



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Sanderson Aron Moura Gurgel Sinedino de Oliveira

**Controle de potência de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados
(DFIG) em um sistema de potência radial utilizando *Particle Swarm Optimization*
(PSO) e *Ladder Iterative Technique* (LIT)**

MOSSORÓ
2024

Sanderson Aron Moura Gurgel Sinedino de Oliveira

**Controle de potência de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados (DFIG)
em um sistema de potência radial utilizando *Particle Swarm Optimization* (PSO) e
Ladder Iterative Technique (LIT)**

Dissertação apresentada ao Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos

Orientador: Adriano Aron Freitas de Moura,
Prof. Dr.

Co-orientador: Ednardo Pereira da Rocha,
Prof. Dr.

MOSSORÓ
2024

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

d048c de Oliveira, Sanderson Aron Moura Gurgel Sinedino.
Controle de potência de Aerogeradores de
Indução Duplamente Alimentados (DFIG) em um
sistema de potência radial utilizando Particle
Swarm Optimization (PSO) e Ladder Iterative
Technique (LIT) / Sanderson Aron Moura Gurgel
Sinedino de Oliveira. - 2024.
86 f. : il.

Orientador: Adriano Aron de Freitas Moura.
Coorientador: Ednardo Pereira da Rocha.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Programa de Pós-graduação em
, 2024.

1. DFIG. 2. Rotor eólico. 3. PSO. 4. Linhas de
transmissão. 5. Ladder Iterative Technique. I.
Moura, Adriano Aron de Freitas, orient. II. da
Rocha, Ednardo Pereira, co-orient. III. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade
com AACR2 e os dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Biblioteca Campus Mossoró / Setor de Informação e Referência
Bibliotecária: Keina Cristina Santos Sousa e Silva
CRB: 15/120

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

Sanderson Aron Moura Gurgel Sinedino de Oliveira

**Controle de potência de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados (DFIG)
em um sistema de potência radial utilizando *Particle Swarm Optimization* (PSO) e
Ladder Iterative Technique (LIT)**

Dissertação apresentada ao Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos

Orientador: Adriano Aron Freitas de Moura, Prof. Dr.

Co-orientador: Ednardo Pereira da Rocha, Prof. Dr.

Defendida em: 30/04/2024.

BANCA EXAMINADORA:

Documento assinado digitalmente
 **ADRIANO ARON FREITAS DE MOURA**
Data: 26/07/2024 16:53:30-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Adriano Aron Freitas de Moura, Prof. Dr. (UFERSA)
Presidente

Documento assinado digitalmente
 **EDNARDO PEREIRA DA ROCHA**
Data: 26/07/2024 14:22:15-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Ednardo Pereira da Rocha, Prof. Dr. (UFERSA)
Membro Examinador

Documento assinado digitalmente
 **JULIANO COSTA LEAL DA SILVA**
Data: 26/07/2024 16:35:09-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Juliano Costa Leal da Silva, Prof. Dr. (IFRN)
Membro Examinador

MOSSORÓ
2024

RESUMO

A análise de fluxo de carga é um procedimento essencial no controle do sistema elétrico de potência, pois ajuda a calcular as tensões em cada barra e as correntes em cada ramo. Esse mecanismo é utilizado direta ou indiretamente em várias aplicações do sistema elétrico de potência, como geração distribuída, localização banco de capacitores, melhorias na qualidade de energia, otimização do sistema elétrico, entre outros. Este trabalho propõe determinar os valores das tensões do rotor para controlar as potências no estator das máquinas eólicas no valor determinado em uma rede de transmissão com duas linhas de transmissão e uma rede de 22kV. Para isso foi simulado um sistema de geração eólica baseado em DFIG (do inglês, *Doubly-fed Induction Generator*) em funcionamento, assim como sua operacionalização e controle. Foi utilizada a Otimização por Nuvem de Partículas (do inglês, *Particle Swarm Optimization* - PSO), para se obter uma determinada potência ativa e reativa trifásicas no estator usando a *Ladder Iterative Technique* (LIT), algoritmo de fluxo de carga em Matlab para determinar a tensão do rotor. A modelagem do DFIG foi desenvolvida através de modelos que refletem os mesmos cálculos realizados pelo software ATP-EMTP em regime permanente, conhecendo o comportamento das grandezas elétricas em vários pontos da topologia DFIG e posteriormente comparados os resultados obtidos no Matlab com os modelos desenvolvidos nas simulações. A PSO foi utilizada para determinar as tensões no rotor que serão capazes de entregar potências determinadas no estator. Os resultados apresentados mostraram que para valores altos de potência no estator no modo supersíncrono, o erro é menor, tornando os valores teóricos mais próximos dos valores simulados no ATP. Já no modo subsíncrono, o algoritmo PSO apresentou um melhor desempenho para valores de V_s (tensão no estator) até 20MW chegando a zerar o custo a função objetivo da PSO, porém na simulação com V_s de 30MVA apresentou um custo elevado, não convergendo nas iterações e apresentou um erro de 20,3% comparando o valor teórico aplicado no Matlab com o obtido no ATP para potência no estator. Após simulações, constatou-se que a PSO representa uma técnica de otimização rápida e robusta, capaz de resolver uma variedade de problemas complexos, incluindo aqueles de natureza não-linear, não diferenciável e até mesmo multi-objetivo. Além disso, suas vantagens principais incluem sua facilidade de implementação computacional, exigindo apenas poucos parâmetros e demonstrando rápida convergência. No entanto, é preciso considerar suas desvantagens, como a baixa convergência em espaços de alta dimensão e uma notável sensibilidade aos parâmetros de execução.

Palavras-chave: DFIG, Rotor Eólico, PSO, Linhas de Transmissão, Ladder Iterative Technique.

ABSTRACT

Load flow analysis is an essential procedure in power system control, as it helps to calculate the voltages at each bus and the currents in each branch. This mechanism is used directly or indirectly in various power system applications, such as distributed generation, capacitor bank location, power quality improvements, power system optimization, and others. This work proposes to determine the rotor voltage values to control the stator power of wind turbine machines at the specified value in a transmission network with two transmission lines and a 22kV network. For this purpose, a wind generation system based on DFIG (Doubly-fed Induction Generator) was simulated, as well as its operation and control. Particle Swarm Optimization (PSO) was used to obtain a specific three-phase active and reactive power in the stator using the Ladder Iterative Technique (LIT), a load flow algorithm in Matlab to determine the rotor voltage. The DFIG modeling was developed through models that reflect the same calculations performed by the ATP-EMTP software in steady state, knowing the behavior of the electrical quantities at various points of the DFIG topology and subsequently comparing the results obtained in Matlab with the models developed in the simulations. PSO was used to determine the rotor voltages that will be able to deliver specified power in the stator. The results showed that for high stator power values in the supersynchronous mode, the error is smaller, making the theoretical values closer to the values simulated in ATP. In the subsynchronous mode, the PSO algorithm showed better performance for V_s (stator voltage) values up to 20MW, reaching zero cost to the PSO objective function, but in the 30MVA V_s simulation, it showed high cost, not converging in the iterations, and showed an error of 20.3% when comparing the theoretical value applied in Matlab with the one obtained in ATP for stator power. After simulations, it was found that PSO represents a fast and robust optimization technique, capable of solving a variety of complex problems, including those of a non-linear, non-differentiable, and even multi-objective nature. Furthermore, its main advantages include ease of computational implementation, requiring only a few parameters, and demonstrating rapid convergence. However, its disadvantages, such as low convergence in high-dimensional spaces and notable sensitivity to execution parameters, must be considered.

Keywords: DFIG, Wind Rotor, PSO, Transmission Lines, Ladder Iterative Technique.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1. OBJETIVOS	17
1.1.1. Objetivo Geral.....	17
1.1.2. Objetivos específicos	17
2. REFERENCIAL TEÓRICO/REVISÃO DA LITERATURA	18
2.1. MÉTODOS HEURÍSTICOS	18
2.2. OTIMIZAÇÃO POR NUVEM DE PARTÍCULAS (<i>PARTICLE SWARM OPTIMIZATION</i> - PSO)	18
2.3. GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO – DFIG	23
2.3.1. Regime Subsíncrono	26
2.3.2. Regime Supersíncrono.....	27
2.4. ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA	27
2.4.1. <i>Backward/Forward Sweep Power Flow Method</i>	28
2.4.1.1. Rede Linear	30
2.3.1.2. Rede Não Linear	31
2.3.1.3. Alimentador Geral	33
2.3.1.4. Somatório de Potências	35
2.3.1.5. Somatório de correntes.....	38
2.4. TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	38
2.4.1. Transformador elevador Delta-estrela aterrado	39
3. MODELAGEM DO DFIG	42
3.1. MODELAGEM DO DFIG EM REGIME PERMANENTE	42
3.2. MODELAGEM DO DFIG EM REGIME DINÂMICO	47
4. APLICAÇÃO DA PSO PARA SOLUÇÃO DE PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO .	52
4.1. FLUXO DE CARGA MONOFÁSICO	53
4.2. FLUXO DE CARGA TRIFÁSICO.....	57
5. SIMULAÇÃO DO DFIG.....	59
5.1. SIMULAÇÃO DO DFIG EM REGIME PERMANENTE NO ATP.....	60
6. RESULTADOS.....	64
6.1. SIMULAÇÃO DO SISTEMA EM MODO SUPERSÍNCRONO	64
6.2. SIMULAÇÃO DO SISTEMA EM MODO SUBSÍNCRONO.....	69
7. CONCLUSÕES	74

REFERÊNCIAS.....	76
ANEXO I.....	79
ANEXO II	81
ANEXO III.....	82
ANEXO IV	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação vetorial da atualização da posição de uma i -ésima partícula da nuvem.	21
Figura 2 - Fluxograma de um PSO.	22
Figura 3 - Pseudocódigo de um PSO padrão.	23
Figura 4 - Estrutura típica do DFIG conectado à rede e com a turbina eólica acoplada no eixo do gerador via caixa de transmissão.	24
Figura 5 - Conjugado x escorregamento em uma máquina de indução com rotor gaiola.	24
Figura 6 - Modos de operação do DFIG controlado com potência de estator constante.	27
Figura 7 - Procedimento de varredura utilizando o LIT.	29
Figura 8 - Rede Ladder Linear.	30
Figura 9 - Rede Não Linear.	32
Figura 10 - Típico alimentador de distribuição.	33
Figura 11 - Modelo de componente em série padrão do alimentador.	34
Figura 12 - Fluxograma do Ladder Iterative Technique (LIT).	36
Figura 13 - Circuito equivalente do transformador elevador delta-estrela aterrado.	39
Figura 14 - Modelo equivalente convencional monofásico para o regime permanente do DFIG.	43
Figura 15 - Circuito equivalente do DFIG no campo de referência arbitrário (a) eixo q ; (b) eixo d	47
Figura 16 - Algoritmo da PSO.	52
Figura 17 - Sistema de 3 barras.	53
Figura 18 - Parâmetros do PSO adaptados para o problema do fluxo de carga monofásico.	55
Figura 19 - Convergência do algoritmo na solução da Equação (3.10).	56
Figura 20 - Digrama unifilar do IEEE 5 Bus System.	57
Figura 21 - Curva de convergência obtida na solução do fluxo de carga para o sistema IEEE 5 barras.	59
Figura 22 - DFIG no modo subsíncrono no ATP.	61
Figura 23 - Bloco para operação no modo supersíncrono.	61
Figura 24 - DFIG no modo supersíncrono no ATP.	62
Figura 25 - Modelagem mecânica do DFIG.	62
Figura 26 - Convergência da PSO para $P_s = 10\text{MW}$ no modo supersíncrono.	64
Figura 27 - Tensão do rotor (best solution) da PSO para $P_s = 10\text{MW}$ no modo supersíncrono.	64
Figura 28 - Dados de simulação para $P_s = 10\text{MW}$ no modo supersíncrono.	65
Figura 29 - Convergência da PSO para $P_s = 15\text{MW}$ no modo supersíncrono.	65
Figura 30 - Tensão do rotor (best solution) da PSO para $P_s = 15\text{MW}$ no modo supersíncrono.	65
Figura 31 - Dados de simulação para $P_s = 15\text{MW}$ no modo supersíncrono.	66
Figura 32 - Convergência da PSO para $P_s = 20\text{MW}$ no modo supersíncrono.	66
Figura 33 - Tensão do rotor (best solution) da PSO para $P_s = 20\text{MW}$ no modo supersíncrono.	66
Figura 34 - Dados de simulação para $P_s = 20\text{MW}$ no modo supersíncrono.	67
Figura 35 - Convergência da PSO para $P_s = 30\text{MW}$ no modo supersíncrono.	67
Figura 36 - Tensão do rotor (best solution) da PSO para $P_s = 30\text{MW}$ no modo supersíncrono.	68
Figura 37 - Dados de simulação para $P_s = 30\text{MW}$ no modo supersíncrono.	68
Figura 38 - Convergência da PSO para $P_s = 10\text{MW}$ no modo subsíncrono.	69
Figura 39 - Tensão do rotor (best solution) da PSO para $P_s = 10\text{MW}$ no modo subsíncrono.	69
Figura 40 - Dados de simulação para $P_s = 10\text{MW}$ no modo subsíncrono.	69
Figura 41 - Convergência da PSO para $P_s = 15\text{MW}$ no modo subsíncrono.	70
Figura 42 - Tensão do rotor (best solution) da PSO para $P_s = 15\text{MW}$ no modo subsíncrono.	70
Figura 43 - Dados de simulação para $P_s = 15\text{MW}$ no modo subsíncrono.	71
Figura 44 - Convergência da PSO para $P_s = 20\text{MW}$ no modo subsíncrono.	71
Figura 45 - Tensão do rotor (best solution) da PSO para $P_s = 20\text{MW}$ no modo subsíncrono.	71

Figura 46- Dados de simulação para $P_s = 20\text{MW}$ no modo subsíncrono.....	72
Figura 47 - Convergência da PSO para $P_s = 30\text{MW}$ no modo subsíncrono.	72
Figura 48 - Tensão do rotor (best solution) da PSO para $P_s = 30\text{MW}$ no modo subsíncrono.	72
Figura 49 - Dados de simulação para $P_s = 30\text{MW}$ no modo subsíncrono.	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parâmetros da PSO.....	55
Tabela 2 - Resultado do fluxo de carga obtido para o sistema do fluxo de carga monofásico.	56
Tabela 3 - Dados das barras para o sistema.....	58
Tabela 4 - Dados da linha para o sistema.....	58
Tabela 5 - Resultado do fluxo de carga obtido para o sistema do fluxo de carga trifásico.....	59
Tabela 6 - Parâmetros do sistema modelado no ATP.	60
Tabela 7 - Parâmetros da PSO na solução de P_s do DFIG.....	63
Tabela 8 - Parâmetros do DFIG modelado no modo supersíncrono.	68
Tabela 9 - Parâmetros do DFIG modelado no modo subsíncrono.	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

DFIG - *Doubly-fed induction generator*

PSO - *Particle Swarm Optimization*

LIT - *Ladder Iterative Technique*

AG - Algoritmo Genético

FI - Fator de Inércia

FCI - Fator de Cognitividade Individual

CC – Corrente Contínua

CA – Corrente Alternada

PAC - Ponto de Acoplamento Comum

LISTA DE SÍMBOLOS

- $\vec{i}_r^r$ - Corrente do rotor referenciado no rotor;
- $\vec{i}_r^s$ - Corrente do rotor referenciado no estator;
- $\vec{i}_r^\alpha$ - Corrente do rotor no sistema de referência α ;
- $\vec{i}_s^s$ - Corrente do estator referenciado no estator;
- $\vec{i}_s^\alpha$ - Corrente do estator no sistema de referência α ;
- $\overrightarrow{i_{abcr}}$ – Corrente do rotor no sistema de referência abc;
- $\overrightarrow{i_{abcs}}$ – Corrente do estator no sistema de referência abc;
- $\vec{v}_r^r$ - Tensão do rotor referenciado no rotor;
- $\vec{v}_r^s$ - Tensão do rotor referenciado no estator;
- $\vec{v}_r^\alpha$ - Tensão do rotor no sistema de referência α ;
- $\vec{v}_s^s$ - Tensão do estator referenciado no estator;
- $\vec{v}_s^\alpha$ - Tensão do estator no sistema de referência α ;
- $\overrightarrow{\lambda_{abcr}}$ – Fluxo do rotor no sistema de referência abc;
- $\overrightarrow{\lambda_{abcs}}$ – Fluxo do estator no sistema de referência abc;
- $\vec{v}_s^s$ - Fluxo do rotor referenciado no estator;
- $\vec{\psi}_r^s$ – Fluxo do rotor referenciado no estator;
- $\vec{\psi}_r^\alpha$ - Fluxo do rotor no sistema de referência α ;
- $\vec{\psi}_s^s$ – Fluxo do estator referenciado no estator;
- $\vec{\psi}_s^\alpha$ – Fluxo do estator no sistema de referência α ;
- $C_{p,betz}$ – Coeficiente de potência;
- $I_{\Delta abc}$ – Corrente do delta do lado do rotor no sistema de referência abc;
- I_{ABC} - Corrente de linha do estator da máquina;
- I_{Al} – Corrente de pico na saída do estator na fase A;
- I_{Bl} – Corrente de pico na saída do estator na fase B;

I_{Cl} – Corrente de pico na saída do estator na fase C;

I_D – Corrente do eixo direto do estator;

I_Q – Corrente do eixo quadratura do estator;

I_d - Corrente do eixo direto do rotor referida ao estator;

I_q – Corrente do eixo quadratura do rotor referida ao estator;

L_{lr} – Indutância de dispersão do rotor;

L_{lr} - Indutância de ligação do rotor;

L_{ls} – Indutância de ligação do estator;

L_m - Indutância de magnetização;

L_{mr} - Indutância mútua do enrolamento de fase do rotor com máxima ligação de fluxo mútuo;

L_{ms} - Indutância mútua do enrolamento de fase do estator com máxima ligação de fluxo mútuo;

L_r - Indutância do rotor;

L_{rr} – Indutância própria do enrolamento do rotor;

L_{rs} – Indutâncias mútuas entre os enrolamentos do estator e rotor;

L_s – Indutância do estator;

L_{sr} – Indutâncias mútuas entre os enrolamentos do rotor e estator;

L_{ss} – Indutância própria do enrolamento do estator;

P_{gen} – Potência ativa gerada;

P_{mec} – Potência mecânica da turbina;

P_r – Potência ativa do rotor;

P_s – Potência ativa do estator;

P_s – Potência no estator;

Q_{gen} - Potência reativa gerada;

Q_r - Potência reativa do rotor;

Q_s - Potência reativa do estator;

R_r – Resistência do rotor;

R_s – Resistência do estator;

S_s – Potência aparente do estator;

T_e - Torque elétrico da turbina;

T_{mec} - Torque mecânico da turbina;

V_{ABC} – Tensão de fase na magnetização;

V_{Al} – Tensão de pico na saída do estator na fase A;

V_{Bl} – Tensão de pico na saída do estator na fase B;

V_{Cl} – Tensão de pico na saída do estator na fase C;

V_D – Tensão do eixo direto do estator;

V_Q – Tensão do eixo quadratura do estator;

VLG_{abc} – Tensão de fase-terra na magnetização;

V_{SD} - Tensão do eixo quadratura sistema de referência d ;

V_{SQ} - Tensão do eixo direto do estator no sistema de referência q ;

V_{abc} – Tensão de linha do lado do rotor;

V_{abc2}^r – Tensão fase-terra do rotor referida ao estator;

V_v – Velocidade do vento;

X_m – Reatância de magnetização da máquina;

f_s – Frequência do estator;

i_{ds} - Corrente do estator no sistema de referência d ;

i_{qs} - Corrente do estator no sistema de referência q ;

i_{rd} – Corrente do estator no sistema de referência d ;

i_{rq} – Corrente do estator no sistema de referência q ;

i_s – Corrente do estator;

$i_{\alpha r}$ - Corrente do rotor no sistema de referência α ;

$i_{\alpha s}$ - Corrente do estator no sistema de referência α ;

$i_{\beta r}$ - Corrente do rotor no sistema de referência β ;

$i_{\beta s}$ - Corrente do estator no sistema de referência β ;

v_{dr} – Tensão do rotor no sistema de referência d ;
 v_{ds} – Tensão do estator no sistema de referência d ;
 v_{qr} – Tensão do rotor no sistema de referência q ;
 v_{qs} – Tensão do estator no sistema de referência q ;
 $v_{\alpha r}$ – Tensão do rotor no sistema de referência α ;
 $v_{\alpha s}$ – Tensão do estator no sistema de referência α ;
 $v_{\beta r}$ – Tensão do rotor no sistema de referência β ;
 $v_{\beta s}$ – Tensão do estator no sistema de referência β ;
 θ_r – Posição angular do rotor;
 λ_{rd} – Fluxo do rotor no sistema de referência d ;
 λ_{rq} – Fluxo do rotor no sistema de referência q ;
 λ_{sd} – Fluxo do estator no sistema de referência d ;
 λ_{sq} – Fluxo do estator no sistema de referência q ;
 ψ_{ds} – Fluxo do estator no sistema de referência d ;
 ψ_{qs} – Fluxo do estator no sistema de referência q ;
 ψ_{rr} – Fluxo do rotor referenciado no rotor;
 ψ_s – Fluxo do estator;
 $\psi_{\alpha r}$ – Fluxo do rotor no sistema de referência α ;
 $\psi_{\beta r}$ – Fluxo do rotor no sistema de referência β ;
 ω_m – Velocidade mecânica;
 ω_r – Velocidade síncrona;
 ω_t – Velocidade angular da turbina eólica;
 λ – Razão entre a velocidade do vento incidente na turbina eólica;
 ω_r – Velocidade do rotor;
 A – Área;
 E – Energia;
 P – Potência;

R - Raio da turbina eólica;

s – Escorregamento;

t - Relação de transformação entre as tensões do estator e do rotor;

v - Velocidade;

ρ - Densidade;

1. INTRODUÇÃO

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (2022), os maiores potenciais de ventos estão localizados na parte setentrional do Nordeste, representando ventos com grande velocidade, unidirecionais e estáveis. O fator de capacidade médio verificado para as usinas eólicas do Nordeste no período de maio/2021 a abril/2022, foi de 39,8%, enquanto, no mesmo período, para as usinas eólicas da região Sul do país, foi de 33,8%. O Brasil tem, atualmente, capacidade de produzir 22.000 MW de energia eólica e somente a região Nordeste é responsável por 20.000 MW, ou seja, mais de 90% da produção nacional. São 828 parques eólicos em operação no país, sendo 725 parques no Nordeste. Os estados brasileiros que mais geraram energia eólica nesse mesmo período foram a Bahia, o Rio Grande do Norte, o Piauí e o Ceará. Somados, esses estados representaram aproximadamente 84% da energia total gerada por essa fonte no período citado.

Para absorver da melhor maneira possível esse potencial energético, faz-se necessário o uso de aerogeradores de alta capacidade. A escolha do tipo do gerador eólico dependerá do meio onde será inserido e da necessidade energética da região (ROCHA, 2013).

Dentre os tipos de aerogeradores de velocidade variável, o que será abordado nesse trabalho será o Doubly-fed induction generator (DFIG). Este, consiste em uma máquina de indução onde o estator e o rotor são alimentados – por isso o nome "duplamente alimentado". O estator é conectado diretamente à rede elétrica e o rotor por meio de um sistema de conversores que irão controlar a tensão a ser imposta ao rotor. Dessa forma é possível controlar a máquina (RÊGO, 2015).

O controle de potência do DFIG em um sistema de potência radial é um problema importante na geração de energia renovável. A Particle Swarm Optimization (PSO) é uma técnica de otimização e a Ladder Iterative Technique (LIT) é técnicas de iteração que podem ser usadas para ajustar os parâmetros de controle do DFIG para maximizar a eficiência e minimizar as perdas de energia.

PSO é um algoritmo de otimização que se baseia em simular o comportamento de uma população de pássaros que voam em busca de alimento, para encontrar a melhor solução em um espaço de busca (OLIVEIRA, SILVA, ALOISE, 2004). Já a LIT é uma técnica iterativa que ajusta os valores dos parâmetros de controle do DFIG em cada iteração, de acordo com um conjunto de regras predefinidas (KERSTING, 2017).

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. Objetivo Geral

Determinar as tensões do rotor para controlar a potência no estator do DFIG utilizando Otimização por Nuvem de Partículas (PSO) e *Ladder Iterative Technique* (LIT). Estas duas técnicas servirão de ferramentas para determinar a tensão do rotor para injetar uma determinada potência em um determinado sistema de potência radial.

1.1.2. Objetivos específicos

- Modelar matematicamente e simular utilizando Matlab o algoritmo Nuvem de Partículas para determinar valores ótimos de tensão das linhas;
- Modelar e simular no *software* ATPDraw o sistema elétrico utilizado no estudo.
- Estudar o DFIG nos modos subsíncrono e supersíncrono e avaliar qual a melhor opção no sistema proposto.
- Comparar os resultados para obtenção de potência de saída de valores de potências determinadas do gerador eólico.

2. REFERENCIAL TEÓRICO/REVISÃO DA LITERATURA

2.1. MÉTODOS HEURÍSTICOS

Segundo BUENO (2009), Métodos Heurísticos podem ser definidos como algoritmos exploratórios que buscam resolver problemas. Estes, em sua maioria, não envolvem a implementação computacional de um conhecimento especializado como por exemplo, para resolver uma equação de segundo grau, um método heurístico, não usaria, necessariamente, a fórmula de Bhaskara, mas buscaria, por outros métodos, uma solução que atendesse à equação. Por isso, muitas vezes, esses métodos são classificados como “busca cega”.

Ainda, BUENO (2009) enfatiza que uma solução ótima de um problema nem sempre é o alvo dos métodos heurísticos, uma vez que, tendo como ponto de partida uma solução viável, baseiam-se em sucessivas aproximações direcionadas a um ponto ótimo. Logo, estes métodos costumam encontrar as melhores soluções possíveis para problemas, e não soluções exatas, perfeitas ou definitivas.

Logo, Métodos Heurísticos são uma busca contínua e empírica, com vários ótimos locais, cujo resultado é o melhor que se pode encontrar sob determinadas condições. Para a realização dessa pesquisa será utilizado o Método Heurístico de Nuvens de Partículas ou Enxame de Partículas (*Particle Swarm*).

2.2. OTIMIZAÇÃO POR NUVEM DE PARTÍCULAS (*PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* - PSO)

A Otimização por Nuvem de Partículas (PSO) foi desenvolvida e publicada em 1995 por Kennedy e Eberhart, e consiste em um algoritmo de otimização heurística inspirado no comportamento gregário de animais como peixes, pássaros e abelhas. Ou seja, o algoritmo é baseado na estratégia protetora observada em diversos grupos de animais, visando a proteção dos indivíduos que os compõe. Ainda, segundo Oliveira, Silva, Aloise (2004) a Otimização por Nuvem de Partículas (PSO) foi criado a partir da intenção de se simular o comportamento de um conjunto de pássaros em voo com seu movimento localmente aleatório, mas globalmente determinado. Esta técnica é muito utilizada na resolução de problemas contínuos não-lineares e pouco explorada em problemas discretos.

Originalmente, o PSO proposto por Eberhart & Kennedy em 1995 foi criado para otimizar funções contínuas não-lineares, tendo como base de estudos a modelagem de grupos sociais simplificados. O intuito dos criadores dessa técnica era descobrir uma descrição da dinâmica de movimento que envolvia os grupos de animais que, mesmo em grande quantidade de indivíduos, apresentavam sincronismo ao mudar de direção, se espalhar e reagrupar (CORDEIRO, 2011).

De acordo com Eberhart (1998), o PSO, como em um Algoritmo Genético (AG) é iniciado com uma população de soluções aleatórios ou pré-estabelecidas. Porém, é diferente dos AGs que em cada solução potencial é também designada uma velocidade randômica e, as soluções potenciais, chamadas partículas, voam através do espaço de busca do problema. Cada partícula mantém o rastro de suas coordenadas no espaço de busca, que são associadas com a melhor solução (*fitness*) que ela tenha alcançado. O valor do *fitness* é também armazenado. Esse valor é chamado de *pbest*. Outro “melhor” valor que é rastreado pela otimização por nuvem de partículas é o melhor valor de todos os valores obtidos por qualquer partícula da população, chamada de *gbest*. O princípio dessa metaheurística consiste de, em cada iteração e mudança de velocidade, as partículas voem em direção de suas posições de *pbest* e *gbest* (EBERHART, 1998). Ou seja, quanto menor o valor da função *fitness*, melhor a qualidade da solução da partícula. Esse processo se repete até que um critério de parada, que normalmente se refere ao número máximo de iterações, seja satisfeito.

No PSO, cada partícula (individualmente) ajusta seu voo de acordo com sua própria experiência e na de seus companheiros. A partir disso, faz uso de um grupo (população) de partículas que são inseridas em um espaço de solução para procurar um ótimo local, fundamentadas em alguns procedimentos determinísticos. As partículas se comunicam entre si informando os valores da função objetivo em suas respectivas posições locais (OLIVEIRA; SILVA; ALOISE, 2004). A movimentação de cada partícula é baseada em três fatores, segundo Cordeiro (2011):

- *Fator de Inércia (FI) ou Velocidade Máxima*: delimita o movimento, uma vez que esse é direcional e determinado.
- *Fator de Sociabilidade*: determina a atração da partícula para a melhor posição descoberta por qualquer elemento da nuvem;
- *Fator de Cognitividade Individual (FCI) ou Fator de Individualidade*: determina a atração da partícula a sua melhor posição já descoberta;

Como o PSO é constituído por partículas que se movem e no espaço, cada partícula i que compõe a nuvem é representada por uma posição no espaço d-dimensional, dada pela Equação 2.1:

$$X_i = (X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{id}) \quad (2.1)$$

A melhor posição prévia, ou seja, a posição que dá o melhor valor de aptidão da i -ésima partícula é registrada e representada na Equação 2.2:

$$Pbest_i = (P_{i1}, P_{i2}, \dots, P_{id}) \quad (2.2)$$

O índice da melhor partícula entre todas as partículas na população é representado pelo símbolo “g”. A taxa da mudança de posição (velocidade) para partícula i é representada na Equação 2.3.

$$V_i = (V_{i1}, V_{i2}, \dots, V_{id}) \quad (2.3)$$

As partículas são manipuladas de acordo com as seguintes Equações 4 e 5.

$$V_{id} = \omega * V_{id} + c_1 * r_1 * (Pbest_{i,j}^k - X_{i,j}^k) + c_2 * r_2 * (Gbest_j^k - X_{i,j}^k) \quad (2.4)$$

$$X_{i,j}^{k+1} = X_{i,j}^k + V_{i,j}^{k+1} \quad (2.5)$$

Onde c_1 e c_2 são duas constantes positivas que correspondem às componentes cognitivas e sociais; r_1 e r_2 são duas funções aleatórias no intervalo $[0,1]$ e ω é o peso da inércia.

A Equação (4) é usada para calcular a nova velocidade da partícula de acordo com sua velocidade anterior e as distâncias entre sua posição atual, sua melhor posição e a melhor posição do grupo. Então a partícula voa para uma nova posição de acordo com equação 2.5. O desempenho de cada partícula está medido de acordo com uma função de aptidão pré-definida que é relacionada ao problema a ser resolvido (OLIVEIRA; SILVA; ALOISE, 2004).

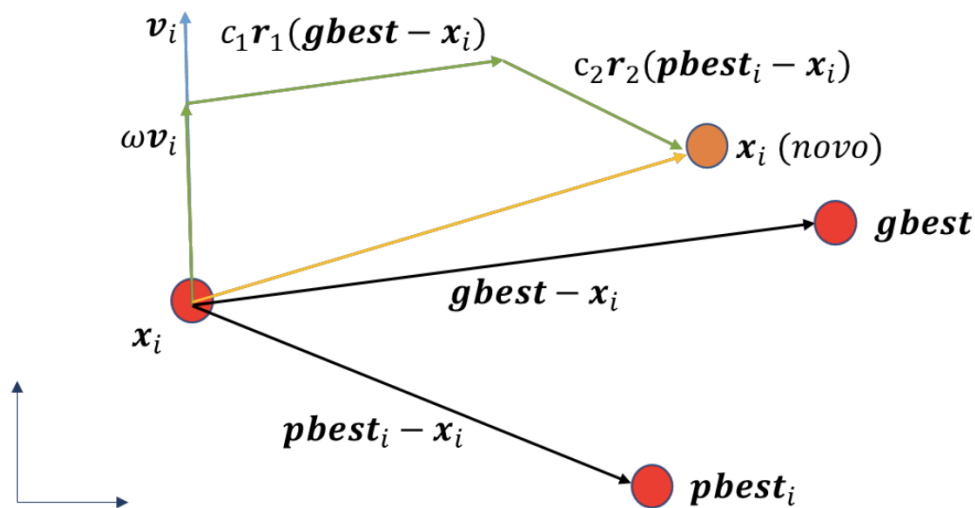
Já peso de inércia ω é usado para controlar o impacto da velocidade anterior na velocidade atual, influenciando as habilidades de exploração global e local das partículas. Um peso de inércia maior facilita exploração global (procurando novas áreas), enquanto um peso de inércia menor tende a facilitar exploração local para refinar a área de procura atual. Cada partícula mantém rastro

de suas coordenadas, no espaço do problema que é associado com a melhor solução, sendo na verdade, o quanto a partícula deslocou-se. Este valor é chamado *Pbest* (OLIVEIRA; SILVA; ALOISE, 2004).

Outro valor que é determinado pelas partículas é o melhor valor obtido por qualquer partícula vizinha. Este local é chamado *lbest*. Quando uma partícula levar toda a população, ou seja, seus vizinhos, o melhor valor é chamado *gbest*. o número de enxames em um espaço é claramente conhecido como um fator na probabilidade de achar o ótimo, pois quanto maior o número de partículas em um determinado espaço, mais alta será a probabilidade de achar o ponto ótimo. Porém, um número maior de partículas resultará no aumento de pontos individuais que serão testados, aumentando assim o tempo de computação (OLIVEIRA; SILVA; ALOISE, 2004).

Na Figura 1 é representada a soma vetorial apresentada nas Equações 2.4 e 2.5.

Figura 1 - Representação vetorial da atualização da posição de uma *i*-ésima partícula da nuvem.



Fonte: Lemos, 2018.

O valor de ω pode ser modificado ao longo do processo iterativo com o intuito de reduzir o valor da velocidade da partícula, diminuindo as chances de que ela “salte” através dos pontos ótimos (LEMOS, 2018). Dentre os vários métodos utilizados para modificar o valor do coeficiente de inércia, as duas formas mais usualmente encontradas na literatura, são descritas nas Equações 2.6 e 2.7.

$$\omega = (\omega_{max} - k * (\omega_{max} - \omega_{min}) / Iter_{max} \quad (2.6)$$

$$\omega = \omega_{damp} * \omega \quad (2.7)$$

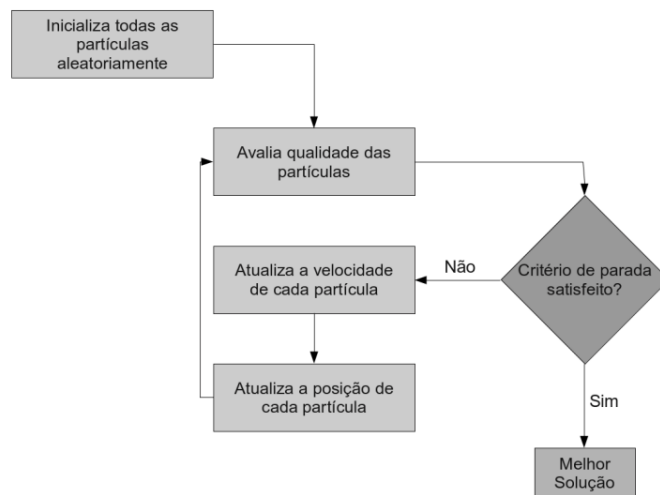
Na Equação 06, $Iter_{max}$ representa o número máximo de iterações e ω_{max} e ω_{min} os limites superior e inferior para ω . A Equação 2.7, ω_{damp} é o coeficiente de amortecimento, normalmente utilizado o valor 0,99 (LEMOS, 2018).

Segundo Alam (2016), os valores mais utilizados para os parâmetros do PSO são:

- Fator de Inércia (ω): 0,4 a 1
- Fatores de aceleração (c_1 e c_2): 2 a 2,05
- Tamanho da população: 100 a 1000
- Número máximo de iterações ($Iter_{max}$): 100 a 10.000
- Velocidade inicial: 10% da posição inicial.

A seguir, na Figura 2, é apresentado o Fluxograma de um PSO.

Figura 2 - Fluxograma de um PSO.



Fonte: Cordeiro, 2011.

De acordo com Eberhart (1998), as principais partes de um PSO são:

1. Geração da população inicial;
2. Geração das velocidades iniciais;
3. Determinação de $pbest$ e $gbest$;
4. Cálculo da aptidão;
5. Atualização das velocidades;
6. Reinicialização da população.

Dessa forma, é possível determinar um pseudocódigo de um PSO padrão através da Figura 3:

Figura 3 - Pseudocódigo de um PSO padrão.

```

Gerar população inicial
Gerar velocidades iniciais
Obter valores iniciais para pbest e gbest
Enquanto  $gen \leq maxgen$  faça
  Obter gbest e ibest
  Calcular a velocidade da i-ésima partícula na j-ésima dimensão
  Atualizar a velocidade da i-ésima partícula na j-ésima dimensão
  Avaliar a aptidão de cada partícula
  Reiniciar as velocidades para cada k iterações em melhorias de gbest
   $gen \leftarrow gen + 1$ 
fim do enquanto

```

Fonte: Lemos, 2018.

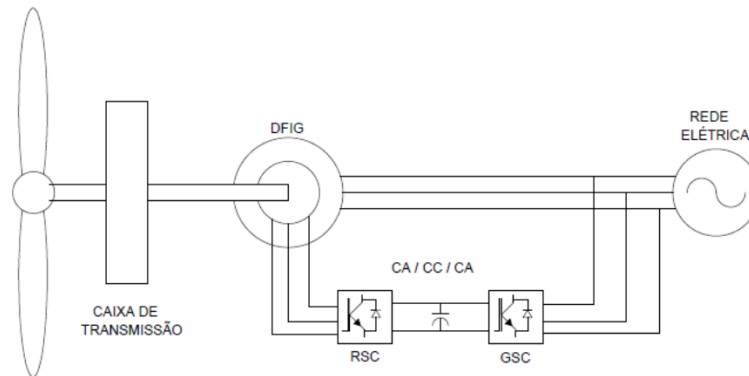
2.3. GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO – DFIG

Durante muito tempo a aplicação da máquina de indução trifásica permaneceu quase que exclusivamente como motor. Entretanto, com o crescente mercado de energia eólica a máquina de indução vem sendo muito utilizada e também tem se tornado alvo de diversos estudos em torno de seu comportamento quando interligado a rede elétrica, essencialmente em casos de afundamentos de tensão e ocasiões de falta. Dentre as máquinas de indução utilizadas como gerador eólico o DFIG – do termo em inglês *Doubly Fed Induction Generator*, ou gerador de indução duplamente alimentado – é o mais utilizado (OLIVEIRA, 2009), pois permite operação com turbinas de velocidade variável.

A Figura 4 mostra a estrutura típica do DFIG com a turbina acoplada na ponta de eixo, via caixa de transmissão ou *gearbox*, com o circuito do rotor conectado à rede via conversor *back-to-back* e circuito do estator conectado diretamente a rede.

A configuração típica de um DFIG envolve o uso de dois conversores dispostos em uma configuração conhecida como *back-to-back*: um conectado ao rotor e o outro à rede elétrica. Essa disposição permite o controle independente da potência ativa e reativa do sistema. O conversor do lado do rotor é responsável por ajustar as correntes do rotor para controlar a potência ativa e reativa, enquanto o conversor do lado da rede regula a tensão do link CC e garante o funcionamento do conversor com fator de potência unitário, ou seja, com potência reativa nula (PINTO, 2014).

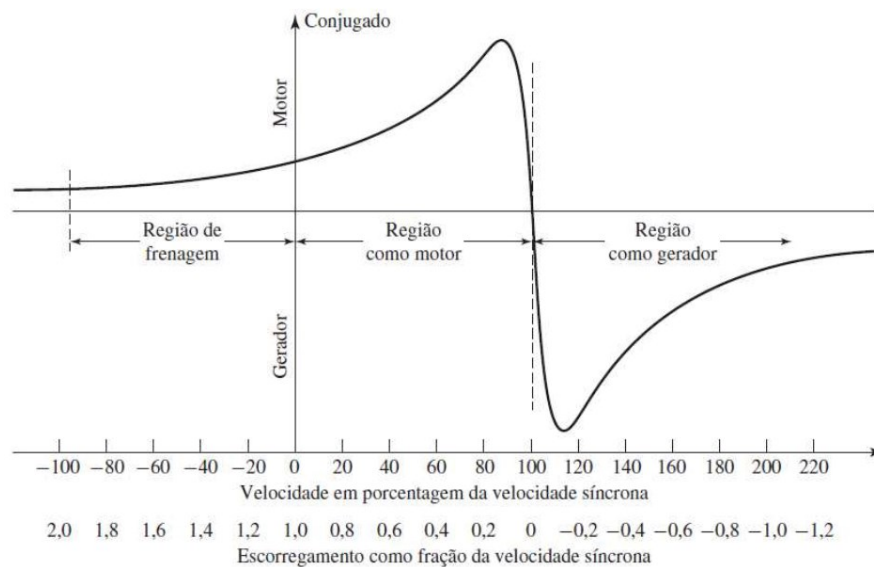
Figura 4 - Estrutura típica do DFIG conectado à rede e com a turbina eólica acoplada no eixo do gerador via caixa de transmissão.



Fonte: LIU, 2011.

Tradicionalmente, o funcionamento da máquina assíncrona polifásica como gerador, se baseia no princípio de que a velocidade angular do rotor deve ser superior à velocidade angular síncrona do campo magnético do estator (ROCHA, 2018). Isto é estritamente necessário no caso das máquinas com rotor gaiola, conforme pode ser observado na Figura 5.

Figura 5 - Conjugado x escorregamento em uma máquina de indução com rotor gaiola.



Fonte: Umans, Fitzgerald, Kingsley (2014).

De acordo com Rocha (2018) e Mendes (2009), os sistemas que utilizam DFIG operam com velocidade do rotor entre -30% até $+30\%$ da velocidade síncrona da máquina. Assim, como a potência que flui pelo rotor é dada por $P_{rotor} = s * P_{estator}$, com $-0,3 \leq s \leq 0,3$, o conversor ligado ao rotor processa da ordem de 30% da potência nominal do gerador, enquanto que a parcela

restante flui pelo estator, que fica diretamente conectado à rede. Esta redução no dimensionamento da eletrônica de potência que é necessária para operar o DFIG com potência nominal no estator, torna atrativa sua utilização (SILVA, 2009).

De acordo com Rocha (2018), a potência elétrica gerada pelo gerador e transmitida para a rede pode ser transferida através do estator e, ao mesmo tempo, consumida ou fornecida pelo rotor por meio de um conversor de potência bidirecional. Isso permite que energia seja entregue à rede enquanto a máquina opera em velocidades sub e supersíncronas.

Nessa configuração, dado que o estator é alimentado pela rede com uma frequência fixa (f_r), o campo rotativo no entreferro assume uma velocidade síncrona em relação ao estator. Por outro lado, o rotor é alimentado pelo conversor de potência com uma frequência imposta (sf_r), resultando em um campo rotativo do rotor com velocidade determinada por $s\omega_s$ em relação ao rotor. Isso significa que a interação entre os campos é sincronizada, permitindo que o rotor opere com uma velocidade rígida definida (ROCHA, 2018):

$$\omega_r = \omega_s - s\omega_s = (1 - s)\omega_s \quad (2.8)$$

O escorregamento será:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (2.9)$$

Onde ω_s é a velocidade síncrona e ω_r é a velocidade do rotor.

Segundo Rocha (2018), quando a máquina opera na região sub-síncrona, a velocidade do rotor é inferior à velocidade síncrona da máquina, resultando em um escorregamento positivo. De maneira semelhante, quando a máquina está na região super-síncrona, a velocidade do rotor é maior que a velocidade síncrona, resultando em um escorregamento negativo. Assim, desconsiderando as perdas e considerando a máquina em regime permanente, o balanço ideal de potência do sistema é expresso pela Equação 2.10:

$$P_m = P_s - P_r \quad (2.10)$$

E a potência será:

$$P_m = T_m \omega_r \quad (2.11)$$

Considerando regime permanente, os torques mecânico e elétrico se equiparam. Assim, substituindo a velocidade mecânica pela velocidade elétrica, tem-se:

$$P_m = T_e(1 - s)\omega_s \quad (2.12)$$

$$P_m = T_e\omega_s - sT_e\omega_s \quad (2.13)$$

Portanto, no sistema representado pela Figura 6, se a variação de velocidade do gerador permanecer dentro de uma faixa limitada, em torno da velocidade síncrona, a potência dos conversores eletrônicos poderá ser dimensionada para apenas uma parcela da potência total da máquina, ou seja, considerando que por limitações mecânicas da máquina de indução a região de operação seja tal que $0,7\omega_s \leq \omega_r \leq 1,3\omega_s$, os conversores e os demais componentes associados são dimensionados para 30% da potência do gerador. Logo, $P_r > 0$, subsíncrona e se $P_r < 0$, supersíncrona (ROCHA, 2018).

Portanto, as principais vantagens são a redução das perdas e do custo do conversor (PETERSSON; LUNDBERG; THIRINGER, 2005). Entretanto, o controle deste gerador é mais complexo, e o sistema apresenta problemas de inicialização, sincronização e transientes oscilatórios (GALLARDO et al., 2004). Devido ao fato do estator do DFIG ser conectado diretamente à rede elétrica, isto torna o controle do sistema mais susceptível a distúrbios, como a falta de resiliência frente a variações momentâneas de tensão (MENDES, 2013; FIROUZI; GHAREHPETIAN, 2018) e demais problemas na operação em redes fracas, como: estabilidade (CAI; ERLICH, 2015), ressonância de alta frequência (SONG; WANG; BLAABJERG, 2017) e oscilações de torque (DU et al., 2020).

2.3.1. Regime Subsíncrono

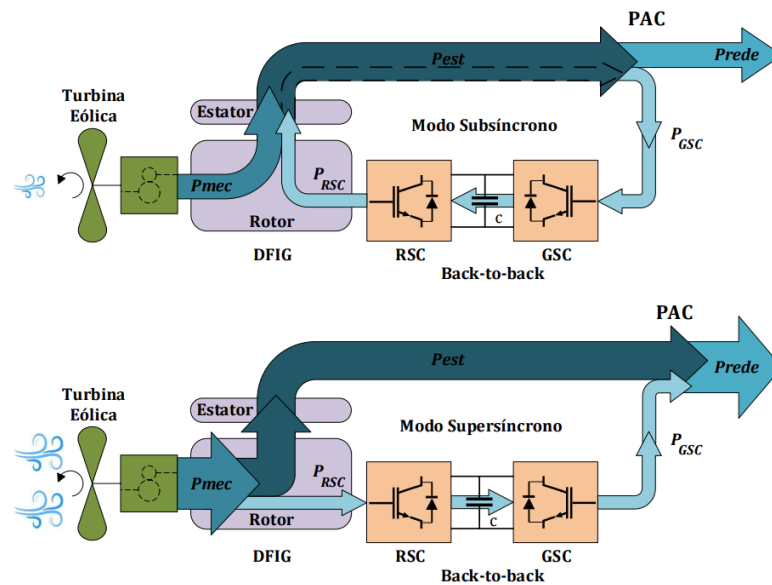
De acordo com Oliveira (2009), quando a potência fornecida pela máquina primária é insuficiente para suprir a potência requerida no estator, o sistema de controle atua fazendo com que o sentido do fluxo de potência através do conversor *back-to-back* seja do PAC (Ponto de Acoplamento Comum) para o rotor. Nesta condição, necessariamente a velocidade do rotor é menor que a velocidade síncrona da máquina, caracterizando o regime ou modo de operação subsíncrono do DFIG. Neste caso, a potência injetada na rede será a diferença entre a potência fornecida pelo estator e a potência absorvida pelo rotor (OLIVEIRA, 2009).

2.3.2. Regime Supersíncrono

Quando a potência fornecida pela máquina primária é superior a potência requerida no estator, o sistema de controle atua fazendo com que o sentido do fluxo de potência através do conversor *back-to-back* seja do rotor para o PAC. Contrário ao modo subsíncrono, quando a velocidade do rotor é maior que a velocidade síncrona, dizemos que o gerador opera em regime ou modo supersíncrono. Neste caso, a potência injetada na rede será a soma entre as potências fornecidas pelo estator e pelo rotor (OLIVEIRA, 2009).

Vale ressaltar que a potência mecânica de entrada da turbina está diretamente relacionada à velocidade do vento incidente sobre suas pás, o que reflete na variação da velocidade do rotor em relação a velocidade síncrona do estator, daí a menção aos termos sub e supersíncrono. A Figura 6 ilustra os fluxos de potência através do sistema em ambas ocasiões.

Figura 6 - Modos de operação do DFIG controlado com potência de estator constante.



Fonte: Dias 2022.

2.4. ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA

De acordo com Rupa e Ganesh (2014), as análises de fluxo de carga são realizadas em sistemas de energia para compreender a natureza da rede instalada e são utilizadas para determinar o desempenho estático do sistema tanto em operação normal quanto em estado

estacionário. Logo, o principal objetivo é a determinação da magnitude e do ângulo da tensão em cada barra do sistema, bem como os valores de potência ativa e reativa que fluem pelas linhas, transformadores e outros elementos (MARCHESAN et al., 2018). Em outras palavras, o fluxo de potência é uma técnica para se obter a variação de tensão nos sistemas elétricos sejam eles a níveis de transmissão ou distribuição.

Segundo Kersting (2017), a análise do fluxo de carga de um alimentador pode determinar por fase e trifásico: magnitudes e ângulos de tensão em todos os nós do alimentador; fluxo de linha em cada seção de linha especificada em kW e kVAr, amperes e graus, ou amperes e fator de potência; perda de energia em cada seção de linha; potência ativa e reativa totais de entrada do alimentador e perdas totais de energia do alimentador.

Os métodos mais comuns para determinação desses parâmetros utilizando o cálculo de fluxo de carga são os Newton-Raphson e Gauss-Seidel (GANESH, 2014; EMINOGLU e HOCAOGLU, 2005). Segundo Marchesan *et al* (2018), estes métodos possuem desvantagens pois, quando utilizados em sistemas de distribuição, geralmente não fornecem resultados adequados e muitas vezes a convergência não é alcançada. Este fato se deve a características particulares dos sistemas de distribuição como a topologia predominantemente radial, a existência de ramais monofásicos e bifásicos, linhas sem transposição de fase e com baixa relação X/R, desequilíbrio de carga entre fases, cargas de naturezas diferentes, dentre outras (MARCHESAN et al, 2018).

No entanto, estudos recentes mostram técnicas alternativas no estudo do fluxo de carga utilizando os métodos de *Backward/Forward Sweep Method*, ou “Método da Varredura”, em algumas literaturas (GANESH, 2014; EMINOGLU e HOCAOGLU, 2005). Por possuir boas características de convergência e ser muito robusto tornou-se o principal método de solução e serviu como base para muitos métodos propostos posteriormente. Este método pode ser aplicado também para sistemas fracamente malhados, ou seja, sistemas que apresentam poucas interligações, onde são convertidos em redes radiais (MARCHESAN et al., 2018), que é o caso do sistema analisado neste trabalho.

2.4.1. *Backward/Forward Sweep Power Flow Method*

O procedimento de cálculo em varredura (*sweep*) denominado *backward/forward* é dividido em duas etapas. De acordo com Marchesan et al (2018), na primeira etapa (*backward*), os cálculos são processados percorrendo o sistema de distribuição radial com origem nas suas

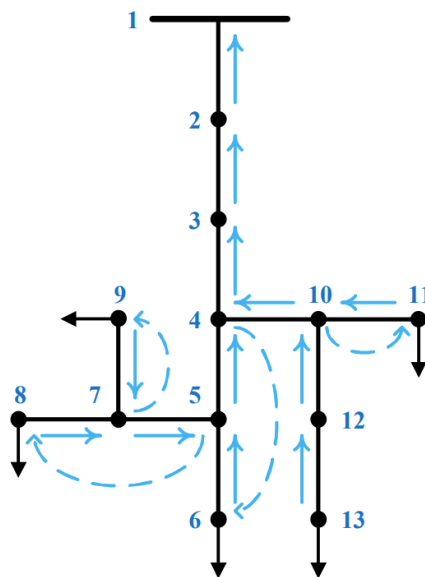
extremidades e com destino a barra de referência (subestação). O objetivo da varredura *backward* é atualizar as correntes de ramificação em cada seção, considerando as tensões de iteração anteriores em cada nó. Na segunda etapa (*forward*), os cálculos são processados com origem na barra de referência e com destino às extremidades do sistema, com o objetivo de calcular as tensões em cada nó. A ordem com que as barras (ou nós) são percorridas depende da metodologia adotada.

Como os alimentadores de distribuição possuem estrutura radial, as técnicas iterativas comumente usadas em estudos de fluxo de potência da rede de transmissão não são usadas devido às características de convergência serem limitadas. Com isso, Kersting (2017), em seu livro *Distribution System Modeling and Analysis*, apresenta uma técnica iterativa baseada no método *Backward/Forward Sweep* chamada de *Ladder Iterative Technique* (LIT), ou “técnica de escada”.

De acordo com Kersting (2017), pelo fato de que um alimentador de distribuição é radial, técnicas iterativas comumente usadas em estudos de fluxo de potência de redes de transmissão não são utilizadas devido às características de convergência inadequadas. Em vez disso, criou-se uma técnica iterativa chamada "*Ladder Iterative Technique*", especificamente projetada para um sistema radial.

Segundo Marchesan et al (2018), em LIT o sistema é percorrido ramal a ramal, migrando de um para outro sempre que um ponto de “junção” é encontrado. Um exemplo deste procedimento é ilustrado na Figura 7.

Figura 7 - Procedimento de varredura utilizando o LIT.



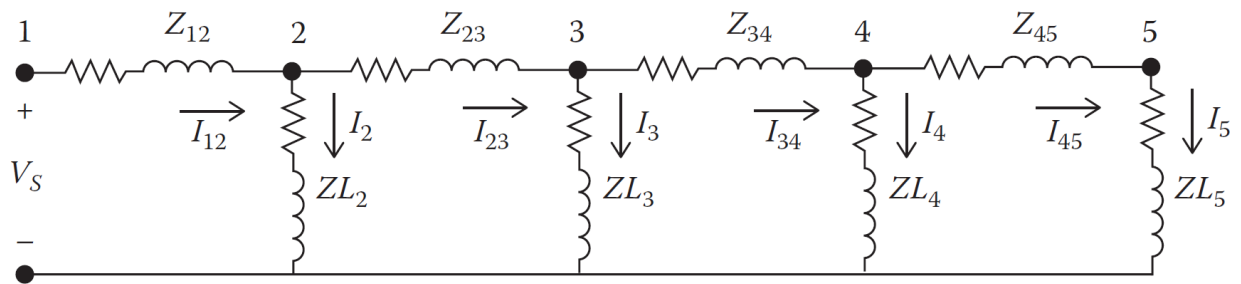
Fonte: Marchesan et al, 2018.

A ordem de varredura *backward/forward* para o LIT corresponde a: $13 \leftrightarrow 12 \leftrightarrow 11 \leftrightarrow 10 \leftrightarrow 6 \leftrightarrow 8 \leftrightarrow 9 \leftrightarrow 7 \leftrightarrow 5 \leftrightarrow 4 \leftrightarrow 3 \leftrightarrow 2 \leftrightarrow 1$.

2.4.1.1. Rede Linear

Uma modificação da teoria da rede "*ladder*" de sistemas lineares fornece uma técnica iterativa robusta para análise de fluxo de potência. Um alimentador de distribuição é não linear porque a maioria das cargas é assumida como sendo de potência constante em kW e kvar. No entanto, segundo Kersting (2017) a abordagem adotada para o sistema linear pode ser modificada para levar em conta as características não lineares do alimentador de distribuição. A Figura 8 mostra uma rede *ladder* linear.

Figura 8 - Rede Ladder Linear.



Fonte: Kersting (2027).

Para a rede *ladder*, é assumido que todas as impedâncias de linha e as impedâncias de carga são conhecidas, juntamente com a tensão (V_S) na fonte. A solução para esta rede é realizar o "*forward sweep*" (varredura para frente) calculando a tensão no nó 5 (V_5) em uma condição de carga nula. Com correntes de carga nulas, não há correntes de linha; portanto, a tensão calculada no nó 5 será igual à tensão especificada na fonte. O "*backward sweep*" (varredura para trás) começa calculando a corrente de carga no nó 5 (KERSTING, 2027). A corrente de carga I_5 é:

$$I_5 = \frac{V_5}{ZL_5} \quad (2.14)$$

Para este caso de "nó final", a corrente de linha I_{45} é igual à corrente de carga I_5 . O "*backward sweep*" continua aplicando a Lei das Tensões de Kirchhoff para calcular a tensão no nó 4:

$$V_4 = V_5 + Z_{45} \cdot I_{45} \quad (2.15)$$

A Lei das Tensões de Kirchhoff é aplicada para determinar a tensão do nó V_3 . O "*backward sweep*" continua até que uma tensão (V_1) tenha sido calculada na fonte. A tensão calculada V_1 é comparada à tensão especificada V_S . Haverá uma diferença entre essas duas tensões (KERSTING, 2017). A razão entre a tensão especificada e a tensão calculada pode ser determinada como:

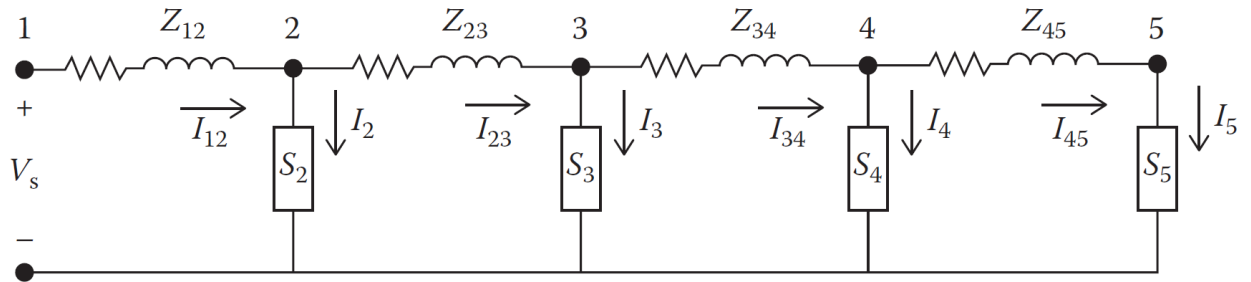
$$Ratio = \frac{V_S}{V_1} \quad (2.16)$$

De acordo com Kersting (2017), como a rede é linear, todas as correntes de linha e de carga e as tensões de nó na rede podem ser multiplicadas pelo fator de proporção para obter a solução final da rede.

2.3.1.2. Rede Não Linear

A rede linear na Figura 08 é modificada para uma rede não linear substituindo todas as impedâncias de carga constantes por cargas de potência complexa constantes, conforme mostrado na Figura 09 (KERSTING, 2017).

Figura 9 - Rede Não Linear.



Fonte: Kersting, 2017.

Assim como na rede linear, a "*forward sweep*" calcula a tensão no nó 5 assumindo carga nula. Como antes, a tensão no nó 5 (nó final) será igual à tensão especificada da fonte (KERSTING, 2017). Em geral, a corrente de carga em cada nó é calculada por:

$$I_n = \left(\frac{S_n}{V_n} \right)^* \quad (2.17)$$

Segundo Kersting (2017), o "*backward sweep*" determinará uma tensão de fonte calculada V_1 . Como no caso linear, esta primeira "iteração" produzirá uma tensão que não é igual à tensão de fonte especificada V_s . Como a rede é não linear, multiplicar correntes e tensões pelo quociente da tensão especificada pela tensão calculada não fornecerá a solução. A modificação mais direta usando a teoria da rede de escada é realizar uma "*forward sweep*". A varredura para frente começa usando a tensão de fonte especificada e as correntes de linha da varredura "*backward*" anterior. A Lei das Tensões de Kirchhoff é usada para calcular a tensão no nó 2 por:

$$V_2 = V_s - Z_{12} \cdot I_{12} \quad (2.18)$$

Este procedimento é repetido para cada segmento de linha até que uma nova tensão seja determinada no nó 5. Usando a nova tensão no nó 5, uma segunda varredura para trás é iniciada, o que levará a uma nova tensão calculada na fonte. Nesta versão modificada da técnica *Ladder*, a convergência é determinada calculando a razão da diferença entre as tensões nas iterações $n - 1$ e n e a tensão nominal de linha para neutro (KERSTING, 2017). A convergência é alcançada

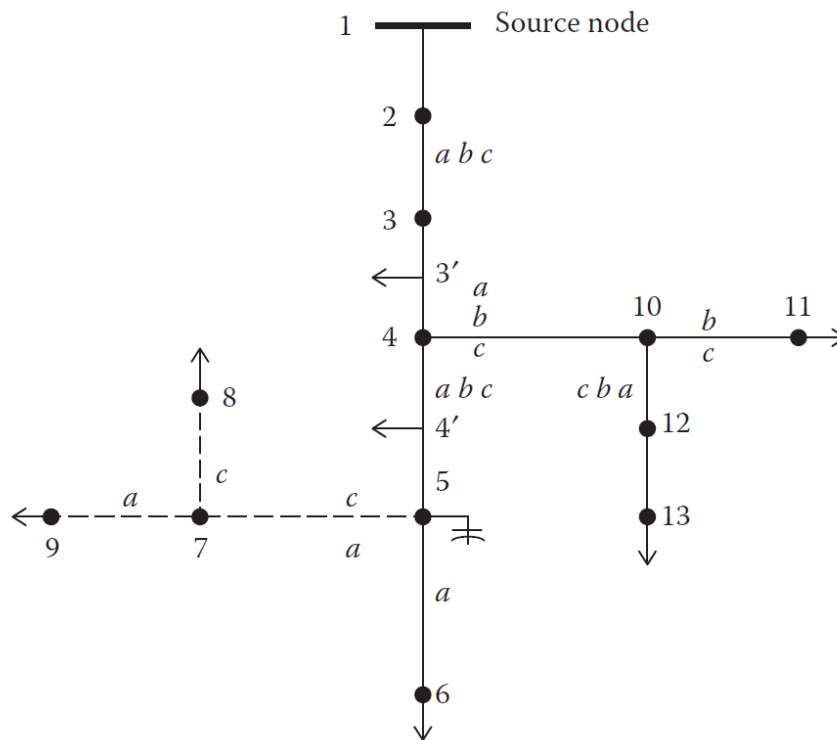
quando todas as tensões de fase em todos os nós satisfazem:

$$\frac{||V_n| - |V_{n-1}||}{V_{nominal}} \leq \text{tolerância especificada} \quad (2.19)$$

2.3.1.3. Alimentador Geral

De acordo com Kersting (2017), um alimentador típico de distribuição consistirá no "alimentador principal", com laterais conectadas ao alimentador principal e sublaterais conectadas às laterais, e assim por diante. A Figura 10 mostra um exemplo de um alimentador típico.

Figura 10 - Típico alimentador de distribuição.



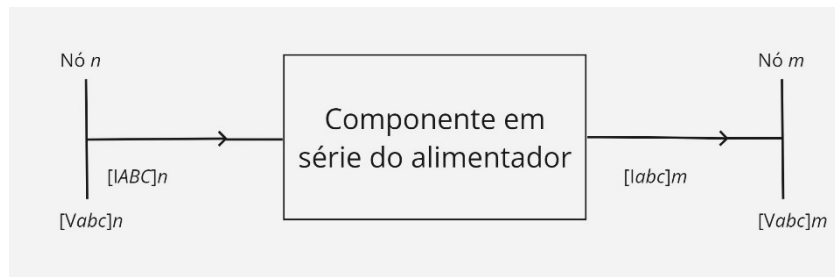
Fonte: Kersting, 2017.

Na figura acima, não há distinção quanto ao tipo de elemento conectado entre os nós. No entanto, a fase é mostrada. Todos os elementos em série (linhas, transformadores, reguladores)

podem ser representados pelo circuito na Figura 11. Observa-se na Figura 10 que as linhas entre os nós 3 e 4 e entre os nós 4 e 5 tem cargas "distribuídas" modeladas no meio das linhas. Conectar as cargas no centro foi apenas uma das três maneiras de modelar a carga. Um segundo método é colocar metade da carga em cada extremidade da linha. O terceiro método é colocar dois terços da carga a 25% do caminho até a linha a partir da extremidade de origem. O terço restante da carga é conectado no nó de recebimento. Este modelo "exato" fornece a queda de tensão correta ao longo da linha, além da perda de potência correta da linha (KERSTING, 2017).

Considerando o alimentador na Figura 11, todos os elementos (linhas, transformadores e reguladores) podem ser representados pelo circuito abaixo.

Figura 11 - Modelo de componente em série padrão do alimentador.



Fonte: Adaptado de Kersting, 2017.

Na etapa *backward* do método *Ladder* são calculados os fasores de tensão e de corrente em cada barra n do sistema a partir da barra m adjacente. No caso de barras n que são pontos de “junção”, adota-se a última tensão calculada a partir de todas as barras diretamente ligadas a ela e a corrente resultante da aplicação da Lei de Kirchhoff das Correntes. Já na etapa *forward*, os fasores de tensão nas barras m são calculados em função da tensão conhecida da barra n e da corrente calculada na etapa *backward* (KERSTING, 2017).

$$\text{Forward Sweep: } [V_{ABC}]_n = [A] \cdot [V_{abc}]_m + [B] \cdot [I_{abc}]_m \quad (2.20)$$

$$\text{Backward Sweep: } [I_{ABC}]_n = [c] \cdot [V_{abc}]_m + [d] \cdot [I_{abc}]_m \quad (2.21)$$

$$[I_{ABC}]_n = [d] \cdot [I_{abc}]_m \quad (2.22)$$

Onde $[V_{ABC}]_n$ é o vetor da tensão trifásica no nó mensageiro; $[V_{abc}]_m$ é o vetor da tensão trifásica no nó receptor; $[I_{ABC}]_n$ é o vetor de corrente de linha no nó mensageiro e $[I_{abc}]_m$ é o vetor de corrente de linha no nó receptor. De acordo com Kersting (2017), a matriz C é zero, exceto para linhas subterrâneas.

Em 2.22 é observado que a corrente no nó mensageiro é igual a corrente no nó receptor. As matrizes de coeficientes [A], [B], [C] e [D], são determinadas em função da modelagem dos elementos do sistema. Segundo Chang (2006):

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

$$B = [Z] = \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} & z_{13} \\ z_{21} & z_{22} & z_{23} \\ z_{31} & z_{32} & z_{33} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

$$C = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

$$D = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

De acordo com Kersting (2017), a matriz [C] será zero na maioria dos casos, mas as linhas subterrâneas longas serão a exceção. Também foi demonstrado que para o banco de transformadores em estrela-aterrada para delta, a equação de varredura reversa é:

O fluxograma que representa o LIT como procedimento do *backward/forwards sweep* é representado na Figura 12.

2.3.1.4. Somatório de Potências

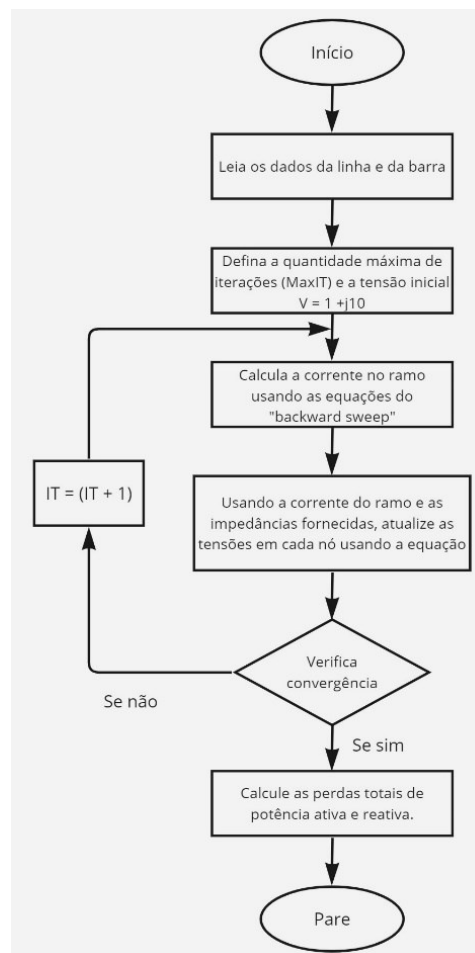
De acordo com Marchesan et al (2018), na etapa *backward* do método de Somatório de Potências, são calculadas as potências equivalentes de cada barra i na rede elétrica. Isso é feito

somando as potências equivalentes de todas as barras j adjacentes, além da própria potência da barra i e as perdas nas interconexões entre a barra i e as barras j conectadas a ela (Equação 2.27). No caso da potência reativa, a potência reativa *shunt* injetada na barra i também deve ser considerada na soma (Equação 2.28). Esse procedimento é realizado em cada fase do sistema.

$$P_i^{eq} = \sum P_j + P_i + \sum PL_{ij} \quad (2.27)$$

$$Q_i^{eq} = \sum Q_j + Q_i + \sum QL_{ij} + Q_i^{sh} \quad (2.28)$$

Figura 12 - Fluxograma do *Ladder Iterative Technique* (LIT).



Fonte: Adaptado de Jangid e Ghosh, 2017.

Na etapa *forward*, são calculados os módulos das tensões em cada barra j do sistema através da equação biquadrada abaixo:

$$AV_j^4 = BV_j^2 + C = 0 \quad (2.29)$$

No qual os coeficientes A, B e C são obtidos através das seguintes equações:

$$A = G_{ij}^2 + B_{ij}^2 = 0 \quad (2.30)$$

$$B = 2(P_j^{eq}G_{ij} - Q_j^{eq}B_{ij}) - y_{ij}^2V_i^2 = 0 \quad (2.31)$$

$$C = (P_j^{eq}) + (Q_j^{eq}) \quad (2.32)$$

Segundo Marchesan et al (2018), para considerar a influência das impedâncias mútuas, é necessário introduzir previamente fontes de tensão dependentes de corrente na barra i . Quanto ao ângulo de fase da tensão em cada barra j , ele é determinado pela expressão abaixo.

$$\delta_j = \delta_i + \theta_{ij} + \tan^{-1} \left(\frac{Q_j^{eq} - B_{ij}V_j^2}{P_j^{eq} + G_{ij}V_j^2} \right) \quad (2.33)$$

As perdas de potência são calculadas apenas ao final da primeira iteração, fornecendo dados para a próxima etapa *backward*. Esse cálculo é feito de forma matricial para incorporar diretamente a influência das impedâncias mútuas (MARCHESAN et al, 2028).

$$[I_{ij}] = [Y_{ij}] \cdot |[E_i] - [E_j]| + j[b_{sh}] \cdot [E_i] \quad (2.34)$$

$$[I_{ji}] = [Y_{ij}] \cdot |[E_j] - [E_i]| + j[b_{sh}] \cdot [E_j] \quad (2.35)$$

O restante do procedimento para determinar as perdas é realizado de forma independente para cada fase do sistema utilizando a expressão seguinte:

$$S_L = P_L + jQ_L = E_i I_{ij}^* + E_j I_{ji}^* \quad (2.36)$$

2.3.1.5. Somatório de correntes

Na etapa *backward* do método de Somatório de Correntes, os fasores de corrente em cada fase do ramo que conecta a barra i à barra adjacente j são calculados. Isso é feito somando as correntes injetadas na barra j aos fasores de corrente que fluem em todos os ramos de interligação entre a barra j e as k barras conectadas após ela (MARCHESAN et al, 2028).

$$I_{ij} = I_j + \sum I_{jk} \quad (2.37)$$

Durante a etapa *forward*, os fasores de tensão em cada barra j do sistema são calculados com base na tensão conhecida na barra i a montante e na queda de tensão entre as barras i e j (Equação 38). As perdas são determinadas no final do processo iterativo utilizando as equações (34), (35) e (36).

$$[E_j] = [E_i] - [Z_{ij}] \cdot [I_{ij}] \quad (2.38)$$

2.4. TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Segundo Kersting (2017), na maioria das subestações de distribuição, onde a tensão é transformada do nível de transmissão ou subtransmissão para o nível do alimentador de distribuição, o transformador da subestação será uma unidade trifásica, possivelmente com derivações sem carga de alta tensão e, talvez, com mudança de tap de carga de baixa tensão. Para um alimentador em estrela com quatro fios, a conexão de transformador de subestação mais comum é a delta-estrela aterrada.

Um alimentador delta trifásico geralmente terá uma conexão de transformador delta-delta na subestação. Bancos de transformadores trifásicos a jusante da subestação fornecerão a transformação final de tensão para a carga do cliente. Uma variedade de conexões de transformadores pode ser aplicada. A carga pode ser puramente trifásica ou uma combinação de carga monofásica de iluminação e uma carga trifásica, como um motor de indução. Na análise de um alimentador de distribuição, é importante que as várias conexões de transformadores trifásicos sejam modeladas corretamente (KERSTING, 2017).

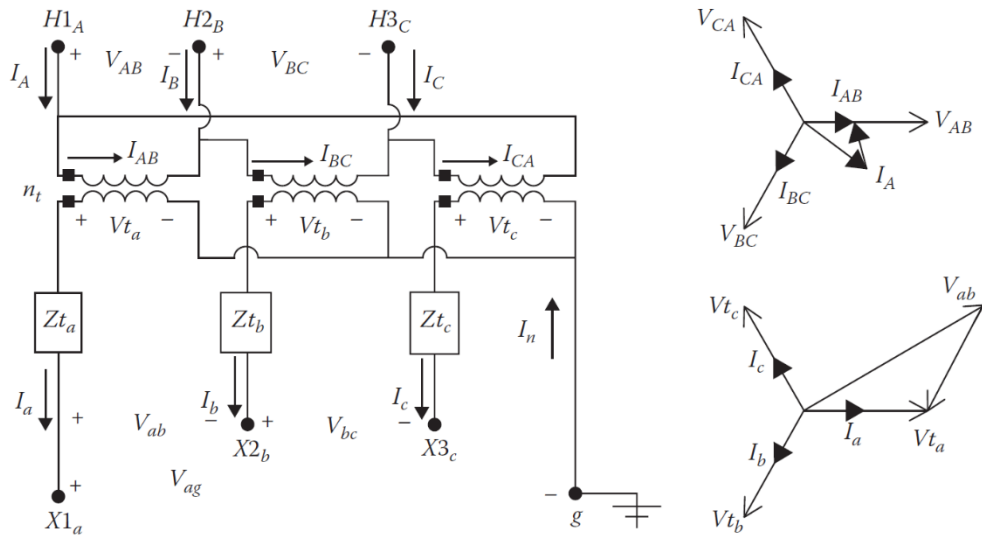
2.4.1. Transformador elevador Delta-estrela aterrado

A Figura 13 mostra o diagrama de conexão para o transformador delta-estrela aterrada de funcionando como elevador. Os diagramas de fasores sem carga para as tensões e correntes também são mostrados na Figura 13. Observa-se que a tensão de linha a linha do lado primário (alta tensão), de A para B, fica 30° defasada em relação à tensão de linha do lado secundário (baixa tensão), de a para b, e o mesmo pode ser dito para as correntes de linha do lado primário e secundário.

De acordo com Kersting (2017), as tensões de linha primárias (lado de baixa tensão) são dadas por:

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{t_a} \\ V_{t_b} \\ V_{t_c} \end{bmatrix} \cdot [VLL_{ABC}] = [AV] \cdot [V_{t_{ABC}}] \quad (2.39)$$

Figura 13 - Circuito equivalente do transformador elevador delta-estrela aterrado.



Fonte: Kersting (2017).

Onde V_{AB} , V_{BC} e V_{CA} são os fasores das tensões do trafo,

$$[AV] = n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

$$n_t = \frac{kVLL_{\text{primário}}}{kVLN_{\text{secundário}}} \quad (2.41)$$

As correntes no primário (delta) serão:

$$\begin{bmatrix} I_{AB} \\ I_{BC} \\ I_{CA} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \cdot [ID_{ABC}] = [AI] \cdot [I_{ABC}] \quad (2.42)$$

Onde:

$$[AI] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

As correntes de linha no primário serão:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{AB} \\ I_{BC} \\ I_{CA} \end{bmatrix} \cdot [I_{ABC}] = [Di] \cdot [ID_{ABC}] \quad (2.44)$$

Onde:

$$[Di] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

Considerando:

$$[A_t] = [AV]^{-1} \cdot [Dv] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

A matiz [A] do método *forward sweep* será:

$$[A_t] = [AV]^{-1} \cdot Di = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

Considerando a equação:

$$[B_t] = [Zt_{abc}] \cdot Di = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & -1 & Zt_c \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

As matriz [B] do método *forward sweep* será:

$$[B_t] = [Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & -1 & Zt_c \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

Considerando a equação:

$$[a_t] = [W][AV] = \frac{-n_t}{3} \begin{bmatrix} 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \\ 2 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

A matriz [a] do método *backward sweep* será:

$$[a_t] = [W][AV] = \frac{n_t}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

Considerando a equação:

$$[b_t] = [a_t] \cdot [Zt_{abc}] = \frac{-n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 2 \cdot Zt_b & Zt_c \\ Zt_a & 0 & 2 \cdot Zt_c \\ 2 \cdot Zt_a & Zt_b & 0 \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

A matriz [b] do método *backward sweep* será:

$$[b_t] = [a_t] \cdot [Zt_{abc}] = \frac{n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 \cdot Zt_a & Zt_b & 0 \\ 0 & 2 \cdot Zt_b & Zt_c \\ Zt_a & 0 & 2 \cdot Zt_c \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

Considerando a equação:

$$[d_t] = [D] \cdot [Ai] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.54)$$

A matriz [d] do método *sweep forward* será:

$$[d_t] = [Di] \cdot [AI] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

3. MODELAGEM DO DFIG

Neste capítulo, será explorada detalhadamente a modelagem em regime dinâmico e permanente do DFIG, utilizando o software ATP (*Alternative Transient Program*) como ferramenta principal. Serão abordados os principais aspectos teóricos, equações fundamentais e considerações práticas necessárias para sua representação precisa em estudos de simulação e análise de sistemas de energia eólica.

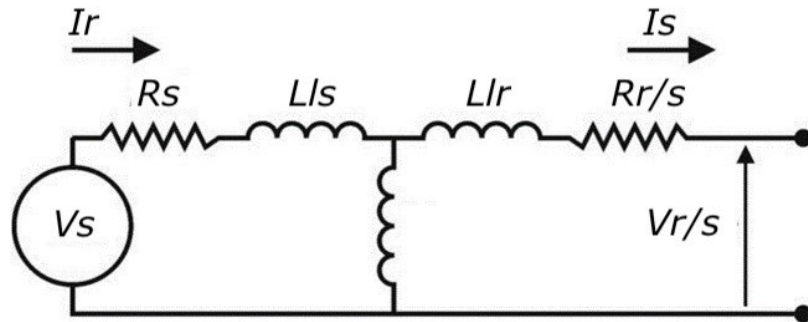
3.1. MODELAGEM DO DFIG EM REGIME PERMANENTE

Esta modelagem utiliza o modelo equivalente do DFIG para estado estacionário, pode ser modelado como um circuito no ATP ou matematicamente em qualquer programa de cálculo numérico. O objetivo é injetar correntes $I_{r_{abc}}$ no rotor calculadas com o algoritmo desenvolvido no Matlab com o método PSO utilizando o LIT e determinar a tensão resultante no mesmo.

A Figura 14 mostra o modelo equivalente para o estado estacionário do DFIG visto do lado do estator. Nela, observa-se que a tensão nos terminais e a resistência do rotor vistas pelo estator são afetadas pelo escorregamento. Por outro lado, a corrente do rotor é a mesma que veríamos no modelo detalhado. Portanto, se injetarmos as correntes do rotor $I_{r_{abc}}$ necessárias para produzir os valores de potência ativa e reativa desejados para o ponto inicial do aerogerador, pode-se determinar a tensão no nó do rotor necessária para inicializar o DFIG. É importante notar que nos circuitos das figuras 3 e 4, a defasagem entre o rotor e o estator deve ser considerado, o qual depende do tipo de conexão dos enrolamentos do DFIG (GUIDI-VENERDINI, MOMBELLO, 2018).

Onde V_s é tensão fase-neutro do estator, ω_s é frequência elétrica das tensões do estator, L_{ls} é a indutância de ligação do estator, L_{lr} é a indutância de ligação do rotor, L_m é a indutância de magnetização, R_s é a resistência do estator, R_r é a resistência do rotor, s é o escorregamento da máquina e t é a relação de transformação entre as tensões do estator e do rotor.

Figura 14 - Modelo equivalente convencional monofásico para o regime permanente do DFIG.



Fonte: Adaptado de Guidi-Venerdini, Mombello (2018).

É importante destacar que os parâmetros do DFIG para simulação no ATP incluem as resistências do estator, a indutância de magnetização, a indutância de ligação do estator, a resistência do rotor e a indutância de ligação do rotor referidas ao estator. Com base no circuito equivalente mostrado na Figura 14, pode-se observar que o DFIG é descrito pelas seguintes equações em regime permanente (ROCHA, 2023).

$$I_s = \left(\frac{S_s}{V_s} \right)^* \quad (3.1)$$

$$V_s = (R_s + j\omega_s L_{ls}) \cdot I_s + V_m \quad (3.2)$$

$$V_m t - \frac{I_r}{t} \left(\frac{R_r}{s} + j\omega_s L_{lr} \right) \cdot t^2 = V_r t/s \quad (3.3)$$

Sem conhecer a relação de transformação, é possível determinar as tensões e correntes da máquina em relação ao estator. Para isso, é simples perceber que o fator "t" pode ser eliminado da Equação 3.3, operando com as grandezas referidas ao rotor, enquanto a Equação 3.4 opera com as grandezas referidas ao estator (ROCHA, 2023).

$$V_m - I_r \left(\frac{R_r}{s} + j\omega_s L_{lr} \right) = V_r/s \quad (3.4)$$

Resolvendo o circuito da Figura 14:

$$L_r = L_m + L_{lr} \quad (3.5)$$

$$\omega_s = 2\pi f_s \quad (3.6)$$

$$X_m = \omega_s * L_m \quad (3.7)$$

$$Z_m = j * X_m \quad (3.8)$$

$$Z_{estator} = R_s + j * \omega_s * L_{ls} \quad (3.9)$$

$$Z_{rotor} = \frac{R_r}{s} + j * \omega_s * L_{lr} \quad (3.10)$$

As equações (3.11) a (3.12) determinam as matrizes de impedâncias do circuito (ROCHA, 2023).

$$Matriz_{RL} = \begin{bmatrix} Z_{estator} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{estator} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{estator} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$Matriz_{Rotor} = \begin{bmatrix} Z_{rotor} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{rotor} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{rotor} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$Matriz_{Xm} = \begin{bmatrix} \frac{1}{(j * X_m)} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{(j * X_m)} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{(j * X_m)} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Os valores de tensão e corrente no estator são definidos por:

$$\begin{bmatrix} V_{Al} \\ V_{Bl} \\ V_{Cl} \end{bmatrix} = V_{pico} \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \cdot \begin{bmatrix} e^{\frac{-j\pi}{2}} \\ \sqrt{2} \\ e^{\frac{j5\pi}{6}} \\ \sqrt{2} \\ e^{\frac{j\pi}{6}} \\ \sqrt{2} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$SA = SB = SC = \frac{P_r + j \cdot Q_r}{3} \quad (3.15)$$

$$\begin{bmatrix} I_{Al} \\ I_{Bl} \\ I_{Cl} \end{bmatrix} = \sqrt{2} \cdot \begin{bmatrix} \frac{SA}{V_{Al}} \\ \frac{SB}{V_{Bl}} \\ \frac{SC}{V_{Cl}} \end{bmatrix}^* \cdot \sqrt{2} \quad (3.16)$$

A tensão de fase na magnetização (V_{ABC}) e a corrente de linha do estator do DFIG (I_{ABC}) é defina por:

$$V_{ABC} = \begin{bmatrix} V_{Al} \\ V_{Bl} \\ V_{Cl} \end{bmatrix} \cdot \sqrt{2} + Matriz_{RL} \cdot \begin{bmatrix} I_{Al} \\ I_{Bl} \\ I_{Cl} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$I_{ABC} = \begin{bmatrix} I_{Al} \\ I_{Bl} \\ I_{Cl} \end{bmatrix} + Matriz_{Xm} \cdot \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

De acordo com Kersting (2017), as equações a seguir descrevem de forma trifásica a conexão Yd9 entre o estator e o rotor do DFIG. Elas representam as matrizes responsáveis por converter as tensões de linha em tensões de fase, baseadas nas transformações de componentes simétricas conforme definidas por Kersting (2017), e na matriz de transformação associada.

$$AV = \frac{1380}{\frac{V_{pico}}{\sqrt{3}}} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$W = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 2 & 0 & 2 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

$$V_{abc} = AV \cdot V_{ABC} \quad (3.21)$$

$$VLG_{abc} = W \cdot V_{ABC} \quad (3.22)$$

Transformando tensões e correntes para referencial do estator, temos:

$$I_{\Delta abc} = - \left(\frac{\frac{V_{pico}}{\sqrt{3}}}{1380} \right) \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

$$I_{abc} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot I_{\Delta abc} \quad (3.24)$$

$$V_{abc2}^r = VLG_{abc} - Matriz_{rotor} \cdot 4 \cdot I_{abc} \quad (3.25)$$

A equação (3.25) representa a operação em modo subsíncrono e tem comportamento diferente para o modo supersíncrono. Deve-se, então, fazer uma alteração de sinal na equação que representa o valor de V_{abc2}^r . Logo, respeitando a polaridade da tensão do rotor e o sentido dos fluxos de corrente, a equação será (ROCHA, 2023):

$$V_{abc2}^r = VLG_{abc} + Matriz_{rotor} \cdot 4 \cdot I_{abc} \quad (3.26)$$

Sendo assim, essas equações descrevem as operações em regime permanente em todos os modos de operação subsíncrono e supersíncrono. Vale salientar que durante a operação do modo supersíncrono ocorre uma alteração natural de sequência de fases, sendo necessárias alterações no ATP.

3.2. MODELAGEM DO DFIG EM REGIME DINÂMICO

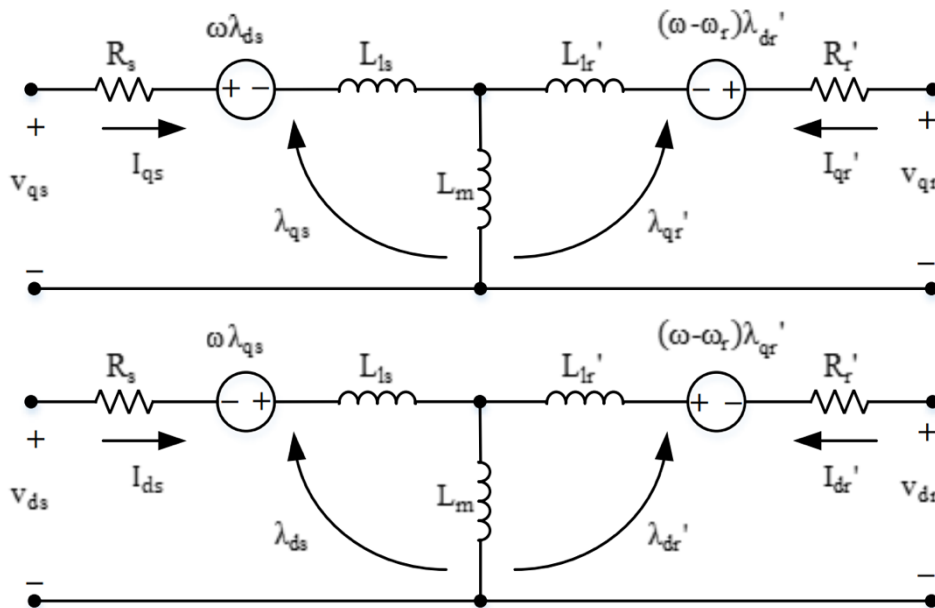
A modelagem dinâmica do DFIG desempenha um papel importante na análise e no controle eficaz de sistemas de energia eólica. Compreender o comportamento dinâmico deste componente permite avaliar sua resposta em diversas condições operacionais e otimizar seu desempenho para garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico. Por meio do modelo dinâmico é possível determinar em todos os momentos, o desempenho contínuo (não apenas em estado estacionário) das variáveis da máquina, como torque, correntes e fluxos, sob determinadas condições de tensão de alimentação.

Segundo Rocha (2018), a representação dinâmica abrangente do DFIG é construída com base nos modelos de eixo dq , conforme ilustrado na Figura 15. Para este modelo, são feitas várias suposições: não há perdas no ferro; os enrolamentos do estator e do rotor estão defasados em 120° e são idênticos; o entreferro é mantido constante; o circuito magnético é considerado ideal, sem saturação; e a distribuição da densidade de fluxo magnético no entreferro é radial e senoidal.

Segundo Krause et al (2002), as equações que descrevem as tensões trifásicas do estator e do rotor são dadas por:

$$v_{abcs} = R_s i_{abcs} + \frac{d\lambda_{abcs}}{dt} \quad (3.27)$$

Figura 15 - Circuito equivalente do DFIG no campo de referência arbitrário (a) eixo q; (b) eixo d.



Fonte: Rocha (2018).

$$v_{abcr} = R_s i_{abcr} + \frac{d\lambda_{abcr}}{dt} \quad (3.28)$$

Onde:

$$(v_{abcs})^T = [v_{as} \quad v_{bs} \quad v_{cs}] \quad (3.29)$$

$$(v_{abcr})^T = [v_{ar} \quad v_{br} \quad v_{cr}] \quad (3.30)$$

As equações (3.29) e (3.30) podem ser transformadas para o sistema em coordenadas dq , que no campo de referência arbitrário são dadas por (KRAUSE et al, 2002):

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \quad (3.31)$$

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + \omega \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \quad (3.31)$$

$$v_{qr}' = R_r' i_{qr}' + (\omega - \omega_r) \lambda_{dr}' + \frac{d\lambda_{qr}'}{dt} \quad (3.33)$$

$$v_{dr}' = R_r' i_{dr}' - (\omega - \omega_r) \lambda_{qr}' + \frac{d\lambda_{dr}'}{dt} \quad (3.33)$$

Segundo Krause et al (2002), embora o comportamento da máquina de indução possa ser descrito em qualquer campo de referência, geralmente são utilizados três: o campo de referência estacionário ($\omega = 0$), o campo de referência síncrono ($\omega = \omega_s$) e o campo de referência do rotor ($\omega = \omega_r$). A escolha do campo de referência depende das condições de operação. Para as aplicações abordadas neste estudo, o campo de referência síncrono se mostra mais apropriado. Isso se deve ao fato de que as funções de transferência usadas para análises de sistemas de controle são derivadas das equações de tensão expressas nesse campo. Além disso, o campo de referência síncrono é particularmente conveniente para investigar as características dinâmicas da máquina de indução em programas de computador utilizados para análise transitória e estabilidade dinâmica de sistemas de potência. Assim, as equações (3.31) a (3.33) podem ser reescritas como:

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \quad (3.34)$$

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \quad (3.35)$$

$$v_{qr}' = R_r' i_{qr}' + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr}' + \frac{d\lambda_{qr}'}{dt} \quad (3.36)$$

$$v_{dr}' = R_r' i_{dr}' - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr}' + \frac{d\lambda_{dr}'}{dt} \quad (3.37)$$

No qual:

$$(\omega_s - \omega_r) = \omega_{slip} \quad (3.38)$$

As equações dos fluxos magnéticos são dadas em função das indutâncias e correntes da máquina, conforme a seguir (KRAUSE et al, 2002):

$$\lambda_{qr} = L_{1s} i_{qs} + L_m (i_{qs} + i_{qr}') \quad (3.39)$$

$$\lambda_{ds} = L_{1s} i_{ds} + L_m (i_{ds} + i_{dr}') \quad (3.40)$$

$$\lambda_{qr}' = L_{1r}' i_{qr}' + L_m (i_{qs} + i_{qr}') \quad (3.41)$$

$$\lambda_{dr}' = L_{1r}' i_{dr}' + L_m (i_{ds} + i_{dr}') \quad (3.42)$$

Onde:

$$L_s = L_{1s} + L_m \quad (3.43)$$

$$L_r' = L_{1r}' + L_m \quad (3.44)$$

Substituindo as equações (3.43) e (3.44) nas equações (3.39) a (3.42):

$$\lambda_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr}' \quad (3.45)$$

$$\lambda_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr}' \quad (3.46)$$

$$\lambda_{qr}' = L_r' i_{qr}' + L_m i_{qs} \quad (3.47)$$

$$\lambda_{dr}' = L_r' i_{dr}' + L_m i_{ds} \quad (3.48)$$

Substituindo (3.45) em (3.34) e (3.46) em (3.48);

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + L_s \frac{di_{qs}}{dt} + L_m \frac{di_{qr}'}{dt} \quad (3.49)$$

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + L_s \frac{di_{ds}}{dt} + L_m \frac{di_{dr}'}{dt} \quad (3.50)$$

De forma análoga, substituindo (3.47) em (3.36) e (3.48) em (3.37):

$$v_{qr}' = R_r' i_{qr}' + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr}' + L_r' \frac{di_{qr}'}{dt} + L_m \frac{di_{qs}}{dt} \quad (3.51)$$

$$v_{dr}' = R_r' i_{dr}' + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr}' + L_r' \frac{di_{dr}'}{dt} + L_m \frac{di_{ds}}{dt} \quad (3.52)$$

Uma abordagem conveniente é expressar as equações (3.34) a (3.48) em termos de reatâncias, considerando que a maioria dos parâmetros de máquinas em sistemas de potência são fornecidos em ohms ou em relação à impedância base (KRAUSE et al, 2002). Logo,

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{\omega_s}{\omega_b} \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (3.53)$$

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \frac{\omega_s}{\omega_b} \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (3.54)$$

$$v'_{qr} = R_r' i_{qr}' + \frac{(\omega_s - \omega_r)\psi_{dr}'}{\omega_b} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{qr}'}{dt} \quad (3.55)$$

$$v'_{dr} = R_r' i_{dr}' - \frac{(\omega_s - \omega_r)\psi_{qr}'}{\omega_b} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{dr}'}{dt} \quad (3.56)$$

$$\psi_{qs} = X_s i_{qs} + X_m i_{qr}' \quad (3.57)$$

$$\psi_{ds} = X_s i_{ds} + X_m i_{dr}' \quad (3.58)$$

$$\psi_{qr}' = X_r' i_{qr}' + X_m i_{qs} \quad (3.59)$$

$$\psi_{dr}' = X_r' i_{dr}' + X_m i_{ds} \quad (3.60)$$

Se as correntes forem selecionadas como variáveis independentes, substituindo as equações de fluxo, (3.57) a (3.60), em (3.53) a (3.56), as equações das tensões são dadas por (KRAUSE et al, 2002):

$$\begin{bmatrix} v_{qs} \\ v_{ds} \\ v_{qr}' \\ v_{dr}' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s + \frac{pX_s}{\omega_b} & \frac{\omega_s X_s}{\omega_b} & \frac{pX_m}{\omega_b} & \frac{\omega_s X_m}{\omega_b} \\ -\frac{\omega_s X_s}{\omega_b} & R_s + \frac{pX_s}{\omega_b} & -\frac{\omega_s X_m}{\omega_b} & \frac{pX_m}{\omega_b} \\ \frac{pX_m}{\omega_b} & \frac{\omega_{slip} X_m}{\omega_b} & R_r' + \frac{pX_r'}{\omega_b} & \frac{\omega_{slip} X_r'}{\omega_b} \\ -\frac{\omega_{slip} X_m}{\omega_b} & \frac{pX_m}{\omega_b} & -\frac{\omega_{slip} X_r'}{\omega_b} & R_r' + \frac{pX_r'}{\omega_b} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{qs} \\ i_{ds} \\ i_{qr}' \\ i_{dr}' \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

O torque eletromagnético desenvolvido pela máquina é definido por:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) (\lambda_{ds} i_{qs} - \lambda_{qs} i_{ds}) \quad (3.62)$$

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) \left(\frac{1}{\omega_b}\right) (\psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}) \quad (3.63)$$

As potências ativas e reativas do estator e do rotor podem ser definidas como (KRAUSE et al, 2002):

$$P_s = \frac{3}{2}(v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}) \quad (3.64)$$

$$Q_s = \frac{3}{2}(v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs}) \quad (3.65)$$

$$P_r = \frac{3}{2}(v_{dr}'i_{dr}' + v_{qr}'i_{qr}') \quad (3.66)$$

$$Q_r = \frac{3}{2}(v_{qr}'i_{dr}' - v_{dr}'i_{qr}') \quad (3.67)$$

4. APLICAÇÃO DA PSO PARA SOLUÇÃO DE PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Nesta seção, será utilizado o algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO) para solução do problema do fluxo de carga monofásico em um sistema de 3 barras oriundo do exemplo 10.6 presente no livro *Power System Analysis* (BERGEN, 2009). Em seguida, o algoritmo é adaptado para aplicação no problema do fluxo de carga trifásico. Na Figura 16 é apresentado o algoritmo da PSO implementado no Matlab e segue em anexo junto a esse trabalho com o nome “cpso.m” (ANEXO I).

Figura 16 - Algoritmo da PSO.

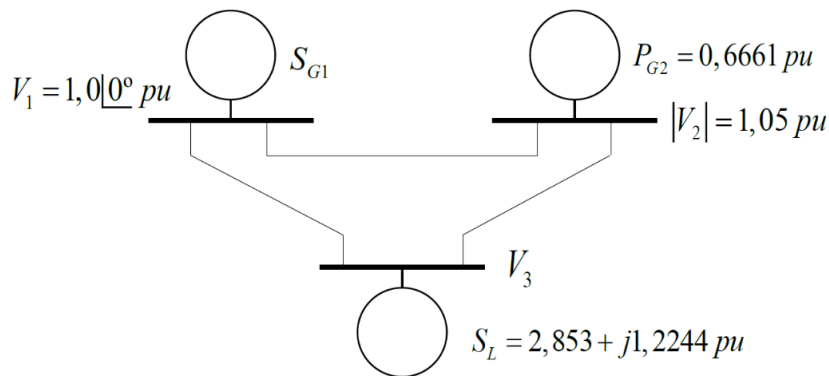
- 1º Inicializar os parâmetros ω_{max} , ω_{min} , c_1 e c_2
- 2º Inicializar a população de partículas possuindo posições X e V
- 3º Fazer $k = 1$
- 4º Calcular as aptidões das partículas $F_i^k = f(X_i^k), \forall_i$
- 5º Fazer $Pbest_i^k = X_i^k, \forall_i$
- 6º Atualizar ω através da equação (1.6) ou (1.7)
- 7º Atualiza posições e velocidades com as Equações (1.4) e (1.5)
- 8º Calcula a aptidão $F_i^{k+1} = f(X_i^{k+1}), \forall_i$
- 9º Se $F_i^{k+1} < F_i^k$, então $Pbest_i^{k+1} = X_i^{k+1}$, caso contrário $Pbest_i^{k+1} = Pbest_i^k$
- 10º Se $\min\{F^{k+1}\} < Gbest^k$, então $Gbest^{k+1} = \min\{F^{k+1}\}$, caso contrário $Gbest^{k+1} = Gbest^k$
- 11º Se $k < Ite_{max}$, então $k = k + 1$ e retorne ao 6º passo
- 12º Imprima $Gbest^k$

Fonte: Adaptado de Lemos, 2018.

4.1. FLUXO DE CARGA MONOFÁSICO

Para o fluxo de carga monofásico, o algoritmo PSO foi aplicado para solução do sistema apresentado na Figura 18:

Figura 17 - Sistema de 3 barras.



Fonte: Bergen, 2009.

A admitância para o sistema acima é dada por:

$$[Y_{bus}] = \begin{bmatrix} -j19,98 & j10 & j10 \\ j10 & -j19,98 & j10 \\ j10 & j10 & -j19,98 \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

O barramento 1 é o barramento de referência. O barramento 2 é o barramento P, $|V|$. O barramento 3 é o barramento P, Q. Será usado o método de Newton-Raphson para solução. $|V_2|$ é dado, simplificando a computação. As variáveis desconhecidas implícitas são θ_2 , θ_3 e $|V_3|$. Logo, o Jacobiano será uma matriz 3x3.

Considerando (BERGEN, 2009):

$$P_i(x) \triangleq \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [S_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)] \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4.2)$$

$$Q_i(x) \triangleq \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [S_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4.3)$$

Onde: n é o número de nós; V_i e V_k são as tensões nos nós; S_{ik} é a condutância entre os nós i e k e θ_i e θ_k são os ângulos dos nós i e k respectivamente. Sendo assim,

$$\begin{aligned} P_2(x) &= |V_2||V_1|B_{21}\sin(\theta_2 - \theta_1) + |V_2||V_3|B_{23}\sin(\theta_2 - \theta_3) \\ &= 10.2\sin(\theta_2) + 10.5|V_3|\sin(\theta_2 - \theta_3) \end{aligned} \quad (4.4)$$

$$\begin{aligned} P_3(x) &= |V_3||V_1|B_{31}\sin(\theta_3 - \theta_1) + |V_3||V_2|B_{32}\sin(\theta_3 - \theta_2) \\ &= 10|V_3|\sin(\theta_3) + 10.5|V_3|\sin(\theta_3 - \theta_2) \end{aligned} \quad (4.5)$$

Conhecendo $|V_2|$, elimina-se a equação envolvendo $Q_2(x)$. Necessitando da equação com $Q_3(x)$ para encontrar $|V_3|$.

$$\begin{aligned} Q_3(x) &= -[|V_3||V_1|B_{31}\cos(\theta_3 - \theta_1) + |V_3||V_2|B_{32}\cos(\theta_3 - \theta_2) + |V_3|^2B_{33}] \\ &= [-10|V_3|\cos(\theta_3) + 10.5|V_3|\cos(\theta_3 - \theta_2) - 19.98|V_3|^2] \end{aligned} \quad (4.6)$$

O vetor desconhecido será:

$$x = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ |V_3| \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Como $P_2 = P_{G2} = 0,6661$, $P_3 = -P_{D3} = -2,8653$ e $Q_3 = -Q_{D3} = -1,2244$; Essas equações permanecem constantes durante todo o processo de iteração. Segundo Bergen (2009), é possível considerar os ângulos $\theta_2^0 = \theta_3^0 = 0$ e $|V_3| = 1,0$. Com isso, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix}^0 = \begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \\ Q_3 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_2(x^0) \\ P_3(x^0) \\ Q_3(x^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,6661 \\ -2,8653 \\ -1,2244 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -0,52 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,6661 \\ -2,8653 \\ -0,7044 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Podendo as equações de resíduo de potência serem reescritas como:

$$\begin{cases} \Delta P_2 = 0,6661 - 10,5\sin(\theta_2) - 10,5V_3\sin(\theta_2 - \theta_3) \\ \Delta P_3 = -2,8653 - 10V_3\sin(\theta_3) - 10,5V_3\sin(\theta_3 - \theta_2) \\ \Delta Q_3 = -1,2244 + 10V_3\cos(\theta_3) + 10,5V_3\cos(\theta_3 - \theta_2) - 19,98V_3 \end{cases} \quad (4.9)$$

A partir das equações acima é possível determinar a função objetivo para o problema:

$$f = \Delta P_2^2 + \Delta P_3^2 + \Delta Q_3^2 \quad (4.10)$$

Para a solução do fluxo de carga, foi utilizado o algoritmo PSO adaptado, incluindo parâmetros para melhorar a descrição do problema e suas características de convergência. Na Figura 18 são apresentados os referidos parâmetros e suas respectivas descrições.

Para resolução do fluxo de carga monofásico, foi utilizado o algoritmo adaptado nomeado “cpso.m”, no qual há o algoritmo da PSO propriamente dito. Esse arquivo não deve ser removido do diretório nem modificado pelo usuário. Há outros dois algoritmos de suporte. O primeiro arquivo, intitulado "MainProgram.m", desempenha um papel importante na entrada de dados do problema, onde são definidos os parâmetros da PSO (linhas 5 a 18 da Figura 5) e a função objetivo (linha 4 da Figura 5). É por meio do arquivo "MainProgram.m" que o algoritmo deve ser executado. Já o segundo arquivo, denominado "objfunction.m", contém a função objetivo do problema.

Figura 18 - Parâmetros do PSO adaptados para o problema do fluxo de carga monofásico.

%% Definição do problema		
problem.CostFunction=@(x) objf_mpfps(x);	% Função custo	
problem.nV=1;	% Número de variáveis do tipo tensão	
problem.nTheta=2;	% Número de variáveis do tipo ângulo	
problem.VMin= 0.8;	% Limite inferior de tensão	
problem.VMax= 1.05;	% Limite superior de tensão	
problem.AMin=-0.25*pi;	% Limite inferior de ângulo	
problem.AMax= 0.25*pi;	% Limite superior de ângulo	
%% Parâmetros da PSO		
params.MaxIt= 50;	% Número máximo de iterações	
params.nPop= 50;	% Tamanho da população	
params.w = 1;	% Coeficiente de inercia	
params.c1= 2;	% Coeficiente de aceleração pessoal	
params.c2= 2;	% Coeficiente de aceleração social	
params.wdamp=0.99;	% Coeficiente de amortecimento de w	
params.Kv=0.1;	% Coeficiente de velocidade máxima	
params.ShowItInfo=false;	% Mostra Infos de cada iteração	

Fonte: Autoria própria.

Os parâmetros utilizados da PSO são:

Tabela 1 - Parâmetros da PSO.

Parâmetros da PSO	
Max. Número de iterações (MaxIter)	50
Tamanho da população	50
Coeficiente de inércia (ω)	1

Coefficiente de aceleração pessoal (c_1)	2
Coefficiente de aceleração social (c_2)	2
Coefficiente de amortecimento de ω	0,99
Coefficiente de Velocidade máx	0,1

Fonte: Autoria própria.

Após execução do algoritmo para a função objetivo definida pela Equação (3.10), foi possível obter os resultados listados na Tabela. O tempo de execução foi de 0,2226 segundos, com uma precisão na ordem de 5×10^{-6} .

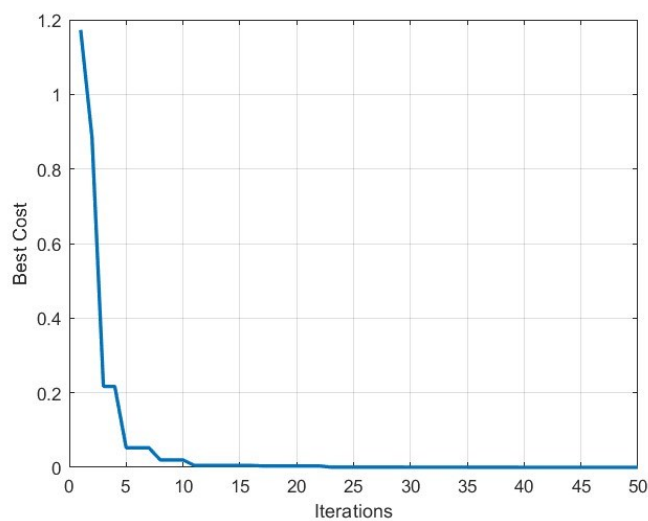
Tabela 2 - Resultado do fluxo de carga obtido para o sistema do fluxo de carga monofásico.

Variável	Resultado
θ_2	-3,0682°
θ_3	-10,0137°
V_3	0,9507 pu

Fonte: autoria própria.

Na Figura 19 é apresentada a curva de convergência correspondente à execução que forneceu os resultados da Tabela 2.

Figura 19 - Convergência do algoritmo na solução da Equação (3.10).

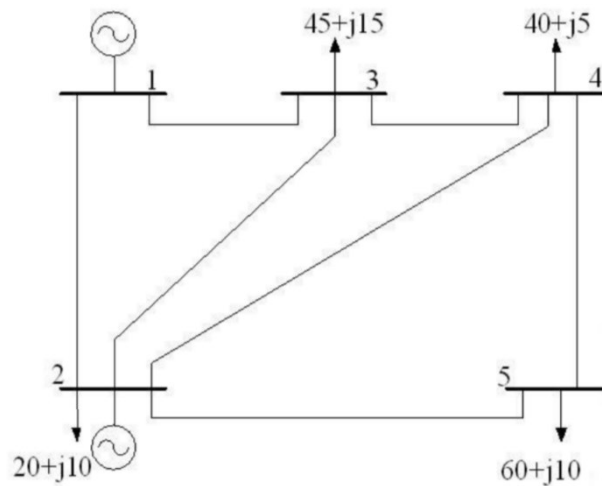


Fonte: Autoria própria.

4.2. FLUXO DE CARGA TRIFÁSICO

Para solução do fluxo de carga trifásico, a metodologia proposta neste trabalho é verificada no “*IEEE 5 Bus System*”, cuja representação do diagrama unifilar está indicada na Figura 20.

Figura 20 - Digrama unifilar do IEEE 5 *Bus System*.



Fonte: Mohan e Vidya (2016).

Mohan e Vidya (2016) utilizaram um sistema de 5 barras do IEEE para construção e coleta de dados estatísticos para um novo sistema, baseado no conceito de aprendizado de máquina. O modelo foi utilizado para estudar o comportamento transitório sob distúrbios fornecidos, e os dados antes e depois do distúrbio foram coletados como dados brutos para a modelagem do sistema transitório usando aprendizado de máquina.

O sistema consiste em duas barras de geração, três barras de carga e sete linhas. O sistema é implementado e simulado usando a plataforma Matlab/Simulink, e os valores de estado estacionário são coletados como dados brutos. Os dados dos nós e das linhas do sistema de 5 barras do IEEE estão apresentados nas Tabelas 3 e 4, respectivamente.

Pela complexidade do problema do sistema de 5 barras do IEEE, foram criados 3 algoritmos para solução do problema utilizando o PSO para a solução do fluxo de carga trifásico.

O arquivo “MainProgram.m” (ANEXO II) é responsável pela entrada dos parâmetros da PSO e dados do problema, que incluem os limites de variação das variáveis, matrizes de admitâncias do sistema, potências especificadas etc. O algoritmo deve ser executado através desse arquivo.

Tabela 3 - Dados das barras para o sistema.

Barra	Tensão na barra	Geração		Carga	
		MW	MVar	MW	MVar
1	1,06 + j0,0	0	0	0	0
2	1,06 + j0,0	40	30	20	10
3	1,06 + j0,0	0	0	45	15
4	1,06 + j0,0	0	0	40	5
5	1,06 + j0,0	0	0	60	10

Fonte: Adaptado de Mohan e Vidya (2016).

Tabela 4 - Dados da linha para o sistema.

Linha	Impedância da linha		Carga
	R (pu)	X (pu)	MW
1-2	0,02	0,06	0,0 + j0,03
1-3	0,08	0,24	0,0 + j0,025
2-3	0,06	0,25	0,0 + j0,02
2-4	0,06	0,18	0,0 + j0,02
2-5	0,04	0,12	0,0 + j0,0015
3-4	0,01	0,03	0,0 + j0,01
4-5	0,08	0,24	0,0 + j0,025

Fonte: Adaptado de Mohan e Vidya (2016).

O arquivo “obfassembler.m” (ANEXO III) tem a função especialmente desenvolvida para montar a função objetivo do problema (5 barras) conforme a seguinte equação:

$$f = \sum_i^n [\Delta P_i^2 + \Delta Q_i^2] \quad (4.11)$$

Já o arquivo “cpso.m” contém o algoritmo da PSO propriamente dito.

Ao executar o algoritmo, foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 5.

O tempo de execução do algoritmo foi de 936,5148 s para uma precisão da ordem de 10^{-6} .

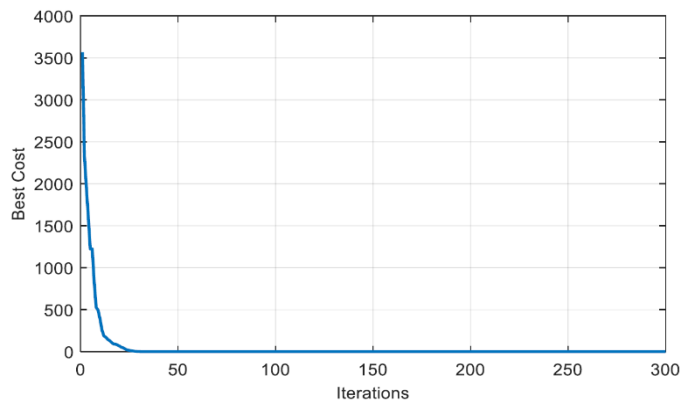
A curva de convergência correspondente aos resultados apresentados na Tabela 3 é representada pela Figura 21.

Tabela 5 - Resultado do fluxo de carga obtido para o sistema do fluxo de carga trifásico.

Barra	Tensão	
	(V)	(deg)
1	1,1096	0
2	1,1021	-1,3112
3	1,0778	-3,6147
4	1,0778	-3,8526
5	1,0731	-4,4238

Fonte: Autoria própria.

Figura 21 - Curva de convergência obtida na solução do fluxo de carga para o sistema IEEE 5 barras.



Fonte: Autoria própria.

5. SIMULAÇÃO DO DFIG

Para demonstrar o comportamento dos métodos analisados, foi considerado o sistema mostrado na Figura 22, na qual a modelagem de todas as partes do sistema foi realizada de acordo com os cálculos e teorias apresentados até esta seção atual.

De acordo com Machesan et al (2018), o modelo da linha de distribuição pode ser expresso por uma matriz quadrada de ordem 3 com os elementos em série e outra matriz com os elementos em derivação. Para representar ramos trifásicos, um valor alto deve ser usado para a impedância da fase inexistente e um valor nulo para os acoplamentos mútuos e em derivação com essa fase. Essas matrizes são diretamente utilizadas pelo método *Ladder Iterative Technique* (LIT) nos passos *backward/forward*. Nesse trabalho, duas linhas de distribuição foram usadas com os seguintes parâmetros:

$$Z_{LT1} = \begin{bmatrix} 0,0029 + 0,0103j & 0,0007 + 0,0062j & 0,0007 + 0,0053j \\ 0,0007 + 0,0062j & 0,0029 + 0,0103j & 0,0007 + 0,0057j \\ 0,0007 + 0,0053j & 0,0007 + 0,0057j & 0,0029 + 0,0103j \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

$$Z_{LT2} = \begin{bmatrix} 0,0376 + 0,0885j & 0,0128 + 0,0412j & 0,0126 + 0,0316j \\ 0,0128 + 0,0412j & 0,0383 + 0,0860j & 0,0130 + 0,0348j \\ 0,0126 + 0,0316j & 0,0130 + 0,0348j & 0,0379 + 0,0874j \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Onde LT1 tem 2000m de extensão e LT2 tem 2500m e ao final da linha apresenta uma fonte trifásica de 22kV.

Um DFIG foi introduzido em uma rede com duas linhas de distribuição (Equações 5.1 e 5.2). A Tabela 6 apresenta os principais parâmetros de modelagem considerados na simulação do DFIG, retirados do sistema previamente desenvolvido no ATP.

Tabela 6 - Parâmetros do sistema modelado no ATP.

Parâmetros do DFIG	
Potência da Turbina	Variável
Número de polos	4
Frequência nominal	50Hz
Resistência do estator (R_s)	0.0027 Ω
Indutância do estator (L_s)	0.0795mH
Resistência do Rotor (R_r)	0.0022 Ω
Indutância do Rotor (L_r)	0.146 mH
Indutância de Magnetização (L_m)	1.38 H
Escorregamento (subsíncrono) (s)	10%
Escorregamento (supersíncrono) (s)	-2%
Conexão do rotor-estator	Yd9

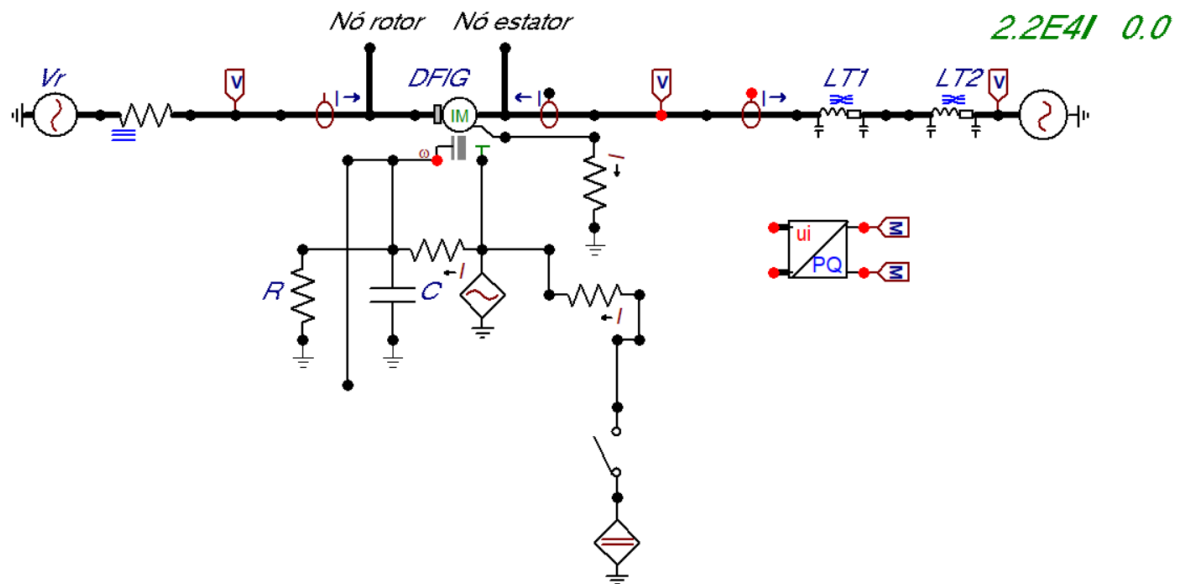
Fonte: Autoria própria.

5.1. SIMULAÇÃO DO DFIG EM REGIME PERMANENTE NO ATP

O modelo utilizado neste trabalho requer como dados de entrada, além dos parâmetros próprios da máquina, as tensões dos enrolamentos do estator e do rotor e o torque mecânico. Com base nesses dados de entrada, o modelo calcula o torque eletromagnético, a velocidade angular e o ângulo do rotor, entre outras variáveis internas, como fluxo magnético e correntes em todos os

enrolamentos (GUIDI-VENERDINI e MOMBELLO, 2018). O circuito montado no ATP com o DFIG no modo subsíncrono é apresentado na Figura 22.

Figura 22 - DFIG no modo subsíncrono no ATP.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 23 representa a energização de partida do DFIG no modo supersíncrono. No ATP existe uma defasagem de 90° entre as bobinas do estator e as bobinas do rotor no DFIG.

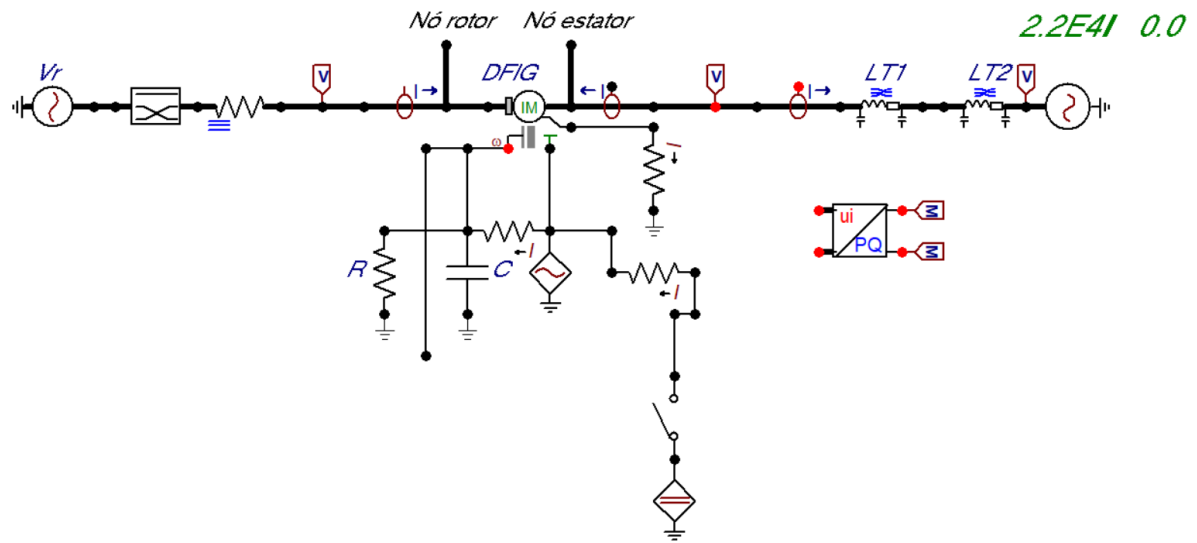
Figura 23 - Bloco para operação no modo supersíncrono.



Fonte: Autoria Própria.

O software utiliza o modo de conexão das bobinas do DFIG com o estator ligado em estrela e o rotor ligado em delta, usando a conexão Yd9. Logo, é necessário a conexão do bloco de transposição de fases caso o DFIG trabalhe no modo supersíncrono, pois quando a máquina passa do modo subsíncrono para o modo supersíncrono há uma inversão natural na sequência de fases. O circuito montado no ATP para o DFIG no modo supersíncrono é representado na Figura 24.

Figura 24 - DFIG no modo supersíncrono no ATP.

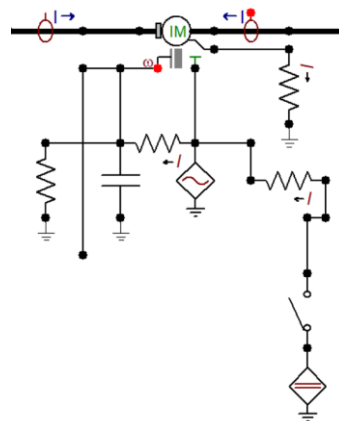


Fonte: Autoria própria.

Para representar o DFIG, foi utilizado um Modelo de Máquina Universal Tipo 4 (UM_4) do ATPDraw, que é um modelo de máquina assíncrona com rotor bobinado. Na Figura 25 é apresentado o circuito mecânico do DFIG, com as velocidades e regimes de funcionamento dimensionados de acordo com o projeto.

Como o gerador, nessa configuração, funciona sem conversor eletrônico, a tensão no rotor controla a potência do estator. Dessa forma, dada a *microgrid* da Figura 22 e 24, deve-se determinar a tensão de alimentação do gerador para que se obtenha níveis de potência ativa e reativa determinadas no estator. Para isso, será utilizado o PSO (ANEXO II) para determinar a tensão no rotor com a utilização do método fecha-malha (malha do DFIG e do sistema de potência).

Figura 25 - Modelagem mecânica do DFIG.



Fonte: Autoria própria.

A função objetivo da PSO (ANEXO IV) determina que a potência ativa e reativa especificadas na saída do estator entram no cálculo da queda de tensão do DFIG para determinar a tensão do rotor. Sendo assim, no processo da PSO, a população vai sendo testada na medida que são geradas nas iterações e os candidatos mais “aptos” serão aqueles que determinarão a tensão do rotor para a potência ativa e reativa especificadas na saída. Simultaneamente, duas malhas estão sendo testadas: a malha do DFIG e a malha do sistema de potência para fazer o fecha-malha e verificar a conexão entre os dois circuitos. Os parâmetros utilizados da PSO para esse caso são:

Tabela 7 - Parâmetros da PSO na solução de P_s do DFIG.

Parâmetros da PSO	
Max. Número de iterações (Max_{iter})	100
Tamanho da população	5000
Coefficiente de inércia (ω)	0,5
Coefficiente de aceleração pessoal (c_1)	2
Coefficiente de aceleração social (c_2)	2
Coefficiente de amortecimento de ω	0,99
Coefficiente de Velocidade máx	0,1

Fonte: Autoria própria.

Dessa forma, para o circuito em questão, serão verificados quatro valores de potência do estator, com a fonte de tensão de 22kV na PSO implementada utilizando o método LIT no MATLAB. Esses valores (resultados da melhor solução ao final das iterações), serão utilizados no ATP para determinar a tensão do gerador e verificar se os valores de potência satisfazem os determinados para o estator.

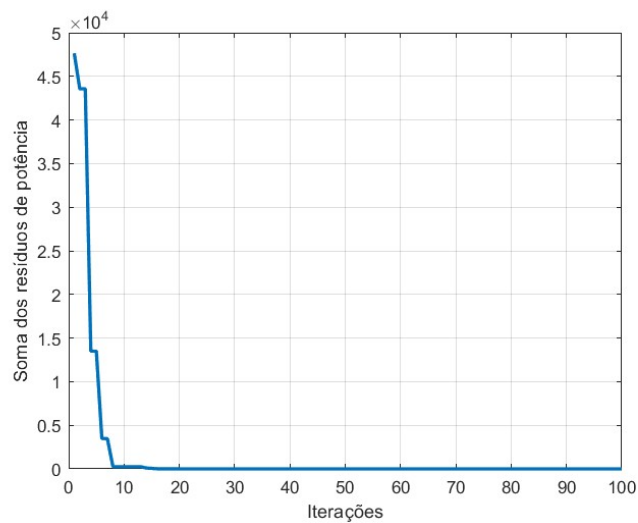
Serão testados valores para potência ativa no estator de 10MW, 15MW, 20MW e 30MW para o modo subsíncrono e supersíncrono.

6. RESULTADOS

6.1. SIMULAÇÃO DO SISTEMA EM MODO SUPERSÍNCRONO

Os dados simulados no ATP e MATLAB, através das equações mencionadas em modo supersíncrono com funcionamento da máquina em regime permanente podem ser vistos nas Figuras 26 a 37 e Tabela 8.

Figura 26 - Convergência da PSO para $P_S = 10\text{MW}$ no modo supersíncrono.



Fonte: Autoria própria.

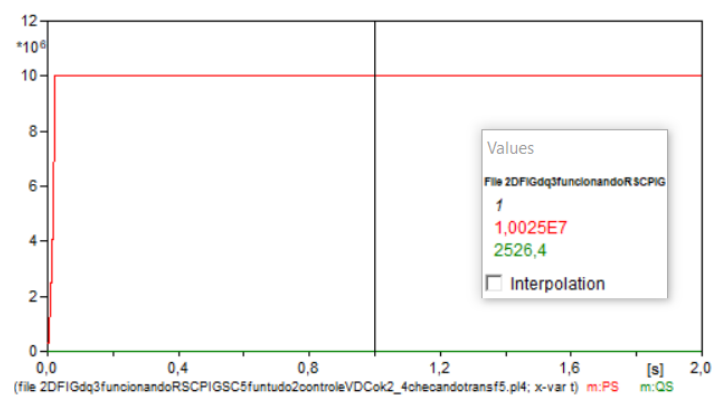
Figura 27 - Tensão do rotor (*best solution*) da PSO para $P_S = 10\text{MW}$ no modo supersíncrono.

Field ▲	Value
Position	[1.1766;72.4616]
Cost	2.9104e-10

A posição será a fase e o ângulo de V_R no ATP. Logo, na Figura 28 são mostrados os valores de P_S e Q_S simulados no ATP.

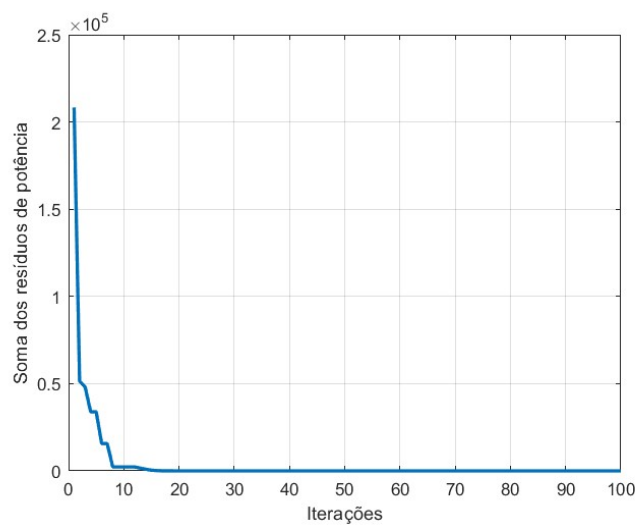
De acordo com a Figura 28, para valor de V_S conforme posição do resultado da PSO, a potência no estator satisfaz 10MW implementado no ATP. Considerando $|Erro (\%)| = (ATP/Mat^{-1})$, para $P_{S\ 10\text{MW}}$ apresentou um erro de 0,25%.

Figura 28 - Dados de simulação para $P_S = 10\text{MW}$ no modo supersíncrono.



Fonte: Autoria própria.

Figura 29 - Convergência da PSO para $P_S = 15\text{MW}$ no modo supersíncrono.



Fonte: Autoria própria.

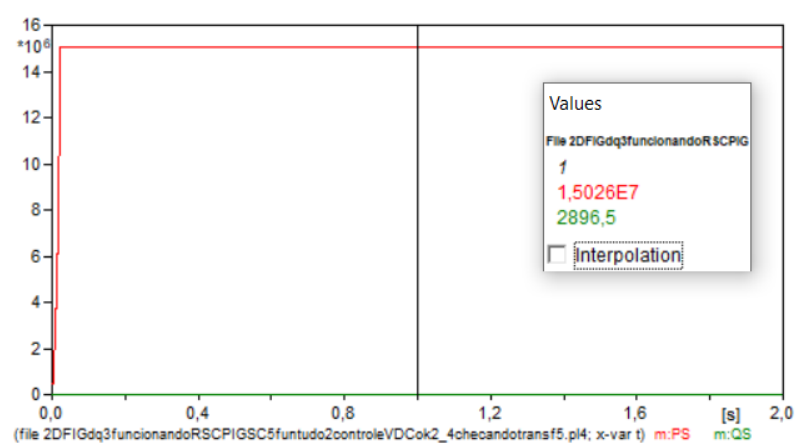
Figura 30 - Tensão do rotor (*best solution*) da PSO para $P_S = 15\text{MW}$ no modo supersíncrono.

Field ▲	Value
Position	[-4.6077;111.1499]
Cost	4.6566e-10

Fonte: Autoria própria.

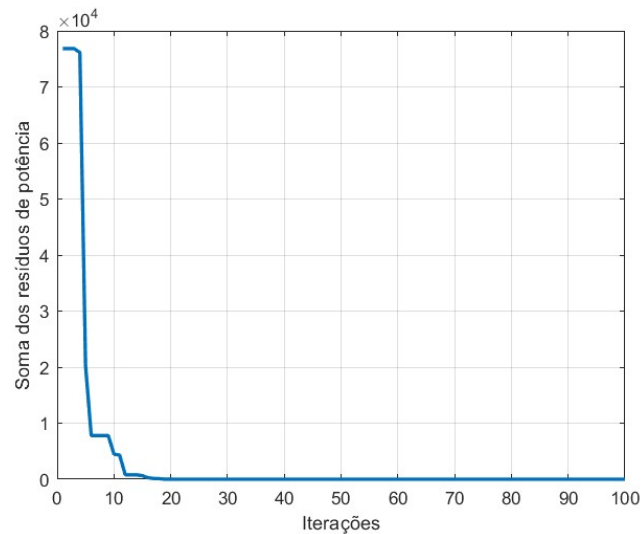
A posição será a fase e o ângulo de V_R no ATP. Logo, na Figura 31 são mostrados os valores de P_S e Q_S simulados no ATP.

Figura 31 - Dados de simulação para $P_s = 15\text{MW}$ no modo supersíncrono.



De acordo com a Figura 31, para valor de V_s conforme posição do resultado da PSO, a potência no estator satisfaz 15MW implementado no ATP. Considerando $|Erro (\%)| = (Mat/ATP^{-1})$, para $P_s 15\text{MW}$ apresentou um erro de $0,17\%$.

Figura 32 - Convergência da PSO para $P_s = 20\text{MW}$ no modo supersíncrono.



Fonte: Autoria própria.

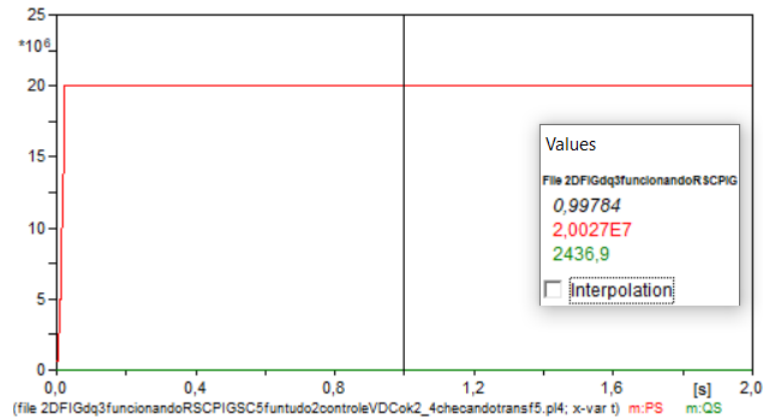
Figura 33 - Tensão do rotor (*best solution*) da PSO para $P_s = 20\text{MW}$ no modo supersíncrono.

Field ▲	Value
Position	[-10.4324;151.7196]
Cost	9.3132e-10

Fonte: Autoria própria.

A posição será a fase e o ângulo de V_R no ATP. Logo, na Figura 34 são mostrados os valores de P_S e Q_S simulados no ATP.

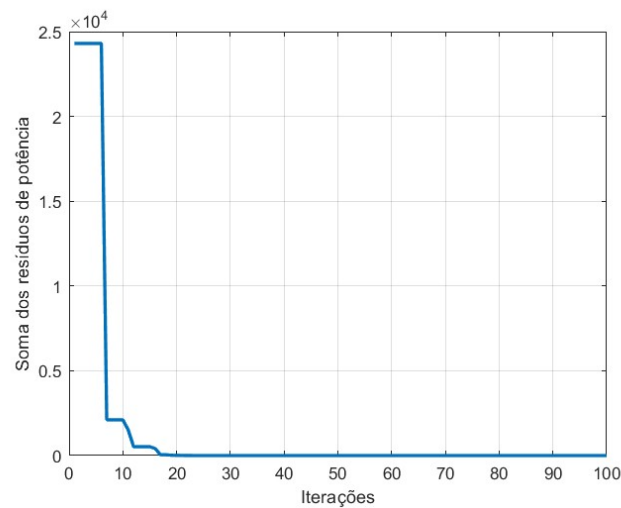
Figura 34 - Dados de simulação para $P_S = 20\text{MW}$ no modo supersíncrono.



Fonte: Autoria própria.

De acordo com a Figura 34, para valor de V_S conforme posição do resultado da PSO, a potência no estator satisfaz 20MW implementado no ATP. Considerando $|Erro (\%)| = (ATP/Mat^{-1})$, para $P_S 20\text{MW}$ apresentou um erro de 0,135%.

Figura 35 - Convergência da PSO para $P_S = 30\text{MW}$ no modo supersíncrono.



Fonte: Autoria própria.

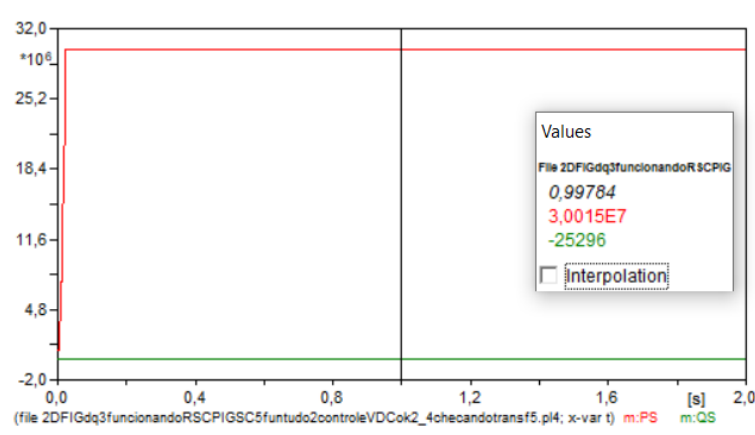
Figura 36 - Tensão do rotor (*best solution*) da PSO para $P_S = 30\text{MW}$ no modo supersíncrono.

Field ▲	Value
Position	[-55.1216;399.6471]
Cost	9.3132e-10

Fonte: Autoria própria.

A posição será a fase e o ângulo de V_R no ATP. Logo, na Figura 37 são mostrados os valores de P_S e Q_S simulados no ATP.

Figura 37 - Dados de simulação para $P_S = 30\text{MW}$ no modo supersíncrono.



Fonte: Autoria própria.

De acordo com a Figura 37, para valor de V_S conforme posição do resultado da PSO, a potência no estator satisfaz 30MW implementado no ATP. Considerando $|Erro (\%)| = (ATP/Mat^{-1})$, para $P_{S\ 30\text{MW}}$ apresentou um erro de 0,05%.

A Tabela 8 mostra os resultados dos valores obtidos no MATLAB e simulados no ATP no modo supersíncrono, com os respectivos erros.

Tabela 8 - Parâmetros do DFIG modelado no modo supersíncrono.

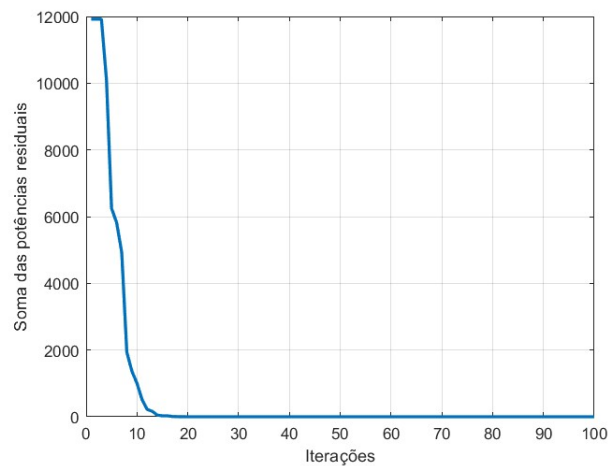
Variável	Valor Teórico	Valor obtido no ATP	Erro
$P_{S\ 10\text{MW}}$	10 MW	10,025 MW	0,25%
$P_{S\ 15\text{MW}}$	15 MW	15,026 MW	0,17%
$P_{S\ 20\text{MW}}$	20 MW	20,027 MW	0,13%
$P_{S\ 30\text{MW}}$	30 MW	30,015 MW	0,05%

Fonte: Autoria própria.

6.2. SIMULAÇÃO DO SISTEMA EM MODO SUBSÍNCRONO

Os dados simulados no ATP e MATLAB, através das equações mencionadas em modo subsíncrono com funcionamento da máquina em regime permanente podem ser vistos nas imagens e tabelas abaixo.

Figura 38 - Convergência da PSO para $P_S = 10\text{MW}$ no modo subsíncrono.



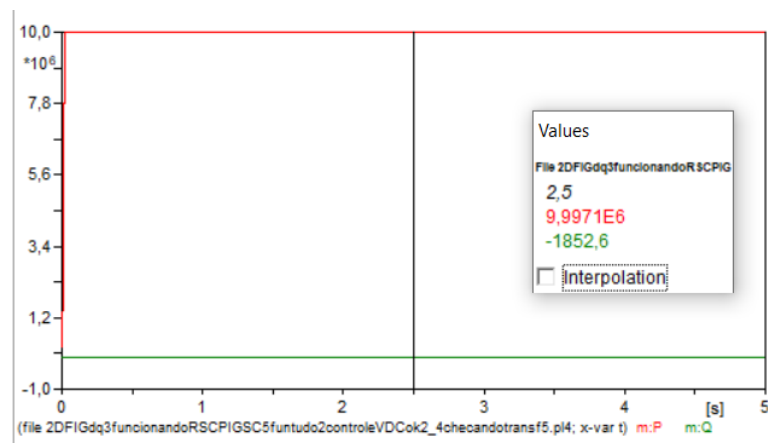
Fonte: Autoria própria.

Figura 39 - Tensão do rotor (*best solution*) da PSO para $P_S = 10\text{MW}$ no modo subsíncrono.

Position	[-178.9592;385.3996]
Cost	8.7311e-10

Fonte: Autoria própria.

Figura 40 - Dados de simulação para $P_S = 10\text{MW}$ no modo subsíncrono.

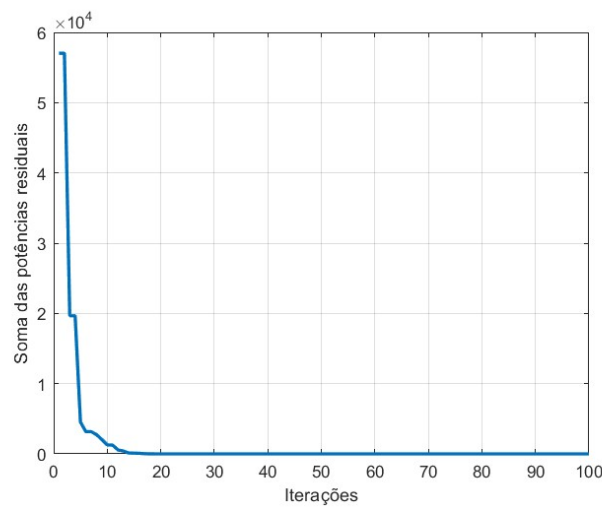


Fonte: Autoria própria.

A posição será a fase e o ângulo de V_R no ATP. Logo, na Figura 40 são mostrados os valores de P_S e Q_S simulados no ATP.

De acordo com a Figura 40, para valor de V_S conforme posição do resultado da PSO, a potência no estator satisfaz 10MW implementado no ATP. Considerando $|Erro (\%)| = (ATP/Mat^{-1})$, para $P_{S\ 10MW}$ apresentou um erro de 0,03%.

Figura 41 - Convergência da PSO para $P_S = 15MW$ no modo subsíncrono.



Fonte: Autoria própria.

Figura 42 - Tensão do rotor (*best solution*) da PSO para $P_S = 15MW$ no modo subsíncrono.

Position	[175.3238;578.7285]
Cost	1.8626e-09

Fonte: Autoria própria.

A posição será a fase e o ângulo de V_R no ATP. Logo, na Figura 43 são mostrados os valores de P_S e Q_S simulados no ATP.

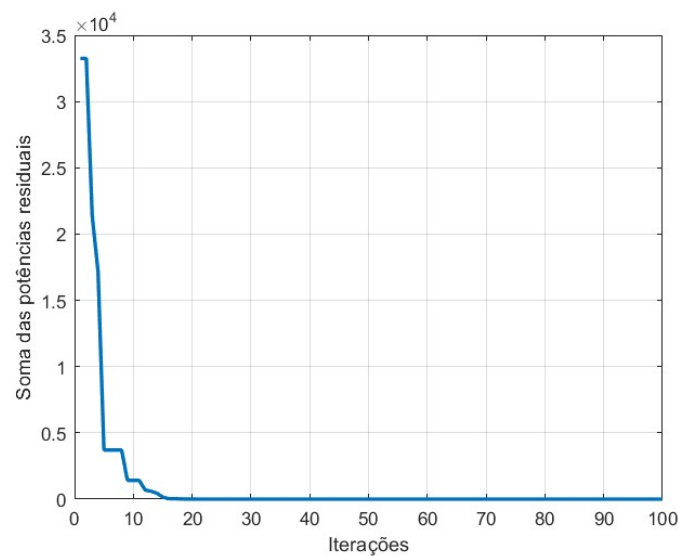
De acordo com a Figura 43, para valor de V_S conforme posição do resultado da PSO, a potência no estator satisfaz 15MW implementado no ATP. Considerando $|Erro (\%)| = (Mat/ATP^{-1})$, para $P_{S\ 15MW}$ apresentou um erro de 0,013%.

Figura 43 - Dados de simulação para $P_S = 15\text{MW}$ no modo subsíncrono.



Fonte: Autoria própria.

Figura 44 - Convergência da PSO para $P_S = 20\text{MW}$ no modo subsíncrono.



Fonte: Autoria própria.

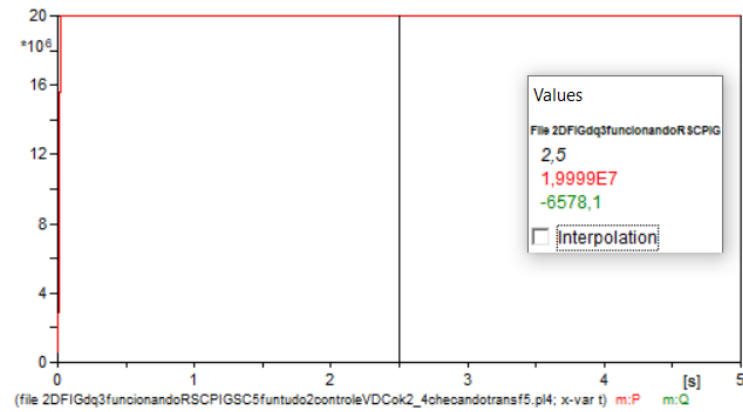
Figura 45 - Tensão do rotor (*best solution*) da PSO para $P_S = 20\text{MW}$ no modo subsíncrono.

Position	[169.5231;781.2486]
Cost	0

Fonte: Autoria própria.

Percebe-se que para valor de P_S de 20MW, o custo da PSO zerou na iteração de número 42. A posição será a fase e o ângulo de V_R no ATP. Logo, na Figura 34 são mostrados os valores de P_S e Q_S simulados no ATP.

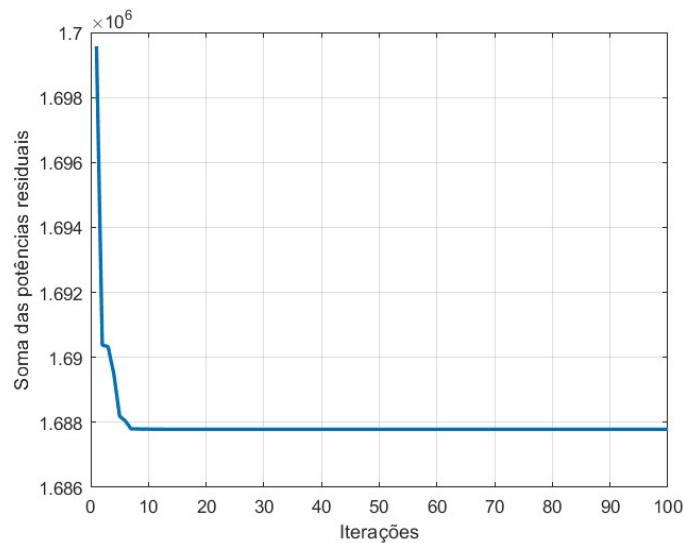
Figura 46- Dados de simulação para $P_S = 20\text{MW}$ no modo subsíncrono.



Fonte: Autoria própria.

De acordo com a Figura 46, para valor de V_s conforme posição do resultado da PSO, a potência no estator satisfaz 20MW implementado no ATP. Considerando $|Erro (\%)| = (ATP/Mat^{-1})$, para $P_{S\ 20\text{MW}}$ apresentou um erro de $0,005\%$.

Figura 47 - Convergência da PSO para $P_S = 30\text{MW}$ no modo subsíncrono.



Fonte: Autoria própria.

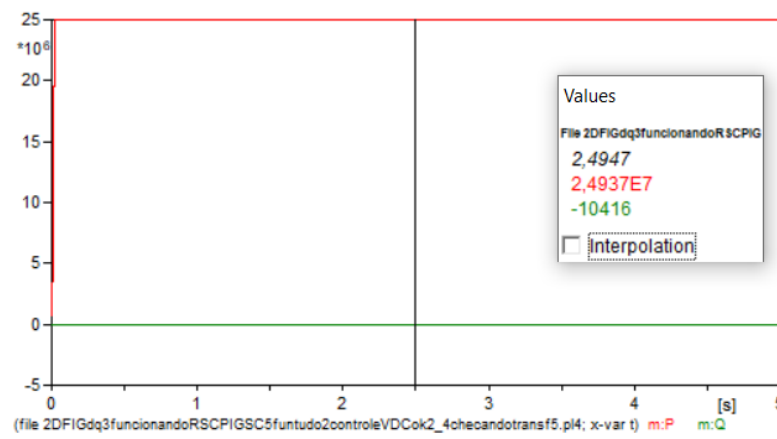
Figura 48 - Tensão do rotor (*best solution*) da PSO para $P_S = 30\text{MW}$ no modo subsíncrono.

Position	[163.1687;1000]
Cost	1.6878e+06

Fonte: Autoria própria.

A posição será a fase e o ângulo de V_R no ATP. Logo, na Figura 49 são mostrados os valores de P_S e Q_S simulados no ATP.

Figura 49 - Dados de simulação para $P_S = 30\text{MW}$ no modo subsíncrono.



Fonte: Autoria própria.

De acordo com a Figura 49, para valor de V_S conforme posição do resultado da PSO, a potência no estator satisfaz 30MW implementado no ATP. Considerando $|Erro (\%)| = (ATP/Mat^{-1})$, para $P_{S\ 30\text{MW}}$ apresentou um erro de 20,3%.

A Tabela 9 mostra os resultados dos valores obtidos no MATLAB e simulados no ATP no modo supersíncrono, com os respectivos erros.

Tabela 9 - Parâmetros do DFIG modelado no modo subsíncrono.

Variável	Valor Teórico	Valor obtido no ATP	Erro
$P_{S\ 10\text{MW}}$	10 MW	9,9971 MW	0,03%
$P_{S\ 15\text{MW}}$	15 MW	14,998 MW	0,013%
$P_{S\ 20\text{MW}}$	20 MW	19,999 MW	0,005%
$P_{S\ 30\text{MW}}$	30 MW	24,937 MW	20,3%

Fonte: Autoria própria.

7. CONCLUSÕES

Este trabalho abordou o desenvolvimento e simulação de um sistema de geração eólica conectado a uma rede de distribuição com tensão de 22kV composta por duas linhas de distribuição, equipado com gerador de indução duplamente alimentado (DFIG). O controle da máquina, em vez de conectado entre a rede e o rotor, nessa configuração, funciona sem conversor eletrônico, na qual a tensão no rotor controla a potência do estator. Para isso, foi utilizado o algoritmo de Otimização por Nuvem de Partículas (PSO) e *Ladder Iterative Technique* (LIT) para determinar as tensões do rotor para controlar a potência no estator do DFIG. Estas duas técnicas serviram de ferramentas para determinar a tensão do rotor para injetar uma determinada potência no sistema de potência radial utilizado.

Primeiramente foram apresentados os fundamentos do método de otimização por nuvem de partículas clássico, seguido de sua adaptação para solução do problema do fluxo de cargas em sistemas de potência. Por meio de estudos de caso analisados, foi possível verificar que os algoritmos desenvolvidos foram capazes de obter soluções ótimas para os problemas propostos com precisão aceitável. No entanto, observou-se que o desempenho computacional do algoritmo se mostrou mais viável no caso monofásico, no qual foi possível atingir tempos de execução competitivos com os alcançados em métodos determinísticos. No caso trifásico (*IEEE 5 Bus System*), o tempo de execução foi demasiadamente alto, o que não torna o método atrativo.

Após, foi realizada uma análise de sensibilidade do sistema de potência com o DFIG com o objetivo de determinar como as modificações na tensão do rotor influencia na potência de saída do DFIG. Para este propósito, o valor da amplitude e ângulo da tensão no rotor conforme calculado pela PSO no Matlab foi utilizado para verificação na modelagem do DFIG no ATPDraw nos modos síncrono e supersíncrono. Para cada um desses novos valores de V_s , a potência ativa e reativa de saída do DFIG foi calculada com o ATP. Esses valores foram comparados com os valores teóricos iniciais e os erros percentuais foram calculados. Os resultados apresentados mostraram que para valores altos de potência no estator no modo supersíncrono, o erro é menor, tornando os valores teóricos mais próximos dos valores simulados no ATP. Já no modo subsíncrono, o algoritmo PSO apresentou um melhor desempenho para valores de V_s até 20MW chegando a zerar o custo a função objetivo da PSO, porém na simulação com V_s de 30MVA apresentou um custo elevado, não convergendo nas iterações e apresentou um erro de 20,3% comparando o valor teórico aplicado no Matlab com o obtido no ATP para potência no estator.

Com isso, é importante ressaltar que a PSO representa uma técnica de otimização rápida e robusta, capaz de resolver uma variedade de problemas complexos, incluindo aqueles de natureza não-linear, não diferenciável e até mesmo multi-objetivo. Além disso, suas vantagens principais incluem sua facilidade de implementação computacional, exigindo apenas poucos parâmetros e demonstrando rápida convergência. No entanto, é preciso considerar suas desvantagens, como a baixa convergência em espaços de alta dimensão e uma notável sensibilidade aos parâmetros de execução. Por conseguinte, a funcionalidade do ATP e MATLAB para a simulação de um DFIG foi comprovada e se mostrou indispensável para entendimento do funcionamento das máquinas de turbinas eólicas, tornando possíveis diversos estudos.

REFERÊNCIAS

- ALAM, M. A. **Particle Swarm Optimization: Algorithm and its codes in MATLAB**. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/297245624_Particle_Swarm_Optimization_Algorithm_and_its_Codes_in_MATLAB >. Acesso em: 10 de jan. de 2023.
- BERGEN, A. R. **Power systems analysis**. Pearson Education India, 2009.
- BUENO, Fabrício. **Métodos Heurísticos – Teoria e Implementação**. Ararangua, Instituto Federal de Santa Catarina, 2009.
- CAI, L. J.; ERLICH, I. **Doubly fed induction generator controller design for the stable operation in weak grids**. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 6, n. 3, p. 1078–1084, 2015.
- CORDEIRO, Z. J. M. J. **Um Algoritmo de Nuvem de Partículas para Combinação de Classificadores em Aprendizado Multi-Visão**. Dissertação (mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2011.
- DIAS, A. L. A. **Desenvolvimento de um protótipo de sistema de geração eólica utilizando gerador de indução duplamente alimentado**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais, 2022.
- DU, W. et al. **Analytical examination on the amplifying effect of weak grid connection for the dfigs to induce torsional sub-synchronous oscillations**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 35, n. 4, p. 1928–1938, 2020.
- EBERHART, R.C., Shi, Y. **Evolving artificial neural networks**. In: *Proceedings of the International Conference on Neural Networks and Brain*, pp. PL5–PL13, 1998.
- FIROUZI, M.; GHAREHPETIAN, G. B. **LVRT performance enhancement of dfig-based wind farms by capacitive bridge-type fault current limiter**. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 9, n. 3, p. 1118–1125, 2018.
- GALLARDO, S. et al. **Dsp-based doubly fed induction generator test bench using a back-to-back pwm converter**. In: *30th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society*, 2004. IECON 2004.

GUIDI-VENERDINI, G. D., MOMBELLO E. **Initialization of the DFIG Machine for Electromagnetic Transients Calculation**. IEEE Latin America Transactions, vol. 16, no. 2, pp. 497-504, Feb. 2018.

KENNEDY, J. and EBERHART, R.C. **Particle Swarm Optimization**, *Proceedings of the International Conference on Neural Networks*, Perth, Australia, 1995.

KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. 2 edition ed. New York: Wiley-IEEE Press, 2002.

LEMOS, H. T. Q. **Aplicação do Método de Otimização por Nuvem de Partículas na solução do problema do Fluxo de Carga**. Universidade Federal Rural do Semi-Árido, 2018.

LI, H. and CHEN, Z. **Design optimization and evaluation of different wind generator systems**. International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS 2008), pp. 2396-2401, 2008.

MARCHESAN, A. C., MARCONATO, G. V., COSTA, L. M. A., GALLAS, M., FERRI, R. C. B., & CARDOSO, G. (2018). **Performance analysis of forward/backward sweep power flow methods for radial distribution systems**. 2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE).

MENDES, V. F. **Avaliação do Comportamento de um Sistema de Conversão de Energia Eólica Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado Durante Afundamentos de Tensão Equilibrados e Desequilibrados**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2009.

Ministério de Minas e Energia. **Energia eólica registra primeiro recorde de geração instantânea de 2022**. Publicado em 02 ago 2022. Disponível em < <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2022/08/energia-eolica-registra-primeiro-recorde-de-geracao-instantanea-de-2022> > Acesso em: 11 de jan. de 2023.

MOHAN, A.; VIDYA, M. S. **Artificial Neural Network Model of an IEEE 5 Bus System under Transient Conditions**. Proceedings of the Third International Conference on Smart Systems and Inventive Technology. 2020. Trivandrum, India.

OLIVEIRA, M. C. S., SILVA, T. L., ALOISE, D. J. **Otimização por nuvem de partículas: diferença entre aplicações a problemas contínuos e discretos.** XXXVI – SBPO, São João Del Rei, MG, 2004.

OLIVEIRA, R. G. **Contribuição ao controle de um sistema de geração a velocidade variável utilizando gerador de indução duplamente excitado.** Tese de Doutorado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

PETERSSON, A.; LUNDBERG, S.; THIRINGER, T. *A dfig wind turbine ride-through system. influence on the energy production.* *Wind Energy, Wiley Online Library*, v. 8, n. 3, p. 251–263, 2005.

PINTO, M. O. **Fundamentos de Energia Eólica.** Rio de Janeiro: LTC, 2014.

RÊGO, S. L. **Um estudo das características dinâmicas elétrica e mecânica de um gerador de indução duplamente alimentado acoplado à rede elétrica.** Dissertação – Mestrado. Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró. 2015.

ROCHA, M. A. **Modelagem e Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado para Estudo de Sistema de Geração Eólica.** Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, 2018.

ROCHA, Y. S. P. **Modelagem para Simulação em Regime Permanente e Dinâmico do DFIG no ATP EMTP.** Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró. 2023.

SONG, Y.; WANG, X.; BLAABJERG, F. *Impedance-based high-frequency resonance analysis of dfig system in weak grids.* *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 32, n. 5, p. 3536–3548, 2017.

ANEXO I

Arquivo do algoritmo da PSO implementado no Matlab.

```

clc; clear; close all;
tic;
%% Definição do problema
CostFunction=@(x) objf(x); % Função custo
nVar=2;                      % Número de variáveis do problema
Varsize=[1 nVar];           % Dimensões de cada partícula
VarMin= 0;
% Limite inferior das variáveis
VarMax= 2.0;                 % Limite superior das variáveis

%% Parametros da PSO
MaxIt= 100;                  % Número máximo de iterações
nPop= 50;                    % Tamanho da população
w = 1;                       % Coeficiente de inercia
c1= 2;                       % Coeficiente de aceleração pessoal
c2= 2;                       % Coeficiente de aceleração social
wdamp=0.99;                  % Coeficiente de amortecimento da inercia

%% Inicializações
particle_data.Position=[];    % Posição da partícula
particle_data.Velocity=[];    % Velocidade da partícula
particle_data.Cost=[];        % Custo da partícula
particle_data.Best.Position=[]; % Melhor posição da partícula
particle_data.Best.Cost=[];    % Custo na melhor posição
Particle=repmat(particle_data,nPop,1);
GlobalBest.Cost=inf;           % Inicializando Global Best
% Inicializando posições
for i=1:nPop
    % Gerando solução randômica
    Particle(i).Position=unifrnd(VarMin,VarMax,Varsize);
    % Inicializando velocidades
    Particle(i).Velocity=zeros(Varsize);
    % Avaliando custo da partícula
    Particle(i).Cost=CostFunction(Particle(i).Position);
    % Atualizando Best position e cost
    Particle(i).Best.Position=Particle(i).Position;
    Particle(i).Best.Cost=Particle(i).Cost;
    % Atualizando Global Best
    if Particle(i).Best.Cost<GlobalBest.Cost
        GlobalBest=Particle(i).Best;
    end
end
% Melhor custo de cada iteração
BestCosts=zeros(MaxIt,1);
%% Principal Loop of PSO
for It=1:MaxIt
    for i=1:nPop
        % Atualizando velocidade
        Particle(i).Velocity=w*Particle(i).Velocity ...
            + c1*rand(Varsize).*(Particle(i).Best.Position-Particle(i).Position)...
            + c2*rand(Varsize).*(GlobalBest.Position-Particle(i).Position);
        % Atualizando posição
        Particle(i).Position=Particle(i).Position+Particle(i).Velocity;
    end
    % Atualizando Best position e cost
    for i=1:nPop
        Particle(i).Cost=CostFunction(Particle(i).Position);
        Particle(i).Best.Position=Particle(i).Position;
        Particle(i).Best.Cost=Particle(i).Cost;
        if Particle(i).Best.Cost<GlobalBest.Cost
            GlobalBest=Particle(i).Best;
        end
    end
    BestCosts(It)=GlobalBest.Cost;
end

```

```

    % Atualizando custo
    Particle(i).Cost=CostFunction(Particle(i).Position);
    % Atualizando o best personal e cost
    if Particle(i).Cost<Particle(i).Best.Cost
        Particle(i).Best.Cost=Particle(i).Cost;
        Particle(i).Best.Position=Particle(i).Position;
        % Atualizando Global best
        if Particle(i).Best.Cost<GlobalBest.Cost
            GlobalBest=Particle(i).Best;
        end
    end
end
% Guardando melhor custo global
BestCosts(It)=GlobalBest.Cost;
% Imprimindo na tela os resultados
disp(['Iterações ' num2str(It) ': Best Cost= ' num2str(BestCosts(It))]);
% Amortecimento do coeficiente de inercia
w=w*wdamp;
end
toc;
%% Resultados
figure;
plot(BestCosts,'LineWidth',2);
%semilogy(BestCosts,'LineWidth',2);
xlabel('Iterations');
ylabel('Best Cost');
grid on;

```

ANEXO II

Arquivo em Matlab. Programa principal da PSO.

```

clc;
tic;
%% Definição do problema
problem.CostFunction=@(x) tobjfassembler2(x); % Função objetivo do problema
problem.nbus=4; % Número de barras
problem.nV=9; % Número de variáveis do tipo tensão
problem.nTht=9; % Número de variáveis do tipo ângulo
problem.VMin= 0.76; % Limite inferior de tensão
problem.VMax= 0.99; % Limite superior de tensão
problem.ThtMin=-pi; % Limite inferior de ângulo
problem.ThtMax= pi; % Limite superior de ângulo
% CHAME AQUI A FUNÇÃO QUE MONTA A YBUS (YA) TRIFÁSICA E OS DADOS DE POTÊNCIA
ESPECIFICADA (S)
problem.Ybus=Ya; % Matrix Ybus do sistema
problem.Sspec=S; % S especificado das barras
%% Parâmetros da PSO
params.MaxIt= 200; % Número máximo de iterações
params.nPop= 5000; % Tamanho da população
params.w = 1.2; % Coeficiente de inercia
params.c1= 1.49; % Coeficiente de aceleração pessoal
params.c2= 1.49; % Coeficiente de aceleração social
%params.wdamp=1; % Coeficiente de amortecimento de w
params.Kv=0.1; % Coeficiente de velocidade máxima
params.ShowIteInfo=true; % Mostra Infos de cada iteração
%% Chamando PSO
for i=1:1
    params.ite=i;
    out=tpso(problem, params);
    BestSolution=out.BestSolution;
    Cost(i)=BestSolution.Cost;
    Results(:, :, i)=BestSolution.Position;
end
% Passando para graus as variáveis de ângulo
Results=[180/pi*Results(1:problem.nTht, :); Results(problem.nTht+1:problem.nTht+problem.nV, :)];
BestCosts=out.BestCosts;
%% Resultados
figure;
plot(BestCosts, 'LineWidth', 2);
% semilogy(BestCosts, 'LineWidth', 2);
xlabel('Iterações');
ylabel('Soma dos resíduos de potência');
grid on;
toc;

```

ANEXO III

Arquivo seguinte tem a função de montar a função objetivo do problema de fluxo de carga trifásico.

```
function f=tobjfassembler(pdata)
    %% Variáveis do sistema
    nbus=pdata.nbus;
    nV=pdata.nV;
    nTht=pdata.nTht;
    Tht=pdata.position(1:nTht,:);
    V=pdata.position(nTht+1:nTht+nV,:);
    Ybus=pdata.Ybus;
    Sspec=pdata.Sspec;
    %% Parâmetros passados
    a=(120./180.)*pi;
    V=[1 1 1;V]; % adicionando a tensão da barra de Slack
    Tht=[0 -a a;Tht]; % adicionando o ângulo da barra de Slack
    %% Inicialização
    DP=zeros(nbus,3);
    DQ=zeros(nbus,3);
    %% Montagem dos mismatches de potência
    for i=2:nbus
        for p=1:3
            DPp=0.0;
            DQp=0.0;
            for k=1:nbus
                Yik=cell2mat(Ybus(i,k));
                for m=1:3
                    DPp=DPp+V(k,m)*(real(Yik(p,m))*cos(Tht(i,p)-
                    Tht(k,m))+imag(Yik(p,m))*sin(Tht(i,p)-Tht(k,m)));
                    DQp=DQp+V(k,m)*(real(Yik(p,m))*sin(Tht(i,p)-Tht(k,m))-
                    imag(Yik(p,m))*cos(Tht(i,p)-Tht(k,m)));
                end
            end
            DP(i,p)=real(Sspec(i,p))-V(i,p)*DPp;
            DQ(i,p)=imag(Sspec(i,p))-V(i,p)*DQp;
        end
    end
    DP=DP.^2;
    DQ=DQ.^2;
    sumDP=sum(sum(DP));
    sumDQ=sum(sum(DQ));
    f=sumDP+sumDQ; % função objetivo final.
end
```

ANEXO IV

Algoritmo em Matlab para executar a função objetivo do circuito montado no ATP
“tobjassembler2.m”.

```
function f=tobjfassembler2(pdata)
    %% Variáveis do sistema
    nbus=pdata.nbus;
    nV=pdata.nV;
    nTht=pdata.nTht;
    Tht=pdata.position(1:nTht,:);
    V=pdata.position(nTht+1:nTht+nV,:);
    P=3*4201072.12;
    Q=3*-2626892.69;
    P=10E6;
    Q=0;
    %% Parâmetros passados
    w=2*pi*50;
    S=(P+j*Q);
    s=0.1;
    ac=1*cos(2*pi/3)+j*sin(2*pi/3);
    A=[1 1 1;1 ac^2 ac;1 ac ac^2];
    Vabcraref=V*exp(j*Tht*pi/180);
    Vabcrbref=V*exp(j*(Tht-120)*pi/180);
    Vabcrcref=V*exp(j*(Tht+120)*pi/180);
    Lls=7.95E-5;
    Llr=14.6E-5;
    Rs=0.0027;
    Rr=0.0022;
    Lm=1.38;
    Lr=Lm+Llr;
    ws=2*pi*50;
    Xm=ws*Lm;
    Zm=j*Xm;
    Zestator=Rs+j*ws*Lls;
    Zrotor=(Rr/s+j*ws*Llr);
    Vestator=[Vabcraref/s;Vabcrbref/s;Vabcrcref/s];
    Vestator4=[22000;22000*exp(-j*2*pi/3);22000*exp(j*2*pi/3)];
    Vestator4ref=Vestator4;
    abs(Vestator);
    angle(Vestator)*180/pi;
    MatrizRL=[Zestator 0 0;0 Zestator 0;0 0 Zestator];
    Matrizrotor=[Zrotor 0 0;0 Zrotor 0;0 0 Zrotor];
    MatrizXm=[1/(j*Xm) 0 0;0 1/(j*Xm) 0;0 0 1/(j*Xm)];
    n=0;
    IT=[0;0;0];
    R0 = 2;
    L0 = 40E-3;
    C0 = 0.1E-6;
    R1 = 1;
    L1 = 20E-3;
    C1 = 0.2E-6;
    y1=j*w*C1;
    y0=j*w*C0;
    z1=(j*w*L1+R1);
```

```

z0=(j*w*L0+R0);
Y012=[y0 0 0;0 y1 0;0 0 y1];
Y=A*Y012*inv(A);
Z012=[z0 0 0;0 z1 0;0 0 z1];
Z=A*Z012*inv(A);
Y=zeros(3,3);
a=[1 0 0;0 1 0;0 0 1]+0.5*Z*Y;
b=Z;
c=Y+0.25*Y*Z*Y;
d=[1 0 0;0 1 0;0 0 1]+0.5*Y*Z;
At1=inv(a);
Bt1=inv(a)*b;
%Laço de fechamento das duas malhas
n2=0;
n3=0;
while 1
%Malha da esquerda
n=0;
n3=0;
while 1

    VABC=Vestator+MatrizRL*(IT);
    IABC=IT+MatrizXm*VABC;
    Ideltaabc2=-((1/sqrt(3))/1)*[1 0 0;0 1 0;0 0 1]*IABC;
    Iabc2=[0 1 -1;-1 0 1;1 -1 0]*Ideltaabc2;
    AV=1/(1/sqrt(3))*[0 0 1;1 0 0;0 1 0];
    W=(1/3)*[2 1 0;0 2 1;1 0 2];
    VabcD=AV*Iabc2;
    VLGabc=W*VabcD;
    Vabcr2=VLGabc+Matrizrotor*(Iabc2);
    abs(Vabcr2);
    angle(Vabcr2)*180/pi;
    if abs(Vabcraref/s-Vabcr2(1,1))<0.0001 & abs(Vabcrbref/s-Vabcr2(2,1))<0.0001 &
abs(Vabcrcref/s-Vabcr2(3,1))<0.0001

        break
    end
    VLGabc=[Vabcraref/s;Vabcrbref/s;Vabcrcref/s]-Matrizrotor*(Iabc2);
    VabcD=[1 -1 0;0 1 -1;-1 0 1]*VLGabc;
    VABC=inv(AV)*VabcD;
    Vestator=(VABC-MatrizRL*(IT));
    n3=n3+1;
    if n3>50
        break
    end
end
abs(Vestator);
angle(Vestator)*180/pi;
%pause
% Malha da direita
while 1

    VABC6=a*Vestator4+b*(-IT);
    IABC6=c*Vestator4+d*(-IT);
    VABC7=a*VABC6+b*IABC6;

    if abs(Vestator4ref(1,1)-VABC7(1,1))<0.0001 & abs(Vestator4ref(2,1)-
VABC7(2,1))<0.0001 & abs(Vestator4ref(3,1)-VABC7(3,1))<0.0001

```

```

        break

    end
    VABC6=At1*Vestator4ref-Bt1*IABC6;
    Vestator4=At1*VABC6-Bt1*(-IT);
    n=n+1;
    if n>50
        break
    end
end
abs(Vestator4);
angle(Vestator4)*180/pi;
dV34=Vestator-Vestator4;

if abs(dV34)<0.0001
    break
end
IT=IT+inv(Matrizrotor+MatrizRL+Z+Z)*dV34;
%{
IT(1,1)=IT(1,1)+conj(S/Vestator(1,1));
IT(2,1)=IT(2,1)+conj(S/Vestator(2,1));
IT(3,1)=IT(3,1)+conj(S/Vestator(3,1));
%}

inv(Matrizrotor+MatrizRL+Z);
abs(dV34);
abs(IT);

n2;
n2=n2+1;

if n2>1000
    break
end

end

f=abs(real(Vestator(1,1)*conj(IT(1,1)))/2-
P/3))+abs(imag(Vestator(1,1)*conj(IT(1,1)))/2-Q/3);

```