

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Jhonathan Peowany Silveira

**OPERAÇÃO ÓTIMA DE MICRORREDE ILHADA COM CONTROLE
DE FREQUÊNCIA E REDESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA
UTILIZANDO ALGORITMO EVOLUCIONÁRIO**

Belo Horizonte
2019

Jhonathan Peowany Silveira

**OPERAÇÃO ÓTIMA DE MICRORREDE ILHADA COM CONTROLE
DE FREQUÊNCIA E REDESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA
UTILIZANDO ALGORITMO EVOLUCIONÁRIO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Maury M. Gouvêa Jr.

Área de concentração: Sistemas de Engenharia Elétrica e de Computação

Linha de pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica (SEE)

Belo Horizonte
2019

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

S587o	<p>Silveira, Jhonathan Peowany Operação ótima de microrrede ilhada com controle de frequência e redespacho de potência ativa utilizando algoritmo evolucionário / Jhonathan Peowany Silveira. Belo Horizonte, 2019. 109 f.: il.</p> <p>Orientador: Maury Meirelles Gouvêa Junior Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica</p> <p>1. Sistemas de energia elétrica - Controle. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Energia - Fontes alternativas. 4. Engenharia de sistemas - Confiabilidade. 5. Potência reativa (Engenharia elétrica). 6. Algoritmos. I. Gouvêa Junior, Maury Meirelles. II. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.</p> <p>CDU: 621.3.026</p>
-------	---

Ficha catalográfica elaborada por Rosemary Socorro Hosken– CRB 6/3170

Jhonathan Peowany Silveira

**OPERAÇÃO ÓTIMA DE MICRORREDE ILHADA COM CONTROLE
DE FREQUÊNCIA E REDESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA
UTILIZANDO ALGORITMO EVOLUCIONÁRIO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Engenharia Elétrica e de Computação

Linha de pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica (SEE)

Prof. Dr. Maury M. Gouvêa Jr. (Orientador(a)) – PUC Minas

– PUC Minas

– UFMG

Belo Horizonte, 10 de abril de 2019

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a Deus, por ter me dado coragem me guiando durante todo esse tempo dando forças para que eu pudesse suportar as adversidades.

Aos meus pais, Vera Lúcia e José Catarino, e a minha irmã Kellyane pelo carinho, motivação, compreensão e suporte durante todas as etapas da minha vida.

Aos meus tios Margarida Reis e Reinaldo Gomes, pela hospitalidade e apoio durante minha permanência em Belo Horizonte.

Um agradecimento especial à Jiane Lage, por sempre ter acreditado no meu potencial, por ter me incentivado a cursar o mestrado me apoiando durante essa jornada.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Maury Meirelles Gouvea Jr., por todo o apoio durante esses meses de pesquisa, me ajudando e direcionando os caminhos que eu deveria trilhar para alcançar os resultados desta pesquisa.

À coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Prof. Dra Rose M. S. Batalha, que sempre foi muito simpática e receptiva.

Aos professores que contribuíram para o meu desenvolvimento intelectual e pessoal e aos funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica Minas Gerais, a convivência com vocês sempre foi muito agradável.

Aos amigos que fiz durante o mestrado, pelo companheirismo, incentivo, e pelo aprendizado que vocês me proporcionaram durante esse período.

À Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais pela bolsa concedida.

À todas as pessoas que de forma direta ou indireta contribuíram para que eu pudesse chegar até aqui.

Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas Graças a Deus, não sou o que era antes.

Marthin Luther King (1929 - 1968)

RESUMO

Nos últimos anos, a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis tem sido cada vez mais integrada ao sistema elétrico pela Geração Distribuída. Assim, centros de geração distribuída tornam-se capazes de suprir grande parte ou, ainda, a totalidade de suas demandas locais. Essas regiões, denominadas microrredes, têm algumas vantagens como a utilização de geradores distribuídos para contribuir para o despacho ótimo de potência, quando conectada ao sistema primário, e a possibilidade de operar de forma isolada, melhorando a confiabilidade do sistema. O maior desafio na implementação de microrredes consiste na sua operação ilhada, devido a baixa inércia que esse modelo possui. No cálculo do fluxo de potência realizado por métodos tradicionais, a frequência não é considerada, permanecendo constante a cada mudança de estado. No entanto, para sistemas isolados de baixa inércia, o acionamento de cargas pode resultar em grandes transitórios e desvios de frequência em regime permanente. Este trabalho propõe uma metodologia que considera a frequência no cálculo do fluxo de potência por meio do modelo dinâmico dos reguladores de velocidade. O trabalho também propõe um método para otimizar os redespachos de potência ativa dos geradores e os parâmetros dos reguladores de velocidade de microrredes ilhadas. Portanto, além de reduzir o desvio de frequência em regime permanente, o método proposto também minimiza as perdas de potência ativa após o ilhamento da microrrede. Para isso, foram utilizados dois algoritmos de otimização baseados em população, a saber, o Algoritmo Evolucionário e a Otimização por Enxame de Partículas. O desempenho do método proposto foi validado em inúmeros experimentos utilizando duas microrredes de 8 e 33 barras. Os resultados mostraram que uma microrrede pode operar em modo ilhado de forma confiável e econômica, pois o método proposto foi capaz de melhorar os indicadores de desempenho utilizados nos experimentos.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Microrrede, Controle de Frequência, Ilhamento, PCH, Algoritmo Evolucionário.

ABSTRACT

In the last years, the electrical energy generation with renewable sources has been increasingly integrated into power systems by distributed generation. Thus, centers of distributed generation become able to supply a large part or even the entire of their local demand. These regions, called microgrids, have advantages such as the use of distributed generators in order to contribute for the optimum power dispatch, when connected to the main system, and the possibility to operate in island mode, thus improving the system reliability. The highest challenge concerning the implementation of microgrids is their island operation, due to the low inertia of this model. In the calculation of the power flow performed by traditional methods, the frequency is not taken into account, remaining constant at each change of state. However, for low inertia island systems, load actuations may result in large transients and frequency deviations in steady state. This work proposes a methodology which concerns the frequency into the computation of the power flow by the dynamic model of the speed governor. This work also presents a method to optimize the active power dispatch of the generators and the speed governor parameters in island microgrids. Therefore, besides reducing the frequency deviation in steady state, the proposed method also minimizes the active power loss in the island operation. For this purpose, two population based algorithms are used: the evolutionary algorithm and the particle swarm optimization. The performance of the proposed method was tested in several experiments with 8 and 33 bus bar microgrid system. The results showed that a microgrid may operate in reliable and economical form, since the proposed method was able to improve the performance indicators used in the experiments.

Keywords: Distributed Generation, Microgrids, Frequency Control, Islanding, SHP, Evolutionary Algorithm.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Sistema elétrico brasileiro	21
FIGURA 2 – Arquitetura típica de uma microrrede	24
FIGURA 3 – Fluxo de potência para um sistema de 3 barras	25
FIGURA 4 – Curva de Carga ONS Sistema Sudeste e Centro-Oeste	25
FIGURA 5 – Gerador suprindo uma carga isolada	32
FIGURA 6 – Função de transferência relacionando velocidade e torque	32
FIGURA 7 – Função de transferência relacionando velocidade e potência	33
FIGURA 8 – Esquema de uma usina Hidroelétrica	34
FIGURA 9 – Diagrama de blocos de um sistema gerador e carga	34
FIGURA 10 – Diagrama de blocos do regulador isócrono	36
FIGURA 11 – Resposta do regulador isócrono para o compartilhamento de carga entre dois geradores	36
FIGURA 12 – Regulador por queda de velocidade	37
FIGURA 13 – Regulador por queda de velocidade reduzido	38
FIGURA 14 – Resposta estática do regulador por queda de velocidade	39
FIGURA 15 – Característica do estatismo R	40
FIGURA 16 – Rotação termo R	40
FIGURA 17 – Diagrama de blocos do regulador por queda de velocidade e esta- tismo transitório	41
FIGURA 18 – Regulador por queda de velocidade com e sem compensação de transitório	42
FIGURA 19 – Regulador por queda de velocidade com compensação transitória	42
FIGURA 20 – Modelo do sistema de controle de frequência para dois geradores	43
FIGURA 21 – Diagrama de blocos reduzido do regulador	44
FIGURA 22 – Duas unidades geradoras com regulador por queda de velocidade	44
FIGURA 23 – Característica estática de cada regulador de velocidade	45
FIGURA 24 – Taxa de recuperação da frequência	47
FIGURA 25 – Desvio de frequência em regime permanente	48
FIGURA 26 – Fluxograma do algoritmo evolucionário	52

FIGURA 27 – Codificação das variáveis de decisão como genes	53
FIGURA 28 – Cruzamento por corte simples	54
FIGURA 29 – Processo de mutação	54
FIGURA 30 – Fluxograma OEP	56
FIGURA 31 – Fluxograma do método implementado	59
FIGURA 32 – Diagrama unifilar do sistema de 8 barras	62
FIGURA 33 – Desvio de frequência para o ilhamento inicial	63
FIGURA 34 – Desvio de frequência em Hz	64
FIGURA 35 – Despacho de potência dos geradores 2 e 3	64
FIGURA 36 – Desvio de frequência em um ilhamento com sobrecarga de 10% . .	66
FIGURA 37 – Desvio de frequência em um ilhamento com sobrecarga de 20% . .	66
FIGURA 38 – Desvio de frequência com redução da 5% da carga	67
FIGURA 39 – Resposta da frequência em diversas variações de carga	68
FIGURA 40 – Resultado médio AE e OEP para redução do desvio de frequência .	70
FIGURA 41 – Melhor solução AE e OEP para redução do desvio de frequência . .	71
FIGURA 42 – Comparação do sistema padrão com AE para desvio de frequência .	71
FIGURA 43 – Média AE e OEP para redução do tempo de estabilização	72
FIGURA 44 – Melhor valor AE e OEP para redução do tempo de estabilização . .	73
FIGURA 45 – Comparação do tempo de estabilização com e sem otimização . . .	73
FIGURA 46 – Resultado médio AE e OEP para redução do valor de pico	74
FIGURA 47 – Melhor solução AE e OEP para redução do valor de pico	74
FIGURA 48 – Desvio de frequência em regime permanente com e sem otimização	75
FIGURA 49 – Resultado médio AE e OEP para otimização do despacho	75
FIGURA 50 – Melhor solução AE e OEP para otimização do despacho	76
FIGURA 51 – Resultado médio multiobjetivo AE e OEP	76
FIGURA 52 – Melhor valor multiobjetivo AE e OEP	77
FIGURA 53 – Comparação entre o regulador padrão com o ótimo	77
FIGURA 54 – Comparação da integral do desvio de frequência padrão e ótimo . .	78
FIGURA 55 – Comparação do erro quadrático da frequência padrão e ótimo . . .	79
FIGURA 56 – Resultado médio AE e OEP para ilhamento em sobrecarga de 10%	80
FIGURA 57 – Melhor solução AE e OEP para ilhamento em sobrecarga de 10%	80
FIGURA 58 – Comparação do regulador padrão com AE para sobrecarga de 10%	81

FIGURA 59 – Comparação da integral do desvio de frequência padrão e ótimo para sobrecarga de 10%	81
FIGURA 60 – Comparação do erro quadrático da frequência padrão e ótimo para sobrecarga de 10%	82
FIGURA 61 – Resultado médio AE e OEP para ilhamento em sobrecarga de 20%	82
FIGURA 62 – Melhor solução AE e OEP para ilhamento em sobrecarga de 20%	83
FIGURA 63 – Comparação do regulador padrão com AE para sobrecarga de 20%	83
FIGURA 64 – Resultado médio AE e OEP para redução de 5% da carga	84
FIGURA 65 – Melhor solução AE e OEP para redução de 5% da carga	84
FIGURA 66 – Comparação do regulador padrão com AE para redução de carga .	85
FIGURA 67 – Comparação do regulador padrão com AE para variação de carga .	86
FIGURA 68 – Diagrama unifilar do IEEE 33 barras modificado	87
FIGURA 69 – Desvio de frequência do regulador com parâmetros fixos	88
FIGURA 70 – Desvio de frequência em condições de sobrecarga de 10%	89
FIGURA 71 – Resultado médio AE e OEP para redução do desvio de frequência .	90
FIGURA 72 – Melhor solução AE e OEP para redução do desvio de frequência . .	90
FIGURA 73 – Média AE e OEP para redução do tempo de estabilização	91
FIGURA 74 – Melhor solução AE e OEP para redução do tempo de estabilização	91
FIGURA 75 – Resultado médio AE e OEP para redução do valor de pico	92
FIGURA 76 – Melhor solução AE e OEP para redução do valor de pico	92
FIGURA 77 – Resultado médio AE e OEP para otimização do despacho	93
FIGURA 78 – Melhor solução AE e OEP para otimização do despacho	94
FIGURA 79 – Resultado médio AE e OEP para otimização multiobjetivo	94
FIGURA 80 – Melhor solução AE e OEP para otimização multiobjetivo	95
FIGURA 81 – Comparação do regulador padrão com o ótimo multiobjetivo	96
FIGURA 82 – Resultado médio AE e OEP para sobrecarga de 10%	97
FIGURA 83 – Melhor solução AE e OEP para sobrecarga de 10%	97
FIGURA 84 – Comparação regulador padrão com AE para sobrecarga de 10% . .	98

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Resultado do fluxo de potência do sistema 8 barras em modo interligado	62
TABELA 2 – Resultado do fluxo de potência do sistema 8 barras em modo isolado	65
TABELA 3 – Restrições das variáveis de decisão	69
TABELA 4 – Parâmetros utilizados para o AG	69
TABELA 5 – Parâmetros utilizados para o OEP	70
TABELA 6 – Comparação estatística entre o AE e o OEP nos problemas envolvendo o sistema de 8 barras	86
TABELA 7 – Dados do fluxo de potência para o sistema de 33 barras conectado e isolado	88
TABELA 8 – Dados do fluxo de potência otimizado para o sistema de 33 barras conectado e isolado	95
TABELA 9 – Comparação estatística entre o AE e o OEP nos problemas envolvendo o sistema de 33 barras	98

LISTA DE SIGLAS

SEP – Sistema Elétrico de Potência
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
CGH – Central Geradora Hidrelétrica
EOL – Central Geradora Eólica
UFV – Central Geradora Solar Fotovoltaica
GD – Geração Distribuída
CERTS – *Consortium for Electric Reability Technology Solutions*
Hz – Hertz
MW – MegaWatts
MT – Média Tensão
BT – Baixa Tensão
PCC – *Point of Common Coupling*
SIN – Sistema Interligado Nacional
ERAC – Esquema Regional de Alívio de Carga
AC – Corrente Alternada
DC – Corrente Contínua
OEP – Otimização por Enxame de Partículas
DE – Evolução Diferencial
AE – Algoritmo Evolucionário
RNA – Rede Neural Artificial
 T_e – Torque Elétrico
 T_m – Torque Mecânico
 H – Constante de Inércia
 $p.u$ – Por Unidade
 $T\omega$ – Tempo de partida da água
 D – Constante de amortecimento da carga
 P_m – Potência Marcância
 P_L – Potência da carga
 P_e – Potência elétrica
 ω – velocidade
 Y – Sinal de controle
 R – Estatismo
 FO – Função Objetivo
LT – Linha de Transmissão
 T_G – Constante de tempo do regulador por queda de velocidade
 T_R – Constante de tempo do compensador de transitório
 R_t – Estatismo transitório
 R_P – Estatismo permanente
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Objetivos	18
1.2 Justificativa	19
1.3 Organização do Trabalho	19
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1 Geração Distribuída	21
2.2 Microrredes	22
2.3 Modos de Operação	22
2.3.1 <i>Modo interligado</i>	23
2.3.2 <i>Modo isolado</i>	23
2.4 Fluxo de Potência em Microrredes	24
2.5 Trabalhos Relacionados	26
2.6 Discussões Finais	30
3 CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA EM MICRORREDES	31
3.1 Controle de Carga e Frequência	31
3.2 Fundamentos do Controle de Frequência	32
3.3 Turbina Hidráulica	33
3.4 Sistema Geração-Carga	34
3.5 Reguladores de Velocidade	35
3.5.1 <i>Regulador Isócrono</i>	35
3.5.2 <i>Regulador com Queda de Velocidade – speed droop</i>	37
3.5.3 <i>Resposta do regulador em regime permanente</i>	38
3.5.4 <i>Percentual de Regulação de Velocidade ou Estatismo</i>	39
3.5.5 <i>Regulador por queda de velocidade e estatismo transitório</i>	41
3.6 Operação de Geradores em Paralelo	42
3.7 Indicadores de Desempenho e Regulamentação do Controle de Frequência	46
3.7.1 <i>Integral do desvio de frequência</i>	46
3.7.2 <i>Desvio máximo de frequência</i>	47
3.7.3 <i>Tempo de estabilização</i>	47
3.7.4 <i>Desvio de frequência em regime permanente</i>	47
3.7.5 <i>Erro quadrático da frequência</i>	48
3.7.6 <i>Regulação Primária de Frequência</i>	48
3.7.7 <i>Regulação Secundária de Frequência</i>	48
3.8 Discussões Finais	49
4 METODOLOGIA	51
4.1 Modelagem do Problema com Algoritmo Evolucionário	51
4.1.1 <i>Cruzamento</i>	53
4.1.2 <i>Mutação</i>	53
4.2 Otimização por Enxame de Partículas	55
4.3 Função de Avaliação – <i>Fitness</i>	55
4.4 Operação Ótima em Microrredes Ilhadas	58
4.5 Discussões Finais	58
5 RESULTADOS	61
5.1 Sistema 8 Barras	61
5.2 Controle de Frequência com Regulador por Queda de Velocidade e Estatismo Transitório	62
5.2.1 <i>Ilhamento em Condições de Sobrecarga dos Geradores</i>	65
5.3 Ilhamento com Diminuição de Carga	67
5.3.1 <i>Operação em Sucessivas Variações de Carga</i>	67
5.4 Otimização da Regulação Primária de Frequência	68
5.4.1 <i>Minimização do Desvio de Frequência em Regime Permanente</i>	70

5.4.2	<i>Minimização do Tempo de Estabilização</i>	72
5.4.3	<i>Minimização do Desvio Máximo de Frequência</i>	73
5.4.4	<i>Otimização do despacho dos geradores</i>	75
5.4.5	<i>Otimização Multiobjetivo</i>	76
5.4.6	<i>Otimização com Ilhamento em Condições de Sobrecarga dos Geradores</i>	79
5.5	Otimização com Ilhamento em Condições de Geração Maior que Consumo	84
5.6	Otimização do Desvio de Frequência na Ocorrência de Sucessivas Variações de Carga	85
5.7	Sistema 33 Barras	87
5.8	Controle de Frequência com Regulador por Queda de Velocidade e Estatismo Transitório	87
5.8.1	<i>Ilhamento em condições de sobrecarga dos geradores</i>	88
5.9	Operação Ótima em Microrredes Ilhadas	89
5.9.1	<i>Minimização do Desvio de Frequência em Regime Permanente</i>	89
5.9.2	<i>Minimização do Tempo de Estabilização</i>	91
5.9.3	<i>Minimização do desvio máximo de frequência</i>	92
5.9.4	<i>Ajuste do despacho dos geradores</i>	93
5.9.5	<i>Otimização Multiobjetivo</i>	93
5.10	Otimização do ilhamento em condições de sobrecarga dos geradores	96
5.11	Discussões Finais	98
6	CONCLUSÃO	101
6.1	Trabalhos Futuros	101
	REFERÊNCIAS	103
	APÊNDICE A - Dados do Sistema de 8 Barras	85

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, vem crescendo a preocupação com a diversificação da matriz elétrica em todo mundo. A utilização de fontes de geração distribuída aparece como um caminho promissor, uma vez que este modelo possibilita a inserção de outros tipos de geração no sistema elétrico. As fontes de geração distribuída podem ser do tipo não renováveis, providas por combustíveis fósseis, ou renováveis, tais como hídrica, biogás, eólica e fotovoltaica. Dentre essas, destaca-se a energia hidráulica, que consiste em transformar energia potencial gravitacional em energia elétrica (ABDELAZIZ et al., 2013). Essas usinas são muito comuns no sistema elétrico brasileiro e apresentam alta confiabilidade de geração.

Com o aumento do uso de fontes de energia renovável, existe uma tendência em aproximar as fontes geradoras dos centros de consumo por meio de geração distribuída (DAL et al., 2010). Assim, pode-se reduzir o investimento na criação de grandes usinas, concentrando a geração em pequenas centrais localizadas próximo aos centros de consumo.

A geração distribuída favorece a formação de microrredes, que são constituídas por uma rede de distribuição de baixa tensão composta por geradores de pequeno porte, normalmente provenientes de fontes renováveis. Dessa forma, as microrredes apresentam uma vantagem em relação ao sistema convencional, pois em caso de falta no sistema principal, a microrrede pode operar isoladamente, formando uma rede ilhada do sistema elétrico que tem capacidade de atender às cargas locais, melhorando a confiabilidade do sistema (NAREJO; AZEEM; AMMAR, 2015).

No Brasil, o sistema elétrico nacional possui um nível elevado de reserva síncrona, o que torna o acionamento e desligamento de cargas quase imperceptível em relação ao equilíbrio dinâmico e estático do sistema. No entanto, ao se tratar da operação isolada de microrredes de baixa inércia, uma pequena variação na carga pode levar o sistema a um ponto de operação, em relação à tensão e frequência, a um nível não aceitável de qualidade (ABDELAZIZ et al., 2013). Assim, é necessário uma estratégia de controle que permita um gerenciamento local adequado nas microrredes. Dessa forma, pode-se garantir níveis operacionais aceitáveis quando os geradores distribuídos estiverem isolados do sistema principal (SOARES E. J. DE OLIVEIRA, 2015).

Existem diversos trabalhos na literatura que abordam a formação de microrredes ilhadas alimentadas apenas por geradores eólicos ou fotovoltaicos, entre eles estão: Rese, Costa e Silva (2013), Lasseter et al. (2011), Sharma, Mishra e Nanda (2016), Abdelaziz et al. (2013), Guerrero, Vasquez e Teodorescu (2009). Esses geradores são conectados ao sistema elétrico de potência (SEP) por conversores eletrônicos de potência. No entanto, eles não possuem as mesmas características de controle que os geradores de grande porte, e necessitam de sincronia com uma rede estável.

Outro desafio encontrado na formação de microrredes composta apenas por geradores eólicos e fotovoltaicos é que essas fontes de energia apresentam alta volatilidade na

geração, pois a entrada do insumo energético depende de fatores que fogem do controle humano, como, por exemplo, velocidade do vento e incidência solar. Assim, apesar desse modelo de geração estar sendo muito explorado, ainda não existe uma regulamentação para desenvolver uma rede elétrica isolada com níveis de qualidade aceitáveis e em níveis de potência elevados sem o auxílio das fontes tradicionais que controlam a entrada de insumo energético (CHAMORRO et al., 2019b).

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no Brasil existem cerca de 425 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) com potência instalada superior a 3 MW, aproximadamente 698 Centrais Geradoras Hidrelétrica (CGHs), 604 Centrais Geradoras Eólica (EOLs) e 2468 Centrais Geradoras Solar Fotovoltaica (UFVs). Esses geradores distribuídos juntos representam cerca de 13% da matriz elétrica brasileira (ANEEL, 2019). Portanto, percebe-se um grande potencial de formação de microrredes, utilizando esses geradores distribuídos.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem quatro objetivos principais, a saber: *(i)* verificar a probabilidade de operação ilhada de uma rede alimentada por PCH's; *(ii)* propor uma metodologia para representação da frequência no problema do fluxo de potência convencional por meio do modelo dinâmico dos reguladores de velocidade; *(iii)* apresentar uma metodologia para otimizar os parâmetros dos reguladores de velocidade e conseqüentemente melhorar os índices de qualidade de frequência; *(iv)* propor um método para reduzir as perdas ativas nas linhas de transmissão com o ajuste de despacho adequado dos geradores. Para isso, buscou-se formar uma microrrede alimentada exclusivamente por PCH's isoladas.

Para realizar o controle de frequência da microrrede ilhada, utiliza-se o controle de carga e frequência integrado ao cálculo de fluxo de potência; em seguida, é realizada uma comparação entre os reguladores de velocidade mais empregados na literatura; posteriormente, busca-se estabelecer um método para minimizar o desvio de frequência tanto durante o transitório quanto em regime permanente. Para esse fim, desenvolve-se um algoritmo em ambiente *Matlab*[®] como método para integrar o controle de carga e frequência ao cálculo do fluxo de potência obtido através do Matpower (ZIMMERMAN et al., 2011).

Com o objetivo de reduzir os transitórios de frequência em função de uma variação de carga, utiliza-se o controle por queda de velocidade e estatismo transitório. A título de comparação, os parâmetros dos controladores de velocidade e o despacho de potência são ajustados utilizando um algoritmo evolucionário adaptativo e um algoritmo de otimização por enxame de partículas.

Para validação do método proposto, são realizados alguns experimentos em um sistema de testes de 8 barras e em seguida no sistema IEEE 33 barras. Por fim, verifica-se o impacto que a otimização dos reguladores de velocidade causam na manutenção da frequência em uma microrrede alimentada por PCHs ilhadas do sistema principal.

1.2 Justificativa

A integração das fontes de energia eólica e fotovoltaica no sistema elétrico tem sido possível devido ao uso de conversores eletrônicos de potência. No entanto, a utilização desses dispositivos, e conseqüentemente dessas fontes, causam uma redução da inércia no sistema, o que resulta em um maior desvio de frequência na ocorrência de um distúrbio (CHAMORRO et al., 2019b). Esse problema se agrava quando esses geradores operam em uma rede de baixa inércia, como por exemplo em uma operação isolada. Dessa forma, torna-se necessário novas estratégias de controle para restaurar a frequência. Assim, os sistemas híbridos alimentados por pequenas centrais hidrelétricas, apresentam uma solução promissora para reduzir a falta de inércia provocada pela inserção dos geradores eólicos e fotovoltaicos, melhorando a estabilidade do SEP.

Os reguladores de velocidade são os dispositivos que controlam a entrada de água em uma turbina, que por sua vez gira o gerador para produzir eletricidade. Assim, para manter uma frequência estável, a velocidade de rotação da turbina deve permanecer sempre constante (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). Os reguladores de velocidade ajustados por parâmetros fixos vêm se tornando obsoletos e podem vir a apresentar diversos problemas de estabilidade em sistemas de baixa inércia. Diante desse cenário, a utilização de reguladores versáteis, que podem ter seus parâmetros ajustados a todo momento pode possibilitar uma melhora significativa na resposta da frequência e contribuir para uma maior confiabilidade do sistema elétrico.

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma: O Capítulo 2 apresenta um revisão bibliográfica sobre o conceito de geração distribuída, formação de microrredes, cálculo do fluxo de potência em redes de baixa inércia e os principais trabalhos relacionados sobre os estudos de fluxo de potência em microrredes ilhadas que constituíram a base desta pesquisa.

No Capítulo 3 são discutidas as principais estratégias de controle primário de frequência e sua aplicação nos SEPs através dos reguladores de velocidade.

O Capítulo 4 apresenta as etapas do desenvolvimento do algoritmo utilizado e descreve a metodologia utilizada para o controle de frequência do sistema.

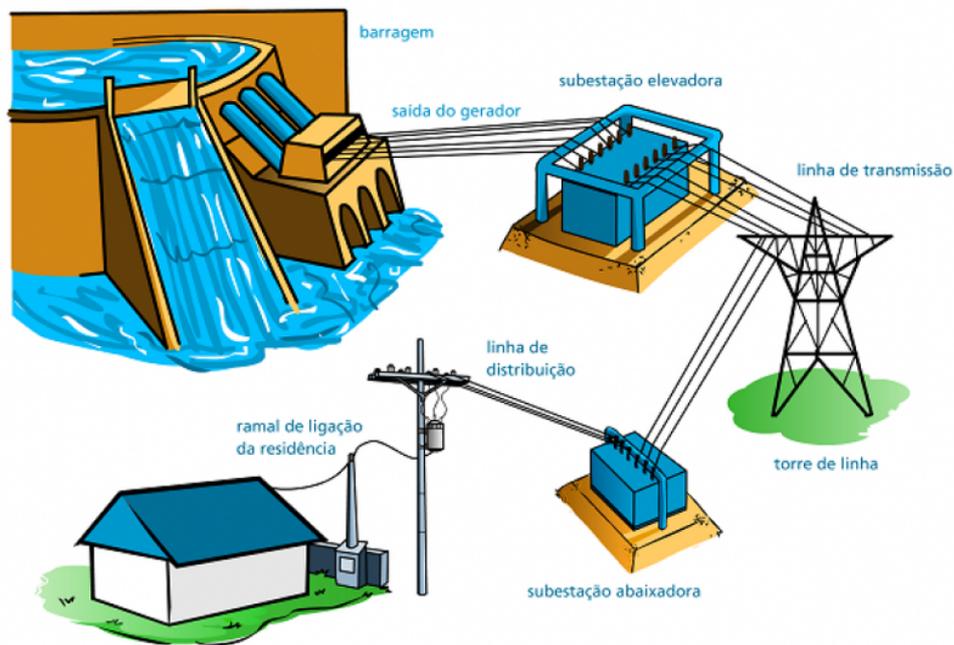
Em seguida, o Capítulo 5 reúne os resultados e discussões para aplicação da metodologia proposta para dois sistemas de testes. Os resultados são obtidos através de simulações na plataforma *Matlab*[®] utilizando o pacote Matpower (ZIMMERMAN et al., 2011) para obter as respostas do fluxo de potência.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões a respeito da metodologia proposta, bem como as sugestões para desenvolvimentos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Tradicionalmente o sistema elétrico é composto por grandes usinas de geração de energia distantes dos centros de consumo. A Figura 1 apresenta o modelo tradicional de geração de energia no Brasil, em que a energia gerada é transportada por meio de linhas de transmissão de centenas de quilômetros até o sistema de distribuição, que detêm a rede elétrica de menor tensão, às quais os consumidores são conectados. A vantagem deste modelo consiste na economia de gerar energia em grande escala através da construção de grandes usinas, permitindo menores custos de geração (MARYAMA et al., 2016a).

Figura 1 – Sistema elétrico brasileiro



Fonte: (MARYAMA et al., 2016b).

Essa concepção do sistema elétrico é usada há várias décadas; no entanto, esse modelo apresenta alguns inconvenientes tais como: linhas longas que ocasionam perdas elétricas devido à resistência dos condutores entre outros efeitos; a confiabilidade do fornecimento de energia fica condicionada ao bom funcionamento das linhas de transmissão, existindo poucas possibilidades de *backup* em caso de necessidade de manutenção; a construção de linhas extensas, bem como a construção de grandes usinas tendem a causar grandes impactos ambientais. Estes obstáculos, tornam cada vez mais difícil a viabilização desses tipos de empreendimentos na mesma velocidade do crescimento da demanda de energia elétrica (HUAYLLAS, 2015).

2.1 Geração Distribuída

O conceito de Geração Distribuída (GD) possui diferentes definições e depende por exemplo da forma de conexão, capacidade instalada, localização, tipos de recursos utilizados na geração de energia, entre outros. No Brasil, a ANEEL define através do Módulo

1 do PRODIST que as unidades GD são classificadas como centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente ao sistema elétrico e que podem operar em paralelo ou isolada do Sistema Interligado podendo ser despachada ou não pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2019a).

Na GD, os geradores são alocados próximos aos centros de consumo e conectados diretamente ao sistema de distribuição. Esse modelo de geração proporciona alguns benefícios se comparado ao sistema tradicional, entre eles estão: redução de perdas relacionadas a transmissão de energia, menor impacto ambiental, melhoria da confiabilidade do sistema elétrico, menor tempo para implementação entre outros (KARNIKOWSKI et al., 2016).

De forma geral, a GD vem surgindo como uma solução aos problemas apresentados pelo sistema elétrico atual. Ela pode ser constituída de pequenas centrais hidrelétricas, microturbinas a gás, geradores a diesel, painéis fotovoltaicos e geradores eólicos, conectados diretamente às unidades consumidoras ou à rede de distribuição. Pode-se incluir também sistemas de armazenamento de energia como por exemplo bancos de baterias, e outras fontes como células de combustível (MARYAMA et al., 2016a)

Todavia, a implementação em larga escala da GD no sistema elétrico pode ocasionar em outros problemas que necessitam ser analisados particularmente. Entre eles estão: mudança na corrente de curto-circuito do sistema, dificuldade na regulação de tensão das linhas de distribuição, ajuste do sistema de proteção, qualidade de energia, estabilidade, entre outros (GUERRERO; VASQUEZ; TEODORESCU, 2009).

2.2 Microrredes

O conceito de microrrede surgiu como uma alternativa para solucionar os problemas gerados pela inclusão de unidades de GD em larga escala. Esse conceito foi proposto em 2002 pelo *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions* (CERTS). O objetivo do CERTS era interligar um conjunto de microfuentes de energia elétrica para criar uma rede isolada (autônoma), que poderia ou não ser interligada a uma rede elétrica convencional. Inicialmente, pensava-se em microrredes como subsistemas elétricos, com potências nominais inferiores a 10 kW e que operavam sempre em baixa tensão (LASSETER et al., 2011).

Atualmente, o termo microrrede tem sido empregado de forma global, com o intuito de designar uma porção do sistema elétrico que pode ser controlado de forma separada e autônoma com capacidade de alimentar cargas locais, sem a preocupação de quantificá-la quanto à potência nominal e a tensão de operação (SHARMA; MISHRA; NANDA, 2016; BARNES et al., 2007).

2.3 Modos de Operação

A diferença entre a formação de uma microrrede e a simples integração de unidades de geração distribuída ao sistema de distribuição é que as microrredes podem operar tanto em

modo interligado por meio da operação convencional, quanto no modo isolado (conhecido como ilhamento ou modo de emergência) (HATZIARGYRIOU et al., 2006; GUERRERO; VASQUEZ; TEODORESCU, 2009). A Figura 2 representa uma estrutura típica de uma microrrede composta por geradores de diferentes fontes, tais como: solar fotovoltaico, eólico, hidráulico entre outros. A microrrede é conectada ao sistema principal através de um transformador (MT - BT). Este ponto de conexão é denominado *Point of Common Coupling* (PCC). Nesse ponto é inserido o dispositivo de proteção responsável pelas manobras de ilhamento e resincronização da microrrede com a rede principal (VICENTIM et al., 2015).

2.3.1 *Modo interligado*

O modo de operação interligado dá-se quando a microrrede encontra-se conectada à rede principal por meio do PCC. Dessa forma, a microrrede pode operar de forma passiva, exportando energia para a rede principal e servindo como um sistema de auxílio para melhorar níveis de tensão e frequência que são geridos pela rede primária. A microrrede conectada pode ser útil também para otimizar o despacho de potência para as cargas locais e reduzir as perdas do sistema (RESE et al., 2012).

2.3.2 *Modo isolado*

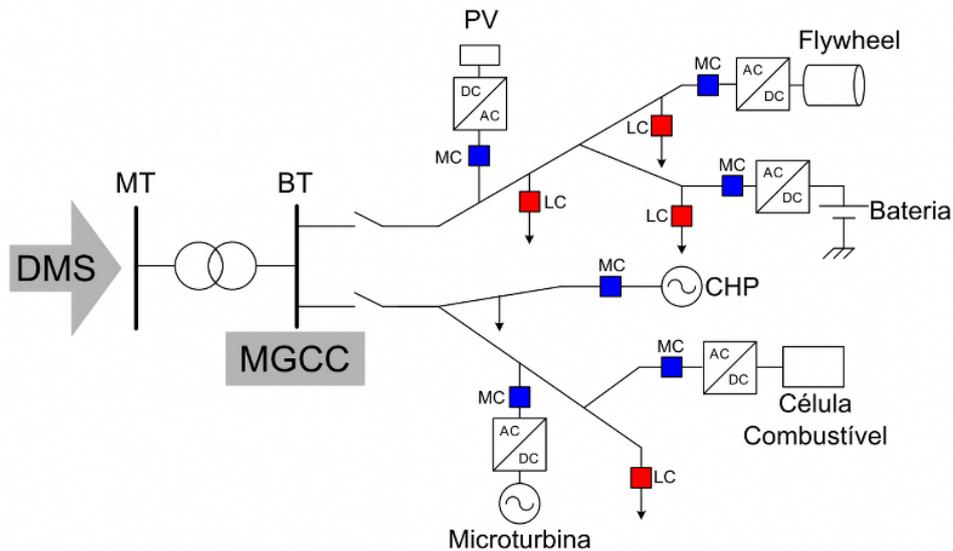
Por definição, a operação em modo isolado ocorre quando uma parte do sistema elétrico passa a ser suprido unicamente por uma unidade ou grupo de geradores distribuídos isolados do sistema principal. Na Figura 2 isso pode ser obtido através da desconexão da microrrede do sistema principal através do PCC. Essa desconexão pode ser previamente planejada devido à necessidade de manutenção ou decorrente de algum defeito na rede principal. Na hipótese de um ilhamento não planejado, a microrrede pode ou não ter capacidade de continuar operando após a separação, dependendo das características das cargas locais, das condições de geração e dos níveis de frequência e tensão medidos no momento do ilhamento (VICENTIM et al., 2015).

Na transição entre operação interligada para isolada, a frequência da rede pode variar significativamente. Em alimentadores muito longos a tensão do sistema também tende a sofrer grandes alterações. Isso se deve ao fato de que normalmente os geradores que compõem a microrrede são de potência nominal significativamente menor que a potência fornecida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) (KARNIKOWSKI et al., 2016).

Em se tratando da variação de frequência, no Brasil o ONS adota O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). O ERAC é um sistema de proteção que realiza o corte de carga em caso de subfrequência ou devido a grandes oscilações em curto período de tempo. Graças a atuação do ERAC tem-se evitado grandes blecautes de energia no SIN ao longo dos anos. Assim, para manter a microrrede em operação isolada durante grandes períodos de tempo, o sistema de proteção ERAC pode ser utilizado para viabilizar o sucesso da

operação, evitando a atuação do relé de proteção (ONS, 2019a).

Figura 2 – Arquitetura típica de uma microrrede



Fonte: (LASSETER et al., 2011).

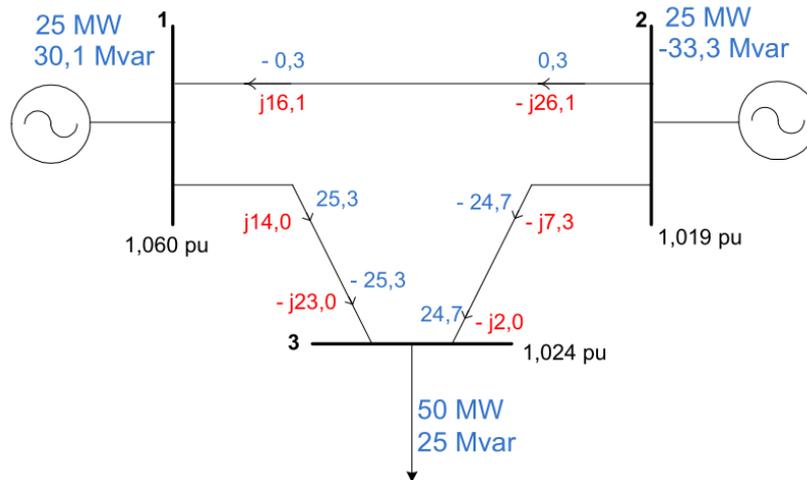
2.4 Fluxo de Potência em Microrredes

O cálculo do fluxo de potência, em sua formulação clássica, consiste basicamente na determinação do estado da rede elétrica através do cálculo das tensões nodais, em módulo e fase, e dos fluxos de potência ativa e reativa do sistema (GATTA, 2012). Nesse tipo de análise, os componentes do sistema elétrico são modelados de forma estática através de um conjunto de equações e inequações algébricas. Tal representação se justifica pois as variações das grandezas no tempo são suficientemente lentas, de modo que o efeito transitório pode ser desconsiderado (MONTICELLI, 1983; GÓMEZ, 2015).

O cálculo do fluxo de potência parte do pressuposto que, após a convergência, a rede elétrica atinge um novo estado de equilíbrio caracterizado pela frequência nominal de operação. Dessa forma, é possível obter o estado de operação do sistema após a solução do fluxo de potência. A Figura 3 apresenta o resultado do cálculo do fluxo de potência para um sistema demonstrativo de 3 barras, sendo as barras 1 e 2 de geração. Na barra 3, é conectada uma carga com potência nominal de 50 MW e 25 MVar. O resultado do fluxo de potência exposto equivale apenas para este conjunto de carga e geração. Na ocorrência de uma mudança de carga ou geração, novos resultados serão encontrados para o fluxo de potência (GATTA, 2012).

Durante a operação dos SEPs, as cargas variam constantemente, e associada a essa variação há uma mudança nos despachos de potência e, também, pode haver variação da frequência do sistema em relação ao seu valor nominal. A Figura 4 apresenta uma curva de carga da região sudeste do dia 3 de janeiro de 2019, com intervalos de 1 hora. Dessa forma, a carga sofre diversas mudanças durante o dia e um novo estado de equilíbrio

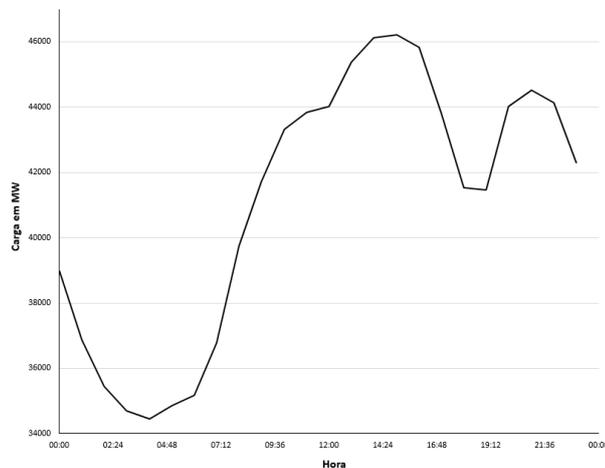
Figura 3 – Fluxo de potência para um sistema de 3 barras



Fonte: (GATTA, 2012)

deve ser encontrado. Contudo, verifica-se que tal equilíbrio nem sempre ocorre associado à frequência nominal. O equilíbrio de operação atingido pelo sistema imediatamente após um desvio de carga é obtido através da atuação dos reguladores de velocidade. Os principais conceitos desse sistema de controle foram apresentados na Seção 3.2.

Figura 4 – Curva de Carga ONS Sistema Sudeste e Centro-Oeste



Fonte: ONS, 2019

Os métodos tradicionais para cálculo de fluxo de potência, e.g. método Newton Raphson, não incluem a frequência em sua formulação, considerando que a frequência permanece constante a cada mudança de estado. Essa formulação é muito utilizada para sistemas de grande porte robustos, em que a energia cinética das massas girantes é alta o suficiente para tornar os efeitos da inserção ou remoção de cargas insignificante em relação à variação de frequência. No entanto, para sistemas isolados, de baixa potência nominal, o acionamento de cargas pode resultar em altos transitórios de frequência e grandes variações de frequência em regime permanente (AVILA; FILHO, 2018).

O desenvolvimento de uma ferramenta capaz de estimar os desvios de frequência após variações de carga e/ou geração, evitando grandes oscilações de frequência, tanto em transitório quanto em regime permanente, pode ser muito importante no estudo da estabilidade de sistemas isolados de médio porte. Uma ferramenta com tais características pode permitir uma primeira análise mais detalhada do sistema, evidenciando os cenários de operação crítica e facilitando a avaliação e o controle do sistema por parte do operador (GATTA, 2012).

Para que o sistema de controle apresente respostas mais próximas à realidade, e para que posteriormente possa-se otimizá-lo, é necessário que os reguladores de velocidade possam ser ajustados e que suas respostas possam ser adaptadas ao fluxo de potência.

Na literatura do problema em questão, existem diversas maneiras de incluir a modelagem desses dispositivos ao cálculo do fluxo de potência. Os trabalhos de Rese, Costa e Silva (2013), Gatta (2012), Pinto et al. (2000) e Abdelaziz et al. (2013), abordam de forma detalhada o desenvolvimento de um algoritmo baseado no método Newton Raphson que calcula a frequência por meio da resposta em regime permanente do regulador de velocidade.

O problema da baixa inércia existente nas microrredes híbridas é abordado por: Veronica e Kumar (2017), Liu et al. (2018) e Pourbehzadi et al. (2019). Os autores em questão abordam o desenvolvimento de novas estratégias de controle para regulação primária e secundária de frequência em microrredes compostas por geradores eólicos, fotovoltaicos, a diesel entre outros. De forma semelhante, Karnikowski et al. (2016), Azeer, Ramjug-Ballgobin e Hassen (2017), Panwar et al. (2018), Chamorro et al. (2019a) e Patnaik (2013) abordam a análise e estabilidade dos reguladores de velocidade em uma rede elétrica alimentada por PCH's.

2.5 Trabalhos Relacionados

Em se tratando de microrredes, pode-se encontrar diversos estudos na literatura que abordam sua formação tanto conectadas quanto isoladas do sistema principal. A seguir serão apresentados os trabalhos mais próximos ao tema abordado nesta pesquisa.

No trabalho de Bacelar, Assis e Nery (2013) é realizada a simulação de um ilhamento intencional com o intuito de avaliar a transição de um alimentador de uma rede do modo conectado para o modo isolado, em que a potência instalada tem capacidade de fornecer energia para o sistema local.

Durante a simulação, o alimentador em questão foi desligado do sistema principal e os geradores locais conseguiram alimentar as cargas mantendo os níveis de tensão e frequências estabelecidas pelo órgão regulador. A ilha formada foi submetida a alguns imprevistos e foi verificada sua capacidade de sobrevivência a situações inesperadas, como um curto-circuito em uma fase e a variação de cargas, simulando um dia útil típico da região.

Por fim, concluiu-se que o sucesso do ilhamento é muito relacionado ao equilíbrio entre carga e geração no momento da formação da ilha. Todavia, foi mostrado que para ocorrer uma operação bem sucedida, torna-se necessária a instalação de equipamentos que agreguem um mínimo de automação e permitam a comunicação de dados em tempo real do sistema ilhado (BACELAR; ASSIS; NERY, 2013).

O trabalho de Huayllas, Ramos e Arnez (2014) apresenta os principais meios de incentivo utilizados para promover a inserção das microrredes no sistema elétrico. A simulação apresentada no trabalho analisa uma microrrede composta por um gerador a diesel síncrono, um gerador de excitação e um parque eólico, que tem a capacidade de alimentar as cargas locais e podem operar conectados ou isolados do sistema principal. Para a operação no modo ilhado, houve pequenos transitórios de tensão e frequência, porém ambos foram corrigidos em regime permanente pelos controladores.

O autor conclui que o desempenho dinâmico da rede ilhada é muito relacionado ao tempo de duração da falta e ao tamanho da carga ilhada. Para situação de colapso da ilha devido a sobrecarga, é sugerida a utilização de sistema automático de alívio de carga (*load shedding*) (HUAYLLAS; RAMOS; ARNEZ, 2014).

Dessa forma, o trabalho de Nadai et al. (2016) apresenta metodologias de corte de carga para microrredes isoladas. O autor utiliza um sistema IEEE 14 barras modificado para representar uma rede ilhada. O trabalho apresenta uma metodologia baseada em simulação Monte Carlo para identificar os barramentos críticos de uma microrrede e utiliza uma política de corte de carga para manter os níveis de tensão e frequência do sistema isolado (NADAI et al., 2016).

Guerrero, Vasquez e Teodorescu (2009) apresentam um passo a passo de como deve ser atribuída a hierarquia de controle em uma microrrede, baseando-se no padrão industrial e levando em consideração o ANSI/ISA-95, com o objetivo de adaptar a hierarquia de controle de uma microrrede AC ou DC. Os autores sugerem os seguintes níveis de controle:

- Controle Primário: Nesse nível hierárquico é utilizado um controle adaptativo, nomeado de controle *droop*. Esse controle simula o comportamento dinâmico dos geradores de grande porte através de uma reatância virtual, para que dessa forma, seja possível realizar o controle de frequência através dos Conversores Eletrônicos de Potência. Assim, é possível melhorar o acoplamento entre potência ativa e frequência do sistema, bem como a potência reativa e a tensão. Os autores obtiveram sucesso na aplicação dessa técnica e conseguiram manter o controle da frequência e tensão em uma microrrede composta por geradores distribuídos (GUERRERO; VASQUEZ; TEODORESCU, 2009).

- Controle Secundário: Nesse nível de controle é implementada uma rotina de realimentação para garantir que a microrrede opere dentro dos valores padrões. Além disso, é possível incluir um *loop* de controle de sincronização para conectar ou desconectar a microrrede do sistema de distribuição (GUERRERO; VASQUEZ; TEODORESCU, 2009).

- Controle Terciário: Neste nível é realizado o controle do fluxo de potência da rede

ilhada, levando em consideração a otimização econômica do despacho de potência (GUERRERO; VASQUEZ; TEODORESCU, 2009). Todavia, os autores não abordam a utilização de uma metodologia específica ou um algoritmo para o controle de microrrede.

Em Farag, Abdelaziz e El-Saadany (2013) é apresentada uma análise probabilística através de um algoritmo para identificar a capacidade de uma microrrede trabalhar no modo ilhado intencional. O algoritmo desenvolvido apresentou um bom desempenho e o ilhamento foi bem sucedido em diferentes condições de operação. Percebeu-se que dentre todas as restrições impostas ao ilhamento intencional, a de reserva de potência reativa e de tensão nos barramentos de carga têm maior peso no sucesso do ilhamento. Isso se deve principalmente à dificuldade que o sistema tem em transferir reativo de um barramento para o outro. No entanto, os autores não abordam meios de realizar o compartilhamento de reativo entre unidades GD em uma microrrede (FARAG; ABDELAZIZ; EL-SAADANY, 2013).

Uma nova formulação para o problema do fluxo de potência em microrredes é apresentada por Abdelaziz et al. (2013), onde os autores comprovam que os algoritmos convencionais baseados em Newton Raphson não solucionam com precisão o fluxo de potência em microrredes. Isso se deve ao fato de que, ao utilizar uma simulação Newton Raphson, é considerado que uma unidade GD do sistema trabalha como barra *slack*. É mostrado nas simulações que nenhuma das unidades GD conhecidas podem operar como barramento *slack*, pois não são adequadas para manter a referência de potência infinita da rede convencional. O algoritmo proposto apresentou resultados precisos em microrredes trabalhando em sistemas equilibrados e desequilibrados (ABDELAZIZ et al., 2013).

De forma semelhante, Rese, Costa e Silva (2013) propõem uma modificação no algoritmo Newton Raphson com o objetivo de agregar a frequência na formulação clássica do fluxo de potência para estudos de estabilidade em estado estacionário de microrredes. O algoritmo é validado através de comparações feitas em um sistema de teste utilizando o software PSCAD / EMTDC (RESE; COSTA; SILVA, 2013).

Já Contzen e Raisch (2016) utilizam a teoria dos grafos para modelar uma microrrede e propõem uma abordagem de controle baseada no algoritmo Consensus. O sistema é modelado considerando que cada inversor é equipado com uma unidade de armazenamento suficiente para contribuir no controle da potência reativa. O desempenho é avaliado ao se utilizar três algoritmos de fluxo de potência baseados em otimização para realizar o despacho de potência na ocorrência de mudanças incontrolláveis de carga (CONTZEN; RAISCH, 2016).

Observou-se que a potência reativa injetada por cada inversor em um nó é afetada somente pelo consumo de reativo nesse nó, independente da estrutura da rede. No entanto, o trabalho ignorou o compartilhamento de potência ativa, o qual foi abordado por Rosero et al. (2017), que utiliza o algoritmo Consensus para restaurar a frequência e a potência ativa no controle de uma microrrede, a fim de melhorar o compartilhamento de potência

ativa entre microrredes e reduzir os desvios de frequência locais. Percebeu-se que diferentemente do reativo, as unidades GD têm maior facilidade em compartilhar potência ativa.

Dessa forma, o trabalho de Dou et al. (2017) apresenta uma estratégia de controle baseada na alocação de uma fonte e uma impedância virtual, a fim de compensar a resistência da linha, para melhorar a capacidade de compartilhamento de potência reativa dos geradores distribuídos em microrredes. Os resultados são comprovados através de simulação no MATLAB / Simulink.

Jafari e Afrakhte (2014) discutem sobre a necessidade do controle de qualidade da tensão e frequência em sistemas isolados. Também é abordada a necessidade de realizar uma transição bem-sucedida entre o modo conectado e o modo isolado. Para tal, é apresentada uma configuração ótima de um sistema regulador estático, que trabalha como filtro para a geração distribuída. Para conseguir uma melhor configuração do sistema, é utilizado um algoritmo de otimização por enxame de partículas, com a finalidade de melhorar a função objetivo. Os resultados apresentam um bom desempenho do algoritmo proposto, o qual tem um papel importante na melhoria da operação, através da otimização dos valores de tensão e frequência.

Segundo Oliveira et al. (2015), nos últimos anos tem-se visto grande interesse em ajustar os parâmetros do controle de frequência através de algoritmos de inteligência computacional baseados em pesquisa heurística de base populacional.

Nesse sentido, Pradhan e Bhende (2019), realizam uma breve discussão sobre a aplicação dos algoritmos de otimização, tais como: Otimização por Enxame de Partículas (OEP), Alimentação Bacteriana (Bacterial-Feeding), Evolução Diferencial (DE) e Algoritmo Evolucionário (AE). Os autores fazem uma crítica à aplicação desses algoritmos ao controle de frequência, devido à dificuldade de se encontrar o ajuste ideal dos parâmetros gerais, como por exemplo: número de iterações, tamanho da população e taxa de mutação. Dessa forma, é proposto um novo algoritmo denominado de “MJOA”, o qual é uma modificação de um algoritmo já existente chamado “Jaya”. A justificativa utilizada no trabalho é que o MJOA é capaz de chegar a um valor ótimo exigindo menos esforço computacional e sem a necessidade de definição dos parâmetros gerais por parte do usuário.

A eficácia do MJOA é examinada através do ajuste dos parâmetros do sistema de controle de carga e frequência em um sistema elétrico de duas áreas, composto por geradores hidráulicos, eólicos e turbinas térmicas. Em seguida, é realizado um teste utilizando o sistema IEEE 39 barras. O algoritmo proposto é comparado com alguns outros presentes na literatura, e apresentou uma convergência mais rápida. Por fim, os autores concluem que o MJOA é simples de se implementar e apresenta o benefício de não requerer parâmetros iniciais além da função objetivo.

Khan, Pasupuleti e Jidin (2018), propõem uma nova arquitetura de controle baseado em lógica Fuzzy para otimizar e regular a frequência em uma microrrede. Os autores

discorrem sobre os problemas de estabilidade que os controladores de ganho fixo podem proporcionar ao sistema elétrico, devido ao fato de que o ponto de operação ideal do sistema é variável e muitas vezes imprevisível devido a eventos de faltas e chaveamento de cargas. Dessa forma, torna-se importante um ajuste variável do controle proporcional derivativo para que se possa obter um melhor nível de estabilidade no sistema elétrico e ainda reduzir as perdas.

Os autores justificam a utilização da lógica Fuzzy para realizar o auto-ajuste do controle por meio da argumentação de que os algoritmos de otimização (AE, OEP, DE e RNA) são difíceis de se implementar em um sistema real, devido ao fato de que eles necessitam de um modelo completo do sistema elétrico, o que torna complexa a aplicação prática desses algoritmos.

O sistema de testes proposto é uma microrrede com alta penetração de geração hidráulica e geradores a diesel que trabalham como *backup*, sendo utilizado apenas em momentos no qual a geração hidráulica não é capaz de suprir toda a carga. O sistema é submetido a diversas perturbações de carga e a efetividade do controle é avaliada através da comparação entre o controle de ganho fixo e o controle auto-ajustável Fuzzy. As métricas avaliadas são: o tempo de estabilização, valor de pico, valor em regime permanente, erro integral absoluto, quadrado do erro integral e o tempo absoluto do erro integral (KHAN; PASUPULETI; JIDIN, 2018).

Percebeu-se que o método proposto apresentou resultados consideravelmente melhores que o controle fixo. Todavia, os autores não apresentam outros métodos de otimização e se limitam na comparação entre o controle fixo e o auto-ajustável. Por fim, é destacado que o método proposto apresenta um desempenho melhor com maior robustez no controle de carga e frequência.

2.6 Discussões Finais

Neste capítulo foram apresentados alguns princípios básicos relacionados ao conceito de GD, microrredes e sobre a evolução natural do sistema elétrico devido a inserção destas novas fontes de geração. Foi abordado desde aspectos relativos à definição do termo GD até os tipos mais comuns de fontes de energia utilizados. Além disso, foram apresentados os principais trabalhos relacionados, presentes na literatura, que serviram como base para o desenvolvimento desta pesquisa. Com os conhecimentos obtidos neste capítulo foi possível perceber os desafios que este modelo de geração apresenta e as técnicas mais empregadas para solucioná-los.

3 CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA EM MICRORREDES

Nos estudos de fluxo de potência em um SEP, as potências ativa e reativa são normalmente tratadas de forma independente e são influenciadas por diferentes ações de controle. A potência ativa está relacionada ao controle de frequência, enquanto o controle de potência reativa está intimamente relacionado aos níveis de tensão. Assim, pode-se estudá-las separadamente para uma grande variedade de problemas de estabilidade (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Tradicionalmente, os programas e algoritmos de fluxo de potência são usados em estágios operacionais e de planejamento. Existem diversas aplicações que exigem análise de fluxo de potência em sistemas elétricos, como, por exemplo, automação da distribuição, otimização da rede e planejamento do compartilhamento de potência reativa. Todas essas aplicações podem ser utilizadas nas microrredes, tanto conectadas como isoladas, para avaliar sua estabilidade de operação e gerenciar de forma adequada o compartilhamento de energia pelos geradores (ABDELAZIZ et al., 2013).

A maioria dos algoritmos utilizados para análise de fluxo de potência são baseados no método Newton-Raphson. Esse método promove uma análise rápida e precisa do fluxo de potência em sistemas elétricos. Porém, a formulação tradicional do fluxo de potência baseada nesse método não apresenta resultados precisos na aplicação em microrredes. Isso se deve, em parte, pela ausência do cálculo da frequência do sistema, que em redes de baixa potência nominal, pode sofrer grandes desvios em curto prazo de tempo (MEDICHERLA; SACHDEV; BILLINTON, 1979).

Diversos autores, tais como: Abdelaziz et al. (2013), Rese, Costa e Silva (2013), Guerrero, Vasquez e Teodorescu (2009), Avila e Filho (2018) e Gatta (2012) defendem que a frequência em microrredes isoladas deve ser apresentada como uma nova variável a ser calculada no problema do fluxo de potência. Dessa forma, esses autores apresentam uma proposta, para a solução deste problema, que calcula a frequência do sistema através da inclusão das equações da regulação primária de frequência ao problema do fluxo de potência. Assim, representa-se de forma estática a ação dos reguladores de velocidade.

3.1 Controle de Carga e Frequência

Para um funcionamento satisfatório de um SEP, a frequência deve permanecer constante, com pequena margem de tolerância em torno de 60 Hz. Uma queda de frequência pode resultar em altas correntes de magnetização nos motores de indução e transformadores, falta de sincronismo entre dispositivos que se baseiam na frequência do sistema e grandes desvios de carga em motores, transformadores entre outros dispositivos que tem o valor de carga nominal alterado com a variação de frequência (FILHO, 1984).

A frequência de um sistema depende do equilíbrio de potência ativa. Como a frequência é uma variável comum em todo o sistema, uma mudança na demanda de potência ativa em

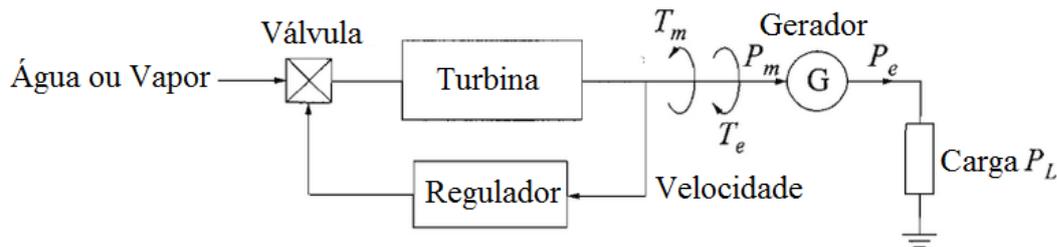
um ponto é refletida como uma variação de frequência em todo o sistema. Assim, alguns meios devem ser empregados para controlar o despacho de potência e reduzir os desvios de frequência na ocorrência de uma mudança de carga (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Para simulação da malha de controle de frequência em um SEP, é fundamental uma modelagem adequada de todos os componentes. Assim, é possível determinar os parâmetros de ajuste ideais para o sistema de controle. A seguir são apresentados os principais componentes utilizados na modelagem da regulação primária de frequência.

3.2 Fundamentos do Controle de Frequência

A malha de controle de frequência pode ser melhor ilustrada considerando uma unidade geradora isolada que alimenta uma carga local conforme mostrado na Figura 5. Ao ocorrer uma mudança de carga, há um reflexo instantâneo no torque elétrico T_e do gerador. Isso provoca uma incompatibilidade entre o torque mecânico T_m e o elétrico, visto que o torque elétrico produz uma força de sentido contrário ao torque mecânico, o que por sua vez, resulta em variações de velocidade determinadas pela equação do movimento $T_a = T_m - T_e$.

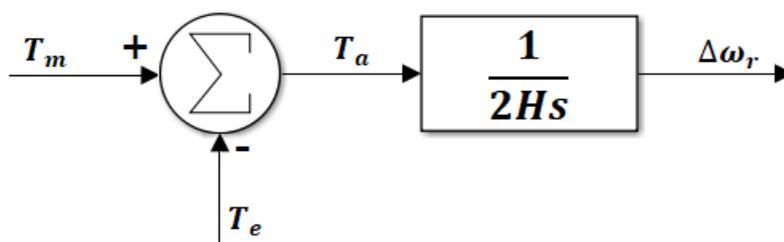
Figura 5 – Gerador suprindo uma carga isolada



Fonte: (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

A Figura 6 apresenta o diagrama de blocos da função de transferência da relação entre a velocidade do rotor do gerador em função dos torques elétrico e mecânico (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994), sendo H a constante de inércia do gerador, T_m e T_e os torques mecânico e elétrico, respectivamente. A resposta obtida do sistema, em malha aberta, é uma variação de velocidade do rotor em pu representada por $\Delta\omega_r$ (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Figura 6 – Função de transferência relacionando velocidade e torque



Fonte: (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Para estudos de controle de frequência é mais apropriado utilizar a relação potência mecânica e elétrica em vez de torque. A relação entre a potência, P , e o torque, T , é dada por

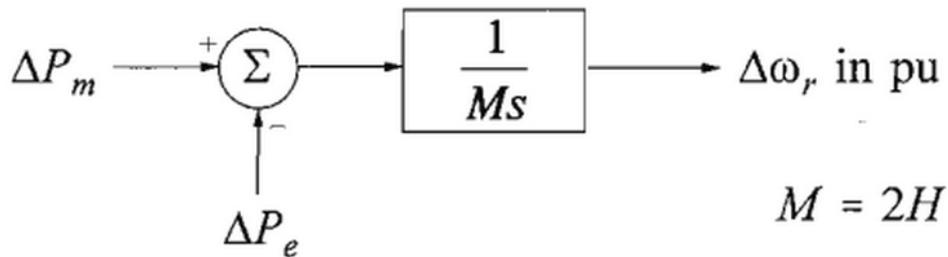
$$P = \omega_r T \quad (1)$$

Pode-se considerar, então, que a potência final é representada por uma potência inicial P_0 somada a uma variação ΔP . Em regime permanente o torque mecânico e o elétrico são iguais ($T_m = T_e$) e a velocidade ω_0 expressa em pu é igual a 1, resultando (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994):

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (2)$$

O diagrama de blocos da Figura 7 apresenta essa relação em termos de ΔP_m e ΔP_e . Dessa forma, a potência mecânica extraída da turbina é uma função da posição da válvula de abertura do insumo energético e não varia com a frequência.

Figura 7 – Função de transferência relacionando velocidade e potência



Fonte: (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

3.3 Turbina Hidráulica

O modelo da turbina hidráulica é baseado no funcionamento de uma usina Hidroelétrica, conforme mostrado na Figura 8 (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994), sendo H a altura da coluna de água, U a velocidade de escoamento e L o comprimento do duto. Dessa forma, a potência mecânica extraída da turbina pode ser calculada como segue

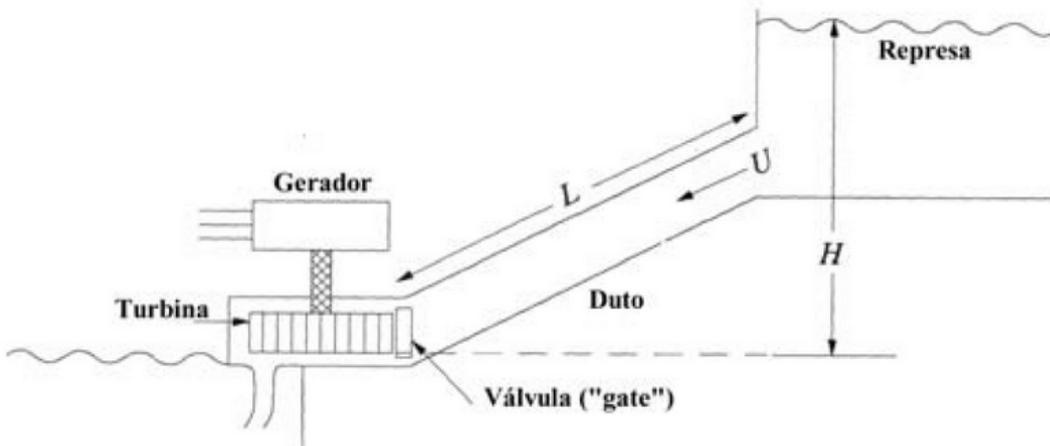
$$P_m = K_p H U, \quad (3)$$

sendo K_p uma constante de proporcionalidade.

A função de transferência que representa a dinâmica de funcionamento da turbina hidráulica é descrita por

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta G} = \frac{1 - T_\omega s}{1 + \frac{1}{2} T_\omega s} \quad (4)$$

Figura 8 – Esquema de uma usina Hidroelétrica



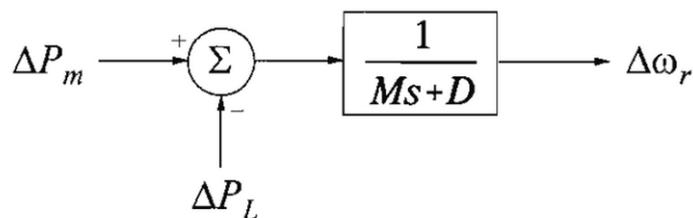
Fonte: (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

sendo T_ω o tempo de partida da água, ΔP_m a variação de potência mecânica e ΔG a variação da abertura da válvula.

3.4 Sistema Geração-Carga

A Figura 9 mostra um modelo geração-carga sem malha de controle (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; FILHO, 1984), sendo ΔP_m a variação da potência mecânica obtida no eixo da turbina, ΔP_L a variação de potência ativa da carga, M a constante de inércia do gerador, D a constante de amortecimento da carga e $\Delta \omega_r$ a variação de velocidade proporcionada pela mudança de carga. Observa-se, que ocorrendo apenas uma variação na potência da carga, mantendo a potência mecânica constante, haverá uma mudança na velocidade de saída, $\Delta \omega_r$, que será amortecida pela constante de inércia do gerador, M , e pela constante de amortecimento da carga, D . Como velocidade e frequência são diretamente proporcionais, $\omega = 2\pi f$, haverá também uma variação na frequência.

Figura 9 – Diagrama de blocos de um sistema gerador e carga



Fonte: (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Em geral, existem três tipos de cargas que podem ser conectadas ao SEP: de impedância constante; corrente constante e potência constante. Somente as cargas de potência constante não são alteradas em função da variação de frequência do sistema. Essa relação pode ser estabelecida como segue (FILHO, 1984).

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_r, \quad (5)$$

sendo ΔP_e a variação da potência elétrica total, ΔP_L a variação da potência que não é sensível a mudança de frequência e $D\Delta\omega_r$ a parcela da carga sensível à frequência. Normalmente, os valores típicos de D são baixos e variam entre 1 a 2%. Por exemplo, um coeficiente de amortecimento igual a 2 significa que uma variação de 1% na frequência propicia uma variação de 2% na carga (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; FILHO, 1984).

O sistema elétrico tem, pois, uma capacidade inerente de atingir um novo estado de equilíbrio ou de auto regular-se, mesmo se nenhum controle de velocidade for empregado. Parte disso ocorre porque normalmente as cargas são variáveis com a frequência. Portanto, se a frequência diminui, o valor nominal das cargas tende a diminuir (FILHO, 1984). Essa propriedade inerente aos sistemas elétricos é chamada de *regulação própria do sistema* (FILHO, 1984). A nova frequência do sistema em regime permanente após uma variação na carga pode ser calculada como segue

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L}{D}. \quad (6)$$

3.5 Reguladores de Velocidade

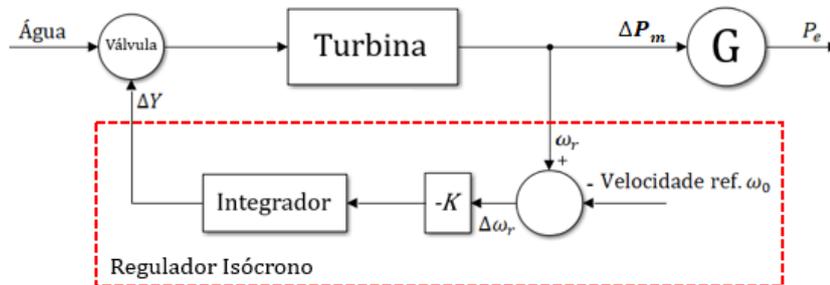
Em um sistema elétrico ocorrem perturbações constantes e aleatórias. Assim, além da regulação própria do sistema, é necessário um controle automático para reduzir o impacto que uma variação de carga pode causar na frequência do sistema. Dessa forma, as unidades geradoras possuem mecanismos de regulação automática de velocidade, denominados de reguladores de velocidade, que atuam para modificar a potência gerada em função da variação de frequência. Portanto, quando há uma redução instantânea na frequência do sistema, motivada por um aumento de carga, os reguladores de velocidade atuam para elevar a geração de potência das unidades (GATTA, 2012). Há diferentes tipos de reguladores de velocidade, as próximas subseções descrevem dois deles.

3.5.1 Regulador Isócrono

O regulador isócrono busca estabelecer um sincronismo entre a velocidade de referência e a válvula de admissão da turbina. A Figura 10 apresenta o diagrama do regulador isócrono, onde a velocidade do rotor, ω_r , é comparada com uma velocidade de referência, ω_0 . O sinal de erro, desvio de velocidade, $\Delta\omega_r$, é usado para produzir uma resposta do controle, ΔY , que atua na válvula de admissão da turbina – aumentando ou diminuindo

a quantidade de insumo energético liberado para movimentar a turbina. O controle só deixa de agir quando o sistema atinge a velocidade de referência e o erro passa a ser zero (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

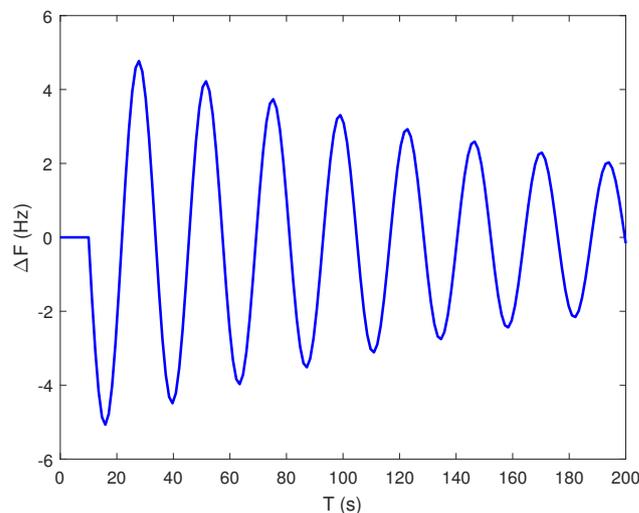
Figura 10 – Diagrama de blocos do regulador isócrono



Fonte: (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

O regulador isócrono pode ser empregado quando um gerador alimenta uma carga isolada, ou quando é necessário apenas um gerador para gerenciar a frequência de um sistema multigeradores. No entanto, este controle apresenta problemas de estabilidade em sistemas com mais de um gerador participando do compartilhamento de carga, pois os controladores de velocidade causam um conflito entre si, causando uma perturbação excessiva no sistema (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; FILHO, 1984). A Figura 11 mostra a resposta no tempo de dois geradores que utilizam o regulador isócrono no controle primário de frequência. Observa-se que os reguladores atuam ao mesmo tempo e tentam ajustar a frequência de acordo com seu próprio valor de referência. Esse efeito causa uma perturbação na frequência e pode provocar um esforço desnecessário ao rotor da máquina e ainda conduzir o sistema ao colapso.

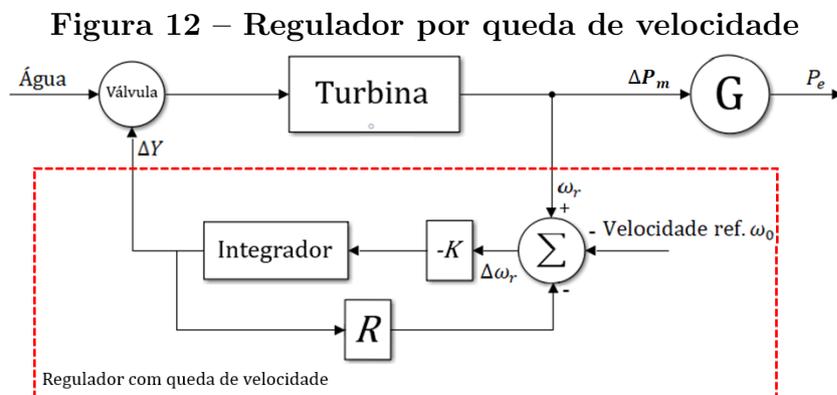
Figura 11 – Resposta do regulador isócrono para o compartilhamento de carga entre dois geradores



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5.2 Regulador com Queda de Velocidade – speed droop

O regulador isócrono não deve ser empregado quando há dois ou mais geradores conectados ao mesmo sistema; assim, para uma divisão estável de cargas entre vários geradores utiliza-se um regulador por queda de velocidade ou regulador *speed droop* (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; FILHO, 1984; OLIVEIRA et al., 2015; SOARES E. J. DE OLIVEIRA, 2015; GUERRERO; VASQUEZ; TEODORESCU, 2009). Este regulador é obtido adicionando um laço de realimentação ao integrador, como mostra a Figura 12, sendo R , MW/Hz, uma constante de energia de regulação da máquina ou *speed droop*. Esse parâmetro indica o quanto de potência ativa deve ser gerada para suprir um determinado desvio de frequência.



Fonte: (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

O diagrama de blocos exibido na Figura 12 pode ser reduzido a um modelo equivalente apresentado na Figura 13. A função de transferência do regulador por queda de velocidade pode ser expressa como

$$\Delta Y = \Delta \omega_r \left(-\frac{1}{R} \right) \left(\frac{1}{1 + sT_G} \right) \quad (7)$$

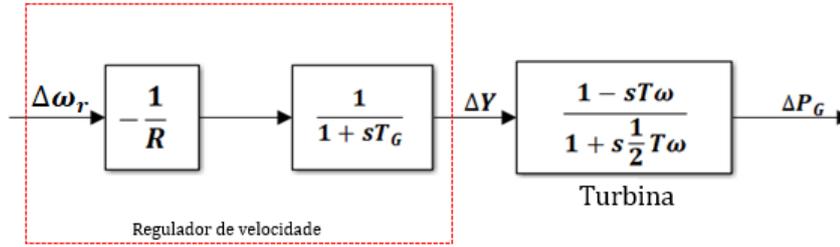
sendo

$$T_G = \frac{1}{KR}. \quad (8)$$

uma constante de tempo de atuação do regulador.

Percebe-se que ao ocorrer uma mudança na carga do sistema, haverá uma variação de velocidade ω_r , a qual provoca a ação do regulador que tende a modificar a posição da válvula de admissão ΔY no sentido de ajustar a potência mecânica da turbina. Ao representarmos as variáveis em p.u., pode-se demonstrar que a variação da posição da válvula de admissão da turbina ΔY provoca uma variação da potência ativa gerada ΔP_G (FILHO, 1984). Para turbinas hidráulicas essa relação pode ser expressa como segue

Figura 13 – Regulador por queda de velocidade reduzido



Fonte: (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994)

$$\Delta P_G = \Delta Y(s) \times \frac{1 - T_\omega s}{1 + \frac{1}{2}T_\omega s} \quad (9)$$

substituindo a Equação 7 em 9 e levando em consideração a relação existente entre velocidade (ω) e frequência (f) é possível obter

$$\frac{\Delta P_G(s)}{\Delta f(s)} = \left(\frac{-\frac{1}{R}}{1 + sT_G} \right) \times \left(\frac{1 - T_\omega s}{1 + \frac{1}{2}T_\omega s} \right) \quad (10)$$

3.5.3 Resposta do regulador em regime permanente

A resposta em regime permanente do regulador com queda de velocidade é refletida por cada estado de equilíbrio atingido após uma variação de frequência (FILHO, 1984). Para determinar o estado de equilíbrio, aplica-se um degrau de frequência ao regulador e determina-se a variação de potência ativa gerada em regime permanente. Para isso, aplica-se o teorema do valor final (KATHUSHIKO, 2011) à função de transferência da Equação 10 (GATTA, 2012), resultando na Equação 11.

$$(\Delta P_G)_{r.p.} = -\frac{1}{R} \Delta f_{r.p.} \quad (11)$$

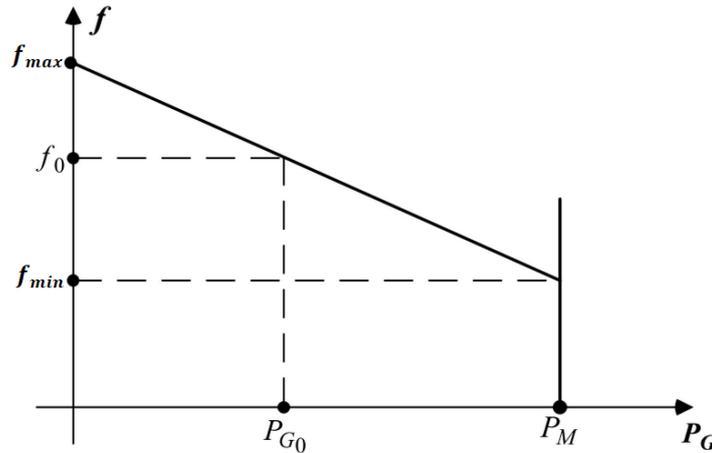
Analisando as Equações 7 e 11, percebe-se que em regime permanente, o sinal de controle ΔY é proporcionalmente igual à variação da potência ativa gerada ΔP_G .

Levando em consideração que no estado de equilíbrio, o sistema é representado por uma potência ativa gerada ΔP_{G0} , que atende a demanda solicitada pela carga a uma frequência de operação nominal f_0 . Ao ocorrer uma variação de carga, a geração da unidade será modificada para ΔP_G com o propósito de atender a nova demanda, isso resulta em um novo valor de frequência representado por f . Dessa forma, a Equação 11 pode ser reescrita conforme:

$$P_G - P_{G0} = -\frac{1}{R} \cdot (f - f_0) \quad (12)$$

Assim, a Equação 12 corresponde a uma reta que passa pelo ponto (P_{G0}, f_0) . É possível observar essa relação no gráfico da Figura 14, onde P_M é a potência máxima do gerador.

Figura 14 – Resposta estática do regulador por queda de velocidade



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5.4 Percentual de Regulação de Velocidade ou Estatismo

Ao representar a Equação 12 em função do estatismo R , obtém-se a Equação 13; também é possível representar este parâmetro em função da frequência Equação 14 e da velocidade Equação 15. Assim, é fácil perceber que o valor da frequência (ou velocidade) em regime permanente é determinado pelo estatismo e pela proporção de carga do gerador. Por definição, o estatismo representa a variação de velocidade da máquina que se tem ao passar-se de carga zero (f_{max} , ω_{max}) a 100% da carga (f_{min} , ω_{min}), expresso em p.u. da velocidade nominal. Essa relação é melhor ilustrada na Figura 15 .

$$R_{p.u.} = -\frac{\Delta f}{\Delta P_G} \quad (13)$$

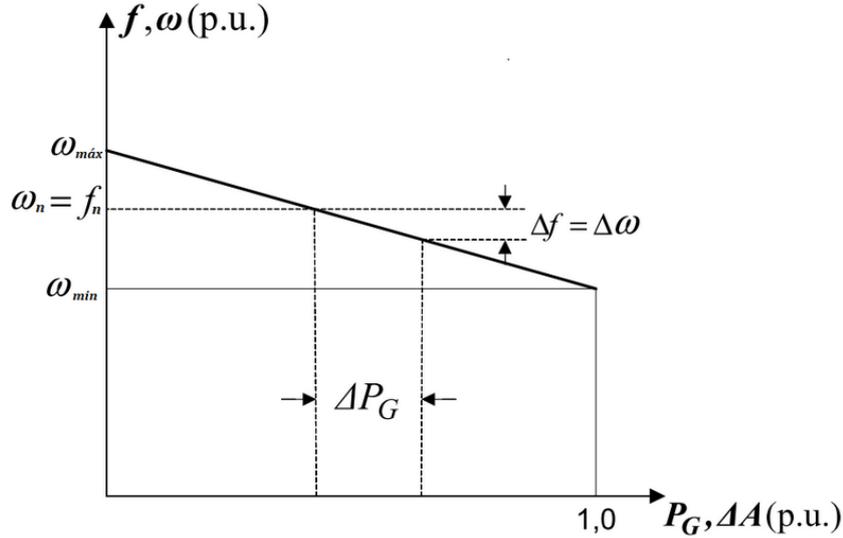
$$R_{p.u.} = -\frac{f_{min} - f_{max}}{f_n} \times 100 \quad (14)$$

$$R_{p.u.} = -\frac{\omega_{min} - \omega_{max}}{\omega_n} \times 100 \quad (15)$$

Ao assumir um estatismo de 5% na base da máquina, significa que uma variação em 5% de frequência causa uma variação de 100% da posição da válvula de admissão de insumo energético que movimenta a turbina. Em outras palavras, é o mesmo que dizer que uma mudança de 5% de frequência causa uma mudança de 100% de potência ativa gerada pela máquina. O estatismo normalmente é dado na potência base da máquina (P^{bm}), e deve ser convertido para a potência base do sistema (P^{bs}), conforme a Equação 16 (ALMEIDA, 2004).

$$(R)_{p.u.}^{bs} = (R)_{p.u.}^{bm} \times \frac{P^{bs}}{P^{bm}} \quad (16)$$

Figura 15 – Característica do estatismo R

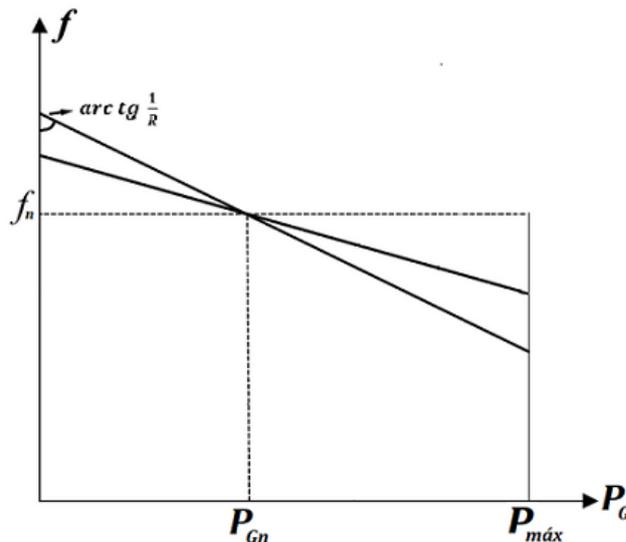


Fonte: Elaborado pelo autor.

O submódulo 10.6 (Controle da Geração) do ONS recomenda que todos os geradores devem ter o estatismo ajustado em 5%. No entanto, o submódulo 21.5 (Estudos de Otimização dos Controladores) estabelece que para estudos pré-operacionais e para otimização dos reguladores o estatismo pode ser ajustado de acordo com a necessidade do sistema (ONS, 2019c), (ONS, 2019b).

Observando a Figura 16, percebe-se que ajuste do parâmetro R (estatismo) implica simplesmente na rotação da reta $f = f(P_G)$ em torno do ponto inicial, o qual representa a frequência nominal da máquina. (ALMEIDA, 2004)

Figura 16 – Rotação termo R

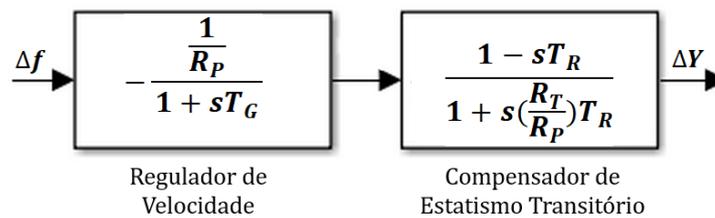


Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5.5 Regulador por queda de velocidade e estatismo transitório

Devido às características de resposta transitória inversa das turbinas hidráulicas, é comum ocorrer altos valores de transitório de frequência. O regulador por queda de velocidade e estatismo transitório apresenta uma característica tal, que para desvios curtos de frequência, ele apresenta uma alta regulação (r), enquanto que, para variações lentas e no estado de equilíbrio, o regulador tem baixa regulação (R) (KARNIKOWSKI et al., 2016). Na prática, este regulador é obtido através da adição de um compensador de estatismo transitório na malha de realimentação do sistema. A Figura 17, apresenta o diagrama de blocos equivalente à função de transferência do regulador com queda de velocidade com compensação de transitório, sendo R_p o estatismo (*droop*) permanente, R_t o parâmetro de compensação do estatismo transitório, que deve ser ajustado para reduzir altos desvios de curto prazo, o termo T_R representa a constante de tempo transitória da turbina e T_G a constante de tempo do regulador de velocidade (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Figura 17 – Diagrama de blocos do regulador por queda de velocidade e estatismo transitório



Fonte: Elaborado pelo autor.

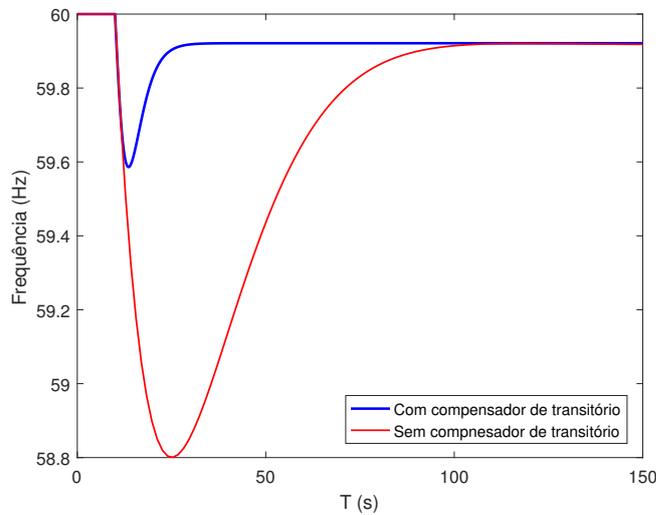
A função de transferência que representa o regulador com queda de velocidade e estatismo transitório pode ser obtida através da Equação 17.

$$\frac{\Delta Y}{\Delta f} = \frac{(-1 + s.Tr)}{R_p(1 + s.Tg).(1 + s.Tr.(Rt/R_p))} \quad (17)$$

De forma similar ao regulador com queda de velocidade, este regulador também apresenta um desvio de frequência em regime permanente. Porém, devido ao bloco de compensação transitória, este regulador apresenta uma resposta mais lenta, portanto sua aplicação é mais conveniente para sistemas com turbinas hidráulicas. Essa afirmação pode ser comprovada ao observar o gráfico da Figura 18, na qual é realizada uma comparação entre o regulador por queda de velocidade com e sem o bloco de compensação de transitório.

Percebe-se que apesar de ambos os reguladores apresentarem o mesmo desvio de frequência em regime permanente, a presença do compensador de transitório reduz o valor de pico em aproximadamente 0,8 Hz e o tempo de estabilização em torno de 80

Figura 18 – Regulador por queda de velocidade com e sem compensação de transitório

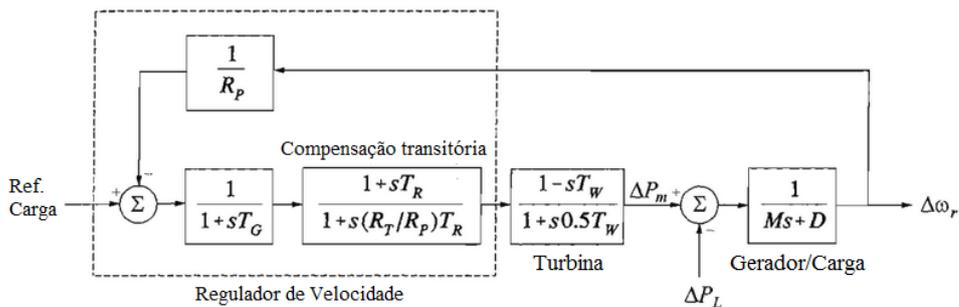


Fonte: Elaborado pelo autor.

segundos. Assim, fica evidente que a utilização do bloco de compensação de transitório é essencial no controle de frequência em geradores hidráulicos.

A Figura 19 apresenta o modelo completo do sistema que utiliza o regulador com queda de velocidade e estatismo transitório para turbinas hidráulicas (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Figura 19 – Regulador por queda de velocidade com compensação transitória



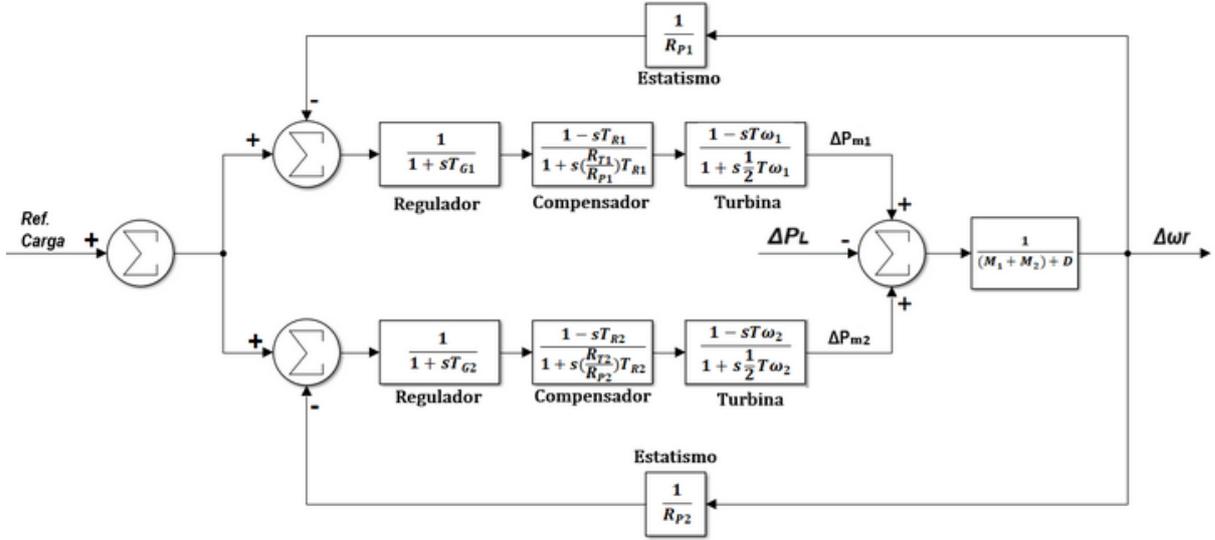
Fonte: (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

3.6 Operação de Geradores em Paralelo

Na aplicação do controle de carga e frequência em sistemas multi-máquinas, deve-se avaliar o desempenho coletivo de todos os geradores do sistema. Nessa modelagem, as perdas internas das máquinas e do sistema de transmissão não são consideradas. Os geradores são representados em um modelo equivalente, onde o valor de M representa a soma das constantes de inércia de todos os geradores, os quais são acionados pelas saídas mecânicas combinadas das turbinas individuais, conforme ilustrado na Figura 20 (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

De forma semelhante, o amortecimento das cargas do sistema é agrupado em uma única constante de amortecimento D . Como a frequência é única para todo o sistema, a variação de velocidade $\Delta\omega_r$, representa uma oscilação de frequência Δf comum a todas as cargas.

Figura 20 – Modelo do sistema de controle de frequência para dois geradores



Fonte: Elaborado pelo autor.

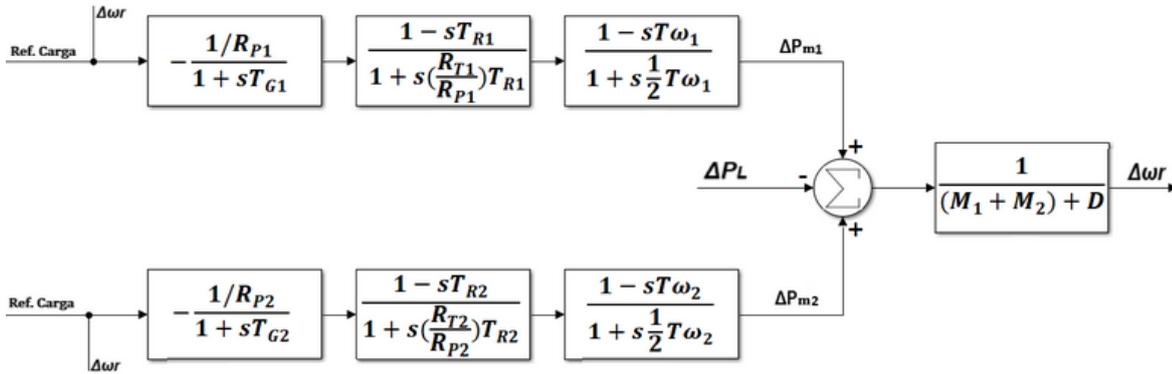
Dessa forma, aplicando a teoria da redução de diagramas de blocos no sistema apresentado na Figura 20, é possível simplificar a malha de controle e extrair as equações que representam o modelo (KATHUSHIKO, 2011). Inicialmente, é realizada a realimentação negativa dos parâmetros $\frac{1}{R_{P1}}$ e $\frac{1}{R_{P2}}$. Assim, obtém-se o diagrama de blocos representado na Figura 21.

Em seguida, é possível realizar a multiplicação dos blocos em série para obter a equação que representa a potência mecânica extraída das turbinas. Assim, as Equações 18 e 19 representam respectivamente as potências mecânicas ΔP_m^1 e ΔP_m^2 que serão entregues ao gerador.

$$\frac{\Delta P_m^1}{\Delta \omega r} = \frac{s^2 \cdot \frac{T_R^1 \cdot T \omega^1}{R_P^1} + s \cdot \frac{T \omega^1 - T_R^1}{R_P^1} - \frac{1}{R_P^1}}{s^3 \cdot \frac{T_G^1 \cdot T_R^1 \cdot R_T^1 \cdot T \omega^1}{2 \cdot R_P^1} + s^2 \cdot \left(\frac{T_G^1 \cdot T_R^1 \cdot R_T^1}{R_P^1} + \frac{T_R^1 \cdot R_T^1 \cdot T \omega^1}{2 R_P^1} + \frac{T_G^1 \cdot T \omega^1}{2} \right) + s \cdot \left(\frac{T \omega^1}{2} + \frac{R_T^1 \cdot T_R^1}{R_P^1} + T_G^1 \right) + 1} \quad (18)$$

$$\frac{\Delta P_m^2}{\Delta \omega r} = \frac{s^2 \cdot \frac{T_R^2 \cdot T \omega^2}{R_P^2} + s \cdot \frac{T \omega^2 - T_R^2}{R_P^2} - \frac{1}{R_P^2}}{s^3 \cdot \frac{T_G^2 \cdot T_R^2 \cdot R_T^2 \cdot T \omega^2}{2 \cdot R_P^2} + s^2 \cdot \left(\frac{T_G^2 \cdot T_R^2 \cdot R_T^2}{R_P^2} + \frac{T_R^2 \cdot R_T^2 \cdot T \omega^2}{2 R_P^2} + \frac{T_G^2 \cdot T \omega^2}{2} \right) + s \cdot \left(\frac{T \omega^2}{2} + \frac{R_T^2 \cdot T_R^2}{R_P^2} + T_G^2 \right) + 1} \quad (19)$$

Figura 21 – Diagrama de blocos reduzido do regulador



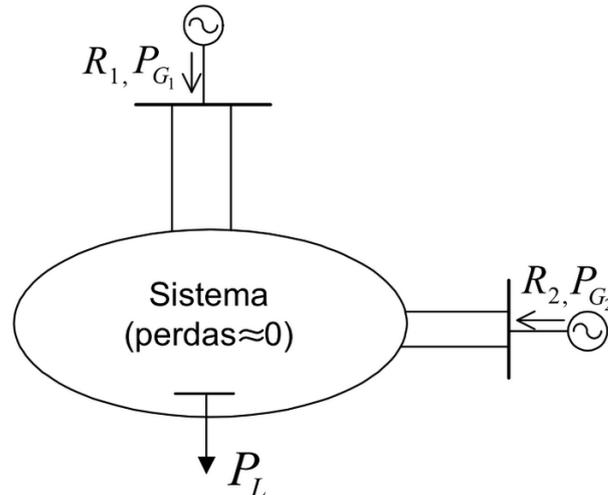
Fonte: Elaborado pelo autor.

Dessa forma, pode-se concluir que o desvio de frequência $\Delta\omega r$ pode ser dado pela Equação 20.

$$\Delta\omega r = \Delta P_{m1} + \Delta P_{m2} - \Delta L.(M_{eq} + D) \quad (20)$$

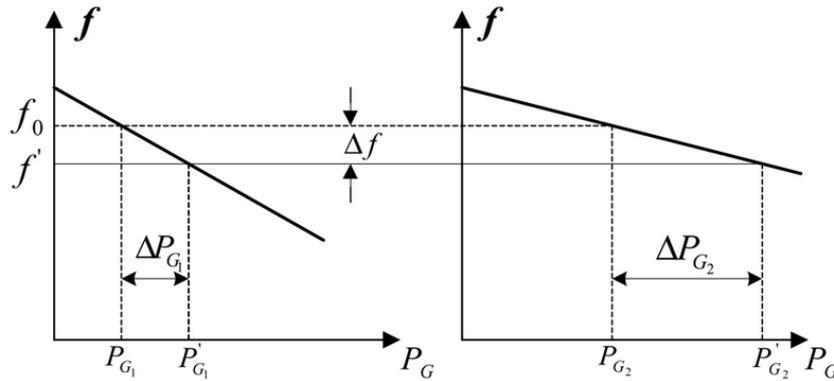
Assim, quando duas ou mais unidades geradoras com regulador por queda de velocidade estão conectadas a um mesmo sistema, a variação de carga resultante tenderá a ser compartilhada entre elas. Haverá uma frequência de equilíbrio única em todo sistema que será diferente da frequência inicial. Observando a Figura 22, pode-se visualizar a situação em que duas unidades geradoras que atuam com reguladores com queda de velocidade suprem uma carga equivalente P_L à frequência nominal f_0 . A Figura 23 apresenta a característica estática do regulador de velocidade de cada unidade (FILHO, 1984; KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; KARNIKOWSKI et al., 2016).

Figura 22 – Duas unidades geradoras com regulador por queda de velocidade



Fonte: (GATTA, 2012).

Figura 23 – Característica estática de cada regulador de velocidade



Fonte: (GATTA, 2012).

Inicialmente os dois geradores operam na frequência nominal f_0 , com potências iguais a P_{G1} e P_{G2} . Ao ocorrer um aumento na carga ΔP_L , haverá uma desaceleração nas unidades e os reguladores aumentam a energia gerada até atingirem um novo estado de equilíbrio. De acordo com a Figura 23, o novo estado de equilíbrio é representado por uma frequência igual a f' , que supre uma carga $P_L + \Delta P_L$, com uma nova potência gerada igual a P'_{G1} e P'_{G2} . Percebe-se que mesmo em potências diferentes, as unidades compartilham de uma mesma frequência de equilíbrio f' (AVILA; FILHO, 2018).

Ao utilizar a Equação 12, é possível escrever a Equação 21, que representa a relação entre potência ativa e frequência em regime permanente para a unidade geradora 1, e a Equação 22 para a unidade geradora 2:

$$\Delta P_{G1} = P'_{G1} - P_{G1} = \frac{\Delta f}{R_1} \quad (21)$$

$$\Delta P_{G2} = P'_{G2} - P_{G2} = \frac{\Delta f}{R_2} \quad (22)$$

Sabendo que a variação de frequência Δf é comum para todo o sistema, a partir das Equações 21 e 22 é possível definir a variação de potência dos geradores em função do estatismo como segue

$$\frac{\Delta P_{G1}}{\Delta P_{G2}} = \frac{R_1}{R_2} \quad (23)$$

Dessa forma, percebe-se que o estatismo R é uma medida de participação de cada máquina do sistema na variação de carga. Assim, em uma operação de um sistema multi-máquinas, onde todas unidades são dotadas pelo regulador por queda de velocidade, o estatismo de cada gerador define a parcela de carga que a máquina vai assumir em um cenário de aumento ou redução de carga (MILANO, 2010), (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Como nesse modelo as perdas nas linhas de transmissão são desprezadas, a variação da geração serve exclusivamente para atender a uma variação de carga. A Equação 24

demonstra essa relação.

$$\Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} = \Delta P_L \quad (24)$$

Ao somar termo a termo as equações 21 e 22, podemos chegar à relação expressa na Equação

25.

$$\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} = \frac{\Delta P_{G1} + \Delta P_{G2}}{\Delta f} \quad (25)$$

Dessa forma, é possível substituir a Equação 24 em 25 para obter

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}} \quad (26)$$

Portanto, a Equação 26 pode ser generalizada para um sistema que contenha ng geradores que participam do controle de frequência através da regulação primária. A Equação 27 exemplifica essa situação.

$$\Delta P_L = \Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} + \dots + \Delta P_{G_{ng}} \quad (27)$$

Substituindo a Equação 26 na 27 obtém-se

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_{ng}}} \quad (28)$$

Dessa forma, o desvio de frequência resultante do sistema será proporcional ao somatório do estatismo das ng máquinas que alimentam as cargas.

3.7 Indicadores de Desempenho e Regulamentação do Controle de Frequência

Para possibilitar uma análise comparativa do comportamento do sistema sob as diversas estratégias de controle existentes, o ONS estabeleceu alguns índices de desempenho através do Submódulo 23.3 (Diretrizes e critérios para estudos elétricos), que auxiliam na comparação de diferentes métodos de controle.

Dentre os diversos indicadores de desempenho fornecidos pelo ONS, as subseções a seguir apresentam os mais relevantes para a regulação primária de frequência.

3.7.1 Integral do desvio de frequência

Este índice de desempenho tem o objetivo de fornecer uma medida da efetividade do controle no desempenho dinâmico do sistema. Ele é definido como a integral no tempo do produto do módulo do desvio de frequência, conforme exemplificado pela Equação 29.

$$ID_1 = \int t.|\Delta f|dt \quad (29)$$

3.7.2 Desvio máximo de frequência

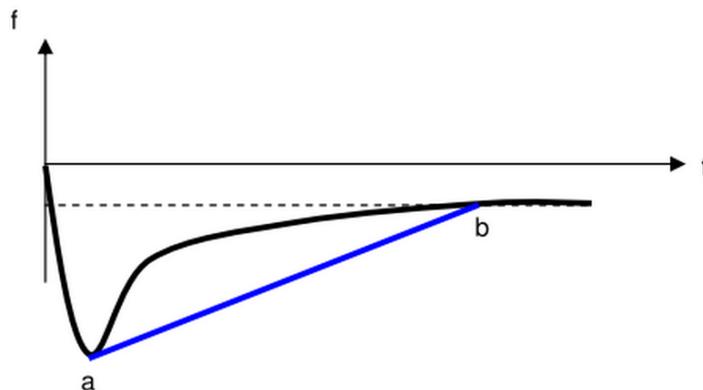
Este índice tem o objetivo de refletir o desvio máximo de frequência, em módulo, após um distúrbio na carga. Em algumas literaturas este índice é chamado de valor de pico que a frequência pode atingir, e pode ser calculado conforme a Equação 30.

$$f_{pico} = |\Delta f|_{max} \quad (30)$$

3.7.3 Tempo de estabilização

O tempo de estabilização tem a função de estabelecer a velocidade de recuperação da frequência para os diferentes métodos de controle aplicados. Ele pode ser avaliado pelo coeficiente angular da reta ab, conforme mostra a Figura 24.

Figura 24 – Taxa de recuperação da frequência



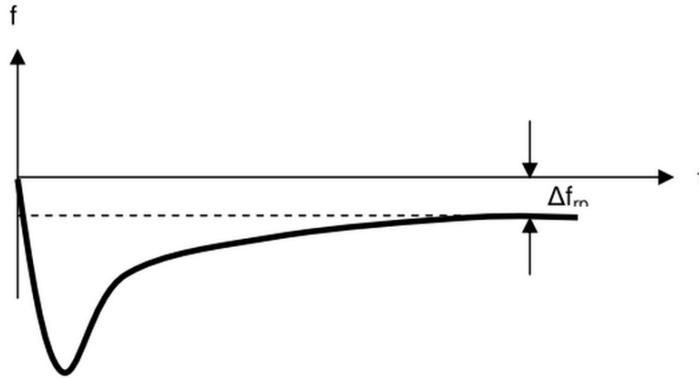
Fonte: (ONS, 2019d).

3.7.4 Desvio de frequência em regime permanente

Este é o principal índice de desempenho dos reguladores em áreas carentes de reserva de potência ativa. O seu objetivo é fornecer uma medida das deficiências de reserva de potência da área de controle quando submetida a variações de carga, conforme pode ser observado na Figura 25. Ele pode ser obtido através da Equação 31.

$$f_{rp} = \Delta f_{rp} \quad (31)$$

Figura 25 – Desvio de frequência em regime permanente



Fonte: (ONS, 2019d).

3.7.5 Erro quadrático da frequência

O objetivo deste indicador é penalizar o desvio de frequência independente do seu sinal. Isso impede que sinais contrários ao longo do tempo possam disfarçar os erros de controle. Este índice pode ser calculado de acordo com a Equação 32.

$$f^2 = \int \Delta f^2 dt \quad (32)$$

É importante ressaltar que existem outros indicadores de desempenho presentes no manual do ONS, entretanto, são indicadores que avaliam a regulação secundária de frequência, assunto o qual não é abordado neste trabalho.

3.7.6 Regulação Primária de Frequência

Segundo a resolução nº 697 da ANEEL (2015), a regulação primária da frequência deve ser provida por todas as unidades geradoras do sistema, e sua função é controlar a potência mecânica da turbina acoplada ao rotor do gerador através de um regulador de velocidade, de modo a limitar a variação de frequência na ocorrência de desequilíbrio entre carga e geração (ANEEL, 2015b). Para suprir este desequilíbrio é utilizada a reserva girante do sistema, normalmente disponível no intervalo de 10 a 20 segundos.

3.7.7 Regulação Secundária de Frequência

Após a ação da regulação primária, haverá um desvio de frequência em regime permanente. Assim, a regulação secundária é responsável por reestabelecer a frequência ao seu valor nominal (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994), (FILHO, 1984). No Brasil, esta regulação é feita pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), que atua automaticamente na referência dos reguladores de velocidade. Para prover esta regulação, são utilizadas as reservas das áreas de controle estabelecidas pelo ONS, e normalmente estão disponíveis dentro de 1 a 10 minutos.

3.8 Discussões Finais

Este capítulo apresentou uma breve revisão do conceito de fluxo de potência e dos desafios de sua aplicação em microrredes ilhadas. Em seguida, foram apresentados de forma detalhada os principais aspectos e características da regulação primária de frequência, foram abordadas particularidades de alguns reguladores de velocidade conhecidos da literatura. Posteriormente, foram apresentados os aspectos relevantes da regulação primária de frequência em sistema com mais de um gerador responsável pelo despacho de potência e manutenção da frequência.

4 METODOLOGIA

Neste trabalho desenvolve-se uma metodologia que integra o cálculo do fluxo de potência ao controle de frequência, ambos apresentados nos Capítulos 2 e 3, respectivamente. Assim, pode-se encontrar a resposta estática do sistema por meio do fluxo de potência, avaliar a capacidade de operação isolada dos geradores e, ainda, calcular a frequência do sistema em função de uma variação de carga. Este trabalho tem como objetivo melhorar o quanto possível o desempenho de uma microrrede em estado de ilhamento. Para melhorar a resposta dos reguladores de velocidade, diminuindo as perturbações do transitório, e melhorar os índices de desempenho do sistema, utilizam-se dois algoritmos de busca e otimização baseados em população, a saber, algoritmo evolucionário (AE) e enxame de partículas (PSO, do inglês, *particle swarm optimization*). Os algoritmos ajustam os parâmetros dos controladores e o redespacho de potência ativa dos geradores. As duas próximas seções detalham a modelagem da solução do problema pelos dois algoritmos.

4.1 Modelagem do Problema com Algoritmo Evolucionário

Métodos de otimização são propostos para encontrar a solução que proporcione o melhor desempenho para um dado processo ou sistema. Um algoritmo evolucionário (AE) (GOLBERG, 1989) é um método de otimização estocástico baseado em população cuja dinâmica é descrita pela teoria da evolução de Darwin (DARWIN, 2003). Em um AE, uma população inicial é criada de forma aleatória, sendo cada indivíduo desse conjunto uma solução potencial do problema. Cada indivíduo é avaliado por meio de um indicador de desempenho (*fitness*), que pode ser uma função objetivo. Os indivíduos melhor adaptados ao ambiente, melhor *fitness*, tem maior chance de gerarem descendentes e sobreviver por gerações. A partir de transformações estocásticas, por meio de operadores de variação, uma nova geração de indivíduos é criada. Há dois tipos de operadores de variação: cruzamento, na qual gera-se novos indivíduos por meio da combinação de partes de dois pais; e mutação, onde os descendentes recém criados são modificados aleatoriamente. Em seguida, uma nova população é formada pela seleção dos melhores indivíduos, dentre pais e filhos, em função dos respectivos *fitness*. Após várias gerações, o AE tende a convergir para a melhor solução – ótimo global.

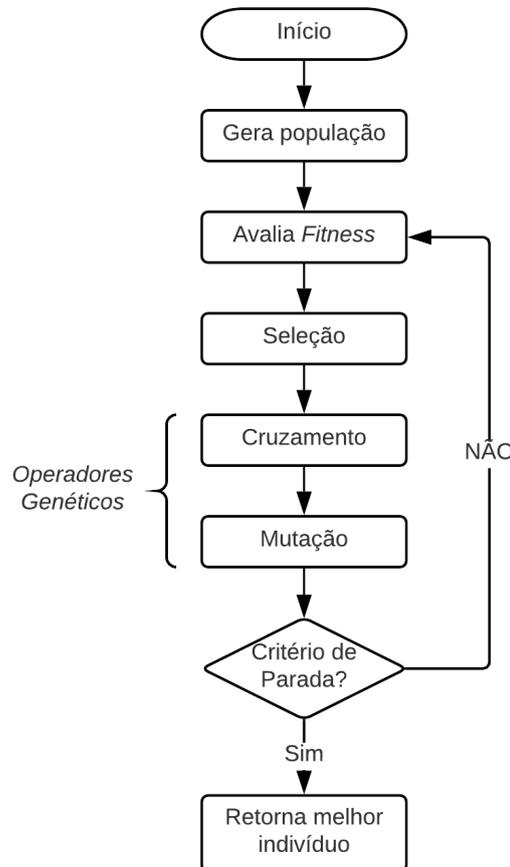
O funcionamento básico de um algoritmo evolucionário envolve a sequência dos passos supracitados que devem ser seguidos até que se possa obter a solução almejada ou alguma condição de parada seja satisfeita. Para isso, é necessário primeiro definir a função objetivo (FO), que avalia o desempenho, ou *fitness*, dos indivíduos da população. A resposta da FO define a qualidade da solução (LINDEN, 2008).

A Figura 26 apresenta o fluxograma de um algoritmo evolucionário padrão. A cada iteração do processo evolucionário, ou geração, os indivíduos passam por uma avaliação que representa a qualidade desse indivíduo, i.e., o seu *fitness*. Em seguida, gera-se uma

nova população de indivíduos.

No processo evolucionário, os indivíduos passam por transformações estocásticas (variações genéticas) por meio de cruzamento e mutação. Os novos indivíduos, ou descendentes, são avaliados pela função de *fitness*. Finalmente, os melhores indivíduos, dentre pais e descendentes, são mais propícios a serem selecionados para prosseguirem no processo (os não selecionados são excluídos). Os indivíduos com melhor *fitness* têm maior probabilidade de serem selecionados, passando seus genes (variáveis de decisão) para a próxima geração. Esse processo se repete até que a condição de parada seja atendida.

Figura 26 – Fluxograma do algoritmo evolucionário



Fonte: Elaborado pelo autor.

No AE, os indivíduos são compostos por genes, que representam as variáveis de decisão do problema. Nesta abordagem, os parâmetros dos reguladores de velocidade, descritos como segue:

- T_G : constante de tempo do regulador por queda de velocidade;
- T_R : constante de tempo do compensador de transitório;
- R_t : estatismo transitório;
- R_P : estatismo permanente; e

- P_G : despacho de potência ativa.

Em um sistema onde n_T turbinas geram as potências mecânicas para n_G geradores, existem n_V variáveis de decisão. A Figura 27 mostra um indivíduo codificado de acordo com n_V variáveis de decisão.

Figura 27 – Codificação das variáveis de decisão como genes

T_{G1}	T_{G2}	T_{R1}	T_{R2}	R_{t1}	R_{t2}	R_{P1}	R_{P2}	P_{G1}	P_{Gn}
----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

Fonte: Elaborado pelo autor.

As próximas Subseções 4.1.1 e 4.1.2 apresentam os operadores de variação responsáveis por criar e modificar novos indivíduos, resultando no espaço de soluções de buscas locais e globais.

4.1.1 Cruzamento

Em um algoritmo evolucionário, a primeira etapa na formação de uma nova população é a geração de novos indivíduos a partir dos existentes na população inicial. Essa operação é chamada de cruzamento. Para isso, seleciona-se pares de indivíduos, denominados de *pais*, que têm seus genes combinados e são responsáveis por produzir novos indivíduos, os *descendentes*, que possuem as características dos pais. O cruzamento ocorre em função de uma probabilidade; caso não ocorra o cruzamento, dois descendentes idênticos aos pais, ou *clones*, são criados. Os descendentes produzidos nesse procedimento compõem a nova população. Esse operador genético executa uma busca local no espaço de soluções.

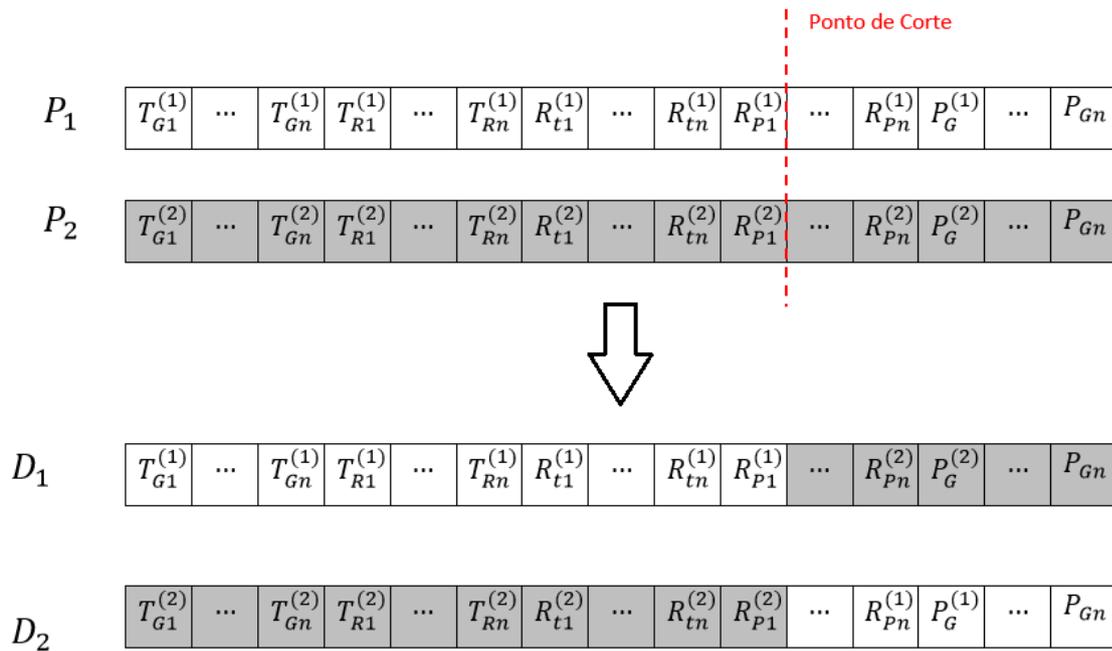
O método de cruzamento mais comum é o corte simples (um ponto), que seleciona, aleatoriamente, um ponto de corte nos dois pais P_1 e P_2 . Assim, os descendentes são criados a partir da combinação dos pais a partir desse ponto. A Figura 28 apresenta o cruzamento de 1-ponto entre pais (P_1 e P_2), que por sua vez geram um par de filhos (D_1 e D_2). Os sobrescritos (1) e (2) nos genes da Figura 28 indicam respectivamente os pais a que esses genes pertencem.

4.1.2 Mutação

Conforme foi discutido, os filhos gerados através do processo de cruzamento apresentam características muito próximas aos seus pais. Isso pode fazer com que a conversão do algoritmo seja muito rápida e fique estagnada em um ótimo local. Para evitar esse fenômeno, utiliza-se o operador genético Mutação (POZO et al., 2005).

A probabilidade de um gene sofrer uma mutação é dada através da taxa de mutação onde $T_m \in [0, 1]$. Dessa forma, o gene que sofre a mutação tem seu valor alterado dentro dos limites das restrições das variáveis de decisão. Assim, é possível obter uma maior

Figura 28 – Cruzamento por corte simples

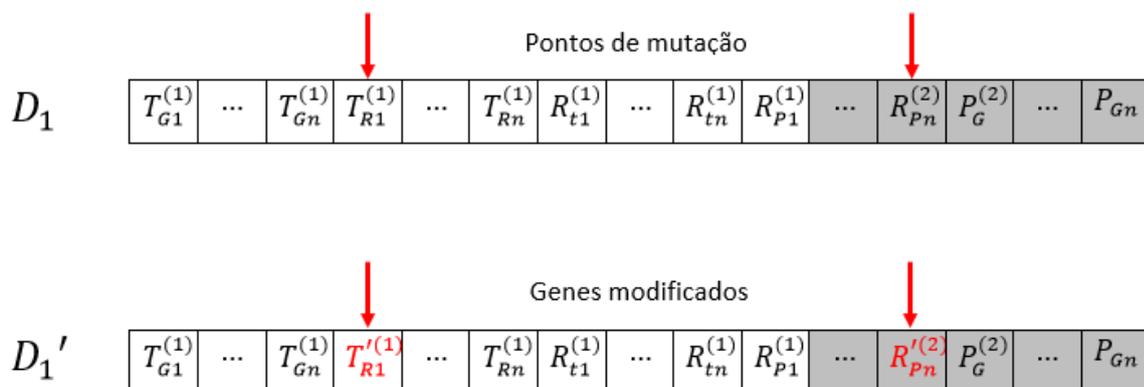


Fonte: Elaborado pelo autor.

diversidade genética da população o que contribui para que o algoritmo consiga convergir para um ótimo global (JÚNIOR, 2009).

A Figura 29 apresenta um indivíduo antes e depois da mutação, sendo D_1 o descendente antes da mutação e D_1' após a operação. Quando o gene de um indivíduo é selecionado para mutação, ele tem seu valor alterado dentro do intervalo de restrições da variável de decisão correspondente. Na Figura 29, os genes modificados são: $T_{R1}^{(1)}$ e $R_{Pn}^{(2)}$ onde $T_{R1}^{(1)} \in [T_{Rmin}, T_{Rmax}]$ e $R_{Pn}^{(2)} \in [R_{Pmin}, R_{Pmax}]$.

Figura 29 – Processo de mutação



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2 Otimização por Enxame de Partículas

O método de Otimização por Enxame de Partículas (em inglês: *Particle Swarm Optimization*) faz parte de um conjunto de algoritmos que utilizam inteligência artificial e se baseiam na técnica de busca heurística (SHAYEGHI; JALILI; SHAYANFAR, 2008). Esse método não utiliza operadores genéticos, dessa forma, não é necessário que as variáveis de decisão sejam codificadas como genes.

O processo de otimização empregado no OEP pode ser visto na Figura 30. Inicialmente são gerados indivíduos (partículas), e estes são distribuídos aleatoriamente no espaço de busca. O objetivo é convergir a um ótimo global de uma função objetivo. As partículas mantêm o controle de sua posição utilizando a Equação 34; após cada iteração, a posição é avaliada como uma solução do problema e seu valor é armazenado em uma variável *pbest*. Cada partícula é membro de uma vizinhança social (enxame), e a influência social é resultado da observação dos vizinhos. Dessa forma, a partícula será afetada pelo melhor ponto encontrado por qualquer membro de sua vizinhança. A melhor solução encontrada pelos indivíduos que mantêm ligações com uma vizinhança é armazenada em uma variável *gbest*. Logo, *pbest* representa a melhor posição individual e *gbest* a melhor posição social (VOIT, 2010).

A Equação 33 representa a relação de velocidade das partículas e possui três componentes. O primeiro é chamado de coeficiente de inércia, o qual representa uma função de velocidade prévia e inalterável da partícula. O segundo refere-se ao histórico individual, o qual tende a direcionar a partícula para o melhor ponto já visitado por um indivíduo. O terceiro componente representa o histórico social e tende a conduzir a partícula para o melhor ponto já visitado pelo enxame. Os valores C_1 e C_2 representam os coeficientes de aceleração individual e aceleração social que podem ser utilizados para ponderar a equação (VOIT, 2010).

$$v(t + 1) = \omega v(t) + C_1 \text{rand}(pbest(t) - x(t)) + C_2 \text{rand}(gbest(t) - x(t)) \quad (33)$$

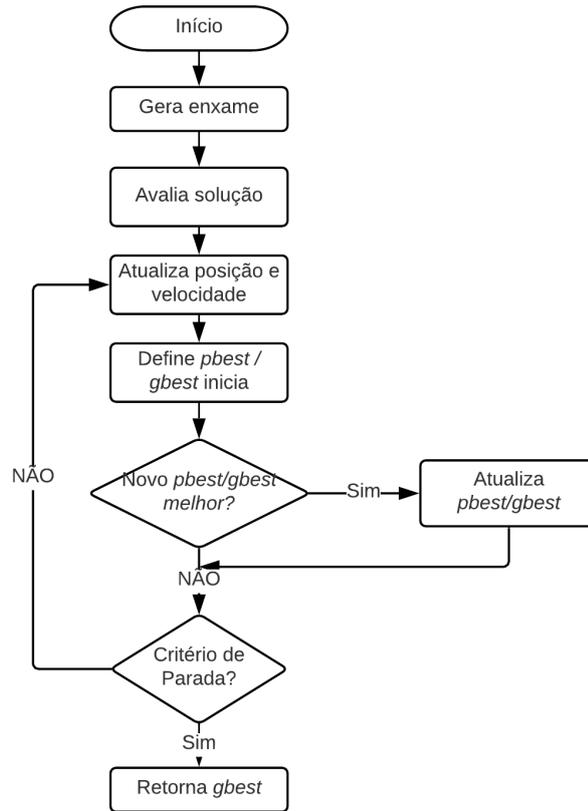
$$x(t + 1) = x(t) + v(t + 1) \quad (34)$$

4.3 Função de Avaliação – *Fitness*

A modelagem adequada da função objetivo é muito relevante para que se tenha um bom desempenho do algoritmo de otimização. É ela que vai servir de referência para que o método de otimização consiga encontrar uma solução adequada.

Os parâmetros e índices de desempenho de frequência no sistema elétrico de potência brasileiro são geridos pelo Submódulo 23.3 do ONS e foram detalhados na Seção 3.7. Como foi visto, o principal indicador de qualidade da frequência é o desvio de frequência

Figura 30 – Fluxograma OEP



Fonte: Elaborado pelo autor.

em regime permanente na ocorrência de perturbações de carga. De acordo com o ONS, a frequência deve permanecer quase sempre constante, com pequena margem de tolerância (0,2 Hz) em torno de 60 Hz. Dessa forma, a função objetivo referente à frequência do sistema em regime permanente é obtida pela Equação 35.

$$F_{O1} = \min(\Delta f_{rp}) \quad (35)$$

Outro indicador de qualidade é o valor de pico que a frequência pode atingir no momento em que uma carga for acionada ou desligada. Este indicador é mais relevante em ilhas elétricas de baixa potência nominal, que devido a baixa inércia dos geradores, pode alcançar altos valores de pico. No Brasil, o limite aceitável de pico de frequência em regime dinâmico para sistemas compostos por geradores hidráulicos é de no mínimo 56,5 Hz e no máximo 66 Hz. Assim, a função objetivo que busca minimizar os picos de frequência em regime transitório pode ser definida pela Equação 36.

$$F_{O2} = \min |\Delta f|_{max} \quad (36)$$

Obviamente, o sistema deve ser capaz de reestabelecer a frequência em valores aceitáveis dentro de um curto período de tempo. Dessa forma, o tempo de estabilização da

frequência após um distúrbio também deve ser adequado aos critérios estabelecidos. Este indicador é denominado pelo ONS como taxa de recuperação da frequência. A função objetivo que busca reduzir o tempo de recuperação da frequência na presença de algum distúrbio é definida como segue

$$F_{O3} = \min(\Delta t \cdot |\Delta f|) \quad (37)$$

sendo Δt a variação do tempo de estabilização e Δf a variação do desvio de frequência.

O regulador por queda de velocidade tende a compartilhar as cargas do sistema de acordo com o estatismo R de cada unidade. Esse parâmetro é referido à potência base da máquina, dessa forma, um gerador de maior potência nominal absorverá a maior parcela de carga do sistema. Esse modelo de controle é muito empregado na literatura devido a sua simplicidade e ainda da capacidade de ajustar a frequência do sistema de acordo com o despacho das unidades, mesmo sem nenhuma comunicação externa entre os geradores. No entanto, esse regulador não leva em consideração as perdas de potência ativa do sistema para ajustar o despacho, o que pode em alguns casos prejudicar o desempenho do sistema aumentando até mesmo o desvio de frequência.

Dessa forma, para reajustar o despacho de potência fornecido pelo regulador por queda de velocidade, busca-se implementar a função objetivo da Equação 38 de forma a reduzir as perdas ativas nas LTs.

$$F_{O4} = \min P_G \quad (38)$$

Os outros indicadores de desempenho mencionados na Seção 3.7 também serão analisados, no entanto, como eles apresentam baixa interferência no processo de otimização, eles não serão considerados na função objetivo.

Normalmente os indicadores de qualidade de frequência são conflitantes entre si, isto significa que, a melhoria de um indicador pode prejudicar o outro. Dessa forma, é necessário determinar um ponto de ajuste dos controladores para que se possa melhorar todos indicadores de desempenho de forma quantitativa de acordo com a necessidade e prioridade de cada caso. Assim, é necessário uma abordagem multiobjetivo para melhorar o máximo possível todos os indicadores simultaneamente.

Neste trabalho a função multiobjetivo é reduzida a um problema mono-objetivo através do somatório das funções objetivos supracitadas. Dessa forma, obtém-se a função objetivo expressa na Equação 39.

$$F_O = \min \left(\frac{\Delta f_{rp}}{F_{O1}} + \frac{|\Delta f|_{max}}{F_{O2}} + \frac{\Delta t \cdot |\Delta f|}{F_{O3}} + \frac{P_G}{F_{O4}} \right) \quad (39)$$

Em que F_{O1} , F_{O2} , F_{O3} e F_{O4} representam a melhor solução do problema mono-objetivo para a minimização do desvio de frequência em regime permanente, valor de pico, tempo

de estabilização e do despacho de potência ativa respectivamente. As funções objetivo citadas, buscam encontrar valores para os parâmetros T_G , T_R , R_t , R_p e P_G que melhorem a resposta da frequência tanto durante o transitório quanto em regime permanente. No entanto, as funções objetivo estão sujeitas às restrições operacionais requeridas pelos parâmetros mencionados que são:

$$T_G^{min} \leq T_G \leq T_G^{max} \quad (40)$$

$$T_R^{min} \leq T_R \leq T_R^{max} \quad (41)$$

$$R_t^{min} \leq R_t \leq R_t^{max} \quad (42)$$

$$R_p^{min} \leq R_p \leq R_p^{max} \quad (43)$$

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max} \quad (44)$$

4.4 Operação Ótima em Microrredes Ilhadas

A Figura 31 ilustra o fluxograma do modelo proposto para operação ótima em microrredes ilhadas. Em modo conectado, a microrrede encontra-se equilibrada em relação ao balanço geração-carga a uma frequência nominal. No ilhamento, há um desequilíbrio de geração-carga e os geradores da microrrede devem ajustar seus despachos à nova demanda. Depois de detectado o ilhamento, o novo despacho de potência ativa é calculado pelas Equações 18 e 19; assim, determina-se quanto deverá ser acrescentado/reduzido da potência ativa gerada em relação ao estado pré-ilhamento. Em seguida, os valores ótimos dos redespachos de potência ativa dos geradores e os parâmetros dos reguladores de velocidade, segundo os vários indicadores apresentados na Seção 3.7, são encontrados pelos métodos descritos nas Seções 4.1 e 4.2. Na sequência, calcula-se o desvio de frequência em regime transitório (RT), pela Equação 20, e em regime permanente (RP), pela Equação 11. Finalmente, verifica-se se a frequência encontrada está dentro dos limites operacionais: se verdadeiro, o método é finalizado; caso contrário, o processo se reinicia a partir do método de otimização.

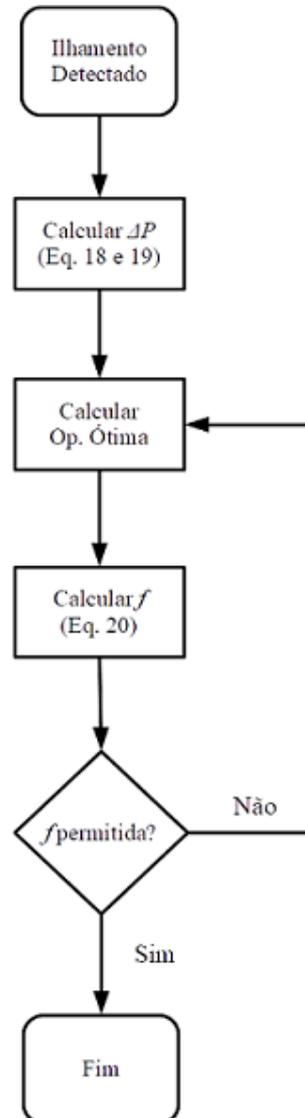
O método proposto permite identificar a capacidade de operação ilhada dos geradores para melhorar os indicadores de desempenho estabelecidos na Seção 3.7 e reduzir as perdas ativas das LTs.

4.5 Discussões Finais

Este capítulo apresentou a metodologia desenvolvida neste trabalho para melhoria do desempenho de microrredes ilhadas do ponto de vista do problema do fluxo de potência ativa. O método desenvolvido baseia-se na utilização dos reguladores de velocidade aliado à resposta do cálculo do fluxo para calcular a frequência do sistema na ocorrência de um ilhamento. Nesse estado, a frequência é calculada conforme os desvios de carga ocor-

rem. Para melhorar os indicadores de desempenho da frequência quando a rede elétrica encontra-se isolada do sistema principal, o problema foi modelado do ponto de vista de dois algoritmos de otimização baseados em população.

Figura 31 – Fluxograma do método implementado



Fonte: Elaborado pelo autor.

5 RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados obtidos aplicando a metodologia proposta no Capítulo 4. Para isso, foi desenvolvido um algoritmo utilizando a plataforma Matlab[®] com o objetivo de calcular o desvio de frequência em função de uma variação de carga através da regulação primária e minimização das perdas de potência ativa. Os cálculos do fluxo de potência foram obtidos pelo pacote MatPower (ZIMMERMAN et al., 2011). O método proposto é validado por meio de simulações com um sistema de 8 barras, proposto por (LASSETER et al., 2011), e utilizado também por (RESE; COSTA; SILVA, 2013), e pelo sistema IEEE 33 de barras (Baran; Wu, 1989).

Os parâmetros dos reguladores foram ajustados por dois algoritmos baseados em população, o Algoritmo Evolucionário (AE) e o algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas (OEP), apresentados nas Seções 4.1 e 4.2. Para comparação, inicialmente, foi realizada a simulação do sistema sem nenhum ajuste nos reguladores, i.e., utilizou-se um sistema de controle com parâmetros fixos (padrão da literatura). Em seguida, comparou-se a resposta do sistema padrão com ajustes pelo método proposto. A modelagem dos reguladores de velocidade foi abordada na Seção 3.2.

Inicialmente, aplicou-se uma otimização mono-objetivo para otimizar os seguintes indicadores de desempenho: valor de pico, tempo de estabilização, desvio de frequência em regime permanente e despacho de potência ativa. Posteriormente, realizou-se uma otimização multiobjetivo.

Assume-se que, antes do ilhamento, o SEP encontra-se equilibrado em relação ao balanço carga-geração a uma frequência de 60 Hz. Neste trabalho, o ilhamento do sistema é realizado através de um ensaio de contingência na barra de referência (*slack*). Assim, após a manobra, haverá um desequilíbrio entre a potência gerada e a carga consumida. Nesse instante, o método proposto atua para calcular a frequência pós ilhamento e redistribuir o despacho de potência ativa dos geradores a fim de minimizar o desvio de frequência e as perdas de potência ativa. As próximas seções apresentam os resultados dos experimentos com os sistemas testados.

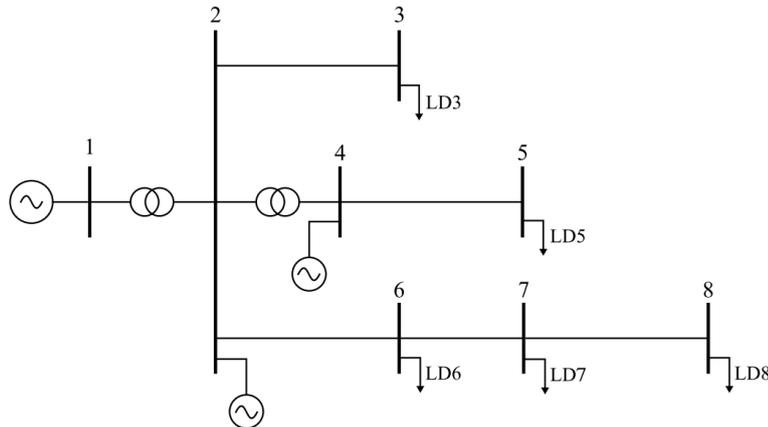
5.1 Sistema 8 Barras

O diagrama unifilar do sistema de 8 barras pode ser visto na Figura 32. Esse sistema foi adaptado para refletir a potência nominal de uma rede alimentada por PCH's, que no Brasil, são usinas hidrelétricas com potência instalada maior que 3 MW e menor que 30 MW (ANEEL, 2015a).

O sistema usado é composto de 8 barras, 3 geradores e 5 cargas predominantemente ativas. A barra 1 é a de referência (*slack*) e representa o ponto de conexão da microrrede com a rede principal. O gerador da barra 2 tem potência nominal de 12 MW e o gerador da barra 4 de 6 MW, ambos configurados para operar a 60 Hz na potência nominal. A

potência base do sistema é de 10 MVA, os parâmetros dos transformadores e das LTs do sistema são apresentados no Apêndice A. A Tabela 1 apresenta o resultado do fluxo de potência para o sistema 8 barras antes do ilhamento.

Figura 32 – Diagrama unifilar do sistema de 8 barras



Fonte: (RESE; COSTA; SILVA, 2013)

Tabela 1 – Resultado do fluxo de potência do sistema 8 barras em modo interligado

Barra	Tipo	$V(p.u.)$	$\delta[^\circ]$	$P_g[MW]$	$Q_g[MVAr]$	$P_d[MW]$	$Q_d[MVAr]$	
1	V δ	1,00	0,00	4,52	0,05	-	-	
2	PV	1,00	-1,296	10,00	3,82	-	-	
3	PQ	0,997	-1,459	-	-	1,00	0,00	
4	PV	1,00	-1,018	4,00	1,03	-	-	
5	PQ	0,988	-1,337	-	-	3,00	1,00	
6	PQ	0,967	-3,396	-	-	6,00	2,00	
7	PQ	0,957	-3,803	-	-	4,00	0,00	
8	PQ	0,941	-4,333	-	-	4,00	1,00	
Carga Total:		18 MW	Perdas LT's:	0,52 MW	Geração Total:			18,52 MW

Fonte: Elaborado pelo autor.

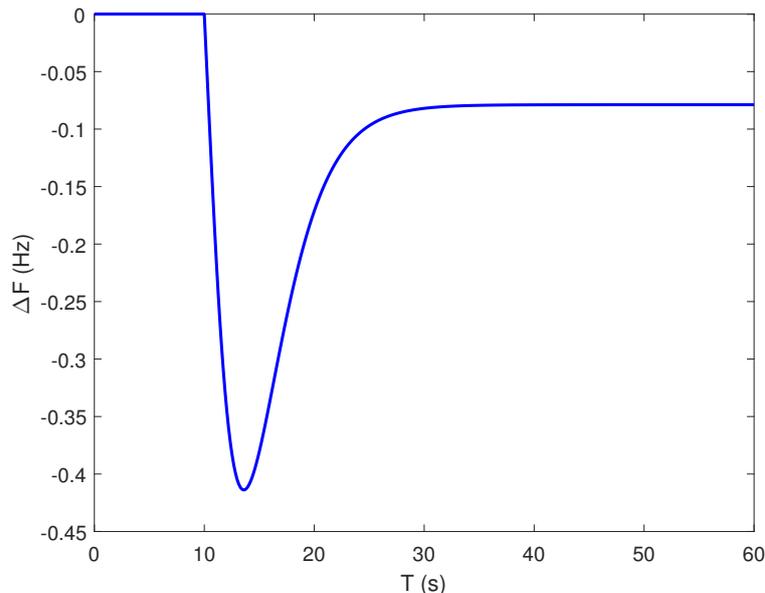
5.2 Controle de Frequência com Regulador por Queda de Velocidade e Estatismo Transitório

O regulador por queda de velocidade e estatismo transitório foi implementado no sistema de 8 barras. O regulador foi modelado de acordo com a Seção 3.5.5, os parâmetros utilizados para a simulação são valores de literatura apresentados no Apêndice A.

A Figura 33 mostra a resposta da frequência do sistema ao longo do tempo. No tempo $t = 10s$, ocorreu o ilhamento do sistema, desligando o gerador da barra 1 e o transformador de conexão entre as barras 1 e 2. A carga local passou a ser suprida pelos geradores das barras 2 e 4. A Tabela 2 mostra o estado do sistema em regime permanente após o

ilhamento. Observa-se que no instante anterior ao ilhamento os geradores 2 e 3 operam abaixo da potência nominal. O gerador da barra 1, que representa o ponto de conexão com o sistema interligado, fornece uma potência de 4,52 MW, sendo este o responsável pela manutenção da frequência.

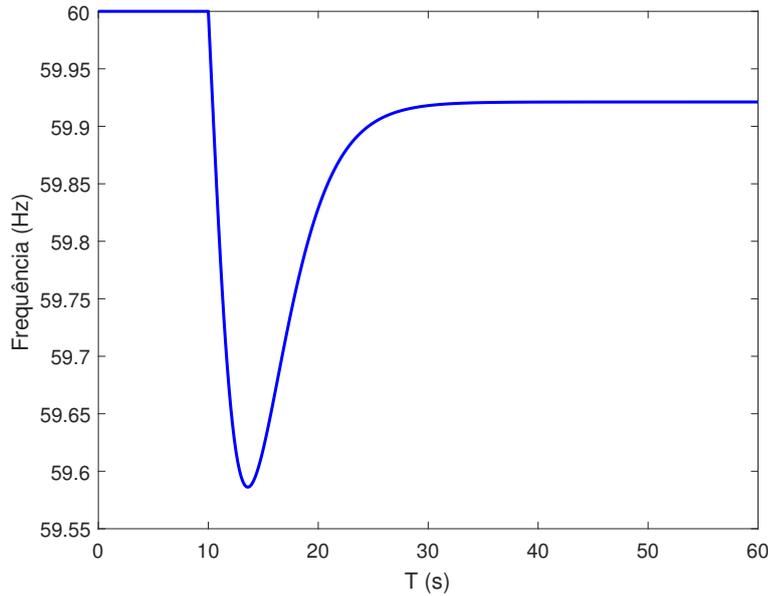
Figura 33 – Desvio de frequência para o ilhamento inicial



Fonte: Resultados da pesquisa

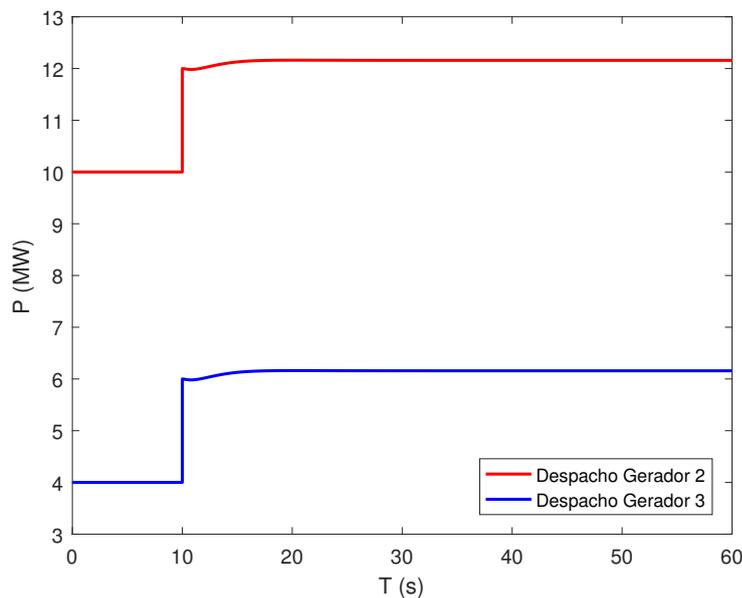
Após o ilhamento do sistema, ocorre um desequilíbrio de energia. Como pode ser observado na Tabela 2, os geradores 2 e 3 que no momento anterior à manobra operavam a 4 MW e 10 MW respectivamente, agora devem suprir toda a carga local somada as perdas de transmissão. Observando a Figura 33, percebe-se que, inicialmente, o desequilíbrio entre carga e geração é suprido através da energia cinética dos geradores, que perdem velocidade de rotação, refletindo em uma variação instantânea da frequência do sistema. Em seguida, o regulador atua através da malha de realimentação redistribuindo o despacho de potência entre as unidades, elevando a potência gerada e reestabelecendo a frequência em um valor inferior ao inicial.

A resposta da frequência pós ilhamento, em Hz, pode ser vista na Figura 34. Como foi mencionado na seção 3.4, parte da carga de um SEP é sensível a variação de frequência e tem seu valor nominal relacionado a essa variável. Assim, uma redução da frequência propicia uma redução no valor nominal da carga do sistema. Dessa forma, ao comparar os dados das Tabelas 1 e 2, é possível perceber que a carga total somada as perdas do sistema que anteriormente era de 18,52 MW passou a ser de 18,47 MW devido ao efeito do amortecimento.

Figura 34 – Desvio de frequência em Hz

Fonte: Resultados da pesquisa

Ao observar a Figura 35, pode-se visualizar o despacho de potência dos geradores 2 e 3, antes e após o ilhamento do sistema. É válido ressaltar que a nova potência despachada pelos geradores é proporcional ao estatismo de cada unidade. Para esse caso, ambos os geradores são configurados com um estatismo de 5% na base da máquina. No entanto, como o gerador 2 possui uma maior potência nominal e conseqüentemente uma maior reserva de energia síncrona, ele contribui com a maior parcela da variação de carga.

Figura 35 – Despacho de potência dos geradores 2 e 3

Fonte: Resultados da pesquisa

Tabela 2 – Resultado do fluxo de potência do sistema 8 barras em modo isolado

Barra	Tipo	$V(p.u.)$	$\delta[^\circ]$	$P_g[MW]$	$Q_g[MVAr]$	$P_d[MW]$	$Q_d[MVAr]$
1	V δ	0,00	0,00	-	-	-	-
2	PV	1,00	-1,296	12,45	3,79	-	-
3	PQ	0,997	-1,458	-	-	0,99	0,00
4	PV	1,00	-0,438	6,02	1,05	-	-
5	PQ	0,988	-0,755	-	-	2,99	1,00
6	PQ	0,967	-3,391	-	-	5,99	2,00
7	PQ	0,957	-3,796	-	-	3,99	0,00
8	PQ	0,941	-4,325	-	-	3,99	1,00
Carga Total:		17,95 MW		Perdas LT's: 0,52 MW		Geração Total: 18,47 MW	

Fonte: Elaborado pelo autor.

Esta seção apresentou o caso de um ilhamento não crítico, pois os geradores 2 e 3 tinham capacidade nominal para atender as cargas locais do sistema com boa margem de reserva síncrona. Logo, a diferença de carga que se projetava além da capacidade dos geradores no instante pós ilhamento era referente as perdas ativas nas LTs, as quais representavam aproximadamente 3% da potência nominal do sistema. Esses fatores contribuem para um ilhamento bem sucedido com baixos valores de pico, tempo de estabilização e desvio de frequência em regime permanente.

5.2.1 Ilhamento em Condições de Sobrecarga dos Geradores

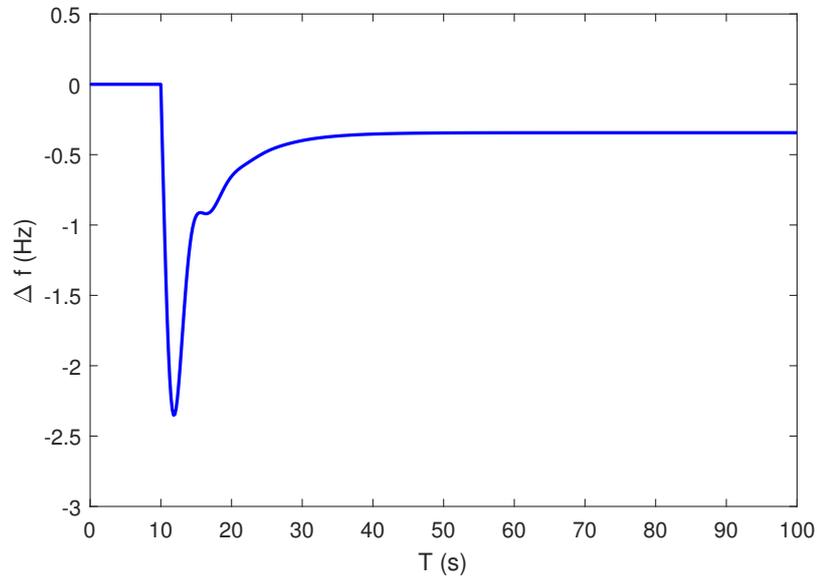
Nesta seção, considerou-se realizar o ilhamento do sistema de 8 barras em condições de sobrecarga dos geradores para identificar a capacidade de operação e sobrevivência do sistema nessa situação. Assim, as cargas de todas as barras sofrem um aumento de 10% para análise do ilhamento do sistema nas mesmas condições apresentadas na seção anterior.

A Figura 36 apresenta a resposta da frequência durante a manobra. No momento em que ocorre o ilhamento, $t = 10$ s, o desvio de frequência atingiu um pico de 2,4 Hz e o sistema se estabilizou com um desvio de aproximadamente 0,34 Hz. Isso representa uma frequência de pico de 57,6 Hz e em regime igual a 59,66 Hz. O tempo necessário para a estabilização foi de aproximadamente 22 segundos.

Em seguida, foi aplicado um aumento de 20% em todas as carga. A Figura 37 apresenta o desvio de frequência causado por essa mudança de carga. Percebeu-se que, neste caso, o desempenho foi significativamente pior, com o perfil de frequência apresentando um comportamento oscilatório no início do ilhamento. Devido às características inerentes do sistema e ao amortecimento das cargas, foi possível uma recuperação em aproximadamente 24 segundos. O valor de pico foi de aproximadamente 5 Hz e a frequência sofreu um desvio em regime permanente de aproximadamente 0,7 Hz. Percebeu-se que nesse cenário, não foi possível reestabelecer a frequência dentro dos limites indicados pelo ONS, prejudicando

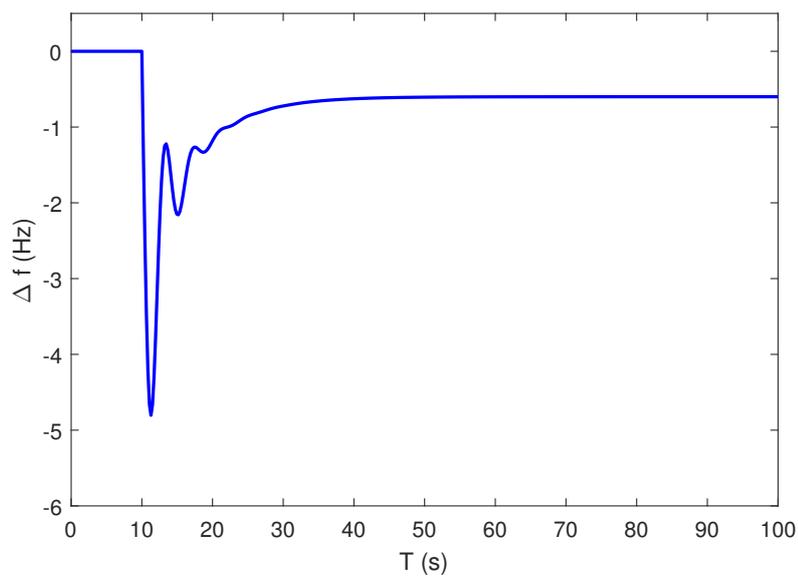
os indicadores de qualidade.

Figura 36 – Desvio de frequência em um ilhamento com sobrecarga de 10%



Fonte: Resultados da pesquisa

Figura 37 – Desvio de frequência em um ilhamento com sobrecarga de 20%

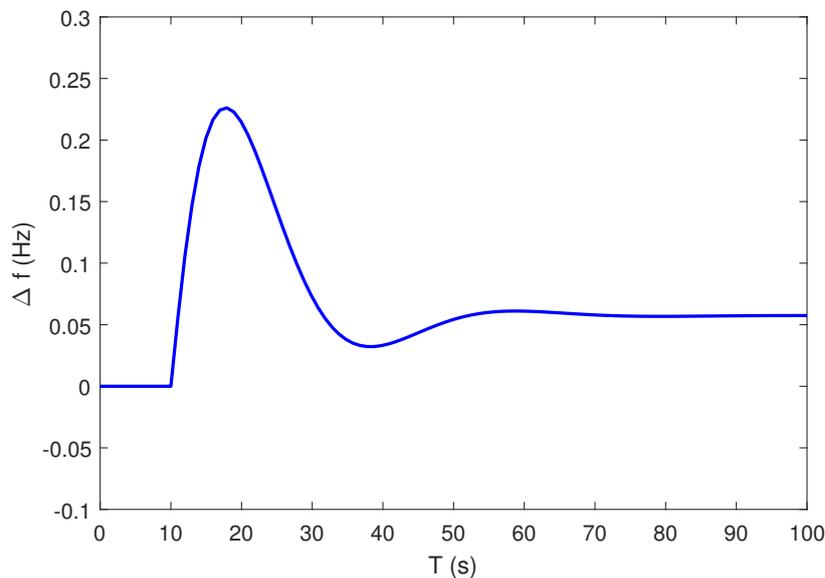


Fonte: Resultados da pesquisa

5.3 Ilhamento com Diminuição de Carga

Para simular o ilhamento em condições de carga consumida menor que a energia gerada, aplicou-se uma redução de 5% nas cargas de todas as barras do sistema. É possível observar na Figura 38 que no momento do ilhamento, os geradores atuavam com uma potência maior que a necessária para alimentar as cargas, esse efeito ocasiona em um aumento na frequência do sistema. Em seguida, a malha de realimentação do regulador de velocidade atua para diminuir a geração e a frequência é reestabelecida, porém em um valor superior aos 60 Hz.

Figura 38 – Desvio de frequência com redução da 5% da carga



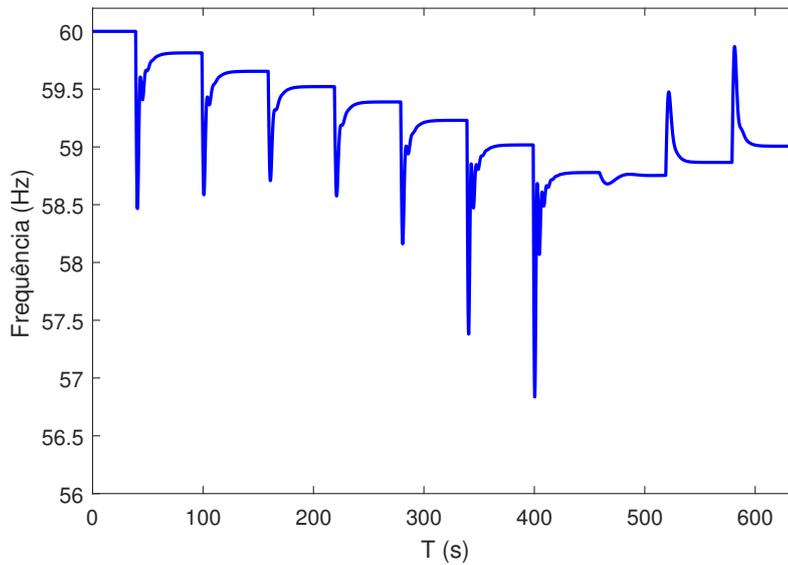
Fonte: Resultados da pesquisa

5.3.1 Operação em Sucessivas Variações de Carga

Durante a operação diária de um SEP, as cargas variam a todo instante. No entanto, é esperado que o funcionamento do sistema isolado possa ser mantido durante um determinado período de tempo, e.g., o tempo de manutenção em gerador ou a perda de uma LT. Assim, é essencial uma operação estável após o ilhamento.

Com o objetivo de simular essa condição, o sistema de 8 barras foi submetido a sucessivas mudanças de carga similares às apresentadas na Figura 4, em um período de 9 às 18 horas.

Percebe-se observando a Figura 39, que utilizando o controle primário de frequência com parâmetros de literatura, o sistema não é capaz de reestabelecer o valor nominal da frequência. Nota-se, ainda, que em diversos momentos o desvio de frequência ultrapassou o limite de 0,2 Hz definidos pelo submódulo 23.3 do ONS (ONS, 2019d), chegando em seu momento mais crítico a aproximadamente 58,8 Hz com um valor de pico de 56,8 Hz.

Figura 39 – Resposta da frequência em diversas variações de carga

Fonte: Resultados da pesquisa

5.4 Otimização da Regulação Primária de Frequência

Como visto na seção anterior, a característica da carga, e a própria dinâmica do sistema, facilitam para que o SEP se recupere em casos de demanda de energia maior que a geração. No entanto, o regulador de velocidade com parâmetros fixos, apesar de ser útil em algumas situações, nem sempre é capaz de reestabelecer a frequência a níveis aceitáveis. O que torna importante o uso de técnicas complementares para reajustar os parâmetros de controle e melhorar a resposta da frequência na ocorrência de uma variação de carga que o sistema possa ser submetido.

Nesse sentido, após avaliar o regime dinâmico e estático da frequência em uma rede alimentada por PCHs isoladas a parâmetros fixos, implementou-se uma estratégia de controle baseada na otimização dos parâmetros dos reguladores de velocidade para melhorar os indicadores de desempenho da frequência. Os parâmetros são ajustados utilizando o AE e o OEP. Para cada algoritmo, são processadas 10 execuções para se obter um resultado médio que mais se aproxime do esperado em um momento de tomada de decisão.

Inicialmente, foi utilizada uma função mono-objetivo para otimizar os indicadores de valor de pico, tempo de estabilização, desvio em regime permanente e despacho de potência ativa de forma individual. Em seguida, foi realizada uma otimização multiobjetivo para melhorar todos os indicadores tanto quanto possível, i.e., alcançando um resultado na região de Pareto (JÚNIOR, 2009). O regulador escolhido foi o por queda de velocidade e estatismo transitório, que apresentou melhor desempenho nas simulações com parâmetros fixos. O ilhamento foi realizado por meio dos mesmos procedimentos já descritos na Seção 5.2.

No sistema de 8 barras, representado na Figura 32, existem apenas dois geradores

responsáveis pela manutenção das cargas após o ilhamento. Dessa forma, os parâmetros que constituem as variáveis de decisão no processo de otimização e seus respectivos valores de restrição são apresentados na Tabela 3. Os índices (1, 2) denotam a qual gerador o parâmetro está referido.

Tabela 3 – Restrições das variáveis de decisão

Parâmetro	Restrições	
	Mínimo	Máximo
T_G^1	0,01	2,00
T_G^2	0,01	2,00
T_R^1	1,20	6,20
T_R^2	1,20	6,20
R_t^1	0,20	2,00
R_t^2	0,20	2,00
R_P^1	0,01	0,06
R_P^2	0,01	0,06

Fonte: Elaborado pelo autor.

De forma geral, o desempenho dos algoritmos de otimização, tal como tempo de convergência e probabilidade de encontrar uma solução adequada dependem de como foram definidos seus parâmetros. Quanto maior for o número de indivíduos, número de gerações, entre outros, maior a probabilidade de se chegar a um ótimo global. No entanto, é necessário um maior esforço computacional para chegar à solução. Os parâmetros utilizados nas simulações a seguir, obtidos empiricamente, são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros utilizados para o AG

Parâmetro	Valor
Tamanho da população	100
Taxa de cruzamento	0,8
Taxa de mutação	0,1
Tipo de seleção	Torneio
Número de Pais	80
Número de filhos	50
Pressão de seleção	0,8
Número de gerações	100

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os parâmetros utilizados para as simulações com o OEP são apresentados na Tabela 5. Definiu-se os parâmetros para o OEP que fossem equivalentes aos utilizados no AG. Outro fator levado em consideração para definição dos parâmetros foi o tempo necessário para a convergência de ambos os algoritmos. A velocidade inicial das partículas foi definida como 10% da sua população inicial.

Tabela 5 – Parâmetros utilizados para o OEP

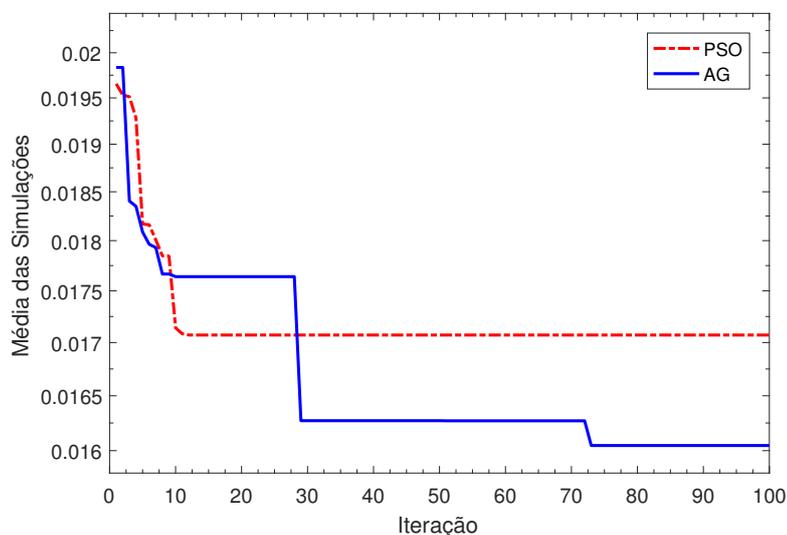
Parâmetro	Valor
Tamanho do enxame	100
Coefficiente de aceleração C_1	2,0
Coefficiente de aceleração C_2	2,0
Coefficiente de inércia ω_{max}	0,9
Coefficiente de inércia ω_{min}	0,4
Velocidade inicial	0,1
Número de iterações	100

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.1 Minimização do Desvio de Frequência em Regime Permanente

Um dos indicadores de desempenho mais importantes na estabilidade transitória é o desvio de frequência em regime permanente. A melhoria desse indicador foi obtida utilizando a função objetivo da Equação 36. A Figura 40 apresenta o valor médio da função objetivo dos melhores indivíduos dos algoritmos AE e OEP. A Figura 41 apresenta o melhor resultado obtido.

Figura 40 – Resultado médio AE e OEP para redução do desvio de frequência

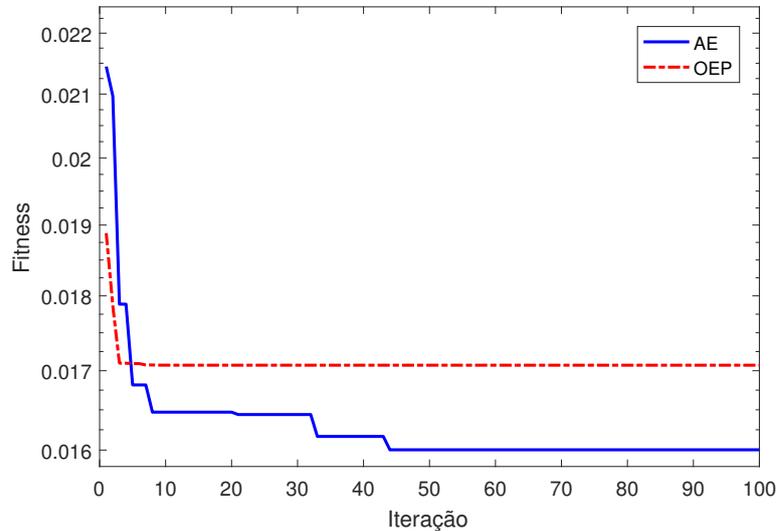


Fonte: Resultados da pesquisa

Analisando as Figuras 40 e 41 percebe-se que o AE conseguiu alcançar um resultado médio melhor que o OEP, que ficou estagnado em um ótimo local. Observou-se também que o AE necessitou de mais iterações para chegar ao mesmo valor. Outro fator observado é que o OEP apresentou comportamento mais linear, ou seja, mesmo após diversas simulações o algoritmo sempre convergiu para o mesmo ponto, apresentando sempre um comportamento muito próximo. Em contra partida, o AE apresentou um comportamento dinâmico durante as simulações, chegando a soluções diferentes que variaram em torno de 2% entre a melhor e a pior solução. Por fim, o AE apresentou um valor em regime

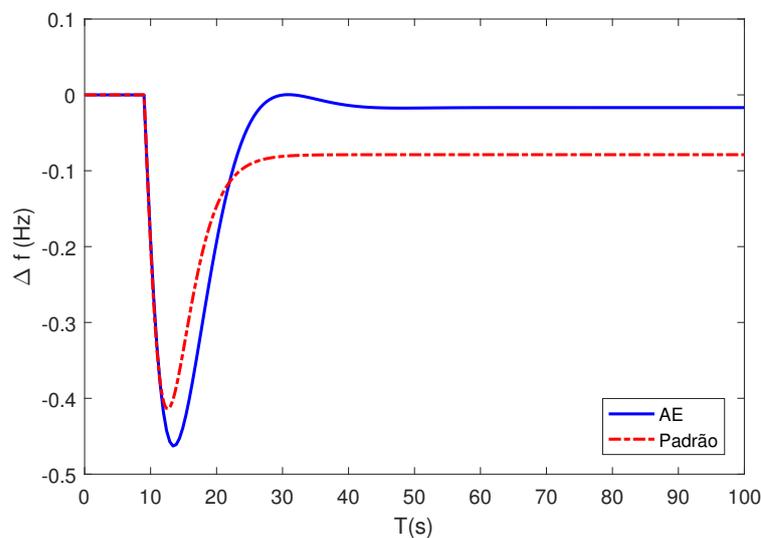
permanente 6,7% melhor que o OEP considerando a melhor solução de ambos.

Figura 41 – Melhor solução AE e OEP para redução do desvio de frequência



Fonte: Resultados da pesquisa

Figura 42 – Comparação do sistema padrão com AE para desvio de frequência



Fonte: Resultados da pesquisa

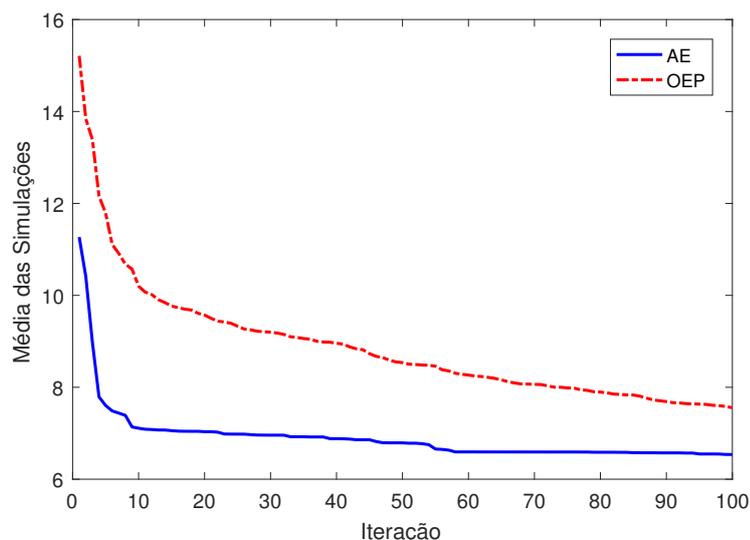
A Figura 42 apresenta uma comparação entre a resposta da frequência do sistema no instante posterior ao ilhamento com regulador a parâmetros fixos (Padrão) e com parâmetros ajustados através da metodologia proposta. Apesar de o AE melhorar o desvio de frequência em regime permanente, este indicador nunca chega a zero. No entanto, ao implementar o AE, foi possível diminuir o desvio de frequência em regime permanente de 0,08 Hz para 0,016 Hz, o que representa uma melhoria de 80%. Observou-se, também, que a melhoria do desvio em regime permanente impacta diretamente no valor de pico da frequência, piorando este indicador.

5.4.2 Minimização do Tempo de Estabilização

Para reestabelecer uma frequência estável no menor tempo possível, utilizou-se a função representada pela Equação 37 nos dois algoritmos de otimização. A Figura 43 apresenta uma comparação entre o AE e o OEP pelo resultado médio das 10 simulações realizadas, e a Figura 44 apresenta a melhor solução encontrada. Para esse problema, percebeu-se um comportamento dinâmico em ambos os algoritmos. A melhor solução encontrada foi muito semelhante, sendo a do AE ligeiramente melhor, com um tempo de estabilização de 6,86 segundos, contra 6,98 segundos do OEP. Essa diferença corresponde a um desempenho 1,7% melhor do AE. Ao analisar a média das simulações, observa-se que o AE teve um comportamento significativamente melhor e apresentou uma melhoria de 13,7% em relação ao OEP. Outro fator observado é que, na maioria das vezes, o AE alcançou o melhor resultado com um menor número de iterações.

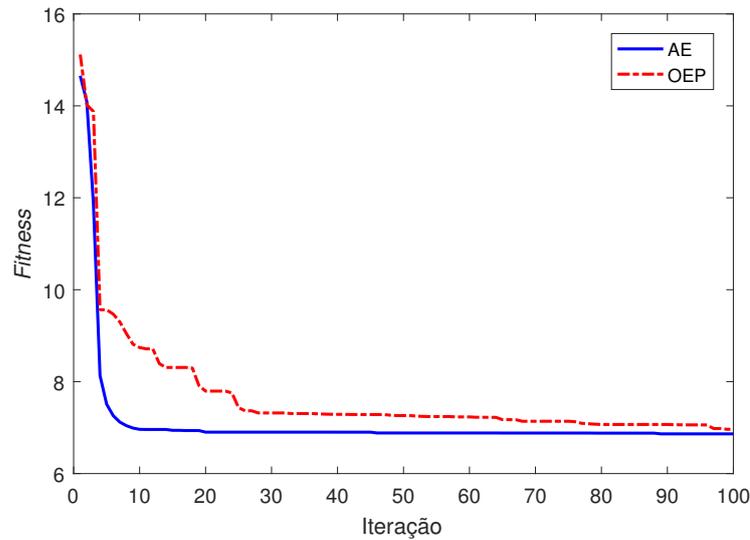
Na Figura 45, faz-se uma comparação do tempo de estabilização do sistema com regulador padrão e o ajustado pelo método proposto. Com a metodologia proposta foi possível reduzir o tempo de recuperação após o ilhamento de 18,5 segundos para 6,86 segundos.

Figura 43 – Média AE e OEP para redução do tempo de estabilização



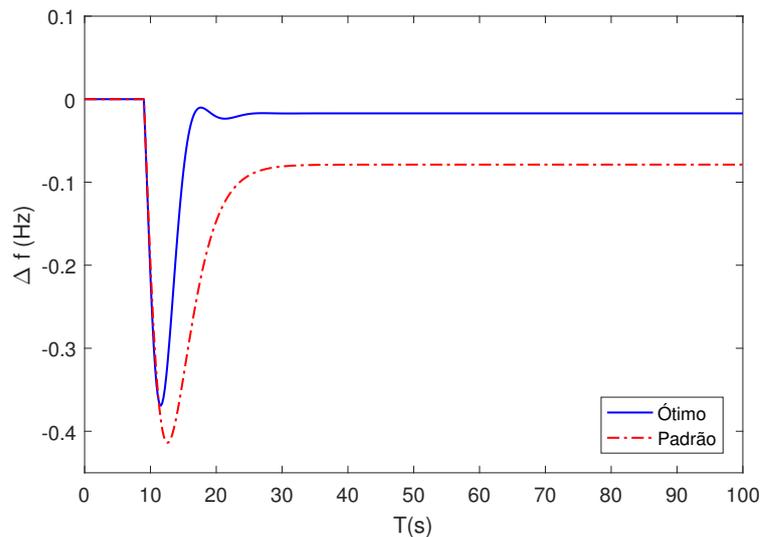
Fonte: Resultados da pesquisa

Figura 44 – Melhor valor AE e OEP para redução do tempo de estabilização



Fonte: Resultados da pesquisa

Figura 45 – Comparação do tempo de estabilização com e sem otimização



Fonte: Resultados da pesquisa

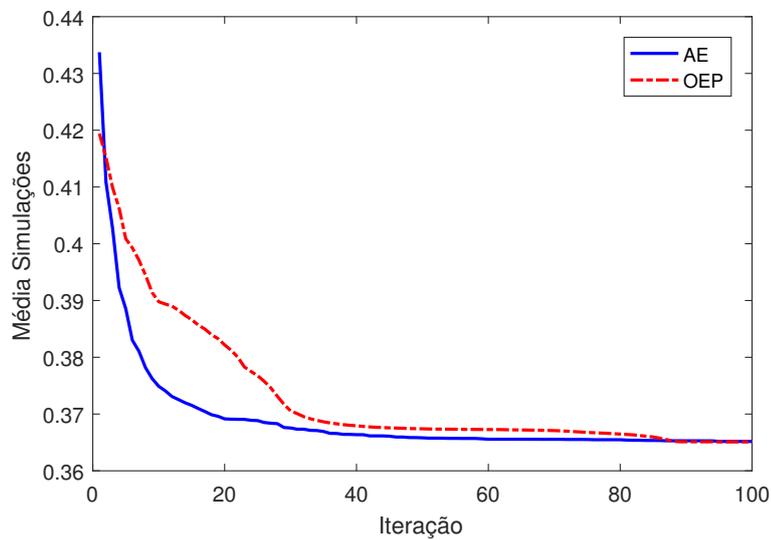
5.4.3 Minimização do Desvio Máximo de Frequência

A melhoria do desvio máximo de frequência foi obtida implementando a função objetivo da Equação 35 ao AE e ao OEP. O resultado apresentado na Figura 46 representa a média de dez simulações realizadas e a Figura 47 apresenta o melhor resultado obtido durante as simulações. Percebeu-se que para essa função objetivo os dois algoritmos apresentaram o mesmo desempenho médio, no entanto, o AE alcançou a solução com um menor número de iterações. A melhor solução foi obtida pelo OEP, que obteve um valor de pico de 0,3291 Hz, o AE chegou ao seu melhor valor com um desvio de 0,3308 Hz.

Dessa forma, o OEP apresentou um desempenho de 0,5% melhor que o AE no desvio máximo de frequência.

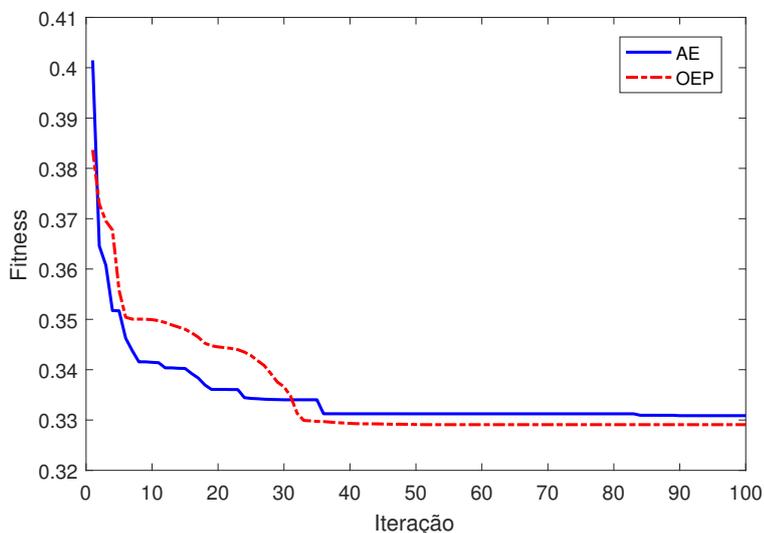
Observando a Figura 48 pode-se visualizar uma comparação do desvio de frequência do regulador com parâmetros padrão e o ajustado pelo método proposto. Nota-se que foi possível reduzir o desvio máximo de frequência em aproximadamente 20%. Porém, observa-se que a otimização mono-objetivo desse parâmetro impacta no tempo de estabilização e no desvio de frequência em regime permanente, piorando ambos os indicadores. Dessa forma, para evitar que a melhoria de um indicador piore o outro, torna-se necessário uma otimização multiobjetivo para encontrar um ajuste ideal dos parâmetros, melhorando a qualidade de todos os indicadores de forma proporcional.

Figura 46 – Resultado médio AE e OEP para redução do valor de pico



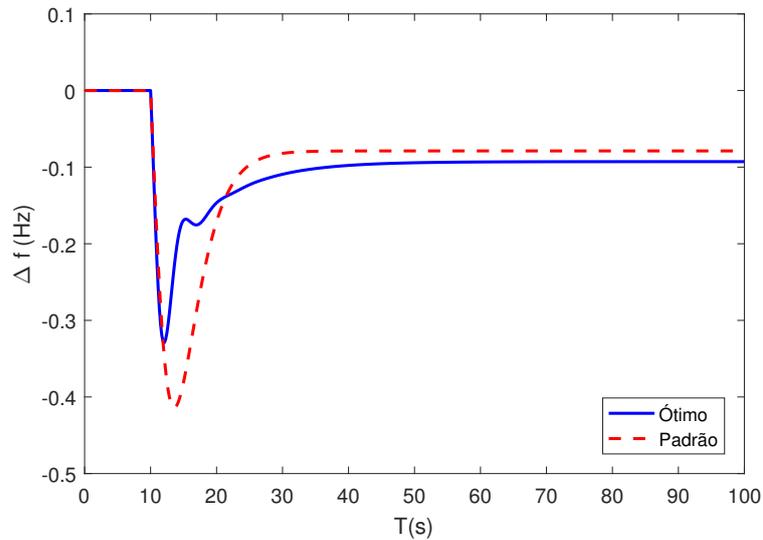
Fonte: Resultados da pesquisa

Figura 47 – Melhor solução AE e OEP para redução do valor de pico



Fonte: Resultados da pesquisa

Figura 48 – Desvio de frequência em regime permanente com e sem otimização

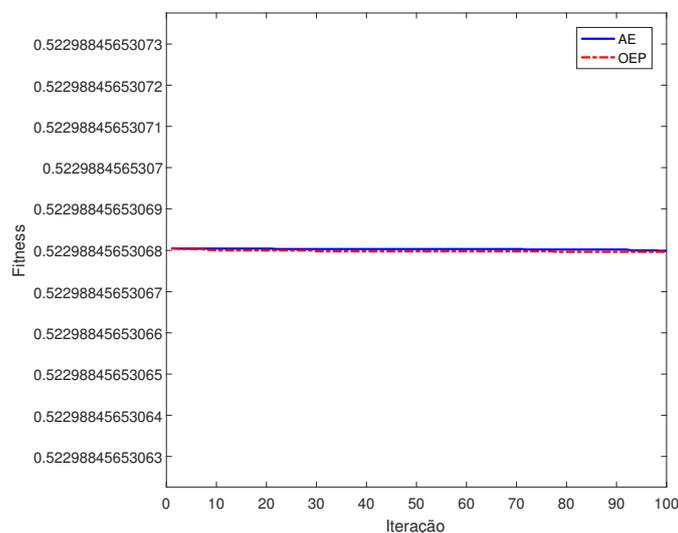


Fonte: Resultados da pesquisa

5.4.4 Otimização do despacho dos geradores

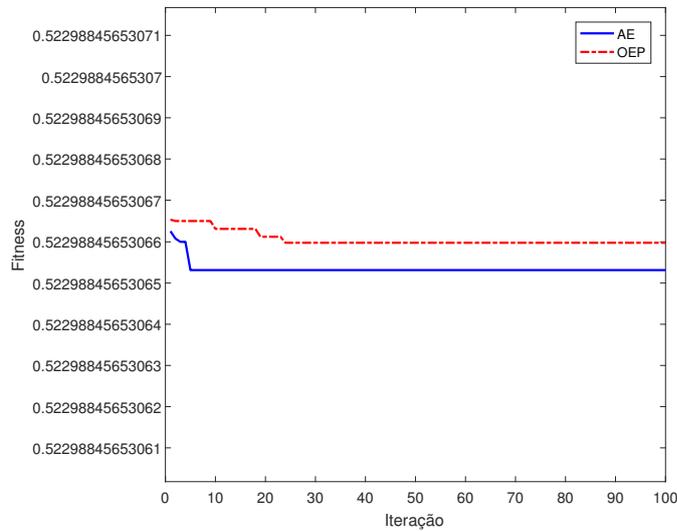
A otimização do despacho dos geradores foi obtida ao implementar a Equação 38 aos algoritmos de otimização. A Figura 49 apresenta o resultado médio obtido e a Figura 50 a melhor solução. Nota-se que nenhum dos algoritmos foi capaz de reduzir as perdas ativas das LTs. Isso ocorre devido a topologia radial do sistema de 8 barras e ao baixo número de cargas presentes. Os resultados observados nas Figuras 49 e 50 foram os mesmos tanto para o sistema conectado quanto para o ilhado.

Figura 49 – Resultado médio AE e OEP para otimização do despacho



Fonte: Resultados da pesquisa

Figura 50 – Melhor solução AE e OEP para otimização do despacho



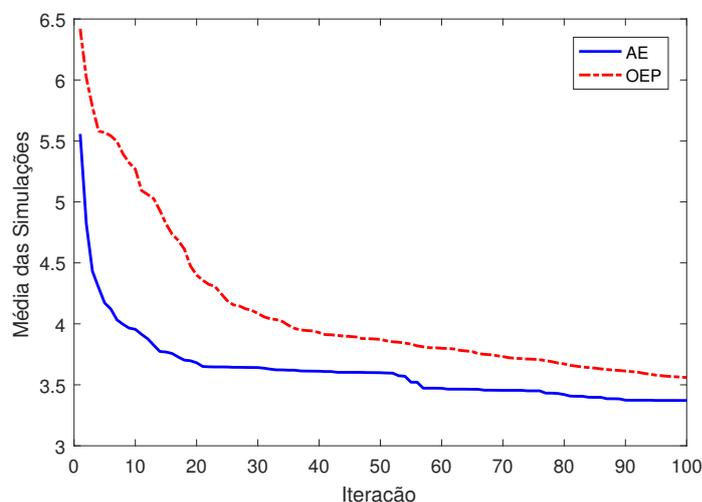
Fonte: Resultados da pesquisa

5.4.5 Otimização Multiobjetivo

Para a otimização multiobjetivo são considerados a frequência de pico, tempo de estabilização e desvio em regime permanente simultaneamente. A função objetivo é modelada pela Equação 39, as restrições são apresentadas na Tabela 3.

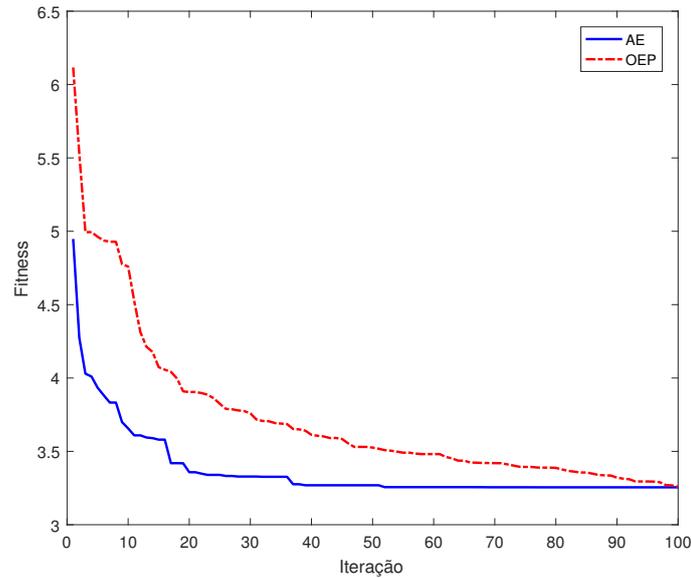
Considera-se o mesmo peso para todas as funções de avaliação; assim, a Figura 51 apresenta o valor médio obtido pelos métodos AE e OEP. A Figura 52 o melhor resultado. Foi possível perceber que o AE apresentou uma solução média 5% melhor que o OEP. A melhor solução obtida pelos algoritmos foi muito similar. Novamente, o AE alcançou a melhor solução com um menor número de iterações que o OEP.

Figura 51 – Resultado médio multiobjetivo AE e OEP



Fonte: Resultados da pesquisa

Figura 52 – Melhor valor multiobjetivo AE e OEP

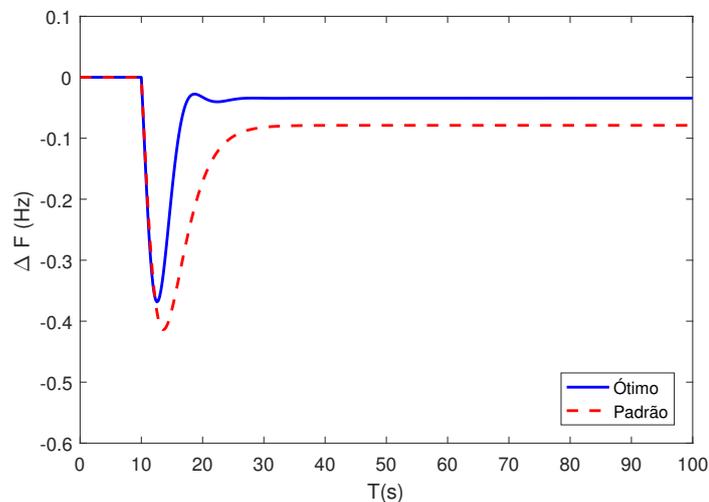


Fonte: Resultados da pesquisa

A Figura 53 apresenta uma comparação da resposta do regulador com parâmetros padrões e com os parâmetros ajustados pelo AG. Nesse método foi possível obter um desvio de frequência em regime permanente de 0,017 Hz, um tempo de estabilização após o ilhamento de aproximadamente 9 segundos e um valor de pico de 0,37 Hz.

Utilizando a otimização multiobjetivo os resultados individuais dos indicadores são ligeiramente inferiores, no entanto, é possível observar uma melhora qualitativa na resposta da frequência. Ainda assim, ao comparar os valores obtidos por meio da metodologia proposta com o regulador padrão, obteve-se uma melhoria de 75% no desvio em regime permanente, 40% no tempo de recuperação e 10% no valor de pico.

Figura 53 – Comparação entre o regulador padrão com o ótimo



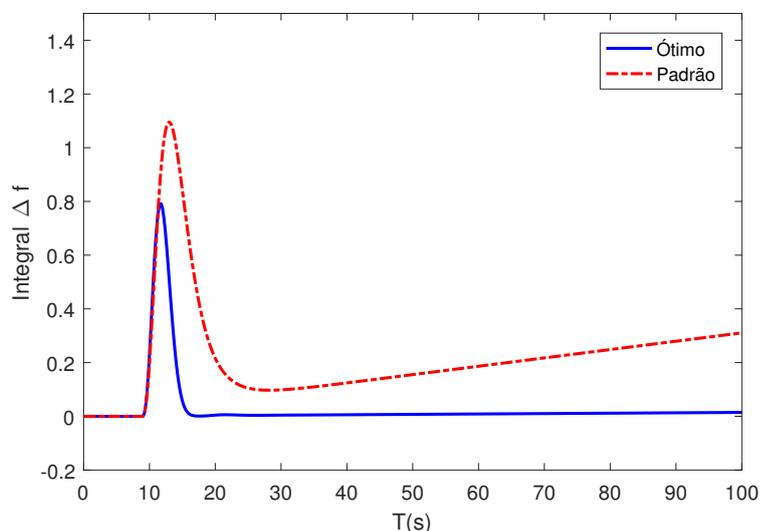
Fonte: Resultados da pesquisa

Dentre os índices de desempenho estabelecidos pelo Submódulo 23,3 do ONS, os que apresentam mais relevância nos trabalhos relacionados ao controle de carga e frequência são o desvio em regime permanente, valor de pico e tempo de estabilização. No entanto, o ONS afirma que para evitar falsas conclusões, os índices de desempenho não devem ser analisados isoladamente (ONS, 2019d).

A Figura 54 apresenta uma comparação da resposta da integral do desvio de frequência no tempo com os reguladores de velocidade atuando com valores padrão e com valores ajustados pelo método proposto. Esse índice foi obtido implementando a Equação 29 à resposta do desvio de frequência do sistema. O objetivo desse indicador é fornecer uma medida da efetividade do controle no desempenho dinâmico e estático do sistema. Ao observar a Figura 54 percebe-se claramente que o método proposto foi mais efetivo que o sistema padrão, reduzindo o desvio de curto prazo e apresentando um erro em regime permanente muito próximo de zero.

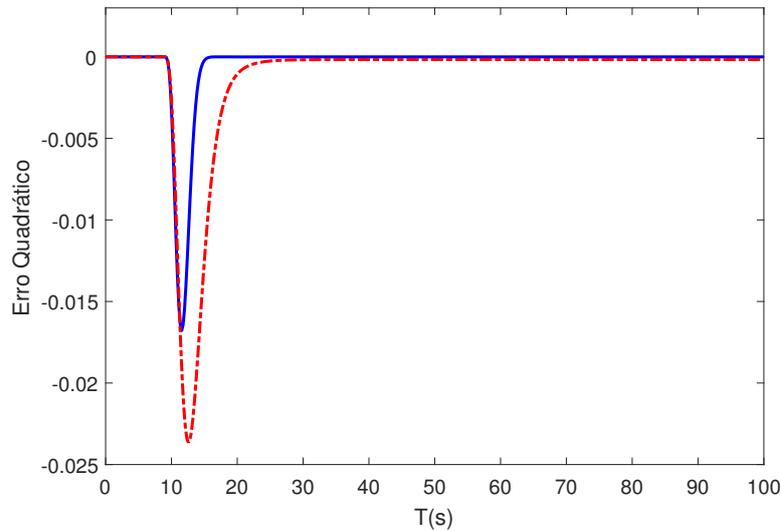
Outro índice de desempenho estabelecido é o erro quadrático da frequência apresentado na Figura 55. Esse indicador foi obtido aplicando a Equação 34 à resposta do sistema. Como o desvio de frequência se estabiliza em regime permanente para os dois controle utilizados, o erro para ambos é igual a zero. No entanto, notou-se uma melhora em regime transitório de aproximadamente 25% ao empregar o método proposto.

Figura 54 – Comparação da integral do desvio de frequência padrão e ótimo



Fonte: Resultados da pesquisa

Figura 55 – Comparação do erro quadrático da frequência padrão e ótimo



Fonte: Resultados da pesquisa

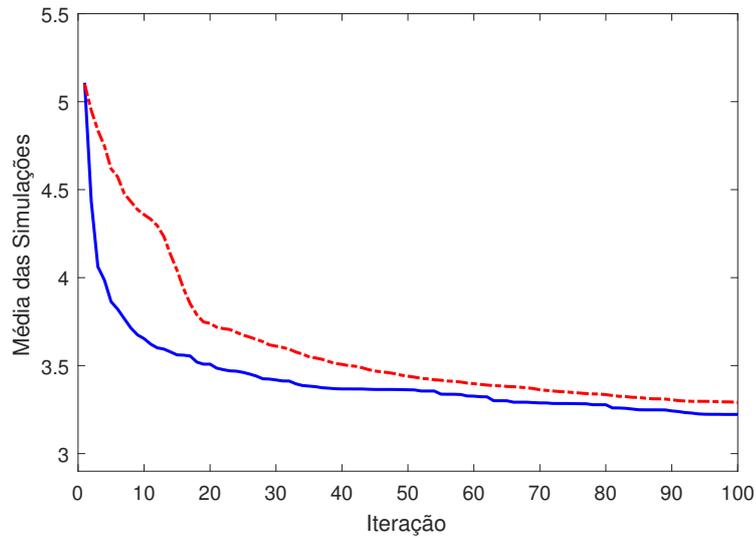
5.4.6 Otimização com Ilhamento em Condições de Sobrecarga dos Geradores

O ilhamento em condições de sobrecarga foi abordado na Seção 5.2.1, sendo que ele ocorre quando no momento da manobra, a potência ativa consumida pelas cargas é maior que a capacidade nominal dos geradores. Foi observado que nessa situação a frequência do sistema pode sofrer grandes desvios de curto prazo e ainda que ela se estabilize em regime permanente, nem sempre ocorre dentro dos limites estipulados pelo ONS. Dessa forma, implementou-se os algoritmos de otimização com o objetivo de verificar a possibilidade de reduzir o impacto do ilhamento em condição de sobrecarga por meio do ajuste dos parâmetros dos reguladores de velocidade, e ainda realizar uma comparação de desempenho entre os algoritmos.

No primeiro momento, é realizado o ilhamento do sistema considerando um aumento de 10% da carga nominal em todas as barras do sistema. Para isso, utilizou-se os mesmos procedimentos empregados na Seção 5.2.1.

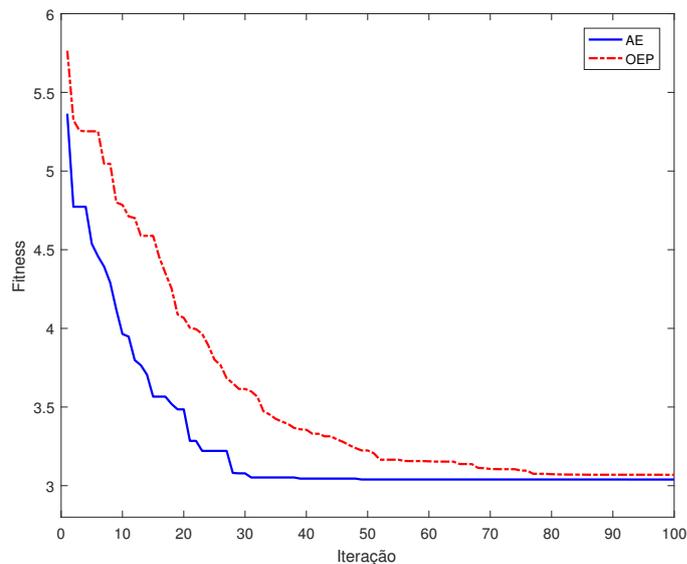
A Figura 56 apresenta o resultado médio obtido após dez simulações. A Figura 57 apresenta o melhor valor alcançado considerando a função *Fitness* multiobjetivo da Equação 39. Percebeu-se que apesar de ambos os algoritmos terem alcançado um valor muito próximo, o AE foi ligeiramente superior apresentando um valor médio 2% melhor que o OEP. A melhor solução obtida por ambos os algoritmos foi muito próxima, no entanto, percebeu-se que o AE necessitou de um número menor de iterações para alcançá-la.

Figura 56 – Resultado médio AE e OEP para ilhamento em sobrecarga de 10%



Fonte: Resultados da pesquisa

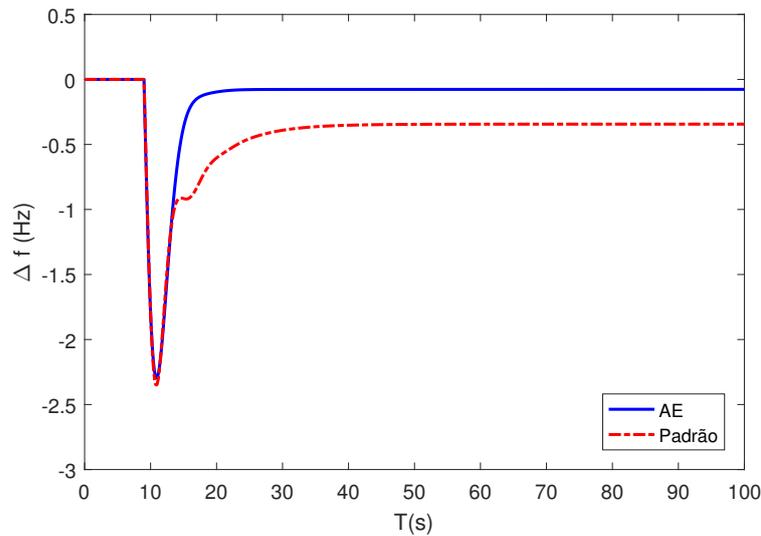
Figura 57 – Melhor solução AE e OEP para ilhamento em sobrecarga de 10%



Fonte: Resultados da pesquisa

Por meio da Figura 58 é possível comprovar que o regulador de velocidade com parâmetros ajustados pelo AE é superior ao regulador de parâmetros fixos. Na simulação em sobrecarga de 10% foi possível obter um desvio de frequência em regime permanente de aproximadamente 0,08 Hz, enquanto que com valores padrão o desvio foi de 0,35 Hz. Outro fator observado é que o AE melhorou o tempo de estabilização da frequência em aproximadamente 10 segundos. Em relação ao valor de pico, a melhoria alcançada foi menos significativa, sendo que com o AE foi possível obter um desvio de pico de 2,3 Hz, enquanto o regulador padrão o pico foi de 2,35 Hz.

Figura 58 – Comparação do regulador padrão com AE para sobrecarga de 10%

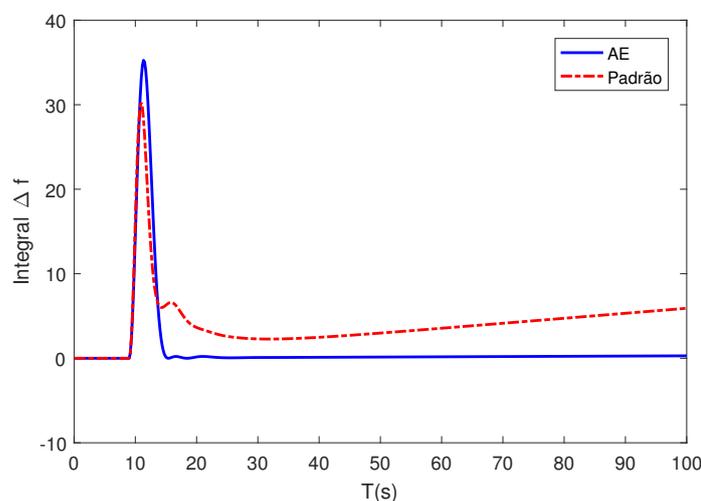


Fonte: Resultados da pesquisa

A Figura 59 apresenta uma comparação da integral do desvio de frequência do regulador ajustado pelo AE e a parâmetros fixos. Percebeu-se que o regulador ajustado pelo AE obteve uma maior variação de frequência de curto prazo, o que reflete em um maior valor de pico. No entanto, em regime permanente o controlador foi capaz de reduzir o erro integral para zero, enquanto que utilizando os valores padrão o erro em regime foi superior a zero.

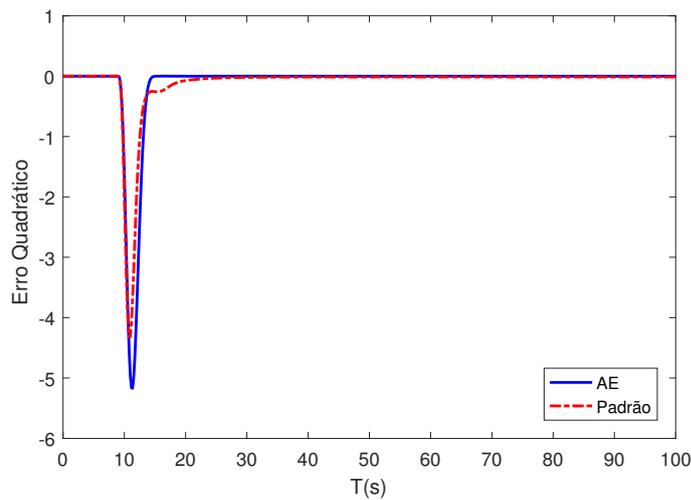
No que diz respeito ao desvio quadrático de frequência, observou-se por meio da Figura 60 que novamente o regulador ajustado pelo AE obteve um maior desvio de curto prazo, no entanto ele foi capaz de corrigir o erro em um tempo menor que o regulador padrão. Em regime permanente o erro quadrático foi de zero para ambas as estratégias de controle.

Figura 59 – Comparação da integral do desvio de frequência padrão e ótimo para sobrecarga de 10%



Fonte: Resultados da pesquisa

Figura 60 – Comparação do erro quadrático da frequência padrão e ótimo para sobrecarga de 10%

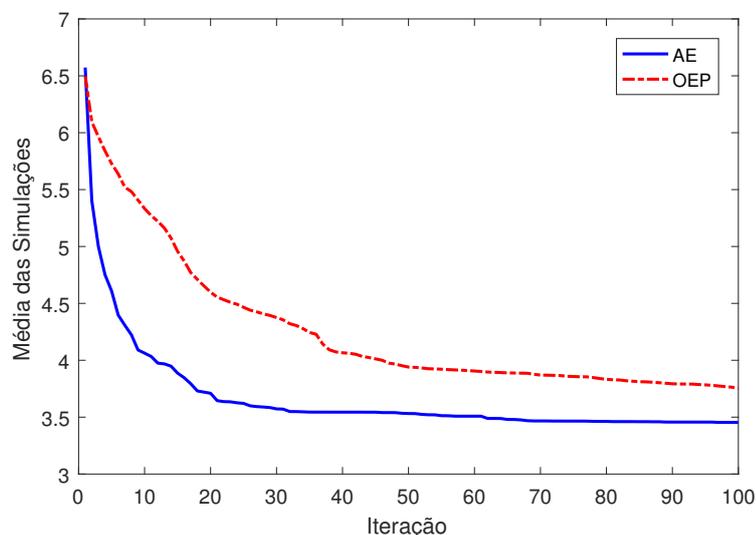


Fonte: Resultados da pesquisa

Na simulação do sistema em condições de sobrecarga de 20% apresentada na Seção 5.2.1, o sistema violou dois requisitos de qualidade estabelecidos pelo ONS, sendo eles o desvio de frequência em regime permanente e o valor de pico da frequência. Com o intuito de melhorar estes indicadores e cumprir os requisitos de qualidade, foi implementado ao sistema os algoritmos de otimização já mencionados. Dessa forma, a Figura 61 apresenta o resultado médio obtido pelo AE e OEP após dez simulações e a Figura 62 demonstra a melhor solução alcançada.

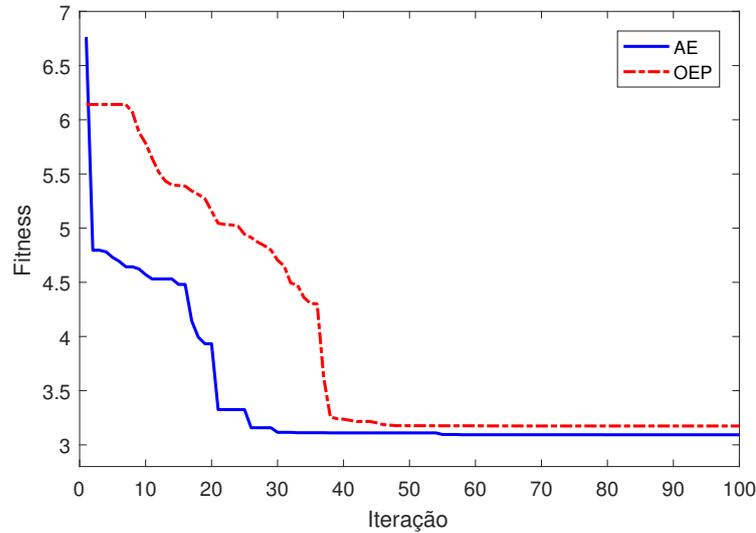
Percebeu-se que novamente o AE apresentou a melhor solução média, com um desempenho 8% melhor que o OEP. A melhor solução obtida pelos algoritmos foi muito próxima, por isso considerou-se o mesmo desempenho neste item.

Figura 61 – Resultado médio AE e OEP para ilhamento em sobrecarga de 20%



Fonte: Resultados da pesquisa

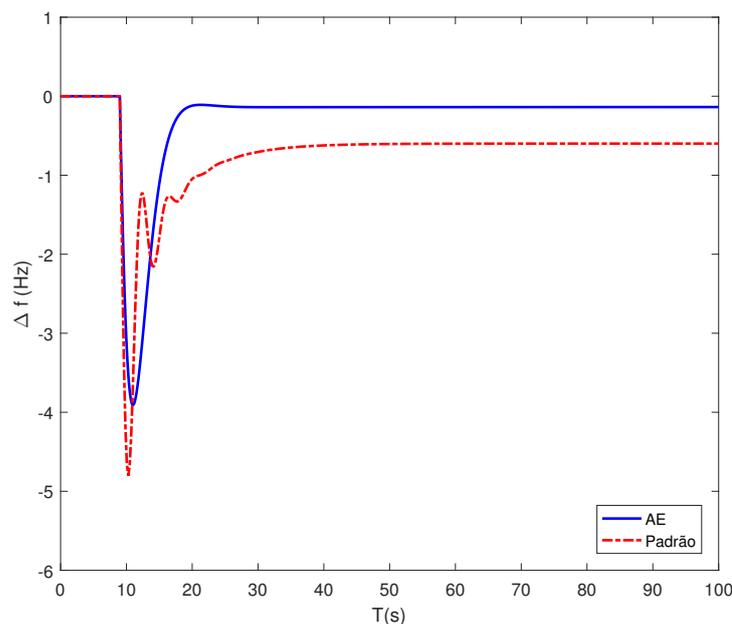
Figura 62 – Melhor solução AE e OEP para ilhamento em sobrecarga de 20%



Fonte: Resultados da pesquisa

Ao realizar uma comparação da resposta do sistema padrão com o ajustado pelo AE demonstrada na Figura 63, percebeu-se uma melhoria significativa na frequência de pico do sistema e no desvio em regime permanente. A utilização do AE forneceu uma melhoria de 0,46 Hz no desvio de frequência e de 0,9 Hz no valor de pico. Dessa forma, ao utilizar o AE para reajustar os parâmetros dos reguladores de velocidade foi possível reestabelecer a frequência dentro dos limites estabelecidos pelo ONS.

Figura 63 – Comparação do regulador padrão com AE para sobrecarga de 20%



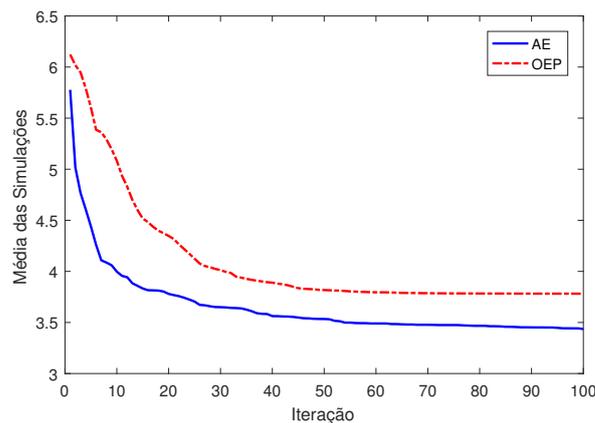
Fonte: Resultados da pesquisa

5.5 Otimização com Ilhamento em Condições de Geração Maior que Consumo

O ilhamento em que a carga consumida é menor que a energia gerada foi simulado na Seção 5.3. Percebeu-se que nessa situação, a frequência do sistema se estabiliza em um valor superior ao nominal, nesse sentido, para minimizar esse efeito, foi empregado a metodologia apresentada neste trabalho realizando uma comparação do desempenho dos dois algoritmos.

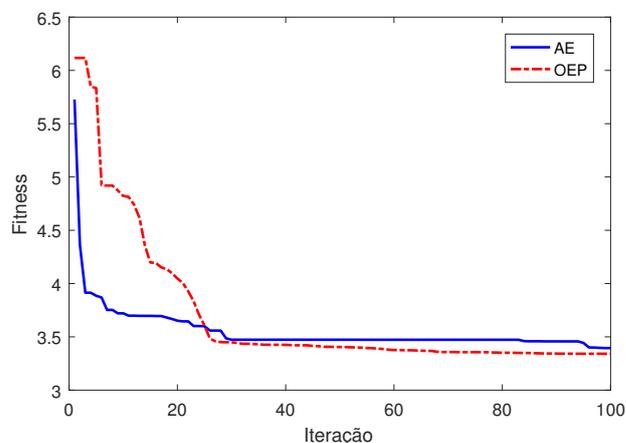
A Figura 64 mostra o resultado médio alcançado pelos algoritmos após dez simulações e a Figura 65 apresenta a melhor solução obtida. Observou-se que novamente o AE apresentou um resultado médio superior ao OEP em aproximadamente 8%. Apesar do melhor resultado obtido por ambos algoritmos ter sido similar, o melhor valor alcançado foi o do OEP, o qual apresentou um desempenho de aproximadamente 1,6% melhor que o AE.

Figura 64 – Resultado médio AE e OEP para redução de 5% da carga



Fonte: Resultados da pesquisa

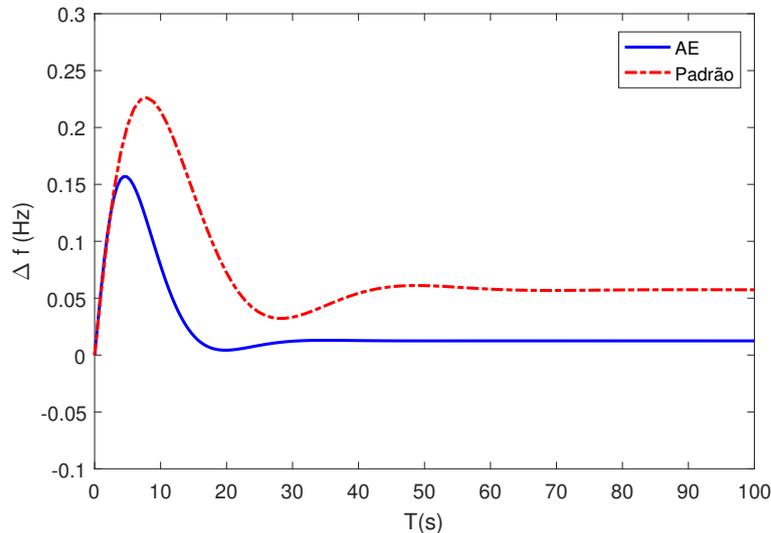
Figura 65 – Melhor solução AE e OEP para redução de 5% da carga



Fonte: Resultados da pesquisa

Uma comparação entre a resposta em frequência do sistema pelo método proposto com o sistema padrão pode ser visualizada por meio da Figura 66. Nessa situação, obteve-se uma melhora de 80% na frequência em regime permanente e de 30% no desvio máximo.

Figura 66 – Comparação do regulador padrão com AE para redução de carga



Fonte: Resultados da pesquisa

5.6 Otimização do Desvio de Frequência na Ocorrência de Sucessivas Variações de Carga

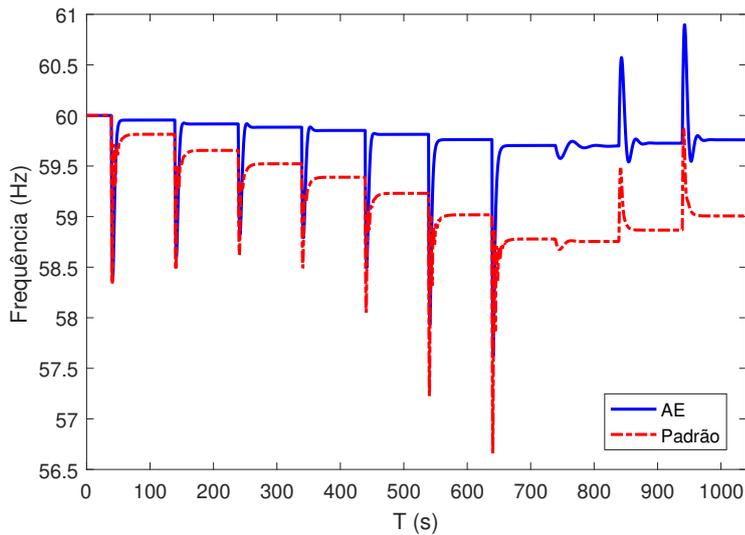
Nas seções anteriores, foi observado que na maioria dos casos, o AE apresentou um desempenho melhor que o OEP; dessa forma, optou-se por utilizá-lo como método para ajustar os parâmetros dos reguladores e minimizar o desvio de frequência em uma simulação que representa um estado de operação real de um SEP, onde as cargas variam diversas vezes. O objetivo é avaliar a capacidade de operação nessas condições, reduzir os transitórios de frequência e melhorar o desvio em regime permanente.

Por meio da Figura 67 é possível visualizar uma comparação da variação de frequência do sistema com regulador utilizando parâmetros padrão e o ajustado pelo AE. Fica claro que a medida em que a carga do sistema muda, ocorre um transitório de frequência e em seguida ela se estabiliza em um valor diferente do nominal. Percebeu-se que com a utilização do método proposto, foi possível melhorar o valor de pico, tempo de recuperação e o desvio em regime permanente. Na situação de operação mais crítica, foi possível reduzir o desvio de frequência em aproximadamente 0,1 Hz e o valor de pico em 1 Hz. Considerando que a tolerância em relação ao desvio de frequência estabelecida pelo ONS é baixa (0,2 Hz), uma melhoria de 0,1 Hz representa uma margem 50% na atuação do sistema.

Dessa forma, fica clara a importância de um sistema de controle moderno, que possa ter os seus parâmetros ajustados a todo instante de acordo com a necessidade. Entretanto,

para que isso possa ser possível, é necessário uma modificação no modelo do sistema de controle atual com o intuito de automatiza-los, de forma a utilizar as ferramentas computacionais para melhorar a qualidade da energia gerada e a confiabilidade do sistema elétrico.

Figura 67 – Comparação do regulador padrão com AE para variação de carga



Fonte: Resultados da pesquisa

A Tabela 6 mostra uma comparação estatística dos algoritmos de otimização baseado nos experimentos realizados com o sistema de 8 barras. No caso da otimização mono-objetivo do desvio de frequência em regime permanente (5.4.1), o AE apresentou um desvio padrão (DP) maior que o OEP; isso ocorreu porque o OEP ficou estagnado em um ótimo local. Nota-se, observando a tabela, que para todos os outros estudos experimentais realizados com o sistema de 8 barras o desvio padrão do AE foi menor que o OEP.

Tabela 6 – Comparação estatística entre o AE e o OEP nos problemas envolvendo o sistema de 8 barras

Seq.	Problema	Algoritmo Evolucionário				OEP			
		Mín.	Máx.	EM	DP	Mín.	Máx.	EM	DP
5.4.1	Des. Freq.	0,01602	0,01637	0,01605	$1,07^{-4}$	$17,07^{-3}$	$17,07^{-3}$	$17,07^{-3}$	0,00
5.4.3	Val. pico	0,3308	0,3334	0,3652	$9,36^{-4}$	0,3291	0,3495	0,3651	0,02
5.4.5	MultiOb.	3,255	3,485	3,3716	0,1023	3,3263	4,254	3,56	0,3796
5.4.6	Sobc. 10%	3,039	3,539	3,223	0,1392	3,069	3,641	3,290	0,2944
5.4.6	Sobc. 20%	3,093	3,675	3,454	0,2078	3,174	4,342	3,752	0,3952
5.5	Sobg. 5%	3,395	3,509	3,436	0,0473	3,341	4,515	3,782	0,3986

Fonte: Elaborado pelo autor.

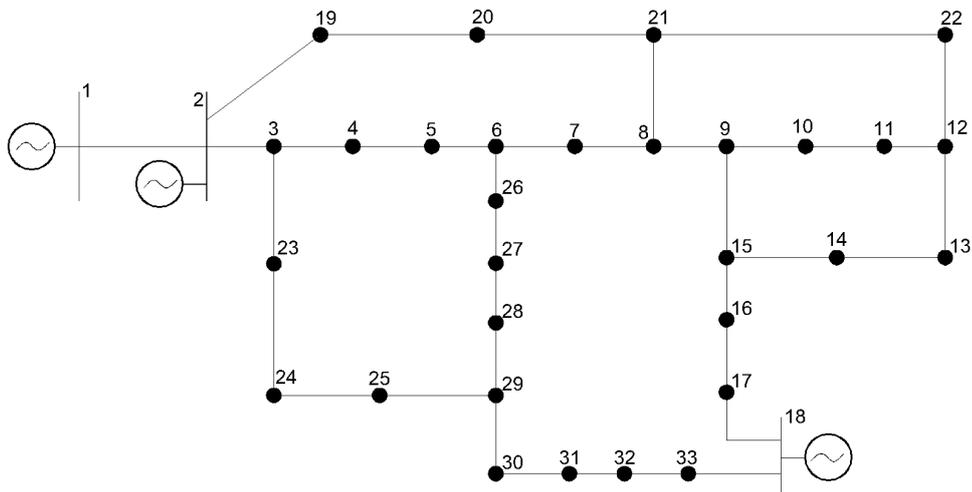
5.7 Sistema 33 Barras

O IEEE 33 barras é uma representação real de um sistema localizado no estado norte americano do Arizona e possui as características típicas de uma rede elétrica de distribuição.

O diagrama unifilar do IEEE 33 barras pode ser visualizado por meio da Figura 68. O sistema original foi modificado para melhor representar uma rede elétrica alimentada por PCH's.

O sistema é composto por 33 barras, sendo 3 geradores e 32 cargas. A barra 1 é a referência angular e representa o ponto de acoplamento com o SIN. Os geradores das barras 2 e 18 representam duas PCH's cuja potência mínima de geração é igual a 3 MW com potência nominal de 6,5 MW.

Figura 68 – Diagrama unifilar do IEEE 33 barras modificado



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.8 Controle de Frequência com Regulador por Queda de Velocidade e Estatismo Transitório

A Tabela 7 apresenta os dados de geração, consumo e perdas antes e após o ilhamento. Nesse caso, como os geradores das barras 2 e 18 tem a mesma configuração de potência nominal e o estatismo de ambas unidades é igual a 5%, após o ilhamento a carga total do sistema tenderá a ser dividida entre eles. Percebe-se que a redução na frequência do sistema provoca um amortecimento nas cargas, porém, as perdas ativas aumentam em aproximadamente 365%. Isso ocorre devido ao método despacho do regulador por queda de velocidade, que tende a compartilhar a carga resultante entre os geradores de acordo com seu estatismo, não avaliando as perdas envolvidas.

A resposta do desvio de frequência do sistema após o ilhamento com o regulador de velocidade a parâmetros fixos pode ser visualizada na Figura 69. Verifica-se que a

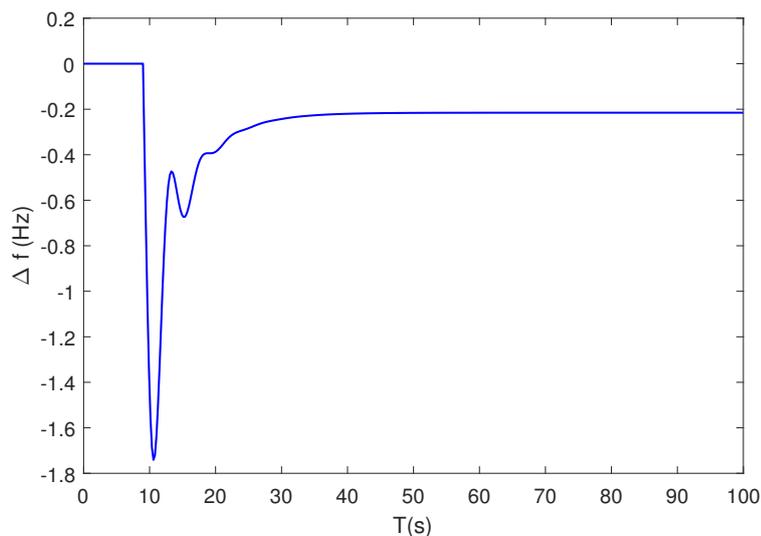
frequência chega ao pico de 1,7 Hz e se estabiliza em 0,21 Hz, ultrapassando a margem de 0,2 Hz estabelecida pelo ONS.

Tabela 7 – Dados do fluxo de potência para o sistema de 33 barras conectado e isolado

Operação	Barra	Geração MW	Carga Total MW	Perdas Ativas
Conectado	1	5,88		
	2	3,00	11,00	0,876
	18	3,00		
Ilhado	1	0,00		
	2	7,01	10,90	3,20
	18	7,03		

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 69 – Desvio de frequência do regulador com parâmetros fixos



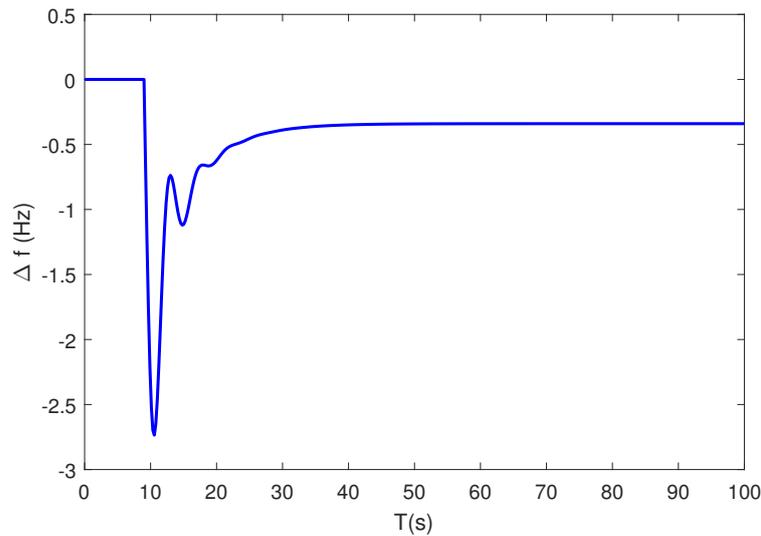
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.8.1 Ilhamento em condições de sobrecarga dos geradores

Para identificar o comportamento do sistema de 33 barras na ocorrência de um ilhamento em condições de sobrecarga, aumentou-se as cargas de todas as barras do sistema em 10%. O ilhamento foi realizado nas mesmas condições apresentadas na Seção 5.8.

A Figura 70 apresenta o desvio de frequência na ocorrência do ilhamento. Percebeu-se que nesse caso o desvio de frequência atingiu um pico de 2,7 Hz e se estabilizou com um desvio de aproximadamente 0,34 Hz. O que representa uma frequência de pico igual a 57,3 e em regime de 59,66 Hz. O tempo necessário para a estabilização foi de aproximadamente 19 segundos.

Figura 70 – Desvio de frequência em condições de sobrecarga de 10%



Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao relacionar os dados obtidos na simulação em sobrecarga do sistema de 33 barras com o de 8 barras realizado na Seção 5.2.1, percebeu-se que no sistema de 33 o valor de pico e o desvio em regime permanente sofreram alterações maiores que na mesma simulação com o sistema de 8 barras. Isso ocorre devido à potência nominal dos geradores, que no sistema de 33 barras é menor e também as perdas ativas das LTs, que são maiores no sistema de 33 barras.

5.9 Operação Ótima em Microrredes Ilhadas

Como foi visto na Seção 5.8, devido às características do sistema de 33 barras, a ocorrência do ilhamento além de provocar um desvio de frequência do sistema, também prejudica o despacho de potência aumentando as perdas ativas. Dessa forma, buscou-se realizar o ilhamento do sistema em condições ótimas por meio do ajuste dos parâmetros dos reguladores de velocidade e da otimização do despacho de potência dos geradores.

Inicialmente foi utilizada uma função mono-objetivo para melhorar o valor de pico, tempo de estabilização, desvio de frequência e perdas ativas das LTs. Em seguida é realizada uma otimização multiobjetivo para ajustar todos os parâmetros de forma a obter a melhor solução possível.

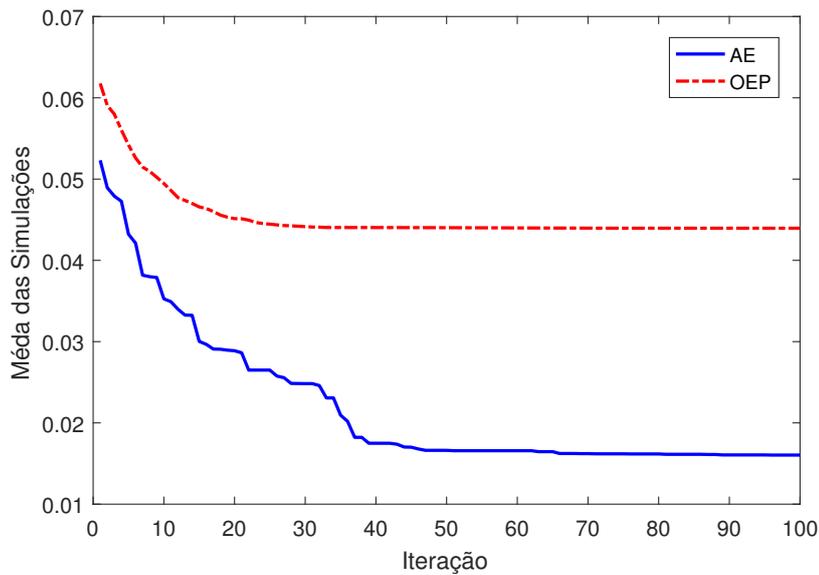
Buscou-se realizar uma comparação entre os resultados obtidos pelo AE com o OEP. As variáveis de decisão e os parâmetros utilizados para os algoritmos de otimização foram apresentados nas Tabelas 3 e 4.

5.9.1 Minimização do Desvio de Frequência em Regime Permanente

A minimização do desvio de frequência em regime permanente foi obtida ao implementar a função objetivo da Equação 36 aos algoritmos de otimização.

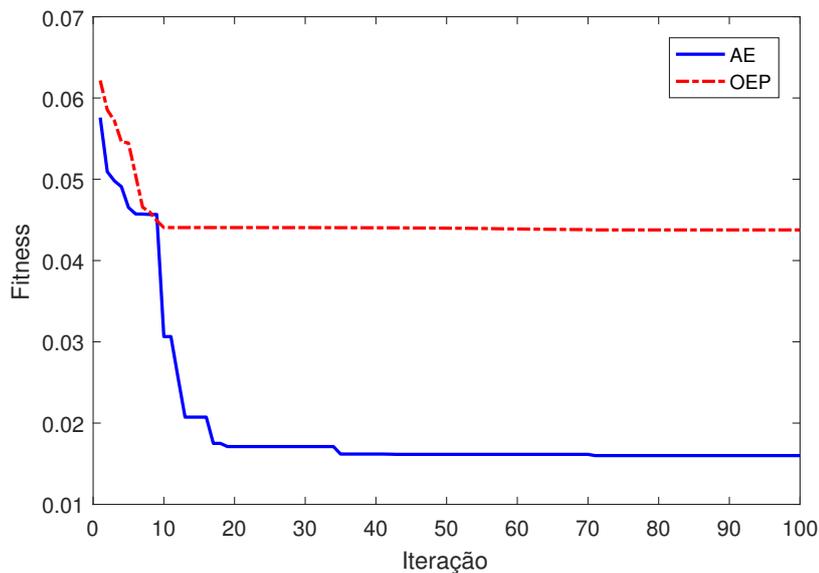
Observa-se na Figura 71 uma comparação do desvio de frequência médio obtido por meio do AE e do OEP, a Figura 72 apresenta o melhor resultado alcançado. Nota-se que, de forma similar ao ocorrido na Seção 5.4.1, o OEP ficou estagnado em um ótimo local e alcançou o melhor valor com um desvio de 0,044 Hz. O AE apresentou o melhor desempenho médio e ainda obteve a melhor solução, alcançando desvio médio de 0,016 Hz, apresentando um desempenho 63% superior ao OEP.

Figura 71 – Resultado médio AE e OEP para redução do desvio de frequência



Fonte: Resultados da pesquisa.

Figura 72 – Melhor solução AE e OEP para redução do desvio de frequência

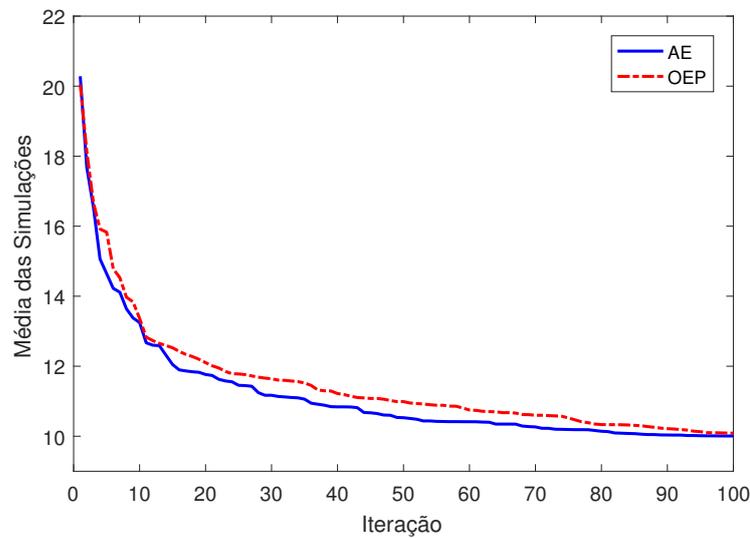


Fonte: Resultados da pesquisa.

5.9.2 Minimização do Tempo de Estabilização

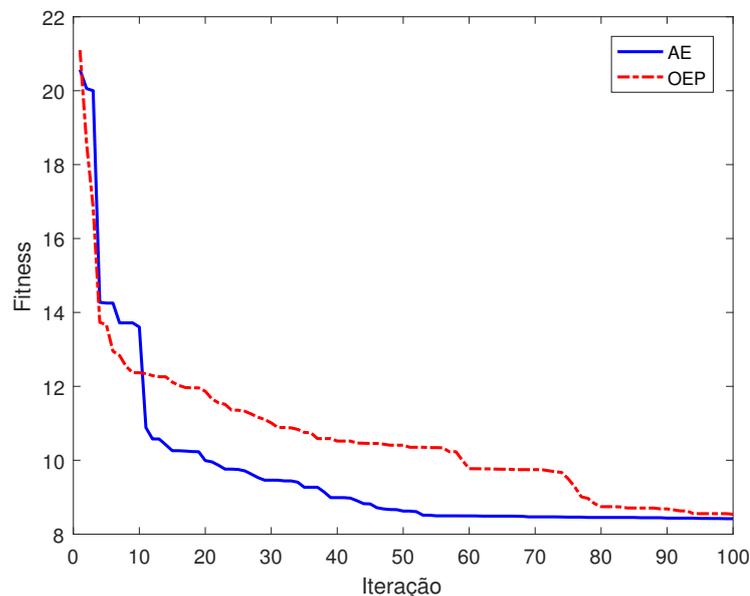
A função objetivo da Equação 35 foi implementada aos algoritmos de otimização para minimizar o tempo de estabilização da frequência. Dessa forma, a Figura 73 apresenta uma comparação entre o AE e o OEP por meio da média das simulações, enquanto que a Figura 74 apresenta o melhor resultado obtido. Para essa função objetivo, os valores obtidos pelos algoritmos foram muito similares tanto para a média das simulações quanto para o melhor valor alcançado.

Figura 73 – Média AE e OEP para redução do tempo de estabilização



Fonte: Resultados da pesquisa.

Figura 74 – Melhor solução AE e OEP para redução do tempo de estabilização

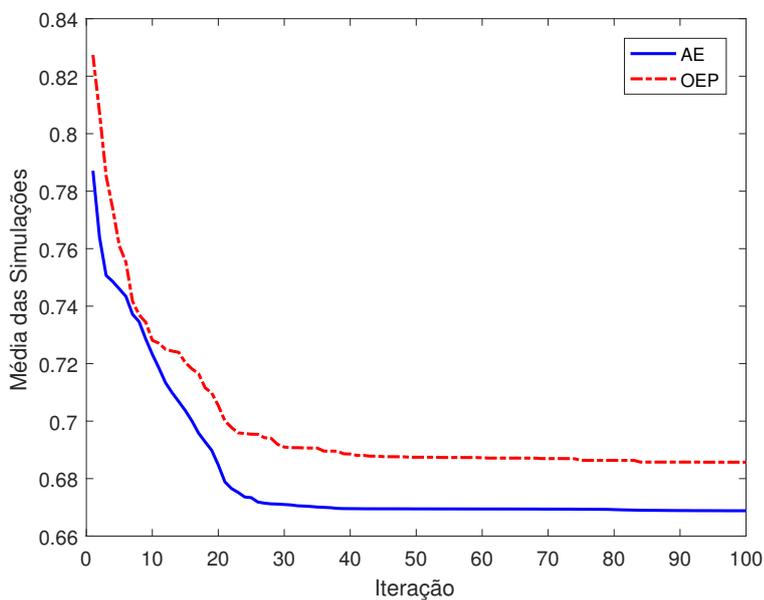


Fonte: Resultados da pesquisa.

5.9.3 Minimização do desvio máximo de frequência

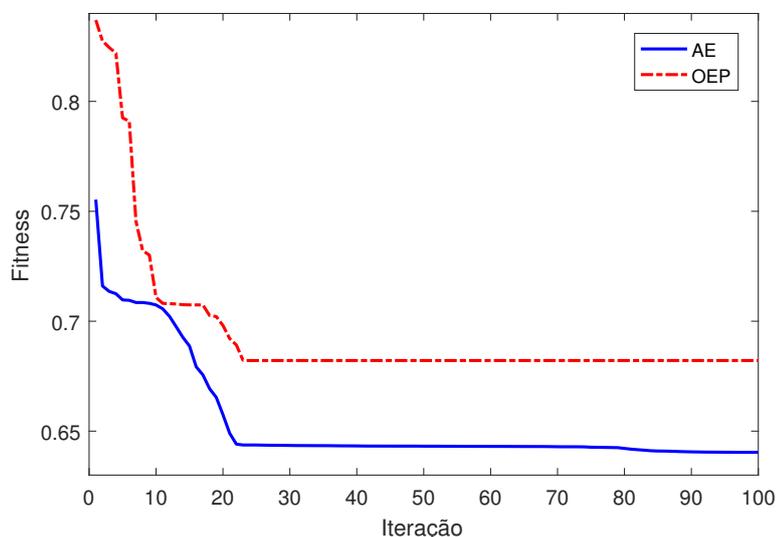
Para minimizar o desvio máximo de frequência, a Equação 35 foi implementada ao AE e ao OEP. O resultado médio obtido pode ser visualizado na Figura 75 e a melhor solução na Figura 76. Nesse indicador de qualidade, o AE apresentou um desempenho médio superior ao OEP, sendo que o AE obteve um valor de pico médio de 0,67 Hz enquanto o OEP alcançou o valor de 0,686, o que representa um desempenho de 2,3% melhor para o AE. A melhor solução obtida pelo AE foi de 0,64 Hz e do OEP 0,68 Hz, representando um desempenho 6% melhor para o AE.

Figura 75 – Resultado médio AE e OEP para redução do valor de pico



Fonte: Resultados da pesquisa.

Figura 76 – Melhor solução AE e OEP para redução do valor de pico



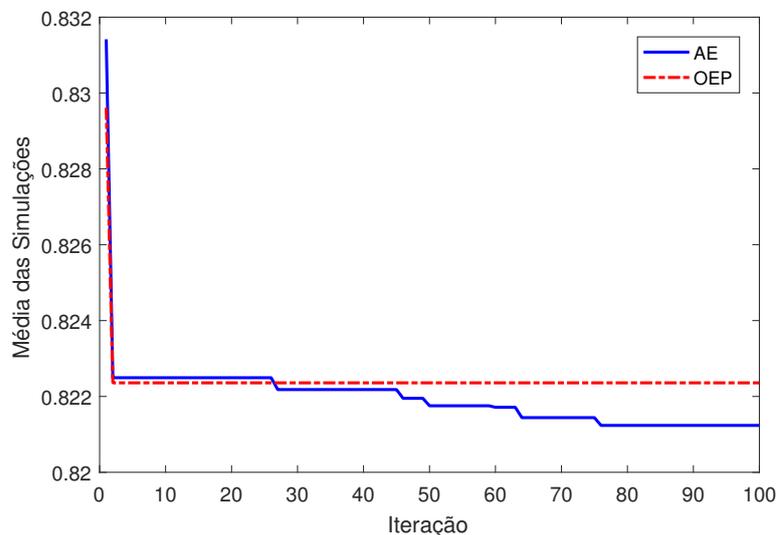
Fonte: Resultados da pesquisa.

5.9.4 Ajuste do despacho dos geradores

No controle por queda de velocidade, ao ocorrer uma variação de carga ela é compartilhada entre as unidades de geração de forma proporcional ao estatismo de cada unidade. Esse compartilhamento é útil para o controle de frequência e possibilita uma estabilização da frequência do sistema mesmo se os geradores estiverem operando em potências diferentes sem a necessidade de uma malha de comunicação entre as unidades. No entanto, em alguns casos pode ocorrer a situação em que o compartilhamento de cargas feito pelo regulador por queda de velocidade pode prejudicar as perdas ativas das LTs, devido ao fato de que a formulação tradicional dessa estratégia de controle não leva em conta o ajuste da potência das unidades de forma a reduzir as perdas de transmissão. A ocorrência desse fato foi discutida na Seção 5.8.

Dessa forma, buscou-se implementar a Equação 38 aos algoritmos de otimização de forma a recalculer o despacho de potência fornecido pelo regulador por queda de velocidade e minimizar as perdas ativas. Assim, a Figura 77 apresenta o resultado médio obtido e a Figura 78 demonstra a melhor solução alcançada. Para este problema, a melhor solução obtida foi de 0,8208 para o AE e 0,8224 para o OEP. O valor médio obtido pelo OEP foi de 0,8224 enquanto que o AE alcançou a média de 0,8212. Nesse caso, considerou-se o desempenho igual entre os algoritmos.

Figura 77 – Resultado médio AE e OEP para otimização do despacho



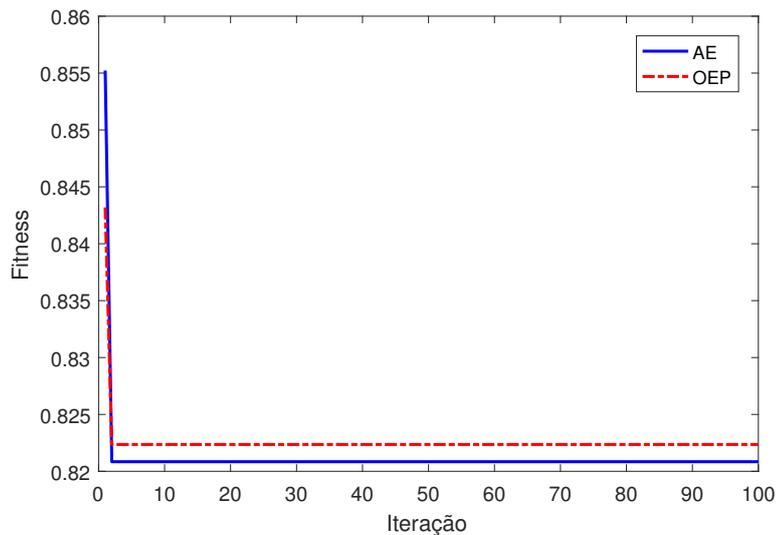
Fonte: Resultados da pesquisa.

5.9.5 Otimização Multiobjetivo

Com o objetivo de ajustar os parâmetros dos reguladores e o despacho dos geradores para obter o menor desvio de frequência e ainda reduzir as perdas ativas das LTs, implementou-se a função objetivo da Equação 39 ao AE e ao OEP. Dessa forma, a Figura 79 apresenta o resultado médio obtido por ambos algoritmos e a Figura 80 o melhor re-

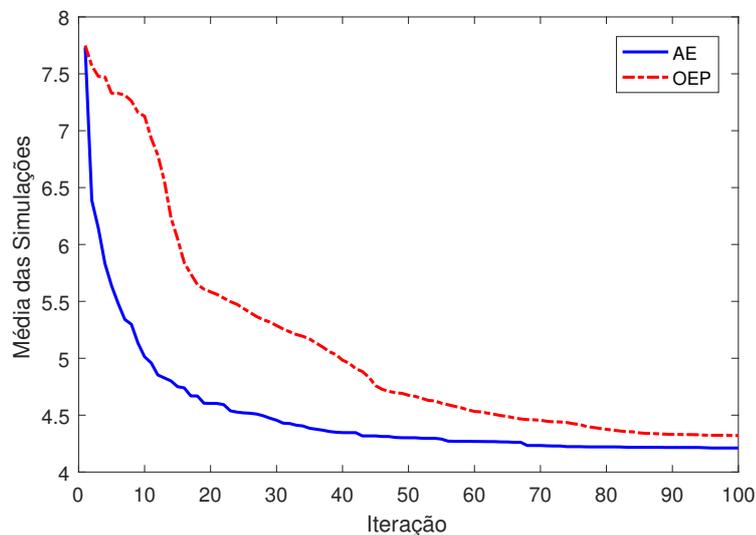
sultado. Para a simulação multiobjetivo o AE apresentou valor médio de 4,21, enquanto que o OEP obteve a média de 4,32; deste modo, o AE obteve um desempenho médio de 2,5% melhor que o OEP. A melhor solução também foi encontrada pelo AE com o valor de 4,11 enquanto que o OEP chegou a 4,25, o que representa um desempenho de 3,3% melhor para o AE.

Figura 78 – Melhor solução AE e OEP para otimização do despacho



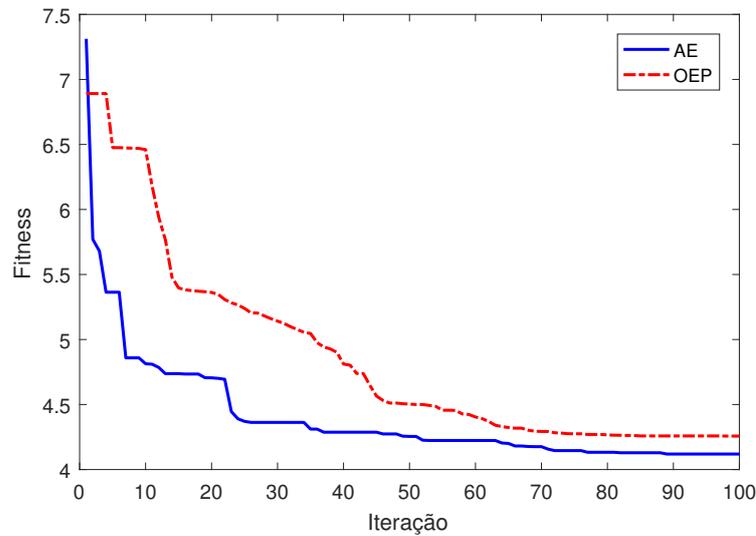
Fonte: Resultados da pesquisa.

Figura 79 – Resultado médio AE e OEP para otimização multiobjetivo



Fonte: Resultados da pesquisa.

Figura 80 – Melhor solução AE e OEP para otimização multiobjetivo



Fonte: Resultados da pesquisa.

Os dados de geração, consumo e perdas do sistema com o despacho de potência otimizado antes e depois do ilhamento podem ser visualizados na Tabela 8.

Tabela 8 – Dados do fluxo de potência otimizado para o sistema de 33 barras conectado e isolado

Operação	Barra	Geração MW	Carga Total MW	Perdas Ativas
Conectado	1	0,79	11,00	0,783
	2	8,00		
	18	3,00		
Ilhado	1	0,00	10,90	0,83
	2	8,43		
	18	3,24		

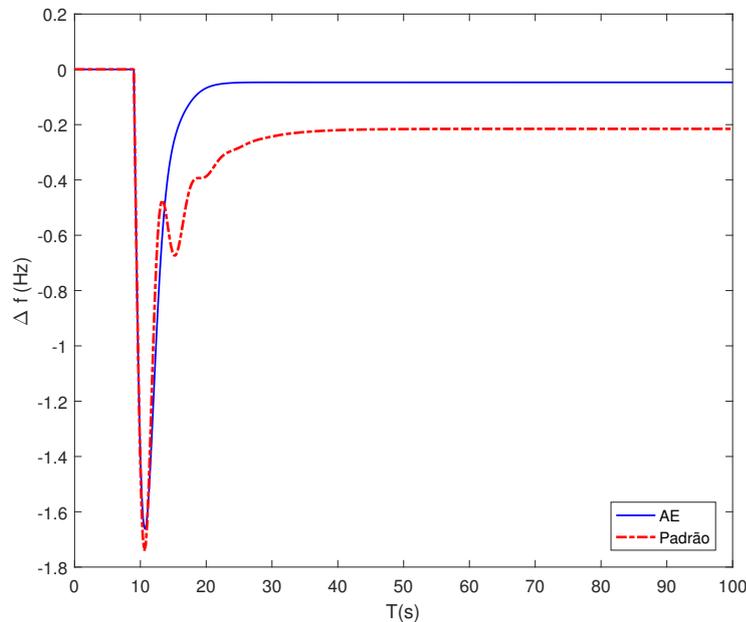
Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se por meio de uma comparação entre a Tabela 7 e a 8 que ao otimizar o despacho do sistema conectado, as perdas são reduzidas de 0,876 MW para 0,783 MW representando uma melhoria de aproximadamente 11%. No entanto, ao observar a melhoria obtida em relação ao sistema isolado, percebeu-se que as perdas foram reduzidas de 3,20 MW para 0,83 MW. Dessa forma, fica evidente que em sistemas mais complexos, com diversas barras de carga, além da necessidade de ajuste nos parâmetros dos reguladores, também é necessário otimizar o despacho de potência, visto que o método de ajuste realizado pelo controle por queda de velocidade não leva em consideração as perdas do sistema no compartilhamento de carga.

A Figura 81 apresenta a uma comparação da frequência do sistema com reguladores de velocidade padrão com o ajustado pelo método proposto. Nota-se que foi possível reduzir o desvio de frequência em regime de 0,21 Hz para 0,05 Hz, representando uma

melhoria de aproximadamente 76%. Parte disso ocorre devido à otimização do despacho dos geradores, que fez com que as perdas nas LT's reduzissem em aproximadamente 74%.

Figura 81 – Comparação do regulador padrão com o ótimo multiobjetivo



Fonte: Resultados da pesquisa.

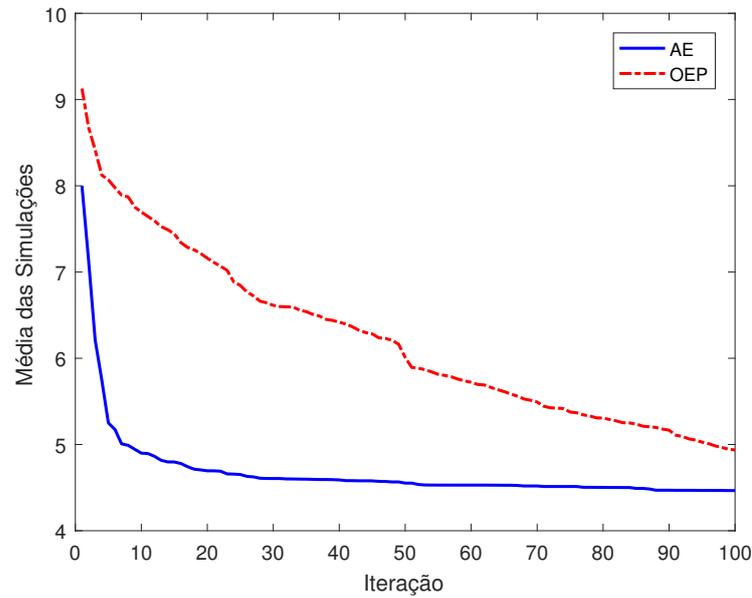
5.10 Otimização do ilhamento em condições de sobrecarga dos geradores

Para melhorar o desempenho do sistema simulado na Seção 5.8.1, no qual o ilhamento do sistema é realizado em uma situação de aumento de 10% das cargas ativas de todas as barras do sistema, implementou-se a função objetivo da Equação 39 aos algoritmos de otimização. A Figura 82 representa a média das simulações e a Figura 83 o melhor resultado obtido. Verifica-se que nessa simulação o AE apresentou um desempenho médio 4,46 e o OEP de 4,94. Dessa forma, o AE apresentou um resultado médio 9,7% melhor que o OEP. A melhor solução obtida pelos algoritmos foi praticamente a mesma, no entanto, o AE alcançou a solução com um número menor de iterações.

Ao observar a Figura 84 é possível ver uma comparação entre a resposta do sistema com regulador por queda de velocidade a parâmetros fixos com o ajustado pelo método proposto. Nota-se que foi possível reduzir o desvio de frequência em regime permanente de 0,34 para 0,08 Hz. O valor de pico sofreu pouca alteração, passando de 2,7 Hz no sistema padrão para 2,6 Hz após a otimização. O tempo de estabilização foi reduzido de 19 segundos para aproximadamente 7 segundos.

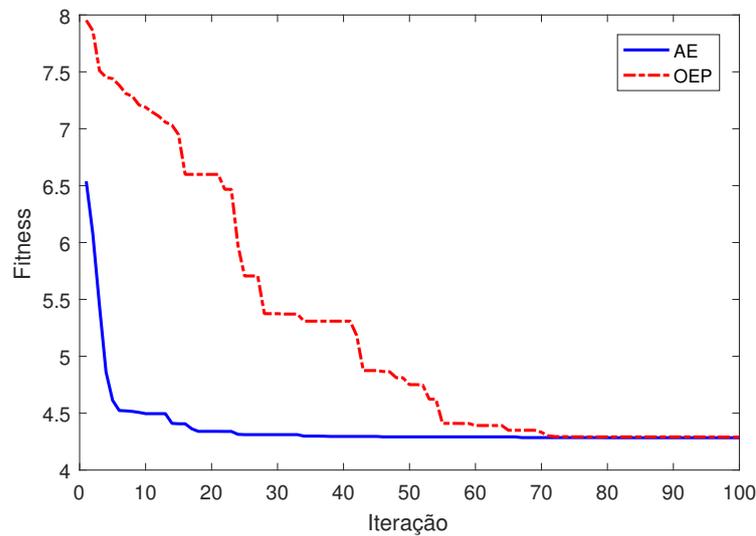
Fica evidente que o método de otimização desenvolvido nesta pesquisa é capaz de ajustar os parâmetros dos reguladores de velocidade, melhorando os indicadores de qualidade da frequência e ainda reduzir as perdas de potência ativa do sistema.

Figura 82 – Resultado médio AE e OEP para sobrecarga de 10%



Fonte: Resultados da pesquisa.

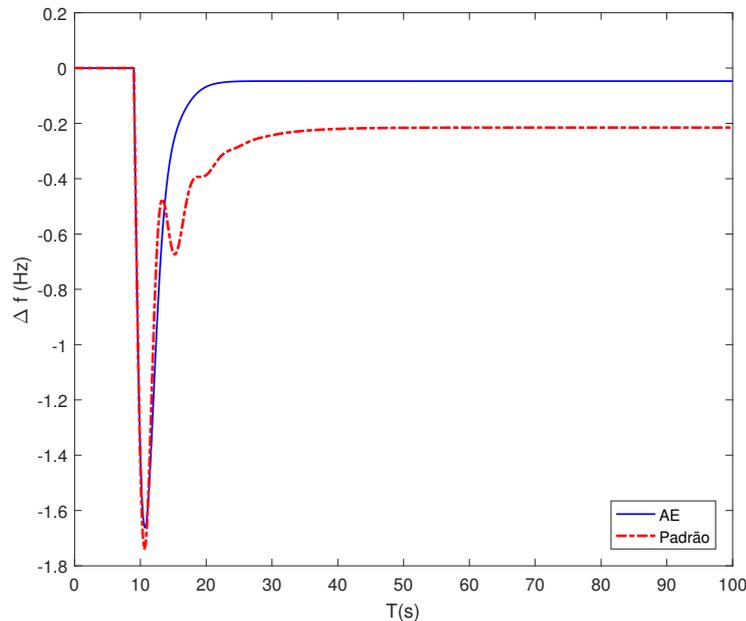
Figura 83 – Melhor solução AE e OEP para sobrecarga de 10%



Fonte: Resultados da pesquisa.

A Tabela 9 apresenta uma comparação estatística do desempenho dos algoritmos de otimização para os experimentos realizados com o sistema de 33 barras. Nota-se que o AE apresentou um menor desvio padrão na maioria das simulações.

Figura 84 – Comparação regulador padrão com AE para sobrecarga de 10%



Fonte: Resultados da pesquisa.

Tabela 9 – Comparação estatística entre o AE e o OEP nos problemas envolvendo o sistema de 33 barras

Seq.	Problema	Algoritmo Evolucionário				OEP			
		Mín.	Máx.	EM	DP	Mín.	Máx.	EM	DP
5.9.1	Des. Freq.	0,016	0,0162	$16,04^{-3}$	$1,87^{-5}$	0,04377	0,0441	0,0439	$1,27^{-4}$
5.9.2	T. estab.	8,42	11,77	10,00	1,264	8,537	14,90	10,08	2,73
5.9.3	Freq. pico	0,64	0,689	0,67	0,025	0,682	0,689	0,686	$2,7^{-3}$
5.9.4	P. ativa	0,8208	0,8224	0,8212	$6,44^{-4}$	0,8224	0,8224	0,8224	0,00
5.9.5	MultiOb.	4,11	4,36	4,21	0,085	4,25	4,50	4,32	0,089
5.10	Sobg. 10%	4,28	4,59	4,46	0,117	4,29	6,87	4,94	0,91

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.11 Discussões Finais

Este capítulo abordou os experimentos realizados para a otimização do controle de frequência e ajuste do despacho dos geradores em microrredes ilhadas alimentadas por PCH's. Para o ajuste dos parâmetros dos reguladores de velocidade, foi utilizado dois algoritmos de otimização baseados em população muito empregados na literatura, sendo eles o AE e o OEP. O método proposto foi validado por meio de simulações utilizando os sistemas de 8 e 33 barras. Verificou-se que ambos os algoritmos são mais eficazes que o sistema a parâmetros fixos e foram capazes de melhorar o desvio de frequência e ajustar o despacho de potência ativa minimizando as perdas do sistema. Percebeu-se que o AE apresentou o melhor resultado médio em todas as simulações e um menor desvio padrão na maioria dos casos. Observou-se que para sistemas radiais, com poucas barras

de carga o reajuste do despacho de potência teve pouco impacto nas perdas ativas das LTs. No entanto, em sistemas em anel, com varias barras de carga, o reajuste do despacho de potência se mostrou eficiente, pois foi possível reduzir as perdas ativas e conseqüentemente melhorar o desvio de frequência.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma metodologia para operação ótima de microrredes em operação ilhada. Assim, foi possível avaliar a operação da microrrede ilhada em diferentes condições de geração-carga e ainda avaliar o impacto que o ilhamento causa na frequência do sistema em regime permanente. Para tal propósito, foi desenvolvido um método que integra o fluxo de potência ao cálculo da frequência do sistema na ocorrência do ilhamento.

Para melhorar a resposta da frequência do sistema e reduzir as perdas de potência ativa no sistema, os parâmetros dos reguladores de velocidade e o despacho de potência dos geradores foram ajustados por meio de dois algoritmos de otimização, a saber, o Algoritmo Evolucionário e a Otimização por Enxame de Partículas.

A eficácia do método proposto foi validada por experimentos utilizando sistemas de 8 e 33 barras. Ambos os algoritmos usados foram capazes de melhorar os indicadores de desempenho de frequência estabelecidos pelo ONS. No entanto, na maioria dos casos o Algoritmo Evolucionário se mostrou superior, alcançando os melhores resultados médio.

Em testes que não utilizavam o método proposto, o regulador de velocidade não foi capaz de reestabelecer a frequência dentro dos limites estipulados pelo ONS. Em contrapartida, com a utilização de um regulador ajustado pelo método proposto foi possível reestabelecer a frequência dentro dos limites, melhorando significativamente os indicadores de desempenho. O reajuste de potência após o ilhamento se mostrou mais eficiente ao utilizar o sistema de 33 barras, pois foi possível reduzir as perdas ativas em aproximadamente 74%.

Conclui-se que a utilização de uma estratégia de ajuste dos parâmetros dos reguladores de velocidade por um algoritmo evolucionário é promissora, pois foi possível melhorar os indicadores de qualidade relacionados à frequência, tanto em regime transitório quanto permanente. Adicionalmente, foi possível manter a frequência em regime permanente dentro dos limites estabelecidos pelo ONS.

6.1 Trabalhos Futuros

Com o objetivo de continuar os estudos iniciados neste trabalho, a seguir são apresentadas algumas sugestões de trabalhos futuros:

- incorporar a malha de controle de excitação do gerador ao modelo proposto neste trabalho para ajustar também o controle de tensão e o despacho de potência reativa;
- avaliar a metodologia do cálculo de frequência incorporado ao fluxo de potência para o controle de intercâmbio entre áreas;
- avaliar o impacto da inserção de outras fontes de geração distribuída, como fotovoltaica e eólica;

- avaliar a aplicação do método proposto para sistemas com menor capacidade de geração, como, por exemplo, as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH);
- analisar os transitórios de tensão que podem ocorrer nos ilhamentos de microrredes;
e
- incorporar uma metodologia de corte de carga ou corte de geração por sub-frequência para impedir a violação dos requisitos mínimos de qualidade requeridos pelo ONS.

REFERÊNCIAS

- ABDELAZIZ, M. M. A. et al. A novel and generalized three-phase power flow algorithm for islanded microgrids using a newton trust region method. IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 1, p. 190–201, Feb 2013. ISSN 0885-8950. 17, 26, 28, 31
- ALMEIDA, L. Análise de desempenho do controle automático de geração e do controle secundário de tensão. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004. 39, 40
- ANEEL. Resolução normativa n 673. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015673.pdf>. Consulta realizada em 15, fev. 2019, p. 16, 2015. 61
- ANEEL. Resolução normativa n 697. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: www.aneel.com.br. Consulta realizada em 15 de março de 2019, p. 8, 2015. 48
- ANEEL. Capacidade de geração do brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: www.aneel.com.br. Consulta realizada em 15 de março de 2019, 2019. 18
- AVILA, O. F.; FILHO, J. A. P. New dc power flow formulation considering the primary frequency regulation. IEEE Latin America Transactions, v. 16, n. 4, p. 1150–1157, April 2018. ISSN 1548-0992. 25, 31, 45
- AZEER, S.; RAMJUG-BALLGOBIN, R.; HASSEN, S. S. Intelligent controllers for load frequency control of two-area power system. IFAC-PapersOnLine, v. 50, n. 2, p. 301 – 306, 2017. ISSN 2405-8963. Control Conference Africa CCA 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S240589631733598X>>. 26
- BACELAR, M. N.; ASSIS, T. M. L.; NERY, G. T. Performance evaluation of microgrids in occurrence of intentional islanding. In: 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America). [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–8. 27
- Baran, M. E.; Wu, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, April 1989. ISSN 0885-8977. 61
- BARNES, M. et al. Real-world microgrids-an overview. In: 2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–8. 22
- CHAMORRO, H. R. et al. Synthetic inertia control based on fuzzy adaptive differential evolution. International Journal of Electrical Power Energy Systems, v. 105, p. 803 – 813, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517323785>>. 26
- CHAMORRO, H. R. et al. A network control system for hydro plants to counteract the non-synchronous generation integration. International Journal of Electrical Power Energy Systems, v. 105, p. 404 – 419, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517323566>>. 18, 19

- CONTZEN, M. P.; RAISCH, J. Reactive power consensus in microgrids. In: 2016 European Control Conference (ECC). [S.l.: s.n.], 2016. p. 334–339. 28
- DAL, M. et al. A hardware test setup for grid connected and island operation of micro hydro power generation systems. In: 2010 IEEE International Energy Conference. [S.l.: s.n.], 2010. p. 624–629. 17
- DARWIN, C. A origem das espécies. [S.l.]: Hemus São Paulo, 2003. 51
- DOU, C. et al. Improved droop control based on virtual impedance and virtual power source in low-voltage microgrid. IET Generation, Transmission Distribution, v. 11, n. 4, p. 1046–1054, 2017. ISSN 1751-8687. 29
- FARAG, H. E.; ABDELAZIZ, M. M. A.; EL-SAADANY, E. F. Voltage and reactive power impacts on successful operation of islanded microgrids. IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 2, p. 1716–1727, May 2013. ISSN 0885-8950. 28
- FILHO, X. Operação de sistemas de potencia com controle automatico de geração. Rio de Janeiro: Campus, 1984. ISBN 9788570011442. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=t4CTkQEACAAJ>>. 31, 34, 35, 36, 37, 38, 44, 48, 85
- GATTA, P. O. L. Um novo modelo para representação da regulação primária e secundária de frequência no problema de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo. Universidade Federal de Juiz de Fora, 2012. 24, 25, 26, 31, 35, 38, 44, 45
- GOLBERG, D. E. Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning. Addison wesley, v. 1989, n. 102, p. 36, 1989. 51
- GÓMEZ, D. A. A. Identificação das Barras Críticas do Ponto de Vista de Estabilidade de Tensão. Tese (Doutorado) — Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil, 2015. 24
- GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C.; TEODORESCU, R. Hierarchical control of droop-controlled dc and ac microgrids x2014; a general approach towards standardization. In: 2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics. [S.l.: s.n.], 2009. p. 4305–4310. ISSN 1553-572X. 17, 22, 23, 27, 28, 31, 37
- HATZIARGYRIOU, N. et al. Microgrids—large scale integration of microgeneration to low voltage grids. CIGRE C6-309, 2006. 23
- HUAYLLAS, T. E. D. C. Micro-redes elétricas: estado da arte e contribuição para o dimensionamento, aplicação e comercialização da energia produzida. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2015. 21
- HUAYLLAS, T. E. del C.; RAMOS, D. S.; ARNEZ, R. L. V. Microgrid systems: Main incentive policies and performance constraints evaluation for their integration to the network. IEEE Latin America Transactions, v. 12, n. 6, p. 1078–1085, Sep. 2014. ISSN 1548-0992. 27
- JAFARI, M.; AFRAKHTE, H. Effect of optimal placement and regulation of ssvr in microgrid island operation. In: 2014 19th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC). [S.l.: s.n.], 2014. p. 116–122. 29

- JÚNIOR, M. M. G. Algoritmo evolucionário adaptativo em problemas multimodais dinâmicos. Universidade Federal de Pernambuco, 2009. 54, 68
- KARNIKOWSKI, D. d. C. et al. Análise da estabilidade de pequenas centrais hidrelétricas em operação isolada. Universidade Federal de Santa Maria, 2016. 22, 23, 26, 41, 44
- KATHUSHIKO, O. Engenharia de controle moderno. 5º edição. Editora LTC, 2011. 38, 43
- KHAN, M. R. B.; PASUPULETI, J.; JIDIN, R. Load frequency control for mini-hydropower system: A new approach based on self-tuning fuzzy proportional-derivative scheme. Sustainable Energy Technologies and Assessments, Elsevier, v. 30, p. 253–262, 2018. 29, 30
- KUNDUR, P.; BALU, N.; LAUBY, M. Power system stability and control. California: McGraw-Hill, 1994. (EPRI power system engineering series). ISBN 9780070359581. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=wOISAAAAMAAJ>>. 19, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 41, 42, 44, 45, 48, 85
- LASSETER, R. H. et al. Certs microgrid laboratory test bed. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 26, n. 1, p. 325–332, Jan 2011. ISSN 0885-8977. 17, 22, 24, 61
- LINDEN, R. Algoritmos genéticos (2a edição). [S.l.]: Brasport, 2008. 51
- LIU, J. et al. A hybrid ac/dc microgrid control system based on a virtual synchronous generator for smooth transient performances. Electric Power Systems Research, v. 162, p. 169 – 182, 2018. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779618301524>>. 26
- MARYAMA, V. et al. Análise de estratégias de divisão de carga baseadas em droop para microrredes. 2016. 21, 22
- MARYAMA, V. et al. Análise de estratégias de divisão de carga baseadas em droop para microrredes. 2016. 21
- MEDICHERLA, T.; SACHDEV, M.; BILLINTON, R. A linear load flow technique for power system reliability studies. Canadian Electrical Engineering Journal, IEEE, v. 4, n. 3, p. 17–21, 1979. 31
- MILANO, F. Power system modelling and scripting. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2010. 45
- MONTICELLI, A. J. Fluxo de carga em redes de energia elétrica. [S.l.]: E. Blucher, 1983. 24
- NADAI, N. B. D. et al. A monte carlo simulation approach to determine critical buses in islanded microgrids. In: 5th IET International Conference on Renewable Power Generation (RPG) 2016. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6. 27
- NAREJO, G. B.; AZEEM, F.; AMMAR, M. Y. A survey of control strategies for implementation of optimized and reliable operation of renewable energy based microgrids in islanded mode. In: 2015 Power Generation System and Renewable Energy Technologies (PGSRET). [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5. 17

OLIVEIRA, E. J. et al. Optimal transient droop compensator and pid tuning for load frequency control in hydro power systems. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, v. 68, p. 345 – 355, 2015. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514007984>>. 29, 37, 85

ONS. Módulo 10 - manual de procedimentos da operação. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Consulta realizada em 15 de março de 2019, p. 164, 2019. 22, 24

ONS. Módulo 21 - estudos para reforço da segurança operacional elétrica, controle sistêmico e integração de instalações. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: www.ons.org.br Consulta realizada em 15 de março de 2019, p. 72, 2019. 40

ONS. Submódulo 10.6 - controle da geração em operação normal. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Consulta realizada em 15 de março de 2019, p. 1–16, 2019. 40

ONS, P. d. R. Sub-módulo 23.3. Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, Capítulo, v. 14, p. 66–86, 2019. 47, 48, 67, 78

PANWAR, A. et al. Frequency stabilization of hydro–hydro power system using hybrid bacteria foraging pso with upfc and hae. Electric Power Systems Research, v. 161, p. 74 – 85, 2018. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779618300993>>. 26

PATNAIK, P. Load frequency control in a single area power system. Tese (Doutorado), 2013. 26

PINTO, H. et al. Needs and improvements in power flow analysis. Proceedings of the VII SEPOPE, 2000. 26

POURBEHZADI, M. et al. Optimal operation of hybrid ac/dc microgrids under uncertainty of renewable energy resources: A comprehensive review. International Journal of Electrical Power Energy Systems, v. 109, p. 139 – 159, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518324347>>. 26

POZO, A. et al. Computação evolutiva. Universidade Federal do Paraná, 61p.(Grupo de Pesquisas em Computação Evolutiva, Departamento de Informática-Universidade Federal do Paraná), 2005. 53

PRADHAN, C.; BHENDE, C. N. Online load frequency control in wind integrated power systems using modified jaya optimization. Engineering Applications of Artificial Intelligence, Elsevier, v. 77, p. 212–228, 2019. 29

RESE, L.; COSTA, A. S.; SILVA, A. S. e. A modified load flow algorithm for microgrids operating in islanded mode. In: 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America). [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–7. 17, 26, 28, 31, 61, 62

RESE, L. et al. Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica. Florianópolis, 2012. 23

- ROSETO, C. X. et al. Consensus for active power sharing and frequency restoration in islanded microgrids subject to drifting clocks. In: 2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). [S.l.: s.n.], 2017. p. 70–75. 28
- SHARMA, D.; MISHRA, S.; NANDA, J. Micro-grid operation and control of photo-voltaic power with canal based small hydro power plant. In: 2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON). [S.l.: s.n.], 2016. p. 1289–1293. ISSN 2159-3450. 17, 22
- SHAYEGHI, H.; JALILI, A.; SHAYANFAR, H. Multi-stage fuzzy load frequency control using pso. Energy Conversion and Management, v. 49, n. 10, p. 2570 – 2580, 2008. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890408002100>>. 55
- SOARES E. J. DE OLIVEIRA, L. M. H. T. X. Optimal load frequency control to small hydro plants (shp) in a micro grid system. In: The XI Latin-American Congress Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE 2015). [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6. 17, 37
- VERONICA, A. J.; KUMAR, N. Internal model based load frequency controller design for hybrid microgrid system. Energy Procedia, v. 117, p. 1032 – 1039, 2017. ISSN 1876-6102. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217324669>>. 26
- VICENTIM, C. A. et al. Análise estática de microrredes: modelagem de sistemas armazenadores de energia e monitoração em tempo real via estimação de estados. 2015. 23
- VOIT, J. Otimização por enxame de partículas com congregação passiva seletiva. Tese (Doutorado) — Ph. D. dissertation, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010, Rio de Janeiro, 2010. 55
- ZIMMERMAN, R. D. et al. Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. IEEE Transactions on power systems, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 3 Park Avenue, 17 ... , v. 26, n. 1, p. 12–19, 2011. 18, 19, 61

APÊNDICE A - DADOS DO SISTEMA DE 8 BARRAS

As tabelas a seguir apresentam os dados do sistema de 8 barras utilizado nos experimentos.

Tabela 10 – Dados das Linhas de Transmissão

De	Para	Impedância [p.u.]
1	2	0,000000 +j0,050000
2	3	0,030246 +j0,028420
2	4	0,000000 +j0,050000
2	6	0,015986 +j0,028603
6	7	0,010082 +j0,009473
4	5	0,030246 +j0,028420
7	8	0,030246 +j0,028420

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 11 – Dados das Cargas

Barra	P_d [MW]	Q_d [MVar]
3	1,00	0,00
5	3,00	1,00
6	6,00	2,00
7	4,00	0,00
8	4,00	1,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na simulação dos reguladores de velocidade com valores padrão, são utilizados os parâmetros propostos por Kundur, Balu e Lauby (1994), Filho (1984) e Oliveira et al. (2015). Todos os parâmetros são referidos a potência base do sistema de 10 MVA.

- Estatismo transitório: $R_t = 0,5$;
- Constante de tempo do regulador por queda de velocidade: $T_g = 0,2$;
- Constante de tempo do compensador de transitório: $T_R = 3,6$;
- Estatismo permanente: $R_p = 0,05$;
- Constante de inércia do gerador: $H = 5$;
- Constante de amortecimento da carga (%): $D = 2$;
- Tempo de partida da água: $T_\omega = 1$.

As equações utilizadas foram:

$$D(p.u) = D \cdot \frac{\Delta P_L}{P_B};$$

$$M(p.u) = H \cdot \frac{P_G}{P_B};$$

$$R_p(p.u) = \frac{1}{R_p} \cdot \frac{P_G}{P_B}.$$