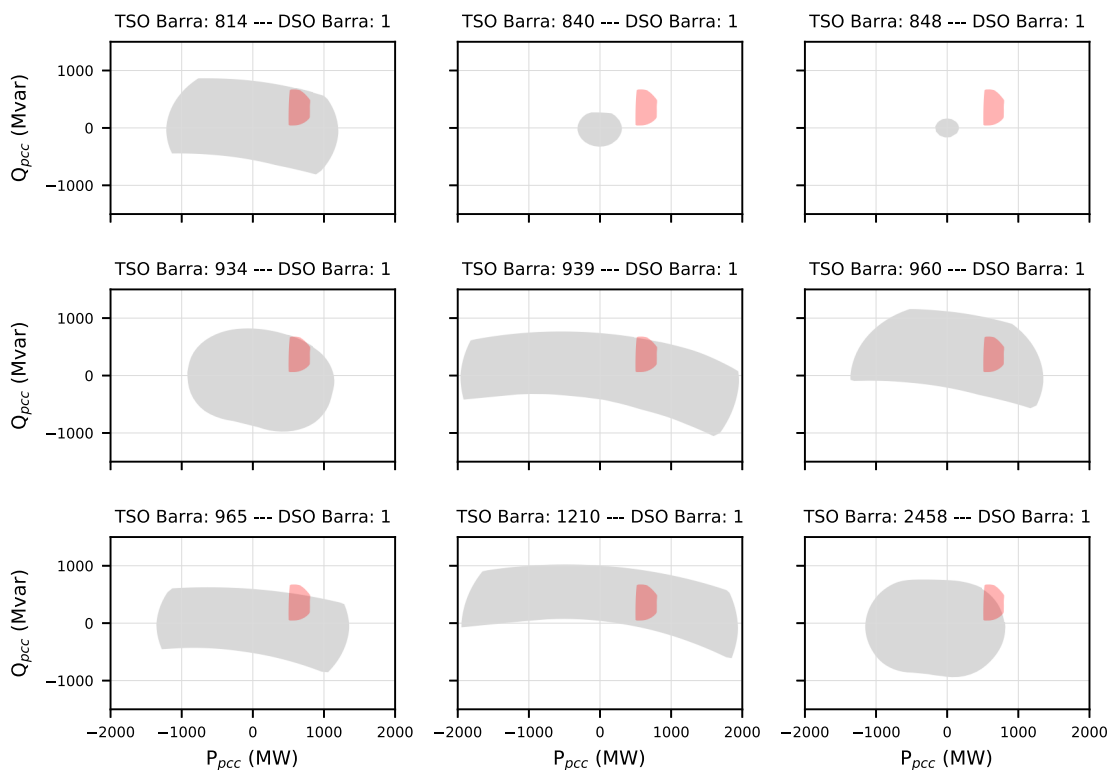
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 45 – Região de Flexibilidade - cenário 30%.



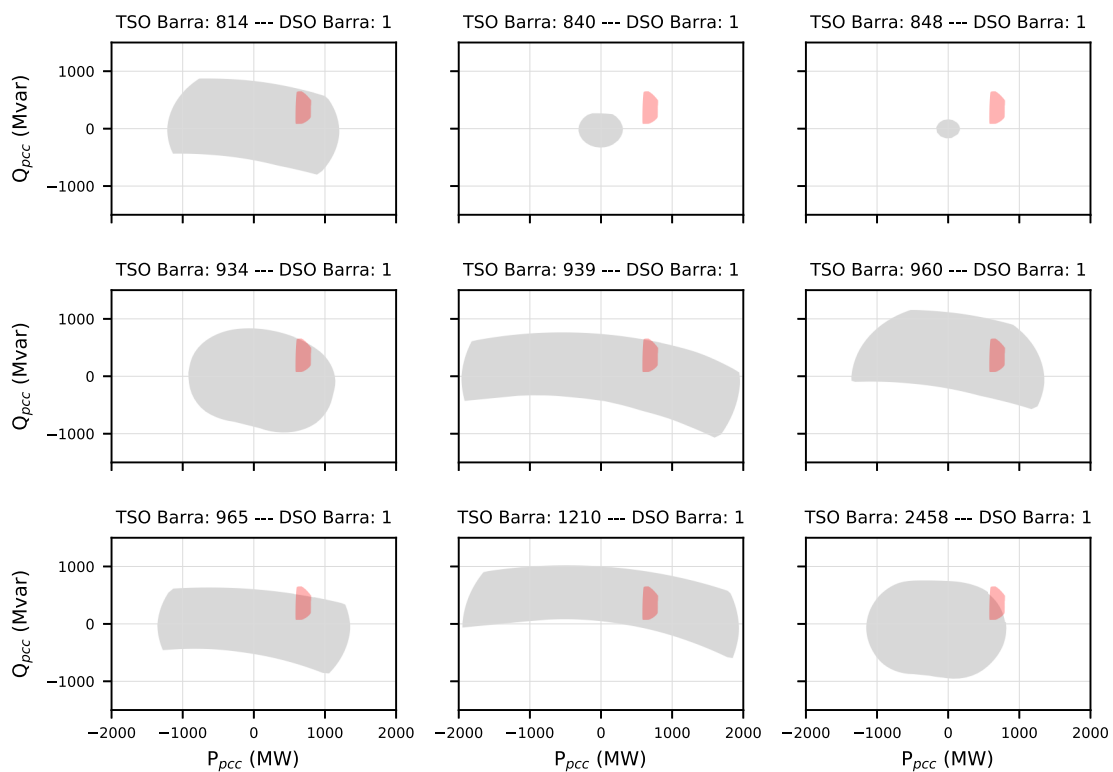
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 46 – Região de Flexibilidade - cenário 20%.



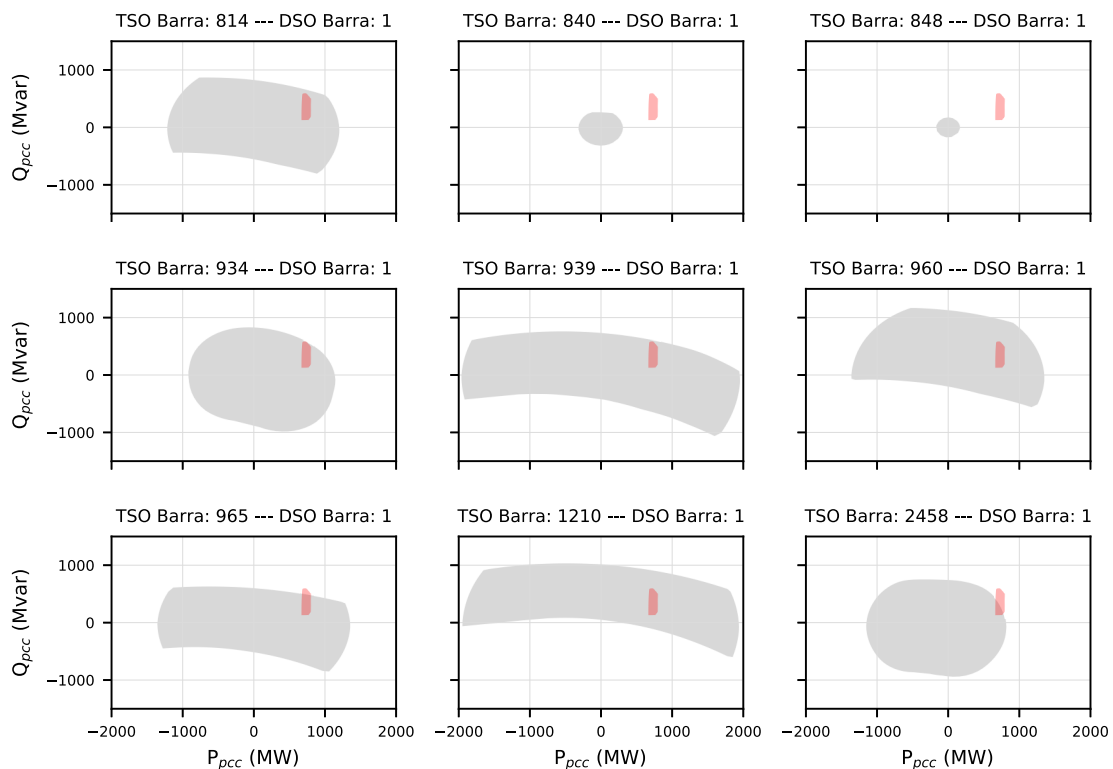
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 47 – Região de Flexibilidade - cenário 10%.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 48 – Região de Flexibilidade - cenário 0,1%.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.3 Análise dos resultados

Os coeficientes fornecem informações relativas à quantidade de flexibilidade que pode ser utilizada sob o ponto de vista de ambos operadores. Os gráficos fornecem informação visual da região na qual os sistemas podem operar, respeitando os limites de ambas as redes simultaneamente. Nos gráficos, as regiões em cinza e em vermelho referem-se, respectivamente, aos sistemas de transmissão e distribuição.

Observando os CFs e os gráficos apresentados, é possível notar que se a RF da rede de distribuição estiver totalmente contida pela RF do sistema de transmissão, o coeficiente D_{flex} é igual a 100%. Além disso, se D_{flex} e T_{flex} são iguais a zero, então não há intersecção entre as áreas da RF de cada sistema. Quando não existe intersecção entre ambas regiões significa não haver possibilidade de conexão do alimentador de distribuição ao PCC da rede de transmissão, sem que haja violação das restrições em pelo menos um dos sistemas.

Ao observar os gráficos, fica evidente a redução da RF do sistema de distribuição à medida que o nível de penetração fotovoltaica também reduz. Além disso, como a RF para uma mesma barra do sistema de transmissão não se altera, pois independe do nível de penetração fotovoltaica na rede de distribuição, é possível concluir que se a redução dessa penetração ocasionar uma redução da área de intersecção entre ambas regiões, ocorrerá também uma redução do T_{flex} .

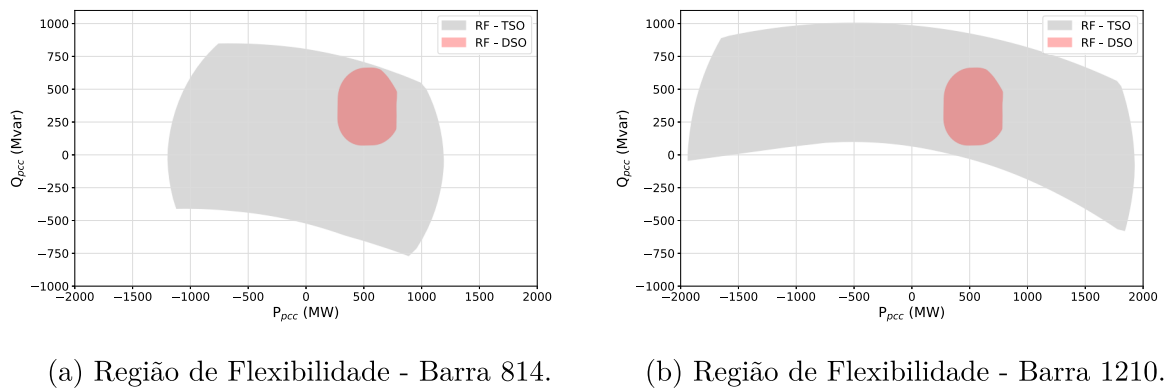
Do ponto de vista dos operadores de ambos sistemas, algumas interpretações podem ser realizadas com relação aos CFs. Algumas dessas interpretações são exemplificadas na sequência, a partir dos resultados obtidos.

Para barras do TSO cujas RFs apresentam menores áreas, a flexibilidade do ADN é mais importante já que tais barras precisam se manter dentro de limites mais restritos. Nesses casos, T_{flex} apresenta, em média, valores relativamente maiores. Isso é uma tendência, porém sempre que duas barras fornecerem D_{flex} iguais, essa afirmação é verdadeira. Um exemplo que ilustra a análise feita é obtido ao observar os resultados para as barras 814 e 1210 no cenário C_0 , cujas RFs são destacadas na Figura 49. Pode-se observar que a barra 1210 apresenta uma RF maior que a barra 814 e o D_{flex} calculado para ambos são iguais. Portanto, T_{flex} é maior para 814, ou seja, a flexibilidade disponibilizada pelo ADN é de maior importância para essa barra.

Para as barras 965 e 1210, T_{flex} apresenta valores próximos, o que significa que do ponto de vista do TSO, a flexibilidade do ADN tem a mesma importância para ambas as barras. Por outro lado, é possível observar na Figura 50 que do ponto de vista do DSO que sua flexibilidade é melhor utilizada pela barra 1210 em comparação à barra 965. Isso se reflete no valor de D_{flex} maior para conexão em 1210 do que para a conexão na barra 965.

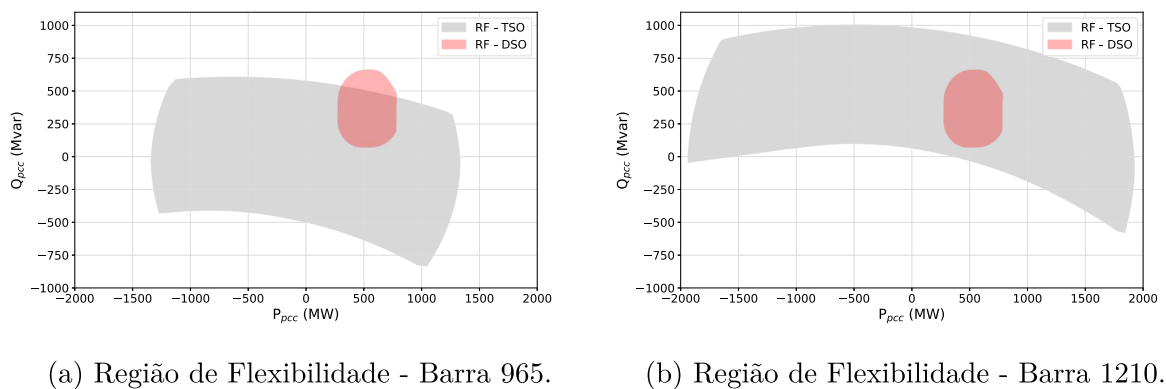
Do ponto de vista do DSO, elevado valor de D_{flex} revela que o sistema de distribuição

Figura 49 – Comparação entre pontos de conexão - cenário C_0 : 814×1210 .



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 50 – Comparação entre pontos de conexão - cenário C_0 : 965×1210 .

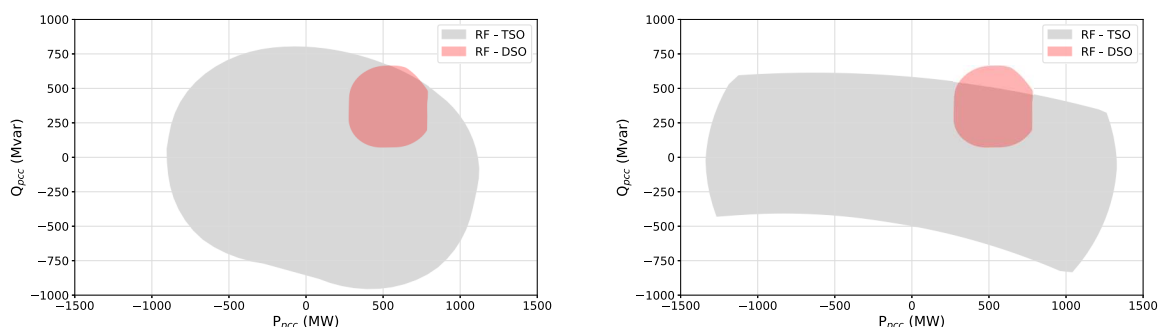


Fonte: Elaborado pelo autor.

pode operar em condições de baixa restrição, assumindo uma vasta gama de valores na interface TSO/DSO. Por outro lado, menores valores de D_{flex} significam que o sistema de distribuição opera sobre condições mais restritas, visto que, a gama de valores de potência que podem ser fornecidos na interface TSO/DSO é pequena. Operando em condições mais restritas, o custo de operação do sistema pode se tornar elevado. A Figura 51 exemplifica as considerações mencionadas. Observa-se que entre as barras em destaque, a conexão à barra 934 traria maior vantagem ao DSO permitindo sua operação menos restrita, portanto com custo mais baixo em comparação com a conexão do mesmo sistema à barra 965.

Do ponto de vista do TSO, elevado valor de T_{flex} indica que as operações do DSO podem afetar fortemente operação do TSO. Em outras palavras, significa que o montante da flexibilidade proveniente da rede distribuição cobre uma grande área da RF do sistema de transmissão, logo o TSO pode explorar melhor a flexibilidade fornecida pelo DSO. Por outro lado, baixos valores de T_{flex} significam que a interseção entre as regiões cobre uma pequena área da RF do sistema de transmissão. Logo, o TSO se beneficia pouco

Figura 51 – Comparação entre pontos de conexão - cenário C_0 : 934×965 .



(a) Região de Flexibilidade - Barra 934.

(b) Região de Flexibilidade - Barra 965.

Fonte: Elaborado pelo autor.

da flexibilidade fornecida pela rede de distribuição. Exemplificando a partir das barras destacadas na Figura 51, observa-se que T_{flex} apresenta baixo valor em ambos os casos, devido ao fato das RFs relacionadas ao TSO serem bem maiores que a RF do DSO. Ambos os casos não trariam grandes vantagens ao operador da transmissão, que deverá operar em uma pequena faixa de valores permitidos em comparação com seu potencial total. Porém, comparando ambas barras, vemos que a flexibilidade do sistema de distribuição pode impactar mais a rede de transmissão ao conectar-se à barra 934 do que se conectando à barra 965.

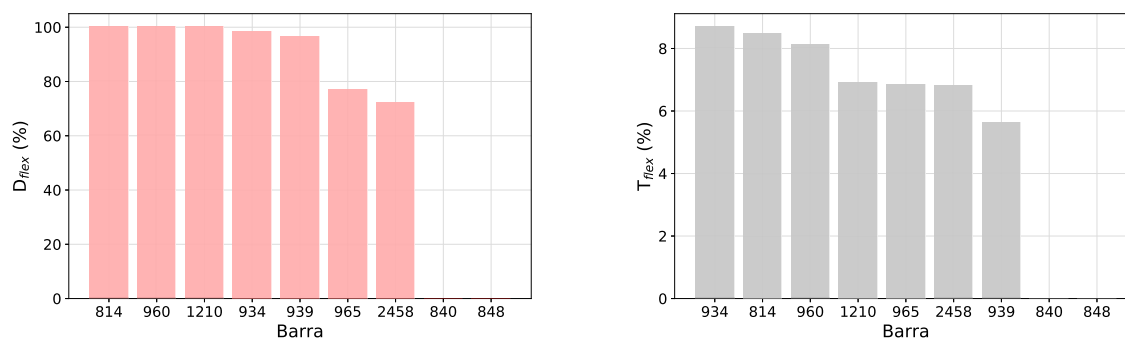
É possível, também, usar os CFs para avaliar os custos para o DSO e TSO se manterem conectados a uma interface comum, com base no fornecimento de flexibilidade. Quanto maior D_{flex} , mais o TSO cobraria para a conexão do DSO à rede de transmissão. De forma simplificada pode-se entender essa consideração no sentido de que quem utiliza mais as possibilidades, em relação à flexibilidade, do TSO paga mais pela conexão. Em contrapartida, o custo da flexibilidade fornecida pelo DSO ao TSO é maior quanto maior T_{flex} . Conforme destacado anteriormente, maior valor de T_{flex} significa que a barra é mais fraca em comparação a outra, cujo referido coeficiente seja menor, logo a flexibilidade do DSO é mais importante para a barra de maior T_{flex} . Com isso, quem necessita mais da flexibilidade pagaria mais caro por ela.

A partir dos coeficientes obtidos é possível ranquear os melhores pontos de conexão entre os sistemas. Cada cenário apresenta seu próprio ranking e, a partir da observação das melhores barras em cada caso, é possível decidir por aquele que melhor lide com a maioria dos cenários.

A Figura 52 ilustra, através de gráficos de barras, um ranking decrescente dos melhores pontos de conexão do ADN ao sistema de transmissão, com base nos CFs para o cenário C_0 . Com base na Figura 52a, observa-se que, do ponto de vista do DSO, os melhores pontos de conexão são as barras 814, 960 e 1210, porém as barras 934 e 939

também podem ser considerados bons pontos, visto que seus valores de D_{flex} se aproximam muito dos valores dos melhores pontos. Por outro lado, do ponto de vista do TSO, com base na Figura 52b, a melhor opção de conexão é a barra 934, todavia as barras 814 e 960 também são boas opções. Diante das observações realizadas, as opções que melhor atendem ambos os operadores é a conexão nas barras 934, 814 e 960, nessa ordem.

Figura 52 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_0 .



(a) Ranking com base em D_{flex} .

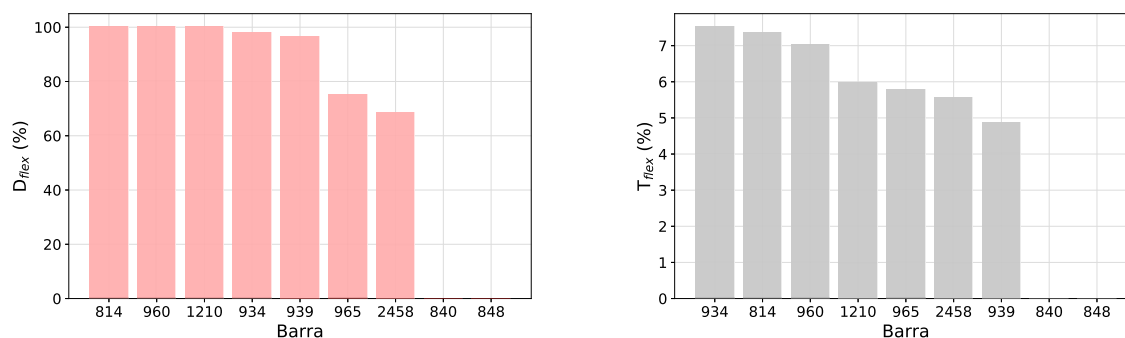
(b) Ranking com base em T_{flex} .

Fonte: Elaborado pelo autor.

Ainda de acordo com a Figura 52, observa-se que do ponto de vista do DSO, os piores pontos de conexão, dentro das opções viáveis, são as barras 2458 e 965. Já do ponto de vista do TSO, a barra 939 se destaca como a pior opção de conexão, porém as barras 2458, 965 e 1210 também apresentam baixos valores de T_{flex} caracterizando opções ruins. Nesse contexto, dentre as opções viáveis, as que pior atendem ambos operadores são 2458, 965, 939 e 1210, nessa ordem.

Para os cenários C_1 e C_2 apresentados, respectivamente, nas Figuras 53 e 54, as mesmas observações e conclusões podem ser estabelecidas.

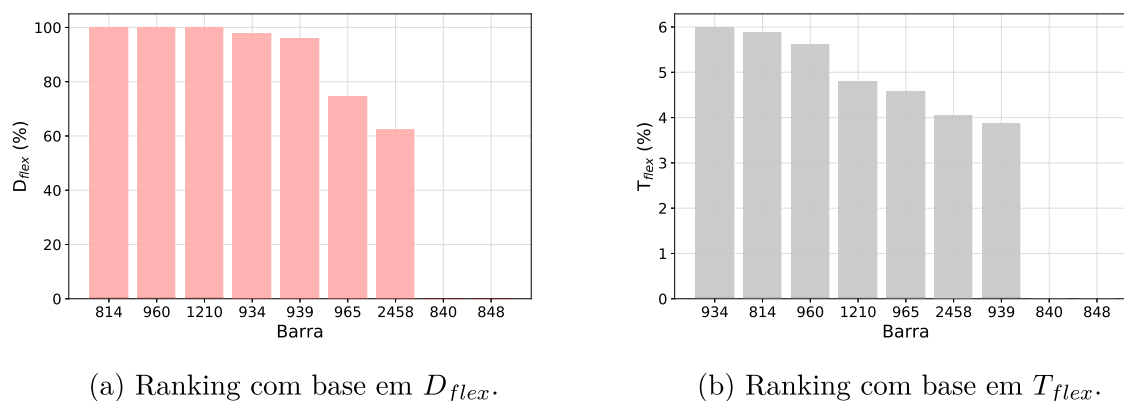
Figura 53 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_1 .



(a) Ranking com base em D_{flex} .

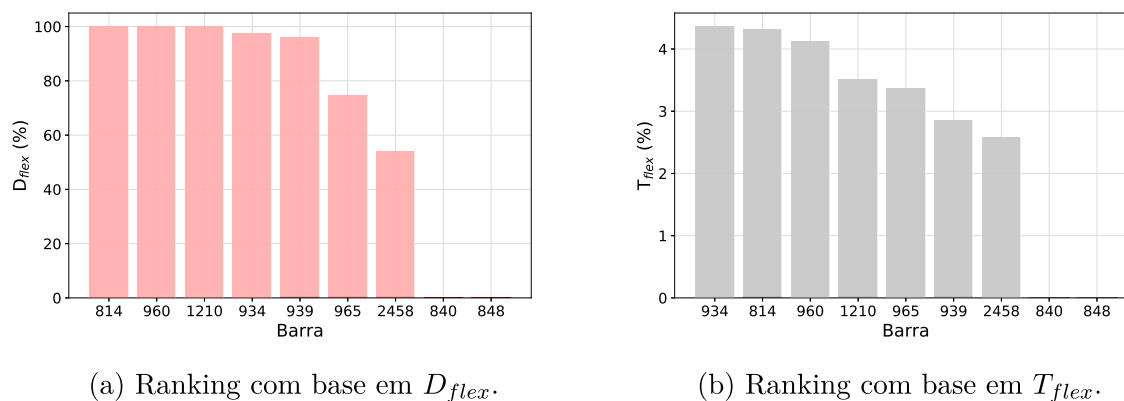
(b) Ranking com base em T_{flex} .

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 54 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_2 .

Fonte: Elaborado pelo autor.

No cenário C_3 , Figura 55, as considerações feitas anteriormente em relação ao DSO são mantidas em relação aos melhores e piores pontos de conexão. Já sob o ponto de vista do DSO, os melhores e piores pontos também são mantidos, porém, a ordem dos piores pontos se altera, de modo que o pior ponto de conexão é barra 2458. Mesmo com essa pequena mudança, a ordem dos melhores e piores pontos de conexão no atendimento de ambos sistemas, simultaneamente, segue sendo o mesmo destacado no cenário C_0 .

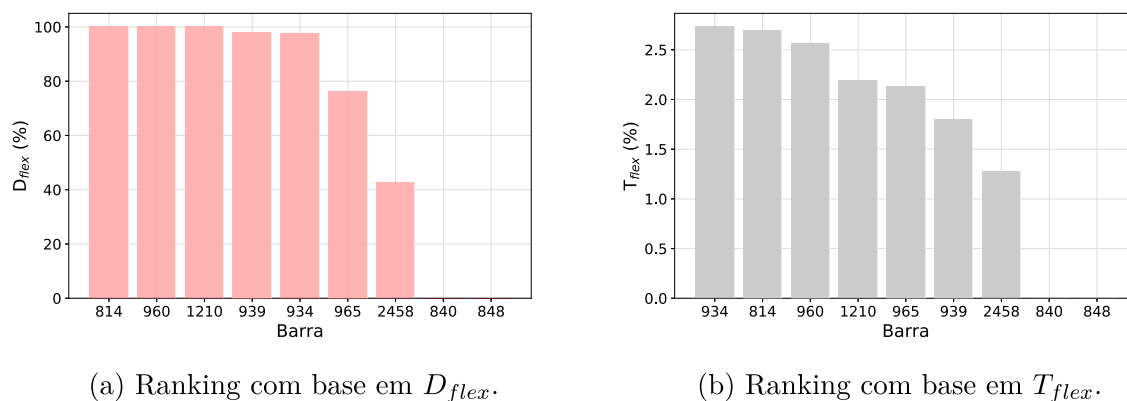
Figura 55 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_3 .

Fonte: Elaborado pelo autor.

No cenário C_4 , Figura 56, uma alteração em relação ao cenário C_3 na ordem de melhores pontos de conexão, sob o ponto de vista do DSO, é observada. O índice D_{flex} para a barra 939 torna-se ligeiramente maior do que para a barra 934. Entretanto, a mudança ocorrida não é suficiente para que nenhuma das barras anteriormente mencionadas deixe de estar entre as melhores opções do ponto de vista do DSO. Para o TSO, a mesma ordem apresentada para o cenário C_3 é mantida. Os piores pontos de conexão sob o ponto de vista do DSO seguem sendo as barras 2458 e 965, enquanto do ponto de vista do TSO

segue sendo as barras 2458 e 939. Apesar da alteração destacada, a ordem dos pontos de conexão que melhor e pior atendem, simultaneamente, ambos os operadores segue sendo a mesma.

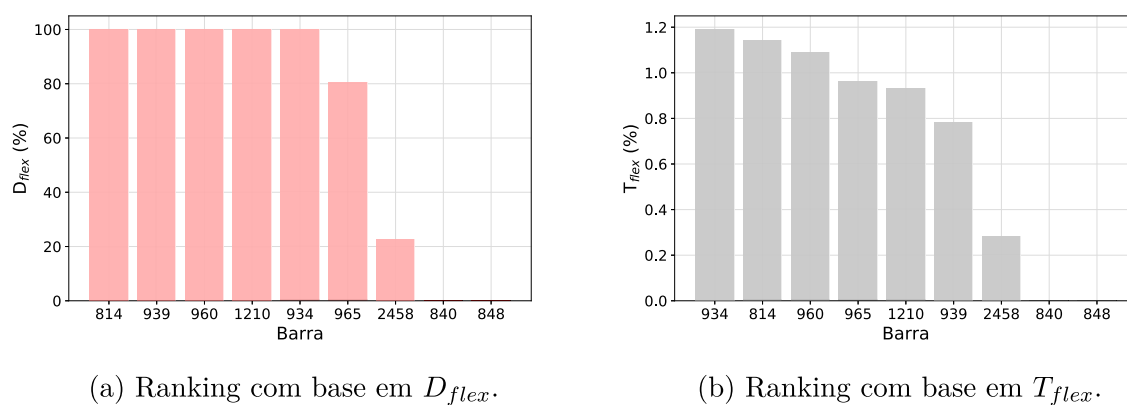
Figura 56 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_4 .



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, no cenário C_5 , apresentado na Figura 57, o índice D_{flex} para a barra 939 é igual a 100% e para conexão na barra 934 o coeficiente também aproxima-se do valor total. Os melhores pontos de conexão se mantêm os mesmos. Por outro lado, a barra 2458 tem grande destaque como a pior opção possível. Do ponto de vista do TSO, em relação ao cenário anterior, a barra 965 torna-se uma opção de conexão melhor que a barra 1210 e destaca-se também que a barra 2458 é a pior opção possível. Os pontos de conexão que seguem satisfazendo melhor ambos operadores, simultaneamente, são as barras 934, 814 e 960. Já o ponto de conexão que pior os atendem é, com grande destaque, a barra 2458. A ordem dos piores pontos segue sendo 2458, 965, 939 e 1210.

Figura 57 – Ranking dos pontos de conexão - Cenário C_5 .



Fonte: Elaborado pelo autor.

Diante da análise realizada com auxílio dos CFs observa-se que, de modo geral, as melhores e piores opções de conexão entre os sistemas de distribuição e transmissão permanecem as mesmas, ainda que haja redução da penetração fotovoltaica. A Tabela 16 apresenta o ranking final.

Tabela 16 – Ranking dos melhores pontos de conexão.

Classificação	Barra
1°	934
2°	814
3°	960
4°	1210
5°	939
6°	965
7°	2458
-	840
-	848

Fonte: Elaborado pelo autor.

Vale destacar que na análise realizada, considerou-se que todos os cenários têm o mesmo peso sobre a decisão final do ranking montado, não considerando a probabilidade de ocorrência de cada cenário, nem a maior importância de cenários que fornecem maior flexibilidade. Destaca-se, também, que a análise envolve um único ponto de operação do sistema de transmissão. Porém, a análise pode ser aplicada para mais pontos de operação realizando novas simulações.

5.3 REGIÃO DE FLEXIBILIDADE CONSIDERANDO DIFERENTES MODELOS DE *FLEXIBILITY PROVIDER UNITS*

Nos estudos de caso apresentados anteriormente, somente o modelo de FPU do Tipo 1 foi utilizado para representar os REDs presentes nos sistemas. Esse modelo é suficiente para realizar testes com a metodologia, porém, não representam os REDs de maneira realista. A modificação na representação dos REDs impacta diretamente na flexibilidade no PCC. Nessa seção, são apresentados estudos que realizam a construção da RF considerando diferentes modelos de FPUs presentes no sistema, de modo a possibilitar a realização de comparação com resultados obtidos com os modelos de FPU do Tipo 1. Para isso, os modelos apresentados na seção 4.1.2 são inseridos ao FPO através das respectivas restrições que os modelam.

5.3.1 Estudo de caso

O estudo de caso consiste em construir a RF para o sistema de distribuição 38 barras no ponto de operação B, conforme o Anexo B, considerando diferentes tipos de REDs conectados a rede. Os FPU's presentes no sistema são cinco unidades geradoras e cargas controláveis. As cargas controláveis podem reduzir até 10% de sua demanda e, em cada simulação, os FPU's assumem os seguintes modelos:

a) **Caso I:** Geradores e cargas controláveis representados através de modelo Tipo 1:

- De acordo com o modelo apresentado na Figura 24a, os limites dos geradores são informados pela Tabela 17.

Tabela 17 – Limites dos geradores - Tipo 1.

N°	P_A (MW)	P_B (MW)	P_C (MW)	P_D (MW)	Q_A (Mvar)	Q_B (Mvar)	Q_C (Mvar)	Q_D (Mvar)	Q_E (Mvar)	Q_F (Mvar)
34	90	0	-	-	180	-180	-	-	-	-
35	50	0	-	-	90	-90	-	-	-	-
36	15	0	-	-	30	-30	-	-	-	-
37	30	0	-	-	60	-60	-	-	-	-
38	15	0	-	-	30	-30	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

b) **Caso II:** Geradores, não despacháveis, mas que permitem redução de sua injeção de potência ativa através do corte de geração, e cargas controláveis, representados através de modelo Tipo 1:

- Assim como no caso anterior, os limites dos geradores são representados pela Tabela 17.

c) **Caso III:** Geradores eólicos, que permitem redução de sua injeção de potência ativa através do corte de geração, e cargas controláveis, representados através dos modelos Tipo 3 e Tipo 2, respectivamente:

- De acordo com o modelo apresentado na Figura 26a, os limites dos geradores são informados pela Tabela 18.

Tabela 18 – Limites dos geradores - Tipo 3.

N°	P_A (MW)	P_B (MW)	P_C (MW)	P_D (MW)	Q_A (Mvar)	Q_B (Mvar)	Q_C (Mvar)	Q_D (Mvar)	Q_E (Mvar)	Q_F (Mvar)
34	90	49,5	29,7	-	-180	180	-	-	-	-
35	50	27,5	16,5	-	-90	90	-	-	-	-
36	15	8,25	4,95	-	-30	30	-	-	-	-
37	30	16,5	9,9	-	-60	60	-	-	-	-
38	15	8,25	4,95	-	-30	30	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

d) **Caso IV:** Geradores fotovoltaicos, que permitem redução de sua injeção de potência ativa através do corte de geração, e cargas controláveis, representados através dos modelos Tipo 4 e Tipo 2, respectivamente:

- De acordo com o modelo apresentado na Figura 27a, os limites dos geradores são informados pela Tabela 19.

Tabela 19 – Limites dos geradores - Tipo 4.

N°	P_A (MW)	P_B (MW)	P_C (MW)	P_D (MW)	Q_A (Mvar)	Q_B (Mvar)	Q_C (Mvar)	Q_D (Mvar)	Q_E (Mvar)	Q_F (Mvar)
34	90	0	-	-	-180	180	-	-	-	-
35	50	0	-	-	-90	90	-	-	-	-
36	15	0	-	-	-30	30	-	-	-	-
37	30	0	-	-	-60	60	-	-	-	-
38	15	0	-	-	-30	30	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

e) **Caso V:** Geradores síncronos e cargas controláveis, representados através dos modelos Tipo 5 e Tipo 2, respectivamente:

- De acordo com o modelo apresentado na Figura 28a, os limites dos geradores são informados pela Tabela 20.

Tabela 20 – Limites dos geradores - Tipo 5.

N°	P_A (MW)	P_B (MW)	P_C (MW)	P_D (MW)	Q_A (Mvar)	Q_B (Mvar)	Q_C (Mvar)	Q_D (Mvar)	Q_E (Mvar)	Q_F (Mvar)
34	90	0	67,5	54	45	180	-126	126	-180	-45
35	50	0	37,5	30	22,5	90	-63	63	-90	-22,5
36	15	0	11,25	9	7,5	30	-21	21	-30	-7,5
37	30	0	22,5	18	15	60	-42	42	-60	-15
38	15	0	11,25	9	7,5	30	-21	21	-30	-7,5

Fonte: Elaborado pelo autor.

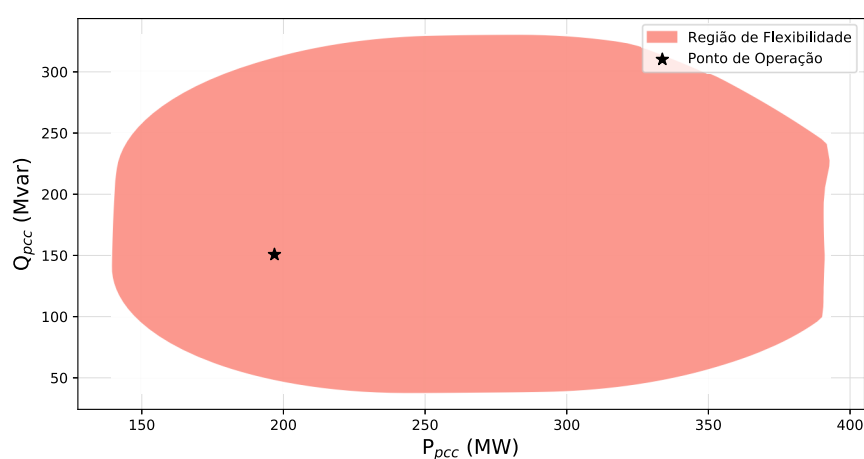
A seguir, são destacados os parâmetros de simulação iniciais que são utilizados em todas os casos:

- Número de direções iniciais: $N_D = 10$ direções;
- Tolerância de potência ativa e reativa: $P_{tol} = 0,06$ p.u. e $Q_{tol} = 0,06$ p.u.;
- Tolerância angular: $\theta_{tol} = 1^\circ$;
- Número máximo de iterações: 50 iterações.

5.3.1.1 Caso I: geradores e cargas com modelo Tipo 1

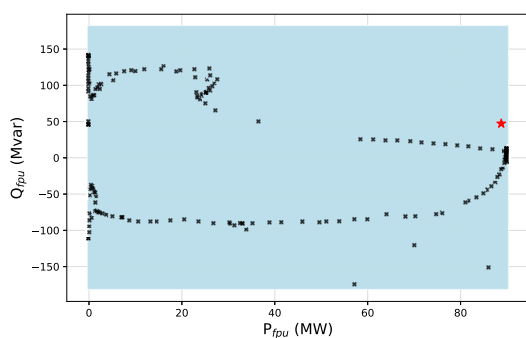
Nesse caso, nenhuma restrição é adicionada ao FPO. A Figura 58 apresenta a RF obtida e a Figura 59 mostra os limites de cada FPU, destacando os pontos de operação resultantes da solução de cada FPO durante o processo de construção da RF.

Figura 58 – Região de Flexibilidade com FPU Tipo 1.

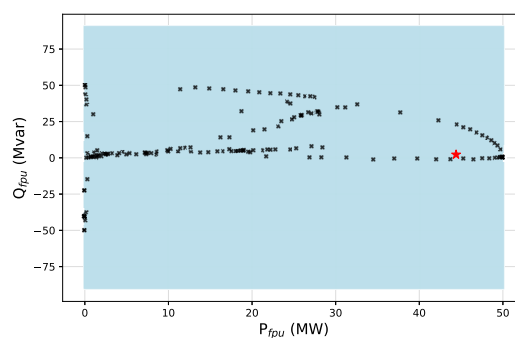


Fonte: Elaborado pelo autor.

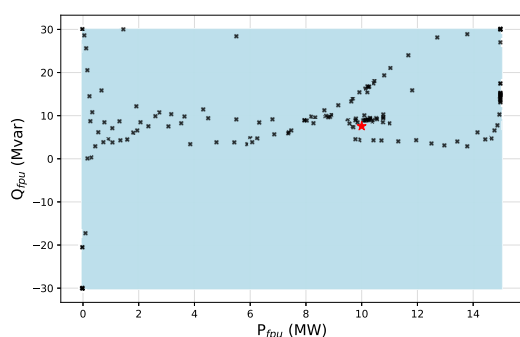
Figura 59 – Pontos de operação de cada FPU durante o processo - Tipo 1.



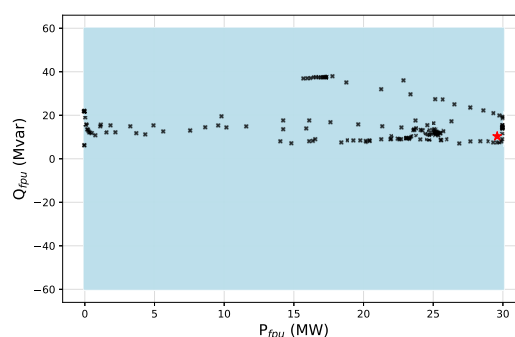
(a) Barra 34.



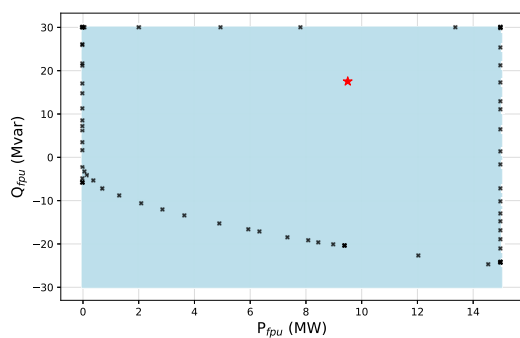
(b) Barra 35.



(c) Barra 36.



(d) Barra 37.



(e) Barra 38.

Legenda

- Região de operação viável para o FPU
- ★ Ponto de Operação no Caso Base
- ✕ Pontos de Operação assumidos durante o processo

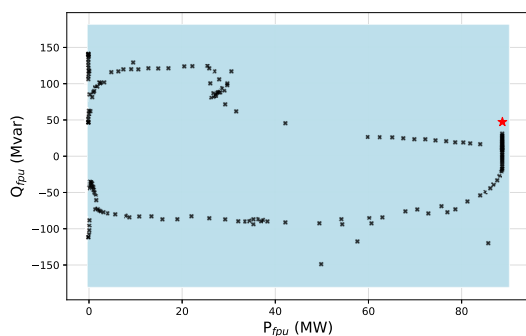
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.1.2 Caso II: geradores, não despacháveis e com possibilidade de corte de geração, e cargas com modelo Tipo 1

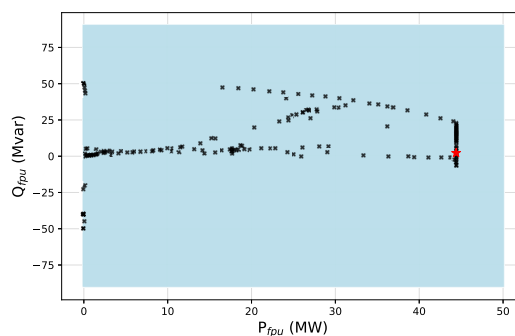
Nessa simulação os geradores são considerados não despacháveis e com possibilidade de corte de geração, logo não há a possibilidade de aumentar suas gerações ativas em relação ao caso base. Observando a Figura 60 é possível verificar que todos os pontos de operação assumidos pelos recursos flexíveis durante a construção da RF respeitam os limites estipulados, respeitando, também, as premissas estabelecidas. A Figura 61

apresenta a RF obtida a partir dos modelos de FPU adotados.

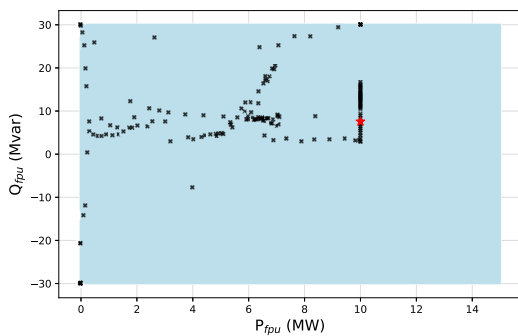
Figura 60 – Pontos de operação de cada FPU durante o processo - Tipo 1 não despachável.



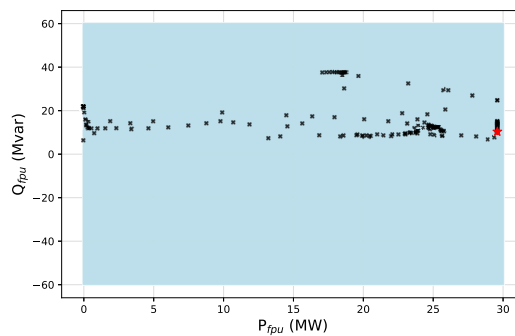
(a) Barra 34.



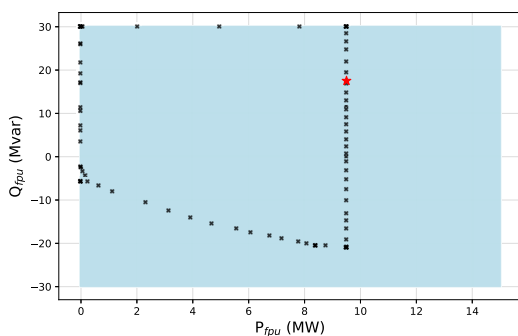
(b) Barra 35.



(c) Barra 36.



(d) Barra 37.



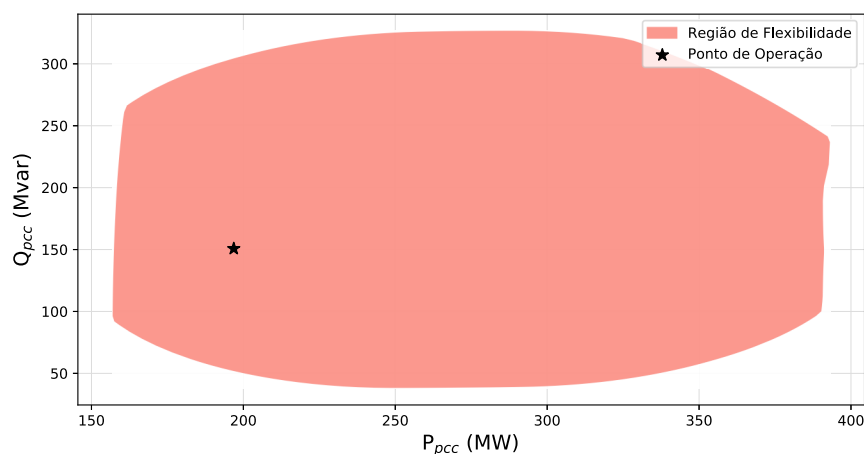
(e) Barra 38.

Legenda

- Região de operação viável para o FPU
- ★ Ponto de Operação no Caso Base
- ✕ Pontos de Operação assumidos durante o processo

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 61 – Região de Flexibilidade com FPU Tipo 1 não despachável.

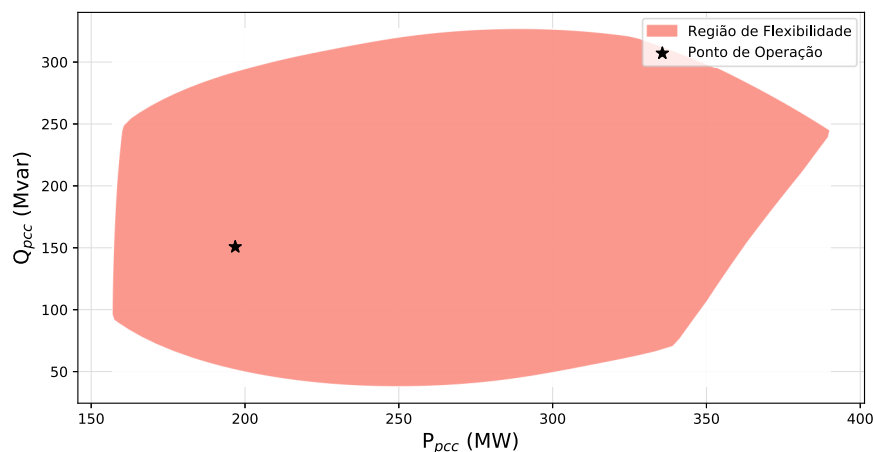


Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.1.3 Caso III: geradores eólicos, com possibilidade de corte de geração, e cargas com modelo Tipo 2

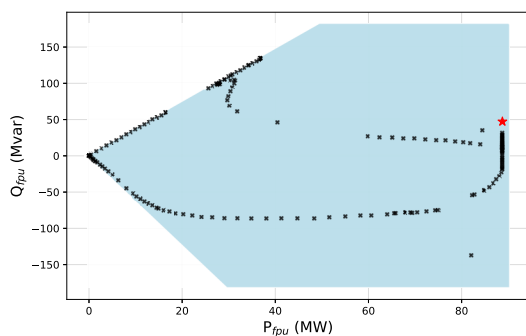
Os geradores eólicos considerados nessa simulação são modelados a partir de FPU do Tipo 3 e, devido a natureza do recurso, trata-se de uma representação não despachável. Nessa simulação, considera-se a possibilidade desses geradores terem sua injeção de potência ativa reduzida através de corte de geração. As cargas são modeladas com o Tipo 2 o que define que a redução da demanda para uma determinada carga deve ser realizada mantendo o fator de potência constante. A Figura 63 mostra que todos os pontos de operação assumidos pelos recursos flexíveis durante a construção da RF respeitam os limites estipulados por seu modelo e pela premissa da possibilidade de corte de geração. A RF resultante é apresentada na Figura 62 na qual é possível observar o impacto dos modelos de FPU em sua forma.

Figura 62 – Região de Flexibilidade com geradores eólicos como FPU.

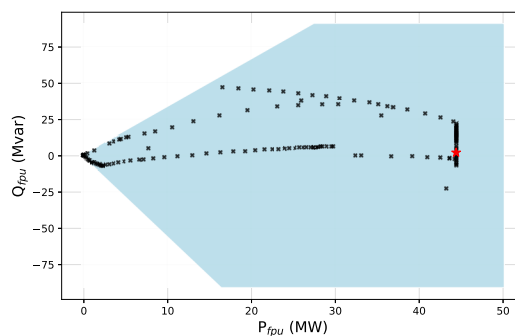


Fonte: Elaborado pelo autor.

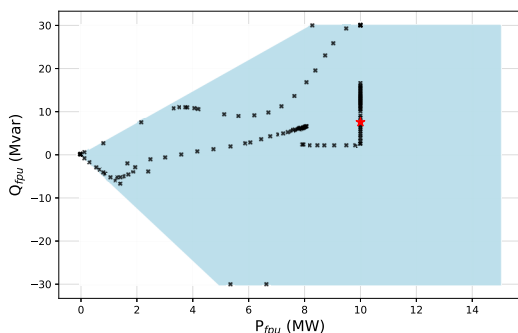
Figura 63 – Pontos de operação de cada FPU durante o processo - Tipo 3.



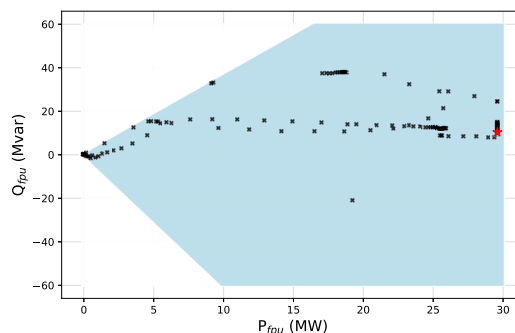
(a) Barra 34.



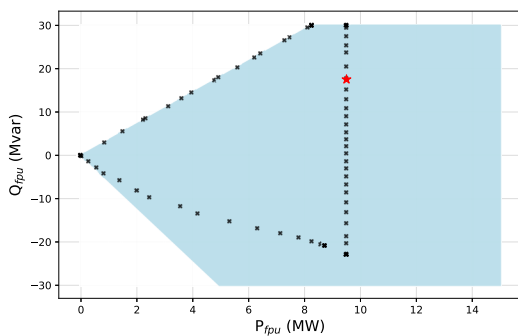
(b) Barra 35.



(c) Barra 36.



(d) Barra 37.



(e) Barra 38.

Legenda

- Região de operação viável para o FPU
- ★ Ponto de Operação no Caso Base
- ✕ Pontos de Operação assumidos durante o processo

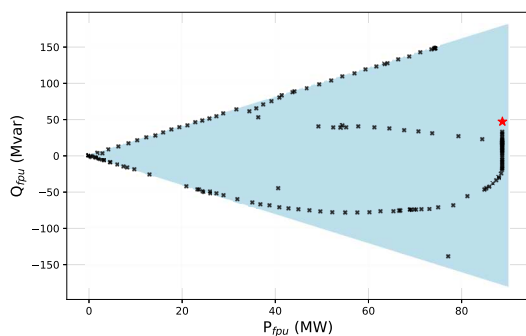
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.1.4 Caso IV: geradores fotovoltaicos, com possibilidade de corte de geração, e cargas com modelo Tipo 2

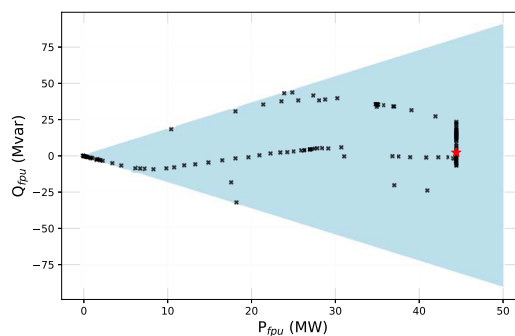
Nessa simulação, os geradores fotovoltaicos são modelados considerando que possuem a capacidade de colaborar na regulação de tensão a partir da injeção de potência reativa na rede. Vale destacar que também se trata de uma fonte não despachável e com possibilidade de corte de geração, logo permite apenas redução da geração ativa em relação ao seu ponto de operação no caso base. Mais uma vez, as cargas são representadas por

modelo Tipo 2 de modo manter seu fator de potência constante. Os limites operativos dos recursos e as premissas operativas a eles estabelecidas, são devidamente respeitados, conforme apresentados na Figura 64. O impacto dos modelos adotados na RF resultante é apresentada na Figura 65.

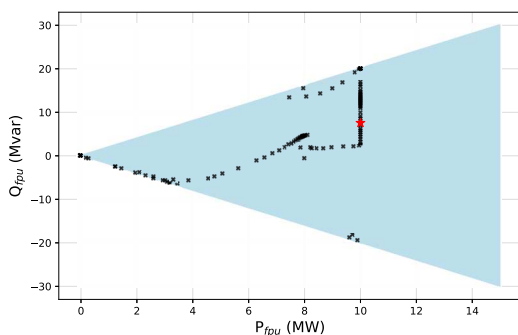
Figura 64 – Pontos de operação de cada FPU durante o processo - Tipo 4.



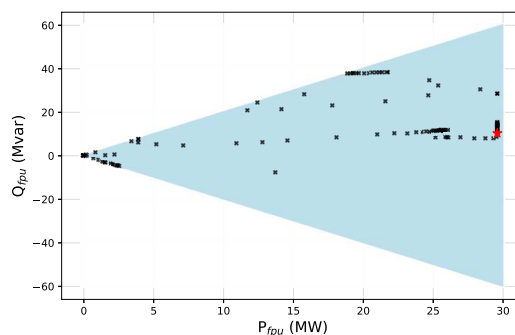
(a) Barra 34.



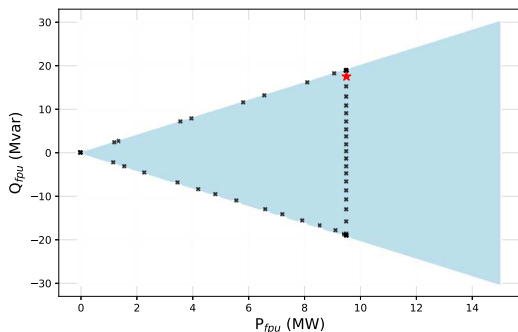
(b) Barra 35.



(c) Barra 36.



(d) Barra 37.



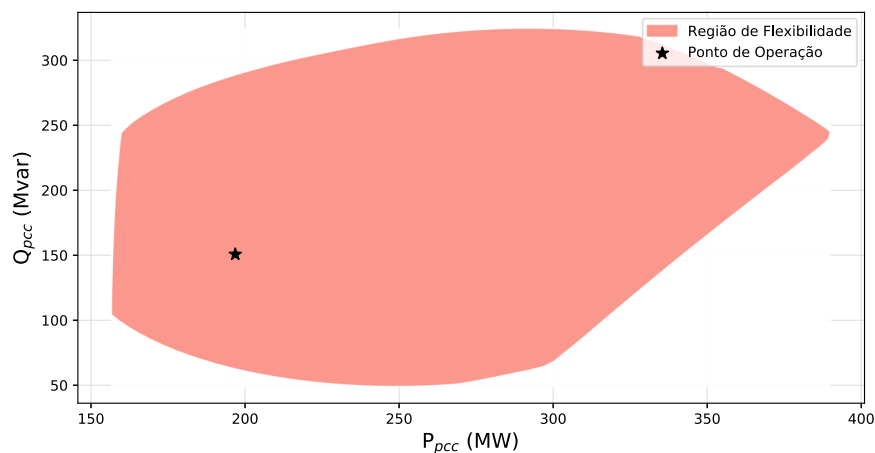
(e) Barra 38.

Legenda

- Região de operação viável para o FPU
- ★ Ponto de Operação no Caso Base
- ✕ Pontos de Operação assumidos durante o processo

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 65 – Região de Flexibilidade com geradores fotovoltaicos como FPU.

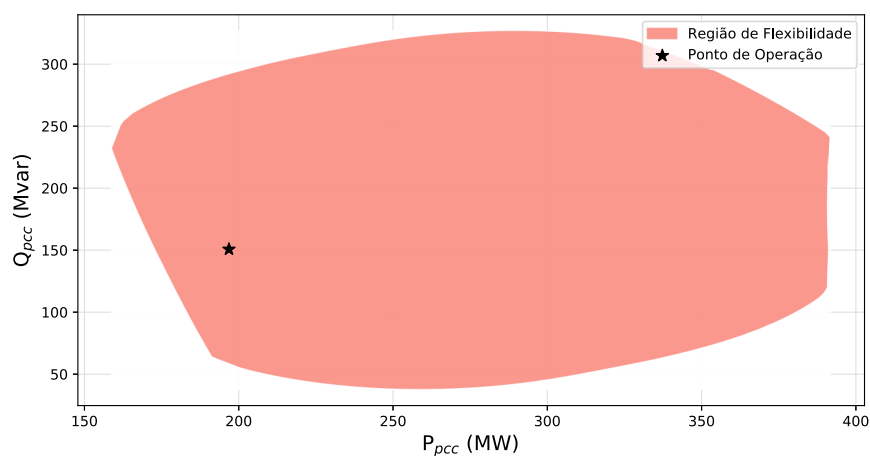


Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.1.5 Caso V: geradores síncronos e cargas com modelo Tipo 2

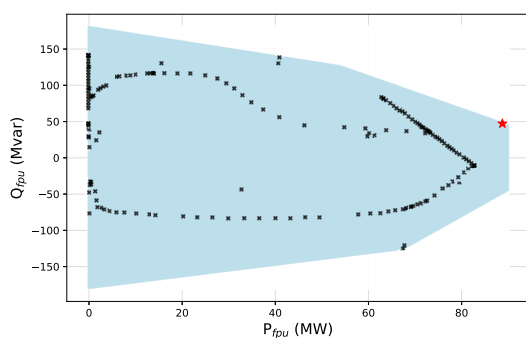
No último caso os FPU são geradores síncronos representados por modelos Tipo 5 que se aproximam da curva de capacidade deste tipo de equipamento. Como é considerado um recurso despachável, qualquer ponto de operação pode ser assumido dentro dos limites do FPU. As cargas devem manter seu fator de potência constante devido à utilização do modelo Tipo 2. Durante a construção da RF os pontos de operação assumidos por cada FPU respeitam os limites estabelecidos conforme apresentados pela Figura 67 e a RF resultante é apresentada na Figura 66.

Figura 66 – Região de Flexibilidade com geradores síncronos como FPU.

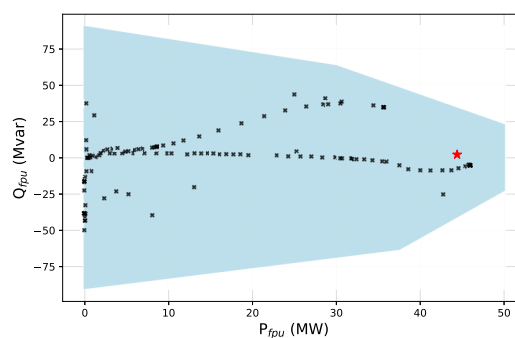


Fonte: Elaborado pelo autor.

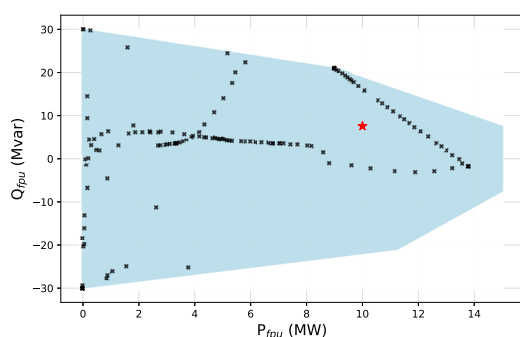
Figura 67 – Pontos de operação de cada FPU durante o processo - Tipo 5.



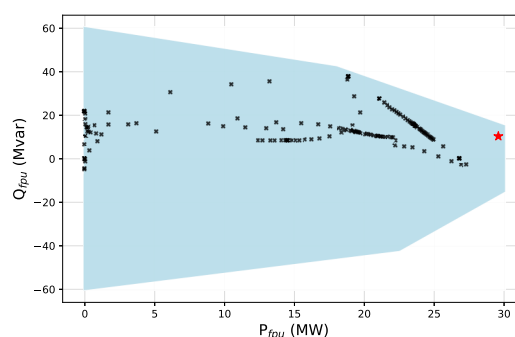
(a) Barra 34.



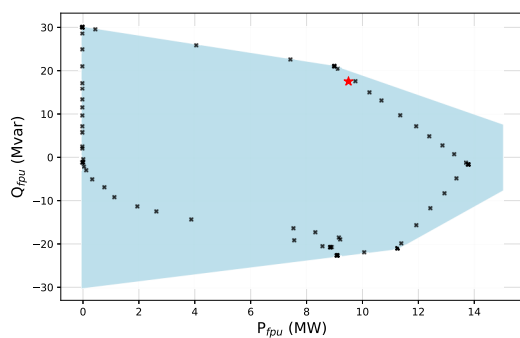
(b) Barra 35.



(c) Barra 36.



(d) Barra 37.



(e) Barra 38.

Legenda

- Região de operação viável para o FPU
- ★ Ponto de Operação no Caso Base
- ✕ Pontos de Operação assumidos durante o processo

Fonte: Elaborado pelo autor.

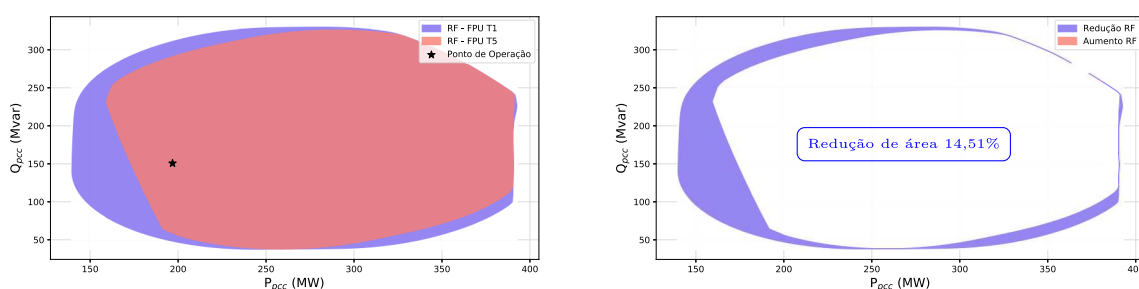
5.3.2 Análise dos resultados

Diante das RFs obtidas é possível observar os impactos dos diferentes modelos de FPU utilizados. A representação pelo Tipo 1 é uma representação genérica e menos restrita, permitindo que os geradores possam assumir uma maior quantidade de valores de injeção de potência na rede. Por outro lado, os demais modelos são mais restritos, reduzindo as possibilidades operativas dos geradores. É esperado que uma representação mais restrita provoque não só mudanças na forma da RF resultante do sistema, mas

também a redução de sua área. Tal expectativa é verificada a partir da comparação dos resultados obtidos.

Inicialmente, a Figura 68 apresenta uma comparação dos casos considerando os recursos despacháveis: Casos I e V. É possível observar uma redução significativa da área em relação ao Caso I no valor de 14,51%, devido às novas restrições impostas aos geradores e também às cargas controláveis.

Figura 68 – Impacto do modelo de FPU Tipo 5 na Região de Flexibilidade resultante.



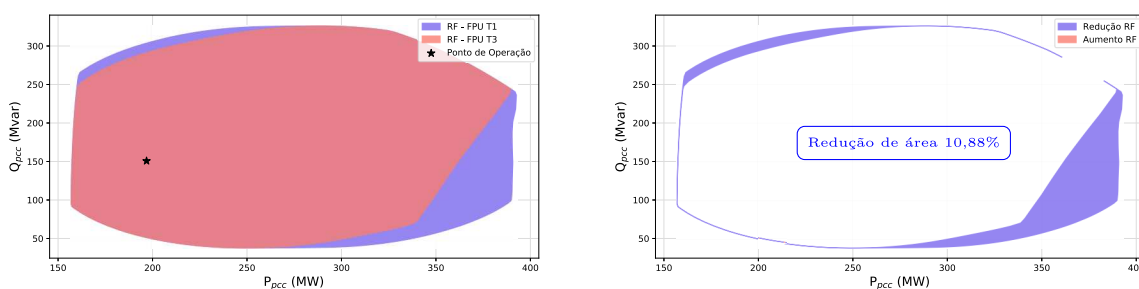
(a) Comparação Caso I \times Caso V.

(b) Impacto na área da RF.

Fonte: Elaborado pelo autor.

As Figuras 69 e 70 apresentam comparações referentes aos recursos não despacháveis: Casos II, III e IV. Observa-se que, em relação à representação a partir do modelo genérico, ocorre a redução da área da RF em ambos os casos. No Caso III a redução é igual a 10,88% e no Caso IV igual a 20,98%.

Figura 69 – Impacto do modelo de FPU Tipo 3 na Região de Flexibilidade resultante.



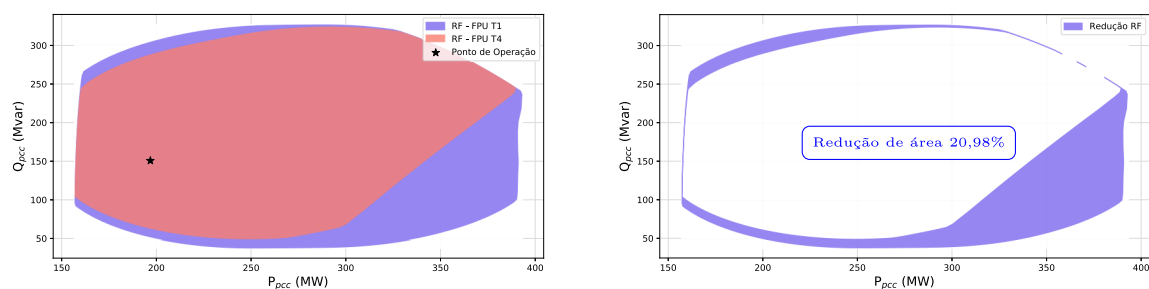
(a) Comparação Caso II \times Caso III.

(b) Impacto na área da RF.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Um resumo da comparação entre os casos avaliados é apresentado na Tabela 21. Além da redução de área já discutida, é possível observar que nas três comparações realizadas o aumento da área da RF é nulo ou insignificante.

Figura 70 – Impacto do modelo de FPU Tipo 4 na Região de Flexibilidade resultante.

(a) Comparação Caso II \times Caso IV.

(b) Impacto na área da RF.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 21 – Resumo comparativo dos resultados.

Parâmetros	Casos comparados		
	I \times V	II \times III	II \times IV
Área com FPU genérico (p.u. ²)	6,244	5,862	5,862
Área com FPU diferentes modelos (p.u. ²)	5,338	5,224	4,632
Redução de área (p.u. ²)	0,906	0,638	1,230
Redução de área (%)	14,51	10,88	20,98
Aumento de área (p.u. ²)	$4,2 \cdot 10^{-7}$	$2,1 \cdot 10^{-11}$	0,0
Aumento de área (%)	$6,8 \cdot 10^{-6}$	$3,6 \cdot 10^{-10}$	0,0

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base na discussão realizada, é possível concluir que a representação dos FPUs através de modelos genéricos podem levar ao sobredimensionamento da RF, fornecendo informações menos confiáveis aos operadores do sistema. Portanto, quanto mais essa representação se aproximar da realidade, resultados mais confiáveis são obtidos. De modo geral, os modelos mais restritos irão sempre fornecer uma RF de área igual ou inferior à obtida pelo modelo genérico.

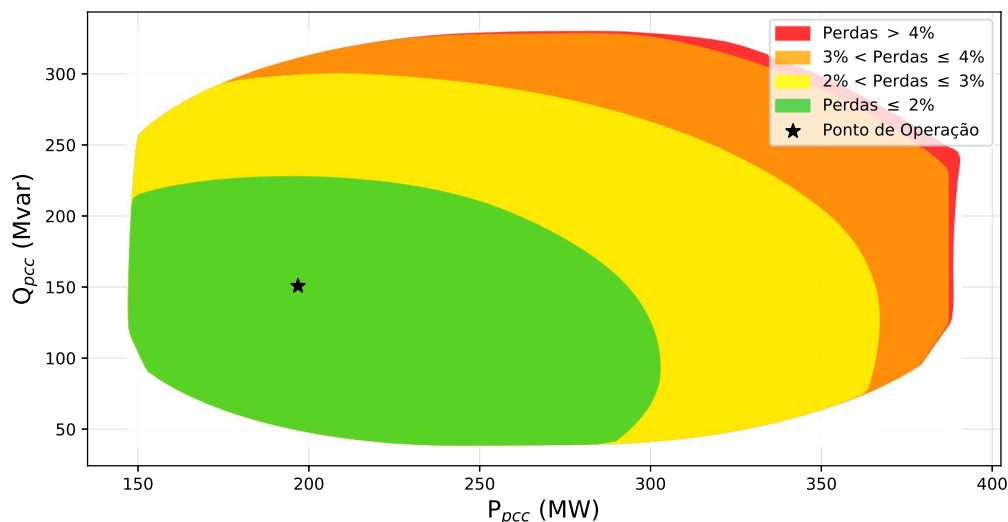
5.4 MAPEAMENTO DO NÍVEL DE PERDA ELÉTRICA DO SISTEMA COM BASE NA TROCA DE POTÊNCIA NA INTERFACE TSO/DSO

O nível de perda técnica em um sistema pode ser uma informação influente na tomada de decisão de planejadores e operadores de SEPs uma vez que acarretam perdas financeiras. Nessa seção, a metodologia proposta para construção de uma RF segmentada por nível de perdas é aplicada ao sistema de distribuição 38 barras no PO B e ao sistema de transmissão 33 barras.

5.4.1 Estudo de caso

Primeiramente, a metodologia é aplicada ao sistema de distribuição no qual o PCC é a barra 1. Os parâmetros de simulação são os mesmos utilizados na seção 5.1.2 e os valores γ considerados são iguais a 2%, 3%, 4% e 100% onde $\gamma = 100\%$ significa não haver limites para o nível de perdas. A RF segmentada obtida é apresentada na Figura 71.

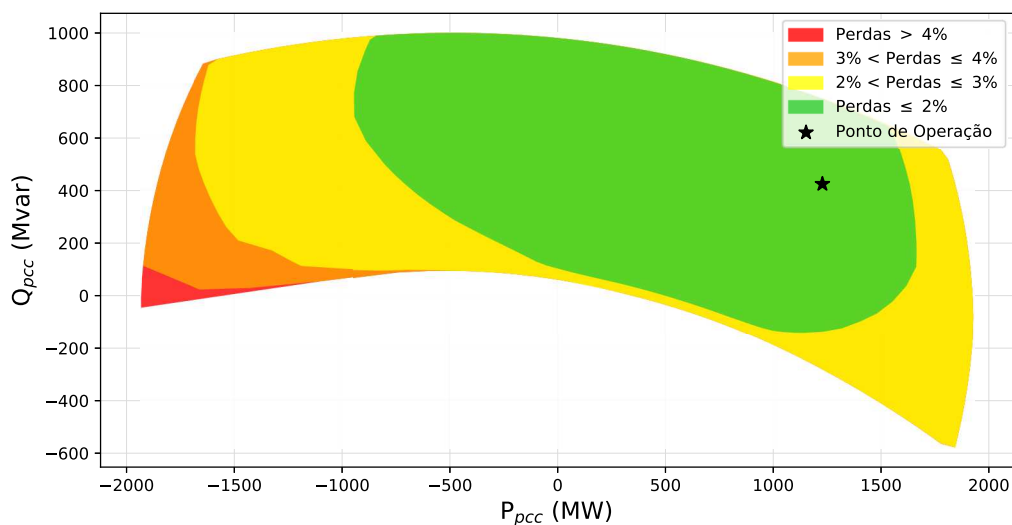
Figura 71 – Região de Flexibilidade segmentada para o sistema de distribuição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o sistema de transmissão a barra 1210 é considerada o PCC. Os parâmetros de simulação são os mesmos utilizados na seção 5.1.3 e os valores de γ são os mesmos utilizados na simulação anterior. A Figura 72 apresenta a RF segmentada obtida.

Figura 72 – Região de Flexibilidade segmentada para o sistema de transmissão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.2 Análise dos resultados

As RFs obtidas fornecem a informação dos limites operativos na interface TSO/DSO e os níveis de perdas que o sistema passa a assumir ao se mover de seu ponto de operação no caso base para outro utilizando os recursos flexíveis presentes no sistema.

Com a introdução dos limites de perdas no FPO é possível observar que quanto menor o limite mais restrita é a operação do sistema e isso se reflete nas bordas referentes a cada nível de perda adotado. Por exemplo, para valores menores ou iguais a 2% de perdas os limites operativos estarão sempre contidos pelos limites obtidos para valores menores ou iguais a 3%.

Pode-se ainda associar o impacto da GD no sistema de distribuição com os níveis de perdas técnicas observadas pela RF. Sabe-se que a RF para o sistema de distribuição reflete as possibilidades de injeção de potência da barra *swing* no sistema. Logo, quanto maior a injeção de potência ativa proveniente do PCC, menor será a injeção por parte dos recursos disponíveis de forma distribuída no sistema. Devido à característica radial da rede de distribuição, quanto maior a geração vinda do PCC, maior será a distância que essa geração terá que percorrer no sistema de modo atender cargas e com isso maior é a perda nos cabos. Por outro lado, quando a geração está distribuída em vários recursos presentes no sistema, as injeções de potência percorrem caminhos menores para atender a demanda, acarretando menor perda nos cabos. Essa análise justifica a segmentação de níveis de perdas da RF apresentada na Figura 71. Observa-se que os níveis de perdas elétricas aumentam à medida que aumenta a injeção de potência ativa no PCC, o que leva a redução de injeção dos REDs.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse capítulo alguns estudos envolvendo as Regiões de Flexibilidade foram realizados com diferentes objetivos.

Na seção 5.1 foi realizado um estudo visando comparar o método proposto para construção da RF com um método encontrado na literatura. Observou-se que o método proposto apresenta um custo computacional um pouco maior nas simulações com sistemas de maior porte, porém é capaz de representar uma área da RF mais confiável.

Visando encontrar o melhor ponto de conexão entre os sistemas de transmissão e distribuição, na seção 5.2 é realizado um estudo que utiliza os CFs para avaliar as melhores opções do ponto de vista dos operadores do sistema. Uma série de análises que relacionam os coeficientes e as RF são realizadas de modo exemplificar a aplicabilidade de ambos. Por fim, um ranking é montado destacando os melhores pontos de conexão.

Na seção 5.3 o estudo apresentado visou destacar tanto a validade da modelagem matemática realizada para representação dos FPU's quanto o impacto que diferentes

modelos adotados exercem sobre as RF no PCC. Verificou-se que os limites impostos pelos diferentes modelos de FPU são respeitados na solução dos diversos problemas de otimização. Observou-se também que com o aumento da restrição dos FPU a RF resultante no PCC sofre uma redução significativa em sua área e alteração em sua forma.

Por fim, a seção 5.4 apresentou a construção da RF segmentada por níveis perdas técnicas na qual o operador pode conhecer o nível de perdas que estará assumindo ao deslocar seu valor de troca de potência na interface TSO/DSO.

6 CONCLUSÕES

As RFs possibilitam uma visualização da flexibilidade agregada dos recursos presentes em um sistema na interface entre sistemas de transmissão e distribuição, permitindo que os operadores e planejadores conheçam a capacidade do sistema que a eles se conectam sem a necessidade do conhecimento detalhado da topologia, restrições e controles da rede, bem como localização ou tipo dos recursos. Através dos estudos realizados neste trabalho, demonstrou-se características e aplicabilidade dessas regiões para estudos de sistemas elétricos.

Neste trabalho apresentou-se uma revisão bibliográfica voltada à flexibilidade em sistemas de potência, destacando as definições e conceitos relacionados ao assunto, bem como os papéis dos operadores do sistema e a necessidade de interação entre eles. Nessa revisão foi dado destaque às chamadas Regiões de Flexibilidade, abordando metodologias de construção e suas principais características, além de possíveis aplicações envolvendo-as.

Uma metodologia de construção baseada em FPO abordada na literatura foi detalhada, destacando a formulação do problema de otimização, o algoritmo de construção e detalhando sua implementação computacional, em linguagem Python, para simulações realizadas neste trabalho. Além disso, são apresentados os CFs, também já abordados na literatura, destacando seus conceitos para posterior aplicação na avaliação quantitativa da flexibilidade na interface TSO/DSO. Destaca-se que a referida metodologia utiliza limites retangulares para representar a capacidade de injeção de potência ativa e reativa dos recursos flexíveis e não é capaz de representar não-convexidades da borda da RF.

Diante da limitação na representação das não-convexidades na área da RF verificada na metodologia anteriormente citada e em muitas outras observadas na literatura, foi proposta neste trabalho uma metodologia capaz de representá-las. O denominado Método de Varredura Angular baseia-se em sucessivas soluções de FPO maximizando o desvio de potência ativa e reativa no PCC em direções determinadas no plano PQ. Foi apresentado o algoritmo de construção e detalhes de sua implementação computacional em linguagem Python. Os resultados obtidos com essa metodologia apresentaram bom desempenho na definição da RF, representando bem tanto áreas convexas quanto não-convexas. A partir da comparação com a metodologia encontrada na literatura observou-se um leve aumento do tempo computacional, porém a metodologia proposta obtém uma região mais confiável. O tempo computacional é um parâmetro muito relevante, sobretudo em aplicações em tempo real. Nesse caso é necessário avaliar a janela temporal para a qual a RF seria construída.

A utilização dos CFs de Flexibilidade é realizada nesse trabalho como alternativa para avaliar a conexão entre sistemas de transmissão e distribuição com base na flexibilidade disponibilizada por ambos na interface TSO/DSO. Através dos resultados apresentados,

verificou-se a aplicabilidade desses coeficientes que, juntamente com as RFs, permitem análises voltadas à tomada de decisão. Vale destacar que esse tipo de estudo envolvendo os coeficientes seriam úteis não só para decidir onde um novo alimentador de distribuição deveria conectar-se ao sistema de transmissão, mas também em estudos que avaliem em quais alimentadores seria mais vantajoso a alocação de REDs visando a possibilidade de prestação de serviços ancilares relacionados à flexibilidade.

A representação dos FPUs através de limites retangulares podem não caracterizar bem o tipo de recurso presente no sistema. Diante disso, baseado em cinco modelos de FPU encontrados na literatura, foi proposta uma formulação matemática capaz de inserir os mesmos ao problema de FPO. Os resultados obtidos mostraram um bom funcionamento da modelagem proposta. Além disso, evidenciou-se o impacto dos diferentes modelos sobre a RF resultante, mostrando que uma representação muito simplificada como a de limites retangulares pode levar a uma região com sobredimensionamento significativo. Conclui-se que quanto mais realista é a representação dos FPUs mais confiável é a região obtida.

Esta dissertação também propôs o uso de uma RF segmentada por níveis de perdas técnicas de modo fornecer informação do nível de perdas que o sistema assumirá ao se mover para outro ponto viável dentro da Região de Flexibilidade. A metodologia proposta apresentou bons resultados do ponto de vista analítico, porém exige várias rodadas do algoritmo de construção da RF para a obtenção dos segmentos, acarretando elevado custo computacional.

A partir da metodologia apresentada e suas aplicações nos estudos realizados, pode-se concluir que as RFs possibilitam análises relevantes no atual cenário do setor elétrico, favorecendo a avaliação da integração dos REDs e a troca de informações entre os operadores e planejadores dos sistemas de transmissão e distribuição.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Na sequência são apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros:

- a) Utilização de processamento paralelo para a solução dos problemas de FPO e consequentemente reduzir o tempo computacional de construção da RF;
- b) Aplicação de métodos de otimização baseados em metaheurística, como o PSO, de modo permitir a busca por vários pontos da borda da RF de maneira simultânea, reduzindo assim o tempo computacional de construção;
- c) Adaptação da metodologia para lidar com modelos de redes desequilibradas;
- d) Representação do tempo de aumento e redução de geração dos recursos no problema de otimização para uma caracterização mais realista dos mesmos;

- e) Consideração de recursos flexíveis discretos como chaveamento de banco de capacitores ou tap de transformadores na construção da RF;
- f) Aplicação de técnicas de otimização capazes de resolver o FPO em casos de representações de FPU's com limites não-convexos de modo permitir representar modelos mais realistas;
- g) Construção da RF considerando o critério N-1;
- h) Desenvolvimento de heurísticas capazes de lidar com a não convergência dos FPOs durante a construção da RF.

REFERÊNCIAS

- [1] EPE. Plano nacional de energia 2050. *Brasília: Ministério de Minas e Energia–Empresa de Pesquisa Energética*, 2020.
- [2] EPE. Plano decenal de expansão de energia 2031. *Brasília: Ministério de Minas e Energia–Empresa de Pesquisa Energética*, 2022.
- [3] LUND, P. The danish cell project-part 1: Background and general approach. In: IEEE. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. [S.l.], 2007. p. 1–6.
- [4] CIGRE, W. C2. 16, challenge in the control centre (ems) due to distributed generation and renewables, september. *CIGRE, Paris*, 2017.
- [5] GORDON, S.; MCGARRY, C.; BELL, K. The growth of distributed generation and associated challenges: A great britain case study. *IET Renewable Power Generation*, Wiley Online Library, 2022.
- [6] STAFFELL, I. et al. *Electric insights Quarterly - April to June 2020*. [S.l.]: Drax Electric Insights Quarterly – Q2 2020, 2020.
- [7] ZHANG, T. et al. Characterizing temporal-coupled feasible region of active distribution networks. In: IEEE. *2021 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*. [S.l.], 2021. p. 1–7.
- [8] ÁVILA, O. F.; FILHO, J. A. P. Avaliação de segurança de tensão em sistemas elétricos de distribuição via regiões de segurança estática. In: *Congresso Brasileiro de Automática-CBA*. [S.l.: s.n.], 2020. v. 2, n. 1.
- [9] ADEFARATI, T.; BANSAL, R. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. *IET Renewable Power Generation*, Wiley Online Library, v. 10, n. 7, p. 873–884, 2016.
- [10] DUDURYCH, I. M. et al. Safety in numbers: Online security analysis of power grids with high wind penetration. *IEEE Power and energy Magazine*, IEEE, v. 10, n. 2, p. 62–70, 2012.
- [11] PUDJANTO, D.; RAMSAY, C.; STRBAC, G. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. *IET Renewable Power Generation*, v. 1, p. 10–16, 2007. ISSN 17521416.
- [12] KROPOSKI, B. et al. Achieving a 100% renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy. *IEEE Power and energy magazine*, IEEE, v. 15, n. 2, p. 61–73, 2017.
- [13] HILLBERG, E. et al. Flexibility needs in the future power system. ISGAN, 2019.
- [14] MANDATOVA, P.; MIKHAILOVA, O. Flexibility and aggregation: Requirements for their interaction in the market. *Eurelectric: Brussels, Belgium*, 2014.
- [15] EDSO, C.; EURELECTRIC, G. *Flexibility in the Energy Transition: A Toolbox for Electricity DSOs*. [S.l.], 2018.

- [16] HILLBERG, E. et al. Flexibility to support the future power systems. In: *CIGRE Symposium, Aalborg, Denmark June 4-7 2019*. [S.l.: s.n.], 2019.
- [17] TAIBI, E. et al. Power system flexibility for the energy transition: Part 1, overview for policy makers. 2018.
- [18] HOLTTINEN, H. et al. The flexibility workout: Managing variable resources and assessing the need for power system modification. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 11, p. 53–62, 2013. ISSN 15407977.
- [19] RIAZ, S.; MANCARELLA, P. On feasibility and flexibility operating regions of virtual power plants and tso/dso interfaces. 6 2019. Disponível em: <<http://arxiv.org/abs/1906.05472>>.
- [20] CONTRERAS, D. A.; RUDION, K. Improved assessment of the flexibility range of distribution grids using linear optimization. In: IEEE. *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. [S.l.], 2018. p. 1–7.
- [21] FARAHMAND, H. et al. *D4.1 Specification Of Flexibility Need And Services (Under Tso-Dso Coordination) Version 1.0*. [S.l.], 2021. Disponível em: <www.eranet-smartenergysystems.eu>.
- [22] SABOORI, H.; MOHAMMADI, M.; TAGHE, R. Virtual power plant (vpp), definition, concept, components and types. In: IEEE. *2011 Asia-Pacific power and energy engineering conference*. [S.l.], 2011. p. 1–4.
- [23] PUDJANTO, D.; STRBAC, G.; BOYER, D. Virtual power plant: managing synergies and conflicts between transmission system operator and distribution system operator control objectives. *CIREN-Open Access Proceedings Journal, IET*, v. 2017, n. 1, p. 2049–2052, 2017.
- [24] D’ADAMO, C.; JUPE, S.; ABBEY, C. Global survey on planning and operation of active distribution networks-update of cigre c6. 11 working group activities. In: IET. *CIREN 2009-20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution-Part 1*. [S.l.], 2009. p. 1–4.
- [25] EHSAN, A.; YANG, Q. State-of-the-art techniques for modelling of uncertainties in active distribution network planning: A review. *Applied energy*, Elsevier, v. 239, p. 1509–1523, 2019.
- [26] REPO, S. et al. Active distribution network concept for distributed management of low voltage network. In: IEEE. *IEEE PES ISGT Europe 2013*. [S.l.], 2013. p. 1–5.
- [27] REIS, D. M. R. d. *Determinação e valorização da região de flexibilidade na Interface TSO-DSO*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Nova de Lisboa, nov. 2020.
- [28] KARA, G.; TOMASGARD, A.; FARAHMAND, H. Characterizing flexibility in power markets and systems. *Utilities Policy*, Elsevier Ltd, v. 75, 4 2022. ISSN 09571787.
- [29] EID, C. et al. Aggregation of demand side flexibility in a smart grid: A review for european market design. In: IEEE. *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. [S.l.], 2015. p. 1–5.

- [30] EID, C. et al. Managing electric flexibility from distributed energy resources: A review of incentives for market design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 64, p. 237–247, 2016.
- [31] UNION, E. Directive 2009/72/ec of the european parliament and of the council of 13 july 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing directive 2003/54/ec. *Off. J. Eur. Union L*, v. 211, p. 55–93, 2009.
- [32] FORCE, S. G. T. Regulatory recommendations for the deployment of flexibility. *EU SGTF-EG3 Report*, 2015.
- [33] ACER, E. R. A bridge to 2025 conclusions paper. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, 2014.
- [34] CODE, N. G. *Nordel*. [S.l.], 2007.
- [35] CODE, T. Network and system rules of the german transmission system operators. *VDN-ev beim VDEW*, 2007.
- [36] ZEGERS, A.; BRUNNER, H. Tso-dso interaction: An overview of current interaction between transmission and distribution system operators and an assessment of their cooperation in smart grids. *International Smart Grid Action Network (ISAGN) Discussion Paper Annex*, ISGAN Washington, DC, USA, v. 6, p. 2–32, 2014.
- [37] HALLBERG, P. et al. Active distribution system management a key tool for the smooth integration of distributed generation. *Eurelectric TF Active System Management*, v. 2, n. 13, 2013.
- [38] FLEXIBILITY, E. *The role of DSOs in tomorrow's electricity market*. [S.l.], 2014.
- [39] GIVISIEZ, A. G.; PETROU, K.; OCHOA, L. F. A review on tso-dso coordination models and solution techniques. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 189, p. 106659, 2020.
- [40] GERARD, H.; RIVERO, E.; SIX, D. Basic schemes for tso-dso coordination and ancillary services provision. *SmartNet Deliv. D*, v. 1, p. 12, 2016.
- [41] SCHWIDTAL, J. M. et al. Integration of flexibility from distributed energy resources: Mapping the innovative italian pilot project uvam. *Energies*, MDPI, v. 14, n. 7, p. 1910, 2021.
- [42] COORDINET. *The CoordiNet Project*. s.d. Disponível em: <https://coordinet-project.eu/>. Acesso em: 06 agosto 2022.
- [43] DOMINOES. *Dominoes - Smart distribution grid*. s.d. Disponível em: <http://dominoesproject.eu/>. Acesso em: 06 agosto 2022.
- [44] ENERA. *Enera - Der nächste Schritt der Energiewende*. s.d. Disponível em: <https://projekt-enera.de/>. Acesso em: 06 agosto 2022.
- [45] SYSFLEX. *EU - SysFlex*. s.d. Disponível em: <https://eu-sysflex.com/>. Acesso em: 06 agosto 2022.
- [46] FEVER. s.d. Disponível em: <https://fever-h2020.eu/>. Acesso em: 06 agosto 2022.

- [47] FUTUREFLOW. *FutureFlow - Designing eTrading Solutions for Electricity Balancing and Redispatching in Europe*. s.d. Disponível em: <https://www.futureflow.eu/>. Acesso em: 06 agosto 2022.
- [48] GOFLEX. s.d. Disponível em: <https://goflex-project.eu/>. Acesso em: 06 agosto 2022.
- [49] GOPACS. *GOPACS - The platform to solve congestion in the electricity grid*. s.d. Disponível em: <https://en.gopacs.eu/>. Acesso em: 06 agosto 2022.
- [50] INTERFLEX. *InterFlex - Local use of flexibilities for an increasing share of renewables on the distribution grid*. s.d. Disponível em: <https://interflex-h2020.com/>. Acesso em: 06 agosto 2022.
- [51] NODES. *Nodes - Marketplace for trading decentralised flexibility*. s.d. Disponível em: <https://nodesmarket.com/>. Acesso em: 06 agosto 2022.
- [52] PICLOFLEX. *Piclo Flex - The independent marketplace for trading energy flexibility online*. s.d. Disponível em: <https://picloflex.com/>. Acesso em: 06 agosto 2022.
- [53] ENERGY, T. D. *UVAM - Progetto pilota per unità virtuali abilitate miste*. s.d. Disponível em: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-uvam>. Acesso em: 06 agosto 2022.
- [54] MATHIEU, S.; ERNST, D.; CORNÉIUSSE, B. Agent-based analysis of dynamic access ranges to the distribution network. In: IEEE. *2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. [S.l.], 2016. p. 1–6.
- [55] COMMISSION, I. E. *International electrotechnical vocabulary*. [S.l.]: Commission Electrotechnique Internationale, 1950.
- [56] DEGEFA, M. Z.; SPERSTAD, I. B.; SÆLE, H. Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 194, p. 107022, 2021.
- [57] CHIODO, E. et al. Capability chart for electrical power systems. In: IET. *IEE Proceedings C-Generation, Transmission and Distribution*. [S.l.], 1992. v. 139, n. 1, p. 71–75.
- [58] GERSTER, J. et al. Pointing out the convolution problem of stochastic aggregation methods for the determination of flexibility potentials at vertical system interconnections. *arXiv preprint arXiv:2102.03430*, 2021.
- [59] HELENO, M. et al. Estimation of the flexibility range in the transmission-distribution boundary. In: IEEE. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. [S.l.], 2015. p. 1–6.
- [60] GONZALEZ, D. M. et al. Determination of the time-dependent flexibility of active distribution networks to control their tso-dso interconnection power flow. In: IEEE. *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. [S.l.], 2018. p. 1–8.
- [61] AGEEVA, L.; MAJIDI, M.; POZO, D. Analysis of feasibility region of active distribution networks. In: IEEE. *2019 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE)*. [S.l.], 2019. p. 1–5.

- [62] VIJAY, R.; MATHURIA, P. Complex power flexibility evaluation using energy arbitrage between transmission and distribution. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 203, p. 107641, 2022.
- [63] SILVA, J. et al. The challenges of estimating the impact of distributed energy resources flexibility on the tso/dso boundary node operating points. *Computers & Operations Research*, Elsevier, v. 96, p. 294–304, 2018.
- [64] SILVA, J. et al. Estimating the active and reactive power flexibility area at the tso-dso interface. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 5, p. 4741–4750, 2018.
- [65] FONSECA, N. et al. evolvdso grid management tools to support tso-dso cooperation. In: IET. *CIREC Workshop 2016*. [S.l.], 2016. p. 1–4.
- [66] CONTRERAS, D. A.; RUDION, K. Time-based aggregation of flexibility at the tso-dso interconnection point. In: IEEE. *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.], 2019. p. 1–5.
- [67] CAPITANESCU, F. Tso–dso interaction: Active distribution network power chart for tso ancillary services provision. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 163, p. 226–230, 2018.
- [68] CHURKIN, A. et al. Characterizing power support from distribution networks via flexibility area segmentation. *arXiv preprint arXiv:2110.01086*, 2021.
- [69] TAN, Z. et al. Enlarging flexibility region of virtual power plant via dynamic line rating. *IET Renewable Power Generation*, v. 16, n. 4, p. 751–760, 2022.
- [70] SARSTEDT, M. et al. Survey and comparison of optimization-based aggregation methods for the determination of the flexibility potentials at vertical system interconnections. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 14, n. 3, p. 687, 2021.
- [71] SARSTEDT, M.; HOFMANN, L. Monetization of the feasible operation region of active distribution grids based on a cost-optimal flexibility disaggregation. *IEEE Access*, IEEE, p. 5402–5415, 2022.
- [72] VIGANÒ, G.; ROSSI, M.; MONETA, D. Effects of distribution system characteristics on tso-dso ancillary services exchange. AIM, 2019.
- [73] ROSSI, M. et al. Fast estimation of equivalent capability for active distribution networks. *CIREC-Open Access Proceedings Journal*, IET, v. 2017, n. 1, p. 1763–1767, 2017.
- [74] STANKOVIĆ, S. et al. Reactive power support adequacy at the dso/tso interface. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 190, p. 106661, 2021.
- [75] AGEEVA, L.; MAJIDI, M.; POZO, D. Coordination between tsos and dsos: Flexibility domain identification. In: IET. *The 12th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2020)*. [S.l.], 2020. v. 2020, p. 429–434.

- [76] LOPEZ, L. et al. Quickflex: a fast algorithm for flexible region construction for the tso-dso coordination. In: IEEE. *2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. [S.l.], 2021. p. 1–6.
- [77] CONTRERAS, D. A.; RUDION, K. Computing the feasible operating region of active distribution networks: Comparison and validation of random sampling and optimal power flow based methods. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 15, n. 10, p. 1600–1612, 2021.
- [78] PISCIELLA, P. et al. Optimal power flow analysis in power dispatch for distribution networks. In: SPRINGER. *Numerical Analysis and Optimization*. [S.l.], 2017. p. 229–247.
- [79] BRUNO, S. et al. Mapping flexibility region through three-phase distribution optimal power flow at tso-dso point of interconnection. In: IEEE. *2021 AEIT International Annual Conference (AEIT)*. [S.l.], 2021. p. 1–6.
- [80] BRUNO, S. et al. Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 58, n. 10, p. 4504–4513, 2011.
- [81] BRUNO, S.; SCALA, M. L. Unbalanced three-phase optimal power flow for the optimization of mv and lv distribution grids. *From Smart Grids to Smart Cities: New Challenges in Optimizing Energy Grids*, Wiley Online Library, p. 1–42, 2016.
- [82] GERSTER, J. et al. Comparison of random sampling and heuristic optimization-based methods for determining the flexibility potential at vertical system interconnections. In: IEEE. *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. [S.l.], 2021. p. 1–6.
- [83] CONTRERAS, D. A.; MÜLLER, S.; RUDION, K. Congestion management using aggregated flexibility at the tso-dso interface. In: IEEE. *2021 IEEE Madrid PowerTech*. [S.l.], 2021. p. 1–6.
- [84] MARTEN, F. et al. Analysis of a reactive power exchange between distribution and transmission grids. In: IEEE. *2013 IEEE International Workshop on Intelligent Energy Systems (IWIES)*. [S.l.], 2013. p. 52–57.
- [85] PRIONISTIS, G.; VOURNAS, C. Using active distribution network flexibility to increase transmission system voltage stability margins. *arXiv preprint arXiv:2208.08920*, 2022.
- [86] SAVVOPOULOS, N. et al. Contribution of residential pv and bess to the operational flexibility at the tso-dso interface. In: IEEE. *2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. [S.l.], 2021. p. 1–6.
- [87] BEAL, L. D. et al. Gekko optimization suite. *Processes*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 6, n. 8, p. 106, 2018.
- [88] VIRTANEN, P. et al. Scipy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in python. *Nature methods*, Nature Publishing Group, v. 17, n. 3, p. 261–272, 2020.
- [89] HUNTER, J. D. Matplotlib: A 2d graphics environment. *Computing in Science & Engineering*, IEEE COMPUTER SOC, v. 9, n. 3, p. 90–95, 2007.

- [90] ANDERSON, P. M. *Power System Control and Stability: Vol. I*. [S.l.]: Science Press, 1977.
- [91] BELLOCK, K. E. *Alpha Shape Toolbox*. 2019. Disponível em: <https://alphashape.readthedocs.io/en/latest/index.html>. Acesso em: 19 maio 2022.
- [92] GILLIES, S. *The Shapely User Manual*. 2022. Disponível em: <https://shapely.readthedocs.io/en/stable/manual.html>. Acesso em: 19 maio 2022.
- [93] GILLIES, S. *descartes 1.1.0*. 2017. Disponível em: <https://pypi.org/project/descartes/#description>. Acesso em: 19 maio 2022.
- [94] GELLINGS, C. W. *The smart grid: enabling energy efficiency and demand response*. [S.l.]: River Publishers, 2020.
- [95] SINGH, D.; MISRA, R. K.; SINGH, D. Effect of load models in distributed generation planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 22, n. 4, p. 2204–2212, 2007.
- [96] ALVES, W. F. *Proposição de Sistemas Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal Fluminense, ago. 2007.

ANEXO A – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA IEEE 9 BARRAS

Este anexo apresenta os dados da rede elétrica do sistema IEEE 9 barras modificado, utilizado durante as simulações deste trabalho. Os dados originais deste sistema podem ser encontrados em [90].

A.1 DADOS DE BARRA

Os dados de barras do sistema IEEE 9 barras para o ponto de operação do caso base são mostrados na Tabela 22.

Tabela 22 – Dados de barra IEEE 9 barras.

Barra	V_i (p.u.)	θ_i (°)	P_i^G (MW)	Q_i^G (Mvar)	P_i^L (MW)	Q_i^L (Mvar)	Q_i^{cond} (Mvar)	b_{sh_i} (Mvar)
1	1,091	0,000	160,40	141,10	-	-	-	-
2	0,941	4,050	159,58	11,79	-	-	-	-
3	0,990	-8,187	-	-	-	-	37,14	-
4	1,020	-4,767	-	-	-	-	-	-
5	0,971	-8,906	-	-	90,00	30,00	-	-
6	0,968	-8,187	-	-	-	-	-	-
7	0,928	-7,487	-	-	100,00	35,00	-	-
8	0,939	-2,428	-	-	-	-	-	-
9	0,949	-8,091	-	-	125,00	50,00	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os limites dos valores de carga controláveis presentes no sistema são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 – Dados de carga IEEE 9 barras.

Barra	$P_{i,min}^L$ (MW)	$P_{i,max}^L$ (MW)	$Q_{i,min}^L$ (Mvar)	$Q_{i,max}^L$ (Mvar)
5	81,0	90,0	27,0	30,0
7	90,0	100,0	32,5	35,0
9	112,5	125,0	45,0	50,0

Fonte: Elaborado pelo autor.

Importante destacar que os limites de tensão considerados, V_i^{min} e V_i^{max} , são iguais à 0,9 e 1,1 p.u., respectivamente. Os ângulos de cada barra variam de 0° a 360° exceto a barra *swing* que mantém seu ângulo fixo igual a 0°.

A.2 DADOS DE CIRCUITOS

Os parâmetros das linhas de transmissão e transformadores do sistema são mostrados na Tabela 24. Destaca-se que todos os transformadores possuem taps fixos.

Tabela 24 – Dados de circuito IEEE 9 barras.

Barra DE	Barra PARA	Nº de circuitos	R (%)	X (%)	b_{sh_i} (Mvar)	Tap (p.u.)	$S_{ij,max}^b$ (MVA)
4	5	1	1,70	9,20	0,00	-	250
5	6	1	3,90	17,00	0,00	-	150
3	6	1	0,00	5,86	0,00	1,00	300
6	7	1	1,19	10,08	0,00	-	150
7	8	1	0,85	7,20	0,00	-	250
8	2	1	0,00	6,25	0,00	1,00	250
8	9	1	3,20	16,10	0,00	-	250
9	4	1	1,00	8,50	0,00	-	250
1	4	1	0,00	5,76	0,00	1,00	250

Fonte: Elaborado pelo autor.

A.3 DADOS DE GERAÇÃO

Os limites de geração de potência ativa e reativa das barras de geração e a potência reativa de compensadores síncronos desse sistema são mostrados na Tabela 25.

Tabela 25 – Dados de geração IEEE 9 barras.

Barra	$P_{i,min}^G$ (MW)	$P_{i,max}^G$ (MW)	$Q_{i,min}^G$ (Mvar)	$Q_{i,max}^G$ (Mvar)	$Q_{i,min}^{cond}$ (Mvar)	$Q_{i,max}^{cond}$ (Mvar)
1	-9999,0	9999,0	-9999,0	9999,0	-	-
2	0,0	300,0	0,0	20,0	-	-
3	-	-	-	-	0,0	150,0

Fonte: Elaborado pelo autor.

ANEXO B – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO 38 BARRAS

Esse anexo apresenta os dados do sistema de distribuição de 38 barras utilizado durante simulações deste trabalho. Trata-se de um sistema de distribuição equilibrado, portanto pode ser representado por seu equivalente monofásico. Os dados originais desse sistema podem ser encontrados em [95].

B.1 DADOS DE BARRA

Os dados do sistema 38 barras para os pontos de operação A e B, do caso base, são apresentados nas Tabelas 26 e 27.

Tabela 26 – Dados de barra do sistema 38 barras - PO A.

Barra	V_i (p.u.)	θ_i (°)	P_i^G (MW)	Q_i^G (Mvar)	P_i^L (MW)	Q_i^L (Mvar)	Q_i^{cond} (Mvar)	b_{sh_i} (Mvar)
1	1,042	0,000	187,02	154,12	-	-	-	-
2	1,040	0,018	-	-	10,00	6,00	-	-
3	1,034	0,116	-	-	9,00	4,00	-	-
4	1,032	0,205	-	-	12,00	8,00	-	-
5	1,030	0,296	-	-	6,00	3,00	-	-
6	1,025	0,460	-	-	6,00	2,00	-	-
7	1,026	0,595	-	-	20,00	10,00	-	-
8	1,030	0,612	-	-	20,00	10,00	-	-
9	1,031	0,701	-	-	6,00	2,00	-	-
10	1,029	0,694	-	-	6,00	2,00	-	-
11	1,029	0,697	-	-	4,50	3,00	-	-
12	1,029	0,701	-	-	6,00	3,51	-	-
13	1,027	0,691	-	-	6,00	3,51	-	-
14	1,026	0,680	-	-	12,00	8,00	-	-
15	1,026	0,682	-	-	6,00	1,00	-	-
16	1,027	0,692	-	-	6,00	2,00	-	-
17	1,028	0,758	-	-	6,00	2,00	-	-
18	1,030	0,782	-	-	9,00	4,00	-	-
19	1,040	0,008	-	-	9,00	4,00	-	-
20	1,036	-0,053	-	-	9,00	4,00	-	-
21	1,036	-0,071	-	-	9,00	4,00	-	-
22	1,035	-0,090	-	-	9,00	4,00	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 26: Dados de barra do sistema 38 barras - PO A.

(Continuação)

Barra	V_i (p.u.)	θ_i (°)	P_i^G (MW)	Q_i^G (Mvar)	P_i^L (MW)	Q_i^L (Mvar)	Q_i^{cond} (Mvar)	b_{sh_i} (Mvar)
23	1,032	0,078	-	-	9,00	5,00	-	-
24	1,027	-0,019	-	-	42,00	20,00	-	-
25	1,025	-0,075	-	-	42,00	20,00	-	-
26	1,023	0,493	-	-	6,00	2,51	-	-
27	1,021	0,541	-	-	6,00	2,51	-	-
28	1,010	0,612	-	-	6,00	2,00	-	-
29	1,002	0,679	-	-	12,00	7,00	-	-
30	0,999	0,768	-	-	20,00	60,00	-	-
31	0,995	0,696	-	-	15,00	7,00	-	-
32	0,994	0,677	-	-	21,00	10,00	-	-
33	0,994	0,670	-	-	6,00	4,00	-	-
34	1,046	0,911	88,75	43,75	-	-	-	-
35	1,036	0,985	44,40	1,86	-	-	-	-
36	1,032	0,742	14,80	8,58	-	-	-	-
37	1,031	0,814	29,59	10,37	-	-	-	-
38	1,026	-0,080	14,40	16,96	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 27 – Dados de barra do sistema 38 barras - PO B.

Barra	V_i (p.u.)	θ_i (°)	P_i^G (MW)	Q_i^G (Mvar)	P_i^L (MW)	Q_i^L (Mvar)	Q_i^{cond} (Mvar)	b_{sh_i} (Mvar)
1	1,043	0,000	196,83	150,73	-	-	-	-
2	1,041	0,015	-	-	10,00	6,00	-	-
3	1,035	0,100	-	-	9,00	4,00	-	-
4	1,032	0,182	-	-	12,00	8,00	-	-
5	1,030	0,266	-	-	6,00	3,00	-	-
6	1,025	0,410	-	-	6,00	2,00	-	-
7	1,026	0,534	-	-	20,00	10,00	-	-
8	1,030	0,540	-	-	20,00	10,00	-	-
9	1,031	0,619	-	-	6,00	2,00	-	-
10	1,029	0,604	-	-	6,00	2,00	-	-
11	1,028	0,606	-	-	4,50	3,00	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 26: Dados de barra do sistema 38 barras - PO B.

(Continuação)

Barra	V_i (p.u.)	θ_i (°)	P_i^G (MW)	Q_i^G (Mvar)	P_i^L (MW)	Q_i^L (Mvar)	Q_i^{cond} (Mvar)	b_{sh_i} (Mvar)
12	1,028	0,609	-	-	6,00	3,51	-	-
13	1,026	0,600	-	-	6,00	3,51	-	-
14	1,025	0,589	-	-	12,00	8,00	-	-
15	1,026	0,591	-	-	6,00	1,00	-	-
16	1,026	0,601	-	-	6,00	2,00	-	-
17	1,028	0,667	-	-	6,00	2,00	-	-
18	1,029	0,691	-	-	9,00	4,00	-	-
19	1,041	0,005	-	-	9,00	4,00	-	-
20	1,037	-0,056	-	-	9,00	4,00	-	-
21	1,036	-0,074	-	-	9,00	4,00	-	-
22	1,036	-0,092	-	-	9,00	4,00	-	-
23	1,032	0,055	-	-	9,00	5,00	-	-
24	1,027	-0,055	-	-	42,00	20,00	-	-
25	1,025	-0,124	-	-	42,00	20,00	-	-
26	1,023	0,444	-	-	6,00	2,51	-	-
27	1,021	0,492	-	-	6,00	2,51	-	-
28	1,010	0,563	-	-	6,00	2,00	-	-
29	1,003	0,629	-	-	12,00	7,00	-	-
30	0,999	0,719	-	-	20,00	60,00	-	-
31	0,996	0,647	-	-	15,00	7,00	-	-
32	0,995	0,627	-	-	21,00	10,00	-	-
33	0,994	0,621	-	-	6,00	4,00	-	-
34	1,046	0,815	88,75	47,27	-	-	-	-
35	1,036	0,901	44,40	2,25	-	-	-	-
36	1,030	0,626	10,00	7,57	-	-	-	-
37	1,030	0,723	29,59	10,36	-	-	-	-
38	1,026	-0,138	9,50	17,53	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores limites para as cargas controláveis são estabelecidos conforme apresentado na Tabela 28.

Tabela 28 – Dados de carga do sistema 38 barras.

Barra	$P_{i,min}^L$ (MW)	$P_{i,max}^L$ (MW)	$Q_{i,min}^L$ (Mvar)	$Q_{i,max}^L$ (Mvar)
2	9,00	10,00	5,40	6,00
3	8,10	9,00	3,60	4,00
4	10,80	12,00	7,20	8,00
5	5,40	6,00	2,70	3,00
6	5,40	6,00	1,80	2,00
7	18,00	20,00	9,00	10,00
8	18,00	20,00	9,00	10,00
9	5,40	6,00	1,80	2,00
10	5,40	6,00	1,80	2,00
11	4,05	4,50	2,70	3,00
12	5,40	6,00	3,15	3,51
13	5,40	6,00	3,15	3,51
14	10,80	12,00	7,20	8,00
15	5,40	6,00	0,90	1,00
16	5,40	6,00	1,80	2,00
17	5,40	6,00	1,80	2,00
18	8,10	9,00	3,60	4,00
19	8,10	9,00	3,60	4,00
20	8,10	9,00	3,60	4,00
21	8,10	9,00	3,60	4,00
22	8,10	9,00	3,60	4,00
23	8,10	9,00	4,50	5,00
24	37,80	42,00	18,00	20,00
25	37,80	42,00	18,00	20,00
26	5,40	6,00	2,25	2,51
27	5,40	6,00	2,25	2,51
28	5,40	6,00	1,80	2,00
29	10,80	12,00	6,30	7,00
30	18,00	20,00	54,00	60,00
31	13,50	15,00	6,30	7,00
32	18,90	21,00	9,00	10,00
33	5,40	6,00	3,60	4,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Vale ressaltar que os limites de tensão considerados, V_i^{min} e V_i^{max} , são iguais à 0,95 e 1,1 p.u., respectivamente. Os ângulos de cada barra variam de 0° a 360° exceto a barra *swing* que mantém seu ângulo fixo igual a 0° .

B.2 DADOS DE CIRCUITOS

Os parâmetros de circuitos do sistema são mostrados na Tabela 29. Todos os taps dos transformadores são considerados fixos nos valores apresentados.

Tabela 29 – Dados de circuito do sistema 38 barras.

Barra DE	Barra PARA	Nº de circuitos	R (%)	X (%)	b_{sh_i} (Mvar)	Tap (p.u.)	$S_{ij,max}^b$ (MVA)
1	2	1	0,0574	0,0293	0,00	-	460
2	3	1	0,3070	0,1564	0,00	-	410
3	4	1	0,2279	0,1161	0,00	-	290
4	5	1	0,2373	0,1209	0,00	-	290
5	6	1	0,5100	0,4402	0,00	-	290
6	7	1	0,1166	0,3853	0,00	-	150
7	8	1	0,4430	0,1464	0,00	-	105
8	9	1	0,6413	0,4608	0,00	-	105
9	10	1	0,6501	0,4608	0,00	-	105
10	11	1	0,1224	0,0405	0,00	-	105
11	12	1	0,2331	0,0771	0,00	-	105
12	13	1	0,9141	0,7192	0,00	-	50
13	14	1	0,3372	0,4439	0,00	-	450
14	15	1	0,3680	0,3275	0,00	-	30
15	16	1	0,4647	0,3394	0,00	-	250
16	17	1	0,8026	1,0716	0,00	-	250
17	18	1	0,4558	0,3574	0,00	-	100
2	19	1	0,1021	0,0974	0,00	-	50
19	20	1	0,9366	0,8440	0,00	-	50
20	21	1	0,2550	0,2979	0,00	-	210
21	22	1	0,4414	0,5836	0,00	-	110
3	23	1	0,2809	0,1920	0,00	-	105
23	24	1	0,5592	0,4415	0,00	-	105
24	25	1	0,5579	0,4366	0,00	-	50
6	26	1	0,1264	0,0644	0,00	-	150
26	27	1	0,1770	0,0901	0,00	-	150
27	28	1	0,6594	0,5814	0,00	-	150

(continua na próxima página)

Tabela 29: Dados de circuito do sistema 38 barras.

(Continuação)

Barra DE	Barra PARA	N° de circuitos	R (%)	X (%)	b_{sh_i} (Mvar)	Tap (p.u.)	$S_{ij,max}^b$ (MVA)
28	29	1	0,5007	0,4362	0,00	-	150
29	30	1	0,3160	0,1610	0,00	-	150
30	31	1	0,6067	0,5996	0,00	-	50
31	32	1	0,1933	0,2253	0,00	-	50
32	33	1	0,2123	0,3301	0,00	-	10
8	34	1	1,2453	1,2453	0,00	1	500
9	35	1	1,2453	1,2453	0,00	1	50
12	36	1	1,2453	1,2453	0,00	1	50
18	37	1	0,3113	0,3113	0,00	1	50
25	38	1	0,3113	0,3113	0,00	1	100

Fonte: Elaborado pelo autor.

B.3 DADOS DE GERAÇÃO

A Tabela 30 apresenta os limites de geração ativa e reativa dos geradores presentes no sistema.

Tabela 30 – Dados de geração do sistema 38 barras.

Barra	$P_{i,min}^G$ (MW)	$P_{i,max}^G$ (MW)	$Q_{i,min}^G$ (Mvar)	$Q_{i,max}^G$ (Mvar)	$Q_{i,min}^{cond}$ (Mvar)	$Q_{i,max}^{cond}$ (Mvar)
1	-9999,0	9999,0	-9999,0	99999,0	-	-
34	0,0	90,0	-180,0	180,0	-	-
35	0,0	50,0	-90,0	90,0	-	-
36	0,0	15,0	-30,0	30,0	-	-
37	0,0	30,0	-60,0	60,0	-	-
38	0,0	15,0	-30,0	30,0	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

ANEXO C – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO 33 BARRAS

Este anexo apresenta os dados da rede elétrica do sistema 33 barras que foram utilizados durante as simulações deste trabalho. Também denominado Sistema Sul, esse sistema foi elaborado a partir da extração de dados da região sul do Brasil. Maiores detalhes sobre esse sistema e seus dados originais podem ser encontrados em [96].

C.1 DADOS DE BARRA

A Tabela 31 apresenta os dados de barras para o ponto de operação do caso base utilizado nas simulações.

Tabela 31 – Dados de barra do sistema 33 barras.

Barra	V_i (p.u.)	θ_i (°)	P_i^G (MW)	Q_i^G (Mvar)	P_i^L (MW)	Q_i^L (Mvar)	Q_i^{cond} (Mvar)	b_{sh_i} (Mvar)
800	1,043	9,988	1158,98	190,86	-	-	-	-
808	1,037	19,979	1112,39	64,05	-	-	-	-
810	1,053	13,819	1074,15	2,58	-	-	-	-
814	0,994	-13,776	-	-	735,40	191,00	-	-
824	1,055	3,050	-	-	-	-	-	-
839	1,000	9,449	-	-	-	-	-	-
840	0,994	6,511	-	-	159,00	36,00	-	-
848	1,009	8,425	-	-	94,00	18,00	-	-
856	1,058	8,006	-	-	-	-	-	-
895	1,000	-11,327	-	-	-	-	-	-
896	1,053	12,349	-	-	-	-	-	-
897	1,061	13,916	-	-	-	-	-	-
898	1,025	11,750	-	-	-	-	-	-
904	1,031	0,000	270,40	-253,00	-	-	-	-
915	1,020	14,516	758,03	-7,57	-	-	-	-
919	1,019	16,862	462,10	90,64	-	-	-	-
925	1,026	17,296	915,06	-28,91	-	-	-	-
933	1,054	2,678	-	-	-	-	-	-
934	1,002	2,585	-	-	237,00	59,00	-	-
938	1,026	-15,816	-	-	-	-	-	-
939	0,989	-18,313	-	-	1149,00	53,06	-	-
955	1,071	-4,488	-	-	-	-	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 31: Dados de barra do sistema 33 barras.

(Continuação)

Barra	V_i (p.u.)	θ_i (°)	P_i^G (MW)	Q_i^G (Mvar)	P_i^L (MW)	Q_i^L (Mvar)	Q_i^{cond} (Mvar)	b_{sh_i} (Mvar)
959	1,001	-12,004	-	-	-	-	-	100,00
960	0,993	-14,866	-	-	844,70	469,10	-	-
964	1,059	-12,534	-	-	-	-	-	-
965	0,983	-14,902	-	-	755,60	56,24	-	-
976	1,036	-15,245	-	-	-	-	-	-
995	1,069	-2,178	-	-	-	-	-	-
1030	1,068	-2,202	-	-	-	-	-	-
1047	1,031	12,474	-	-	-	-	-	-
1060	1,063	9,810	-	-	-	-	-	-
1210	0,982	-17,867	-	-	1228,00	425,00	-	-
2458	0,999	9,526	-	-	403,00	126,00	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como esse é um sistema de transmissão, o PCC pode ser qualquer barra de carga do sistema. Como um único PCC é assumido nos estudos realizados, os limites para a carga do PCC são apresentados na Tabela 32 na qual bar_{pcc} é o número da barra considerada como PCC.

Tabela 32 – Dados de carga do sistema 33 barras.

Barra	$P_{i,min}^L$ (MW)	$P_{i,max}^L$ (MW)	$Q_{i,min}^L$ (Mvar)	$Q_{i,max}^L$ (Mvar)
bar_{pcc}	-9999,0	9999,0	-9999,0	99999,0

Fonte: Elaborado pelo autor.

Importante destacar que os limites de tensão considerados V_i^{min} e V_i^{max} são iguais à 0,9 e 1,1 p.u., respectivamente. Os ângulos de cada barra variam de 0° a 360° exceto a barra *swing* que mantém seu ângulo fixo igual a 0°.

C.2 DADOS DE CIRCUITOS

Os parâmetros de circuitos do sistema de transmissão são apresentados na Tabela 33. Todos os taps dos transformadores são considerados fixos de acordo com valores apresentados.

Tabela 33 – Dados de circuito do sistema 33 barras.

Barra DE	Barra PARA	Nº de circuitos	R (%)	X (%)	b_{sh_i} (Mvar)	Tap (p.u.)	$S_{ij,max}^b$ (MVA)
824	933	1	0,010	0,124	15,204	-	2182
824	933	2	0,010	0,126	15,428	-	2182
839	898	1	1,130	6,990	12,617	-	189
839	1047	1	1,220	7,690	13,810	-	189
839	2458	1	0,220	1,090	1,860	-	319
839	2458	2	0,170	1,030	2,054	-	356
856	933	1	0,052	0,654	80,493	-	2273
856	1060	1	0,056	0,697	85,746	-	2182
896	897	1	0,050	0,730	78,060	-	1637
898	1047	1	0,150	0,890	1,632	-	324
933	895	1	0,200	2,550	312,720	-	2110
933	955	1	0,162	2,048	250,170	-	2110
933	959	1	0,200	2,690	336,400	-	2182
934	1047	1	3,045	15,738	27,123	-	319
934	1047	2	3,041	15,718	27,089	-	319
938	955	1	0,256	2,922	360,400	-	2037
938	959	1	0,127	1,603	195,890	-	1266
955	964	1	0,188	2,347	287,240	-	1688
959	895	1	0,050	0,440	47,580	-	2110
964	976	1	0,073	0,916	112,170	-	1688
976	995	1	0,282	3,852	493,700	-	1688
995	964	1	0,164	3,034	354,880	-	2182
995	1030	1	0,073	0,920	112,260	-	2182
995	1060	1	0,172	2,170	265,160	-	2110
1030	955	1	0,047	0,590	71,818	-	2182
1060	897	1	0,076	1,171	124,580	-	2370
814	895	1	0,032	1,146	0,000	1,0000	600
814	895	2	0,030	1,165	0,000	1,0000	600
824	800	1	0,000	1,120	0,000	1,0000	1676
839	840	1	0,000	6,640	0,000	0,9926	150
839	840	2	0,000	6,290	0,000	0,9926	150
856	810	1	0,000	1,050	0,000	1,0000	1260
897	808	1	0,000	1,020	0,000	1,0000	1344
898	848	1	0,000	6,360	0,000	1,0000	150

(continua na próxima página)

Tabela 33: Dados de circuito do sistema 33 barras.

(Continuação)

Barra DE	Barra PARA	Nº de circuitos	R (%)	X (%)	b_{sh_i} (Mvar)	Tap (p.u.)	$S_{ij,max}^b$ (MVA)
934	933	1	0,031	1,207	0,000	0,9562	672
939	938	1	0,031	1,150	0,000	0,9675	672
939	938	2	0,032	1,163	0,000	0,9675	672
939	938	3	0,000	1,277	0,000	0,9675	672
960	959	1	0,032	1,163	0,000	1,0000	672
960	959	2	0,031	1,166	0,000	1,0000	672
965	964	1	0,020	1,211	0,000	0,9329	672
965	964	2	0,020	1,233	0,000	0,9329	672
995	904	1	0,012	1,538	0,000	1,0000	1625
1030	915	1	0,000	4,131	0,000	1,0000	1254
1047	919	1	0,024	1,702	0,000	1,0000	788
1060	925	1	0,011	1,515	0,000	1,0000	1402
1210	976	1	0,030	1,219	0,000	0,9652	672
1210	976	2	0,039	1,138	0,000	0,9652	672
1210	976	3	0,036	1,217	0,000	0,9652	672
2458	896	1	0,000	1,000	0,000	0,9610	600

Fonte: Elaborado pelo autor.

C.3 DADOS DE GERAÇÃO

A Tabela 34 apresenta os limites de geração ativa e reativa dos geradores presentes no sistema.

Tabela 34 – Dados de geração do sistema 33 barras.

Barra	$P_{i,min}^G$ (MW)	$P_{i,max}^G$ (MW)	$Q_{i,min}^G$ (Mvar)	$Q_{i,max}^G$ (Mvar)	$Q_{i,min}^{cond}$ (Mvar)	$Q_{i,max}^{cond}$ (Mvar)
800	0,0	1230,0	-800,0	800,0	-	-
808	0,0	1300,0	-600,0	600,0	-	-
810	0,0	1250,0	-400,0	532,0	-	-
904	0,0	1500,0	-475,0	475,0	-	-
915	0,0	820,0	-516,0	465,0	-	-
919	0,0	710,0	-148,0	220,0	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 34: Dados de geração do sistema 33 barras.

(Continuação)

Barra	$P_{i,min}^G$ (MW)	$P_{i,max}^G$ (MW)	$Q_{i,min}^G$ (Mvar)	$Q_{i,max}^G$ (Mvar)	$Q_{i,min}^{cond}$ (Mvar)	$Q_{i,max}^{cond}$ (Mvar)
925	0,0	1000,0	-440,0	420,0	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

ANEXO D – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO 75 BARRAS

Esse anexo apresenta os dados do sistema de distribuição de 75 barras utilizado durante simulações deste trabalho. Esse sistema é construído a partir da junção de dois alimentadores de 38 barras conectados entre si através da barra *swing*. Trata-se de um sistema de distribuição equilibrado, portanto pode ser representado por seu equivalente monofásico.

D.1 DADOS DE BARRA

Os dados de barras para o ponto de operação do caso base para o sistema de distribuição com 75 barras são apresentados na Tabela 35.

Tabela 35 – Dados de barra do sistema 75 barras.

Barra	V_i (p.u.)	θ_i (°)	P_i^G (MW)	Q_i^G (Mvar)	P_i^L (MW)	Q_i^L (Mvar)	Q_i^{cond} (Mvar)	b_{sh_i} (Mvar)
1	1,042	0,000	374,03	308,41	-	-	-	-
2	1,041	0,018	-	-	10,00	6,00	-	-
3	1,034	0,116	-	-	9,00	4,00	-	-
4	1,032	0,205	-	-	12,00	8,00	-	-
5	1,030	0,296	-	-	6,00	3,00	-	-
6	1,025	0,460	-	-	6,00	2,00	-	-
7	1,026	0,596	-	-	20,00	10,00	-	-
8	1,030	0,613	-	-	20,00	10,00	-	-
9	1,031	0,702	-	-	6,00	2,00	-	-
10	1,030	0,694	-	-	6,00	2,00	-	-
11	1,029	0,697	-	-	4,50	3,00	-	-
12	1,029	0,701	-	-	6,00	3,51	-	-
13	1,027	0,691	-	-	6,00	3,51	-	-
14	1,026	0,681	-	-	12,00	8,00	-	-
15	1,027	0,683	-	-	6,00	1,00	-	-
16	1,027	0,693	-	-	6,00	2,00	-	-
17	1,029	0,758	-	-	6,00	2,00	-	-
18	1,030	0,782	-	-	9,00	4,00	-	-
19	1,040	0,008	-	-	9,00	4,00	-	-
20	1,037	-0,053	-	-	9,00	4,00	-	-
21	1,036	-0,071	-	-	9,00	4,00	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 35: Dados de barra do sistema 75 barras.

(Continuação)

Barra	V_i (p.u.)	θ_i (°)	P_i^G (MW)	Q_i^G (Mvar)	P_i^L (MW)	Q_i^L (Mvar)	Q_i^{cond} (Mvar)	b_{sh_i} (Mvar)
22	1,035	-0,090	-	-	9,00	4,00	-	-
23	1,032	0,078	-	-	9,00	5,00	-	-
24	1,027	-0,019	-	-	42,00	20,00	-	-
25	1,025	-0,075	-	-	42,00	20,00	-	-
26	1,023	0,494	-	-	6,00	2,51	-	-
27	1,021	0,542	-	-	6,00	2,51	-	-
28	1,010	0,613	-	-	6,00	2,00	-	-
29	1,003	0,679	-	-	12,00	7,00	-	-
30	0,999	0,768	-	-	20,00	60,00	-	-
31	0,996	0,697	-	-	15,00	7,00	-	-
32	0,995	0,677	-	-	21,00	10,00	-	-
33	0,994	0,671	-	-	6,00	4,00	-	-
34	1,046	0,912	88,75	43,64	-	-	-	-
35	1,037	0,985	44,40	1,90	-	-	-	-
36	1,032	0,743	14,80	8,57	-	-	-	-
37	1,031	0,815	29,59	10,37	-	-	-	-
38	1,026	-0,079	14,40	16,95	-	-	-	-
39	1,041	0,018	-	-	10,00	6,00	-	-
40	1,034	0,116	-	-	9,00	4,00	-	-
41	1,032	0,205	-	-	12,00	8,00	-	-
42	1,030	0,296	-	-	6,00	3,00	-	-
43	1,025	0,460	-	-	6,00	2,00	-	-
44	1,026	0,596	-	-	20,00	10,00	-	-
45	1,030	0,613	-	-	20,00	10,00	-	-
46	1,031	0,702	-	-	6,00	2,00	-	-
47	1,030	0,694	-	-	6,00	2,00	-	-
48	1,029	0,697	-	-	4,50	3,00	-	-
49	1,029	0,701	-	-	6,00	3,51	-	-
50	1,027	0,691	-	-	6,00	3,51	-	-
51	1,026	0,681	-	-	12,00	8,00	-	-
52	1,027	0,683	-	-	6,00	1,00	-	-
53	1,027	0,693	-	-	6,00	2,00	-	-
54	1,029	0,758	-	-	6,00	2,00	-	-
55	1,030	0,782	-	-	9,00	4,00	-	-

(continua na próxima página)

Tabela 35: Dados de barra do sistema 75 barras.

(Continuação)

Barra	V_i (p.u.)	θ_i (°)	P_i^G (MW)	Q_i^G (Mvar)	P_i^L (MW)	Q_i^L (Mvar)	Q_i^{cond} (Mvar)	b_{sh_i} (Mvar)
56	1,040	0,008	-	-	9,00	4,00	-	-
57	1,037	-0,053	-	-	9,00	4,00	-	-
58	1,036	-0,071	-	-	9,00	4,00	-	-
59	1,035	-0,090	-	-	9,00	4,00	-	-
60	1,032	0,078	-	-	9,00	5,00	-	-
61	1,027	-0,019	-	-	42,00	20,00	-	-
62	1,025	-0,075	-	-	42,00	20,00	-	-
63	1,023	0,494	-	-	6,00	2,51	-	-
64	1,021	0,542	-	-	6,00	2,51	-	-
65	1,010	0,613	-	-	6,00	2,00	-	-
66	1,003	0,679	-	-	12,00	7,00	-	-
67	0,999	0,768	-	-	20,00	60,00	-	-
68	0,996	0,697	-	-	15,00	7,00	-	-
69	0,995	0,677	-	-	21,00	10,00	-	-
70	0,994	0,671	-	-	6,00	4,00	-	-
71	1,046	0,912	88,75	43,64	-	-	-	-
72	1,037	0,985	44,40	1,90	-	-	-	-
73	1,032	0,743	14,80	8,57	-	-	-	-
74	1,031	0,815	29,59	10,37	-	-	-	-
75	1,026	-0,079	14,40	16,95	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores limites para as cargas controláveis são estabelecidos conforme apresentado na Tabela 36.

Tabela 36 – Dados de carga do sistema 75 barras.

Barra	$P_{i,min}^L$ (MW)	$P_{i,max}^L$ (MW)	$Q_{i,min}^L$ (Mvar)	$Q_{i,max}^L$ (Mvar)
2	9,00	10,00	5,40	6,00
3	8,10	9,00	3,60	4,00
4	10,80	12,00	7,20	8,00
5	5,40	6,00	2,70	3,00

(continua na próxima página)

Tabela 36: Dados de carga do sistema 75 barras.
(Continuação)

Barra	$P_{i,min}^L$ (MW)	$P_{i,max}^L$ (MW)	$Q_{i,min}^L$ (Mvar)	$Q_{i,max}^L$ (Mvar)
6	5,40	6,00	1,80	2,00
7	18,00	20,00	9,00	10,00
8	18,00	20,00	9,00	10,00
9	5,40	6,00	1,80	2,00
10	5,40	6,00	1,80	2,00
11	4,05	4,50	2,70	3,00
12	5,40	6,00	3,15	3,51
13	5,40	6,00	3,15	3,51
14	10,80	12,00	7,20	8,00
15	5,40	6,00	0,90	1,00
16	5,40	6,00	1,80	2,00
17	5,40	6,00	1,80	2,00
18	8,10	9,00	3,60	4,00
19	8,10	9,00	3,60	4,00
20	8,10	9,00	3,60	4,00
21	8,10	9,00	3,60	4,00
22	8,10	9,00	3,60	4,00
23	8,10	9,00	4,50	5,00
24	37,80	42,00	18,00	20,00
25	37,80	42,00	18,00	20,00
26	5,40	6,00	2,25	2,51
27	5,40	6,00	2,25	2,51
28	5,40	6,00	1,80	2,00
29	10,80	12,00	6,30	7,00
30	18,00	20,00	54,00	60,00
31	13,50	15,00	6,30	7,00
32	18,90	21,00	9,00	10,00
33	5,40	6,00	3,60	4,00
39	9,00	10,00	5,40	6,00
40	8,10	9,00	3,60	4,00
41	10,80	12,00	7,20	8,00
42	5,40	6,00	2,70	3,00
43	5,40	6,00	1,80	2,00
44	18,00	20,00	9,00	10,00

(continua na próxima página)

Tabela 36: Dados de carga do sistema 75 barras.
(Continuação)

Barra	$P_{i,min}^L$ (MW)	$P_{i,max}^L$ (MW)	$Q_{i,min}^L$ (Mvar)	$Q_{i,max}^L$ (Mvar)
45	18,00	20,00	9,00	10,00
46	5,40	6,00	1,80	2,00
47	5,40	6,00	1,80	2,00
48	4,05	4,50	2,70	3,00
49	5,40	6,00	3,15	3,51
50	5,40	6,00	3,15	3,51
51	10,80	12,00	7,20	8,00
52	5,40	6,00	0,90	1,00
53	5,40	6,00	1,80	2,00
54	5,40	6,00	1,80	2,00
55	8,10	9,00	3,60	4,00
56	8,10	9,00	3,60	4,00
57	8,10	9,00	3,60	4,00
58	8,10	9,00	3,60	4,00
59	8,10	9,00	3,60	4,00
60	8,10	9,00	4,50	5,00
61	37,80	42,00	18,00	20,00
62	37,80	42,00	18,00	20,00
63	5,40	6,00	2,25	2,51
64	5,40	6,00	2,25	2,51
65	5,40	6,00	1,80	2,00
66	10,80	12,00	6,30	7,00
67	18,00	20,00	54,00	60,00
68	13,50	15,00	6,30	7,00
69	18,90	21,00	9,00	10,00
70	5,40	6,00	3,60	4,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Vale ressaltar que os limites de tensão considerados, V_i^{min} e V_i^{max} , são iguais à 0,95 e 1,1 p.u., respectivamente. Os ângulos de cada barra variam de 0° a 360° exceto a barra *swing* que mantêm seu ângulo fixo igual a 0° .

D.2 DADOS DE CIRCUITOS

Os parâmetros de circuitos do sistema são mostrados na Tabela 37. Todos os taps dos transformadores são considerados fixos nos valores apresentados.

Tabela 37 – Dados de circuito do sistema 75 barras.

Barra DE	Barra PARA	Nº de circuitos	R (%)	X (%)	b_{sh_i} (Mvar)	Tap (p.u.)	$S_{ij,max}^b$ (MVA)
1	2	1	0,0574	0,0293	0,00	-	460
2	3	1	0,3070	0,1564	0,00	-	410
3	4	1	0,2279	0,1161	0,00	-	290
4	5	1	0,2373	0,1209	0,00	-	290
5	6	1	0,5100	0,4402	0,00	-	290
6	7	1	0,1166	0,3853	0,00	-	150
7	8	1	0,4430	0,1464	0,00	-	105
8	9	1	0,6413	0,4608	0,00	-	105
9	10	1	0,6501	0,4608	0,00	-	105
10	11	1	0,1224	0,0405	0,00	-	105
11	12	1	0,2331	0,0771	0,00	-	105
12	13	1	0,9141	0,7192	0,00	-	50
13	14	1	0,3372	0,4439	0,00	-	450
14	15	1	0,3680	0,3275	0,00	-	30
15	16	1	0,4647	0,3394	0,00	-	250
16	17	1	0,8026	1,0716	0,00	-	250
17	18	1	0,4558	0,3574	0,00	-	100
2	19	1	0,1021	0,0974	0,00	-	50
19	20	1	0,9366	0,8440	0,00	-	50
20	21	1	0,2550	0,2979	0,00	-	210
21	22	1	0,4414	0,5836	0,00	-	110
3	23	1	0,2809	0,1920	0,00	-	105
23	24	1	0,5592	0,4415	0,00	-	105
24	25	1	0,5579	0,4366	0,00	-	50
6	26	1	0,1264	0,0644	0,00	-	150
26	27	1	0,1770	0,0901	0,00	-	150
27	28	1	0,6594	0,5814	0,00	-	150
28	29	1	0,5007	0,4362	0,00	-	150
29	30	1	0,3160	0,1610	0,00	-	150
30	31	1	0,6067	0,5996	0,00	-	50

(continua na próxima página)

Tabela 37: Dados de circuito do sistema 75 barras.

(Continuação)

Barra DE	Barra PARA	N° de circuitos	R (%)	X (%)	b_{sh_i} (Mvar)	Tap (p.u.)	$S_{ij,max}^b$ (MVA)
31	32	1	0,1933	0,2253	0,00	-	50
32	33	1	0,2123	0,3301	0,00	-	10
8	34	1	1,2453	1,2453	0,00	1	500
9	35	1	1,2453	1,2453	0,00	1	50
12	36	1	1,2453	1,2453	0,00	1	50
18	37	1	0,3113	0,3113	0,00	1	50
25	38	1	0,3113	0,3113	0,00	1	100
1	39	1	0,0574	0,0293	0,00	-	460
39	40	1	0,3070	0,1564	0,00	-	410
40	41	1	0,2279	0,1161	0,00	-	290
41	42	1	0,2373	0,1209	0,00	-	290
42	43	1	0,5100	0,4402	0,00	-	290
43	44	1	0,1166	0,3853	0,00	-	150
44	45	1	0,4430	0,1464	0,00	-	105
45	46	1	0,6413	0,4608	0,00	-	105
46	47	1	0,6501	0,4608	0,00	-	105
47	48	1	0,1224	0,0405	0,00	-	105
48	49	1	0,2331	0,0771	0,00	-	105
49	50	1	0,9141	0,7192	0,00	-	50
50	51	1	0,3372	0,4439	0,00	-	450
51	52	1	0,3680	0,3275	0,00	-	30
52	53	1	0,4647	0,3394	0,00	-	250
53	54	1	0,8026	1,0716	0,00	-	250
54	55	1	0,4558	0,3574	0,00	-	100
39	56	1	0,1021	0,0974	0,00	-	50
56	57	1	0,9366	0,8440	0,00	-	50
57	58	1	0,2550	0,2979	0,00	-	210
58	59	1	0,4414	0,5836	0,00	-	110
40	60	1	0,2809	0,1920	0,00	-	105
60	61	1	0,5592	0,4415	0,00	-	105
61	62	1	0,5579	0,4366	0,00	-	50
43	63	1	0,1264	0,0644	0,00	-	150
63	64	1	0,1770	0,0901	0,00	-	150
64	65	1	0,6594	0,5814	0,00	-	150

(continua na próxima página)

Tabela 37: Dados de circuito do sistema 75 barras.

(Continuação)

Barra DE	Barra PARA	Nº de circuitos	R (%)	X (%)	b_{sh_i} (Mvar)	Tap (p.u.)	$S_{ij,max}^b$ (MVA)
65	66	1	0,5007	0,4362	0,00	-	150
66	67	1	0,3160	0,1610	0,00	-	150
67	68	1	0,6067	0,5996	0,00	-	50
68	69	1	0,1933	0,2253	0,00	-	50
69	70	1	0,2123	0,3301	0,00	-	10
45	71	1	1,2453	1,2453	0,00	1	500
46	72	1	1,2453	1,2453	0,00	1	50
49	73	1	1,2453	1,2453	0,00	1	50
55	74	1	0,3113	0,3113	0,00	1	50
62	75	1	0,3113	0,3113	0,00	1	100

Fonte: Elaborado pelo autor.

D.3 DADOS DE GERAÇÃO

A Tabela 38 apresenta os limites de geração ativa e reativa dos geradores.

Tabela 38 – Dados de geração do sistema 75 barras.

Barra	$P_{i,min}^G$ (MW)	$P_{i,max}^G$ (MW)	$Q_{i,min}^G$ (Mvar)	$Q_{i,max}^G$ (Mvar)	$Q_{i,min}^{cond}$ (Mvar)	$Q_{i,max}^{cond}$ (Mvar)
1	-9999	9999	-9999	99999	-	-
34	0	90	-180	180	-	-
35	0	50	-90	90	-	-
36	0	15	-30	30	-	-
37	0	30	-60	60	-	-
38	0	15	-30	30	-	-
71	0	90	-180	180	-	-
72	0	50	-90	90	-	-
73	0	15	-30	30	-	-
74	0	30	-60	60	-	-
75	0	15	-30	30	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.