

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/266441348>

IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS

Article

CITATION

1

READS

318

6 authors, including:



[Izete Zanesco](#)

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

54 PUBLICATIONS 226 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



[Adriano Moehlecke](#)

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

55 PUBLICATIONS 205 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



[Tiago Cassol Severo](#)

Universidade de Caxias do Sul (UCS)

12 PUBLICATIONS 7 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



[Eduardo Zenzen](#)

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

1 PUBLICATION 1 CITATION

[SEE PROFILE](#)

Some of the authors of this publication are also working on these related projects:



Projeto Gincarvi Jr - Desenvolvimento de foguetes amadores [View project](#)

IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS

Izete Zanesco^{1,2}, Adriano Moehlecke^{1,2}, Tiago C. Severo^{1,2}, Silvio L. R. Santos Júnior¹, Eduardo A. Zenzen¹, Dario Eberhardt^{1,2}

¹Faculdade de Física - ²Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais
Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUCRS
Av. Ipiranga, 6681 – Prédio 96A – Porto Alegre – RS – CEP 90619-900
Telefone: 51 3320 3682 – Fax: 51 3320 3616 – E-mail: izete@puers.br

Resumo: A conversão direta da energia solar em elétrica é realizada por dispositivos denominados de células solares. Estas são associadas eletricamente e encapsuladas para formar um módulo fotovoltaico. Um sistema fotovoltaico autônomo é constituído por um conjunto de módulos fotovoltaicos, baterias e controlador de carga e tem por finalidade proporcionar energia elétrica a uma determinada carga. O objetivo deste trabalho é apresentar a implementação de um sistema fotovoltaico autônomo, projetado a partir de um método analítico e analisar experimentalmente sua performance. O dimensionamento de um sistema fotovoltaico autônomo consiste em encontrar o ângulo de inclinação ótimo dos módulos fotovoltaicos, a área do conjunto de módulos e a capacidade das baterias que melhor se enquadram à demanda energética e à distribuição da radiação solar local. O sistema foi projetado para Porto Alegre e instalado. Foi implementado um sistema de aquisição de dados automatizado para monitorar a corrente elétrica gerada pelos módulos e enviada à bateria, a tensão da bateria, a corrente elétrica que passa pelas lâmpadas, a irradiância solar incidente nos módulos e a temperatura ambiente. Ao analisar os dados experimentais constatou-se que o sistema está operando segundo o previsto, suprindo a demanda energética, inclusive quando ocorre uma seqüência de dias nublados.

1. Introdução e Objetivos

A crise energética brasileira dos últimos anos revela a necessidade de investimentos em energia com resultados rápidos. Além disso, as necessidades energéticas continuarão a crescer e, portanto, a

política adotada deve visar o benefício da sociedade e do meio ambiente, pois a preservação deste resulta numa melhora da qualidade de vida. Neste contexto, a produção de energia elétrica a partir da conversão da energia solar, denominada de energia solar fotovoltaica, ganha destaque por ser simples e rápida de instalar, ser modular, não contaminar o meio ambiente [1], ter uma fonte de energia inesgotável e grátis, ser silenciosa e necessitar pouquíssima manutenção.

A conversão direta da energia solar em elétrica é realizada por dispositivos denominados de células solares. Estas são associadas eletricamente e encapsuladas para formar um módulo fotovoltaico. Um sistema fotovoltaico autônomo é constituído por um conjunto de módulos fotovoltaicos, baterias e controlador de carga.

Em nível mundial, esta tecnologia de conversão de energia está avançada e em pleno crescimento, principalmente nos países desenvolvidos [2]-[4]. A taxa de crescimento do mercado relativo a módulos fotovoltaicos é de 36%, enquanto que o mercado Europeu cresce a taxas de 40%.

Considerando que o Brasil é um país com elevados índices de radiação solar de norte a sul, conforme ilustra a Figura 1 e que aproximadamente 12 milhões de brasileiros não dispõem de energia elétrica em suas residências, os sistemas fotovoltaicos autônomos tornam-se uma das melhores opções. Esta parte da sociedade menos favorecida, geralmente, encontra-se em locais isolados e afastados [5], [6] e esta tecnologia é uma das mais viáveis economicamente. Por exemplo, o custo de um sistema fotovoltaico autônomo é da ordem de R\$20,00 por watt instalado e o custo para estender a rede convencional, considerando um grupo de 14 a 33 residências que se encontram a uma distância de aproximadamente 4 km, é de R\$4.000,00 por residência [7]. Convém ressaltar que com o mesmo valor, é possível instalar um sistema fotovoltaico de 200 W, o qual supre uma demanda energética de entorno de 30 kWh/mês, valor típico de consumo de regiões isoladas [8].

Para implementar um sistema fotovoltaico autônomo é necessário dimensioná-lo corretamente, isto é, a quantidade de módulos e baterias deve enquadrar-se da melhor forma possível à demanda energética e à radiação solar do local. Da mesma forma, a análise experimental do sistema fotovoltaico e dos equipamentos que o constituem faz-se necessário para determinar o desempenho do sistema. Este tipo de análise possibilita uma redução no custo do sistema, pois um sistema bem dimensionado e com equipamentos de qualidade, e de preferência de baixo custo, permite um

desempenho otimizado do mesmo. O objetivo deste trabalho é apresentar a implementação de um sistema fotovoltaico autônomo, projetado a partir de um método analítico para dimensionar sistemas fotovoltaicos autônomos no Brasil e analisar experimentalmente a performance do sistema. O dimensionamento adequado do sistema fotovoltaico é uma forma imediata para reduzir o custo da instalação, tornando esta tecnologia mais competitiva economicamente. Muitos sistemas são sobredimensionados, encarecendo-se desnecessariamente. Isso ocorre, geralmente, por falta de ferramentas de cálculo disponíveis ou por sua complexidade. Por outro lado, um dimensionamento subestimado resultará na falta de energia elétrica, isto é, haverá um elevado número de dias em que o sistema não proporcionará energia.



Figura 1. Mapa da distribuição da irradiação solar média diária incidente numa superfície com o ângulo de inclinação ótimo, para o mês com a menor quantidade de radiação solar. As regiões mais intensas representam maiores valores e a unidade da irradiação solar é kWh/m² por dia.

2. Sistema Fotovoltaico Autônomo

A finalidade de um sistema fotovoltaico autônomo é proporcionar energia elétrica para uma determinada carga. Por depender diretamente da variação natural da radiação solar, este tipo de sistema está associado a uma certa probabilidade de perda de carga, LLP (Loss-of-Load Probability) [9], [10], que é definida como a razão entre a energia solicitada pelo usuário e não suprida pelo sistema e a energia total demandada, considerando sempre um período de tempo muito longo, no mínimo dez anos para LLPs de 10⁻². Em outras palavras, representa a probabilidade do usuário permanecer sem energia elétrica.

A estrutura básica de um sistema fotovoltaico autônomo resume-se em um conjunto de módulos (subsistema de conversão) e um conjunto de baterias acompanhadas de um controlador de carga (subsistema de armazenamento), como mostra a Figura 2.

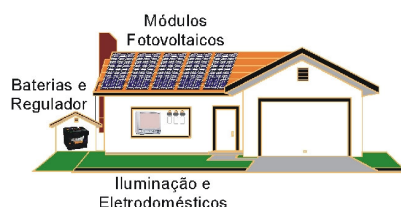


Figura 2. Esquema de um sistema fotovoltaico autônomo.

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico consiste basicamente em encontrar a área do conjunto de módulos e a capacidade das baterias que melhor se enquadram à demanda energética, à distribuição da radiação solar local e à LLP desejada.

Os métodos de dimensionamento que se baseiam em simulações numéricas são os mais exatos. Porém apresentam o inconveniente de necessitar de muito tempo de cálculo e uma sólida base de dados de radiação solar. Os métodos analíticos são os mais fáceis de utilizar e necessitam de uma menor quantidade de dados de entrada.

3. Método Analítico Utilizado

A falta de métodos para dimensionar um sistema fotovoltaico autônomo pode induzir o projetista a erros no dimensionamento. A existência de um método que permita dimensionar o sistema a partir de um conjunto de equações é acessível e fácil de usar. O método analítico utilizado neste trabalho foi desenvolvido por Zanesco e outros [11], [12] e consiste em encontrar o melhor ângulo de inclinação e as curvas de isoprobabilidade, isto é, os pares C_A - C_S , a partir de um conjunto de equações. Este método aplica-se ao Brasil.

Define-se a capacidade do conjunto de módulos C_A como a razão entre os valores médios diários da energia fornecida por estes, se estivessem na horizontal, e a demanda energética. De maneira

análoga, a capacidade das baterias C_S é definida como a razão entre a máxima energia que se pode extrair das baterias e a demanda energética diária média, representadas por:

$$C_A = \frac{\eta_M A_M G_{dm}(0)}{L} \quad (1)$$

e

$$C_S = \frac{C}{L} \quad (2)$$

onde,

η_M = eficiência do conjunto de módulos,

L = demanda energética média diária,

C = máxima energia que se pode extrair das baterias,

A_M = área do conjunto de módulos,

$G_{dm}(0)$ = a irradiação diária média anual sobre uma superfície horizontal.

O método analítico foi desenvolvido a partir de uma simulação numérica aplicada a 144 localidades no território brasileiro com a finalidade de encontrar o ângulo de inclinação e a curva de isoprobabilidade, que proporcionam o menor custo do conjunto de módulos, considerando uma base de dados de irradiação solar de dez anos. Na Figura 3 ilustra-se a distribuição das localidades. Optou-se por utilizar dados horários da irradiação solar, pois os métodos de cálculo da mesma sobre um plano inclinado são os mais precisos. A partir da irradiação diária média mensal sobre um plano horizontal, catalogada na base de dados "International H-World" [13] e do cálculo da irradiação extraterrestre horizontal diária média mensal [14], [15], foi possível determinar os índices de transparência K_t diários médios mensais. Com estes valores e através do método de Aguiar [16], foi possível gerar uma série de índices de transparência diários para dez anos e, então, determinar a irradiação diária global. A partir desta, calcula-se a irradiação horária direta e difusa que incide no plano do conjunto de módulos [17]-[20]. Somando estes valores em cada dia, obtêm-se os valores diários da irradiação, e então, calcula-se a capacidade do conjunto de módulos C_A para uma determinada C_S e LLP.

Foram desenvolvidos dois métodos analíticos. No método A, os parâmetros de dimensionamento dependem somente da latitude. No método B, para diminuir a incerteza nos valores estimados, realiza-se uma correção dos mesmos a partir de dados da irradiação solar.

Aos valores dos ângulos de inclinação encontrados a partir da simulação numérica foram ajustadas equações. Para determinar o ângulo de inclinação, β , em função da latitude, ϕ , que é o método A, para $LLP=10^{-1}$, temos:

$$\text{Se } \phi \leq 7^\circ \Rightarrow \beta = 10^\circ \text{ e} \quad (3)$$

$$\text{se } \phi > 7^\circ \Rightarrow \beta = 1,860 + 1,081\phi$$



Figura 3. Distribuição das cidades selecionadas para aplicar o método numérico para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos.

Equações também foram ajustadas para $LLP=10^{-2}$. Neste caso, encontrou-se que:

$$\text{Se } \phi < 5^\circ \Rightarrow \beta = 10^\circ,$$

$$\text{se } 5 \leq \phi \leq 20 \Rightarrow \beta = 9,067 + 5,865 \times 10^{-1} \phi \text{ e} \quad (4)$$

$$\text{se } \phi > 20 \Rightarrow \beta = 5,166 - 2,882 \times 10^{-1} \phi + 5,666 \times 10^{-2} \phi^2$$

Para a menor LLP foi necessário corrigir a equação em função dos índices de transparência (método B). As equações encontradas foram:

$$\text{Se } \phi < 5^\circ \Rightarrow \beta = 10^\circ,$$

$$\text{se } 5 \leq \phi \leq 20 \Rightarrow \beta = 38,924 + 5,865 \times 10^{-1} \phi - 54,416 Kt_{inv} \text{ e} \quad (5)$$

$$\text{se } \phi > 20 \Rightarrow \beta = 18,021 - 2,882 \times 10^{-1} \phi + 5,666 \times 10^{-2} \phi^2 - 25,261 Kt_{inv}$$

Foi identificado que as curvas de isoprobabilidade obtidas para cada local, considerando o ângulo de inclinação ótimo, se ajustam a seguinte equação:

$$\ln(C_A + 1) = a[\ln(C_S)]^{-b} \quad (6)$$

Então, a partir dos resultados das simulações numéricas foram ajustadas equações para encontrar os parâmetros a e b da Equação 6. Na Tabela 1 são apresentadas as equações ajustadas para o Método A e Método B bem como para $LLP=10^{-1}$ e $LLP=10^{-2}$, respectivamente.

Tabela 1. Equações ajustadas aos parâmetros a e b para $LLP=10^{-1}$ e $LLP=10^{-2}$. As equações são apresentadas para o método A e método B, ambos aplicados para o Brasil.

LLP	Met.	Equações
10^{-1}	A	$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow a = -2,5690 \times 10^{-3} \phi + 7,6620 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow a = -7,7868 \times 10^{-3} \phi + 1,4406 \times 10^{-4} \phi^2 + 8,1540 \times 10^{-1}$
		$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow b = -2,9121 \times 10^{-3} \phi + 9,2957 \times 10^{-5} \phi^2 + 3,0472 \times 10^{-2}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow b = 2,0441 \times 10^{-3} \phi - 3,4187 \times 10^{-2}$
	B	$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow b = -8,4906 \times 10^{-1} Kt_{\min} + 7,6827 \times 10^{-1} Kt_{\min}^2 + 2,3670 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow b = -1,5558 Kt_{\text{inv}} + 1,3128 Kt_{\text{inv}}^2 + 4,6659 \times 10^{-1}$
10^{-2}	A	$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow a = -7,5410 \times 10^{-3} \phi + 1,3774 \times 10^{-4} \phi^2 + 9,4780 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow a = +9,8285 \times 10^{-3} \phi + 6,5120 \times 10^{-1}$
		$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow b = 1,7241 \times 10^{-4} \phi + 1,2220 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow b = 4,2578 \times 10^{-2} \phi - 6,5387 \times 10^{-4} \phi^2 - 4,6940 \times 10^{-1}$
	B	$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow a = -7,541 \times 10^{-3} \phi + 1,3774 \times 10^{-4} \phi^2 + 4,8608 Kt_{\text{med}} - 5,2816 Kt_{\text{med}}^2 - 1,4730 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow a = +9,8285 \times 10^{-3} \phi - 7,2092 Kt_{\text{inv}} + 6,5197 Kt_{\text{inv}}^2 + 2,6190$
		$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow b = 3,6277 Kt_{\text{med}} - 4,1920 Kt_{\text{med}}^2 - 6,2630 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow b = -5,7709 Kt_{\text{inv}} + 4,6904 Kt_{\text{inv}}^2 + 1,8933$

4. Projeto do Sistema Fotovoltaico Autônomo

Dimensionou-se o sistema fotovoltaico para Porto Alegre ($\phi = 30^\circ$), a partir do método B e considerando que a carga é de 296 Wh/dia. Esta demanda energética corresponde a quatro lâmpadas de 20 W, acessas 3 horas e 42 minutos por dia.

Inicialmente, foi determinado o ângulo de inclinação para os módulos, segundo a Equação 5 e encontrou-se que o ângulo de inclinação deve ser igual a 49° .

A seguir, calcularam-se os parâmetros a e b , a partir das equações da Tabela 1, correspondentes ao Método B. Os valores encontrados foram: $a = 0,97096$ e $b = 0,22359$. Então, a partir da Equação 6 determinou-se a curva de isoprobabilidade, isto é os pares $C_A \times C_S$ e os resultados são mostrados na Figura 4.

Da Figura 4, selecionou-se o $C_S = 7$ e o correspondente $C_A = 1,309$ e utilizando a Equação 1 estimou-se a área total de módulos. Considerou-se que a irradiação diária média anual sobre uma superfície horizontal em Porto Alegre é de 4457 Wh/m^2 , a eficiência dos módulos é de 11% [21], as perdas na instalação e devido a incerteza do método desenvolvido são consideradas de 10% e a demanda energética é a acima especificada. O valor encontrado foi de $0,87 \text{ m}^2$, o que se resume em dois módulos fotovoltaicos de 50 W.

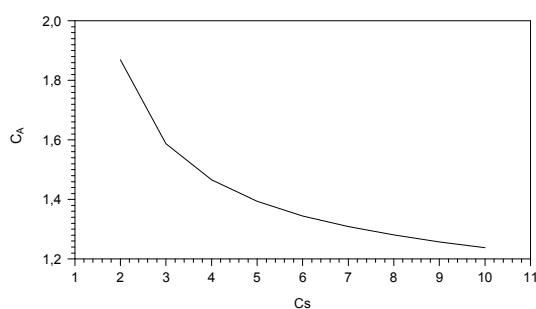


Figura 4. Curva de isoprobabilidade para um sistema fotovoltaico autônomo em Porto Alegre para $LLP=10^{-2}$, dimensionado a partir do Método B.

A capacidade das baterias foi calculada a partir da Equação 2, considerando uma profundidade de descarga máxima $P_{Dmax} = 0,60$ [19], [22] e $C_S = 7$. Para determinar a profundidade de descarga, consideram-se as características do controlador de carga. A capacidade das baterias encontrada foi de 1813 Wh/dia.

5. Implementação do Sistema Fotovoltaico Autônomo

Ao procurar no mercado os componentes do sistema fotovoltaico, preferiu-se utilizar produtos nacionais, quando apresentassem qualidade e custo competitivo.

Os módulos utilizados são da empresa Isofotón, modelo I-50, com 36 células de silício monocristalino, com uma potência máxima de $50 \text{ W} \pm 10\%$, cuja corrente elétrica e diferença de potencial no ponto de máxima potência são de 2,87 A e 17,4 V, respectivamente. A corrente de curto-circuito especificada é de 3,27 A e a tensão de circuito aberto é de 21,6 V. Neste sistema foram utilizados dois módulos em paralelo. A Figura 5 mostra os módulos instalados na estrutura de suporte.

O controlador de carga é da Unitron, próprio para baterias de chumbo ácido de 12 V, podendo-se utilizar módulos de até 150 W e controlar correntes elétricas de até 10 A, simultaneamente. Quando atinge as características de sobrecarga, a bateria é desligada quando o valor da tensão está entre 10,5 V e 11 V (tensão de corte de sobrecarga) e é religada quando a tensão chega a 12,5 V (tensão de rearme para carga). Nas condições de sobrecarga, o controlador desconecta o módulo fotovoltaico da bateria quando a tensão desta atinge 14,2 V e volta a conectá-la quando a tensão chega a 13,4 V. Possui proteção contra curto-circuito e contra inversão da polaridade da bateria. Também possui LEDs de indicação para conexão invertida da bateria e do módulo fotovoltaico bem como para mostrar se a bateria está pronta para uso ou se está sendo carregada.



Figura 5. Módulos fotovoltaicos instalados em Porto Alegre, com um ângulo inclinação de 49° .

As duas baterias selecionadas são da Moura, da linha Moura Clean, modelo 12MC150 de 12 V. São do tipo chumbo-ácido e estacionárias e apresentam baixa emissão de gases ácidos. A 25°C a tensão de flutuação fica entre 13,20 V a 13,38 V e a tensão de equalização entre 14,20 V a 14,40 V.

A carga utilizada é constituída de quatro lâmpadas fluorescentes GE de 20 W cada, que permanecem ligadas após o sol se pôr durante três horas e quarenta e dois minutos. A cada lâmpada foram associados inversores.

Para ligar e desligar as lâmpadas foi associado ao sistema um temporizador e uma contactora, que utilizam energia da rede elétrica convencional.

Os módulos fotovoltaicos foram instalados no Laboratório de Medidas Externas do Núcleo Tecnológico de Energia Solar (NT-Solar) do Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Física, da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, ilustrado na Figura 6.

Para acomodar as baterias foi construído um local, próximo ao Laboratório de Medidas Internas, com ventilação natural e com proteção contra a luz solar para evitar aquecimento bem como separado do ambiente interno, para evitar que gases tóxicos sejam emitidos em locais indesejados.



Figura 6. Laboratório de Medidas Externas do NT-Solar, com os módulos fotovoltaicos instalados.

O controlador de carga, as lâmpadas fluorescentes, inversores, temporizador (*timer*), contactora e demais dispositivos para a caracterização experimental do sistema foram montados sobre um suporte de madeira com pintura branca e com as conexões parcialmente expostas para identificá-las, conforme mostra a Figura 7.

6. Resultados Experimentais

Para caracterizar experimentalmente os principais parâmetros do sistema fotovoltaico autônomo, foi necessário implementar um sistema de aquisição de dados automatizado.

Os principais equipamentos utilizados no sistema de aquisição de dados são um microcomputador

e o módulo de aquisição de dados Agilent 34970-A com o multiplexador Agilent 34901A acoplado, como ilustra a Figura 8. A comunicação entre os dois dispositivos é realizada através da interface GPIB modelo Agilent 82341C.

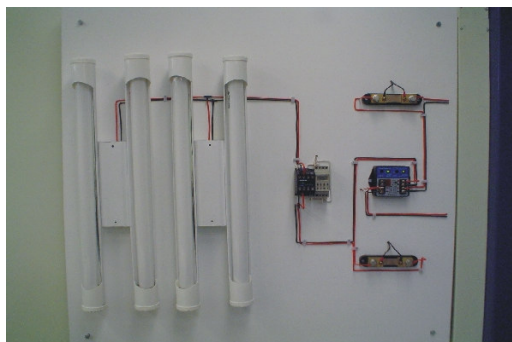


Figura 7. Quadro com as lâmpadas fluorescentes, temporizador e contactora, controlador de carga e demais dispositivos para a caracterização experimental do sistema fotovoltaico.



Figura 8. Principais equipamentos que compõem o sistema de aquisição de dados automatizado para a caracterização experimental do sistema fotovoltaico.

Estão sendo monitoradas a corrente elétrica gerada pelos módulos e a enviada à bateria bem como a tensão desta última. A corrente elétrica é medida através da diferença de potencial sobre um resistor de precisão (*shunt*), da marca Keithley, modelo 1651, cuja resistência é de $0,001 \Omega \pm 1\%$. Também se mede a tensão nas condições de operação dos dois módulos fotovoltaicos associados. A corrente elétrica que passa pelas lâmpadas também está sendo medida da mesma forma que a corrente que entra na bateria, a fim de determinar o número de horas que a carga solicita energia e o sistema não fornece.

A irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos é caracterizada através de um piranômetro Eppley PSP e a temperatura ambiente está sendo medida por um termopar tipo K e por

um termoresistor. Os dois sensores de temperatura foram calibrados no LABELO, Laboratórios Especializados em Eletroeletrônica da PUCRS, que tem como objetivo a prestação de serviços através de laboratórios de calibração e ensaios.

Para analisar os dados experimentais das principais variáveis medidas diariamente, selecionou-se um dia típico, com céu parcialmente nublado. Nas Figuras 9, 10, 11 e 12 apresentam-se os resultados experimentais da irradiância incidente na superfície dos módulos, da tensão das baterias, da potência do sistema e da corrente elétrica que passa pelas lâmpadas, respectivamente.

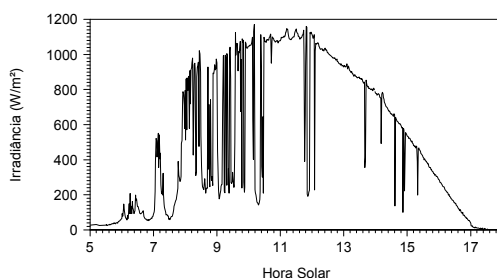


Figura 9. Irradiância incidente na superfície dos módulos fotovoltaicos no dia 21/03/2004.

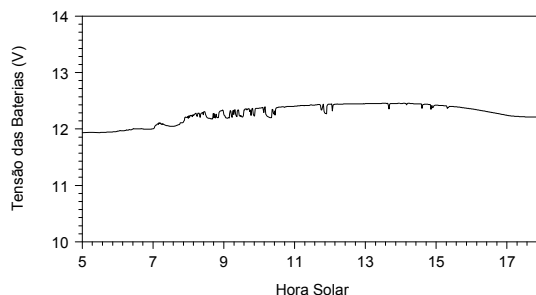


Figura 10. Diferença de potencial medida nas baterias no dia 21/03/2004.

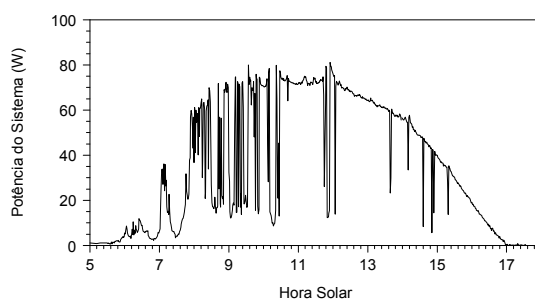


Figura 11. Potência produzida pelo sistema fotovoltaico no dia 21/03/2004.

Comparando a Figura 9 com a Figura 11, observa-se que a potência do sistema é diretamente proporcional a irradiância incidente. No entanto, apesar da irradiância incidente ultrapassar o valor de 1000 W/m^2 , a potência do sistema é inferior a 80 W . Cabe lembrar que, a potência nominal dos módulos fotovoltaicos nas condições padrão é de $100 \text{ W} \pm 10\%$ e que a tensão de operação (aproximadamente 12 V) é inferior àquela correspondente ao ponto de máxima potência ($17,4 \text{ V}$). Neste caso, a temperatura de operação das células também é bastante superior àquela das condições padrão. No entanto, sua influência é mitigada, pois o aumento da temperatura diminui a tensão de circuito aberto e a conseqüente tensão correspondente ao ponto de máxima potência, mas a tensão de operação está limitada pelas baterias. Analisando a Figura 10, observa-se que a tensão da bateria apresenta uma relação direta com a irradiância incidente, isto é, com a corrente elétrica de carga. Obviamente, ao final do dia, a tensão é superior àquela correspondente às primeiras horas da manhã. Da Figura 12, nota-se que as lâmpadas ascendem após o sol se pôr.

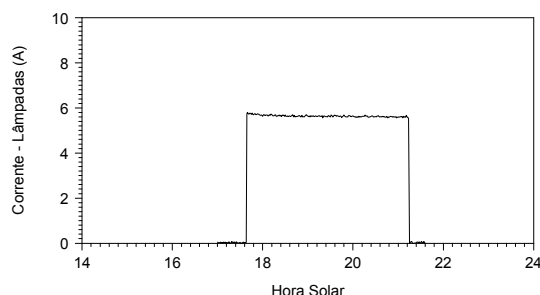


Figura 12. Corrente elétrica que passa pelas lâmpadas medida no dia 21/03/2004.

7. Conclusões

Foi projetado e implementado um sistema fotovoltaico autônomo, a partir de uma ferramenta de fácil uso para dimensionar sistemas fotovoltaicos autônomos no Brasil. Através de um sistema de aquisição de dados automatizado está sendo realizada uma análise experimental de todo o sistema. Ao analisar os dados experimentais constatou-se que o sistema está operando segundo o previsto, suprindo a demanda energética, inclusive quando ocorre uma seqüência de dias nublados típica da região.

O resultado deste trabalho poderá beneficiar diretamente a sociedade brasileira que não dispõe de

energia elétrica, a grande maioria com baixo poder aquisitivo, proporcionando um sistema de menor custo, com um desempenho otimizado. Este fato, aumenta a viabilidade da implementação deste tipo de sistema para esta população e, conseqüentemente, contribuirá para melhorar a sua qualidade de vida

8. Referências Bibliográficas

- [1] Hohmeyer, O. The social costs of electricity-renewables versus fossil and nuclear energy. *Int. J. Solar Energy*, **11**, p. 231-250 (1992).
- [2] Partain, L. D. *Solar cells and their applications*. John Wiley & Sons. New York. 561 p. (1995).
- [3] Maycock, P. The world PV market: production increases 36%. *Renewable Energy World*, **5(4)**: p.147-161 (2002).
- [4] Comission of the European Communities - Directorate General for Energy. *Photovoltaic in 2010: the world PV market to 2010*. Vol. 3, 232p. (1995).
- [5] Chambouleyron, I. e Marques, F. C. Barriers to the dessimination of photovoltaics in third world countries: the Brazilian experience. *12th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Amsterdã. p. 2028-2031 (1994).
- [6] Copetti, J. B., Macagnan, M. H. e Zanesco, I. Photovoltaic option for rural areas in southern Brazil. *13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Nice. p. 1150-1153. (1995).
- [7] De Gouvello, C., Maigne, Y. *Eletrificação Rural Decentralizada. Uma Oportunidade para a Humanidade, Técnicas para o Planeta*. CRESESB – CEPEL, Rio de Janeiro. 453 p. (2003).
- [8] Diniz, A.S.A.C., Mendonça, M.S.C.C., Almeida, F.Q., Costa, D. and Alvarenga, C.A. Current status and prospects of the photovoltaic rural electrification programmes in the state of Minas Gerais, Brazil. *Progress in Photovoltaic: Research and Applications* **6**, p.365-377. (1998).
- [9] Klein, S. A. e Beckman, W. A. Loss-of-load probabilities for stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy*, **39(6)**: p. 499-512. (1987).
- [10] Aguilera, M. A. E. e Lorenzo, E. The sizing of stand alone PV-systems: a review and a proposed new method. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, p. **26**: 51-69. (1992).

- [11] Zanesco, I., Moehlecke, I., Medeiros, G., Mallmann, A.P., Santos Júnior, S. L., Eberhardt, D.. Desenvolvimento de um método analítico para dimensionar sistemas fotovoltaicos autônomos no Brasil. *I Fórum de Energia*, Novo Hamburgo, p. 5 (2003).
- [12] Zanesco, I., Moehlecke, A., Medeiros, G.S., Mallmann, A.P. Analytic Method for Sizing Stand-Alone PV Systems in Brazil. *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Paris. (2004).
- [13] Base de dados internacional H-WORLD, *Valores medios de irradiación solar sobre suelo horizontal*. Censolar, Progensa. Sevilla. 106 p. (1993).
- [14] Iqbal, M.. *An introduction to solar radiation*. Academic Press. New York. 390 p. (1983).
- [15] Duffie, J. A. e Beckman, W. *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley. New York. 762p. (1980).
- [16] Aguiar, R. J., Collares-Pereira, M. e Conde, J. P. Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of markov transition matrices. *Solar Energy*, **40**(3): p.269-279 (1988).
- [17] Zanesco, I. e Lorenzo, E.. Optimisation of an asymmetric static concentrator: the PEC-44D. *Progress in Photovoltaics*, **10**: p. 361-376 (2002).
- [18] Zanesco, I. *Concentradores estáticos com células bifaciales para sistemas fotovoltaicos autônomos*. Tese de Doutorado, Universidad Politécnica de Madrid.155 p. (1996).
- [19] Lorenzo, E. *Electricidad solar: ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. Progensa. Sevilla. 338 p. (1994).
- [20] Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., e Menicucci, D. A New Simplified Version of the Perez Diffuse Irradiance Model for Tilted Surfaces. *Solar Energy*, **39**, p. 221-231 (1987).
- [21] Market Survey Solar Modules 2004. *Photon International*. (2004).
- [22] Lasnier, F., Ang, T.G. *Photovoltaic Engineering Handbook*. Adam Hilger, Bristol, 547 p.