

OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO APLICADA AO CONTROLE CENTRALIZADO DE UMA MICRORREDE DE BAIXA TENSÃO: CONTROLE DO FLUXO DE ENERGIA E COMPENSAÇÃO DE DESBALANÇO

WILLIAN M. FERREIRA^{1,2}, DANILO I. BRANDÃO², SIDELMO M. SILVA²

¹*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais
31270-901, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil*

²*Instituto Federal de Minas Gerais
35160-002, Ipatinga, Minas Gerais, Brasil*

E-mails: willian.ferreira@ifmg.edu.br, dibrandao@ufmg.br, sidelmo@ufmg.br

AUGUSTO M. S. ALONSO, FERNANDO P. MARAFÃO

*Grupo de Automação e Sistemas Integráveis, Universidade Estadual Paulista
18087-180, Sorocaba, São Paulo, Brasil*

E-mails: augusto.alonso@unesp.br, fmarafao@sorocaba.unesp.br

Abstract— This paper proposes a multiobjective optimization technique to attain active and reactive power control references for a low-voltage microgrid based on a centralized and hierarchical methodology. The control algorithm is implemented at the tertiary layer, allowing the obtention of an optimum operating point under conflicting operation objectives, such as: increase in power generation and unbalance compensations. The generated solutions are employed as control references for the lower hierarchical layers, consequently coordinating distributed energy resources installed in the microgrid, maximizing active power injection and minimizing unbalances and the power generation coming from the mains. The Utility Interface converter is connected to the point of common coupling of the microgrid, allowing the offer of ancillary services related to the increasing of active power injection from the distributed generators, while maintaining the controllability over the power flow exchange with the utility. A three-phase four-wire microgrid is implemented for validation purposes, attaining the intended coordination of single-phase generators arbitrarily connected to the circuit, simultaneously providing unbalance compensation.

Keywords— Power flow control, unbalance, distributed generation, microgrid, multiobjective optimization.

Resumo— Este artigo propõe o emprego de uma técnica de otimização multiobjetivo para definir as referências de potência ativa e reativa de uma microrrede de baixa tensão, baseando-se em uma metodologia de controle hierárquico e centralizado. O algoritmo de controle é implementado no nível terciário, determinando o ponto ótimo de operação sob a consideração de objetivos conflitantes, tais como: aumento da geração de energia e compensação de desbalanços. As soluções geradas pelo método são adotadas como referências pelos níveis hierárquicos inferiores, controlando assim recursos energéticos dispersos na microrrede, maximizando a potência ativa injetada e minimizando o desbalanço de carga/geração na rede elétrica. O conversor *Utility Interface* é conectado ao ponto de acoplamento comum da microrrede, possibilitando a oferta de serviços ancilares que contribuem para o aumento da potência ativa injetada pelos geradores distribuídos, mantendo a controlabilidade sobre o desbalanço do fluxo de energia trocado com a rede. Uma microrrede trifásica a quatro fios é adotada para validação da proposta, apresentando geradores distribuídos e cargas alocados aleatoriamente entre suas fases. Resultados de simulação demonstram a viabilidade da metodologia, obtendo coordenação dos geradores monofásicos aleatoriamente conectados ao circuito trifásico, e ainda propiciando mitigação do desbalanço existente no circuito.

Palavras-chave— Controle do fluxo de energia, desbalanço, geração distribuída, microrredes, otimização multiobjetivo.

1 Introdução

Geração distribuída baseada na utilização de fontes renováveis de energia (e.g., solar fotovoltaica, eólica, células de combustíveis, etc.) procura, de forma generalizada, sanar dois grandes desafios da sociedade moderna, que são: o incessante crescimento de demanda por energia elétrica e a concomitante preocupação com a sustentabilidade ambiental. Dessa forma, visando acomodar fontes de geração de energia elétrica distribuídas de forma eficiente e confiável, as microrredes de energia (MRs) dispõem como um modelo eficiente, uma vez que propiciam a operação dos geradores distribuídos (GDs) e cargas interconectados à rede de distribuição de energia de forma controlada e despachável. Geradores distribuídos comumente consistem de uma fonte

de energia primária (fotovoltaica, eólica, etc.) e um inversor (conversor c.c.-c.a.) que possibilita a interconexão entre fonte geradora e rede elétrica.

Além de prover a injeção da potência ativa gerada pela fonte primária, os GDs a partir da disponibilidade remanescente de capacidade dos inversores podem fornecer multifuncionalidades (Marafão et al., 2015), sendo empregadas em serviços ancilares de controle de tensão local, compensação de reativos, compensação de distorções harmônicas, desbalanço de carga, entre outros (Brandao et al., 2016), (Caldognetto e Tenti, 2016) e (Weckx, Gonzalez e Driesen, 2014). Para a oferta de tais serviços ancilares, perspectivas locais e globais podem ser adotadas, sendo que esta última propicia uma abordagem mais adequada por incluir a coordenação de todos agentes distribuídos da MR, visando um objetivo global.

Dessa forma, considerando o contexto de MR hierárquicas (Guerrero et al, 2011), nas quais diversos níveis de controle assumem responsabilidades diferentes na coordenação dos agentes dispersos na rede, o estudo de metodologias fundamentadas com um agente gerenciador central tem se evidenciado (Caldognetto e Tenti, 2016), (Weckx, Gonzalez e Driesen, 2014).

Controle centralizado remete-se à centralização das informações em um controlador mestre (CM), o qual baseia-se em medições realizadas no ponto de acoplamento comum (PAC) e possíveis informações externas advindas de nós ao longo da MR, possibilitando a coordenação dos inversores distribuídos. Esta proposta de controle de MRs pode ser dividida em três níveis hierárquicos (Caldognetto e Tenti, 2016), sendo o primeiro nível responsável por funções locais básicas de gerenciamento de energia, compensação de harmônicos e reativos da carga local, além do controle de tensão em cada nó com um conversor eletrônico. O segundo nível pode ser implementado nos próprios GDs ou em um CM, e possui a função de gerenciamento ou refinamento do compartilhamento de potência ativa e reativa entre as unidades distribuídas (e.g., *power sharing*) (Han et al, 2017). Finalmente, o terceiro nível de controle ocorre na interação entre MR e concessionária, com o intuito de otimizar tanto o fluxo de energia quanto os parâmetros globais de qualidade de energia.

Neste trabalho, maior foco é dado à segunda e terceira camada de controle hierárquico, buscando-se ainda incorporar métodos ótimos ao gerenciamento do fluxo de energia na MR. Ressalta-se que, na literatura, diversas estratégias com controle centralizado visando a otimização do fluxo de energia em MRs vêm sendo propostas. Em (Brandao, Caldognetto, et al., 2016) e (Caldognetto e Tenti, 2016), o algoritmo denominado *Controle Baseado em Potência* (CBP) foi proposto com o intuito de realizar, simultaneamente, o compartilhamento proporcional de energia entre os GDs, o controle do fluxo de energia no PAC da MR, adicionalmente provendo melhorias na qualidade de energia no PAC. Ainda, na estrutura de MR hierárquica abordada, um conversor trifásico interativo, denominado *Utility Interface* (UI), foi projetado para operar como formador de rede, possibilitando a operação em modos interconectado e ilhado (Tenti et al., 2015).

Em (Weckx, Gonzalez e Driesen, 2014) foi proposta a otimização centralizada dos parâmetros dos controladores locais de tensão dos GDs, com o intuito de maximizar a injeção de potência ativa, mantendo, dentro de parâmetros estabelecidos, o desvio de tensão ao longo dos nós ativos da MR. Entretanto, requeria-se o conhecimento da matriz de sensibilidade da rede para todo o período de operação (i.e., matriz que possibilita o cálculo da variação da tensão nos nós, em função da injeção de potência ativa e reativa). Em (Tsikalakis e Hatziargyriou, 2011) foi proposta a otimização do custo da energia consumida pelas cargas da MR, porém não foram explorados conceitos relativos à qualidade de

energia. Já em (Hassan e Abido, 2011) a proposta consiste nos GDs operando como fonte de corrente durante o modo conectado, onde são otimizados os ganhos dos controladores (PI) das malhas de potência e filtro de saída, com o intuito de garantir a estabilidade da MR. Já na operação ilhada, os GDs operam como fonte de tensão, onde os parâmetros dos controladores (PI) das malhas de tensão e controle por *droop* são otimizados, mas não são tratadas as questões relativas à qualidade de energia e referências de potência durante o modo conectado. Já em (Parisio, Rikos e Glielmo, 2014) foi proposta uma abordagem linearizada baseada em otimização linear e modelo preditivo de controle para otimização do horizonte de operação de uma MR, considerando funções objetivo que basearam-se no custo de operação da rede mas não relacionaram questões de qualidade de energia.

Considerando tais abordagens já discutidas na literatura, este trabalho propõe uma metodologia de controle hierárquico, adotando a estratégia de controle CBP (Caldognetto et al., 2015) em conjunto com um algoritmo de otimização multiobjetivo para maximização da injeção de potência ativa provida pelos GDs, concomitante à minimização do desbalanço e compensação de reativos em uma MR trifásica de baixa tensão. A Teoria de Potência Conservativa (CPT - *Conservative Power Theory*) (Tenti, Paredes e Mattavelli, 2011) é adotada para os cálculos de uma das funções objetivo propostas. O algoritmo de otimização se posiciona no nível terciário do controle centralizado da MR, otimizando o fluxo de energia e desbalanço no PAC de forma lenta, com ciclo de 1 minuto entre iterações. Tal abordagem é tratada sem a necessidade de conhecimento das impedâncias de linha da MR, requerendo apenas um *link* de comunicação de estreita banda de transmissão para a coordenação dos inversores distribuídos. Ademais, caso algum GD ou a UI sofra uma falha no *link* de comunicação, esse passa a operar segundo suas necessidades locais, deixando de operar de forma despachável.

Sabendo que o sistema proporciona a redução das perdas na MR devido a compensação do desbalanço e do reativo, não se pode afirmar que trata-se do ponto ótimo referente à minimização de perdas, porém, o ponto de operação aproximasse do ótimo. Ademais, o sistema mostra-se versátil para trabalhar com outras funções objetivo, mas para se manter a possibilidade de operação independente do modelo elétrico da MR, novas funções não devem depender desses dados.

Em comparação com (Ferreira et al., 2017), neste trabalho o conversor UI é adotado, possibilitando a troca de energia entre as fases da MR, evitando que ocorra desbalanço no fluxo de energia para a rede principal. Tal abordagem permite desacoplar as três fases e criar um novo grau de liberdade no sistema, elastecendo assim a região factível de soluções para o problema de otimização. Dessa forma, possibilita-se encontrar soluções aprimoradas em comparação com uma abordagem sem a UI, sem considerar incremento na capacidade de geração de potência ativa da MR.

2 Controle Baseado em Potência

O CBP foi proposto inicialmente em (Caldognetto *et al.*, 2015) e possui como premissa que os GDs supram, de forma proporcional e limitante à sua capacidade de geração, as potências requeridas pela MR. Para regular o fluxo de energia em cada fase m ($m = a, b$ ou c) da MR trifásica, o CBP utiliza coeficientes de controle denominados de coeficientes escalares (α_{Pm} , α_{Qm}), que são calculados e transmitidos aos GDs (Brandão *et al.*, 2016) com o intuito de escalar a participação de cada agente distribuído.

A operação do CBP em uma MR trifásica a quatro fios pode ser brevemente descrita por meio das seguintes etapas. A primeira consiste no CM solicitar ao j -ésimo GD ($j = 1, 2, \dots, J$), onde J é o número de GDs na MR, as informações de potência ativa ($P_{Gj}(k)$) e reativa ($Q_{Gj}(k)$) que os mesmos estão injetando na MR no ciclo de controle atual k . Ainda, são requeridos os dados de suas capacidades máximas de geração de potência ativa ($P_{Gj}^{max}(k)$), com o intuito de mensurar a possibilidade excedente de geração (e.g., para um sistema fotovoltaico seria o ponto de máxima potência), e a potência nominal do GD ($A_{Gj}(k)$). Os termos de potência da UI, como potência ativa ($P_{UIm}(k)$) e reativa ($Q_{UIm}(k)$) sendo injetadas na rede, além da máxima capacidade de injeção ativa ($P_{UI}^{max}(k)$) e a potência do conversor ($A_{UI}(k)$) também são requeridos.

Dessa forma, na segunda etapa, baseando-se nos dados recebidos e em medições realizadas no PAC (lado da rede), o CM calcula os coeficientes de controle que escalam respectivamente as contribuições de potência ativa e reativa (α_{Pm} , α_{Qm}) cada um dos GDs no próximo ciclo de controle $k + 1$, posteriormente transmitindo-os por meio da infraestrutura de comunicação. Para o correto funcionamento do algoritmo de compensação de desbalanço, faz-se necessário ainda o conhecimento prévio da fase m em que cada GD está conectado. Para isso, requer-se que os GDs distribuídos enviem uma requisição ao CM, atualizando uma lista de posicionamento referente às fases em que estes inversores estão conectados (Brandão *et al.*, 2016).

Portanto, com base nos dados recebidos, o CM faz o processamento do algoritmo de coordenação calculando:

- A potência total ativa e reativa por fase fornecida por todos os GDs para o ciclo de controle atual (k), através de (1) e (2). Determina-se que X_{mj} é a lista de posicionamento dos GDs, e é igual a 1, caso o j -ésimo GD esteja conectado à fase m , e igual a 0, caso contrário.

$$P_{Gmt}(k) = \sum_{j=1}^J P_{Gj}(k) * X_{mj} \quad (1)$$

$$Q_{Gmt}(k) = \sum_{j=1}^J Q_{Gj}(k) * X_{mj} \quad (2)$$

Analogamente a (1) e (2), calcula-se a máxima capacidade de potência por fase, ativa ($P_{Gmt}^{max}(k)$) e reativa ($Q_{Gmt}^{max}(k)$).

- Tem-se também que a máxima potência reativa gerada pelo j -ésimo GD é calculada por (3).

$$Q_{Gj}^{max}(k) = \sqrt{A_{Gj}(k)^2 - P_{Gj}(k)^2} \quad (3)$$

- A potência total ativa (4) e reativa (5) absorvida pela MR no ciclo de operação k , onde $P_{REDEm}(k)$ e $Q_{REDEm}(k)$ são, respectivamente, as potências ativa e reativa por fase medidas no lado da rede no PAC.

$$P_{Lmt}(k) = P_{REDEm}(k) + P_{Gmt}(k) + P_{UIm}(k) \quad (4)$$

$$Q_{Lmt}(k) = Q_{REDEm}(k) + Q_{Gmt}(k) + Q_{UIm}(k) \quad (5)$$

- A referência de potência ativa ($P_{Gmt}^*(k + 1)$) e reativa ($Q_{Gmt}^*(k + 1)$) total por fase para o próximo ciclo de controle $k + 1$ são dadas por (6) e (7). As grandezas $P_{PACm}^*(k + 1)$ e $Q_{PACm}^*(k + 1)$ são, respectivamente, as referências de potência ativa e reativa por fase para o PAC no próximo ciclo de controle, e são determinadas por meio do algoritmo de otimização proposto neste trabalho.

$$P_{Gmt}^*(k + 1) = P_{Lmt}(k) - P_{PACm}^*(k + 1) \quad (6)$$

$$Q_{Gmt}^*(k + 1) = Q_{Lmt}(k) - Q_{PACm}^*(k + 1) \quad (7)$$

Finalmente, os coeficientes escalares por fase, α_{Pm} e α_{Qm} (ambos com valores entre $[-1, 1]$), são calculados e transmitidos (i.e., via mensagem *broadcast*) para todos os GDs. O compartilhamento de potência ativa por fase é controlado por meio de α_{Pm} , enquanto a potência reativa por fase é controlada por α_{Qm} . A Tabela 1 demonstra o cálculo utilizado para os coeficientes escalares no CM e a Tabela 2 demonstra a forma com que as referências de potências são geradas para os GDs pelo CBP. Os sinais negativos e positivos de α_{Pm} e α_{Qm} significam, respectivamente, a absorção e injeção de potência ativa, e potência reativa capacitiva e indutiva.

3 Otimização Multiobjetivo

Em abordagens de otimização multiobjetivo, as premissas de formulação do problema, de forma geral, são conflitantes, existindo um compromisso entre as funções objetivo. Desta forma, soluções que não sejam piores do que outras são almejadas, sendo ditas não-dominadas. Além disso, ao invés de uma única solução ótima, possivelmente encontra-se um conjunto de soluções não-dominadas, que é chamado de conjunto Pareto-Ótimo (Coello, 2006). Consequentemente, a imagem do conjunto Pareto-Ótimo forma uma fronteira no conjunto de soluções factíveis, denominada fronteira Pareto-Ótima (Deb *et al.*, 2002).

Tabela 1 – Coeficientes escalares implementados no CM.

<i>Condições de Potência</i>	<i>Coeficientes</i>
$P_{Gmt}^*(k+1) < P_{Gmt}^{min}(k)$	$\alpha_{pm} = -1$
$P_{Gmt}^{min}(k) \leq P_{Gmt}^*(k+1) \leq P_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{pm} = \frac{P_{Gmt}^*(k+1)}{P_{Gmt}^{max}(k)}$
$P_{Gmt}^*(k+1) > P_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{pm} = 1$
$Q_{Gmt}^*(k+1) \leq Q_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{qm} = \frac{Q_{Gmt}^*(k+1)}{Q_{Gmt}^{max}(k)}$

Tabela 2 – Referências implementadas em cada GD.

<i>Coeficientes</i>	<i>Referência de Potência</i>
$-1 \leq \alpha_{pm} \leq 1$	$P_{Gmj}^*(k+1) = \alpha_{pm} * P_{Gmj}^{max}(k)$
$-1 \leq \alpha_{qm} \leq 1$	$Q_{Gmj}^*(k+1) = \alpha_{qm} * Q_{Gmj}^{max}(k)$

Problemas de otimização que apresentam não-linearidades, multimodalidade e espaços não convexos apresentam um desafio para os métodos clássicos de otimização determinísticos. Esses tendem a ficar presos em ótimos locais, além de apresentarem alto custo computacional (Rao, 2009). Os algoritmos genéticos (AGs) destacam-se por serem métodos de busca estocástica que imitam matematicamente os mecanismos de evolução natural das espécies, compreendendo processos de evolução genética de populações, sobrevivência e adaptação dos indivíduos (Barbosa, Ribeiro e Arantes, 2010). Ademais, dentre tais algoritmos, o NSGA-II é utilizado neste trabalho por se tratar de um AG padrão que utiliza uma abordagem elitista, a qual se baseia na permanência dos indivíduos mais aptos para as próximas gerações (iterações subsequentes do método), onde os indivíduos são as possíveis soluções testadas pelo método (Deb *et al.*, 2002). Ainda, a classificação desses indivíduos tem ligação à relação de dominância, denominada *Fast Nondominated Sorting Approach*, onde os indivíduos são classificados em diferentes fronteiras de Pareto segundo os critérios de dominância.

Durante a classificação, surgem indivíduos que não possuem dominância entre si, então o algoritmo NSGA-II propõe uma segunda classificação baseada na aglomeração das soluções, na qual os indivíduos não dominados e com menor aglomeração são ditos mais aptos. Essa classificação é conhecida como *Crowding Distance* e possibilita uma melhor distribuição das soluções na fronteira de Pareto (Deb *et al.*, 2002). Um outro critério utilizado no momento de selecionar os indivíduos é o grau de factibilidade. Esse critério busca privilegiar indivíduos que violam um menor número de restrições, ou os que possuem violações de menor magnitude.

Para a formulação da otimização multiobjetivo é necessário a modelagem das funções objetivo (ou funções custo). Portanto, com intuito de quantificar as funções objetivos, os seguintes fatores foram utilizados: fator de geração (FG), o qual retrata a razão entre a potência ativa total injetada por meio dos GDs e a máxima potência disponível para os GDs. O

FG é calculado por meio de (8), sendo que $P_{Gmt}(k+1)$ é calculado por meio do algoritmo de otimização. Note que este fator engloba as três fases do sistema trifásico.

$$FG = \frac{\sum_{m=1}^3 P_{Gmt}(k+1)}{\sum_{m=1}^3 P_{Gmt}^{max}(k)} \quad (8)$$

O segundo fator é o de desbalanço ativo (FN_a) no PAC, o qual é definido por (9) (Paredes, 2011).

$$FN_a = \frac{N_a}{\sqrt{P_{PAct}^*(k+1)^2 + N_a^2}} \quad (9)$$

N_a é a potência ativa de desbalanço. Sua dedução advém da CPT, sendo descrita em (Tenti, Paredes e Mattavelli, 2011) e apresentada em (10). $V(k)$ é a tensão coletiva do circuito, G_m é a condutância equivalente por fase e G^b é a condutância trifásica equivalente.

$$N_a = V(k)^2 \sqrt{\sum_{m=1}^3 G_m^2 - (G^b)^2} \quad (10)$$

As condutâncias são calculadas por (11) e (12), onde $P_{PAct}^*(k+1)$ é a potência ativa total no PAC no próximo ciclo de controle, e $V_m(k)$ é a tensão por fase no ciclo atual.

$$G_m = \frac{P_{PAct}^*(k+1)}{V_m(k)^2} = \frac{P_{Lmt}(k) - P_{Gmt}(k+1)}{V_m(k)^2} \quad (11)$$

$$G^b = \frac{P_{PAct}^*(k+1)}{V(k)^2} = \frac{\sum_{m=1}^3 P_{PAct}^*(k+1)}{V(k)^2} \quad (12)$$

Finalmente, as funções objetivo são definidas por (13) e (14), sendo que “ c ” é o conjunto das variáveis de otimização e é composto por $P_{UIm}(k+1)$ e $P_{Gmt}(k+1)$.

$$\max_c FG \quad (13)$$

$$\min_c FN_a \quad (14)$$

É importante definir as restrições do sistema e limites para as variáveis de otimização. Os limites são determinados por meio da máxima capacidade de geração dos GDs e a capacidade do conversor UI, sendo, respectivamente, $P_{Gmt}^{max}(k)$ e $A_{UI}^{max}(k)$, assim como mostrado em (15) e (16). Em (17) determina-se a restrição de desigualdade que garante o balanço de potência ativa da UI. Essa restrição garante que o NSGA-2 não venha a convergir para uma região não factível (i.e., fora dos limites de disponibilidade de potência ativa no barramento c.c. da UI).

$$P_{Gmt}(k+1) \leq P_{Gmt}^{max}(k) \quad (15)$$

$$P_{UIm}(k+1) \leq \frac{A_{UI}^{max}(k)}{3} \quad (16)$$

$$-P_{UI}^{max}(k) \leq \sum_{m=1}^3 P_{UIm}(k+1) \leq P_{UI}^{max}(k) \quad (17)$$

Após a determinação da aproximação da fronteira Pareto-ótima, o método de tomada de decisão multicritério VIKOR (Opricovic e Tzeng, 2004) foi adotado para definir o ponto de operação a ser utili-

zados. Seus parâmetros foram definidos em (Ferreira *et al.*, 2017). Uma vez que o algoritmo encontra as referências de potência ativa para a UI ($P_{UI}^{*}(k+1)$) e PAC ($P_{PAC}^{*}(k+1)$) para o próximo ciclo de controle, o terceiro nível hierárquico as envia para a UI e CBP (i.e., nível secundário), que calcula os coeficientes escalares (α_{Pm} e α_{Qm}) e os envia aos GDs (i.e., nível primário).

O controle da potência reativa da MR é realizado por meio da capacidade remanescente de potência dos GDs e UI, e seu gerenciamento é realizado pelo CBP com o intuito de realizar a compensação de reativos no PAC, tal que $Q_{PAC}^{*}(k+1)$ é fixo e igual à zero neste caso.

4 Avaliação da Estratégia Multiobjetivo

4.1 Estrutura da MR

Com o intuito de avaliar a viabilidade do método proposto, foram realizadas simulações através do software MATLAB retratando resultados, primeiramente, apenas com o algoritmo CBP, e posteriormente, empregando o método de otimização multiobjetivo. Todas as simulações foram realizadas considerando a MR de baixa tensão mostrada na Figura 1, a qual trata-se de uma seção de uma rede de distribuição baseada em parâmetros reais (Brandao, Pomilio, *et al.*, 2016). Na estrutura de MR implementada, o algoritmo CBP e o algoritmo de otimização foram implementados no CM, tendo o CBP sido executado a cada ciclo da fundamental (16,66 ms), enquanto que a otimização multiobjetivo apresentava um intervalo de 1 minuto entre as iterações, com tempo para execução do algoritmo da ordem de 3 segundos. O CM está localizado no PAC, sendo responsável por realizar as medições de tensão e corrente neste nó, além de calcular as grandezas referentes à potência ativa, reativa e aparente da MR. O fator de desequilíbrio de tensão (FD) foi utilizado para quantificar os efeitos do desbalanço de potência no PAC, não constituindo o algoritmo proposto, e sendo calculado por meio de (18), assim como proposto em (ANEEL, 2016). V_- e V_+ são, respectivamente, as tensões de sequência negativa e positiva no PAC.

$$FD = \frac{V_-}{V_+} \quad (18)$$

A MR é composta por três GDs monofásicos, estando cada um conectado a uma fase da MR (GD_{N5} fase *a*, GD_{N4} fase *b* e GD_{N6} fase *c*, onde “N” repre-

Tabela 3 – Impedâncias da MR.

Impedância de linha		$Z \text{ (m}\Omega\text{)}$
De	Para	
N ₀	N ₁	460+j1850
N ₁	N ₂	32+j11,72
N ₂	N ₃	20,6+j7,53
N ₃	N ₄	8,4+j4,60
N ₃	N ₅	3,7+j2,06
N ₃	N ₆	37,8+j13,83

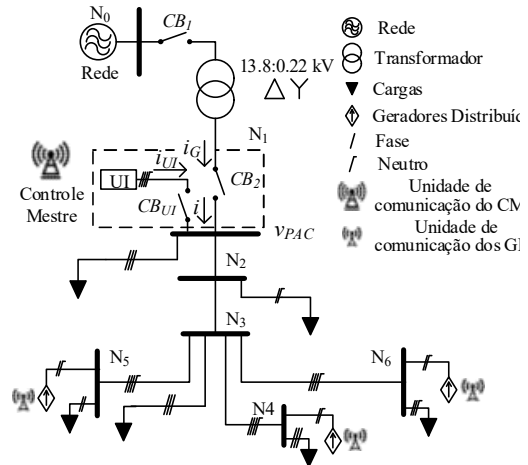


Figura 1. MR adotada nas simulações.

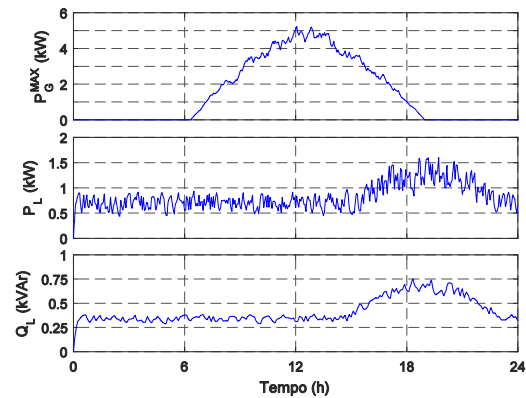


Figura 2. Perfil da capacidade de geração de um GD baseado em fotovoltaico e perfil de carga.

Tabela 4 – Cargas da MR.

Barra	P_a (kW)	P_b (kW)	P_c (kW)	Q_a (kVar)	Q_b (kVar)	Q_c (kVar)
N ₁	0,90	0,45	0,45	0,36	0,18	0,18
N ₂	0,10	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00
N ₃	0,90	0,45	0,45	0,36	0,18	0,18
N ₄	0,36	1,44	1,44	0,11	0,45	0,45
N ₅	0,00	1,61	1,52	0,00	0,72	0,68
N ₆	0,72	0,36	0,72	0,27	0,13	0,27
Total	2,98	4,31	4,58	1,14	1,66	1,76

senta um nó da MR). As impedâncias de cada um dos nós da MR são apresentadas na Tabela 3. Os GDs das fases *a*, *b* e *c* possuem capacidades de 5 kVA, 6 kVA e 7 kVA, respectivamente. A UI é constituída por um conversor de 12 kVA, sendo que, para melhor exemplificação das análises a serem realizadas neste trabalho, não adotou-se uma fonte de energia conectada ao seu barramento c.c. (e.g. operando como um filtro ativo paralelo, consequentemente não contribui para o incremento na capacidade de geração de potência ativa da MR, e não possibilita operação sob modo ilhado), portanto $P_{UI}^{max}(k) = 0 \text{ W}$.

Os GDs foram modelados como fontes de corrente ideais, já que, de forma generalizada, comercialmente inversores são controlados como fontes de corrente com banda passante suficientemente larga (Rocabert, 2012). Uma curva típica de geração fotovoltaica adotada é apresentada na Figura 2, sendo notável que no período entre 10-15h a capacidade de geração atinge seu patamar máximo. A máxima absorção de potência ativa e reativa das cargas adotadas

na MR são demonstradas por meio da Tabela 4, e o perfil de carga utilizado é mostradas na Figura 2.

4.2 Resultados de simulação

Com o intuito de comparar o desempenho do sistema com o algoritmo de otimização, sem e com o conversor UI, foram realizadas simulações abordando diferentes perspectivas de controle da MR, sendo quatro casos distintos apresentados a seguir.

4.2.1 – MR sem presença de GD e UI

A primeira análise proposta é constituída pela MR operando sem a presença dos GDs. Nota-se através da Figura 3 a existência de desequilíbrio de tensão, com um FD médio na ordem de 3%, apresentando ainda potência reativa média da ordem de 1 kVAr por fase, assim como visto na Figura 4. Outro ponto importante é a não inversão da potência ativa no PAC (inexistência de valores negativos), pois não há geração advinda dos GDs.

4.2.2 – MR com GD fornecendo sempre máxima potência e sem UI

Em um segundo momento foi simulada a MR

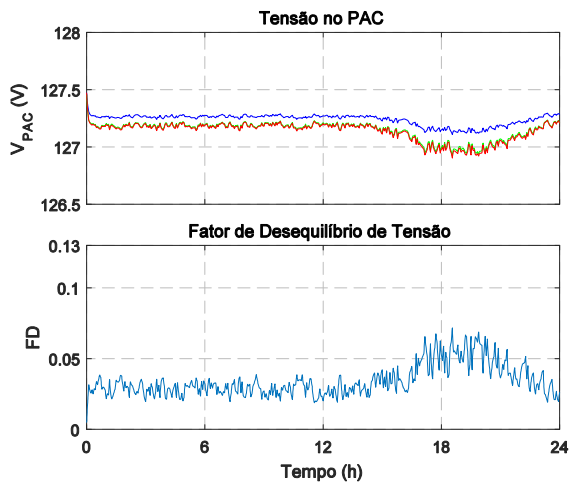


Figura 3. MR sem GD e sem UI (fase *a* em azul, *b* em verde e *c* em vermelho).

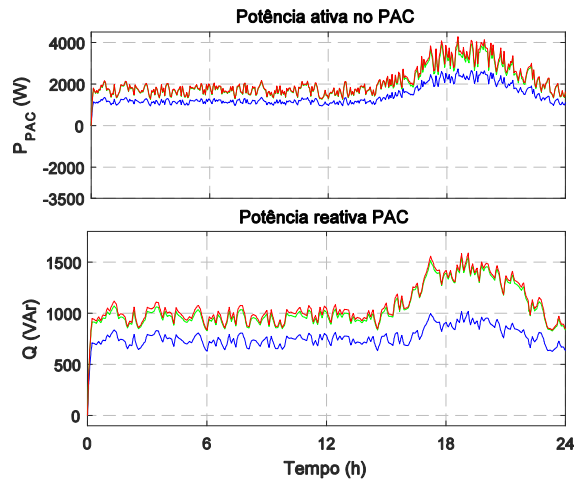


Figura 4. Potência ativa e reativa no PAC sem GD e sem UI (fase *a* em azul, *b* em verde e *c* em vermelho).

com os GDs gerando a máxima potência ativa (i.e., $FG = 1$) e não realizando nenhum tipo de serviço ancilar. Observa-se na Figura 5 um pequeno aumento na tensão no PAC, além de um aumento substancial no FD durante o período de máxima capacidade de geração, atingindo picos com elevação próxima de 12%. Tal aumento em FD é devido à injeção de potência ativa desigual entre fases, a qual advém dos inversores monofásicos com diferentes capacidades nominais de geração. Na Figura 6 é possível observar a inversão na potência ativa ocasionada no PAC entre 9 e 16h. Tal inversão ocorre devido à injeção de toda a potência ativa disponível nos GDs.

4.2.3– MR com otimização multiobjetivo e sem UI

O terceiro teste consiste na operação da MR utilizando o algoritmo de otimização proposto para gerar as referências de potência ativa do PAC, empregando-as posteriormente no algoritmo CBP. Contudo, desconsidera-se a presença da UI neste caso. Nota-se na Figura 7 que o perfil de tensão variou devido à mudança do perfil de potência ativa no PAC, apresentado na Figura 8. Entretanto, tomando como referência o caso 4.2.1 discutido anteriormente,

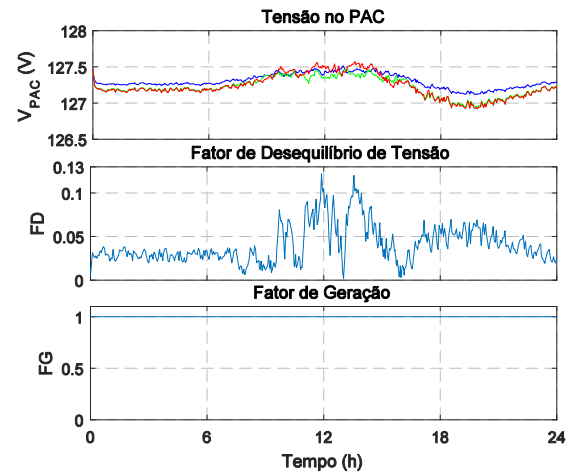


Figura 5. MR com GDs injetando suas capacidades máximas (fase *a* em azul, *b* em verde e *c* em vermelho).

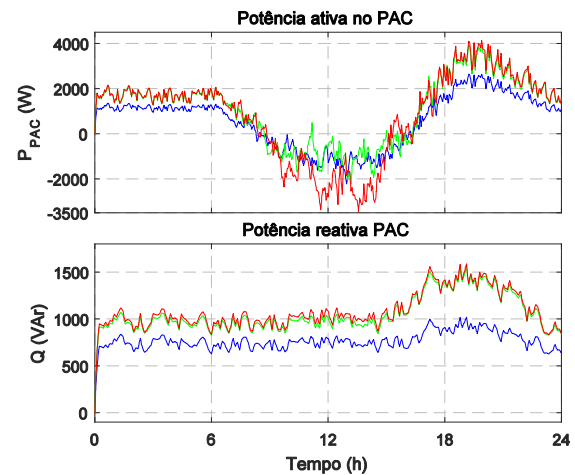


Figura 6. Potência ativa e reativa no PAC com GDs injetando suas capacidades máximas (fase *a* em azul, *b* em verde e *c* em vermelho).

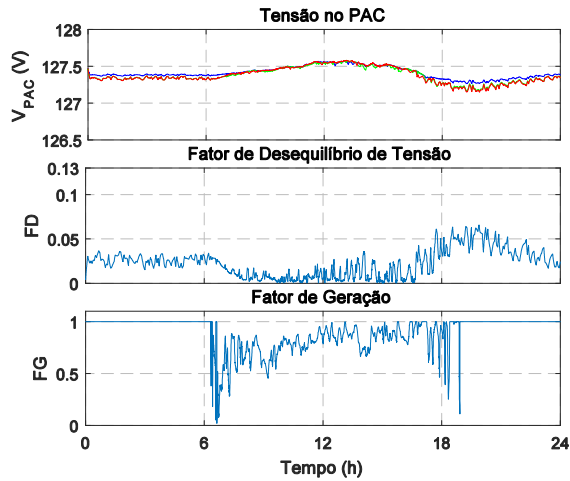


Figura 7. Otimizando multiobjetivo dos GDs e sem UI (fase *a* em azul, *b* em verde e *c* em vermelho).

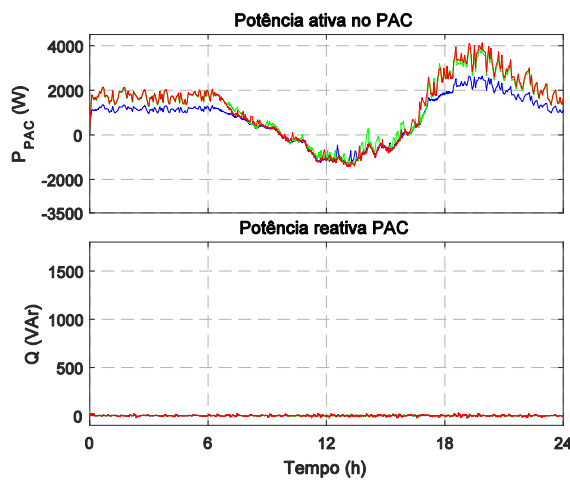


Figura 8. Potência ativa e reativa no PAC otimizando GDs e sem UI (fase *a* em azul, *b* em verde e *c* em vermelho).

o FD permaneceu estável durante todo período em que os GDs possuem capacidade de geração.

Outra característica notável está relacionada ao FG, o qual foi otimizado, praticamente não atingindo frequentemente patamares inferiores a 0,5. Tal resultado demonstra uma maximização da injeção de potência ativa, atrelada à minimização do desbalanço de tensão no PAC. Ainda na Figura 8, nota-se a inversão no sentido do fluxo durante o período de pico de geração, além da compensação de reativos presentes na rede.

4.2.4– MR com otimização multiobjetivo e com UI

O último teste consiste na operação da MR utilizando o algoritmo de otimização proposto para gerar as referências de potência ativa do PAC e enviá-las ao controle secundário do CBP, além da síntese da referência de potência ativa para a UI. Pode-se observar através das Figuras 9 e 10 que o perfil de tensão variou devido à mudança no comportamento de potência ativa no PAC, porém, o FD permaneceu estável e praticamente nulo.

Destaca-se também que o FG em raros momentos atingiu um patamar inferior a 0,8, o que comprova a obtenção de uma maximização da geração de

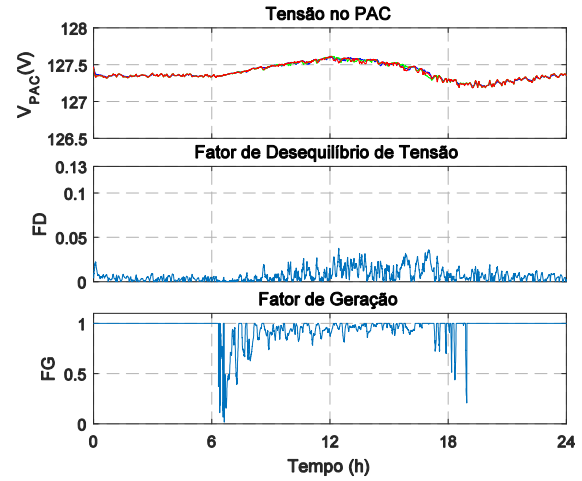


Figura 9. Resultados otimizando GDs e UI (fase *a* em azul, *b* em verde e *c* em vermelho).

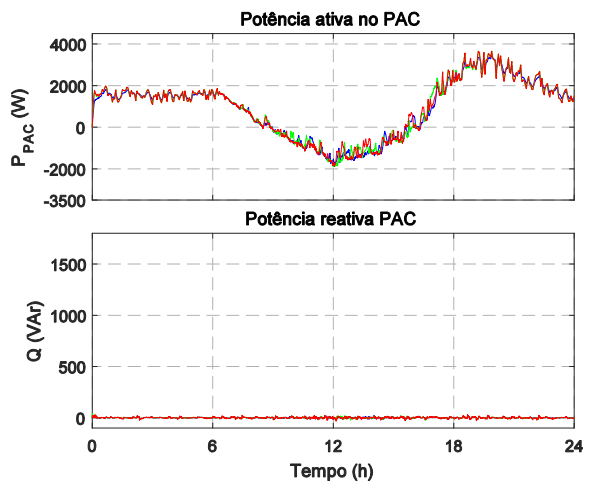


Figura 10. Potência Ativa e Reativa no PAC com GD e UI (fase *a* em azul, *b* em verde e *c* em vermelho).

potência ativa, atrelada ainda à minimização do desbalanço de tensão no PAC. Este resultado é factível devido à inclusão da UI no suporte da MR, possibilitando a troca de energia entre as fases da MR. Nota-se ainda na Figura 10 que a potência ativa no PAC apresenta inversão de sentido durante o período de pico de geração, paralelamente comprovando-se uma efetiva compensação da potência reativa circulando na MR.

5 Conclusão

O presente trabalho apresentou uma metodologia de controle hierárquico e centralizado de MRs, possibilitando a obtenção de maior controlabilidade e adequabilidade no despacho de geradores distribuídos. O método de otimização adotado possibilitou tomadas de decisão precisas e alinhadas a necessidades de qualidade de energia elétrica. Por meio das análises baseadas nos fatores de geração (FG), fator de desequilíbrio de tensão (FD) e fluxo de potência no PAC, avaliou-se a adequação e relevância da técnica proposta. Maximização do FG pode ser obtida, mantendo a controlabilidade sobre o desbalanço de tensão da MR trifásica.

A integração do conversor UI na metodologia, o qual é originalmente proposto para operar sob condição de formador de rede, possibilitou a maximização do FG, concomitantemente à minimização do desbalanço de tensão, uma vez que um caminho para a troca de potência entre as fases da MR pode ser estabelecido.

Agradecimentos

Essa pesquisa foi financiada pela CAPES - Brasil, CNPq (420850/2016-3) e FAPESP (2016/08645-9, 2017/24652-8).

Referências Bibliográficas

- ANEEL (2016) “PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*, p. 1–76. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Módulo_8_Revisão_7.pdf.
- Barbosa, A., Ribeiro, L. e Arantes, J. (2010) “Algoritmo Genético Multiobjetivo: Sistema adaptativo com elitismo”, in *Proceedings of the 9th Brazilian Conference on Dynamics Control and their Applications*. Serra Negra, SP, p. 6.
- Brandao, D. I., Caldognetto, T., et al. (2016) “Centralized Control of Distributed Single-Phase Inverters Arbitrarily Connected to Three-Phase Four-Wire Microgrids”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(1), p. 437–446. doi: 10.1109/TSG.2016.2586744.
- Brandao, D. I., Pomilio, J. A., et al. (2016) “Coordinated control of distributed generators in meshed low-voltage microgrids: Power flow control and voltage regulation”, in *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. IEEE, p. 249–254. doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783458.
- Caldognetto, T. et al. (2015) “Power-Based Control of Low-Voltage Microgrids”, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 3(4), p. 1056–1066. doi: 10.1109/JESTPE.2015.2413361.
- Caldognetto, T. e Tenti, P. (2016) “Integration and Control of Heterogeneous Power Sources in Meshed Distribution Grids”, in *2016 IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG*. Vancouver, BC, Canada: IEEE. doi: 10.1109/PEDG.2016.7527049.
- Deb, K. et al. (2002) “A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II”, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 6(2), p. 182–197. doi: 10.1109/4235.996017.
- Ferreira, W. M. et al. (2017) “Multiobjective Approach for Power Flow and Unbalance Control in Low-Voltage Networks Considering Distributed Energy Resources”, in *2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*. Juiz de Fora, MG, Brasil: IEEE, p. 1–6. doi: 10.1109/COBEP.2017.8257261.
- Hassan, M. e Abido, M. (2011) “Optimal Design of Microgrids in Autonomous and Grid-Connected Modes Using Particle Swarm Optimization”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26(3), p. 755–769. doi: 10.1109/TPEL.2010.2100101.
- Opricovic, S. e Tzeng, G. H. (2004) “Compromise solution by MCDM methods: A comparative analysis of VIKOR and TOPSIS”, *European Journal of Operational Research*, 156(2), p. 445–455. doi: 10.1016/S0377-2217(03)00020-1.
- Paredes, H. K. M. (2011) *Teoria de potência conservativa: uma nova abordagem para o controle cooperativo de condicionadores de energia e considerações sobre atribuição de responsabilidades*. Tese (PhD.), Universidade Estadual de Campinas. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/260969> (Acessado: 16 de setembro de 2016).
- Parisio, A., Rikos, E. e Glielmo, L. (2014) “A Model Predictive Control Approach to Microgrid Operation Optimization”, *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 22(5), p. 1813–1827. doi: 10.1109/TCST.2013.2295737.
- Rao, S. S. (2009) *Engineering optimization: theory and practice*. 4º ed. New Jersey: John Wiley & Sons.
- Tenti, P. et al. (2015) “Control of Utility Interfaces in Low Voltage Microgrids”, *Eletrônica de Potência/Associação Brasileira de Eletrônica de Potência*. Sobraep, 20(4), p. 373–382. doi: 10.18618/REP.2015.4.2556.
- Tenti, P., Paredes, H. K. M. e Mattavelli, P. (2011) “Conservative Power Theory, a Framework to Approach Control and Accountability Issues in Smart Microgrids”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26(3), p. 664–673. doi: 10.1109/TPEL.2010.2093153.
- Weckx, S., Gonzalez, C. e Driesen, J. (2014) “Combined Central and Local Active and Reactive Power Control of PV Inverters”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(3), p. 776–784. doi: 10.1109/TSTE.2014.2300934.