

PROPOSTA DE ALGORITMO INTELIGENTE PARA O BALANCEAMENTO DE FASES EM MICRORREDES ISOLADAS

RODRIGO DE FRANÇA DE SÁ DE MENEZES, SHIGEAKI LEITE LIMA, OSVALDO RONALD SAAVEDRA

*Instituto de Energia Elétrica, Departamento de Engenharia de Eletricidade – UFMA
Av. dos Portugueses, 1966, Bacanga, cep 65080-805, São Luís-MA*

E-mails: *rodrigo.samenezes@icloud.com, shigeaki.lima@ufma.br, o.saavedra@ieee.org*

Abstract— Electric power systems are designed to operate with balanced loads, a requirement that is met in high voltage levels. However, to the extent that the operating voltage is lower and therefore, closer to the final consumer, the balance of phases deteriorates significantly. In particular, in micro grids operating alone, wherein generating sources are interconnected with loads via converters, the imbalance between phases at certain times causes overloading of some phases which leads to the operation of protections of these converters interrupting service to consumers. Asymmetries on loads vary in function of phase and time, a static policy of redistribution of loads becomes ineffective. In this article a proposal for load balancing per phase in real time to isolated micro grids is displayed. Three alternative algorithms that are validated through computer simulations are presented.

Keywords— Phase balancing, micro grids, standalone systems, renewable energy

Resumo— Os sistemas elétricos de potência são concebidos para operar com cargas equilibradas, requisito que é atendido nos níveis de alta tensão. Entretanto, na medida em que a tensão operacional é menor e, portanto, próxima do consumidor final, o balanço das fases se deteriora significativamente. Em particular, em microrredes operando de forma isolada, em que as fontes de geração se interligam com as cargas através de conversores, o desequilíbrio entre fases em alguns horários causa sobrecargas de algumas fases, o que leva à operação das proteções desses conversores interrompendo o serviço aos consumidores. Este é um problema real, identificado no monitoramento da operação da microrrede isolada da Ilha de Lençóis. As assimetrias na carga variam de fase e no tempo, tornando ineficaz uma política estática de redistribuição de cargas. Neste artigo é apresentada uma proposta para o balanceamento de carga por fase em tempo real para microrredes isoladas. São apresentados três algoritmos alternativos que são validados através de simulações computacionais.

Palavras-chave— Balanceamento de fases, microrredes, sistemas isolados, fontes renováveis.

1 Introdução

O Sistema Elétrico Brasileiro possui uma das matrizes mais diversificadas do mundo. Contudo, a maior parte da geração é concentrada em hidroelétricas de grande e médio porte, um cenário que tem mudado gradativamente nos últimos 10 anos. Entre os fatores, pode-se citar o incentivo à utilização da Geração Distribuída (GD).

O termo GD é usado para definir centrais de geração de energia localizadas próximas dos consumidores finais e conectadas diretamente à rede de distribuição, ou a um cliente específico. Fazem parte dessa classificação: Geradores de Emergência, Pequenas Centrais Hidroelétricas, Painéis Fotovoltaicos, Turbinas Eólicas, entre outros.

O conceito de GD também é aplicado a Sistemas Isolados, ou seja, que não estão conectados à rede elétrica convencional. Geralmente são instalados em comunidades que apresentam alguma adversidade ao acesso, como o caso de comunidades em ilhas (microrredes isoladas).

O Brasil apresenta alguns exemplos das aplicações de microrredes em comunidades localizadas em ilhas, como é o caso do sistema instalado na Ilha de Lençóis – MA, com um sistema de geração híbrido (solar e eólica), atendendo 100 famílias (Ribeiro et al, 2011).

No caso em particular da Ilha de Lençóis, a planta possui um bom nível de automação e robustez, o qual tem permitido ao longo de 8 anos a operação em um regime de 24 horas, com 93 % da geração renovável e 7 % diesel (Ribeiro et. Al., 2012).

Contudo, um problema comum em redes trifásicas (conectadas e isoladas) de baixa tensão é o desequilíbrio das fases. Esta situação é mais evidente na proximidade das cargas e repercute nos lados de baixa tensão dos transformadores de distribuição. Esta situação mais agravada é reproduzida em microrredes trifásicas isoladas que são atendidas com conversores eletrônicos.

Em um sistema trifásico é importante que a carga consumida por fase seja a mais simétrica possível. Quando o sistema se encontra em um nível de desbalanceamento muito elevado, vários problemas podem ser desencadeados. A sobrecarga de uma fase pode elevar a corrente de neutro, aquecer e prejudicar condutores e proteções. Pode causar danos à carga ou a equipamentos que fazem parte da geração, como os inversores e geradores diesel. No caso dos inversores, a tolerância a desbalanceamento de fases é de 25 % (Ribeiro et. Al., 2012).

Neste trabalho o problema de balanceamento de carga em micro-redes isoladas é formulado. São propostos três algoritmos com bases conceituais diferentes para realizar o balanceamento das cargas entre fases em tempo real. São reportados resultados

de simulações, sendo realizada uma comparação de desempenho dos algoritmos em termos da alocação realizada.

Este trabalho faz parte de um projeto mais complexo que inclui o desenvolvimento de dispositivos inteligentes de chaveamento de fases e a programação para operação em tempo real na microrrede isolada da Ilha de Lençóis

2 Micro-rede isolada da Ilha de Lençóis

O projeto de microrrede híbrida de geração de energia da Ilha de Lençóis entrou em operação em 19 de julho de 2008 e em 2016 completará 8 anos de operação com o mínimo de intervenções. A Ilha de Lençóis está localizada no arquipélago de Maiaua, pertencente ao município de Cururupu, a 282 km de São Luís, capital do Estado do Maranhão.

A microrrede consta de três turbinas eólicas de 7.5 kW/cada (22.5 kW), um arranjo com 162 painéis fotovoltaico de 130 Wp/cada (21.6 kWp) e um grupo gerador diesel de 48 kW (*backup*) (Figura 1).

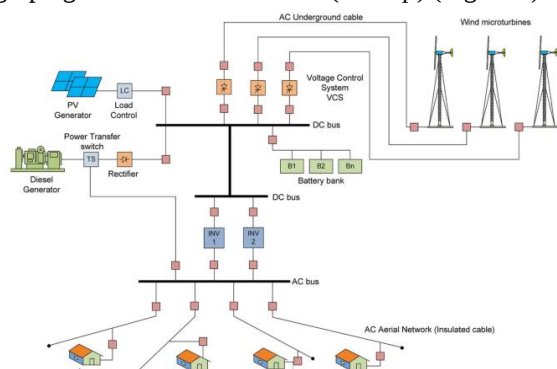


Fig. 1. Estrutura da microrrede.[1]

O sistema de armazenamento atual, tem capacidade de 288 kWh/dia (1200 Ah) e autonomia de 24 horas, o qual atenderia num caso de falha, uma vez que o consumo varia entre 180 kWh/dia a 230 kWh/dia para as 100 Unidades Consumidoras (UC). Esta seria uma situação crítica, uma vez que o uso dos 288 kWh/dia, representaria uma profundidade de descarga de 100 %, o qual não é desejado, considerando que se pretende ter uma maior vida útil do banco de baterias.

O consumo de energia no primeiro ano de operação da microrrede (de 2008 a 2009) foi de 80 kWh/dia, aumentando de forma significativa nos anos seguintes, até atingir a média de 200 kWh/dia, com o registro de uma demanda máxima de 150 W/UC (Figura 2) e demanda média de 11 kW, um valor alto em se tratando de comunidades isoladas.

Os 150 W/UC é um valor próximo ao que se estabelece pelo PROCEL, no relatório de posses e hábitos de consumo (PROCEL, 2015) quando se refere a comunidades rurais nas regiões norte e nordeste, ou seja, este é um bom indicador para o projeto de microrredes isoladas, quando se pretende definir qual consumo deve ser atendido.

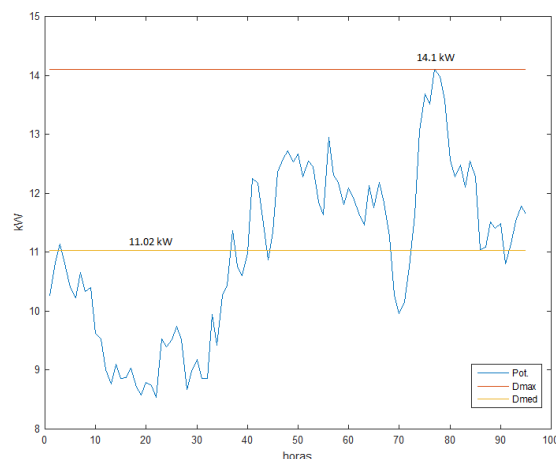


Figura 2. Curva de demanda da microrrede Ilha de Lençóis

Se for considerado um consumo mínimo de 150 kWh/dia, para 100 UCs, têm-se um consumo mensal de 4500 kWh/mês, ou melhor, 45 kWh/mês/UC. Este valor de consumo é o mesmo aplicado para residências de baixa renda na área urbana.

3 Balanceamento de fases

A rede de distribuição convencional utiliza a topologia 3 fases - 4 fios. Desta forma, possibilita a ligação de cargas trifásicas e monofásicas. Se tratando de uma microrrede em uma comunidade isolada é comum que as cargas sejam na maioria monofásicas. Quando as cargas não estão distribuídas uniformemente entre as três fases, isso caracteriza um sistema desbalanceado, ou seja, quando apresenta um nível de balanceamento menor que um valor de referência.

Este valor depende da aplicação, por exemplo a microrrede na Ilha de Lençóis utiliza um sistema de geração híbrido, no qual a rede é gerada por meio de inversores e eventualmente, por um gerador diesel. Logo, o valor limite de desbalanceamento deve estar associado às características desses equipamentos e definidas pelos fabricantes.

Um sistema de distribuição com fases desbalanceadas pode implicar em (Otremba et. al.,2015):

- Aumento das perdas de energia na distribuição;
- Desequilíbrio de tensões (variação na amplitude);
- Sobrecarga de uma fase, ou do neutro;
- Redução da qualidade de energia e aumento nos custos de operação, entre outros.

Uma forma de calcular o nível de desbalanceamento de um sistema trifásico é por meio da diferença de corrente ou potência consumida das fases com maior e menor valor, respectivamente:

$$Desbalanceamento = \frac{(I_{\max} - \mu)}{\mu} \quad (1)$$

em que $I_{\max}$ é o valor de corrente na fase mais carregada e μ é a média aritmética dos valores de corrente das três fases. Logo, pode-se quantificar o nível de desbalanceamento em função da corrente consumida nas três fases.

Além do valor da corrente na fase, deve-se analisar a diferença de corrente entre as fases. Assim, considerando um sistema trifásico tem-se:

$$\Delta_1 = |I_r - I_s|, \quad (2)$$

$$\Delta_2 = |I_r - I_t|, \quad (3)$$

$$\Delta_3 = |I_s - I_t|, \quad (4)$$

Desta forma, define-se o fator de diferença de fases como um indicador geral de desbalanceamento:

$$D = \frac{(\Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3)}{(I_r + I_s + I_t)}, \quad (5)$$

4 Formulação do problema

O problema alvo consiste em minimizar D em (5), em que as correntes de fase são consideradas variáveis de controle. Além disso, as variáveis de controle devem satisfazer restrições de balanço:

$$I_r = \sum_{i=1}^N \alpha_r^i I_i, \quad (6)$$

$$I_s = \sum_{i=1}^N \alpha_s^i I_i, \quad (7)$$

$$I_t = \sum_{i=1}^N \alpha_t^i I_i, \quad (8)$$

Com:

$$I_r \leq I_r^{\text{MAX}}, \quad (10)$$

$$I_s \leq I_s^{\text{MAX}}, \quad (11)$$

$$I_t \leq I_t^{\text{MAX}}, \quad (12)$$

no qual N é a quantidade de UCs alimentadas pela fonte e I_i , o valor em tempo real da corrente na UC.

Este valor deverá ser adquirido através de Unidades de Medição e Chaveamento Remotos (UMCs) instaladas em cada UC (Figura 3). Estas interfaces também possibilitarão a mudança de fase das cargas remotamente.

O termo $\alpha_u^i (u \in \{r, s, t\})$ pode assumir o valor 0 ou 1, indicando em qual fase a carga i está ligada. Como as cargas do sistema são monofásicas, só poderão estar ligadas a uma fase por vez, de forma que:

$$\alpha_r^i + \alpha_s^i + \alpha_t^i = 1, \quad (13)$$

Para resolver o problema do desbalanceamento (minimizar D), existem os métodos de *Feeder Reconfiguration* e o de *Phase Swapping*. Em (Jinxiang,1998) foi proposto a realocação (*phase swapping*) de grupos de cargas para equilibrar as fases de acordo com os seccionadores disponíveis na rede.

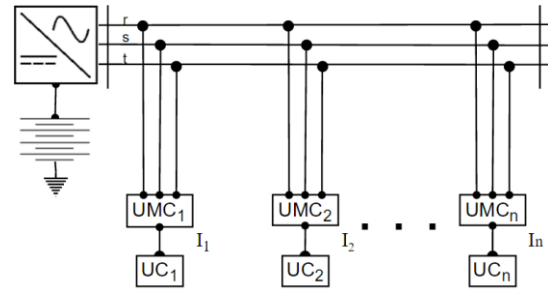


Figura. 3. Rede de distribuição com as UCs e UMCs

Em (Khodr,2006) foi apresentada uma ferramenta computacional para equilibrar a rede elétrica realizando a troca de fase de algumas cargas específicas nas principais linhas de transmissão. Já em (Fernandes, 2010) foi proposto uma solução baseada em algoritmos computacionais que analisam desbalanceamento da rede de acordo com a demanda contratada pelas unidades consumidoras, e propõe uma realocação das cargas (*phase swapping*).

Neste trabalho é usado o método de *phase swapping*, em que cada nó está ligado apenas a uma UC. O estado de desbalanceamento da rede e os chaveamentos de correção do desbalanceamento são adquiridos em tempo real. Os chaveamentos devem ocorrer individual e sequencialmente, nunca simultaneamente para evitar uma sobrecarga nos inversores.

Observa-se que no caso de microrredes, o espaço amostral é pequeno e um método de busca simples pode resolver satisfatoriamente. Porém, a medida em que a rede cresce, o espaço amostral (ainda que finito) cresce, sendo necessária uma boa ferramenta para resolver este problema. Para uma operação em tempo real, assume-se a existência de dispositivos chaveadores de fase, que fazem parte de outra etapa desta pesquisa e por tanto o desenvolvimento não é abordado neste artigo.

5 Algoritmo de balanceamento

A função do algoritmo de balanceamento é analisar o consumo por fase no nível de unidade consumidora e assim definir em quais haverá chaveamento e a posição das novas fases.

Como os chaveamentos deverão ocorrer individual e sequencialmente, tem-se um problema de otimização, em que se minimiza o desbalanceamento, considerando um conjunto de restrições. Como resposta, o algoritmo deverá ser capaz de indicar: a) o número de chaveamentos; b) o valor final de balanceamento; e c) a ordem dos chaveamentos.

Na Figura 4 é ilustrado um cenário em que a ordem correta dos chaveamentos é ignorada. Observa-se que o balanceamento final foi de 94 % (após 23 chaveamentos), porém houveram situações ruins, ficando abaixo de 50 %. Uma vez se pretende melhorar o grau de balanceamento, então a taxa de variação (derivada, curva em vermelho), em cada chaveamen-

to, seja sempre positiva e de preferência maior nos primeiros chaveamentos, aumentando a probabilidade de grau de balanceamento aceitável com o menor número de chaveamentos.

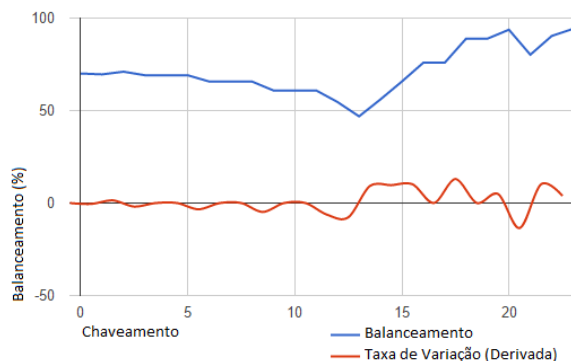


Figura 4. Gráfico do chaveamento e a derivada.

No caso da microrrede da Ilha de Lençóis, o problema a ser resolvido implica no balanceamento de fase entre as 100 UCs de forma otimizada, para que não haja indicação de sobrecarga nos inversores, ou transitórios de chaveamento, permitindo uma maior confiabilidade na operação do sistema e consequentemente na vida útil dos equipamentos.

Para resolver este problema foram analisados três algoritmos: o primeiro fundamentado em algoritmos genéticos, o segundo no algoritmo *Greedy* e o terceiro num algoritmo proposto a partir de observações realizadas nos resultados do *Greedy*.

5.1 Resolução via algoritmo genético (Alg1)

O Alg 1 deve maximizar o valor final do balanceamento e minimizar o número de chaveamentos, portanto os genomas (soluções) devem ser avaliados por uma função multiobjetivo.

Utilizando o método de atribuição de pesos, foi fixado o balanceamento final. Como o objetivo principal é minimizar o número de chaveamentos como parâmetro para a função-peso, a aptidão final (F) será dada por (DEB, 2001):

$$F(B, n) = B * p(n), \quad (13)$$

em que B é o balanceamento final alcançado e $p(n)$ é o peso em função do número de chaveamentos (n).

A $p(n)$ deve ser em função do número de chaveamentos (n). Quanto maior n , menor deve ser o peso, pois este deve reduzir a aptidão bruta (definida como o balanceamento final), inserindo assim na função objetivo a intenção de minimizar n .

Optou-se por não anular soluções, pois se tratando de algoritmos genéticos, indivíduos de baixa aptidão podem conter informações que possam melhorar as gerações futuras, aumentando as chances de se chegar à uma solução ótima global. Portanto, o peso nunca poderá ser zero e a função peso não deverá ser linear. Desta forma foi definido:

$$p(n) = n^{-1/2}, \quad (14)$$

para n maior ou igual à 1, sendo:

$$p(n) = 1, \quad (15)$$

para n igual a zero.

Com essas definições obtêm-se:

$$F(B, n) = B * n^{-1/2}, \quad (16)$$

Cada gene armazenará duas informações: Identificação (ID) da UC e a posição da nova fase. Observa-se que nos indivíduos existirá um gene para cada UC.

O genoma será um conjunto de genes organizados em ordem predeterminada e que deverá ser avaliado pela função objetivo, respeitando as seguintes proposições:

- a ordem dos chaveamentos obedecerá a própria ordem dos genes;
- caso o valor de nova fase, contida no gene em questão, for igual à fase atual da UC, este deverá ser ignorado e a avaliação deverá continuar no próximo gene,
- se o gene a ser avaliado determinar um chaveamento que resulte em um grau de balanceamento menor que o anterior, este deverá ser ignorado e a avaliação do genoma só valerá até o gene anterior.

5.2 Resolução via algoritmo greedy (Alg2)

Alg. 2 é uma das técnicas usadas para resolver problemas de otimização. A principal característica é a velocidade em encontrar resultados satisfatórios, porém nem sempre estes resultados representarão uma solução ótima global. A cada iteração, este algoritmo deverá tomar a decisão que implique em uma melhora imediata do problema, sem se importar com os impactos que esta decisão poderá causar no futuro (Fernades, 2010).

O algoritmo deverá encontrar a cada iteração todas as possibilidades de chaveamento, ou seja, para cada UC será avaliado o balanceamento, caso a fase atual seja alterada para cada uma das fases remanescentes. Os chaveamentos levarão a diferentes graus de balanceamento, o que atingir melhor resultado na iteração corrente, fará parte da solução. A condição de parada será quando nenhum dos chaveamentos da iteração corrente implicar em uma melhora no balanceamento.

Por se tratar de encontrar os melhores resultados por chaveamento e não no total é esperado que este algoritmo otimize o número de chaveamentos com um valor melhor que o valor do balanceamento final.

5.3 Resolução via algoritmo proposto (Alg 3)

O Alg 3 tem o objetivo de atingir maior grau de balanceamento nos primeiros chaveamentos, de forma que as maiores taxas de crescimento estejam no início.

O desenvolvido surgiu a partir de observações das soluções apresentadas pelos outros dois algoritmos. Comparando com Alg 1 e Alg 2, este possui o menor grau de complexidade, portanto uma maior velocidade de execução.

O Alg 3 também foi idealizado, de forma que a cada iteração as diferenças de correntes apresentadas em (2), (3), e (4) sejam minimizadas. Na Figura 5 é apresentado um fluxograma com as etapas de otimização do algoritmo.

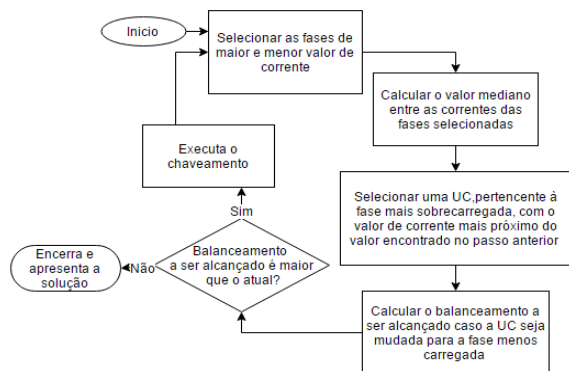


Figura 5. Fluxograma do funcionamento do algoritmo 3.

6 Resultados

O desenvolvimento dos algoritmos para o balanceamento foi baseado na *phase swapping*, no qual o sistema deverá ser capaz de monitorar informações de fase e corrente por UC.

A partir do monitoramento dos dados (fase e corrente) é calculado o nível de desbalanceamento e caso esteja abaixo de um limite pré-definido (por exemplo 15 %), o algoritmo de balanceamento é executado, tentando equilibrar as fases utilizando o menor número de chaveamentos. A mudança de fase é realizada remotamente através de interfaces UMCs instaladas em cada UC.

Para os testes foram desenvolvidos vários estudos de casos para se verificar o funcionamento e desempenho dos algoritmos. Uma parcela dos casos foi baseada em dados de consumo (Ribeiro, 2011) (Procel, 2015), visando simular com dados reais, a outra com dados gerados com o incremento de carga.

Na Tabela 1 é apresentado alguns casos de testes e os respectivos resultados. Em que, Bi é o Balanceamento Inicial; NUC o Número de Unidades Consumidoras; n o Número de Chaveamentos; Bf o Balanceamento Final; e T Tempo de Processamento.

Nesta aplicação ficou evidenciado que o algoritmo genético teve o pior desempenho, com um tempo de processamento relativamente maior. Já os demais (Alg 2 e Alg3) convergiram em um tempo bem inferior.

Porém, mesmo com diferentes tempos de convergência, os resultados finais para os três algoritmos foram na maioria dos casos próximos e algumas vezes similares, por exemplo, pode-se observar no Caso-teste 9 com 39 UCs que os três algoritmos apresentaram os mesmos resultados finais (Figura 6).

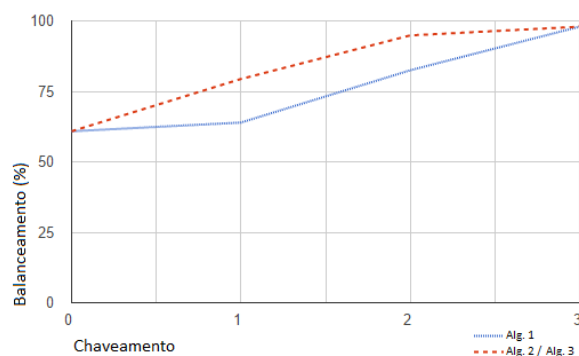


Figura 6. Gráfico Balanceamento x Chaveamento (Caso teste 9).

Ainda na Figura 6, um outro ponto analisado foi a “forma” que o balanceamento final foi alcançado. Pode-se observar que embora os algoritmos tenham os mesmos resultados finais, podem apresentar comportamentos diferentes. Neste aspecto, os Alg. 2 e 3 apresentaram resultados semelhantes. Porém o Alg. 3 mostrou melhores soluções.

Esse tipo de comportamento pode ser observado, no Caso-teste 14 com 81 UCs, no qual após o terceiro chaveamento o Alg. 3 foi melhor (Figura 7), devido a busca das fases de maior e menor valor, chaveando uma carga da fase mais carregada para a fase menos carregada, sendo essa carga selecionada de modo que a diferença entre as três fases seja reduzida, seguindo (5).

Tabela 1. Resultado com casos de teste

Dados	Casos-teste			Genético			Greedy			Proposto		
	casos	Bi(%)	NUC	n	Bf(%)	T(ms)	n	Bf(%)	T(ms)	n	Bf(%)	T(ms)
Gerados	3	66.67	9	2	94.44	4566	2	94.44	7	2	94.44	22.5
	9	60.82	39	3	97.94	27471	3	97.94	31.5	3	97.94	12.5
	2	76.62	39	2	98.12	29917	3	99.66	52	3	99.66	22.5
	7	77.5	60	3	99.38	60524	4	99.69	51	5	99.69	17
	6	79.25	90	4	99.67	141542	5	99.67	720	7	99.92	24
Reais	5	85.59	150	4	99.18	379352	6	99.94	1335.5	6	99.94	29.5
	10	65.99	81	2	97.64	123182	9	99.98	100.5	8	99.99	131.5
	11	70.79	81	3	99.4	118211	7	99.96	270	5	99.96	34
	12	62.64	81	2	97.96	125842	4	99.94	42	4	99.94	31.5
	13	75.73	81	2	96.86	115615	6	99.71	1103.5	8	99.98	25
	14	63.49	81	3	99.1	118830	9	99.9	75	5	99.88	25.5

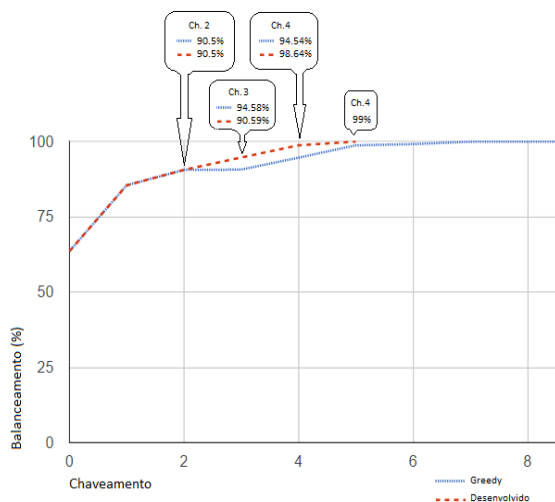


Figura 7. Balanceamento x Chaveamento. Caso-teste 14

Embora o gráfico da Figura 7 apresente apenas o número de chaveamentos realizados até alcançar o balanceamento, foram utilizados dados de 81 UCs que estavam em operação, ou seja, o sistema adquiriu os dados de corrente e fase de cada UC, processou a melhor estratégia de balanceamento, sendo o passo seguinte enviar a informação de quais UC devem ser chaveadas por meio das UMCs para as respectivas fases que permitam a maximização do problema, e isto mostra a eficiência dos algoritmos desenvolvidos.

É válido informar que os casos-teste gerados fazem parte da amostra de casos reais, no qual o número de UCs foi sub ou sobrestimado e introduzido um erro de distribuição normal, para se ter uma amostra mais diversificada dos casos, não havendo a necessidade da geração de dados virtuais baseado em técnicas como *Bootstrap*, *Meanshift* e *Simulação de Monte Carlo*.

7 Conclusões

Em microrredes isoladas, algoritmos de balanceamento em tempo real podem evitar a perda do fornecimento decorrente da operação de proteções quando houver desbalanceamento das fases. Isto permite melhorar a confiabilidade da rede, bem como a preservação dos dispositivos de conversão de energia (formadores de rede).

De forma geral, os três algoritmos alcançaram os objetivos propostos, porém ocorreram casos em que os Alg. 2 e 3 apresentaram soluções melhores que o Alg. 1, com menos complexidade e tempo de processamento.

Com a operação em tempo real após a instalação das UMCs, o algoritmo que exige menor tempo computacional deverá ser implementado, neste caso o Alg. 3, e espera-se que mesmo ocorrendo um *delay* no envio da informação de chaveamento, não surja problemas de instabilidade e transitórios que comprometam a operação dos inversores.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao CNPq pelo apoio ao desenvolvimento deste trabalho.

Referências Bibliográficas

- De Souza Ribeiro, Luiz Antonio et al. Isolated micro-grids with renewable hybrid generation: The case of Lençóis island. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, v. 2, n. 1, p. 1-11, 2011.
- Luiz A. de S. Ribeiro, Osvaldo R. Saavedra, Shigeaki. L. Lima, José G. de Matos, Guilherme Bonan, Making isolated renewable energy systems more reliable, *Renewable Energy*, Volume 45, September 2012, Pages 221-231, ISSN 0960-1481.
- Otremba, L.; Pesente, J.R.; Otto, R.B.; Ramos, R.A., "A procedure to analyze the impact of three-phase unbalanced conditions on switching overvoltages in systems with Distributed Generation," in *Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE*, vol., no., pp.1-5, 26-30 July 2015. doi: 10.1109/PESGM.2015.7286379
- Jinxiang Zhu; Mo-Yuen Chow; Fan Zhang, "Phase balancing using mixed-integer programming [distribution feeders]," in *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.13, no.4, pp.1487-1492, Nov 1998. doi: 10.1109/59.736295.
- Khodr, H.M.; Zepa, I.J.; De Oliveira-De Jesus, P.M.; Matos, M.A., "Optimal Phase Balancing in Distribution System Using Mixed-Integer Linear Programming," in *Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES*, vol., no., pp.1-5, 15-18 Aug. 2006.
- H. Wattar, J. Koch, J. Lemke and M. Terorde, "Smart load balancing for large civil aircraft," *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), 2013 4th IEEE/PES*, Lyngby, 2013, pp. 1-5. doi: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695252
- DEB, Kalyanmoy. Multi-objective optimization using evolutionary algorithms. John Wiley & Sons, 2001.
- Fernandes, C. M. M. Desequilíbrio entre fases e perdas na rede de baixa tensão: parte II – estratégias ótimas de redução de desequilíbrio. 2010. 57f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) – Instituto Técnico Superior, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa – Pt.
- PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Pesquisa de Posse e Hábitos de Consumo de Energia (PPHs). Disponível em: < <http://www.procelinfo.com.br/>>. Acesso em: 20 de dezembro de 2015.