

CONCEPÇÃO DE ESTRUTURA LABORATORIAL PARA REALIZAÇÃO DE ESTUDOS EM MICRORREDE EM CORRENTE CONTÍNUA DE BAIXA TENSÃO

Pedro Ferreira Torres¹ – pedro.ftorres@itec.ufpa.br
José de Arimatéia Alves Vieira Filho¹ – arimateia.eng@outlook.com
Samuel Williamson² – sam.williamson@bristol.ac.uk
Vilson Lima Chaar Junior¹ – vilsonchaar@gmail.com
João Tavares Pinho¹ – jtpinho@ufpa.br
Marcos André Barros Galhardo¹ – galhardo@ufpa.br
Wilson Negrão Macêdo¹ – wnmacedo@ufpa.br

¹Universidade Federal do Pará, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas

²University of Bristol, Electrical Energy Management Group

Resumo. Este trabalho apresenta uma proposta de desenvolvimento de microrrede em corrente contínua, para servir de base para realização de testes de modos de operação, ensaios em dispositivos de condicionamento de potência, estratégias de controle, dentre outros, bem como em aplicações voltadas à distribuição de energia em corrente contínua em baixa tensão, e para validar modelos matemáticos de processos relacionados. A estrutura proposta é composta por três geradores fotovoltaicos de 500 Wp cada, banco de baterias de 4,8 kWh, três controladores de carga formando um barramento de 24 V_{cc} e bancos de cargas distribuídos por uma rede com um comprimento total de 400 m. Além da descrição da estrutura e dos equipamentos utilizados, apresenta-se ainda resultados de simulações de fluxo de carga e testes preliminares realizados em bancada.

Palavras-chave: Microrrede c.c., LVDC, Minirredes

1. INTRODUÇÃO

A busca por sistemas de geração de energia elétrica menos agressivos ao meio ambiente, bem como os custos crescentes da energia proveniente da queima de combustíveis fósseis, vêm proporcionando no país um crescimento no número de aplicações de geração de energia por fontes renováveis alternativas, com destaque para a fonte solar fotovoltaica (FV) e a eólica (GWEC, 2016; Nascimento, 2017). A inserção de fontes de geração intermitente em barras de distribuição, anteriormente projetadas para operar apenas como carga, é acompanhada de um aumento na complexidade do sistema. Impactos negativos relacionados ao aumento da participação da geração distribuída já vêm sendo investigados, buscando novas propostas de medidas mitigatórias (Jenkins *et al.*, 2008).

Neste contexto, o conceito de minirredes de distribuição propõe flexibilizar os sistemas de distribuição tradicionais. Partindo-se do princípio que a complexidade de um sistema está diretamente relacionada à quantidade de barras presentes no mesmo, a subdivisão de uma grande rede de distribuição por grupos menores independentes vem facilitar a adoção de estratégias de controle, proteção, dentre outros, tornando o sistema mais confiável. Em DOE (2012) uma minirrede é definida como “um grupo interconectado de cargas e fontes de energia distribuídas e com fronteiras elétricas claramente definidas, que funcionam para a rede como uma entidade controlável única e que podem conectar-se ou desconectar-se da rede principal, operando em paralelo ou isoladamente.” Ainda neste sentido, a adoção de minirredes de distribuição em localidades isoladas é alternativa ao uso de sistemas individuais de geração, apresentando maior confiabilidade e robustez, uma vez que a geração, bem como eventuais sistemas de armazenamento de energia, são compartilhados entre os consumidores.

Sistemas em minirredes de distribuição de energia em corrente contínua em baixa tensão (LVDC, do inglês *low-voltage direct current*) apresentam-se como alternativa mais eficiente em relação aos tradicionais sistemas em corrente alternada. O aumento na participação de fontes de geração distribuída (em grande parte por sistemas fotovoltaicos) e a utilização de cargas elétricas mais eficientes em corrente contínua justificam o desenvolvimento deste tipo de minirrede, uma vez que reduzem o número de estágios de conversão, tornando o sistema mais eficiente, confiável e de menor custo (Elsayed *et al.*, 2015).

Dentre as vantagens da implementação de sistema de distribuição em minirrede c.c. destacam-se: uma menor complexidade e um maior controle sobre as fontes de geração distribuída; redução nas perdas por transmissão (não há a transmissão de potência reativa, além do melhor aproveitamento do condutor, uma vez que não ocorre o efeito pelicular em sistemas em corrente contínua); além da redução do número de estágios de conversão (tanto por parte da geração quanto da demanda) (Kumar *et al.*, 2016). Na Fig. 1 apresenta-se um comparativo entre sistemas em corrente alternada e sistemas em corrente contínua, destacando-se as etapas de conversão de energia presentes em cada tipo de sistema.

Muitas das dificuldades de implementação de sistemas em corrente contínua parte da falta de padronização e disponibilidade de equipamentos. A carência de equipamentos comercialmente disponíveis para operar em corrente contínua (muitos equipamentos, ainda que internamente operem em corrente contínua, são alimentados em corrente

alternada, que é retificada internamente na fonte do equipamento) é evidenciada pela ausência de normatizações que busquem padronizar esse tipo de sistema. Um exemplo disso é o nível de tensão que um sistema de distribuição em corrente contínua deve adotar. Há vários exemplos práticos em que sistemas LVDC são aplicados sem seguir uma padronização, dentre os quais Jhunjunwala *et al.* (2017), Fregosi *et al.* (2016), e Díaz *et al.* (2015).

Outras dificuldades estão relacionadas à implementação de dispositivos de proteção, que se diferenciam dos dispositivos em sistemas em corrente alternada baseados na passagem da corrente/tensão pelo zero – situação inexistente em sistemas de corrente contínua. Neste caso, a desconexão abrupta de cargas está mais propensa à formação de arcos voltaicos. No ramo de sistemas fotovoltaicos já existem dispositivos comercialmente disponíveis como disjuntores, fusíveis e chaves seccionadoras projetados para operar em corrente contínua. Outros dispositivos, como tomadas específicas para supressão de arcos, vêm sendo desenvolvidas (Tan *et al.*, 2014).

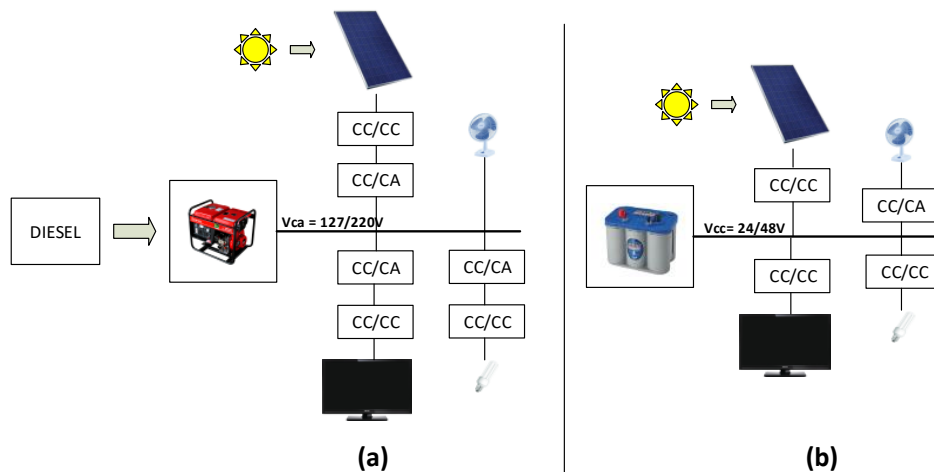


Figura 1 - Etapas de conversão em sistemas de distribuição (a) c.a. e (b) c.c.

A estrutura laboratorial proposta neste trabalho tem o objetivo de fomentar o desenvolvimento de aplicações de sistemas de distribuição em corrente contínua, especialmente para aplicação em microrredes isoladas que atualmente operam com geração independente (por exemplo, SIGFIs), com fontes baseadas na queima de combustíveis fósseis (por exemplo, grupo gerador a diesel) ou até mesmo sem acesso a eletricidade. A estrutura proposta serve como base para o teste de dispositivos para integração de fontes de geração alternativas, desenvolvimento de cargas em corrente contínua, testes de estratégias de controle e gerenciamento de energia, e para validar modelos matemáticos, como, por exemplo, estudos de fluxo de carga e estabilidade em sistemas de corrente contínua. É importante destacar que por se tratar de um sistema de dimensões reduzidas e baixa potência, o termo correto para designar a rede proposta é microrrede. Contudo, muito do descrito neste trabalho é aplicável a sistemas de maior porte e, portanto, ao longo do texto utiliza-se o termo genérico minirrede, reservando o termo microrrede para a aplicação específica.

Nas seções a seguir descreve-se a estrutura proposta, detalhando-se a topologia, equipamentos previstos e dimensionamento do sistema. Em seguida, apresenta-se o estudo de fluxo de carga realizado descrevendo-se as diferenças que devem ser consideradas em relação ao fluxo de carga tradicional, de forma a avaliar a operabilidade do sistema sob diferentes condições de carregamento. Para finalizar, apresenta-se um teste realizado em bancada avaliando o comportamento de diferentes dispositivos e as vantagens e desvantagens associadas ao uso de cada um deles.

2. CONCEPÇÃO DA MICRORREDE EM CORRENTE CONTÍNUA

No trabalho proposto, busca-se avaliar especificamente a viabilidade da implantação de microrrede em corrente contínua com sistema de armazenamento e integração de geração fotovoltaica. Uma concepção geral da rede proposta é apresentada na Fig. 2. Nos itens a seguir descrevem-se em detalhes os componentes para formação da rede.

Na Fig. 3 ilustram-se as distâncias envolvidas na rede proposta. Todos os equipamentos ficarão instalados em um centro de conexões, de modo a facilitar as conexões e a implementação de sistema de medição. Os nós N1, N5 e N12 estão conectados às saídas dos controladores de carga. Os nós N2, N4 e N9 correspondem aos pontos de conexão na rede dos nós N1, N5 e N12, respectivamente. N6, N7 e N11 representam os pontos de conexão aos bancos de cargas e N3, N8 e N10 os seus nós de conexão à rede, respectivamente. É importante destacar que os cabos utilizados são de condutores de alumínio de seção 35 mm².

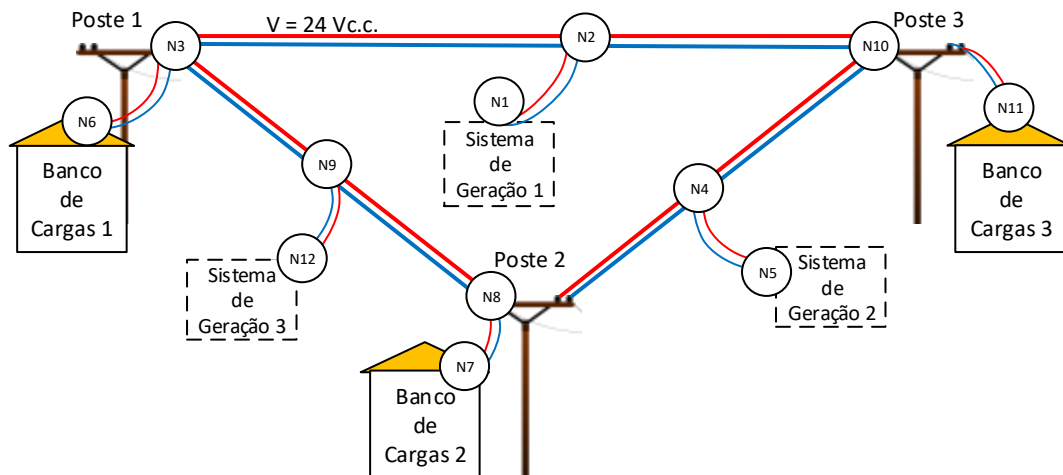


Figura 2 - Concepção ilustrativa da microrrede proposta, composta por três pontos de geração e três pontos de carga, distribuídos na rede.

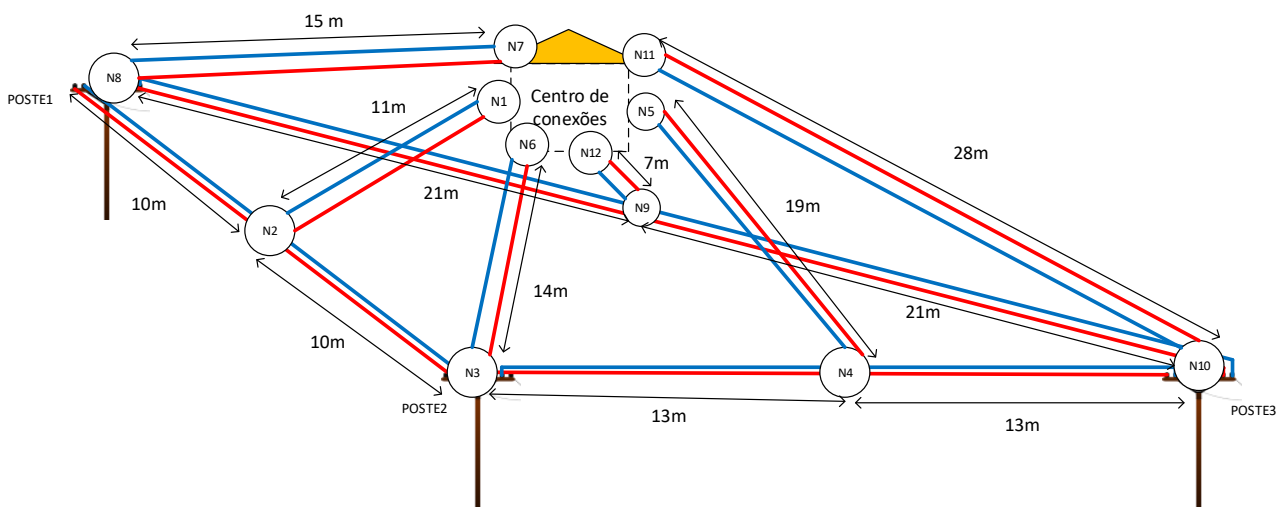


Figura 3 - Concepção física da rede, com destaque para o centro de conexões, onde todos os equipamentos da rede estarão abrigados.

2.1 Sistema de Geração e Armazenamento

A integração da geração FV em uma microrrede em corrente contínua deve ocorrer por meio de dispositivo conversor de potência capaz de adequar o ponto de operação do gerador FV ao nível de tensão de operação da microrrede, buscando sempre forçar o gerador FV a operar em seu ponto de máxima potência. Este tipo de conversor não é encontrado comercialmente para aplicações em geral, sendo fabricado sob encomenda para aplicações específicas de microrredes em corrente contínua. Como alternativa, optou-se por utilizar dispositivos controladores de carga, comercialmente disponíveis para aplicações de sistemas fotovoltaicos autônomos.

Propõe-se a integração de três geradores FV de 500 Wp cada, sendo cada gerador composto por dois módulos de 250 Wp, associados em série e conectados a um controlador de carga embarcado com algoritmo para seguimento de ponto de máxima potência (SPMP). Considerando uma média diária de 4,2 horas de sol pleno no local de instalação da microrrede, situada na área de testes do laboratório do GEDAE/UFPA (coordenadas: $-1,4705186^\circ$ S; $48,446224^\circ$ O), tem-se uma estimativa de geração diária média de aproximadamente 2,1 kWh por sistema de geração, totalizando 6,3 kWh de geração diária. Por questões de disponibilidade no laboratório, propõe-se a utilização de módulos de modelo YL250P-29b, do fabricante *Yingly*, de potência nominal 250 Wp, e com características elétricas indicadas na Tab. 1.

Tabela 1 - Características elétricas do módulo FV a ser utilizado na microrrede.

Potência nas STC (P_{MP})	250 W
Tensão na máxima potência (V_{MP})	30,4 V
Corrente na máxima potência (I_{MP})	8,24 A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	38,4 V
Corrente de curto circuito (I_{SC})	8,79 A
Coefficiente variação de potência por temperatura (γ)	-0,45 %/°C

A especificação do controlador de carga foi determinante na escolha do nível de tensão para operação da rede. Inicialmente, estudou-se a possibilidade de formação de barramento em 48 V, de modo a reduzir a corrente nos cabos de distribuição e uma conseqüente redução nas perdas por efeito joule. Contudo, após avaliar os dispositivos comercialmente disponíveis, constatou-se que para o nível de potência do gerador FV pretendido, os controladores de carga operam nas faixas de 12 V e 24 V. Destaca-se ainda que nesta faixa de potência, abaixo de 1 kW, são poucas as opções de controladores com recurso de SPMP. Os controladores de carga encontrados capazes de operar em 48 V são geralmente projetados para operar em níveis de potência acima de 2 kW e, conseqüentemente, apresentam custo significativamente superior em relação aos controladores de 24 V. Este problema de disponibilidade levou à reconsideração do nível de tensão no barramento de distribuição da rede, decidindo-se assim pelo nível de 24 V.

Após avaliar quesitos como custo, disponibilidade e adequação às especificações técnicas de potência, tensão e recurso de SPMP, optou-se por utilizar o controlador de carga modelo SCCM 20-100 do fabricante *Outback Power*. Suas características técnicas são apresentadas na Tab. 2.

Tabela 2 - Características do controlador de carga proposto.

Corrente máxima de saída	20 A
Tensão nominal das baterias	12/ 24 V
Potência de painel FV	300/ 600 W
Tensão máxima de entrada	100 V _{OC}
Eficiência máxima de conversão	97 %
Autoconsumo (<i>stand-by</i> /operando)	14/ 80 mA

Na escolha do sistema de armazenamento de energia, partiu-se da disponibilidade de baterias no laboratório. Neste caso, propõe-se a utilização de baterias de chumbo-ácido, seladas, modelo BlueTop D27M, do fabricante *OPTIMA*, de 12 V e 66 Ah em um regime de descarga de C/20, projetadas para aplicações de ciclo profundo. Para dimensionamento do banco de baterias, considerou-se uma eficiência de carga e descarga das baterias de 85 %, e eficiência dos dispositivos de conversão (controladores de carga, conversor c.c.-c.c. e c.c.-c.a.) de 90 %. Para reduzir o número de baterias necessárias, considerou-se ainda um período de autonomia de um dia e meio, e 80 % de profundidade máxima de descarga do banco. O banco foi projetado para garantir um consumo diário de 1.600 Wh para cada banco de cargas, totalizando 4.600 Wh/dia para os três bancos de cargas distribuídos na rede.

Considerando as condições apresentadas, o banco de baterias deve ser formado por 12 baterias do modelo escolhido, sendo seis fileiras de duas baterias em série, formando um banco de 24 V e 396 Ah em condições nominais e regime de descarga de 20 h. Nesta configuração, os três controladores de carga estão conectados em paralelo no mesmo banco de baterias e, portanto, os três geradores FV são capazes de carregar o banco de baterias, garantindo um maior aproveitamento da energia. Entretanto, a conexão em paralelo de controladores de carga em um mesmo banco de baterias pode acarretar limitação na geração FV, devido a configurações de níveis de tensão de sobrecarga diferentes entre os controladores, associado à histerese característica na operação desses dispositivos.

Uma configuração alternativa é a utilização de um banco de baterias para cada controlador de carga. Neste caso, não ocorre o problema de limitação da geração ocasionado pela conexão em paralelo de controladores de carga. Entretanto, caso o banco associado a um controlador de carga esteja completamente carregado, a geração FV associada a este controlador não poderá ser utilizada para carregar os bancos de baterias associados aos outros controladores de carga, uma vez que o fluxo de potência no ponto de conexão do controlador de carga para o barramento é unidirecional, conforme verificado em testes apresentados na seção 4. Esta configuração é mais aplicável em situações reais, uma vez que um local centralizado para a formação de um único banco de baterias nem sempre é viável.

O sistema proposto neste trabalho é projetado para operar nas duas configurações apresentadas, permitindo uma avaliação das vantagens e desvantagens associadas a cada topologia. Na Fig. 4 ilustram-se as duas configurações para o sistema de armazenamento de energia proposto.

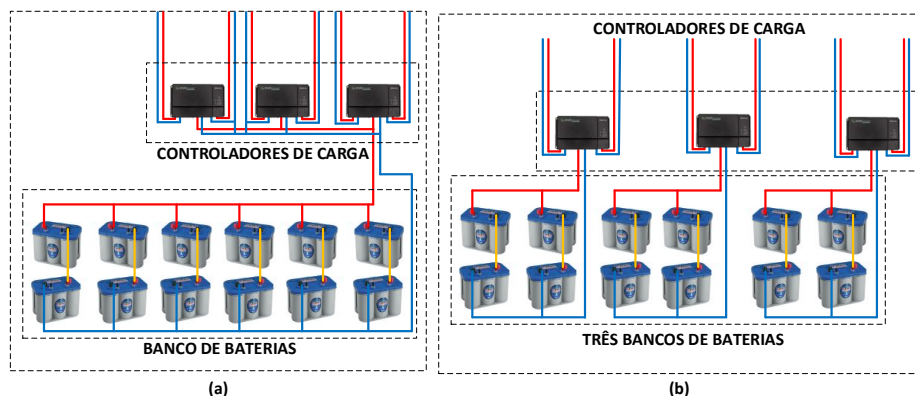


Figura 4 - Configurações para o sistema de armazenamento de energia: (a) Único banco de baterias e (b) Três bancos separados.

2.2 Bancos de Cargas

A seleção de cargas buscou simular um consumo residencial com cargas diversificadas, limitando-se à disponibilidade de cargas projetadas para trabalhar em 12/24 V e a potência total, especificada com base na capacidade de geração e armazenamento de energia. Prevê-se utilizar cargas para iluminação, ventilação, refrigeração de alimentos, produção de gelo, e equipamentos eletrônicos de uso comum (como carregadores de celulares, tablets e notebooks). São propostos três bancos de cargas distribuídos na rede, emulando três consumidores residenciais e, para cada banco de cargas, um perfil diário de consumo pode ser especificado, com base no tempo de utilização de cada carga específica. A configuração de um centro de conexões facilita este processo de acionamento de cargas por meio de relés.

Cada banco de cargas deverá operar em um determinado nível de tensão, permitindo avaliar as eficiências de conversão envolvidas no processo, bem como o consumo das cargas para cada nível de tensão. Um banco irá operar conectado diretamente ao barramento de 24 V e outro será conectado em 12 V, por meio de um conversor c.c.-c.c. abaixador de tensão. Por fim, o terceiro banco de cargas será composto por cargas c.a. em 127 Vc.a., que serão conectadas ao barramento via inversor de tensão. Apesar das diferentes tensões de operação, buscou-se selecionar cargas de potências equivalentes. Foram selecionados os seguintes equipamentos como cargas para o banco em 24 V:

- 1 Lâmpada PL, 12 W;
- 1 Lâmpada LED, 7 W;
- 1 Ventilador 8”, 20 W;
- 1 Freezer 20 L, 70 W;
- 1 Carregador de Notebook, 60 W;
- 1 Carregador de Celular, 5 W.

As cargas para os bancos em 12 V e 127 Vc.a. foram selecionadas de maneira equivalente, respeitando as disponibilidades de equipamentos. A potência máxima para cada banco de cargas é de 174 W, totalizando 522 W para os três bancos. Um consumo estimado de aproximadamente 1.600 Wh por banco de cargas é possível, observando diferentes cenários de consumo. Na Fig. 5 ilustra-se um cenário de curva de carga, que será utilizado nas simulações apresentadas na seção 3 deste artigo. Observa-se o comportamento estimado para o freezer, operando durante 1/3 do tempo total (picos de potência nas horas 2, 5, 8, 11, 14, 17, 20 e 23).

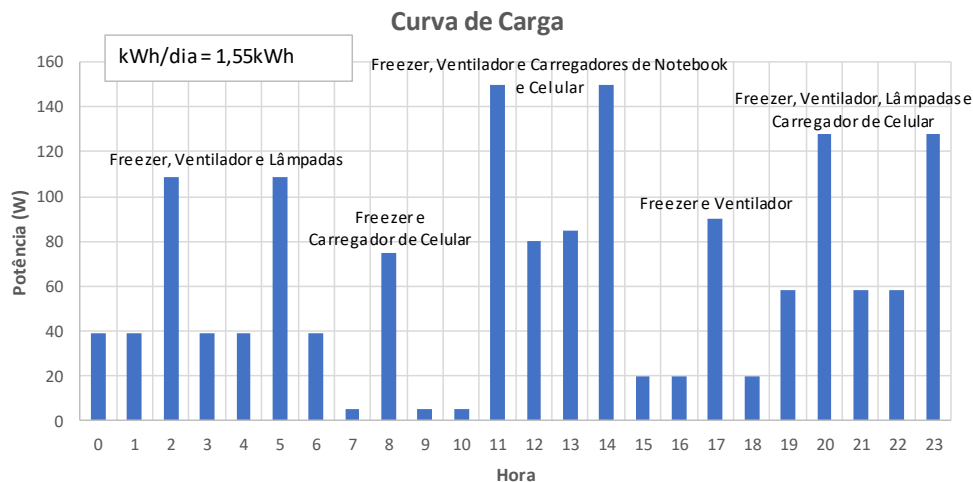


Figura 5 - Exemplo de cenário de curva de carga para os bancos de cargas propostos.

2.3 Sistema de monitoração

Para avaliar o comportamento da rede propõe-se a implementação de um sistema de monitoração das principais variáveis elétricas envolvidas. O esquema de conexões centralizado facilita o desenvolvimento de uma plataforma de monitoração, de modo que não há necessidade de comunicação sem fio entre os diversos sensores e uma central de processamento de dados. Para se obter maiores informações em relação aos fluxos de potência e eficiência nos processos envolvidos é importante monitorar os seguintes pontos:

- Tensão e corrente de cada gerador FV (medição na entrada dos controladores de carga);
- Tensão e corrente de carga e descarga de cada banco de baterias (medição no ponto de conexão aos controladores de carga);
- Tensão e corrente de saída para as cargas (fornecida na saída de cada controlador de carga);
- Tensão e corrente na entrada de cada banco de cargas;

- Tensão e corrente na saída do dispositivo de condicionamento de potência (em caso de banco de cargas em 12 V e 127 Vc.a.);
- Tensão em nós específicos (nós N3, N8 e N10) na Fig. 3;
- Irradiância no plano dos geradores FV e temperatura de costa de módulo.

Para viabilizar este sistema está em desenvolvimento uma plataforma de monitoração utilizando transdutores de tensão e corrente por efeito hall, galvanicamente isolados, garantindo maior segurança e menor interferência entre os sinais. Os sinais analógicos provenientes dos sensores serão processados em microcontroladores para cálculo dos fluxos de potência, eficiências de conversão, estado de carga dos bancos de baterias, consumo das cargas, dentre outros. Os resultados obtidos serão repassados a uma unidade central de processamento, que disponibilizará em uma única plataforma todos os dados pertinentes para realização de estudos relacionados.

Para medição de tensão, serão utilizados transdutores do fabricante LEM, modelo LV 20-P (LEM, 2014), que apresenta uma acurácia global de $\pm 1,0\%$ em condições nominais, e uma ampla faixa de leitura de tensão (10 a 500 V_{RMS}). Para medição de corrente, serão utilizados transdutores de fabricante LEM, modelo HAS 50-S (LEM, 2015), que apresenta uma acurácia global menor que $\pm 1\%$ do valor medido de corrente em condições nominais. Este sensor opera com valor nominal de corrente de ± 50 A, podendo medir correntes de até ± 150 A. Para reduzir erros associados a medição de corrente, em pontos de medição que a corrente máxima prevista seja menor que a metade do valor nominal de medição do sensor, pode-se passar o condutor duas ou mais vezes pelo sensor, multiplicando a magnitude do sinal medido e reduzindo a influência de ruídos.

Em medições pontuais que exigem maior precisão na aquisição de dados, como por exemplo durante transitórios, deve-se dispor de equipamentos com maior precisão e taxa de amostragem. Neste sentido, prevê-se a utilização de osciloscópio portátil para realização destas medições.

3. ESTUDO DE FLUXO DE CARGA EM CORRENTE CONTÍNUA

Para avaliar a viabilidade da implementação da microrrede operando em 24 V, realizaram-se estudos de fluxo de carga para redes em corrente contínua, simulando diversos cenários de operação e verificando os níveis de tensão nos pontos críticos da rede. O fluxo de carga em redes de corrente contínua, pode ser considerado como uma simplificação da modelagem para redes em corrente alternada, apresentando diferenças significativas, como, por exemplo, a ausência de fluxo de potência reativa, sendo o fluxo de potência ativa e a tensão nas barras as variáveis de interesse. Em Fleische *et al.* (1996) e Zhou *et al.* (1994) métodos iterativos tradicionais para resolução de fluxo de carga, como Gauss-Seidel e Newton-Raphson, são aplicados para resolução em redes de corrente contínua. Em Jayarathna *et al.* (2014), métodos tradicionais de fluxo de carga são aplicados na resolução de problemas em redes em corrente contínua com integração de geração FV; neste caso o gerador FV e o conversor c.c.-c.c. com recurso de SPMP são modelados e descritos em detalhes.

Garces (2017a) prova matematicamente que o resultado de fluxo de carga c.c., ao contrário do fluxo c.a., apresenta uma solução única. Neste trabalho, o autor modela cada nó do sistema como tensão constante (barra de referência), potência constante (nós de geração ou de cargas do tipo potência constante), e impedâncias constantes (nós de transição ou cargas do tipo resistência constante). Em Garces (2017b), é disponibilizado o código em *MATLAB* para o algoritmo desenvolvido pelo autor.

Neste trabalho foi realizada uma adaptação do código disponibilizado por Garces (2017b), mantendo o mesmo algoritmo descrito em Garces (2017a). A adaptação foi necessária, uma vez que o código disponibilizado não converge para redes com topologias em anel, que é o caso da microrrede proposta.

3.1 Fundamentação Teórica

Desprezando efeitos capacitivos e indutivos em uma rede c.c., a matriz admitância de uma rede pode ser reduzida a uma matriz de condutâncias (G). Os elementos da diagonal desta matriz são dados pela soma das condutâncias conectadas ao nó correspondente, e os elementos fora da diagonal são dados pelo negativo da soma das condutâncias compartilhadas, semelhante à matriz admitância tradicional.

Considerando uma rede formada por um conjunto N de N nós, $N = \{1, 2, 3, \dots, N\}$, e classificando cada nó em subconjuntos de tensão constante (v), potência constante (p) e resistência constante (r), de modo que: $N = \{v, r, p\}$, tem-se que as tensões e corrente nodais são relacionadas pela Eq. 1.

$$\begin{pmatrix} I_v \\ I_r \\ I_p \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} G_{vv} & G_{vr} & G_{vp} \\ G_{rv} & G_{rr} & G_{rp} \\ G_{pv} & G_{pr} & G_{pp} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} V_v \\ V_r \\ V_p \end{pmatrix} \quad (1)$$

Os valores de V_v são conhecidos e as correntes I_r são dadas pela Eq. 2.

$$I_r = -D_{rr} \cdot V_r \quad (2)$$

onde D_{rr} é a matriz diagonal de condutâncias dos nós de resistência constante. A partir de (1) e (2), obtém-se:

$$V_r = -(D_{rr} + G_{rr})^{-1} \cdot (G_{rv} \cdot V_v + G_{rp} \cdot V_p) \quad (3)$$

A potência nos nós do tipo potência constante são dadas por:

$$P_p = \text{diag}(V_p) \cdot (J_p + B_{pp} \cdot V_p) \quad (4)$$

onde J_p e B_{pp} são dados por:

$$J_p = (G_{pv} - G_{pr} \cdot (D_{rr} + G_{rr})^{-1} \cdot G_{rv}) \cdot V_v \quad (5)$$

$$B_{pp} = G_{pr} - G_{pr} \cdot (D_{rr} + G_{rr})^{-1} \cdot G_{rp} \quad (6)$$

Pode-se então obter as tensões nos nós do tipo potência constante por meio da Eq. 7.

$$V_p = B_{pp}^{-1} \cdot (\text{diag}(V_p)^{-1} \cdot P_p - J_p) \quad (7)$$

Desta forma, obtém-se os valores das tensões em todos os nós da rede.

3.2 Aplicação do estudo na microrrede

Aplicando o algoritmo descrito na microrrede em questão, deve-se considerar a modelagem dos seguintes elementos:

- Cabos de distribuição são modelados como elementos puramente resistivos;
- Escolhe-se um nó conectado à saída de um controlador de carga como nó de referência de tensão;
- O restante dos nós conectados às saídas dos controladores de carga são considerados nós de potência constante;
- Os nós conectados às cargas são considerados de potência constante (cargas do tipo potência constante);
- Os demais nós são considerados de transição (resistência constante).

Considerando as conexões apresentadas na Fig. 3, pode-se representar a rede como mostrado na Fig. 6. Considerou-se o nó N1 como barra de referência de tensão no estudo realizado.

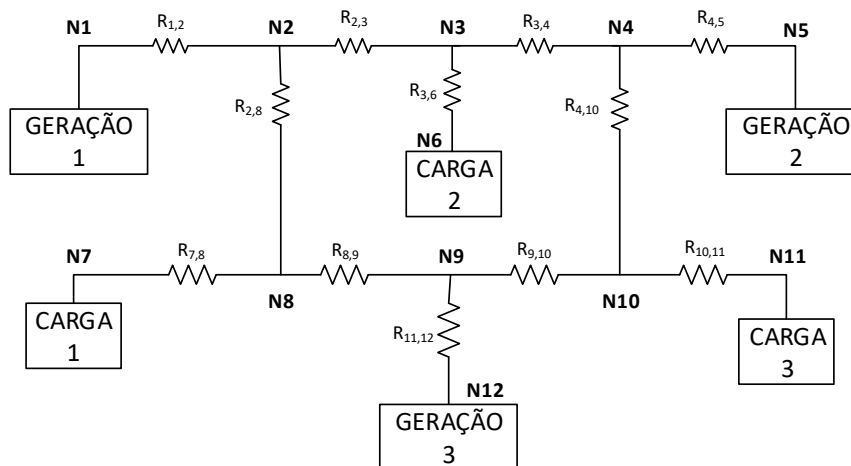


Figura 6 - Circuito equivalente da microrrede. As resistências dos cabos foram calculadas com base em um condutor de Alumínio de 35 mm².

Na Tab. 3 tem-se o resultado para o fluxo de carga considerando a potência em cada banco de cargas com o valor máximo obtido da curva de carga apresentada na Fig. 4 (150 W). Na Tab. 3a considera-se a tensão de 24 V no nó de referência (1,0 p.u.) e na Tab. 3b avalia-se para uma tensão 24,96 V (1,04 p.u.) considerando o banco de baterias completamente carregado. O que se observa é que a queda de tensão na barra de carga mais afastada é de 0,64 V (tensão

na barra de 0,9733 p.u.) no caso (a), e 0,61 V (tensão na barra de 1,0145 p.u.) para o caso (b). A perda de potência total nos condutores seria de: 10,71 W para a situação (a) e 9,87 W para a situação (b).

Tabela 3 - Resultados de fluxo de carga para condição normal de operação e tensão de referência em (a) 1,0 p.u. e (b) 1,04 p.u.

RESULTADO DO FLUXO DE CARGA (A)							RESULTADO DO FLUXO DE CARGA (B)						
Barra	V(pu)	V(V)	$\Delta V(V)$	$\Delta V(\%)$	In(pu)	In(A)	Barra	V(pu)	V(V)	$\Delta V(V)$	$\Delta V(\%)$	In(pu)	In(A)
1	1,0000	24,0000	0,0000	0,0000	1,6071	6,6963	1	1,0400	24,9600	0,9600	4,0000	1,5372	6,4050
2	0,9922	23,8120	-0,1880	-0,7832	0,0000	0,0000	2	1,0325	24,7802	0,7802	3,2509	0,0000	0,0000
3	0,9897	23,7535	-0,2465	-1,0270	0,0000	0,0000	3	1,0302	24,7243	0,7243	3,0178	0,0000	0,0000
4	0,9926	23,8214	-0,1786	-0,7441	0,0000	0,0000	4	1,0329	24,7898	0,7898	3,2906	0,0000	0,0000
5	1,0036	24,0867	0,0867	0,3611	1,4946	6,2275	5	1,0435	25,0448	1,0448	4,3535	1,4374	5,9893
6	0,9804	23,5291	-0,4709	-1,9622	-1,5300	-6,3751	6	1,0212	24,5088	0,5088	2,1200	-1,4689	-6,1203
7	0,9802	23,5237	-0,4763	-1,9844	-1,5304	-6,3765	7	1,0210	24,5036	0,5036	2,0985	-1,4692	-6,1215
8	0,9898	23,7542	-0,2458	-1,0240	0,0000	0,0000	8	1,0302	24,7249	0,7249	3,0204	0,0000	0,0000
9	0,9944	23,8654	-0,1346	-0,5607	0,0000	0,0000	9	1,0347	24,8320	0,8320	3,4668	0,0000	0,0000
10	0,9895	23,7487	-0,2513	-1,0471	0,0000	0,0000	10	1,0300	24,7200	0,7200	3,0000	0,0000	0,0000
11	0,9733	23,3598	-0,6402	-2,6676	-1,5411	-6,4213	11	1,0145	24,3468	0,3468	1,4452	-1,4786	-6,1610
12	1,0001	24,0035	0,0035	0,0146	1,4998	6,2491	12	1,0402	24,9648	0,9648	4,0199	1,4420	6,0085

Na Tab. 4 apresenta-se uma situação de contingência, em que apenas um sistema de geração/armazenamento está operando e a máxima potência possível em cada banco de cargas é considerada (174 W). Novamente, duas simulações foram realizadas: a primeira considerando o nó de referência em 1,0 p.u. e na segunda simulação em 1,04 p.u.

Tabela 4 - Resultados de fluxo de carga para contingência e tensão de referência em (a) 1,0 p.u. e (b) 1,04 p.u.

RESULTADO DO FLUXO DE CARGA (A)							RESULTADO DO FLUXO DE CARGA (B)						
Barra	V(pu)	V(V)	$\Delta V(V)$	$\Delta V(\%)$	In(pu)	In(A)	Barra	V(pu)	V(V)	$\Delta V(V)$	$\Delta V(\%)$	In(pu)	In(A)
1	1,0000	24,0000	0,0000	0,0000	5,5081	22,9505	1	1,0400	24,9600	0,9600	4,0000	5,2731	21,9711
2	0,9732	23,3558	-0,6442	-2,6842	0,0000	0,0000	2	1,0143	24,3433	0,3433	1,4304	0,0000	0,0000
3	0,9643	23,1442	-0,8558	-3,5658	0,0000	0,0000	3	1,0059	24,1407	0,1407	0,5864	0,0000	0,0000
4	0,9600	23,0409	-0,9591	-3,9963	0,0000	0,0000	4	1,0017	24,0419	0,0419	0,1747	0,0000	0,0000
5	0,9600	23,0409	-0,9591	-3,9963	0,0000	0,0000	5	1,0017	24,0419	0,0419	0,1747	0,0000	0,0000
6	0,9532	22,8764	-1,1236	-4,6816	-1,8255	-7,6061	6	0,9952	23,8842	-0,1158	-0,4823	-1,7484	-7,2851
7	0,9539	22,8940	-1,1060	-4,6082	-1,8241	-7,6002	7	0,9959	23,9011	-0,0989	-0,4123	-1,7472	-7,2800
8	0,9654	23,1687	-0,8313	-3,4636	0,0000	0,0000	8	1,0068	24,1642	0,1642	0,6842	0,0000	0,0000
9	0,9605	23,0532	-0,9468	-3,9452	0,0000	0,0000	9	1,0022	24,0537	0,0537	0,2236	0,0000	0,0000
10	0,9557	22,9376	-1,0624	-4,4268	0,0000	0,0000	10	0,9976	23,9431	-0,0569	-0,2369	0,0000	0,0000
11	0,9362	22,4685	-1,5315	-6,3811	-1,8586	-7,7442	11	0,9789	23,4946	-0,5054	-2,1059	-1,7774	-7,4060
12	0,9605	23,0532	-0,9468	-3,9452	0,0000	0,0000	12	1,0022	24,0537	0,0537	0,2236	0,0000	0,0000

Considerando a curva de carga apresentada na Fig. 4, realizaram-se simulações horárias, avaliando a variação do nível de tensão nas barras ao longo do dia. Os resultados são apresentados na Fig. 7.

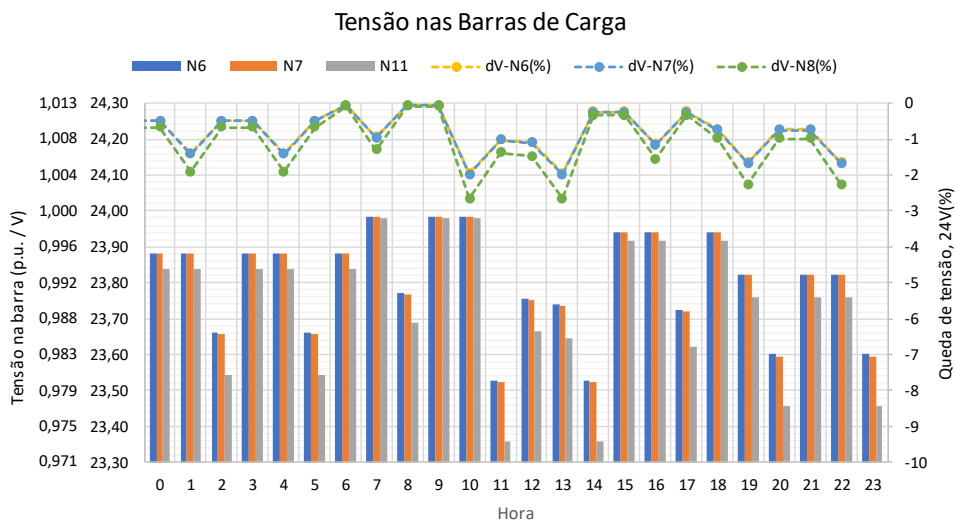


Figura 7 - Tensão nas barras considerando a curva de carga horária apresentada para os três bancos de carga.

É importante ressaltar que as simulações foram realizadas considerando as fontes de geração do sistema como potência constante, por exemplo, apenas o banco de baterias suprindo energia para o sistema. Em trabalhos futuros serão apresentados estudos considerando a geração fotovoltaica e um perfil típico de variação ao longo do dia, bem como a avaliação do estado de carga dos bancos de baterias considerando as variações na carga e na geração FV.

4. TESTES PRELIMINARES EM BANCADA

O circuito do protótipo foi concebido para analisar a possibilidade de fluxo reverso entre os controladores. Nos primeiros testes foram utilizados controladores de tecnologias mais simples (CE CMP12 e LEAD CCD0812), com todas as chaves apresentadas na Fig. 8 (CH1-CH4) fechadas. Analisando as tensões e correntes nos diversos pontos do circuito, percebeu-se que durante a operação normal as fontes CC, que representam os geradores fotovoltaicos, forneceram corrente elétrica tanto para a carga quanto para as baterias e, quanto mais estas se aproximavam do carregamento total, menos corrente era fornecida para elas, mas a corrente solicitada pela carga era mantida. O mesmo comportamento foi observado substituindo um dos controladores pelo Outback Power SCCM20-100.

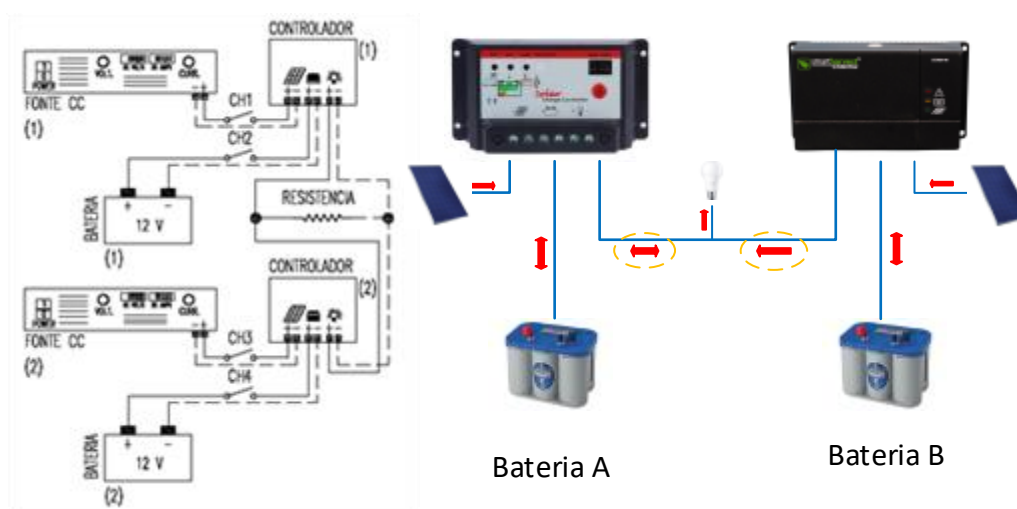


Figura 8 – Diagrama esquemático do teste em bancada e equipamentos utilizados.

Desconectando uma das fontes (CH1 ou CH3 aberto), foi observado que além da carga, ambas as baterias eram alimentadas pela fonte que permaneceu conectada, havendo, portanto, fluxo de potência reverso (da carga para a bateria). Abrindo então a chave dessa fonte, ambas as baterias forneceram corrente elétrica para a carga de forma aproximadamente igual. Ao desconectar a resistência mantendo os controladores em paralelo, a bateria com carga mais elevada tendia a fornecer corrente para a menos carregada até atingirem o equilíbrio. Isso ocorreu independente de qual controlador estava conectado à bateria menos carregada, ou seja, ambos permitiram o fluxo de potência reverso. O mesmo teste foi realizado substituindo um dos controladores pelo Outback Power SCCM20-100 e, quando a bateria com menos carga estava conectada a este, o carregamento dela não era permitido por algum sistema de bloqueio interno, não havendo corrente no ramo entre os controladores.

Com os experimentos realizados foi constatado que existem controladores no mercado que permitem o fluxo reverso de potência, da carga para as baterias, de modo que quando esses trabalham em redes de múltiplos controladores alimentando a mesma carga, haverá momentos em que seu banco de baterias poderá ser carregado mesmo que o seu gerador não forneça a potência necessária: estado de baixa carga ou de elevada geração nos outros controladores.

5. CONCLUSÃO

Redes de distribuição em corrente contínua já são utilizadas em aplicações específicas, como em servidores e embarcações de grande porte, e apresentam eficiência superior em relação às redes tradicionais em corrente alternada, por reduzirem o número de etapas de conversão de potência, linhas transmitindo apenas potência ativa, dentre outros fatores. Com o aumento da integração de fontes de geração alternativa distribuídas na rede elétrica, aplicações envolvendo redes em corrente contínua vêm ganhando espaço, uma vez que ganhos em eficiência são mais evidentes em sistema com geração distribuída e ajudam a reduzir os custos globais de implantação do sistema.

Por se tratar de uma aplicação recente, é importante estabelecer estrutura laboratorial para realização de testes nas diversas aplicações relacionadas. A estrutura proposta neste trabalho utiliza equipamentos comercialmente disponíveis para formação de uma microrrede operando em 24 Vc.c., possibilitando a realização de ensaios de protótipos (conversores de potência, dispositivos de proteção e seccionamento, dentre outros), estratégias de controle e validação de modelos matemáticos.

Como trabalhos posteriores, pretende-se desenvolver, em parceria com grupos de estudo no Reino Unido, conversores c.c.-c.c. e testá-los na microrrede, avaliando esquemas de controle *droop* que podem ser utilizados tanto na geração FV quanto no sistema de armazenamento de energia. Desta forma, pretende-se melhorar o comportamento da microrrede, compartilhando a carga entre todos os geradores, em função da sua capacidade de geração instantânea, e permitindo um regime de controle supervisão que possa controlar de maneira precisa a tensão na rede bem como o estado de carga do banco.

Agradecimentos

Os autores agradecem à PROPESP/PROINTER-UFPa pelo suporte financeiro referente ao Programa de Apoio à Cooperação Internacional-PACI. Agradecem também ao CNPQ, INCT-EREEA e ao GEDAE/UFPa pelo suporte financeiro e estrutura para realização dos estudos.

REFERÊNCIAS

- Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability. Summary Report. *DoE Microgrid Workshop*, 2012.
- Díaz, E. R., Su, X., Savaghebi, M., Vasquez, J. C., Han, M., Guerrero, J. M. Intelligent DC Microgrid Living Laboratories – A Chinese-Danish Cooperation Project. *IEEE First International Conference on DC Microgrids*, 2015.
- Elsayed, A., Mohammed, A. A., Mohammed, O. A. DC Microgrids and Distribution systems: An overview. *Electric Power System Research*, no. 119. 2015.
- Fleischer, K., Munnings, R. S. Power Systems Analysis for Direct Current (DC) distribution systems. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 32, no. 5, Setembro de 1996.
- Fregosi, D., Sharmila, R., Brhlik, D., Saussele, J., Frank, S., Bonnema, E., Scheib, J., Wilson, E. A comparative study of DC and AC microgrids in commercial buildings across different climates and operating profiles. *IEEE First International Conference on DC Microgrids*, Maio de 2015.
- Garces, A. Uniqueness of power flow solutions in low voltage direct current grids. *Electric Power Systems Research*, no. 151, 2017a.
- _____, Garces, A. Matlab Exchange, 2017b. URL: <<http://www.mathworks.com/matlabcentral/profile/authors/3009175-alejandro-garces>>
- Global Wind Energy Council. Global Wind Report – Annual Market Update, 2016.
- Jayarathana, C., Binduhewa, P., Ekanayake, J., Wu, J. Load Flow Analysis of Low Voltage DC Networks with Photovoltaics.
- Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., Strbac, G. Embedded Generation. *IET Power and Energy Series*, 2008.
- Jhunjhunwala, A., Lolla, A., Kaur, P. Solar-DC Microgrid for Indian Homes: A transforming power scenario. *IEEE Electrification Magazine*, Junho de 2016.
- Kumar, D., Zare, F., Ghosh, A. DC Microgrid Technology: System Architectures, AC Grid Interfaces, Grounding Schemes, Power Quality, Communication Networks, Applications and Standardizations Aspects. *IEEE Access*, Junho de 2017.
- LEM, Current Transducer HAS 50..600-S. Folha de dados do fabricante. 2015.
- LEM, Voltage Transducer LV 20-P. Folha de dados do fabricante. 2014.
- Nascimento, R. L., Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas. *Consultoria Legislativa – Estudo Técnico*, Março de 2017.
- Tan, K., Huang, A. Q., Martin, A. Development of Solid State Arc-Free Socket for DC Distribution System. *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2014.
- Zhou, E., Nasle, A. Simulation of DC power distribution systems. *IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*, 1994.

DESIGN OF LABORATORY STRUCTURE FOR CONDUCTING STUDIES IN LOW VOLTAGE DC MICROGRID

Abstract.

This work presents a proposal for the development of a direct current microgrid to serve as a basis for conducting tests of operation modes, power conditioning devices, control strategies, among other possibilities, as well as applications related to low voltage direct current distribution systems, and to validate mathematical models of related processes. The proposed grid structure is composed of three photovoltaic generators of 500 Wp each, a battery bank of 4.8 kWh, three charge controllers forming a 24 V DC bus, and load banks distributed along a grid with a total length of 400 m. In addition to the description of the structure and equipment used, results of load flow simulations and preliminary bench tests are also presented.

Key words: DC Microgrid, LVDC, Minigrids