

# CONTROLE E OPERAÇÃO DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS

LUIZ A. DE S. RIBEIRO, OSVALDO R. SAAVEDRA, JOSÉ G. DE MATOS, SHIGEAKI L. LIMA

*Instituto de Energia Elétrica/ Núcleo de Energias Alternativas/Universidade Federal do Maranhão  
Av. dos Portugueses s/n, Campus Universitário do Bacanga - São Luís- Ma, 65.080-040*  
E-mails: [luiz\\_ribeiro@dee.ufma.br](mailto:luiz_ribeiro@dee.ufma.br), [o.saavedra@ieee.org](mailto:o.saavedra@ieee.org), [gomes@dee.ufma.br](mailto:gomes@dee.ufma.br),  
[shigeaki@dee.ufma.br](mailto:shigeaki@dee.ufma.br)

GUILHERME BONAN, ALEXANDRE S. MARTINS

*CP Eletrônica S.A., Rua da Várzea, 379, Porto Alegre – RS, 91040-600*  
E-mails: [bonan@cp.com.br](mailto:bonan@cp.com.br), [saccol@cp.com.br](mailto:saccol@cp.com.br)

**Abstract**— This paper presents the results of design and control of a standalone renewable energy systems used in isolated communities. One of the main problems of such systems, located in isolated areas of difficult access, is the reliability. The coordination protection and operation, distribution network, inverters, control strategies, and maintenance are aspects that must be well designed to get a reliable system. Furthermore, in these applications the system should have the following features: expansion flexibility and robustness; high efficiency; and adequacy to operate in adverse environmental conditions. The results presented in this paper will address these problems with special attention to the control strategies, and system operation. The paper will present experimental results showing the robustness and viability of a pilot renewable hybrid electrical generation system in the Lençóis's Island, northeast of Brazil.

**Keywords**— hybrid renewable energy systems, solar energy, wind energy

**Resumo**— Este artigo apresenta os resultados de projeto e controle de um sistema híbrido de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e que é usado em comunidades isoladas. Um dos principais problemas de tais sistemas, localizados em áreas isoladas e de difícil acesso, é a confiabilidade. A coordenação da proteção e operação, rede de distribuição, os inversores, as estratégias de controle e a manutenção são aspectos que devem ser bem projetados para se obter um sistema confiável. Além disso, em tais aplicações o sistema deve ter as seguintes características: capacidade de expansão e robustez; alta eficiência e ser adequado para operação em condições ambientais adversas. Os resultados apresentados neste abordam estes problemas com ênfase as estratégias de controle e operação do sistema. O artigo apresentará resultados experimentais mostrando a robustez do sistema e viabilidade de um projeto piloto de um sistema de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis localizado na Ilha de Lençóis, no nordeste do Brasil.

**Palavras-chave**— sistemas híbridos de geração de energia, energia solar, energia eólica

## 1 Introdução

O fornecimento de energia elétrica para atendimento de comunidades isoladas no Brasil e em outros países em desenvolvimento, em geral, ainda é feito de forma precária, utilizando-se geradores a diesel, com funcionamento durante 3 a 4 horas por dia (Nelson et al. 2002). Isso tem sido motivado quase sempre devido aos altos custos relacionados com a expansão da rede elétrica convencional, para que a energia elétrica possa chegar até essas comunidades. Em alguns casos, restrições de ordem técnica e ambientais também têm sido fatores que tem impedido o atendimento elétrico pleno dessas comunidades, principalmente, daquelas localizadas em ilhas oceânicas.

Uma solução simples e de baixo custo de implantação seria atender essas comunidades 24 horas por dia utilizando-se geradores a diesel. Essa solução, no entanto, tem alto custo operacional e elevada emissão de poluentes, principalmente NOx e CO, o que a torna inadequada do ponto de vista ambiental (Lasseter et al. 2002a, 2002b).

Neste aspecto, os sistemas híbridos de geração de energia elétrica, baseados nas tecnologias fotovol-

taica e eólica têm sido eficazes no abastecimento de comunidades isoladas. São soluções que vêm se mostrando adequadas para áreas de difícil acesso, dispersas, com restrições ambientais ou com baixo poder aquisitivo (Nelson et al. 2002; Boyle, 2004). Esses sistemas diminuem ou mesmo eliminam a necessidade de uso de óleo diesel para geração de energia elétrica, diminuindo a emissão de poluentes.

Para operar em localidades isoladas e remotas, esses sistemas híbridos de geração de energia elétrica devem ser projetados com alto grau de automação e com tecnologia consagrada e confiável, de forma que os mesmos possam operar de forma autônoma e com o mínimo de intervenção humana possível (Nelson et al. 2002). Aspectos institucionais e operacionais também devem ser considerados na fase de projeto de modo que os sistemas sejam auto-sustentáveis, eficientes, confiáveis e que tenham alto grau de disponibilidade (Baring-Gould et al. 2001; Flowers 1998; Flowers et al. 2000). Uma topologia com geração e distribuição de energia elétrica em formato de mini rede (“Micro Grid”), conforme descrita em Jiayi (2007) geralmente é usada nestes tipos de sistemas híbridos.

Levando em conta esses conceitos, foi desenvolvido um projeto para levar energia elétrica a comunidades que possuem esse perfil. Trata-se de um sistema híbrido de geração de energia elétrica a partir das energias eólica e solar, de forma que a demanda seja totalmente atendida utilizando energia limpa a partir de fontes renováveis, com qualidade, confiabilidade e robustez, sem agredir o meio ambiente. Este é um projeto piloto que está instalado na Ilha de Lençóis, no município de Cururupu – Ma.

Este artigo descreve o projeto, o controle e a operação deste sistema, mostrando os resultados experimentais dos primeiros dois anos de funcionamento e os aspectos que melhoraram a confiabilidade da operação do mesmo.

## 2 Descrição do Sistema

O diagrama de blocos simplificado do sistema é mostrado na Fig. 1. O subsistema solar é composto de 9 linhas de painéis em paralelo, cada uma composta por 18 painéis em série. Cada linha tem seu próprio controlador de carga de forma a prover o correto carregamento do banco de baterias. A potência total máxima deste subsistema é de aproximadamente 21 kWp. As especificações elétricas dos painéis solares utilizados são apresentadas na Tabela 1. O subsistema eólico é formado por três aerogeradores, cujas especificações estão apresentadas na Tabela 2. Os geradores elétricos são síncronos com ímãs e as suas saídas são conectadas a retificadores semi-controlados de forma a controlar o carregamento do banco de baterias. Estes dois subsistemas operam em paralelo para carregar um banco composto por 120 baterias, arranjadas em 6 linhas em paralelo, cada uma com 20 baterias de 150 Ah em série. A tensão cc nominal do sistema é 240 V. Há um gerador a diesel de 53 kVA que é usado como unidade de backup quando houver necessidade de manutenção do sistema, em caso de falhas ou quando houver escassez das fontes primárias de energia (sol e vento).

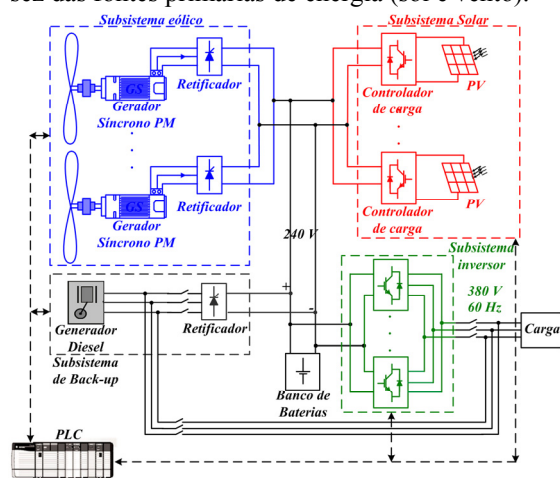


Figura 1. Diagrama de blocos do sistema

O gerenciamento automático do sistema é feito por um controlador lógico programável (PLC) que é

responsável pela coordenação da operação eficiente e em paralelo de todas as fontes de energia, pelo controle do carregamento das baterias, pelo controle de carga do gerador diesel (na eventualidade do mesmo estar ligado), pela transferência de carga entre os inversores e gerador diesel e pela aquisição e transferência de dados. As variáveis monitoradas são usadas num sistema supervisório que permite o monitoramento em tempo real da contribuição individual de cada fonte para alcançar a demanda de carga. Estes dados estão disponíveis localmente e pretende-se disponibilizá-los remotamente.

Tabela 1. Especificações elétricas dos painéis solares

Potência máxima	130 W
Tolerância	+10% / -5%
Tensão de máxima potência	17.6 V
Corrente de máxima potência	7.39 A
Tensão de circuito aberto	21.9 V
Corrente de curto-circuito	8.02 A

Tabela 2. Especificações do aerogeradores

Velocidade do vento para partida	3.1 m/s
Velocidade do vento para início de geração	3.5 m/s
Velocidade do vento para geração nominal	12.4 m/s
Velocidade do vento de Furling	15.7 m/s
Velocidade do vento máxima projetada	50 m/s
Velocidade rotórica	0 - 350 RPM
Potência nominal	7.5 kW

## 3 Projeto do Sistema

Em um sistema híbrido do tipo eólico-solar-diesel (veja Fig. 1) o dimensionamento do conjunto de geração implica em quantificar as potências a serem instaladas para cada um desses componentes. Os itens com maior complexidade de serem determinados são as parcelas de potência de pico que devem ser alocadas para o subsistema de geração solar e para o subsistema de geração eólica. Isso decorre do fato desses componentes representarem os itens com custos determinantes para a viabilidade econômica do projeto e a sua quantificação depender de dados que indiquem com segurança as potencialidades de geração de energia elétrica a partir do sol e do vento no local de instalação.

A grande vantagem do uso de sistemas híbridos do tipo solar-eólica é poder usufruir, sempre que possível, da complementaridade entre as duas fontes, de forma a garantir o fornecimento de energia totalmente a partir das fontes renováveis. A decisão, no entanto, de qual fração usar de cada uma das fontes não é uma tarefa simples. Em locais onde o fator de capacidade do sistema eólico for elevado pode ser mais vantajoso usar mais energia eólica que solar. Já em regiões tropicais, onde há incidência solar o ano inteiro, pode ser que a fonte solar seja mais atrativa economicamente. O dimensionamento, portanto, deve levar em conta uma série de fatores como a potencialidade local de cada fonte, a complementaridade entre as mesmas, as dificuldades logísticas de implantação, a disponibilidade de materiais e equipamentos, os custos envolvidos, num jogo de tentati-

vas e erros até conseguir a solução que pareça a mais apropriada.

O sistema foi dimensionado seguindo os critérios descritos a seguir, para atender um consumo de 6.800 kWh por mês e uma demanda da ordem de 25 kVA, estimados para um horizonte de 10 anos, considerando além do consumo residencial, o consumo de uma pequena fábrica de gelo que deverá operar por 6 horas/dia com produção estimada de 720 Kg de gelo por dia. Os valores nominais e comerciais projetados para o sistema já estão descritos na seção 2.

### 3.1 Dimensionamento das Fontes Eólica e Solar

Idealmente o subsistema solar e o subsistema eólico devem ser quantificados para atender as necessidades de consumo total da carga em kWh/dia, para todas as épocas do ano, levando-se em conta os dados disponíveis de potenciais eólicos e solares do local e a otimização dos custos de implantação do projeto. Matematicamente, essas premissas podem ser escritas na forma de (1) e (2).

$$R.F_{us}.P_S + F_{uv}.P_V = Consumo \quad (1)$$

$$A.P_S + B.P_V = Custo \quad (2)$$

Explicitando-se  $P_V$  e  $P_S$ , têm-se (3) e (4).

$$P_S = \frac{(B.Consumo - F_{uv}.Custos)}{(R.F_{us}.B - F_{uv}.A)} \quad (3)$$

$$P_V = \frac{(R.F_{us}.Custos - A.Consumo)}{(R.F_{us}.B - F_{uv}.A)} \quad (4)$$

SENDO:

$R$  → Radiação solar no local da instalação, em h/dia;

$F_{us}$  → Fator de utilização do painel solar.

$P_S$  → Potência de pico do painel solar em kW.

$F_{uv}$  → Fator de utilização do conjunto de aerogeradores (energia eólica) em h/dia.

$P_V$  → Potência instalada de pico do Arranjo Eólico em kW.

$Consumo$  → Consumo de energia da comunidade em kWh/dia.

$A$  → Custo unitário em (R\$) ou em (US\$) por kW de pico de painel solar instalado.

$B$  → Custo unitário em (R\$) ou em (US\$) por kW de arranjo eólico.

Os valores  $P_V$  e  $P_S$  podem ser calculados por (3) e (4), desde que sejam conhecidos o  $Consumo$  médio em kWh/dia e o  $Custo$  em R\$. Ocorre que um dos objetivos do dimensionamento do conjunto de geração é calcular  $P_V$  e  $P_S$  de forma a minimizar os custos, porém, a variável  $Custos$  não é, em princípio conhecida. Um procedimento de cálculo adotado para contornar esse problema foi o seguinte:

- Calcular as variáveis  $P_V$  e  $P_S$  a partir de valores arbitrados da variável  $Custos$ , utilizando (3) e (4);
- A partir de uma análise que leve em conta a complementaridade das fontes eólica e solar, a

disponibilidade de recursos, as dificuldades logísticas de instalação, etc., um conjunto de valores ( $Custos$ ,  $P_V$  e  $P_S$ ) pode ser eleito como coerente e adequado ao sistema a ser implantado.

### 3.2 Dimensionamento do banco de baterias

O banco de baterias deve ser dimensionado de modo a atender aos critérios listados a seguir, devendo ser escolhido aquele que proporcionar o maior valor de capacidade Ah para o banco:

- A corrente total do conjunto de aerogeradores deve ser inferior a 10% da capacidade total do banco em Ah;
- A corrente de descarga máxima do banco, limitada a 10% da sua capacidade nominal, multiplicada pela tensão do barramento CC deve ser superior a demanda máxima projetada para a carga;
- A capacidade de suprir as cargas residenciais e de serviços essenciais como escola e posto de saúde, no caso de falta de vento e sol, deve ser fixada em valor seguro que garanta uma continuidade razoável do serviço de fornecimento de energia, sem necessidade de uso da fonte a diesel. Um período razoável pode ser de pelo menos 12 horas, com uma descarga máxima de 30%, supondo-se inicialmente o banco de baterias plenamente carregado. Esse período poderá ser reduzido ou aumentado, a critério do projetista, dependendo da disponibilidade de recursos para implantar e manter o projeto.

### 3.3 Dimensionamento do Grupo Gerador

O grupo gerador de backup deve ser dimensionado de modo a atender os critérios listados a seguir, devendo ser escolhido àquele que indicar o menor valor de potência nominal para o gerador:

- A potência mínima típica demandada pela carga deve representar pelo menos 30% da potência nominal do grupo gerador;
- A potência nominal do gerador deve ser suficiente para que este alimente, além da potência da carga, também o retificador de recarga do banco de baterias, de modo que este forneça ao banco uma corrente de pelo menos 10% da capacidade nominal do mesmo.

### 3.4 Dimensionamento do Subsistema Inversor

O subsistema inversor deve ter capacidade para atender no mínimo a demanda máxima da carga em kVA. Na composição do sistema de inversão de tensão deve-se usar mais de uma unidade inversora operando em paralelismo ativo com divisão de carga e com redundância de pelo menos N+1, devendo

cada unidade ter capacidade de atender sozinha a potência demandada pela carga.

### 3.5 Dimensionamento do retificador de recarga do banco de baterias

Conforme se pode observar da Figura 1, quando as demais fontes estiverem desligadas (turbinas eólicas e painel solar), a potência de saída do retificador, dependendo da configuração operacional, pode ser igual a potência solicitada pelo sistema de inversão de tensão mais a potência a ser entregue para carregar o banco de baterias.

## 4 Controle e Operação

Este sistema híbrido começou a operar em junho/2008 na Ilha de Lençóis, município de Curupu – Ma. Atualmente a ilha tem 90 consumidores, incluindo escola e posto de saúde, e uma população de aproximadamente 395 habitantes. O consumo atual de energia é, em média, de aproximadamente 3.660 kWh/mês, com uma demanda de 11 kW, considerando também a iluminação pública da vila, que funciona das 18:00 hs às 24:00 hs. Arbitrando-se uma taxa de crescimento de 2,2 % ao ano, o consumo e a demanda projetados em 10 anos serão 4.247 kWh/mês e 15 kW, respectivamente. Portanto, se este ritmo de crescimento se confirmar o sistema de geração tem potência suficiente para alimentar os consumidores por pelo menos 10 anos sem qualquer crescimento nos subsistemas de geração (turbinas, painéis e seus conversores). Mesmo com a entrada em operação da fábrica de gelo, com demanda de 8 kW e consumo mensal estimado em 1800 kWh/mês, a expectativa de consumo mensal ainda permanecerá inferior o valor que serviu de referência para o dimensionamento do sistema.

Quando o sistema foi concebido, a energia que alimentava a comunidade vinha de um grupo gerador diesel de 30 kW. O mesmo operava somente 4 horas/dia (18:00 – 22:00 hs) e o custo total da energia era de aproximadamente R\$ 25,00/mês para cada residência. Atualmente o sistema está funcionando 24 horas/dia e o preço médio da energia é de aproximadamente R\$ 30,00/mês/residência.

### 4.1 Controles do gerador diesel e do retificador

Uma das características de sistemas híbridos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis no Brasil é o pequeno consumo motivado principalmente pela baixa renda da população. Se um sistema é projetado para fornecer energia durante, por exemplo, 20 anos é provável que ele trabalhe numa condição quase à vazia durante pelo menos metade deste período. Neste cenário, a eficiência do mesmo será muita baixa durante os primeiros anos de operação, pois as perdas no próprio sistema serão comparáveis com os níveis de potência fornecidos. Portanto, é fundamental que a operação geral da planta de geração seja no ponto de maior eficiência possível. Por

exemplo, suponha um inversor de 20 kVA com eficiência de 88% (típica para inversores deste tamanho). Esta eficiência é medida na condição de plena carga, correspondendo a uma perda de 2,4 kW para este inversor. Uma suposição razoável para as suas perdas à vazia seria 0,8 kW. Suponha agora que a velocidade do vento seja 1/3 da velocidade nominal da turbina, o que é perfeitamente possível na região onde este projeto está implantado em determinada época do ano. Neste ponto de operação, a potência gerada pela turbina eólica seria 1/9 de sua potência nominal. Isso corresponde a 0,833 kW (a potência nominal da turbina é 7,5 kW). Para essa situação, mais que uma turbina seria necessária somente para suprir as perdas do subsistema inversor. Portanto, é fundamental o projeto de inversores eficientes para tais aplicações.

O mesmo ocorre com o sistema diesel de backup. Ele deve trabalhar somente quando houver escassez das fontes de energia renováveis. Entretanto, quando operar deve funcionar com a melhor eficiência que possuir. Medidas de campo demonstraram um consumo de óleo a vazia que é de aproximadamente 40 % do consumo de óleo em plena carga. Portanto, se o gerador diesel tiver que ser usado ele deve trabalhar próximo da sua condição de plena carga, que representa o seu ponto de máxima eficiência. No sistema proposto isso é realizado através do controle da corrente de saída do retificador conectado à saída do gerador diesel (veja Fig.1). A idéia é usar o gerador para carregar o banco de baterias com parte da sua potência. Sempre que a carga dos consumidores for baixa, a potência disponível do gerador (após alimentar os consumidores) será usada para carregar o banco de baterias de tal forma que o gerador diesel estará sempre trabalhando próximo de sua plena carga. O fluxograma que representa o controle do gerador diesel e do retificador é mostrado na Fig. 2. Inicialmente as variáveis do sistema são medidas e o estado de carga das baterias é analisado baseado no nível de tensão e no Ah (integral da corrente do banco  $I_B$ ). A qualquer momento que o banco de baterias estiver descarregado (30 % de descarga) e a tensão do banco estiver abaixo de um valor mínimo ( $V_{Bmin} = 243 V$ ) o gerador diesel e o retificador conectado a sua saída são ligados. Então, a potência máxima possível (PSR) de saída do retificador é calculada. E corrente  $I_{aux1}$ , que eventualmente será a máxima corrente de saída do retificador, é calculada baseada na tensão do barramento cc. Devido ao fato das outras fontes (eólica e solar) ainda estarem em paralelo com o retificador, a sua corrente de saída deve ser controlada para evitar sobrecorrente do banco de baterias. Isto pode ocorrer se o vento ou a radiação solar ou ambos aumentarem durante o tempo em que o retificador estiver ligado. Além disso, a corrente do retificador deve ser controlada para não sobrecarregar o próprio grupo gerador diesel. Assim, se a carga dos consumidores crescer a corrente do retificador que vai para as baterias deve decrescer na mesma proporção.

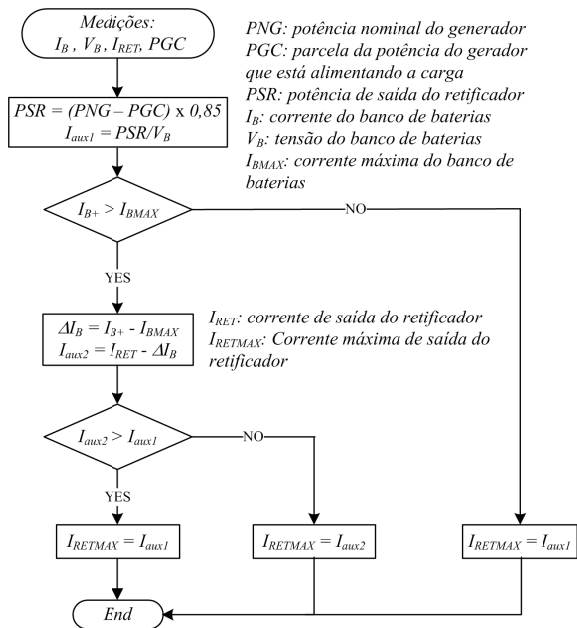


Figura 2. Fluxograma de controle do grupo gerador e retificador

#### 4.2 Operação dos inversores

O subsistema inversor utilizado neste projeto foi desenvolvido de forma a fornecer as características desejadas de inversores para tais aplicações, ou seja: alta eficiência, flexibilidade de expansão e alta robustez. A necessidade de um sistema confiável é devido fundamentalmente à longa distância e dificuldade de acesso às comunidades isoladas. Além disso, o sistema deve ser robusto em relação ao clima: altas temperaturas, umidade, e salitre. A capacidade de expansão deve ser levada em conta uma vez que esses sistemas são concebidos para melhorar o desenvolvimento da região onde estão funcionando. A presença de energia elétrica nas comunidades isoladas é responsável pela melhoria da qualidade de vida. Em vários casos espera-se um crescimento contínuo do uso da energia. Assim, a flexibilidade de expansão é um aspecto que deve ser observado na etapa de projeto de tais sistemas. Se somente um inversor for usado, em alguns anos o mesmo se mostrará insuficiente para suprir a demanda crescente. Logo, em alguns anos o inversor precisará ser trocado. No sistema proposto os inversores operam em paralelo numa configuração chamada N+1 (Lewis, 1987), melhorando a confiabilidade e também permitindo a expansão. A operação em paralelo é similar aquela de geradores síncronos em paralelo, uma técnica chamada método *drooping* (Tuladha et al. 1997; Chiang et al. 2001).

O modo de operação usado neste projeto é uma variação do modo paralelo N+1. Chamaremos este modo de modo quase-paralelo. Neste tipo de operação sempre que a carga for menor que  $\frac{1}{4}$  da potência nominal dos inversores uma das unidades é desligada. Desta forma a eficiência do subsistema em baixas cargas é melhorada uma vez que as perdas de um dos inversores deixam de existir. A probabilidade de falhas da configuração paralela N+1 não é diminuída considerando que o PLC controla esta operação e a

probabilidade de falhas do mesmo é bem menor que aquela dos inversores. No caso de falha do inversor que está alimentando a carga, um sinal automático comanda a ligação da outra unidade.

O projeto de hardware é baseado em inversores trifásicos de 20 kVA, com IGBTs. A tensão de saída em 380 V, 60 Hz é regulada por um DSP TMS320LF2407A que implementa um tipo de controle PID usando modulação vetorial (SVM) e com frequência de chaveamento de 4 kHz (Bonan et al. 2009; Ribeiro, et al. 2009). Um filtro passa-baixa LC é usado em cada fase para eliminar o conteúdo harmônico de alta frequência presente na saída dos inversores. Um transformador isolador é usado na saída para prover isolamento galvânica e mudança do nível de tensão. Como um componente final há uma impedância de saída (indutor) que é usada no compartilhamento de carga entre as unidades. Observou-se que este transformador juntamente com o indutor melhora a confiabilidade do subsistema uma vez que limitam as variações de corrente ( $di/dt$ ) e facilitam a proteção contra curto-circuitos. O diagrama de blocos do subsistema inversor é mostrado na Fig. 3. Embora nesta figura só apareçam dois inversores, pode-se conectar outros a medida que a carga for aumentando. O projeto inicial prevê três inversores. O terceiro será incluído assim que a carga aumentar de nível.

Os inversores formam desenvolvidos de forma a oferecer a maior confiabilidade e robustez possível ao sistema. A implementação das proteções de sobrecarga foi realizada considerando diferentes temporizações para diferentes níveis de corrente. A robustez em relação à corrente de partida de cargas não lineares também foi considerada, sendo incluída na malha de controle uma limitação nos pulsos de PWM sempre que a corrente excede o valor máximo definido.

Em caso de curto-circuito na saída, foram utilizados disjuntores com curvas adequadas para a correta seletividade do sistema. Nessa situação os inversores mantêm a operação por aproximadamente 16ms. Caso a situação de curto-circuito permaneça, o inversor desconecta a carga. O sistema possui ainda uma última barreira de proteção contra situações de sobrecarga e curto-circuito que é a monitoração da tensão  $V_{CE}$  dos IGBTs. Em caso de sobrecorrente a tensão  $V_{CE}$  cresce proporcionalmente e, caso ultrapasse o nível estabelecido são desligados instantaneamente os pulsos do inversor.

A eficiência dos inversores foi baseada num compromisso entre a frequência de chaveamento, largura de faixa dos controladores e tamanho dos filtros. A melhor eficiência foi devido a diminuição nas perdas do inversor e potência necessária para resfriar o sistema. Os resultados de eficiência medidos em laboratório, com carga linear (resistores), são apresentados na Tabela 3. Pode-se observar que a eficiência geral é 3% a 5% maior que aquela existente em equipamentos de mesma potência no Brasil.

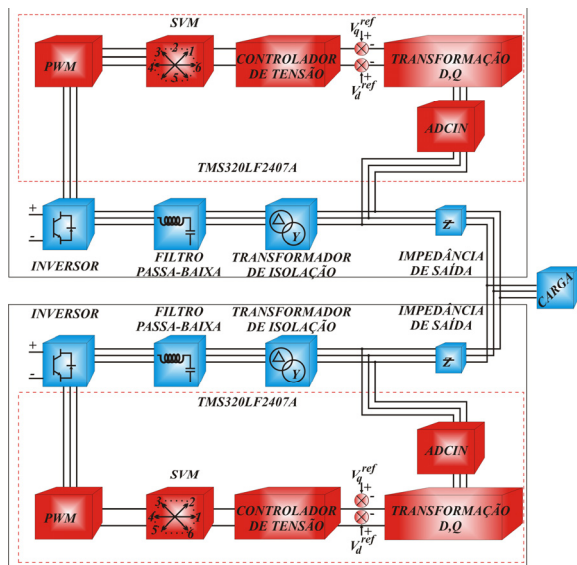


Figura 3. Diagrama de blocos dos inversores

Tabela 3. Resultados de eficiência

Eficiência ( $P_{out}/P_{in}$ ) medida com equipamentos <i>True RMS</i>			
Equipamento	Potência de entrada (kW)	Potência de saída (kW)	Eficiência (%)
Inversor 1	20,5	19,1	93,17
Inversor 2	19,1	17,4	91,09

Outro aspecto importante é a partida do subsistema inversor após uma falta ou desligamento proposital para manutenção ou qualquer outra razão. Vale lembrar que sempre que o subsistema inversor for desligado para manutenção, o grupo gerador automaticamente entra em funcionamento, mantendo fornecimento de energia para a carga. No caso de haver curto-circuito na rede tenta-se religar os inversores por 3 vezes. Devido a capacidade limitada de potência dos inversores a corrente de *inrush* dos equipamentos a serem energizados, neste caso específico geladeiras e freezers, poderia eventualmente fazer atuar a proteção dos inversores. Para minimizar estes problemas dois procedimentos foram testados: 1) a qualquer momento que o subsistema tiver que ser ligado, a seguinte seqüência deve ser aplicada:

- Ligar o grupo gerador diesel e alimentar a carga;
- Ligar o primeiro inversor;
- Fazer o paralelismo dos outros inversores com aquele que foi ligado previamente;
- Transferir a carga para o subsistema inversor;
- Desligar o grupo gerador;

2) neste segundo procedimento a carga é seccionada em vários circuitos. No caso específico da ilha fez-se 4 circuitos, denominados norte, sul, leste e oeste. Então, os inversores são religados, colocados em paralelo conforme descrito no primeiro procedimento e a carga é adicionada sequencialmente, setor por setor. Este segundo procedimento é preferível uma vez que não há necessidade de ligação do gerador diesel.

## 5 Resultados de campo

Este sistema entrou em operação em Julho/2008. O projeto e as estratégias de controle implementadas mostram-se efetivos conforme os dados mostrados na Tabela 4. Nesta tabela mostram-se os índices de desempenho comumente utilizados pela ANELL para aferir a qualidade do fornecimento de energia elétrica fornecida pelas concessionárias de energia do Brasil. Estes índices são: DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora) e FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções), cujos valores ideais são zero para ambos. No primeiro ano de funcionamento somente 24 horas de fornecimento de energia foi provida pelo grupo gerador diesel, motivada por defeitos ou problemas operacionais no sistema, o que representa somente 0,65 % do período (164 dias ou 3936 horas). Portanto, durante 99,375 % deste período a demanda foi alimentada pelas fontes renováveis: eólica e solar. Este primeiro ano foi considerado de teste, sendo que as estratégias de controle foram aprimoradas e corrigidas. Os índices de desempenho obtidos neste período (20/07/2008 a 31/12/2008) foram: DEC = 72 e FEC = 3.

No segundo ano (2009), não houve qualquer registro de interrupção no fornecimento de energia, o que resulta num DEC = 0 e FEC = 0. Estes bons índices são atribuídos ao elevado grau de automação do sistema e também a pequena rede de distribuição, que foi adequadamente preparada para ambientes marinhos. Em relação à composição da energia fornecida, os meses de Janeiro a Junho correspondem a estação chuvosa, período em que a disponibilidade das fontes renováveis cai drasticamente. Isto implica no uso do grupo gerador diesel durante alguns dias, por no máximo 4 horas a fim de evitar descarga excessiva do banco de baterias. Para este segundo ano, o grupo gerador diesel operou por aproximadamente 400 horas. Isto significa que, mesmo com limite na capacidade das fontes renováveis durante a estação chuvosa, o sistema operou 95,43 % com a demanda fornecida pelas mesmas.

Tabela 4. Índices de operação do sistema

	DEC	FEC	Operação com energia renovável	Operação Diesel
1º ano (3936 horas)	72	3	99,375%	0,625 %
2º ano (8760 horas)	0	0	95,43%	4,56%

Outro aspecto interessante está relacionado com a estratégia de controle para carregamento do banco de baterias, a qual permitiu que durante este período de funcionamento do sistema somente 16 baterias tenham apresentado problemas. Isto corresponde a 13 % do total de 120 baterias. Segundo informações do fabricante 4 destas baterias defeituosas apresentaram problemas devido a manuseio inadequado durante o

transporte. Quanto as demais (12 baterias), o problema estava associado com a falta de carga por um tempo prolongado. Isto porque na etapa inicial do projeto a tensão de carga utilizada foi inferior ao valor que deve ser utilizado em tais aplicações. Somente após algumas reuniões com o fabricante é que se chegou a um valor de tensão de carga compatível com a aplicação.

Durante este período de funcionamento a carga nunca atingiu os valores de potência testados em laboratório (veja Tabela I). A máxima potência de carga registrada foi de 10 kW. Portanto, a eficiência dos inversores medida em campo foi menor que aquela obtida em laboratório, especialmente porque os mesmos alimentam cargas não-lineares na Ilha de Lençóis. A Fig. 4 mostra as potências de entrada e saída dos inversores e a eficiência medidas num dia típico de fevereiro de 2010. A eficiência máxima foi de aproximadamente 90,5 %, registrada no instante em que a carga estava no seu valor máximo.

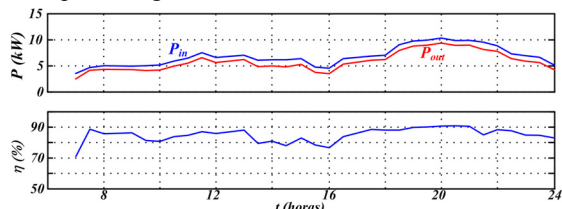


Figura 4. Potência e eficiência dos inversores medidas na ilha

O estágio atual de demanda da ilha é mostrado na Fig. 5, que apresenta os valores eficazes das correntes de fase e no neutro de saída do subsistema inversor por um período de aproximadamente 10 horas. Estes valores foram medidos num dia típico do mês de dezembro/2009. Observa-se que o sistema é desbalanceado e que as correntes apresentam um grande conteúdo harmônico, implicando em uma corrente de neutro relativamente elevada.

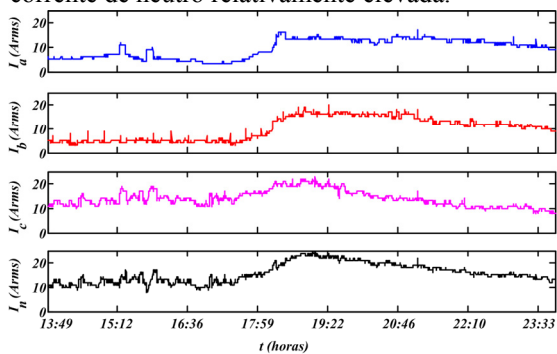


Figura 5. Correntes eficazes nas fases e no neutro

O conteúdo harmônico das correntes pode ser observado na Fig. 6, que apresenta a distorção harmônica total ( $THD_i$ ) das correntes de fase, medida ao longo do mesmo período dos resultados mostrados na Fig. 5. A elevada distorção das correntes se justifica fundamentalmente pelas características naturais das cargas, compostas por lâmpadas fluorescentes compactas de baixo fator de potência, geladeiras, freezers e aparelhos de TV.

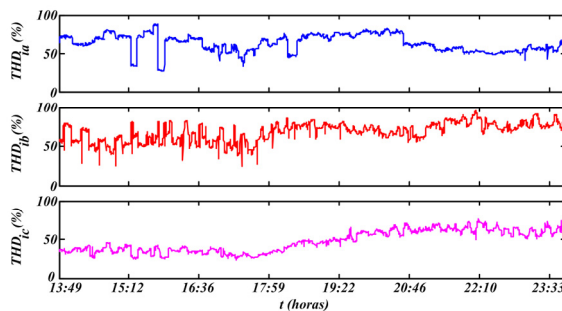


Figura 6. Distorção harmônica total das correntes de fase

No entanto, mesmo com a elevada distorção harmônica e desbalanceamento de carga entre as fases, a distorção harmônica nas tensões de saída dos inversores é menor que 7 %, conforme mostrado na Fig. 7. Este valor está dentro dos padrões estabelecidos pela ANEEL (Resolução normativa N° 395, de 15 de dezembro de 2009), que estabelece um valor máximo de 10 %. Além disso, nenhuma harmônica individual é maior que os níveis estabelecidos na mesma norma, que são de até 6,5 % para a terceira harmônica e até 7,5 % para a quinta. Estes valores podem ser vistos na Fig. 8, que apresenta as principais harmônicas de tensão (terceira e quinta ordem) para cada uma das fases.

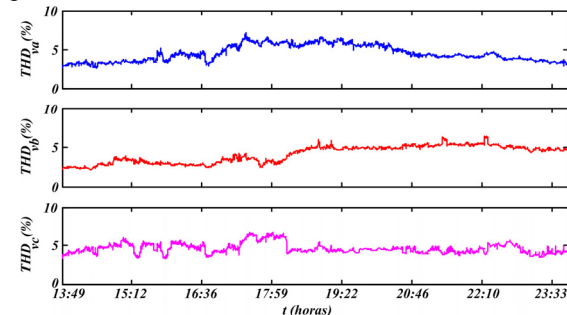


Figura 7. Distorção harmônica total das tensões de fase

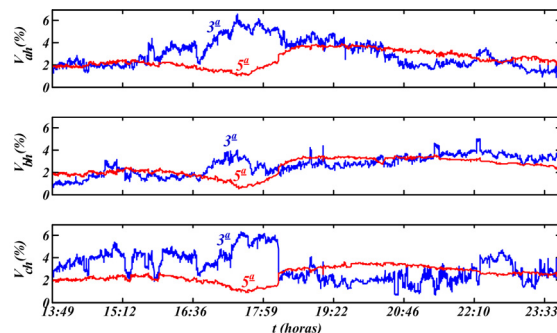


Figura 8. Terceira e quinta harmônicas das tensões de fase

## 6 Conclusão

Neste trabalho apresentaram-se a descrição, o projeto e a operação do sistema híbrido de geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis eólica e solar que está implantado na Ilha de Lençóis, localizada no nordeste do Brasil. A metodologia de projeto e as estratégias de automação e controle do sistema têm se mostrado efetivas, uma vez que o mesmo está operando continuamente já faz

quase dois anos e os resultados experimentais mostram que a qualidade na geração e no fornecimento de energia está dentro dos padrões estabelecidos pelas normas técnicas pertinentes. A principal contribuição deste trabalho foi provar que sistemas isolados baseados em energias renováveis são viáveis de serem implantados e operados, desde que na concepção do projeto sejam embutidas diretrizes que observem a confiabilidade do sistema, considerando as peculiaridades da carga, climáticas, ambientais e logísticas.

### **Agradecimentos**

Os autores gostariam de agradecer o apoio do Ministério de Minas e Energia, CP Eletrônica S.A., Eletrobrás e CNPq.

### **Referências Bibliográficas**

- Baring-Gould, E. I.; Newcomb, C.; Corbus, D. and Laldas, R. (2001). Field Performance of Hybrid Power Systems. In American Wind Energy Association's WINDPOWER 2001 Conference, Washington, D.C., pp. 1 - 12.
- Bonan, G.; Martins, A. S.; Ribeiro, L. A. de S.; Saavedra, O. R.; Matos, J. G. (2009). Parallel-Connected Inverters Applied in Renewable Energy Systems. Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência, pp. 993 - 999.
- Boyle, G., 2004, Renewable: Power for sustainable future, Oxford, UK.
- Chiang, S. J.; and, Chang, J. M. (2001). Parallel Control of the UPS Inverters with Frequency-dependent Droop Scheme. IEEE 32nd Power Electronics Specialists Conference, vol. 2, pp. 957 - 961.
- Flowers, L. (1998). Lessons Learned - NREL Village Power Program. In Windpower '98, Bakersfield, CA., pp. 1 - 8.
- Flowers, L.; Baring-Gould, E. I.; Bianchi, J; Corbus, D.; Drouilhet, S.; Elliott, D.; Gevorgian, V.; Jimenez, A.; Lilientahal, P.; Newcomb, C. and Taylor, R. (2000). Renewable for Sustainable Village Power. In American Wind Energy Association's WINDPOWER 2000 Conference, Palm Springs, California., pp. 1 - 12.
- Jiayi, H.; Chuanwen, J. and Rong X. (2007). A review on distributed energy resources and microgrid, Elsevier Renewable & Sustainable Energy Reviews, vol. 12, no 9, pp. 2472-2483.
- Lasseter, R.; Akhil, A.; Marnay, C.; Stephens, J.; Dagle, J.; Guttromson, R; Meliopoulos; A. S.; Yinger, R. and Eto, J. (2002). White Paper on Integration of Distributed Energy Resources - The CERTS microgrid concept. Office of Power Technologies, U.S. Department of Energy, pp. 10 - 27.
- Lasseter, R.; Akhil, A.; Marnay, C.; Stephens, J.; Dagle, J.; Guttromson, R; Meliopoulos; A. S.; Yinger, R. and Eto, J. (2002). White Paper on Integration of Distributed Energy Resources - The CERTS microgrid concept - Appendices. Office of Power Technologies, U.S. Department of Energy, pp. 1 - 43.
- Lewis, E.E. (1987). Introduction to Reliability Engineering. John Wiley & Sons Inc.
- Nelson, V. C.; Foster, R. E.; Clark, R. N. and Raubenheimer, D. (2002). Wind Hybrid System Technology Characterization. NREL - National Renewable Energy Laboratory, pp. 1 - 50.
- Ribeiro, L. A. de S.; Saavedra, O. R.; Matos, J. G.; Bonan, G.; Martins, A. S. (2009). Small renewable hybrid systems for stand alone applications. IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, pp. 1 - 7.
- Tuladha, A.; Jin, H.; Unger, T, and Mauch, K. (1997). Parallel Operation of Single Phase Inverter Modules with No Control Interconnections. IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, vol. 1, pp. 94 - 100.