

RESULTADOS SIMULADOS E MEDIDOS EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO

^{1,2}Luis Horacio Vera, ²Fabiano Perin Gasparin, ²Arno Krenzinger

¹Universidad Nacional del Nordeste, Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Mecánica. Av. Las Heras 727, Resistencia, Chaco, Argentina.

²Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação de Engenharia Mecânica. Sarmento Leite 428, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil.

lh_vera@yahoo.com.ar

RESUMO: Como resultado da propagação dos sistemas fotovoltaicos, seu estudo e análise cada vez têm mais relevância, originando metodologias para prever seu comportamento, através de sistemas experimentais, mediante soluções analíticas ou procedimentos numéricos. Neste trabalho apresenta-se uma análise experimental que permitiu, em conjunto com estudos teóricos, obter ou ajustar algoritmos para determinar o comportamento de um sistema fotovoltaico autônomo sob diferentes condições de operação. Resultados obtidos através da aplicação de algoritmos específicos, em uma simulação com uma base de tempo de um minuto, foram comparados com valores adquiridos diretamente na instalação experimental, mostrando que a potência efetivamente utilizada e a calculada apresentam desvios máximos da ordem de 2% e coeficiente de correlação maior de 0,998.

Palavras-chave: Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos Autônomos, Modelos Matemáticos.

INTRODUÇÃO

No momento de avaliar a instalação de um sistema fotovoltaico autônomo (SFA), os principais requisitos que estes sistemas devem satisfazer são: ser técnica e economicamente viáveis e assegurar o fornecimento contínuo de energia, ou seja, serem confiáveis. Para atingir estas metas é necessária uma apropriada determinação do comportamento deste tipo de sistemas.

Para analisar em profundidade os sistemas fotovoltaicos (SF) e o efeito que cada componente produz há dois caminhos: montar uma instalação típica para observações experimentais ou realizar a simulação computacional do sistema. A simulação computacional desempenha um papel importante, mesmo quando há um monitoramento experimental, já que permite analisar os diferentes efeitos observados e determinar as causas que os produzem. Por outro lado, uma simulação necessita da realimentação dos resultados medidos para validação do modelo desenvolvido. Isto permite concluir que estes caminhos complementam-se. Considerando esta complementaridade, um sistema fotovoltaico autônomo foi montado no Laboratório de Energia Solar da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (LES – UFRGS) onde valores de tensão, corrente, radiação solar, temperatura, velocidade do vento e consumo elétrico são medidas desde o mês de janeiro de 2008.

Metodologias de Simulação e Dimensionamento

Gordon (1987) apresentou uma solução analítica para o dimensionamento de SFA que calcula a viabilidade econômica do sistema, permitindo a análise financeira a partir das condições econômicas prefixadas. Lasnier e Gan Ang (1990) propõem uma simulação numérica que utiliza valores horários de dados meteorológicos e perfis de cargas horários para simular o fluxo de energia em um SFA e prever sua confiabilidade para diferentes configurações. Egido e Lorenzo (1992) concluem que modelos numéricos são precisos, mas complexos de aplicar, enquanto que modelos analíticos mostram uma escassa precisão. As ferramentas informatizadas que se têm na atualidade tem diminuído consideravelmente a complexidade de aplicar modelos numéricos, facilitando seu desenvolvimento e aplicação. Diferentes metodologias de dimensionamento e simulação são descritas e analisadas por Benatallah et al (2005) e Posadillo e Luque (2008).

Independente da metodologia utilizada na simulação, a natureza dos resultados obtidos a partir de um programa de simulação está limitada pela qualidade dos modelos e pela disponibilidade de dados de entrada e de parâmetros que representem o comportamento real dos dispositivos modelados. Neste trabalho adota-se para o cálculo da energia gerada a metodologia numérica proposta por Krenzinger (1993), e para determinar a tensão de operação do sistema de acumulação foi utilizado o modelo desenvolvido por Copetti (1993), o qual foi modificada para ajustar-se ao comportamento de baterias automotivas de Pb-ácido. O sistema a ser simulado não possui conversor CC/CA e seguidor de ponto de máxima potência, pois o sistema experimental monitorado, não conta com estes dispositivos.

CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA EXPERIMENTAL

Com o objetivo de verificar o comportamento dos modelos matemáticos utilizados, foi montada uma instalação experimental composta de um painel com módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de 100 Wp de potência, um controlador de carga, um banco de baterias de 300 Ah e um conjunto de cargas de 24 V em corrente contínua. O sistema de monitoramento é constituído por um computador, uma unidade de aquisição de dados, sensores, *shunts* e um programa computacional que gerencia o processo de aquisição e armazenamento das variáveis necessárias para validar os resultados simulados.

O painel fotovoltaico está constituído por uma associação de três módulos da marca Isotón conectados em paralelo, formando um painel de 300 Wp, montado sobre uma estrutura de alumínio no telhado de um dos prédios do Laboratório. O painel tem uma inclinação de 30° em relação à horizontal e está orientado para o Norte verdadeiro.

Para identificar as características elétricas dos módulos fotovoltaicos utilizados foram realizadas medições das curvas I-V em situações próximas da condição de operação, utilizando um sistema de caracterização de módulos (Fig. 1 (a)) composto pelos seguintes componentes: uma Fonte bipolar de alta potência KEPCO – BOP 100-10 MG, dois multímetros Agilent 3458 A, um resistor *shunt* de manganina com uma relação de 300 mV/10 A e dois multímetros Agilent 34410 A. Este sistema permite o traçado individual de cada uma das curvas I-V dos módulos instalados, assim como a curva do painel completo permitindo a análise individual e coletiva do comportamento do sistema de geração.

As baterias escolhidas, de uso automotivo, são de chumbo-ácido, livres de manutenção e 150 Ah de capacidade. Como a tensão nominal do sistema é de 24 V, pares de baterias de 12 V foram conectadas em série e estes conjuntos em paralelo. Com esta combinação obteve-se uma capacidade total de 300 Ah. Cada uma destas baterias foi caracterizada antes de serem instaladas no SFA utilizando a metodologia apresentada por Vera e Krenzinger (2007).

Para a proteção do banco de baterias, foi utilizado um controlador, desenvolvido no LES-UFRGS, que interrompe o fornecimento de energia quando a tensão alcança um valor previamente determinado. O valor de regulação pode ser ajustado através do software que gerencia o sistema, com o qual é possível a regulação dos níveis de tensão, ligando e desligando as cargas, em tensões diferentes.

A corrente contínua possui ligação com seis lâmpadas fluorescentes de 20 W para a iluminação interna, além de um sistema que permite a instalação de até 16 lâmpadas incandescente. Outras cargas podem ser conectadas através das várias tomadas colocadas ao longo da sala. Para suprir cargas com consumo em CA será instalado um inversor de 600 W de potência e onda tipo senoidal. Para simular a demanda de instalações reais foi construído um gerenciador de cargas que permite administrar o momento de conexão e desconexão, em forma individual, de oito pares de lâmpadas de 12 V.

Sensores Instalados e Sistema de Monitoramento

Com o objetivo de acompanhar o funcionamento do sistema experimental são medidas suas principais variáveis. Para isto foi configurado um sistema de monitoramento constituído por um computador, uma unidade de aquisição de dados, sensores e um programa computacional para gerenciar o processo (Fig. 1 (b)).

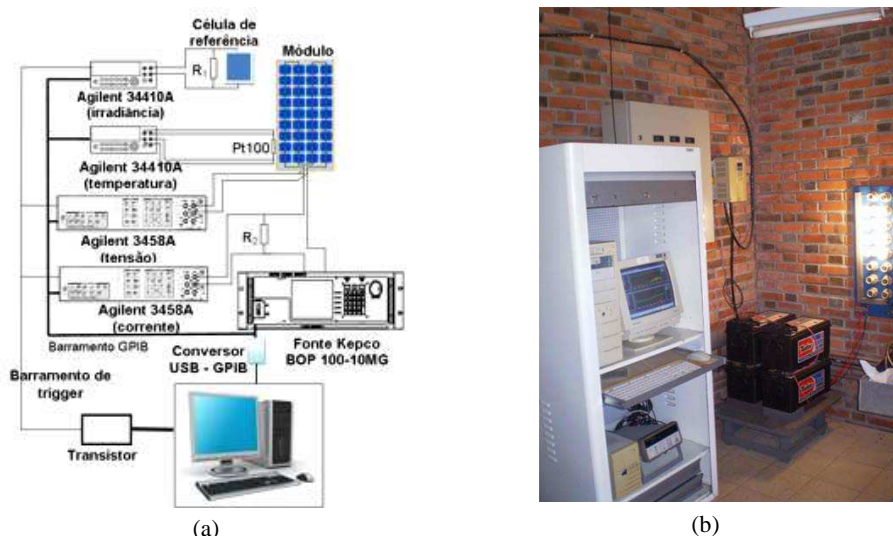


Figura 1. a) Sistema utilizado para o traçado individual da curva I-V e do arranjo, b) Sistema de monitoramento da instalação fotovoltaica autônoma, cargas, banco de baterias e caixa de conexões elétricas.

A unidade de aquisição de dados HP-34970 A, permite a medição de valores de resistência elétrica, tensão, corrente até 3 A e frequência. Possui placas multiplexadoras que gerenciam a conexão dos sensores. A unidade de aquisição de dados conta com um software, desenvolvido no LES-UFRGS, que permite a programação de todos os parâmetros dos canais a monitorar.

As variáveis monitoradas são: corrente, tensão e temperatura do painel fotovoltaico incluindo a tensão e corrente do banco de baterias. Também é monitorado o valor da corrente consumida pelas cargas, a radiação solar sobre o plano do painel e no plano horizontal, a temperatura ambiente interna e externa ao prédio, a velocidade e a direção local do vento.

MODELOS MATEMÁTICOS DOS ELEMENTOS QUE COMPÕEM UM SFA

A representação de um sistema real através de um modelo matemático ou lógico é uma ferramenta básica nos processos de simulação, já que permite descrever, explicar e prever o comportamento do sistema em diferentes condições de operação. A construção do modelo consiste em desenvolver uma equação matemática com uma série de parâmetros a determinar, baseados nos processos que tem lugar em cada um dos componentes do sistema fotovoltaico, e posteriormente vincular os modelos matemáticos através dos parâmetros correspondentes. Neste trabalho utilizam-se o como dados de entrada na simulação o valor de radiação solar medida minuto a minuto no plano do painel fotovoltaico, o valor de temperatura medido na face posterior de um dos módulos e a temperatura do recinto onde se encontram instaladas as baterias. Também são

inseridos os valores característicos dos módulos e baterias, que são necessários para a utilização de cada modelo. Uma vez que a simulação realizada tem uma base de tempo de um minuto (o que significa mais de 12 milhões de dados por cada variável durante um ano), apenas apresentam-se os resultados de seis dias de medidas realizadas no mês de abril de 2008, com os respectivos valores calculados.

Modelo matemático do Gerador Fotovoltaico

No modelo matemático utilizado a corrente elétrica gerada a partir da radiação incidente sobre a célula é representada através do modelo elétrico equivalente de um diodo. Neste modelo a corrente elétrica gerada, a partir da radiação incidente sobre a célula, é representada por um gerador de corrente, um diodo faz o papel da junção PN, responsável pela corrente de saturação reversa (I_0) e pelo fator de idealidade (m). Uma resistência série representa a queda de tensão devida à resistência dos materiais nas células e nas ligações entre as mesmas, e um resistor paralelo representando uma fuga de corrente adicionada.

A equação característica de uma célula fotovoltaica pode ser adaptada para módulos fotovoltaicos, considerando que são uma associação de células. Neste ajuste a tensão, corrente e resistência referida ao módulo, assim como o fator $V_t = mkT/e$ devem ser multiplicados pelo número de células associadas em série no módulo (N_s). Desta forma, a equação para um módulo é representada, segundo Lasnier e Gan Ang (1990), pela Eq. (1).

$$I = I_L - I_0 \left\{ \left[\exp \frac{V + IR_s}{V_t} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1)$$

onde R_s e R_p agora representam a resistência série e paralelo correspondente ao módulo fotovoltaico, e é a carga elétrica de um elétron, k a constante de Boltzmann e T a temperatura do módulo em K.

Para a resolução da Eq. (1) devem-se determinar os valores das variáveis a partir de valores de fácil quantificação, como os dados especificados nos catálogos fornecidos pelos fabricantes de módulos, os que geralmente são: tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto circuito (I_{SC}), tensão no ponto de máxima potência (V_{mp}), corrente no ponto de máxima potência (I_{mp}). Estes parâmetros podem ser dados para condições standard de operação ou para condições normais de operação. Na condição de curto circuito, a tensão nos terminais do módulo é nula, e pode-se demonstrar que I_{SC} é aproximadamente igual a I_L , onde I_{SC} é a corrente de curto-circuito do módulo. No caso em que o módulo fotovoltaico não está conectado a carga nenhuma, a corrente nos seus terminais é nula e a relação (V_{OC}/R_p) despreza-se por ser pequena em relação ao termo exponencial, desta forma fica a Eq. (2) que representa o valor da tensão de circuito aberto.

$$V_{OC} = V_t \ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (2)$$

Os módulos fotovoltaicos podem estar polarizados entre o ponto de curto-circuito e circuito aberto, ponto que vai depender do valor da carga elétrica conectada nos seus terminais. Se para essa carga, o módulo está fornecendo a sua máxima potência, os valores de tensão e correntes são tais que seu produto é máximo. No ponto de máxima potência Krenzinger (1993) demonstrou que a R_p pode ser calculada através da Eq. (3).

$$R_p = \frac{V_{mp} - I_{mp} R_s}{\frac{I_0}{V_t} \left[\left(I_{mp} R_s - V_{mp} \right) \exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{V_t} \right) \right] + I_{mp}} \quad (3)$$

A Eq. (3) fornece o valor de R_p em função de R_s , e pode ser substituída na Eq. (1). Considerando os valores de tensão e corrente como se fossem os do ponto de máxima potência é possível isolar R_s , resultando a Eq. (4).

$$R_s = \left\{ \frac{\left(\frac{V_{mp}}{I_{mp}} \right) - R_s}{\left[\frac{I_0}{V_t} (I_{mp} R_s) \right] \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{V_t} \right) \right] + I_{mp}} \right\} \left\{ I_L - I_{mp} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{V_t} \right) - 1 \right] \right\} - \frac{V_{mp}}{I_{mp}} \quad (4)$$

Esta equação pode ser resolvida pelo método de Newton-Raphson e substituindo o resultado na Eq. (3), obtém-se R_p no ponto de máxima potência. Os valores de R_s e R_p são então considerados como constantes para qualquer ponto da curva característica I-V e para qualquer valor de irradiância e temperatura. O valor do fator de idealidade do diodo (m), pela teoria dos semicondutores cristalinos, tem valores entre 1 e 2. Para calcular o parâmetro m foi utilizada uma expressão empírica apresentada por Krenzinger (1993) que relaciona m com o fator de forma (FF) da curva I-V (Eq. 5).

$$m = 2.8 - 2.3 \frac{I_{mp} V_{mp}}{I_{sc} V_{oc}} \quad (5)$$

Para condições diferentes da standard, calcula-se I_{sc} e V_{oc} , mantendo constante m , R_s e R_p , segundo a Eq. (6) e Eq. (7).

$$I_{SC} = I_{sc}^s \frac{G}{1000 W m^{-2}} [1 + \alpha(T_c - 298 K)] \quad (6)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^s + N_s \beta (T_c + 298 K) + V_t \ln \left(\frac{G}{1000 \text{ W/m}^2} \right) \quad (7)$$

onde α é o coeficiente de variação relativa de I_{sc} com a temperatura e β é o coeficiente de variação de V_{oc} com a temperatura para uma célula e o super índice s indica que os valores são referidos às condições standard. Os coeficientes de temperatura dependem principalmente do material, resultando em pequena variação entre distintos módulos de tecnologia cristalina.

Modelagem da temperatura das células

Para estimar a temperatura das células (T_c) utiliza-se a Eq. (8) apresentada por Krenzinger (1987) a qual está escrita em função da temperatura das células nas condições de operação (*NOCT*, *Nominal Operating Cell Temperature*). O valor de *NOCT* é fornecido geralmente nos catálogos de módulos fotovoltaicos, definida a uma temperatura ambiente de 20 °C (T_a), irradiância de 800 W/m² (G) e velocidade do vento de 1 m/s.

$$T_c = T_a + \frac{G (NOCT - 20^\circ C)}{800 \text{ W.m}^{-2}} \quad (8)$$

A Eq. (8) tem-se mostrado adequada para simulações em intervalos de tempo horários e lugares onde a velocidade de vento é baixa. Para considerar o efeito do vento deve-se corrigir o valor da temperatura ambiente ou utilizar outras equações que considerem esta variável, como é o modelo simplificado apresentado por King (2003) ou modelos que consideram os componentes que constituem o módulo e suas características térmicas (Krenzinger, 2008).

Modelo modificado para Baterias de Chumbo-Ácido

A modelagem das baterias envolve diferentes parâmetros como a capacidade, evolução de estado de carga e tensão nos terminais em função do regime de corrente e temperatura, entre outros. O modelo matemático utilizado para calcular a tensão no sistema de armazenamento é o proposto por Copetti (1993). Devido a que seu modelo foi realizado para baterias estacionárias utilizou-se como base este modelo e, através de ensaios de baterias automotivas, determinaram-se os ajustes e modificações necessárias para obter uma melhor representação do comportamento das baterias automotivas de Pb-ácido. Neste trabalho a abordagem de muitos conceitos básicos sobre baterias é omitida, já que existem autores que realizaram uma descrição detalhada dos mesmos (Linden, 1995, Lasnier e Gan Ang, 1990).

Através de uma análise experimental, e com as considerações antes apresentadas, obteve-se que o valor da tensão de uma célula durante a descarga pode ser representado através da Eq. (9) e na carga através da Eq. (10)

$$V_{RD} = \left[V_{rd} + 0,0097 \cdot \ln(t) + \left(0,027 \frac{I_d}{I_{C20}} EC \right)^{0,5} + \frac{I_d}{C_{20}} \left(\frac{ed}{1 + I_d^{fd}} + \frac{gd}{EC^{ed}} + jd \right) \right] (1 - 0,007 \Delta T) \quad (9)$$

$$V_{RC} = \left[V_{rc} - 0,055 \cdot \ln(t) + \left(0,16 \frac{I_c}{I_{C20}} EC \right)^{3,2} - \eta \frac{I_d}{C_{20}} \left(\frac{ec}{1 + I_d^{fc}} + \frac{gc}{(1 - EC)^{hc}} + jc \right) \right] (1 - 0,0025 \Delta T) \quad (10)$$

onde I_d é a corrente de descarga, I_c é a corrente de carga, V_{RD} é a tensão na descarga, V_{RC} é a tensão na carga, V_{rd} é a tensão de repouso na descarga, V_{rc} é a tensão de repouso na carga, t é o tempo em minutos, η é a eficiência de carga, C é a capacidade, EC o estado de carga do sistema de acumulação, ed , fd , gd , hd , id , jd e ec , fc , gc , hc , ic , ec , jc são constantes determinadas experimentalmente.

Os três primeiros termos das Eqs. (9) e (10) representam a variação da tensão com a quantidade de carga elétrica que está armazenada na célula em cada instante (concentração eletrolítica) os termos restantes representam a variação devido à mudança da resistência interna. Os primeiros termos da Eq. (9) e (10) representam a variação da tensão de repouso com EC . Nesta equação ΔT representa a variação da temperatura em relação a 25°C e C_{20} a capacidade da célula no regime de 20 horas. Para considerar as variações de temperatura aceita-se a hipótese de que a bateria está à temperatura do ar ambiente. Esta hipótese é assumida devido à dificuldade de medir a temperatura interna em baterias seladas.

A Eq. (10) não representa o comportamento da tensão de carga para toda a faixa de trabalho das baterias. Diferentes ensaios mostram que a tensão ao final da carga aumenta com a intensidade de corrente em forma logarítmica, devido aos efeitos de gasificação (V_g) e sobrecarga (V_{ec}). Considerando este comportamento, os fenômenos que se apresentam para EC elevados podem ser representados pelas Eq. (11) e (12).

$$V_{ec} = \left[2,45 + 2,011 \ln \left(1 + \frac{I_c}{C_{20}} \right) \right] (1 - 0,002 \Delta T) \quad (11)$$

$$V_g = \left[2,24 + 1,97 \ln \left(1 + \frac{I_c}{C_{20}} \right) \right] (1 - 0,002 \Delta T) \quad (12)$$

As Eq. (11) e (12), incluídas em uma única equação, são vinculadas através de uma função exponencial expressa através da Eq. (13).

$$V_c = V_g + (V_{ec} - V_g) \left[1 - \exp \left(\frac{Ah_{store} - 0,85 C}{I_c \tau} \right) \right] \cdot (1 - 0,002 \Delta T) \quad (13)$$

onde Ah_{store} representa a carga em ampères hora acumulados na bateria e o termo 0,85 C considera o valor de tensão a partir do qual começa o processo de gasificação. O denominador considera a corrente injetada ou extraída no tempo de operação τ . Este tempo é inversamente proporcional à variação de intensidade de corrente (Copetti, 1993) e é expresso pela Eq. (14).

$$\tau = \frac{k}{1 + l \left(\frac{I_c}{C_{20}} \right)^p} \quad (14)$$

onde k, l e p são constantes empíricas.

Durante a carga da bateria a eficiência faradáica depende do EC anterior e da razão de correntes. Geralmente a região onde a eficiência é maior encontra-se para EC menores que 0,7 e correspondem a tensões na carga menores que 13,5 V (este valor depende da corrente de carga). À medida que o estado de carga aumenta a eficiência decresce até igualar-se a zero na carga completa. A Eq. (15), cuja forma foi sugerida por Kaushik (1991), considera a variação da η de natureza exponencial como uma função da corrente e profundidade de carga ($I-EC$).

$$\eta = 1 - \exp \left[\frac{c}{d + \frac{I_c}{I_{20}}} (1 - EC) \right] \quad (15)$$

Na Eq. (15) os parâmetros c e d são encontrados empiricamente. Durante a descarga a eficiência faradáica é assumida como sendo de 100%. A Eq. 16, sugerida por Moura (1996), corrige o valor da capacidade para taxas de descarga diferente da condição normalizada de descarga no regime de 20 horas. Esta equação resulta em valores de capacidade que coincidem com valores fornecidos pelos fabricantes para diferentes taxas de descarga.

$$FC = \frac{1,25}{1 + 0,25(I/I_{20})^{0,9}} (1 + 0,07 \cdot \Delta T) \quad (16)$$

Na Eq. (16) a fração I/I_{20} faz referência à corrente de descarga relativa ao regime de descarga dado pelo fabricante e a taxa de descarga real. Finalmente o novo estado de carga é determinado, para um determinado instante t de tempo, com a Eq. (17).

$$EC_t = EC_{t-1} + \eta_t \frac{Ah_{g,t} - Ah_{c,t}}{C_t FC} \quad (17)$$

METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

Para verificar o comportamento dos modelos matemáticos foi realizada a comparação dos resultados calculados frente aos obtidos na instalação fotovoltaica experimental anteriormente apresentada.

Em sistemas autônomos típicos as cargas correspondem a lâmpadas, televisor, rádio, antena parabólica, bombas de água, geladeira, gravador de som, etc. No sistema experimental, para este estudo em particular, foram escolhidos perfis de consumo que estão distribuídos ao longo do dia, entre as 6:00 h e 14:00 h, e à noite entre as 20:00h e 22:30h.

Na Fig. 2 apresentam-se os valores medidos de tensão da bateria, corrente gerada pelos módulos e energia consumida pelas cargas, ao longo de 6 dias de aquisição. Nesta figura observa-se como a variação na corrente gerada, diretamente relacionada com a irradiância incidente no painel, afeta o comportamento do valor da tensão do sistema de acumulação. Esta última é quem determina o ponto de trabalho dos módulos fotovoltaicos. Também pode se apreciar que nos dias 8, 9 e 11 de abril o controlador da carga interrompeu a carga das baterias quando a tensão das mesmas alcançou o valor de 28,8 V (valor setado no controlador de carga). A atuação do controlador de carga aconteceu em dias de céu limpo (sem nuvens).

Analisar como as variações dos parâmetros medidos afetam o desempenho do sistema é importante no momento de avaliar os problemas que simulações em outros intervalos de tempo podem apresentar. Demandas de corrente elevadas em intervalos pequenos de tempo (ligação de um motor) podem ocasionar tensões abaixo do valor mínimo de corte do controlador de carga, efeito que em simulações em intervalos horários não seriam computados, assim como simulações que atuam segundo o valor de EC do sistema de armazenamento. Situação similar, mas oposta, pode acontecer quando ocorrem elevadas correntes de carga em pequenos intervalos de tempo, como as verificadas para dias com muitas nuvens devido ao efeito de concentração que estas produzem (como nos dias 10 e 14 de abril onde foi medido valores de irradiância de 1250 W/m²).

Os valores medidos e mostrados na Fig. 2 têm por objetivo observar o funcionamento integrado dos diversos componentes do sistema experimental, a partir das relações entre o gerador e sua energia primária, somado ao papel do banco de baterias para

garantir a satisfação da demanda. Em qualquer dos períodos analisados, a energia demandada pela carga é sempre satisfeita, ou pela energia fornecida exclusivamente pelo gerador, ou pela extração da energia necessária do banco de baterias, como acontece após as 19 h. Comprova-se que a corrente da bateria flui em um ou outro sentido, segundo a relação entre a potência demandada pelos aparelhos e a fornecida pelo gerador, aumentando ou diminuindo a energia armazenada e a capacidade disponível do banco de baterias, de modo a satisfazer o balanço energético do sistema.

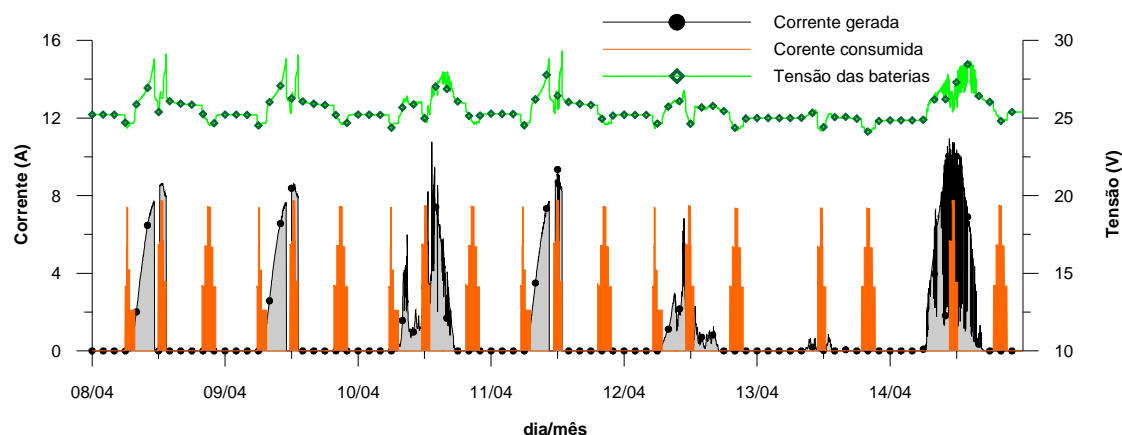


Figura 2. Valores monitorados pelo sistema de aquisição da instalação experimental, de tensão do banco de baterias, de corrente gerada e consumida durante 6 dias em operação.

Caracterização do sistema de geração

Para inserir os dados dos módulos fotovoltaicos do sistema experimental, os mesmos foram caracterizados através de sua curva I-V. As curvas medidas individualmente para cada módulo que compõe o sistema foram transladadas ponto a ponto às condições standard, utilizando a metodologia de Krenzinger (2004). Estas novas curvas foram carregadas dentro do programa *Crearray* (Krenzinger e Adams, 1999) para observar o comportamento geral de cada curva assim como o resultado de seu acoplamento em paralelo. Desta forma, determinou-se que os três módulos apresentavam diferenças entre suas curvas características e que, em particular, uma delas apresentava um “degrau” perto da região de curto circuito.

Devido a que o modelo utilizado apenas necessita dos valores característicos de um módulo, considerou-se a hipótese que é possível obter um módulo fotovoltaico de características médias que represente igual comportamento aos três módulos estudados acoplados em paralelo. Estas características médias são obtidas realizando as médias aritméticas dos pontos característicos dos módulos utilizados, e posteriormente estes valores são utilizados como dados de entrada para caracterização de um módulo denominado “módulo médio”. Observou-se que o ajuste alcançado pelo módulo médio apresenta uma elevada correlação com o medido, já aquele obtido utilizando os dados do fabricante resultou um ajuste de menor qualidade. Na sequência determinou-se que na zona de trabalho das baterias os valores de corrente medidos comparados com os obtidos utilizando dados do fabricante apresentaram desvios de até 6%, enquanto utilizando os valores médios obtidos das curvas individuais não sofreram diferenças maiores que 1.8% (para diferentes condições de operação).

RESULTADOS MEDIDOS E CALCULADOS

Para a simulação do comportamento do sistema experimental, os valores de radiação e temperatura ambiente são formatados e utilizados no programa como valores iniciais. Estas grandezas são imprescindíveis, pois representam as energias primárias que determinam o funcionamento do painel fotovoltaico e sistema de armazenamento. O consumo da instalação também foi introduzido para operar dentro do sistema simulado com o mesmo perfil de carga do sistema experimental. Para este ensaio criaram-se perfis de correntes que variavam entre intervalos de décimos de hora até horas completas. Na Fig. 3 apresentam-se os valores de corrente gerados pelo painel fotovoltaico medidos e os calculados, assim como os de tensão. Desta forma obtém-se uma comparação gráfica entre os valores medidos e calculados durante 6 dias.

Analisando a Fig. 3 observa-se que existe um desvio entre os valores de corrente medidos e simulados, e estas diferenças são principalmente apreciadas para valores de irradiância baixos e elevados, mas em termos gerais o comportamento da simulação é satisfatório, obtendo-se desvios máximos na ordem de 2%. Os desvios entre os valores de tensão medidos e simulados são principalmente apreciados quando existem grandes variações de irradiância, mas em termos gerais o comportamento da simulação também é satisfatório, obtendo-se desvios máximos da ordem de 6%. A tensão das baterias em processos de carga e descarga apresentado na Fig. 3, para baterias com um *EC* inicial igual a 0,9, pode ser analisada segundo a carga ou descarga a que é submetida. Para dias limpos com poucas nuvens o seguimento nos valores de tensão, assim como os valores calculados, apresentam desvios baixos. Para dias com muitas nuvens o seguimento não resulta tão consistente. No entanto, após um período de repouso os valores calculados novamente apresentam um melhor ajuste, ou seja, períodos de repouso diminuem defasagens nos valores de tensão que aparecem em dias com muitas nuvens.

Pode ser observado que o ajuste teve algum desvio entre os valores medidos e calculados, desvios que estão dentro de uma faixa considerada aceitável. Neste modelo principalmente procura-se que os valores máximos e mínimos de tensão fiquem dentro de uma faixa de 5% de erro em relação aos valores reais. Valores calculados aceitando este erro são suficientemente próximos para evitar que os cortes do controlador de carga, entre valores medidos e simulados, não coincidam e, por conseguinte apresentem uma diferente probabilidade de perda de carga (Kaldellis, 2004) ou distinta quantidade de energia

não utilizada no sistema. Para os valores calculados de corrente injetada na bateria procuraram-se erros menores devido a que esta corrente é a que regirá o comportamento da tensão e EC da bateria. Por outro lado, a tensão da bateria retroalimentará o modelo para determinar o ponto de polarização dos módulos.

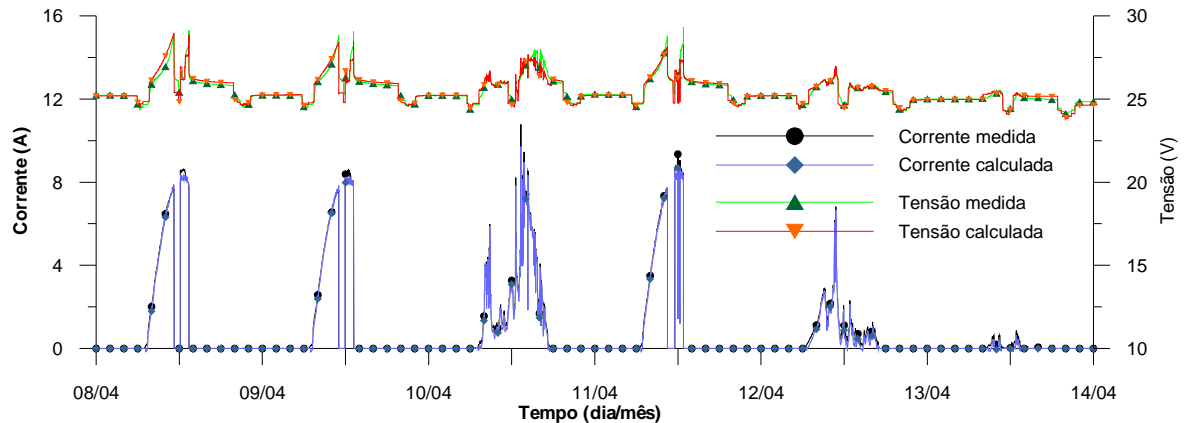


Figura 3: Valores de corrente gerada e tensões obtidas através da metodologia de cálculo proposta e valores medidos no sistema experimental.

Os valores medidos e calculados de tensão e corrente foram correlacionados e apresentados na Fig. 4. Nesta figura pode-se observar que existe uma elevada correlação entre os valores de corrente e, como foi exposto anteriormente, os principais desvios são experimentados para valores de irradiância maiores de 900 W/m^2 para dias com muitas nuvens. Também apresentam-se desvios em uma faixa de irradiância abaixo de 150 W/m^2 . Analisando a correlação existente entre valores de tensão, verificou-se uma dispersão mais acentuada em relação aos valores de corrente. Uma vez que ambos estão vinculados e o valor de corrente depende da tensão, estes desvios para um sistema polarizado diretamente pela tensão das baterias permitem obter uma elevada correlação na potência útil (Fig. 4 (c)). Através de uma análise dos desvios entre valores medidos e calculados determinou-se que estas diferenças principalmente ocorrem quando existem passos discretos de aumento ou diminuição de corrente sobre a bateria, ou seja, o modelo tem uma boa resposta antes e depois de passar de um estado de carga para um estado de repouso e vice-versa. Também tem um bom comportamento quando passa de um estado de descarga para um estado de repouso e vice versa. (para os quais o modelo de Copetti foi modificado para ter um melhor ajuste). É importante destacar que o modelo de Copetti foi idealizado para condições quase estáticas. O estudo permitiu analisar a importância de desenvolver um modelo que se ajuste a condições de correntes variáveis e não apenas considerar modelos de carga e descarga para condições estáticas (correntes constantes). A proposta para ainda melhorar o ajuste da equação de Copetti para condições dinâmicas é modificar os parâmetros constantes dentro das Eq. (11) e (12) para que eles adquirissem valores diferentes em função da condição anterior de carga ou descarga. Estes novos valores devem considerar as variações de corrente e sua correspondente tensão permitindo ao modelo responder às condições de operação de um SFA.

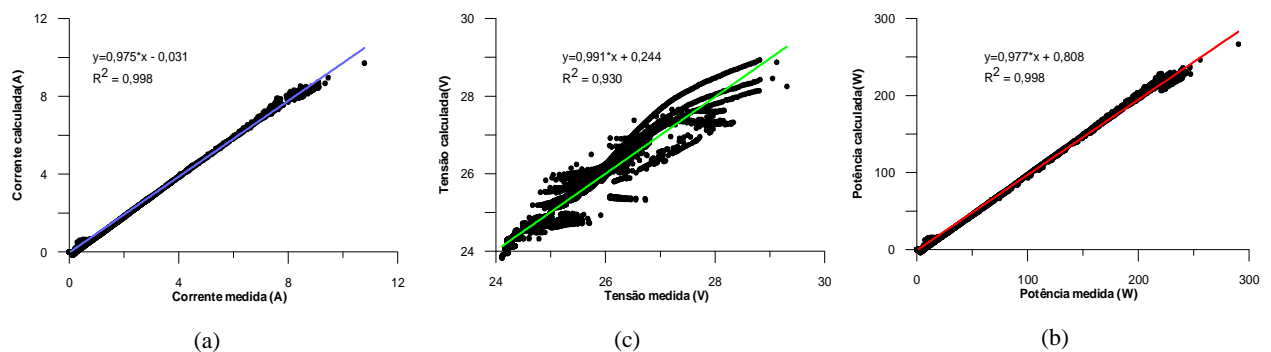


Figura 4. Gráficos de correlação entre valores de a) corrente, b) tensão e c) potência, medidos e calculados.

Os resultados até aqui apresentados são preliminares tendo em vista que o sistema não foi ainda otimizado em seu funcionamento para obter os valores de todos os parâmetros a analisar.

CONCLUSÕES

Neste trabalho apresentou-se uma metodologia numérica para calcular os valores de tensão e corrente. Para verificar o comportamento dos algoritmos foram comparados os valores calculados com os valores medidos em um sistema experimental instalado no LES-UFRGS. O método para calcular os valores de corrente gerados mostrou-se consistentes, com desvios máximos da ordem de 2%. Estes desvios estão principalmente associados à sobre estimativa do valor de R_p causado por imperfeições apresentadas em uma das curvas características de um módulo fotovoltaico que compõe o arranjo e da utilização de um modelo simplificado para calcular T_m . De toda forma, a correlação entre valores medidos e simulados é elevada e atingiu o valor de 0,998.

Ajustes e modificações realizadas no modelo de Copetti permitem ter uma equação que represente de forma consistente o comportamento dinâmico de baterias seladas de Pb-ácido. Um termo que tem em conta o processo de difusão que produz um decremento logarítmico da tensão depois de um processo de carga ou descarga foi incrementado no modelo. Desta forma, o valor da tensão de repouso será mais próximo ao valor real, considerando que o amortecimento da tensão de repouso tem diferentes comportamentos para carga e descarga.

Para o cálculo da tensão o modelo não se obtém uma correlação tão elevada como para os valores de corrente. A correlação entre valores de tensão medidos e calculados foi de 0,93, mas apesar destes desvios os valores de corrente, determinados através dos valores de tensão que polarizam o arranjo, mostram um bom ajuste. Quando é analisada a potência, vinculando a tensão e a corrente, chega-se a valores de correlação tão elevados como os encontrados para a corrente. Isto demonstra que os desvios no valor da tensão são absorvidos no cálculo da potência.

Esta análise será estendida para sistemas com seguimento do ponto de máxima potência, e desta forma determinar se estes desvios nos valores de tensão não afetam de forma relevante o cálculo de corrente e potência útil quando a tensão encontra-se fora da faixa de operação da bateria.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq, entidade governamental brasileira promotora do desenvolvimento científico e tecnológico, além da FINEP e Eletrobrás.

REFERÊNCIAS

- Andrade, A.C. e Krenzinger, A (2008). Efeito da Distribuição de Temperaturas sobre a Curva Característica de Módulos Fotovoltaicos. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.
- Benatiallah A. Mostefaoui R., Boubekri M. (2005). A Comparison of Simplified and Statistical Methods of Sizing Photovoltaic Installation for a Remote Dwelling in the Saharan Region. *Journal of the Human-Environmental System*.
- Copetti, J., Lorenzo, E. E Chenlo, F. A. (1993). General Battery Model for PV System Simulation. *Progress in Photovoltaics*, 1(4): pp 283-292.
- Egido M y Lorenzo E (1992). The Sizing of Stand Alone PV-Systems: a Review and a Proposed New Method". *Solar Energy Materials and Solar Cells*, N° 26, pp 51-69.
- Gordon J.M. 1987. Optimal sizing of stand alone photovoltaic solar power systems, *Solar Cells* 20, p. 295.
- Kaldellis J. K., Koronakis P., Kavadias K. (2004). Energy balance analysis of a stand-alone photovoltaic system, including variable system reliability impact. *Renewable Energy*, 29(7), pp 1161-1180.
- Kaushik R., Mawston I. G. (1991). Coulombic efficiency of lead/acid batteries, particularly in remote-area power-supply (RAPS) systems. *Journal of Power Sources*, Volume 35, Issue 4, Pages 377-383.
- King, D.L., Boyson, W.E., Kratochvil J.A. (2003). Photovoltaic Array Performance Model. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 87185, Draft.
- Krenzinger A. (1987). Contribución al diseño de sistemas fotovoltaicos con paneles bifaciales en combinación con reflectores difusos de carácter general. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, E.T.S.I. de Telecomunicación. Madrid, España.
- Krenzinger A. (1993). Desenvolvimento de Modelos para Simulação de Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica. Relatório de pós-doutorado.
- Krenzinger A. (2004). Programa de Pós-Processamento de Dados para Ensaios de Módulos Fotovoltaicos. Libro de Actas del XII Congreso Ibérico e VII Congreso Iberoamericano de Energia Solar, v. 2, p. 763-768, Vigo, Espanha.
- Krenzinger A. e Adams T (1999). Crearray-Software para Calcular Curvas Características de Arranjos Fotovoltaicos, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre.
- Lasnier F e Gag Ang T. (1990). Photovoltaic Engineering Handbook. Adam Hilger editorial, New York.
- Linden, A, 1995. Batteries Handbook. 2nd edition, pp. 24.1 - 24.87. Wiley and Sons. Philadelphia, EUA.
- Moura J.F.C. (1996). Caracterização de Baterias Automotivas para Uso Solar Fotovoltaico. Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre-RS.
- Posadillo R. e López Luque R (2008). Approaches for developing a sizing method for stand-alone PV systems with variable demand *Renewable Energy* 33, 1037-1048.
- Vera L. H.; Krenzinger A. (2007). Comportamento de baterias automotivas seladas sob diferentes condições de operação. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 11, p. 04.33-04.40.
- Vera L H, Krenzinger A (2008). Modelo Matemático para Baterias Automotivas Operando em Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. Artigo aceito para sua apresentação no II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES - Florianópolis.

SIMULATED AND MEASURED RESULTS IN A STAND ALONE PHOTOVOLTAIC SYSTEM

ABSTRACT: Different methodologies can be employed in order to predict the behavior of photovoltaic systems. This goal can be achieved by experimental systems, analytical solutions or numerical procedures. In this paper are presented experimental analyses and theoretical studies which result in algorithms that determine the behavior of such systems under different operating conditions. The results obtained using these algorithms, in one minute time base simulation, had been compared with measured values from the experimental installation; shows that the power effectively generated presented maximum deviation of 2% and a correlation coefficient of 0.998.

Keywords: Solar Energy, Stand-Alone Photovoltaic Systems, Mathematical Simulation Models.