

CONTROLE COORDENADO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM MICRORREDES HÍBRIDAS C.A./C.C.

WILLIAN MARLON FERREIRA^{†*}, RHONEI PATRIC DOS SANTOS*, DANILO IGLESIAS BRANDÃO*,
THIAGO RIBEIRO DE OLIVEIRA[‡], PEDRO FRANCISCO DONOSO GARCIA^{†*}

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais
Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901
Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil*

*†Departamento de Engenharia Eletrônica - Universidade Federal de Minas Gerais
Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901
Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil*

*‡Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais
Ipatinga, Minas Gerais, Brasil*

Emails: willian.ferreira@ifmg.edu.br, rhoneipatric.eletrica@gmail.com,
dibrandao@ufmg.br, troliveira@cpdee.ufmg.br, pedro@cpdee.ufmg.br

Abstract— This paper presents an adaptation of the Power-Based Control (PBC) to make it suitable for coordinately control distributed generators in low-voltage AC/DC hybrid microgrids. Such control aims at achieving accurate power flow regulation at the point of common coupling between the microgrid and the main grid, and sustaining a proportional contribution among the microgrid's distributed energy resources. The energy storage based distributed units are driven to balancing charge/discharge energy ensuring then equalized state-of-charge, and smooth power exchange between AC and DC microgrids. Such strategy relies on narrowband communication links and does not require previous knowledge of network parameters. The performance of the adapted control is evaluated through MATLAB/Simulink simulation which shows the effective behaviour in terms of power flow management in both islanded and connected operating modes.

Keywords— Distributed generation, Energy storage, Hybrid microgrid, Power-sharing, Smart-grids.

Resumo— Este trabalho apresenta uma adaptação do Controle Baseado em Potência (CBP) com o intuito de torná-lo adequado para o controle coordenado de geradores distribuídos em microrredes híbridas c.a./c.c. em baixa tensão. Tal estratégia de controle tem como objetivo promover uma regulação precisa do fluxo de potência no ponto de acoplamento comum entre uma microrrede e a rede elétrica principal, mantendo uma contribuição proporcional entre os recursos energéticos distribuídos desta microrrede. As unidades distribuídas de armazenamento de energia são controladas de modo a equilibrar as suas energias de carga/descarga e assim assegurar que o estado de carga dos acumuladores seja equalizado e que haja um intercâmbio de energia suave entre as sub-redes c.a. e c.c. Esta estratégia de controle emprega elos de comunicação de baixa velocidade e não demanda o prévio conhecimento dos parâmetros da rede local. O desempenho da estratégia de controle proposta é avaliado por meio de simulação em MATLAB/Simulink, onde se observa um comportamento eficaz em termos do gerenciamento do fluxo de potência tanto em modo ilhado, quanto em modo conectado.

Palavras-chave— Geração Distribuída, Armazenamento de Energia, Microrrede Híbrida, Partilhamento de Potência, Redes Inteligentes.

1 Introdução

Com o crescimento da demanda por energia elétrica e as preocupações com questões ambientais, métodos para a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis vem ganhando espaço. No entanto, o comportamento intermitente dessas fontes requer o uso de sistemas de armazenamento de energia (*ESS - energy storage system*) para que uma maior penetração de recursos energéticos distribuídos (*DER - distributed energy resource*) na matriz energética seja possível. Neste contexto, as microrredes surgem como um modelo promissor para se controlar e coordenar múltiplas unidades distribuídas arbitrariamente alocadas em uma rede (Zhang et al., 2017).

Além disso, dispositivos alimentados em corrente contínua, e.g., equipamentos eletrônicos, reatores, inversores de frequência, entre outros, re-

presentam uma parcela significativa das cargas encontradas em ambientes residenciais, comerciais e industriais. Com isso, a utilização de sistemas de distribuição em corrente contínua (c.c.) tem o potencial de eliminar estágios de conversão de potência desnecessários, reduzindo perdas e elevando a eficiência energética do sistema. Assim, a integração de barramentos c.c. e c.a. em uma microrrede emerge como uma estrutura atrai-ente para sistemas elétricos modernos (Kurohane et al., 2010). A interface entre as sub-redes c.a. e c.c. é realizada por um conversor de interconexão (CI), o qual deve ser controlado de modo a propiciar um partilhamento adequado de potência entre os conversores estáticos da microrrede (Loh et al., 2013a).

Diversas metodologias para se efetuar o partilhamento de potência são propostas na literatura. Em (Han et al., 2016) é feita uma revisão de mé-

todos de partilhamento empregados em microrredes c.a. operando em modo ilhado. São descritos métodos que utilizam elos de comunicação, e.g., controle centralizado, controle Mestre-Escravo e controle distribuído, sendo que a dependência da comunicação é tratada como algo que compromete a confiabilidade da microrrede. Estratégias baseadas em curvas de decaimento (*droop*) são apresentadas como uma opção para se evitar a necessidade de comunicação e aumentar a confiabilidade e expansibilidade do sistema.

Sistemas de armazenamento de energia constituem um elemento chave na operação de microrredes híbridas c.a./c.c., pois eles tornam possível o controle e gerenciamento de energia das sub-redes c.a. e c.c., de forma que a adoção de estratégias de controle que lidam com a integração de unidades distribuídas de armazenamento de energia (*ESU* - *energy storage units*) aos barramentos da microrrede é crucial. Em (Oliveira et al., 2017) um método capaz de equalizar o estado de carga (*SOC* - *state-of-charge*) e realizar o controle de carga e descarga do ESS foi proposto. O autor emprega uma estratégia hierárquica de controle das ESU, sendo que o nível primário utiliza controle por *droop* para promover o partilhamento de potência, enquanto um nível secundário baseado em um elo de comunicação de baixa velocidade foi usado para adaptar as curvas de decaimento do nível primário e obter a equalização de SOC. Já em (Loh et al., 2013b) é proposta uma metodologia para realizar a carga e descarga das ESU de forma dinâmica e sem a necessidade da comunicação, no entanto, a equalização dos estados de carga não é previsto.

As estratégias de controle do CI descritas na literatura podem ser divididas em dois principais ramos: o primeiro consiste em se controlar o CI como fonte de tensão (Loh et al., 2013b), (Lu et al., 2014) enquanto o segundo ramo lida com o CI como uma fonte de corrente (Loh et al., 2013a), (Eghtedarpour and Farjah, 2014). Operar o CI como fonte de tensão impossibilita a obtenção de um partilhamento de potência preciso entre as sub-redes c.c. e c.a., contudo a transição entre modos de operação da microrrede pode ocorrer de modo suave. Por outro lado, o controle como fonte de corrente pode garantir um partilhamento de potência adequado, sem desvios de frequência e tensão, no entanto, as transições de modo demandam maior cuidado (Zhang et al., 2017).

Para se associar DER e ESU aos barramentos c.a. e c.c. de uma microrrede, estes são interligados por um CI, uma estrutura hierárquica de controle deve ser adequadamente definida para se poder gerenciar o fluxo de potência entre os subsistemas da microrrede. Em (Guerrero et al., 2011), uma estratégia de controle hierárquico baseado no modelo ISA-95 foi proposta para microrredes c.a. e c.c.. Esta estratégia descreve três níveis de con-

trole: 1) o nível primário é embarcado no controle local dos conversores estáticos e emprega controle por *droop* para obter partilhamento de potência; 2) o nível secundário emprega um elo de comunicação de baixa velocidade para corrigir eventuais desvios de tensão/frequência introduzidos pelo controle primário; 3) o nível terciário é responsável por gerenciar o fluxo de potência no ponto de acoplamento comum (PAC). A mesma arquitetura foi utilizada em (Zhang et al., 2017), (Loh et al., 2013b) e (Lu et al., 2014).

Inspirado por (Loh et al., 2013a), em (Che et al., 2015) foi proposta a aplicação de uma estratégia hierárquica para o controle de múltiplas microrredes. O primeiro nível de controle se trata de um duplo *droop*. Já o segundo nível é realizado de forma descentralizada, não utilizando um elo de comunicação e se encontra embarcado nos conversores de interligação. O segundo nível de controle altera o ponto de operação de transferência de potência por meio do CI a fim de restaurar para patamares nominais a frequência (no caso de uma microrrede c.a.) ou tensão (no caso de uma microrrede c.c.). Já o terceiro nível de controle trabalha com o intercâmbio de potência entre as microrredes e utiliza um elo de comunicação para essa tarefa.

Já em (Liu et al., 2017) uma metodologia de controle por *droop* baseado em potência é proposto para controle de uma microrrede c.c.. A técnica prevê a adição de uma malha de controle de potência que recebe sua referência de um segundo nível de controle, onde esse segundo nível realiza um preciso balanço de potência corrigindo as distorções do controle primário. Para que a técnica possua êxito, se faz necessária a medição de pequenas variações de tensão c.c., já que o *droop* opera em pequenas faixas de variação de tensão.

O presente trabalho propõe uma metodologia de controle para microrredes híbridas baseada na estratégia de controle centralizado chamada de Controle Baseado em Potência (CBP) (Caldognetto et al., 2015). A estratégia original foi modificada com o intuito de proporcionar o balanço de SOC das ESU e operação nos modos ilhado e conectado da microrrede.

2 Estrutura da Microrrede Híbrida Proposta

A estrutura de microrrede híbrida utilizada neste trabalho é apresentada na Fig. 1. A rede de distribuição da concessionária de energia é conectada ao nó 0 (N_0). No (PAC), um conversor bidirecional trifásico c.a./c.c., denominado de *utility interface* (UI) é empregado com o intuito de interligar os ramos c.c. e c.a. da microrrede. O lado c.c. do UI é conectado ao barramento c.c. de 380V, o qual alimenta as cargas da sub-rede c.c. em N_7 e N_8 . Esta também incorpora geração local,

por meio do DER_4 , e um ESS, composto por três ESU, como descrito em (Oliveira et al., 2017). Na sub-rede c.a., cargas são arbitrariamente alocadas entre as fases do barramento c.a., três DER monofásicos são distribuídos ao longo do sistema, isto é, DER_1 é conectado na fase a em N_5 , DER_2 na fase b em N_4 e DER_3 na fase c em N_6 .

As impedâncias dos nós da microrrede podem ser observadas na Tabela 1 e as capacidades de geração dos DER são 5 kVA, 6 kVA, 7 kVA e 7 kW para DER_1 ao DER_4 , respectivamente. Todos os DER, e o UI são interligados a um controlador central (CC), localizado no PAC, através de um elo de comunicação de baixa velocidade. A utilização de elos de comunicação sempre gera um questionamento quanto à operação da microrrede em caso de falhas nesses canais. Na microrrede implementada, em caso de falha ou interrupção dos canais de comunicação, os DERs passam a operar baseados apenas no seu controle local.

O controle da microrrede é dividido em três níveis hierárquicos (Bidram and Davoudi, 2012). O primeiro nível (local) gerencia as funções locais básicas, como: gerenciamento local de energia, compensação de harmônicos e reativos da carga local e estabilização da tensão local. O segundo nível de controle possui a função de partilhamento de potência ativa e reativa entre os DER. Finalmente, o terceiro nível (global) é responsável pela negociação entre microrrede e concessionária com o intuito de otimizar tanto o fluxo de potência quanto os parâmetros globais. Neste nível geralmente as grandezas presentes no PAC são medidas e controladas (Bidram and Davoudi, 2012).

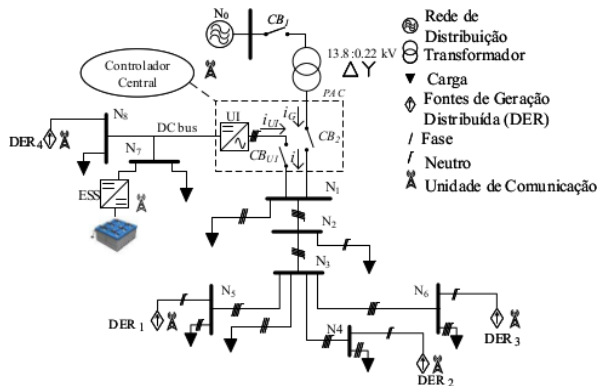


Figura 1: Diagrama Unifilar da Microrrede Híbrida Fictícia para Estudo de Caso Proposta

2.1 Conversor Utility Interface (UI)

O UI acopla os barramentos c.c. e c.a. da microrrede e executa funções de nível secundário em ambos. A topologia do conversor UI foi definida como uma estrutura de dois estágios, de modo a se desacoplar a dinâmica das malhas de controle dos lados c.a. e c.c., acomodar maiores ondulações de tensão no elo c.c. interno sem afetar o controle de

Tabela 1: Impedâncias da Microrrede

Impedância de Linha		Z [mΩ]
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	$37,8 + j13,83$
UI	N_7	$3,7 + j0$

tensão em ambos lados do conversor e possibilitar o bloqueio de corrente tanto no lado c.c., quanto no lado c.a.. A Fig. 2 ilustra a topologia do conversor: um estágio c.a./c.c. trifásico com quatro braços e um estágio c.c./c.c. de dois quadrantes. O estágio c.a./c.c. permite a injeção de correntes desbalanceadas no barramento c.a., possibilitando a correção de cargas desbalanceadas no PAC.

A Fig. 3 ilustra o comportamento do UI nos modos conectado e ilhado. Em modo conectado, o estágio c.c./c.c. é controlado como uma fonte de tensão, contribuindo ativamente para a regulação de tensão do barramento c.c., e consequentemente, o estágio c.a./c.c. é controlado como uma fonte de corrente dependente, extraindo do barramento c.a. a potência demandada pelo estágio c.c./c.c.. Essa configuração permite o controle dos DERs dos lados c.a. e c.c. e a equalização do estado de carga das ESU sob o controle baseado em potência e para isso eles devem ser despacháveis. O nível de tensão e a frequência do barramento c.a. são definidos pela rede elétrica, logo, tanto os DERs no lado c.a., quanto o UI operam como seguidores de rede, sincronizando-se à rede da concessionária e controlando os níveis de potência ativa e reativa em suas saídas. Neste sentido, o controle da injeção de correntes desbalanceadas é simplificado. No lado c.c. da microrrede, o DER atua como fonte de corrente, uma vez que o UI regula a tensão do barramento c.c..

Em modo ilhado, por outro lado, como a rede elétrica da concessionária não mais fornece a referência de tensão e frequência para o barramento c.a., o UI passa a operar como formador de rede para o barramento c.a., assim, o estágio c.a./c.c. é controlado como uma fonte de tensão, fornecendo as referências de tensão e frequência para o lado c.a., enquanto o estágio c.c./c.c. é controlado como uma fonte de corrente de forma a realizar o balanço energético para a microrrede. Assim, os DERs no lado c.a. continuam a atuar como seguidores de rede, mas como o estágio c.c./c.c. da UI agora é controlado como fonte de corrente, as ESU alocadas no barramento c.c. passam a operar como fontes de tensão de modo a assegurar a regulação do barramento c.c..

É importante ressaltar que, em caso de falha no conversor UI, as sub-redes c.a. e c.c. passam a operar de forma independente, sendo que o lado

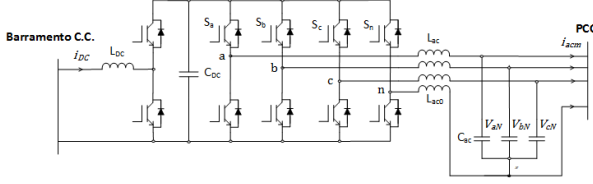


Figura 2: Topologia do UI

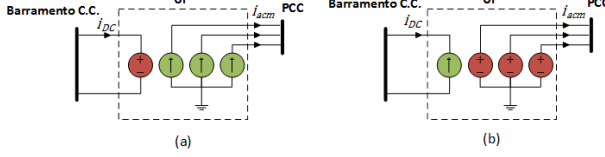


Figura 3: Operação do UI. (a) Modo Conectado; (b) Modo Ilhado.

c.a. pode manter sua operação normal quando conectado à rede, com os DERs seguindo a referência de tensão e frequência imposta pela rede, mas se por algum motivo o lado c.a. se desconectar da rede, ele deixa de operar pois não haverá mais um formador de rede para os DERs. Já o lado c.c. pode manter sua operação normal enquanto houver energia disponível no sistema de armazenamento. A regulação do barramento c.c. será realizada pelos conversores c.c./c.c. do ESS.

3 Estratégia de Controle Proposta

O CBP foi inicialmente proposto para microrredes c.a. em (Caldognetto et al., 2015), tendo como premissa que cada DER deve contribuir para as necessidades de potência da microrrede proporcionalmente à sua disponibilidade de geração (Brandao et al., 2016). Para atingir este objetivo, periodicamente o controlador central obtém de cada DER as suas potências ativa e reativa de saída e a sua capacidade de geração disponível. Em seguida, ele computa a demanda de potência ativa e reativa da microrrede e a capacidade de geração total para o próximo ciclo de controle. Então, o CC define os coeficientes escalares que serão difundidos a todos os DER, o que permite a eles ajustar a sua geração local de potência de modo a atender a demanda de potência da microrrede e os requisitos de fluxo de potência no PAC (Brandao et al., 2017).

Para uma microrrede híbrida, esta estratégia deve ser adaptada para lidar com a existência de um barramento c.c. e seus recursos locais, através da inclusão de um coeficiente de comando para regular o DER do lado c.c. de forma proporcional. Além disso, como também ocorre na implementação convencional do CBP, as condições de cada DER devem ser conhecidas, ou seja, se ele está conectado ao barramento c.c. ou ao c.a., onde é necessário saber em qual fase o DER foi alocado (i.e., a , b , c). Assim sendo, para a arquitetura de

microrrede híbrida proposta, cada DER deve enviar ao CC uma requisição de cadastro de modo a atualizar uma lista com o status das conexões dos DERs, e.g., X_{lj} , onde $l \in [1, 2, 3, 4]$ define a posição do DER (1, 2 e 3 para as fases a , b e c , respectivamente, e 4 para o barramento c.c.), enquanto j se refere ao identificador numérico de um DER naquela posição.

Uma vez que o registro dos DERs é realizado, o CBP aplicado a microrredes híbridas pode ser descrito da seguinte forma: no início de cada ciclo de controle k , o CC requer do j -ésimo DER ($j=1, 2, \dots, J$, onde J é o número de DERs da microrrede) informações relativas à sua potência ativa de saída ($P_{Gj}(k)$), potência reativa ($Q_{Gj}(k)$), máxima capacidade de geração de potência ativa ($P_{Gj}^{max}(k)$), de modo a se avaliar a capacidade de geração daquele recurso energético, e.g., para um gerador fotovoltaico, isto significaria o seu ponto de máxima potência, e a capacidade nominal do conversor estático associado ao DER ($A_{Gj}(k)$). Do conversor UI são solicitados pelo CC, as suas potências ativa ($P_{UI}(k)$) e reativa ($Q_{UI}(k)$) de saída e a sua máxima capacidade de geração de potência ativa ($P_{UI}^{max}(k)$). De cada ESU são requeridos a potência ativa de saída ($P_{ESS}(k)$), a máxima capacidade de descarga ($P_{ESS}^{min}(k)$) e a máxima capacidade de carga ($P_{ESS}^{max}(k)$).

Baseado nos dados adquiridos, o CC computa:

- A potência total ativa e reativa por fase fornecida pelos DERs para o ciclo de controle atual (k):

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

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

tal que $l = m$, e $m \in [1, 2, 3]$ se refere às fases do barramento c.a., sendo que $X_{lj} = 1$, se o j -ésimo DER é conectado ao ponto l , ou $X_{lj} = 0$ caso contrário.

Similarmente, a capacidade nominal total dos DER ($A_{Gmt}(k)$), assim como as máximas potências ativa ($P_{Gmt}^{max}(k)$) e reativa ($Q_{Gmt}^{max}(k)$) por fase podem ser calculadas. A máxima potência reativa gerada pelo j -ésimo DER é calculada como:

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

- A potência total ativa e reativa absorvida pela microrrede no ciclo de operação k são calculadas como:

$$P_{Lmt}(k) = P_{GRIDm}(k) + P_{Gmt}(k) + P_{UI}(k) \quad (4)$$

$$Q_{Lmt}(k) = Q_{GRIDm}(k) + Q_{Gmt}(k) + Q_{UI}(k) \quad (5)$$

onde $P_{GRIDm}(k)$ e $Q_{GRIDm}(k)$ são as potências ativa e reativa, respectivamente, medidas na m -ésima fase do lado da rede elétrica do PAC.

- 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 calculadas como:

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

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

onde $P_{PACm}^*(k+1)$ e $Q_{PAC}^*(k+1)$ são as referências de potência ativa e reativa da m -ésima fase para o PAC no próximo ciclo de controle. As referências de potências para o PAC são definidas de acordo com a necessidade do sistema e são estabelecidas por um nível terciário de controle.

- As referências de potência ativa e reativa do UI para o próximo ciclo de controle são definidas como:

$$P_{UIIm}^*(k+1) = P_{PACm}^*(k+1) - P_{GRIDm}^*(k+1) \quad (8)$$

$$Q_{UIIm}^*(k+1) = Q_{PACm}^*(k+1) - Q_{GRIDm}^*(k+1) \quad (9)$$

onde, $P_{GRIDm}^*(k+1)$ e $Q_{GRIDm}^*(k+1)$ são as referências de potência ativa e reativa para a m -ésima fase da rede principal no próximo ciclo de controle. Vale ressaltar que a variável de referência de potência ativa para o UI não representa uma referência para uma malha de controle de potência do conversor. Sua função é a de gerar um compromisso entre lado c.a. e c.c. que garanta o equilíbrio de potência. Durante a operação em modo ilhado as referências $P_{GRIDm}^*(k+1)$ e $Q_{GRIDm}^*(k+1)$ são iguais a zero, e $P_{UIIm}^*(k+1) = P_{PACm}^*(k)$.

- O cálculo da potência ativa injetada pelos DERs no barramento c.c., no ciclo de controle k , é realizado como:

$$P_{GDCt}(k) = \sum_{j=1}^J P_{Gj}(k) \cdot X_{lj} \quad (10)$$

tal que $l = 4$, e de modo semelhante, a máxima potência ativa total ($P_{GDCt}^{max}(k)$) a ser injetada pelos DERs do lado c.c. pode ser definida.

- A potência ativa total absorvida pelo lado c.c. da microrrede híbrida no ciclo de controle k é definida como:

$$P_{LDCt}(k) = -P_{UIIm}(k) + P_{ESS}(k) + P_{GDCt}(k) \quad (11)$$

- A referência de potência para o sistema de armazenamento de energia para o próximo ciclo de controle, pode então ser estabelecida como:

$$P_{ESS}^*(k+1) = P_{LDCt}(k) - P_{GDCt}^{max}(k) + P_{UIIt}^*(k+1) \quad (12)$$

onde $P_{UIIt}^*(k+1) = \sum_{m=1}^3 P_{UIIm}^*(k+1)$. $P_{GDCt}^{max}(k)$ é a capacidade máxima de geração dos DER c.c.. É importante ressaltar que $P_{ESS}^*(k+1)$ deve ser limitado em sua máxima capacidade de carga ($P_{ESS}^{max}(k)$), que é a máxima potência que o ESS pode atingir sem que ocorra sobrecarga, e máxima capacidade de descarga ($P_{ESS}^{min}(k)$), que é a mínima potência que o ESS poderá atingir para que não haja descarga profunda das ESU.

- A referência de potência ativa para os DER c.c. no ciclo de controle $k+1$ é definida como:

$$P_{GDCt}^*(k+1) = P_{LDCt}(k) + P_{UIIt}^*(k+1) - P_{ESS}^*(k+1) \quad (13)$$

Após todos os parâmetros supracitados serem computados, o CC calcula os coeficientes escalares α_{Pm} , α_{Qm} e α_{DC} os quais podem assumir valores entre $[-1,1]$, e os envia a todos os DER da microrrede. A potência ativa por fase é controlada por meio de α_{Pm} enquanto a potência reativa por fase é controlada por α_{Qm} e a potência ativa processada pelos DERs do lado c.c. é controlada por α_{DC} . A Tabela 2 demonstra o cálculo utilizado para os coeficientes escalares no CC e a Tabela 3 demonstra como esses coeficientes são empregados no controle de potência dos DERs. Os sinais negativos e positivos α_{DC} e α_{Pm} significam potência ativa absorvida e injetada, respectivamente, enquanto para α_{Qm} eles representam potência reativa capacitiva e indutiva, respectivamente.

Tabela 2: Coeficientes Escalares do Controle Baseado em Potência

Condições de Potência	Coeficientes
$P_{GDCt}^*(k+1) < 0$	$\alpha_{DC} = 0$
$0 \leq P_{GDCt}^*(k+1) \leq P_{GDCt}^{max}(k)$	$\alpha_{DC} = \frac{P_{GDCt}^*(k+1)}{P_{GDCt}^{max}(k)}$
$P_{GDCt}^*(k+1) > P_{GDCt}^{max}(k)$	$\alpha_{DC} = 1$
$P_{Gmt}^*(k+1) < 0$	$\alpha_{Pm} = 0$
$0 \leq P_{Gmt}^*(k+1) \leq P_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{Pm} = \frac{P_{Gmt}^*(k+1)}{P_{Gmt}^{max}(k)}$
$P_{Gmt}^*(k+1) > P_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{Pm} = 1$
$Q_{Gmt}^*(k+1) \leq Q_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{Qm} = \frac{Q_{Gmt}^*(k+1)}{Q_{Gmt}^{max}(k)}$

Tabela 3: Referência de Potência para cada DER

Coeficientes Escalares	Referência de Potência
$-1 \leq \alpha_{DC} \leq 1$	$P_{GDCj}^*(k+1) = \alpha_{DC} \cdot P_{GDCj}^{max}(k)$
$-1 \leq \alpha_{Pm} \leq 1$	$P_{Gmj}^*(k+1) = \alpha_{Pm} \cdot P_{Gmj}^{max}(k)$
$-1 \leq \alpha_{Qm} \leq 1$	$Q_{Gmj}^*(k+1) = \alpha_{Qm} \cdot Q_{Gmj}^{max}(k)$

4 Estudo de Caso

Com o intuito de demonstrar o comportamento da microrrede híbrida sob a estratégia de Controle Baseado em Potência proposta neste trabalho, a simulação da operação da microrrede em um período de 72 horas foi realizada em MATLAB/Simulink, cujos resultados são apresentados nas Figs. 4 - 7.

As referências para o PAC e para a rede da concessionária foram fixadas em $P_{PACm}^*(k+1) = -500W$, $P_{GRIDm}^*(k+1) = 1000W$ e $Q_{PACm}^*(k+1) = Q_{GRIDm}^*(k+1) = 0kVar$ durante o modo conectado, e $P_{PACm}^*(k+1) = 500W$, $P_{GRIDm}^*(k+1) = 0W$ e $Q_{PACm}^*(k+1) = Q_{GRIDm}^*(k+1) = 0kVar$ durante o modo ilhado. Os estados de carga iniciais dos três ESU foram estabelecidos como 80%, 92% e 50%.

A Fig. 4 mostra que durante o intervalo de 0-6h a potência ativa na rede da concessionária é positiva, o que indica baixa capacidade de geração por parte da microrrede. A tensão de pico no PAC encontra-se inferior a 180 V e pode-se observar um desequilíbrio de tensão ocasionado por cargas desbalanceadas presentes na microrrede. A Fig. 5 apresenta a potência ativa fornecida pelo conversor UI. Durante o mesmo intervalo, o UI está exportando potência do barramento c.a. para o c.c., com uma potência de referência de -1500 W por fase, como estabelece (8). Pode-se observar ainda que a potência reativa é totalmente compensada por meio dos DERs.

O fluxo de potência entre os recursos energéticos conectados ao barramento c.c. é apresentado na Fig. 6. Observa-se que a energia fornecida pelo UI é utilizada para alimentar as cargas locais e também carregar as ESU, o que pode ser constatado pelo fato de os SOC dessas unidades estar aumentando no intervalo em análise. O ESS lida localmente com o partilhamento de potência entre as suas unidades, de modo a promover uma equalização dos SOC. Nota-se que a unidade com menor SOC irá receber uma parcela maior de potência do que as demais, se carregando mais rapidamente. À medida que os estados de carga se equalizam, a potência absorvida pelo ESS será igualmente partilhada pelas unidades, de modo que todas atingem a condição de carga completa ao mesmo instante em $t \approx 12$ h.

Durante o período de 7-18h os DERs possuem capacidade de geração de potência ativa e pode-se observar uma inversão do fluxo de potência no PAC. No intervalo de 9-12h, a potência produzida pelos DER é suficiente para inverter o fluxo no PAC e sustentar os valores de referência estabelecidos para a potência ativa no PAC e na rede da concessionária. Após $t=12$ h, as ESU estão completamente carregadas, de modo que, para se manter o fluxo de potência na sua referência, o DER c.c. é desconectado, como pode ser inferido pelo

coeficiente α_{DC} , na Fig. 7. Contudo, apesar de os DERs c.a. serem capazes de manter a referência de potência no PAC, o UI é forçado a regular o barramento c.c., de forma que a potência ativa na rede da concessionária não é mais regulada. Após $t=17$ h, os geradores locais não são mais capazes de produzir potência ativa e consequentemente, tanto a referência de potência no PAC, quanto na rede principal, não são mais mantidas, sendo que o fluxo de potência nesses dois pontos passam a depender apenas do perfil de carga da microrrede.

Em dois intervalos, a microrrede opera em modo ilhado, com a abertura do disjuntor CB₂: de 24-33h e de 60-72h. Durante esses períodos a potência ativa e reativa na rede principal são nulas. Observa-se nas Figs. 5 e 6 que o UI assume a regulação do barramento c.a., alimentando as cargas c.a.. Como durante o intervalo de 24-30h nenhum DER tem capacidade de geração de potência, as baterias do ESS descarregam-se, fornecendo toda potência demandada pelo UI e pelas cargas c.c.. No período de 30-33h, os DERs retomam capacidade de geração, de modo que o ESS reduz sua potência de saída, preservando assim sua capacidade armazenada. É conveniente mencionar que durante o modo ilhado, o barramento c.c. mostra uma pequena variação na sua tensão, isto se deve ao fato de na simulação ter-se considerado a existência de cabos conectando o ESS ao nó N₇, onde se encontra o UI e o DER₄ e onde a medição de tensão é tomada, logo, como o ESS assume a regulação de tensão do barramento c.c., existirá uma queda de tensão entre o ponto de conexão do ESS e o nó N₇.

5 Conclusão

A estratégia de Controle Baseado em Potência, modificado para aplicação em microrredes híbridas c.a./c.c. através da inclusão de um coeficiente para regulação do DER do lado c.c., se mostrou eficaz em promover o controle do fluxo de potência no PAC e concomitantemente gerenciar o sistema de armazenamento de energia, provendo equalização de estado de carga e o controle de carga e descarga das unidades de armazenamento. Além disso, nota-se um intercâmbio suave de potência entre os barramentos c.a. e c.c. da microrrede. Com o intuito de se extrair o máximo desempenho da estratégia de controle e avaliar completamente o seu comportamento, um nível terciário de controle deve ser incorporado ao sistema, uma vez que as referências de potência para a rede elétrica podem ser dinamicamente definidas em função de exigências do operador do sistema de distribuição e de condições de operação da microrrede. O emprego de uma plataforma para validação experimental da estratégia de controle também se faz interessante e está em atual desenvolvimento.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro da CAPES, CNPQ (420850/2016-3) e FAPEMIG (APQ - 03388-17).

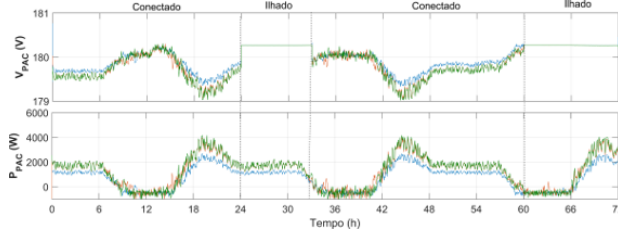


Figura 4: Grandezas do PAC. De Cima para Baixo: Tensão e Potência Ativa no PAC.

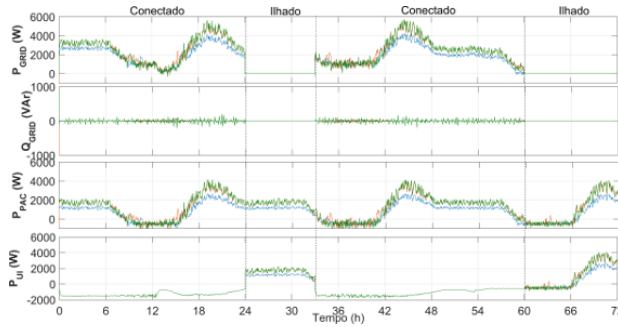


Figura 5: Fluxo de potência na microrrede. De cima para baixo: Potência ativa na rede, potência reativa na rede, potência ativa no PAC e UI.

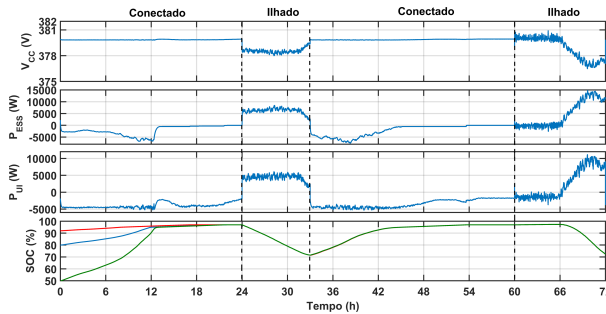


Figura 6: Grandezas do lado C.C.. De cima para baixo: Tensão, Potência processada pelo ESS, Potência UI e Estado de carga das ESU.

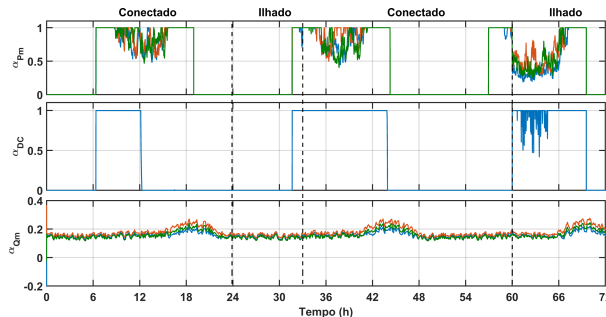


Figura 7: Coeficientes Escalares.

Referências

- Bidram, A. and Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of microgrids control system, *IEEE Transactions on Smart Grid* **3**(4): 1963–1976.
- Brandao, D. I., Caldognetto, T., Marafão, F. P., Simões, M. G., Pomilio, J. A. and Tenti, P. (2017). Centralized control of distributed single-phase inverters arbitrarily connected to three-phase four-wire microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **8**(1): 437–446.
- Brandao, D., Pomilio, J., Caldognetto, T., Buso, S. and Tenti, P. (2016). Coordinated control of distributed generators in meshed low-voltage microgrids: Power flow control and voltage regulation, *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016 17th International Conference on*, IEEE, pp. 249–254.
- Caldognetto, T., Buso, S., Tenti, P. and Brandao, D. I. (2015). Power-based control of low-voltage microgrids, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* **3**(4): 1056–1066.
- Che, L., Shahidehpour, M., Alabdulwahab, A. and Al-Turki, Y. (2015). Hierarchical coordination of a community microgrid with ac and dc microgrids, *IEEE Transactions on smart grid* **6**(6): 3042–3051.
- Eghtedarpour, N. and Farjah, E. (2014). Power control and management in a hybrid ac/dc microgrid, *IEEE transactions on smart grid* **5**(3): 1494–1505.
- Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., De Vicuña, L. G. and Castilla, M. (2011). Hierarchical control of droop - controlled ac and dc microgrids - a general approach toward standardization, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **58**(1): 158–172.
- Han, H., Hou, X., Yang, J., Wu, J., Su, M. and Guerrero, J. M. (2016). Review of power sharing control strategies for islanding operation of ac microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **7**(1): 200–215.
- Kurohane, K., Senjyu, T., Uehara, A., Yona, A., Funabashi, T. and Kim, C.-H. (2010). A hybrid smart ac/dc power system, *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2010 the 5th IEEE Conference on*, Ieee, pp. 764–769.
- Liu, G., Caldognetto, T. and Mattavelli, P. (2017). Power-based droop control in dc microgrids enabling seamless disconnection from ac grids, *DC Microgrids (ICDCM), 2017 IEEE Second International Conference on*, IEEE, pp. 523–528.

- Loh, P. C., Li, D., Chai, Y. K. and Blaabjerg, F. (2013a). Autonomous operation of hybrid microgrid with ac and dc subgrids, *IEEE transactions on power electronics* **28**(5): 2214–2223.
- Loh, P. C., Li, D., Chai, Y. K. and Blaabjerg, F. (2013b). Hybrid ac–dc microgrids with energy storages and progressive energy flow tuning, *IEEE transactions on power electronics* **28**(4): 1533–1543.
- Lu, X., Guerrero, J. M., Sun, K., Vasquez, J. C., Teodorescu, R. and Huang, L. (2014). Hierarchical control of parallel ac-dc converter interfaces for hybrid microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **5**(2): 683–692.
- Oliveira, T. R., Silva, W. W. A. G. and Donoso-Garcia, P. F. (2017). Distributed secondary level control for energy storage management in dc microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **8**(6): 2597–2607.
- Zhang, H., Zhou, J., Sun, Q., Guerrero, J. M. and Ma, D. (2017). Data-driven control for inter-linked ac/dc microgrids via model-free adaptive control and dual-droop control, *IEEE Transactions on Smart Grid* **8**(2): 557–571.