

Implementação de uma microrrede supervisionada de conversão solar fotovoltaica na Universidade Federal do Ceará

Aluísio V. Carneiro, Ruth P. S. Leão, Janaína B. Almada, Raimundo F. Sampaio, Giovanni C. Barroso, Dênio S. da Costa

Caixa Postal 6001 – Campus do Pici. 60455-900 Fortaleza - CE. Brasil

Resumo--O presente artigo apresenta o projeto e desenvolvimento de uma microrrede supervisionada de conversão solar fotovoltaica no campus da Universidade Federal do Ceará. A microrrede é composta por três sistemas fotovoltaicos monofásicos. O arranjo concebido para a microrrede visa permitir flexibilidade de operação com o objetivo de proporcionar maior abrangência de estudos à academia bem como liberdade para ensaios neste segmento crescente da engenharia. A microrrede em desenvolvimento oferece condições para estudo nas áreas de supervisão, controle, automação, gerenciamento e proteção de microrredes sob diferentes cenários de operação e proporciona ambiência inovadora para soluções em meio à tendência de crescimento do mercado de microrredes no mundo.

Palavras-Chave--Microrrede, Fotovoltaica, SCADA, Automação.

I. INTRODUÇÃO

No mundo de hoje marcado por uma economia digital, é fundamental uma estrutura de rede elétrica operante em modo mais avançado, robusto e responsivo. Segundo dados do Laboratório Nacional Lawrence Berkeley, 80% a 90% de todas as falhas na rede elétrica têm origem no segmento de distribuição de energia elétrica [1]. A rede de distribuição é exatamente o segmento do sistema de potência onde operam as microrredes, reforçando a confiabilidade em sentido reverso, de baixo para cima. Os principais impulsionadores das microrredes são a geração distribuída e a demanda por segurança e eficiência energética [2].

As microrredes fazem parte da próxima geração de redes elétricas, denominadas de redes inteligentes que faz uso de moderna tecnologia de informação e comunicação.

As microrredes são redes locais com fronteira elétricas bem definidas, tendo como componentes principais fontes, cargas e armazenadores de energia. Basicamente, são dois os principais modos de operação das microrredes, conectadas e

independentes da rede principal ou pública. No modo conectado, a microrrede é vista pela rede principal como carga ou fonte e a rede principal pode ser usada como armazenador do excedente de energia gerado pela microrrede. No modo isolado, os sistemas de armazenamento de energia são importantes quando as fontes da microrrede são baseadas em energias renováveis, em que a potência de saída das fontes é variante, ditas não-despacháveis sob demanda.

Além do potencial para reduzir emissão de gases com o uso de recursos renováveis, as microrredes contribuem para reforçar a confiabilidade do suprimento e a segurança cibernética [3].

As microrredes oferecem uma alternativa ao modelo de negócio de monopólio regulado, com mudança de paradigma de centralizado para distribuído. No modelo distribuído, diferentes entidades, não somente a concessionária, podem suprir consumidores, através de contratos. Assim, as microrredes abrem o sistema de distribuição a um nível de competição atraindo empresários especialmente no aspecto inovador de negócio.

Nos últimos anos, o interesse em microrredes cresceu consideravelmente no mundo. Os tipos, aplicação e tamanhos são variados, encontrando-se com maior frequência em universidades e hospitais, despertando, no entanto, interesse em diferentes segmentos do mercado como industrial, militar, espacial, comunitário, etc. Um número crescente de concessionárias identifica o tema como complementar ao seu modelo de negócio. Desafios, contudo, são inerentes a qualquer mudança, e aliados aos desafios técnicos, o futuro das microrredes depende de política e de regulação que sinalizem e assegurem espaço a investidores e minimize as barreiras de monopólio.

Este artigo tem como objetivo apresentar o projeto e desenvolvimento de uma microrrede flexível de um campus universitário. A microrrede é composta por fonte solar fotovoltaica, sistema de armazenamento a baterias, cargas controláveis e sistema de supervisão, controle e proteção.

O artigo está organizado em seis sessões, sendo a primeira uma breve visão do papel das microrredes. Na seção II são mostrados diferentes arranjos de microrrede com barramentos ca e cc. A seção III descreve o arranjo e componentes da microrrede do campus do Pici. Finalmente, na seção IV as conclusões do trabalho são apresentadas.

Aluísio V. Carneiros, Mestrando em Engenharia Elétrica pela UFC, Brasil (e-mail: avcarneiros@gmail.com).

Ruth P. S. Leão, Profª Ph.D do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC, Brasil (e-mail: rleao@dee.ufc.br)

Raimundo F. Sampaio, Prof. M.Sc. do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC, Brasil (e-mail: rfurtado@dee.ufc.br)

Janaína B. Almada, Prof. M.Sc. no Curso de Engenharia Elétrica – Campus de Sobral da UFC, Brasil (e-mail: jalmada@dee.ufc.br)

II. MICRORREDE – CONCEITO E ARRANJOS

Uma microrrede compreende um conjunto de recursos energéticos distribuídos de pequeno porte (< 1 MW cada), que faz uso de avançada tecnologia de comunicação e controle.

Controladores baseados em eletrônica de potência são capazes de fornecer flexibilidade e rápida resposta às mudanças súbitas de carga e de geração intermitente baseada em recursos renováveis.

Normalmente, os recursos energéticos distribuídos de uma microrrede são conectados à rede principal através de conversores eletrônicos. A microrrede interage com a rede principal, importando e exportando energia, através do Ponto Comum de Conexão – PCC, tal que do ponto de vista da rede principal, a microrrede representa um único gerador ou uma única carga. Uma microrrede pode ter no máximo um único PCC e a rede elétrica principal pode ser conectada a uma microrrede via um PCC [3]. Uma característica fundamental de uma microrrede é sua capacidade de isolar-se de forma transparente durante uma perturbação na rede da concessionária, com pouca ou nenhuma interrupção para as cargas atendidas pela microrrede. Outrossim, sua capacidade de reconectar-se à rede pública quando esta retorna ao estado normal de operação, momento este em que a microrrede automaticamente sincroniza-se e reconecta-se à rede de forma igualmente transparente. Em virtude da composição de suas múltiplas fontes, uma microrrede evita muitos dos problemas da rede tradicional dentre os quais a de indisponibilidade de energia devido à existência de um único ponto de suprimento.

Por outro lado, o controle local de oferta e demanda pode garantir serviços essenciais a despeito de restrições de suprimento que possam existir na rede elétrica principal.

A arquitetura de uma microrrede é classificada basicamente com relação ao barramento de distribuição. As Figs. 1 a 6 mostram possíveis configurações de microrredes com barramentos cc e ca [4]. As microrredes se diferenciam em particular quanto ao uso dos inversores e localização das cargas.

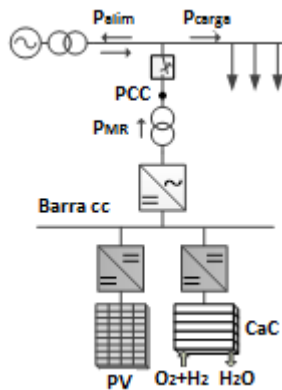


Fig. 1. Microrrede com inversor único na entrada e carga no barramento ca.

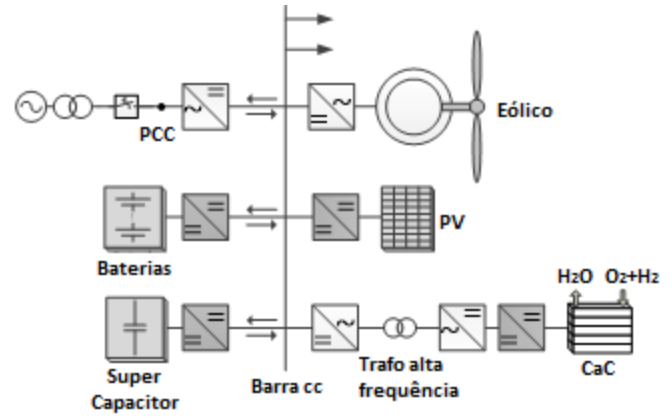


Fig. 2. Microrrede com inversor na entrada e carga no barramento cc.

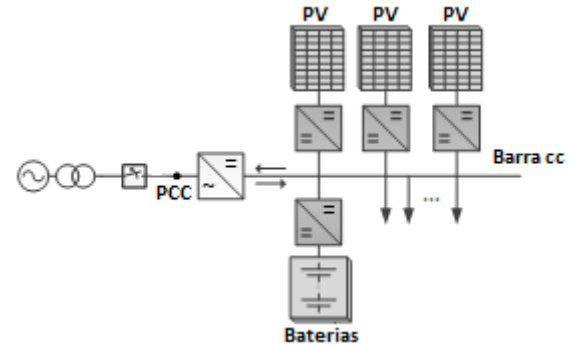


Fig. 3. Microrrede com inversor único na entrada e cargas no barramento cc.

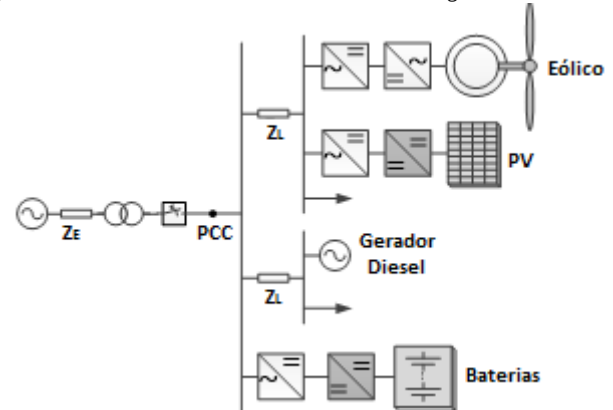


Fig. 4. Microrrede com inversores distribuídos e barramento ca.

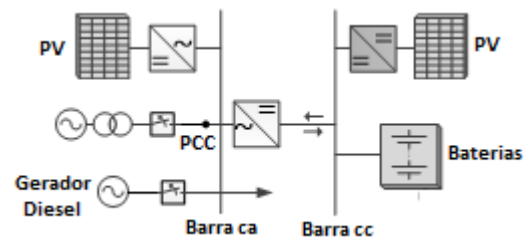


Fig. 5. Microrrede com inversores distribuídos e barramentos ca e cc.

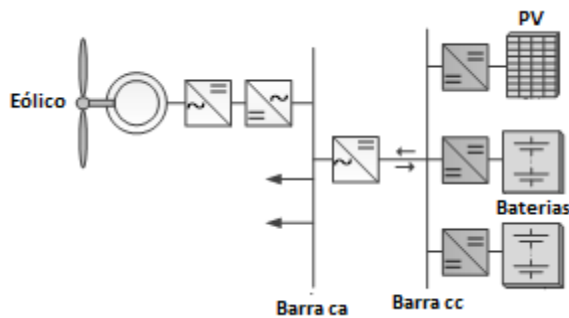
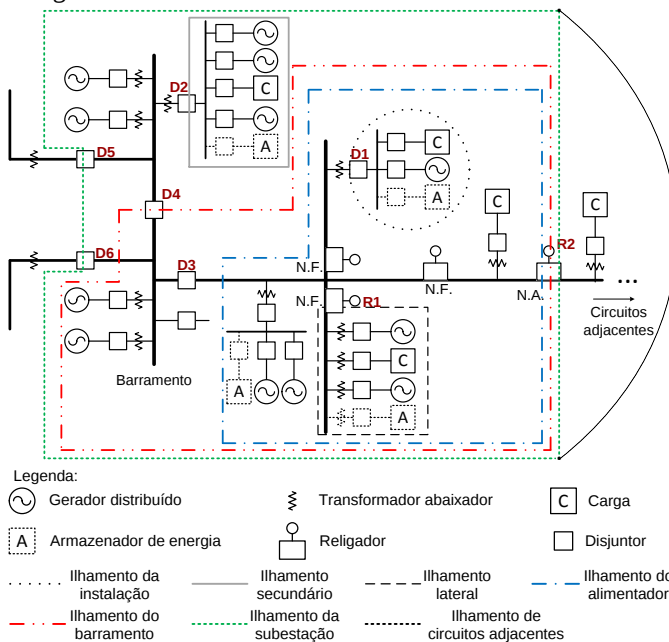


Fig. 6. Microrrede para atendimento de cargas remotas.

As microrredes podem ser formadas dentro do próprio sistema de distribuição de acordo com a norma IEEE Std 1547.4 [5]. A Fig. 7 mostra a possível formação de sete microrredes, delimitadas pelas linhas tracejadas, tendo sido omitido por simplificação o uso de conversores eletrônicos para os geradores distribuídos e para os armazenadores de energia.



Fonte: Adaptado de (IEEE STD 1547.4, 2011).

Fig. 7. Microrredes no sistema de distribuição.

III. MICRORREDE DO CAMPUS UNIVERSITÁRIO PICI

A microrrede do campus Pici é formada por três sistemas solar fotovoltaicos (PV) monofásicos, um sistema de armazenamento de energia e cargas. A Fig. 8 mostra um diagrama simplificado da microrrede Pici onde pode ser visto configurações diferenciadas para cada sistema monofásico. A microrrede foi projetada utilizando equipamentos existentes no mercado de forma a representar com proximidade uma planta convencional.

A configuração dos três sistemas PV foi concebida de forma a oferecer flexibilidade de operação que permita trabalhos de investigação pelo Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) da UFC. Foi utilizado o *software* PVSYST para estimar a produção de energia da microrrede, que resultou numa expectativa de 14.483kWh/ano (uma média de

1206kWh/mês)

Um transformador trifásico a seco de 30 kVA, 380V-380/220V, delta-estrela aterrado, 60 Hz, interliga a microrrede à rede elétrica do campus. A potência do transformador prevê futura expansão planejada para a microrrede. Um analisador de energia modelo 1500 da Nexus foi instalado para monitorar a qualidade da energia no barramento geral ou PCC da microrrede.

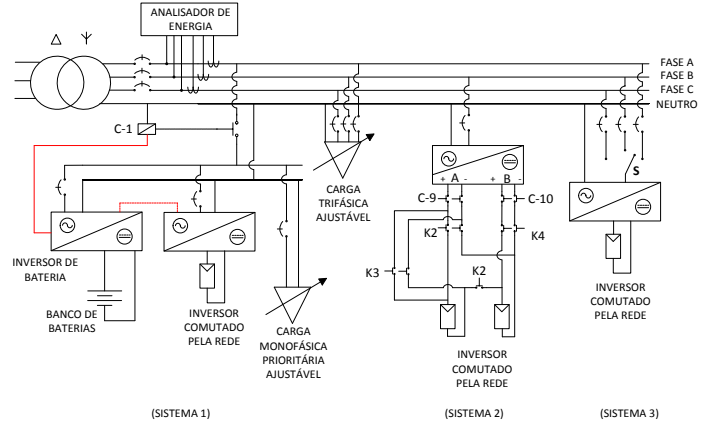


Fig. 8. Diagrama elétrico do segmento fotovoltaico da microrrede Pici

Na escolha dos módulos fotovoltaicos foi consultada a tabela 2014 de módulos já certificados pelo Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia), recaindo a escolha sobre o modelo CS6P-260P do fabricante *CANADIAN SOLAR*. A quantidade de módulos fotovoltaicos utilizados em cada fase foi calculada respeitando-se fatores como faixa de tensão de trabalho de cada inversor, máxima tensão cc suportada pelo inversor e parâmetros fornecidos pelos fabricantes do módulo, como parâmetros elétricos do módulo nas condições padrão de ensaio (STC - Standard Test Conditions), os coeficientes de temperatura e as condições de operação dos módulos fotovoltaicos (foi considerado 21°C de temperatura mínima de operação e 65°C de temperatura máxima de operação).

Os módulos estão sendo instalados em telhado plano de amianto, utilizando estrutura triangular fixa de suporte aos módulos PV, com inclinação aproximada de 15°. A orientação da literatura para estruturas fixas é de inclinação angular correspondente à latitude local e orientação direcional para o Norte verdadeiro uma vez que a instalação se encontra no hemisfério sul [6]. Apesar de a latitude local (Fortaleza-CE) ser de aproximadamente 3,4° sul, a opção de inclinação em 15° visa facilitar a drenagem de água da chuva e evitar acúmulo de partículas, além de obedecer aos critérios de garantia do fabricante dos módulos.

A orientação direcional aplicada aos painéis tem relação com os ângulos solares, em especial o ângulo azimutal do sol e o ângulo azimutal de superfície e a colinearidade ótima entre as direções que esses ângulos ocorrem.

Em cada fase foram utilizados inversores de fabricantes diferentes (SMA, Fronius e Replus), a fim de lidar com marcas distintas na integração dos sistemas. As marcas escolhidas estão dentre aquelas homologadas pelo Inmetro e aprovadas pela concessionária local.

Os inversores utilizados nos três sistemas incorporam as proteções com função de sincronismo (25), sobre e sub

frequência (81 Over/Under), sobreensão (59) e subtensão (27), e anti-ilhamento.

O ilhamento refere-se à condição em que a microrrede (ou geração distribuída) continua a suprir cargas sem a presença da rede elétrica principal. Situações em que ocorre falta na rede principal e a microrrede ou fonte continua fornecendo energia pode ser danoso ao pessoal de manutenção da rede, ao tocar partes ativas da rede. Por esta razão, deve existir proteção que detecte condição que deva levar ao ilhamento, isolando a microrrede do restante da rede principal; isto é denominado de anti-ilhamento. Esta proteção é incorporada na eletrônica dos inversores e em geral baseia-se na variação na tensão e frequência da rede utilizando o conceito de realimentação positiva, cuja idéia básica é empregar um dos parâmetros que definem a tensão terminal do gerador como sinal de realimentação positiva no seu sistema controle. Caso o gerador esteja conectado ao sistema de distribuição, a realimentação positiva não consegue, a priori, desestabilizar o gerador. Por outro lado, caso o gerador torne-se ilhado, a realimentação positiva fará com que o gerador se torne instável e, por conseguinte, a situação de ilhamento pode ser rapidamente detectada por relés de sub/sobre tensão e/ou sub/sob frequência [9].

Entretanto, pode ocorrer condições de balanço em que a potência gerada na microrrede é igual à demandada no instante da falta na rede principal.

Nestas condições, a variação de tensão e frequência não são suficientes para fazer operar a proteção anti-ilhamento.

Métodos de detecção de ilhamento é objeto de considerável número de pesquisas [7], [8].

Assim, além das proteções anti-ilhamento já embarcadas nos inversores, tal pode ainda ser melhorada através da utilização dos sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados (SCADA), já amplamente utilizados pelas concessionárias. Assim, quando uma falta é detectada na rede, o SCADA detecta e envia sinal para isolar a microrrede.

A microrrede do campus do Pici contará com a proteção anti-ilhamento dos inversores além da proteção adicional do sistema SCADA Elipse Power da rede do campus. A Fig. 9 mostra a localização da microrrede na tela do supervisor que monitora o alimentador a rede elétrica do campus.

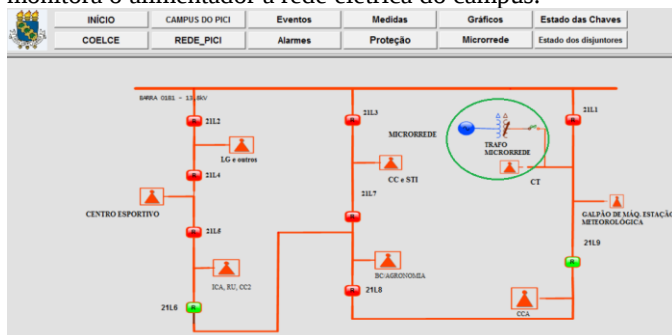


Fig. 9. Tela do supervisor da rede campus e localização da microrrede.

A. Sistema PV 1

Este sistema é composto por equipamentos que flexibilizam a operação de forma conectada ou de forma isolada da rede principal. O sistema PV conectado à rede (*on-grid*) foi projetado com 10 módulos PV de 260Wp cada, ligados em

série para obter potência nominal próxima a 2 kWp admitindo as condições locais de operação. Os módulos fotovoltaicos são conectados a um inversor do tipo comutado pela rede. O inversor de fabricação SMA, modelo 3000TL, opera com faixa de tensão contínua de 175 Vcc a 500 Vcc.

Para operação no modo isolado da rede (*off-grid*), um grupo de baterias é ligado a um inversor auto comutado (inversor de bateria) de fabricação SMA, modelo SUNNY ISLAND 3.0M.

O inversor da bateria comanda a abertura e fechamento da chave de transferência automática de carga C-1 (Fig. 8) por decisão decorrente da análise de monitoramento da rede elétrica da concessionária. Em caso de falta na rede da concessionária, C-1 é aberta para ilhamento do sistema 1. Por sua vez, a decisão de reestabelecimento ocorre em caso de se observar a reenergização da rede elétrica da concessionária.

O inversor SUNNY ISLAND comunica-se com o inversor 3000TL do sistema 1. Em caso de falta na rede da concessionária, após o comando de abertura de C-1, o inversor auto comutado passa a gerar referência de tensão no barramento a jusante de C-1 e comanda a partida do inversor SMA 3000TL. O tempo em que a carga do sistema 1 (dita carga prioritária) permanece desenergizada é de aproximadamente 7 segundos quando a partir de então torna a ser reenergizada. Tal carga é um banco de resistores de 2kW com alimentação em 220Vca. O banco possui 10 estágios discretos de 200W cada e exaustores para promover ventilação. Os estágios são acionados localmente por meio de chaves.

O sistema de armazenamento é formado por quatro baterias estacionárias de chumbo-ácido de fabricação Moura, modelo 12MF220, conectadas em série, projetado para oferecer autonomia de até 3h à carga numa eventual operação *off-grid*.

A tensão terminal das baterias entregue ao inversor auto comutado é de 48Vcc. As baterias são alocadas em ambiente separado e fechado, com ventilação natural para evitar o acúmulo de gases decorrentes do processo de carga e descarga das baterias, seguindo recomendações encontradas em [10]. A ventilação considerada adequada é aquela que limita o acúmulo de gases, evitando o risco de explosão e cuja temperatura interna esteja entre 20°C e 25°C. É recomendado que se atente para que a estrutura seja livre da entrada de animais e também de pessoas não autorizadas [11].

B. Sistema PV 2

Neste sistema foi utilizado um inversor comutado pela rede modelo Galvo 2.0 do fabricante Fronius, que possui duas entradas para módulos fotovoltaicos aqui designadas como “A” e “B”(Fig. 8). O sistema possui 2 *strings* constituídas por 5 módulos fotovoltaicos cada e que são comandadas pelas chaves C-9 e C-10. As chaves flexibilizam a variação da potência disponibilizada para o inversor. Assim sendo, pode-se optar por trabalhar com a potência total dos módulos ou com a metade da potência ou ainda retirar toda a potência disponibilizada para o inversor.

Observando as condições locais de temperatura já citadas anteriormente, estima-se que cada *string* possua limite inferior de tensão terminal em torno de 133Vcc (módulo a 65°C) e limite superior de tensão terminal em torno de 153Vcc

(módulo a 21°C). A faixa de tensão de entrada do inversor Fronius é de 120Vcc a 335Vcc e a tensão nominal de entrega é de 260Vcc. A expectativa é de que no início da manhã as duas *strings* demorem a atingir a tensão de partida do inversor.

Assim sendo, o acionamento da chave K2 permite conectar as duas *strings* em série durante o início do dia a fim de iniciar a produção de energia mais cedo.

Quando operando com os 10 módulos em série, o sistema PV entregará potência ao inversor através da entrada “A”. A expectativa de tensão terminal máxima nesta configuração é de aproximadamente 308Vcc, de forma que mesmo que esta topologia permaneça do início ao fim do dia ainda assim não atingirá o limite superior da faixa de tensão contínua do inversor estabelecida pelo fabricante. Da mesma forma, a tensão de circuito aberto do conjunto de módulos não atingirá a máxima tensão suportada pelo inversor.

Na ligação em série das duas *strings*, não faz sentido manter a chave C-10 ligada uma vez que haverá uma divisão do fluxo de potência dos painéis entre as duas entradas do inversor (A e B). Assim há um intertravamento impeditivo mútuo entre as chaves C-10 e K2. A partir do instante em que se observar condição de operabilidade viável com duas *strings* de 5 módulos em série, os módulos poderão ser finalmente rearranjados nesta topologia com garantia de que tenham atingido a tensão de partida mínima do inversor. A ligação das *strings* em paralelo será feita por meio da abertura da chave K2 e fechamento das chaves K3 e K4. A comutação da topologia série para paralelo pode ser feita de forma manual (local ou remota) ou automática por meio de uma chave comutadora e um programador horário. Também não faz sentido permitir que as duas *strings* sejam ligadas simultaneamente em série e em paralelo, assim há também um intertravamento impeditivo mútuo entre a chave que liga as *strings* em série e a associação de chaves que ligam as *strings* em paralelo.

C. Sistema PV 3

Neste sistema foi utilizado um inversor comutado pela rede de 2kW modelo 2000TL do fabricante Replus. A faixa de tensão de entrada especificada pelo fabricante deste inversor é de 120Vcc a 450Vcc de maneira que, considerando-se as condições operativas dos módulos fotovoltaicos já citadas anteriormente, quantificou-se a necessidade de 9 módulos fotovoltaicos ligados em série. O objetivo central do sistema 3 reside na flexibilidade de escolha da fase em que se deseja injetar potência. Isso é proporcionado pela chave S (Fig. 9) e viabiliza estudos de desequilíbrio de fase.

D. Automação da Microrrede

Arquitetura de sistemas de comunicação e protocolos são essenciais na implementação de microrrede para garantir uma operação confiável e estável. O sistema de monitoramento da microrrede é dividido em quatro grupos: medidas (tensão, corrente, frequência, etc.), estado (aberto/fechado de chaves e disjuntores e bloqueio), sinalizações (arranque e atuação da proteção) e controle (comando de abrir/fechar, reset, ajuste de parâmetros) [11]. O comando local de chaves é feito por botões tradicionais utilizados na indústria. Todas as chaves de

estado monitorável são dotadas de contatos auxiliares para tal fim. Foram utilizados disjuntores e contatores do fabricante *Schneider*. As chaves de abertura e fechamento são unidades contadoras. Os disjuntores são apenas monitoráveis.

A Fig. 10 mostra um típico trecho de monitoramento e manobra e sua comunicação com o sistema remoto.

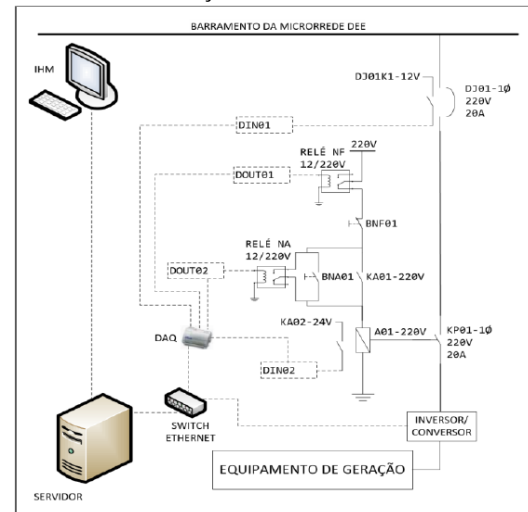


Fig. 10. Estrutura básica de comunicação.

O controlador lógico Modicon M251 da Schneider é usado como unidade de controle da microrrede, o qual permite comunicação via protocolo Modbus TCP com os dispositivos inteligentes (p.ex. inversores) da rede e com o sistema SCADA Elipse Power. Os inversores da microrrede têm a capacidade de receber dados das fontes e baterias e enviá-los ao controlador como realimentação para o sistema de controle [12]. Com base nos dados, sinais de controle e valores de referência de tensão, frequência, potência ativa e reativa são emitidos pelo controlador da microrrede para os inversores. Os inversores por sua vez enviam sinais de controle para as fontes, baterias e cargas. A Fig. 11 mostra a estrutura de comunicação básica da microrrede do campus Pici. O uso de *gateways* entre o controlador e o SCADA é dispensável uma vez que o drive de comunicação já possui gateway nativo de conversão MODBUS RTU para TCP/IP.

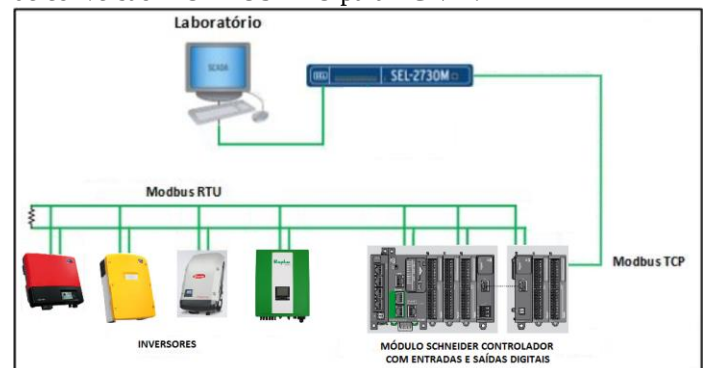


Fig. 11. Estrutura de comunicação da microrrede.

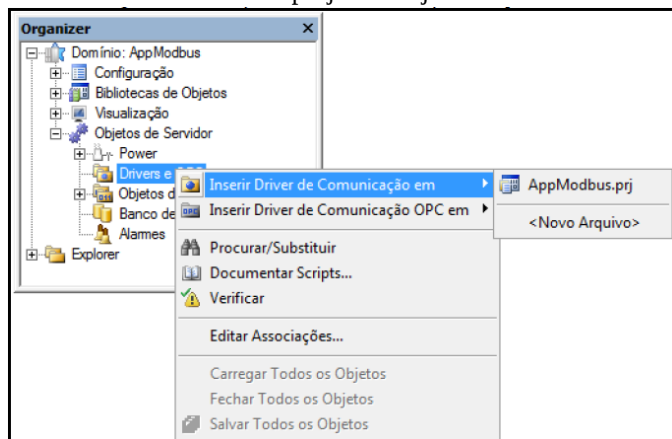
O protocolo Modbus situa-se na camada de aplicação do modelo OSI e é usado para comunicação entre servidor (controlador) e clientes (fontes, bateria, chaves e cargas).

Mensagens em Modbus são geralmente consultas e respostas a dispositivos (p.ex. inversores) individuais, mas podem ser transmissões simultâneas (*broadcasting*) para todos os dispositivos da microrrede, solicitando ação específica.

Modbus pode ser transmitido por diferentes ligações físicas como RS-232, RS485 e Ethernet (TCP/IP) usando conversores intermediários. O quadro Modbus pode ser encapsulado em um pacote TCP.

A microrrede utiliza uma rede TCP/IP com cabeamento Ethernet sendo possível a comunicação entre o drive Modbus no Elipse Power e o drive Modbus TCP no controlador M251.

A configuração do canal Modbus no software Elipse Power é feita através do **Organizer**, selecionando o item **Objetos de Servidor** e então **Drivers e OPC** seguida da opção **Inserir Driver de Comunicação em** como mostra a Fig. 12 e finalmente selecionando o projeto desejado.



Fonte: Software Elipse Power

Fig. 12. Inserção de drive de comunicação no Elipse Power.

Como pré-requisito ao desenvolvimento de um sistema de automação, deve-se garantir que os equipamentos utilizados permitam o acesso a informações desejadas. Alguns fabricantes utilizam protocolos proprietários, impossibilitando a integração com sistemas de automação que não sejam do mesmo fabricante.

E. Investimento

A Tabela 1 apresenta o investimento realizado na implementação da microrrede, desde a aquisição dos equipamentos à montagem.

TABELA I
Descrição Básica do Investimento

CATEGORIA	PREÇO
INVERSORES + MÓDULOS	R\$ 93.492,04
ESTRUTURA DE MONTAGEM DOS MÓDULOS	R\$ 15.507,96
CARGAS	R\$ 12.595,00
EQUIPAMENTOS DE AUTOMAÇÃO	R\$ 57.035,00
SERVIÇO DE INSTALAÇÃO	R\$ 30.418,16
TOTAL	R\$ 209.048,16

Grande parte dos equipamentos, principalmente inversores e módulos fotovoltaicos são importados o que resulta em maior preço e maior tempo de entrega. A despeito de o tema micro e minigeração já se fazer presente no Brasil na forma de projetos pontuais aprovados por regulamentos e normas nacionais,

ainda assim o mercado nacional é pouco abastecido de equipamentos uma vez que os principais itens não têm fabricação nacional. Quando, por sua vez, se aborda o tema microrredes essa carência é ainda maior.

IV. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou o projeto e desenvolvimento de uma microrrede universitária. O projeto concretiza-se como ambiente de aprendizado, investigação e de desenvolvimento de soluções. Ainda há indefinições quanto a diretrizes regulatórias de projeto na área de microrredes devido à ausência de normas consolidadas. A microrrede em questão, por exemplo, não tem seu disjuntor geral ligado ao ramal de entrada da concessionária, mas sim à rede interna do campus.

Porém, diante de um mercado com número crescente de acessantes com capacidade de injetar potência da rede elétrica pública é razoável destacar a importância deste ambiente de pesquisa.

V. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro concedido pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

VI. REFERÊNCIAS

- [1] Microgrids Report. Navigant Research. 2013. 110p.
- [2] J. Karppanen, T. Kaipia, A. Lana, P. Peltoniemi, P. Nuutinen, A. Pinomaa, A. Mattson e J. Partanen, "A conexão de energia distribuída a redes de corrente contínua BT", Revista Eletricidade Moderna, São Paulo, v.43, n. 496, p. 84-85, jul. 2015.
- [3] Microgrids for disaster preparedness and recovery. White paper. March 2014.
- [4] J. B. Almada, "Modelagem, Controle e Gerenciamento da Operação de Microrredes com Fontes Renováveis". Dissertação de Mestrado, Dept. Eng. Elétrica, Universidade Federal do Ceará, 2013.
- [5] IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems, IEEE Standard 1547.4™ July 2011.
- [6] J. T. Pinho e M. A. Galdino, Manual de Engenharia para Sistema Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Eletrobrás - Cresesb, 2014, p.530.
- [7] R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodriguez, Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.
- [8] J. M. Lee, "Islanding Detection Methods for Microgrids". M.Sc. dissertation, Dept. Elect. Eng., University of Wisconsin-Madison. Madison, 2011, p.124.
- [9] T. R. Ricciardi, W. de Freitas Fl., E. A. A. Coelho. "Análise do impacto da proteção anti-ilhamento na estabilidade de geradores conectados via inversores". Dissertação de mestrado, Eng. Elétrica, Unicamp, 2010, p.134.
- [10] C. A. Karasinski. "Guia para aplicação e manutenção de banco de baterias". Trabalho de conclusão de curso. Eng. Elétrica, Instituto Federal de Educação Tecnológica do Paraná, 2003.
- [11] R. C. de Oliveira. "Estudo para aplicação de um sistema de automação para a microrrede do departamento de engenharia elétrica da Universidade Federal do Ceará". Trabalho de conclusão de curso. Eng. Elétrica, Universidade Federal do Ceará, 2014.
- [12] A. A. Bani, L. Weber, A. Nasiri, H. Hosseini. "Microgrid Communications: State of the Art and Future Trends", in 3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications, 2014, pp.34-40.