

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS  
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO  
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA**

**MÁRCIO AUGUSTO TELES DA CRUZ**

**SIMULAÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA  
ALIMENTAÇÃO DE DISPOSITIVO DE MONITORAMENTO REMOTO DE  
DRENAGEM ELÉTRICA**

**São Leopoldo**

**2019**

MÁRCIO AUGUSTO TELES DA CRUZ

SIMULAÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA  
ALIMENTAÇÃO DE DISPOSITIVO DE MONITORAMENTO REMOTO DE  
DRENAGEM ELÉTRICA

Artigo apresentado como requisito parcial  
para obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia de Energia, pelo Curso de  
Engenharia de Energia da Universidade do  
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias

São Leopoldo

2019

# SIMULAÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ALIMENTAÇÃO DE DISPOSITIVO DE MONITORAMENTO REMOTO DE DRENAGEM ELÉTRICA

Márcio Augusto Teles da Cruz\*

João Batista Dias\*\*

**Resumo:** Um dos meios de verificar a operação correta de uma Drenagem Elétrica (DE) é através de um sistema de monitoramento remoto (SMR). Devido a estes equipamentos (DE) estarem instalados em locais sem disponibilidade de energia elétrica da concessionária é necessário o emprego de uma fonte de energia alternativa, neste caso, um sistema fotovoltaico isolado (SFI). Porém, a tensão do SMR deve permanecer na condição de operação do instrumento, independentemente das variações climáticas. Com o emprego de uma simulação computacional, desenvolvida em Matlab, foi possível definir o ângulo de inclinação mais adequado para o gerador fotovoltaico e avaliar a energia gerada. O dimensionamento do módulo fotovoltaico, a escolha do seu melhor ângulo de inclinação e o dimensionamento adequado do banco de estocagem (BE), foram satisfatórios, visto que mantiveram a alimentação elétrica constante e a autonomia projetada, mesmo com as variações climáticas locais. Através de uma simulação dinâmica, desenvolvida no Simulink e, utilizando modelo de bateria proposto por Tremblay e Dessaint (2009), foi possível prever o comportamento do BE para a condição de descarga e avaliar seu comportamento para as condições de alta ou baixa irradiância. Com a montagem experimental de um SFI e SMR, foi possível obter dados reais de campo, a fim de comprovar o atendimento a autonomia desejada.

**Palavras-chave:** Sistema Fotovoltaico Isolado. Montagem experimental. Simulação. Bateria. SOC.

## 1 INTRODUÇÃO

O sistema fotovoltaico isolado (SFI), ou *off-grid*, comumente empregado em equipamentos remotos, visa atender a uma demanda específica de energia. Seu dimensionamento passa pela etapa de avaliação do recurso solar disponível, o levantamento do consumo de energia, o dimensionamento dos módulos para a geração de energia e seu melhor ângulo de inclinação, a seleção do controlador de

---

\* Graduando do curso de Engenharia de Energia na UNISINOS. Técnico em Eletrônica, formado pela Fundação Liberato Salzano Vieira da Cunha. Atuando na área de Inspeção e manutenção de equipamentos de Proteção Catódica de Gasoduto. E-mail: emailprofissional.mcruz@gmail.com.

\*\* Professor e pesquisador no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UNISINOS, atuando principalmente nos temas ligados à energia solar fotovoltaica. Possui experiência no dimensionamento e modelagem destes sistemas, instalação, instrumentação para aquisição de dados e análise dos funcionamentos elétrico e energético. E-mail: joaobd@unisinis.br.

carga e descarga do BE, o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia (baterias), além de cabos elétricos e o sistema de proteção elétrico. Geralmente os dados de radiação, essenciais para o dimensionamento do SFI, são disponibilizados na forma de radiação global no plano horizontal e, devem ser tratados e modelados, para o plano inclinado desejado por meio de programas computacionais, utilizando modelos/correlações, aproximadas para a escala temporal desejada. Além disso, o acréscimo de uma metodologia de utilização destes dados de irradiância como a do mês mais desfavorável à geração de energia (mês crítico), acrescenta maior robustez ao dimensionamento do SFI, pois visa a garantia de geração de energia a carga, no mês considerado como crítico e, para os demais meses, excesso de energia. (CRESESB, 2014).

O armazenamento de energia, promovido pelo sistema de estocagem (baterias) visa garantir a energia para a sua operação, mesmo para os dias de baixa ou sem nenhuma geração de energia. A bateria mais empregada em SFI é a do tipo chumbo-ácido, devido a ser uma tecnologia já dominada, a qual apresenta uma relação atrativa entre custo e vida útil (durabilidade), além da sua fácil disponibilidade no mercado. (COPETTI, MACAGNAN, 2007).

Analisar o comportamento de uma bateria nas situações envolvendo a carga e a descarga, variáveis no tempo, permite prever seu comportamento nestas situações. Existe um modelo de bateria, prático e de fácil implementação o qual permite reproduzir a dinâmica da carga e a descarga. Com a extração de dados da curva de descarga de uma bateria do tipo chumbo-ácido, disponibilizada pelo fabricante e, implementando o modelo em uma simulação, é possível prever a sua resposta ao longo do tempo com base em seu estado de carga. (TREMBLAY, DESSAINT, 2009).

Este trabalho tem como objetivo implantar, de forma experimental, um SFI comumente instalado em equipamento de campo, neste caso, uma drenagem elétrica (DE). Cresesb (2014), menciona que um SFI permite a operação de dispositivos de forma independente, sendo alimentado por gerador fotovoltaico e baterias. Para tanto, foi necessário a aplicação de correlações matemáticas para efetuar a transposição de dados de radiação global horizontal para o plano inclinado, através de um algoritmo dedicado e posterior avaliação do melhor ângulo de inclinação. (DUFFIE; BECKMAN, 2013). Também foi aplicada uma simulação dinâmica com o objetivo de prever o

comportamento do sistema de estocagem frente as variações climáticas. (FRAGA, 2009).

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1 Radiação solar e suas componentes**

A radiação proveniente do Sol a qual atinge o limite da atmosfera, numa área unitária de superfície perpendicular à direção de propagação da radiação é denominada constante solar ( $G_{sc}$ ). O valor médio anual desta radiação é de  $1367 \text{ W/m}^2$  e, quando atinge o alto da atmosfera, acaba sofrendo processos conhecidos como absorção e espalhamento ao longo do seu percurso. Desta forma, características como intensidade, distribuição espectral e angular são afetadas. (DUFFIE; BECKMAN, 2013). Esta radiação a qual incide em uma superfície horizontal é chamada de radiação solar global. Ela pode ser dividida em duas componentes sendo uma a radiação direta e a radiação difusa. A radiação solar direta é considerada uma fração da radiação global a qual provém do disco solar. A radiação difusa é proveniente de várias direções a qual atinge a superfície após o processo de espalhamento pela atmosfera terrestre. Quando uma superfície receptora estiver inclinada em relação horizontal, surgirá uma outra componente, esta, refletida pelo ambiente em seu entorno, denominada de albedo. (CRESESB, 2014).

### **2.2 Posição do Sol em relação a superfície horizontal**

Para efetuar o cálculo, da radiação solar que atinge uma determinada superfície horizontal na terra, faz-se necessário o conhecimento de relações trigonométricas entre a posição do Sol no céu juntamente com as coordenadas de superfície da Terra. Inicia-se pelo ângulo de zênite ( $\theta_z$ ) que corresponde ao ângulo entre o zênite local e a linha que liga o observador e o Sol, variando de  $0$  a  $90^\circ$ . A elevação solar ( $\alpha$ ) é a altura angular do Sol acima do horizonte celeste do observador, possuindo variação de  $0$  a  $90^\circ$  e se considera como um complemento do ângulo de zênite ( $\alpha + \theta_z = 90^\circ$ ). A projeção dos raios do Sol no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador), o azimute solar ( $\gamma_s$ ) possui deslocamento angular, iniciando a partir do Norte ( $180^\circ$ ) geográfico, sendo, por padronização, positivo quando a projeção se

encontrar à Leste (direita do Sul) e negativo quando se encontrar à Oeste (à esquerda), assim,  $-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ$ . O ângulo horário ( $\omega$ ), corresponde ao ângulo formado entre o plano do meridiano que possui o ponto de interesse e o plano do meridiano que contém o Sol. Possui deslocamento de  $15^\circ$  por hora até o pôr do Sol. Por padronização, é negativo em relação a manhã e positivo a tarde e zero, quando o Sol cruzar o meridiano local (ao meio dia solar). (IQBAL, 1983).

### 2.3 Estimativa da radiação solar

A maioria dos dados estimados de radiação solar são disponibilizados na forma de irradiação solar global no plano de orientação horizontal. Desta forma, a modelagem da transposição deste dado para o plano inclinado, através de modelos matemáticos de estimativa, faz-se necessário. O modo de conversão para o plano inclinado dar-se a na divisão do dado de radiação global horizontal em três componentes descritas como radiação direta (ou de feixe), radiação difusa e albedo. (CRESESB, 2014).

Para definir uma das componentes, a radiação difusa, correlações estatísticas foram desenvolvidas como a proposta por Erbs et al. (1982 apud DUFFIE; BECKMAN) e por Orgill e Hollands (1977), sendo a última, com resultados muito semelhantes ao proposto por Erbs et al. (1982 apud DUFFIE; BECKMAN). Estas correlações relacionam a irradiação difusa horária ( $I_d$ ) e a irradiação global horária ( $I$ ), sendo esta última, disponibilizada pela estação meteorológica. A relação  $I_d/I$ , resulta em um coeficiente de difusidade, definido como  $k_d$ . Outro coeficiente aplicado a estas correlações é o índice de claridade horário  $k_t$ , definido como a relação entre a irradiação global horária ( $I$ ) e a irradiação extraterrestre ( $I_0$ ), ou seja, uma relação  $I/I_0$ . A correlação de Orgill e Hollands (1977) foi adotada na simulação computacional deste trabalho. Para o modelo de Orgill e Hollands (1977),  $k_d$ , poderá ser,  $I_d/I = 1,0 - 0,249k_t$ ; para  $0 \leq k_t \leq 0,35$ , ou  $I_d/I = 1,577 - 1,84k_t$ ; para  $0,35 < k_t < 0,75$ , ou  $I_d/I = 0,177$ ; para  $k_t > 0,75$ . Com a obtenção do índice  $k_d$  da correlação de Orgill e Hollands (1977), aplica-se  $I_d = I k_d$  para obter a componente de radiação difusa  $I_d$ . Logo, a componente de radiação direta  $I_b$ , passa a ser  $I_b = I - I_d$ . Para estimar a irradiação global em uma superfície arbitrariamente inclinada são utilizados modelos matemáticos os quais possuem particularidades no que tange o tratamento da parcela da radiação difusa, como o modelo de Perez et al. (1990) que trata a anisotropia da

irradiação difusa. Este modelo é tratado na literatura como menos conservativo, por apresentar valores maiores, além de ser recomendado para aplicações onde superfícies com direção azimutal, não coincidam com o norte ou sul. A estimativa de radiação global horária para o plano, arbitrariamente, inclinado ( $I_T$ ) é definida pela Equação 1. (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

$$I_T = I_b R_b + I_d \left( 1 - F_1 \left( \frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \right) + I_d F_1 \left( \frac{a}{b} \right) + I_d F_2 \sin\beta + I_{p_g} \left( \frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (1)$$

Segundo Duffie e Beckman (2013), o coeficiente de brilho solar circumsolar  $F_1$  e o coeficiente de brilho solar no horizonte  $F_2$ , são calculados a partir de informações da tabela do índice de transparência do céu ( $\varepsilon$ ). Os termos 'a' e 'b' são inerentes do ângulo de incidência da radiação solar direta sobre uma superfície para uma determinada orientação. Já o dado de ( $I_{p_g}$ ) representa a radiação solar refletida horária, enquanto o termo  $R_b$  é definido pela razão entre os cossenos dos ângulos de incidência  $\cos(\theta_s)$  e o ângulo zenital  $\cos(\theta_z)$ .

## 2.4 Componentes de um sistema fotovoltaico isolado

### 2.4.1 O módulo fotovoltaico

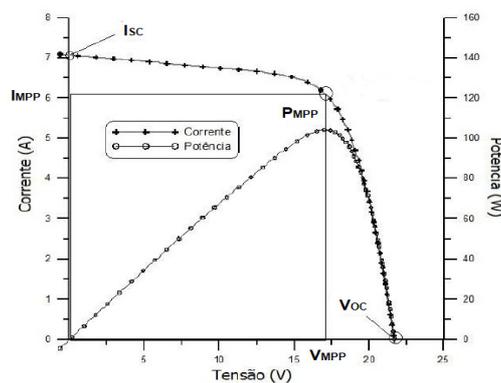
O módulo fotovoltaico é composto por um arranjo de células fotovoltaicas, conectadas em série, com o objetivo de gerar a tensão necessária para a utilização prática e também para proteger as células de possíveis impactos externos indesejáveis. Os módulos podem ser instalados na configuração série ou paralela. Em uma associação série, com os dispositivos expostos à mesma irradiância, ocorre a soma das tensões enquanto que a corrente se mantém a mesma. Já na associação em paralelo ocorre a soma da corrente enquanto que a tensão permanece a mesma. (CRESESB, 2014). A Figura 1, ilustra as associações paralela e série dos módulos, respectivamente (a) e (b).

Figura 1 - (a) Associação paralela e (b) Associação série



Os parâmetros elétricos da célula ou módulo fotovoltaico podem ser determinados através da curva I-V. Na curva característica são destacados três pontos de operação do módulo que estabelecem o seu comportamento na condição padrão de teste (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), em relação a irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  sob uma distribuição espectral para AM 1,5 e temperatura da célula de  $25^\circ\text{C}$ , são eles: a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) e a máxima potência ( $P_{MP}$ ). A  $I_{SC}$  corresponde ao valor máximo de corrente que o módulo pode fornecer. O valor máximo de tensão que o módulo pode fornecer, sem carga, é definido por  $V_{OC}$ . Ambos os dados são fornecidos pelo fabricante dos módulos e estão na STC. No entanto, estes dois parâmetros do gerador sofrem a influência de fatores como a temperatura da célula e a radiação solar incidente. A Figura 2 ilustra a curva característica I-V. Também nesta mesma figura é mostrada uma curva de potência em função da tensão, definida como curva P-V, que identifica o ponto máximo de potência ( $P_{MPP}$ ), referente à um módulo com  $100 \text{ W}_p$ . (CRESESB, 2014).

Figura 2 - Curva característica I-V e P-V de um módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Cresesb (2014, p. 147)

As normas técnicas estabelecem uma temperatura nominal de operação para as células de módulos fotovoltaicos. Suas características elétricas se aproximam das condições reais de operação. O parâmetro que estabelece a temperatura nominal de

operação é definido como NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*). Através dele é possível determinar o coeficiente térmico ( $C_t$ ), expresso em ( $^{\circ}\text{C}/\text{Wm}^{-2}$ ), para determinar a temperatura do módulo ( $T_{mod}$ ), em ( $^{\circ}\text{C}$ ), através das Equações, adaptadas, 2 e 3. (CRESESB, 2014). A Equação 4, é utilizada quando o dado de NOCT não é fornecido pelo fabricante do módulo fotovoltaico. (SAMOUDI, 2015).

$$C_t = \frac{(NOCT-20)}{800} \quad (2)$$

$$T_{mod} = T_{amb} + C_t G \quad (3)$$

$$T_{mod} = T_{amb} + 0,0256 G \quad (4)$$

Como a potência de saída do gerador fotovoltaico também é afetada pela variação da temperatura e pela variação da radiação incidente, sua potência de saída, considerando estes fatores, pode ser determinada. (SEDIGHIZADEH; REZAZADEH, 2007). Logo, a potência de saída do módulo fotovoltaico é definida pela Equação 5, onde  $P_{FV}$  corresponde a potência de saída do módulo,  $P_{FVSTC}$  a potência nominal do módulo,  $G$  a irradiância incidente ( $\text{W}/\text{m}^2$ ),  $G_{STC}$ , a irradiância de referência ( $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ ),  $k_{cp}$ , corresponde ao coeficiente de temperatura na máxima potência da célula ( $k_{cp} = -4,7 \times 10^{-3}/^{\circ}\text{C}$ ) e  $T_{mod}$ , definido pela Equação 3 ou 4. (SAMOUDI, 2015). Com a aplicação do coeficiente de temperatura ( $k_{cv}$ ), na Equação 6, é possível determinar  $V_{oc}$  a qual sofre os efeitos da temperatura do módulo. A  $I_{sc}$  pode ser definida pela aplicação da Equação (7), onde ( $k_{ci} = 0,1 \times 10^{-3}/^{\circ}\text{C}$ ), dado do fabricante, representa o coeficiente de variação de  $I_{sc}$ , em função da temperatura da célula. (CRESESB, 2014).

$$P_{FV} = P_{FVSTC} \left[ \frac{G}{G_{STC}} \right] [1 + k_{cp}(T_{mod} - T_{ref})] \quad (5)$$

$$V_{oc} = V_{ocSTC} [1 + k_{cv}(T_{mod} - T_{ref})] \quad (6)$$

$$I_{sc} = \left[ \frac{G}{G_{STC}} \right] [I_{sc0} + k_{ci}(T_{mod} - T_{ref})] \quad (7)$$

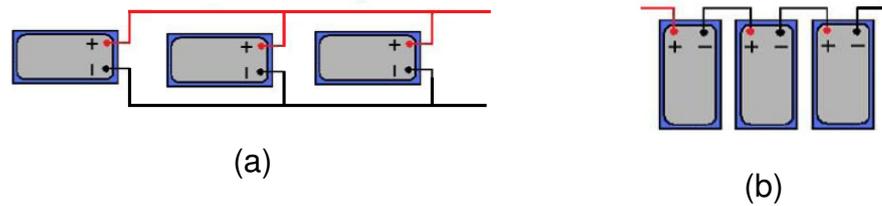
Módulos fotovoltaicos sofrem os efeitos de sombreamento (obstrução da radiação solar) em uma ou mais células as quais, nestas condições, podem ser danificadas pelo aquecimento, devido a inversão de polaridade da célula. Com o

propósito de evitar este dano e a conseqüente perda de rendimento é, comumente empregado junto ao módulo fotovoltaico, um diodo de desvio com a função de desviar a corrente, evitando, desta forma, a geração de tensões inversas elevadas nas células. A aplicação de diodos se estende à proteção de sistemas de armazenamento (banco de baterias). Neste caso, é utilizado um diodo de bloqueio, com o cátodo ligado ao terminal positivo, com a função de impedir a descarga do conjunto de baterias, pois sem radiação (escuro) as células passam a ter o comportamento de um diodo polarizado diretamente. (HECKTHEUER, 2001).

#### 2.4.2 Sistema de estocagem de energia

Um SFI, por estar isolado da rede elétrica da concessionária, necessita de um sistema de armazenamento de energia para atender a demanda quando ocorrer baixa ou a falta completa de radiação solar. A energia elétrica proveniente da conversão do módulo fotovoltaico deve ser armazenada e utilizada nos momentos os quais o módulo fotovoltaico não seja capaz de suprir a demanda de energia elétrica. (CRESESB, 2014). O armazenamento eletroquímico, por meio de bateria, é o mais comum e utilizado atualmente. As baterias mais empregadas para este propósito são as do tipo recarregáveis, visto que possibilitam a recarga por meio de uma fonte externa. (FRAGA, 2009). Das baterias existentes no mercado, como a de chumbo-ácido de tecnologia regulada por válvulas (VRLA), com sistema que recombina gases para evitar a perda de água, possuem a vantagem de ser livre de manutenção, além de apresentarem alta confiabilidade em comparação a outros tipos de bateria estacionárias. No entanto, apresentam custo elevado e problemas com as temperaturas elevadas. (COPETTI, MACAGNAN, 2007). Segundo pesquisa de Dias e Karasinski (2003), os bancos de baterias, podem estar em uma associação em série ou paralela, dependendo do tipo de aplicação. Estando elas em paralelo, o valor da tensão final não se modifica, porém, a corrente máxima fornecida será a soma individual de corrente de cada uma das baterias do banco. Já elas em série, a corrente elétrica não se modifica, no entanto, a tensão final ( $V_{bat}$ ) será a soma da tensão de todas as baterias do banco. (DIAS, KARASINSKI, 2003). A Figura 3 apresenta uma ilustração destas associações.

Figura 3 – (a) Associação de bateria em paralelo e (b) associação em série



Vera (2009), menciona que em uma associação série de baterias pode ocorrer o desequilíbrio da tensão durante a recarga em função da variação da resistência interna e a perda das propriedades químicas das células de carga. Na eventualidade de uma sobretensão de carga da bateria este fator influenciará na redução da vida útil dos elementos, com isso, comprometendo a performance do banco. Uma célula de chumbo-ácido possui uma tensão nominal de aproximadamente 2 V. Partindo deste princípio, o número de células ( $n_s$ ) pode ser estimada dividindo-se a tensão nominal ( $V_{bat}$ ) por 2 V. Logo, para uma tensão de 12 V utiliza-se como parâmetro o dado de 6 células, para 24 V utiliza-se 12 células e assim sucessivamente. Existem parâmetros que definem e classificam uma bateria, sendo eles a capacidade nominal ( $C_x$ ), para uma taxa de descarga ( $x$  horas), a taxa de carga e descarga e o estado de carga (SOC). A capacidade nominal corresponde a carga total que pode ser armazenada. Estes valores, definidos pelos fabricantes podem ser, como exemplo, nos tempos de 5 h, 10 h e 100 h, correspondentes a  $C_5$ ,  $C_{10}$  e  $C_{100}$ , respectivamente, em (Ah). A taxa de descarga, corresponde ao tempo necessário para que a bateria descarregue através de uma corrente constante ( $-I_{bat}$ ). Já a taxa de carga corresponde a aplicação e uma corrente constante ( $+I_{bat}$ ), aplicada para a bateria atingir seu estado de carga. O estado de carga da bateria (SOC) está relacionado com a carga elétrica armazenada na bateria por um dado tempo, sendo  $SOC = 0$ , bateria descarga e  $SOC=1$ , bateria completamente carregada. Existe um complemento à unidade SOC a qual é dada pela profundidade de descarga  $Pd = 1-SOC$  e representa a fração de descarga da bateria. (FRAGA, 2009). A grande maioria dos SFI tendem a operar por vários dias ou semanas sem sua carga estar completa. Isto ocorre devido à baixa radiação em um determinado período. A deficiência de recarregamento, durante os períodos de dias encobertos, contribui para a redução da vida útil da célula da bateria, ocorrendo com maior frequência nas baterias do tipo chumbo-ácido. (CRESESB, 2014).

### 2.4.3 Controlador de carga

O controlador de carga, em um SFI, nada mais é que um dispositivo de controle da corrente proveniente do(s) módulo(s). Quando a bateria estiver com sua carga plena (100%), a corrente é reduzida para níveis de manutenção do estado de carga e, quando o estado de carga da bateria é baixo, o sistema regulador detecta e volta a condição de carregamento da bateria. (VERA, 2009). Com o avanço da tecnologia, surgiram sistemas de carregamento mais eficientes dotados de sistema com seguidor de ponto máximo de potência (SPMP). Esta melhoria permite que o sistema fotovoltaico possua uma tensão muito mais alta do que o banco de baterias, uma vez que o controlador de carga converte automaticamente a tensão mais elevada para uma tensão mais compatível com o sistema de estocagem. Já a tecnologia de Modulação por Largura de Pulso (*Pulse Width Modulation* - PWM) permite manter constante a tensão por meio da qual se carrega a bateria através de uma corrente pulsante com frequência fixa e variável. O controlador com esta tecnologia utiliza 4 estágios para efetuar o carregamento da bateria sendo, no estágio 1 (aplicação de corrente máxima para a carga completa), no estágio 2 (regulagem PWM), no estágio 3 (flutuação, aplicação de pequenos pulsos) e estágio 4 (equalização). (VERA, 2009).

Cresesb (2014), descreve que um controlador ideal para SFI deve gerenciar a carga com base na disponibilidade de energia solar. Para tanto, necessita de informações confiáveis do estado de carga da bateria, dado que somente em controladores mais atuais pode ser encontrado. Controladores baseados no estado de carga (SOC) tem a finalidade de proteção contra as cargas e descarga acima dos limites da bateria.

## 3 MATERIAIS E MÉTODOS

O trabalho proposto pode ser definido como uma pesquisa aplicada, visto que objetiva gerar conhecimentos para a aplicação prática. No presente estudo, a aplicação é dirigida à solução de um problema específico, a necessidade de manter a alimentação elétrica do equipamento remoto e seus acessórios, sem falhas, mesmo nos períodos sem radiação. Quanto ao tipo, trata-se de uma pesquisa quantitativa, pois os resultados podem ser quantificados e visam demonstrar o comportamento da geração de energia solar fotovoltaica em relação à determinados ângulos de

inclinação e tempo de carga e descarga do sistema de estocagem em relação às variações de irradiância horária. Com base no objetivo, a pesquisa pode ser classificada como explicativa, pois visa explicar o porquê e como manter a alimentação dos equipamentos de campo, sem variações significativas, as quais possam comprometer o seu correto funcionamento, através dos resultados obtidos e apurados junto ao modelo experimental. No que diz respeito aos procedimentos para desenvolvimento do trabalho, a pesquisa é do tipo experimental, pois pretende avaliar se o sistema está corretamente dimensionado e se o SFI atende a carga instalada frente as variações climáticas desfavoráveis. (GERHARDT; SILVEIRA, 2009). A pesquisa não visa ser conclusiva. Espera-se partilhar reflexões a respeito dos resultados obtidos, através da coleta de dados do sistema experimental e das simulações realizadas sobre os modelos.

### **3.1 Sistema de monitoramento remoto**

Halmeman (2014), descreve em sua conclusão que um SMR possibilita tanto a coleta de dados como a vigilância à distância de operação de um determinado equipamento. No entanto, para ter acesso ao equipamento remotamente é necessário um meio de comunicação, neste caso, a tecnologia GPRS. Este consiste de uma rede de pacotes de dados, a qual utiliza as redes de celulares e *internet*, já disponibilizadas, integrando o equipamento à *internet*, sendo, desta forma, acessado de qualquer ponto do mundo e em qualquer computador. (TATEOKI, 2007). As variáveis elétricas externas (interferências elétricas e sistema de proteção catódica) são direcionadas, através das ligações elétricas, à dispositivos denominados transdutores. Estes transdutores possuem a função de transformar os sinais de tensão (sinal de entrada) em um sinal de corrente (sinal de saída) para valores utilizados em instrumentação e controle, neste caso, para os valores de 4 a 20 mA. (BEGA et al., 2003). Os sinais de saída destes transdutores são direcionados às entradas analógicas do módulo remoto e depois transmitidos, via GPRS, a sala de supervisão e controle (SSC). No Apêndice A, é ilustrada uma arquitetura típica de integração do local remoto à uma sala de controle. As características técnicas, relacionadas a demanda de potência dos itens do SMR, deste estudo, estão informadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Carga dos componentes do SMR

Item	Quantidade	Tensão (V)	Potência Unitária (W)	(P <sub>L</sub> ) Total (W)
Remota <sup>(1)</sup>	1	12	3,6	3,6
Transdutor <sup>(2)</sup>	3		1,2	3,6
				7,2
Com fator de segurança de 20%				8,64
(1) Tensão máxima de 15,4 V e mínima de 11,8 V				
(2) Tensão máxima de 13,7 V e mínima de 11,8 V				

### 3.2 Metodologia de dimensionamento do SFI

#### 3.2.1 Módulo fotovoltaico

É sabido que o inverno, na região sul do país, é o pior período do ano para a geração de energia a partir da fonte solar. Este período pode ser tratado como crítico, pois pode apresentar os menores valores de radiação solar devido à ocorrência constante de dias com céu encoberto. Neste aspecto, o método de dimensionamento do sistema fotovoltaico isolado (SFI), aplicado a este trabalho, trata da avaliação do período que representa as condições mais desfavoráveis para a geração de energia, utilizando valores médios mensais de geração de energia. A produtividade de referência ( $Y_r$ ) do mês crítico é considerada o primeiro passo para o dimensionamento da potência do gerador fotovoltaico ( $P_{FV}$ ), assim como a informação de carga ( $P_L$ ), estimada na Tabela 1. (CRESESB, 2014). Aplicadas ao trabalho de Melo et al.(2018) e Rampinelli (2010), as Equações 8, 9, 10 e 11, foram adaptadas e utilizadas para o dimensionamento do SFI. A Equação 8,  $H(\gamma, \beta)$ , corresponde a irradiação do mês crítico em relação ao plano do arranjo fotovoltaico para o desvio azimutal ( $\gamma$ ) e inclinação do arranjo ( $\beta$ ). Da Equação 9, obteve-se a produtividade de referência ( $Y_r$ ). A Equação 10, o consumo de energia da carga ( $\epsilon_c$ ). Já com a aplicação da Equação 11 é obtida a potência requerida para o gerador fotovoltaico ( $P_{FV}$ ).

$$H(\gamma, \beta) = \int G(t) dt \quad (8)$$

$$Y_r = \frac{H(\gamma, \beta)}{G_{STC}} \quad (9)$$

$$\epsilon_c = P_L * 24 \quad (10)$$

$$P_{FV} = \frac{\epsilon_c}{Y_r} \quad (11)$$

A quantidade de módulos foi definida pela aplicação da Equação 12, onde  $P_{FV}$ , corresponde a potência dimensionada para o gerador fotovoltaica e o valor 50, corresponde a potência unitária do módulo, conforme mostra a Tabela 2. Sendo assim,  $N_{mod}$  corresponde ao número de módulos fotovoltaicos a serem utilizados. (SAMOUDI, 2015).

$$N_{mod} = \frac{P_{FV}}{50} \quad (12)$$

Tabela 2 - Especificação técnica do módulo monocristalino solarterra

Item	Valor
Potência máxima [W <sub>p</sub> ]	50 W <sub>p</sub>
Tensão circuito aberto [V <sub>oc</sub> ]	21,6 V
Corrente curto-circuito [I <sub>sc</sub> ]	3,03 A
Eficiência do módulo [%]	10,5
Número de Células [-]	36

### 3.2.2 Dimensionamento do sistema de estocagem

Conforme já apresentado no subcapítulo 2.4.2, o banco de estocagem (BE) tem o objetivo de atender a demanda quando ocorrer baixa ou a falta completa de radiação solar. Um dado que está relacionado com a vida útil do sistema de estocagem é a profundidade de descarga (Pd). (FRAGA, 2009). Valores comumente empregados em ciclos de descarga rasos são de 20% a 40% e, para ciclos profundos são de 50% a 80%. (CRESESB, 2014). A capacidade nominal (C<sub>x</sub>), a qual corresponde ao total de carga que deve ser armazenada, é definida pela Equação 13. Este valor, no entanto, é dependente de (Pd) (considerado no dimensionamento, 50%) e a eficiência da capacidade da bateria (adotado no dimensionamento, 90%). (SAMOUDI, 2015).

$$C_{Ah} = \frac{\epsilon_c}{\text{tensão} * \eta_{bateria} * Pd} N \quad (13)$$

onde (N) representa a autonomia do BE. Logo, a bateria selecionada para compor o sistema de estocagem foi a de chumbo-ácido, da marca Global, selada e regulada a válvula (VRLA) de tensão 12 V, capacidade em C<sub>20</sub> de 15 Ah. A tensão de flutuação, conforme dados do fabricante, é de 13,6 a 13,8 V, cíclico de 14,6 a 15 V e corrente

inicial máxima de 4,5 A. Conforme proposto por Dias e Karasinski (2003), as baterias podem ser associadas em paralelo para ocorrer à soma das correntes individuais de cada unidade, sem ocorrer mudança na tensão, aumentando com isso, a capacidade  $C_{Ah}$ . Em referência ao valor de  $(N)$  é destacado pelo Cresesb (2014) que pode ser adotado para o Brasil o equivalente entre 2 a 4 dias (48 a 96 h).

O número de baterias ( $N_{bat}$ ) em paralelo para compor o banco de estocagem foi determinado pela aplicação da Equação (14), onde  $C_{20}$ , corresponde a capacidade unitária da bateria. (RAMPINELLI, 2010).

$$N_{bat} = \frac{C_{Ah}}{C_{20}} \quad (14)$$

Tanto os disjuntores da parte fotovoltaica (gerador ao controlador de carga) quanto da parte do BE (baterias ao controlador de carga) foram dimensionados para no mínimo, 1,25 vezes superior a corrente nominal. (CRESESB, 2014).

### 3.2.3 Dimensionamento do controlador de carga

Conforme definido no subcapítulo 2.4.3, o controlador de carga teve no seu dimensionamento, fatores como os níveis de tensão e corrente de operação, tanto na entrada, proveniente do módulo fotovoltaico quanto na saída, ligada ao banco de baterias, além do tipo de bateria. A corrente do controlador ( $I_C$ ) foi acrescida em 25% (considerando uma irradiância de 1250 W/m<sup>2</sup>, ainda que por poucos períodos) sobre a corrente de curto-circuito do módulo ( $I_{SC}$ ). A aplicação da Equação 15 forneceu a corrente ( $I_C$ ) desejada para o controlador de carga, onde  $N_{mod}$ , corresponde ao número de módulos em paralelo. (CRESESB, 2014).

$$I_C = 1,25 N_{mod} I_{SC} \quad (15)$$

Já a máxima tensão do controlador  $V_{C(max)}$ , deverá ser a máxima tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico, em relação à menor temperatura a ele aplicada. Na prática, a máxima tensão do controlador deverá respeitar a seguinte relação:  $V_{C(max)} > V_{OC(Tmin)}$ . (CRESESB, 2014).

### 3.3 Modelagem e Simulação

As simulações aplicadas neste trabalho foram desenvolvidas em ambiente Matlab e Simulink. No Matlab foram efetuadas simulações computacionais para avaliação dos melhores ângulos (20°, 25°, 30°, 35° e 40°, com face voltada para o Norte verdadeiro) de geração de energia. Os dados horários de radiação global horizontal (período de julho de 2017 a julho de 2018), disponibilizados pelo INMET, referentes à estação automática A801, localizada em Porto Alegre, foram aplicados nas correlações matemáticas, definidas nos capítulos 2.1 a 2.3, para a obtenção da radiação global para o plano inclinado. A seleção do ângulo ( $\beta$ ) foi definida em relação à máxima energia gerada ao longo do ano, seguindo uma das definições propostas pelo Cresesb (2014). A validação do modelo ocorreu mediante comparação de resultados entre os dados da simulação numérica e *Software Radasol* e obtenção de desvio médio percentual aceitável, conforme metodologia aplicada por Rampinelli e Krenzinger (2009). Optou-se por este programa por ser gratuito e também por utilizar correlações semelhantes ao modelo a ser validado e, conforme Krenzinger e Bugs (2010), muito utilizado por pesquisadores da área de energia solar.

No ambiente Simulink foram efetuadas as simulações dinâmicas em modelos desenvolvidos especialmente para prever o comportamento do BE, nas situações de descarga e para carga e descarga nos períodos de alta e baixa radiação. Fraga (2009), aplicou esta metodologia em seu trabalho, porém utilizou o ambiente Matlab, através de uma equação matemática, a qual representa o modelo de uma bateria de chumbo-ácido para prever o comportamento de um BE. Carvalho (2013), menciona que o Simulink permite a construção de modelos de subsistemas, agregando-os até à obtenção do modelo desejado, e dispõe de componentes os quais necessitam de pequenas modificações para representar inúmeros modelos desejados. Para o modelo, desenvolvido no Simulink, foi empregado uma bateria de chumbo-ácido, disponível na biblioteca do programa, que permite modelar o comportamento de uma bateria configurando-a com parâmetros extraídos da folha de dados de descarga, em corrente constante, disponibilizado pelo fabricante. Com a extração dos dados de tensão totalmente carregada ( $V_{full}$ ), final da zona exponencial ( $Q_{exp}$ ,  $V_{exp}$ ), final da zona nominal ( $Q_{nom}$ ,  $V_{nom}$ ) ponto onde a tensão começa a cair abruptamente, capacidade máxima (Q) e resistência interna (R), foi possível simular o comportamento de uma bateria do tipo chumbo-ácido. Esta metodologia, melhorada

por Tremblay e Dessaint, (2009), com base no modelo de Shepherd (1965 apud TREMBLAY; DESSAINT, 2009), foi aplicada em outros trabalhos como o de Carvalho (2013), Ferreira (2015) e Pereira (2016). A validação do modelo de bateria ocorre mediante a reprodução da curva característica de descarga, em corrente constante, típica da bateria. (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

### **3.4 Metodologia de montagem e avaliação de dados do modelo experimental**

Através da montagem do SFI, modelo experimental, dimensionado com base nos resultados da simulação, foi possível avaliar, de forma prática, tanto o sistema SFI como a operação do SMR. Ambos foram montados junto ao estacionamento de uma empresa (parte interessada), localizada em Canoas, RS. No protótipo montado, monitorou-se/registrou-se dados de tensão e corrente tanto do módulo fotovoltaico quanto da bateria da seguinte forma: a tensão gerada pelo módulo (ponto 3) e a tensão do sistema de estocagem (ponto 4), foram ligados nas entradas analógicas do *modem*. Já a corrente proveniente do gerador fotovoltaico (ponto 1) e a corrente do sistema de estocagem (ponto 2), foram ligadas a dois transdutores que recebem na entrada, tensões de 0 a 60 mV, proveniente dos sensores *shunt*, ligados em série ao circuito. Os transdutores operaram conforme definido por Bega (2003), gerando a variação, correspondente a entrada (0 a 60 mV), na forma de corrente (4 a 20 mA) na saída. Todos estes dados gerados foram enviados via *modem* GSM/GPRS a sala de supervisão e controle da empresa e armazenados em um banco de dados, com leitura das variáveis tensão e corrente de forma horária. No Apêndice B é ilustrado um esquema elétrico simplificado das ligações e dados monitorados.

O objetivo deste monitoramento foi avaliar se o SFI atende à carga instalada durante o período de avaliação, independentemente das variações climáticas ocorridas. Um *data logger* foi instalado como forma de redundância no sistema de aquisição de dados, o qual permite obter dados históricos de tensão e corrente, tanto do gerador fotovoltaico como do banco de baterias, além do seu estado de carga (SOC).

## 4 RESULTADOS

### 4.1 Validação dos modelos

#### 4.1.1 Simulação do modelo de cálculo da radiação solar global

Para a validação do modelo de cálculo da radiação solar global para o plano inclinado ( $\beta$ ), seguiu-se a metodologia proposta por Rampinelli e Krenzinger (2009), descrita no capítulo 3.3 deste trabalho. Os mesmos dados de radiação solar global para o plano horizontal foram inseridos tanto no Radasol quanto no modelo numérico elaborado, ambos com desvio azimutal ( $\gamma$ ) de  $180^\circ$  (orientação Norte Verdadeiro). O modelo desenvolvido em Matlab apresentou um desvio percentual médio de 0,27% para o ângulo de inclinação  $\beta=0^\circ$ , enquanto para o ângulo de  $\beta=20^\circ$  de 8,81%. Já para o ângulo de inclinação  $\beta=30^\circ$ , apresentou um desvio percentual médio de 11,65%. O gráfico de comparação dos resultados é mostrado no Apêndice C. Os resultados foram satisfatórios visto que o modelo apresentou um comportamento similar ao *Software Radasol*.

#### 4.1.2 Simulação dinâmica

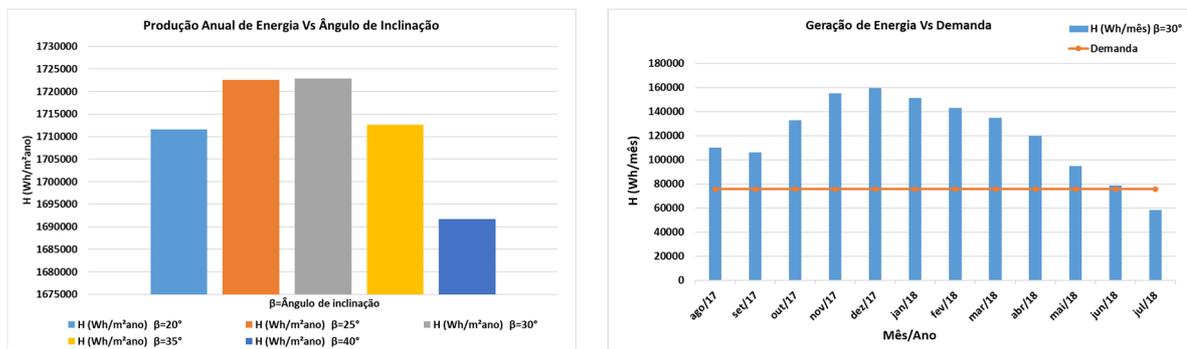
Para a validação do modelo de bateria, referente a simulação dinâmica, foi aplicada a metodologia de Tremblay e Dessaint, (2009), definida no capítulo 3.3. No entanto, os dados para a reprodução da curva de descarga da bateria, marca Global, foram extraídos através de uma bancada de ensaio e aplicados ao modelo. A bancada de ensaio foi desenvolvida para reproduzir a curva de descarga da bateria. Ferreira (2015) aplicou este ensaio o qual utilizou um reostato (carga variável) para manter a corrente constante no processo de descarga de uma bateria do tipo chumbo ácido, afim de obter os parâmetros da mesma. Desta forma, foi montado um circuito de descarga a corrente constante (3 A) e temperatura ambiente de  $25^\circ\text{C}$ , como temperatura de descarga. A alteração da metodologia de obtenção de dados da curva de descarga do fabricante foi necessária devido a necessidade de geração de dados a serem comparados posteriormente ao modelo. O circuito de ensaio está mostrado no Apêndice E. A partir do carregamento total da bateria, via controlador de carga Epever, modelo LS2024B, foi efetuada a sua descarga, mantendo o reostato no

ajuste necessário, variando-o para manter a corrente de descarga constante, visualizada no amperímetro (3 A), durante todo o ensaio. O registrador teve a função de gravar os valores de tensão a cada segundo. Com a interpretação da curva de descarga, foram obtidas as informações para a posterior validação do modelo. O gráfico de comparação, curva de ensaio versus curva de simulação, é demonstrado no Apêndice D. Os resultados do modelo de bateria foram satisfatórios visto que apresentou um comportamento similar a curva de ensaio até a tensão de 10,5 V. O desvio percentual médio calculado foi de 2,46%. Logo, com base nestes resultados, o modelo foi validado.

## 4.2 Dimensionamento do SFI e montagem local

Conforme definido no capítulo 3.2, a produtividade de referência ( $Y_r$ ) do mês crítico foi o primeiro passo para o dimensionamento da potência do gerador fotovoltaico ( $P_{FV}$ ), assim como a informação de carga ( $P_L$ ). (CRESESB, 2014). Logo, com a aplicação do modelo de cálculo validado, foi possível definir tanto o melhor ângulo de inclinação ( $\beta$ ) para o SFI, irradiação solar média ao longo do ano, quanto a seleção do mês mais desfavorável para suprir o SMR (carga) a partir de  $Y_r$ . A Figura 4 mostra os resultados da simulação. Na Figura 4a é possível verificar a estimativa do potencial de produção de irradiação solar ao longo do ano, através da alteração do parâmetro ( $\beta$ ), para ângulos de 20° a 40° de inclinação, calculados no modelo, tratados e analisados posteriormente. Conforme Cresesb (2014), a máxima geração de energia ao longo do ano ocorre, preferencialmente, para o ângulo de inclinação igual a latitude do local, com pequenas variações no ângulo as quais não implicam grandes mudanças na produção de energia. Isso pode ser percebido entre os ângulos de 25° a 30° os quais permitiram uma produção semelhante. Na Figura 4b, verifica-se que o mês mais desfavorável (crítico), para a geração de energia, foi Julho de 2018, para o ângulo de inclinação ( $\beta$ ) de 30°, selecionado após análise da geração máxima de energia. Já na Figura 4c é percebido que para este mês crítico a produtividade de referência ( $Y_r$ ) possui os piores resultados, em referência ao ângulo ( $\beta$ ) de 30°. Logo, para o dimensionamento foi considerado o ( $Y_r$ ) para o ângulo de inclinação de 30°, possuindo valor de 2,73 h/dia.

Figura 4 – (a) Irradiação solar média vs ângulo de inclinação, (b) Irradiação solar média para os meses do ano e (c) produtividade de referência



(a)

(b)

	Yr (h/dia)												
	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	maí/18	jun/18	jul/18
β=20°N	4,59	4,62	4,12	4,99	6,04	6,00	5,69	5,96	5,07	4,66	3,56	3,06	2,44
β=25°N	4,79	4,79	4,18	4,96	5,89	5,81	5,54	5,87	5,09	4,79	3,72	3,27	2,59
β=30°N	4,96	4,92	4,22	4,89	5,70	5,59	5,36	5,75	5,07	4,89	3,85	3,45	2,73
β=35°N	5,10	5,03	4,23	4,79	5,49	5,33	5,14	5,60	5,03	4,96	3,95	3,61	2,85
β=40°N	5,21	5,10	4,22	4,67	5,24	5,05	4,90	5,41	4,95	5,00	4,03	3,74	2,95

(c)

Todo o equacionamento descrito no Apêndice F foi efetuado com base nos dados de  $(Y_r)$  e  $(P_L)$ . Do equacionamento, conforme Melo et al. (2018), definiu-se 2 módulos fotovoltaicos para a geração de energia elétrica e 8 baterias VRLA, na configuração paralela para o atendimento da autonomia projetada. Já o controlador de carga foi definido com base no cálculo de  $(I_C)$  e, na máxima tensão de circuito aberto que o dispositivo deve operar. Com isso, o controlador selecionado foi da marca Epever, modelo LS2024B, com limite de corrente de 20 A e uma tensão superior a 40% de  $V_{OC(Tmin)}$ . Em relação a escolha dos condutores e sistema de proteção, seguiu-se o proposto por Melo et al. (2018), com a consulta à Norma NBR 5410. Através desta Norma, foi dimensionado o condutor de 2,5 mm<sup>2</sup>, o qual possui capacidade de condução de corrente de 19,5 A e isolamento apropriada tanto para a radiação UV quanto para operações em temperatura até 70 °C. Já para o sistema de proteção, disjuntores, seguiu-se o proposto pela NBR 5410, a qual recomenda  $I_B \leq I_n \leq I_Z$ , sendo,  $I_n$  a corrente nominal do disjuntor (10 A),  $I_B$  a corrente máxima do circuito de geração ( $2I_{SC}$ ) e a corrente de carga das baterias ( $2I_{SC} - 0,42$ ), sendo 0,42 A a corrente fixa de consumo do SMR (carga) e,  $I_Z$  a capacidade de condução de corrente dos condutores (19,5 A). Conforme os resultados da simulação, descritas no capítulo 4.2, os módulos β foram inclinados a 30° em relação ao solo e face orientada

ao norte geográfico. O Apêndice G apresenta a montagem completa do sistema fotovoltaico isolado experimental.

### 4.3 Comportamento do sistema de estocagem – simulação dinâmica

Conforme proposto no capítulo 3.3, realizou-se uma simulação dinâmica, após validação do modelo de bateria, para prever o comportamento do sistema de estocagem. Para isso, foram implementados circuitos lógicos (ver Apêndice H), semelhantes aos trabalhos de Carvalho (2013), Ferreira (2015) e Pereira (2016), sendo, neste estudo, utilizado 8 modelos de bateria, próprios da biblioteca do Simulink, para representar o BE entre outros componentes. No programa Simulink foi implementado o componente *Matlab Function*, o qual permite programar a execução de códigos específicos, um resistor para representar o SMR (carga), uma fonte de corrente controlada, dependente da Equação (7), para efetuar a carga das baterias, chaves *Switch* controladas por uma lógica dedicada, permitindo o controle de carga e descarga do BE e, um bloco de equações o qual representa a corrente gerada pelo módulo fotovoltaico, definida pela Equação (7). Neste último, a corrente ( $I_{sc}$ ) de entrada varia em função da irradiância e da temperatura, sendo estas, geradas por blocos de sinais, ligados diretamente na entrada do bloco de equações, metodologia semelhante aos modelos de Carvalho (2013). Com isso, o modelo montado é capaz de reproduzir o comportamento dos processos de carga e descarga, tendo como referência os parâmetros da bateria Global. No Apêndice H, consta o modelo elaborado para a simulação dinâmica, semelhante aos modelos de Carvalho (2013), Ferreira (2015) e Pereira (2016).

Com o objetivo de avaliar o atendimento a autonomia projetada (3 dias), efetuou-se a simulação de descarga, partindo da premissa que o BE esteja completamente carregado, ou seja,  $SOC_i=100\%$  e sem o aporte de energia solar do gerador fotovoltaico. Nesta condição, somente o resistor de  $32 \Omega$  consome a energia do BE, até atingir o estado de carga equivalente a  $SOC_f=30\%$ . O mesmo processo foi aplicado para a condição inicial de  $SOC_i$  à  $80\%$  e  $SOC_i$  à  $60\%$ . Os resultados estão descritos na Tabela 3. Os gráficos, resultados da simulação, são mostrados no Apêndice I, J e K, correspondem a  $SOC_i = 100\%$ ,  $SOC_i = 80\%$  e,  $SOC_i = 60\%$ , respectivamente.

Tabela 3 – Simulação de descarga

Simulação	Estado de Carga (%)	Tensão (V)	Tempo (s)	Autonomia (Dia)
1	SOC <sub>i</sub> = 100	V <sub>i</sub> = 13,76	t <sub>i</sub> = 0	---
1	SOC <sub>f</sub> = 30	V <sub>f</sub> = 12,18	t <sub>f</sub> = 756500	8,75
2	SOC <sub>i</sub> = 80	V <sub>i</sub> = 12,99	t <sub>i</sub> = 0	---
2	SOC <sub>f</sub> = 30	V <sub>f</sub> = 12,18	t <sub>f</sub> = 544800	6,3
3	SOC <sub>i</sub> = 60	V <sub>i</sub> = 12,81	t <sub>i</sub> = 0	---
3	SOC <sub>f</sub> = 30	V <sub>f</sub> = 12,18	t <sub>f</sub> = 330600	3,83

Fonte: Elaborado pelo autor

Pode-se observar na Tabela 3 que o BE pode atender a demanda da carga por aproximadamente 9 dias, considerando a condição 1. Na condição 2, o BE é capaz fornecer energia por 6 dias. Já para a condição 3, o BE atende a demanda de carga por aproximadamente 4 dias. Ambos os casos sem nenhuma contribuição de irradiância. Em nenhuma das situações a tensão do BE atingiu a tensão crítica de operação do SMR.

Para a simulação de carga, foi considerado a estocagem parcialmente carregada, com SOC<sub>i</sub>=30%, 50% e 80%, permitindo avaliar o tempo necessário para o banco de baterias atingir o estado de carga total, neste caso, com a aplicação de dados de irradiância e temperatura reais, obtidos da estação meteorológica instalada na Unisinos. Estes dados são aplicados na entrada do bloco de equações do modelo. A Tabela 4 apresenta os resultados destas simulações.

Tabela 4 – Simulação de carga a baixa irradiância

Simulação	Estado de Carga (%)	Tensão (V)	Tempo (s)	Autonomia (Dia)
1	SOC <sub>i</sub> = 30	V <sub>i</sub> = 12,83	t <sub>i</sub> = 0	---
1	SOC <sub>f</sub> = 14,75	V <sub>f</sub> = 11,30	t <sub>f</sub> = 324514	3,75
2	SOC <sub>i</sub> = 50	V <sub>i</sub> = 12,66	t <sub>i</sub> = 0	---
2	SOC <sub>f</sub> = 32,70	V <sub>f</sub> = 12,27	t <sub>f</sub> = 432000	5,0
3	SOC <sub>i</sub> = 80	V <sub>i</sub> = 13,66	t <sub>i</sub> = 0	---
3	SOC <sub>f</sub> = 60	V <sub>f</sub> = 12,82	t <sub>f</sub> = 432000	5,0

Conforme a Tabela 4, simulação 1, considerando o BE com SOC<sub>i</sub> = 30% e, na condição de baixa irradiância, o SFI manterá o SMR operando por quase 4 dias, visto que, ao atingir este tempo, terá a tensão crítica de operação do SMR. Logo, nesta condição, o SMR deixará de operar. Na simulação 2, considerando o BE com SOC<sub>i</sub> = 50% e, na condição de baixa irradiância, o SFI manterá o SMR operando por, pelo menos 5 dias, visto que até o tempo final de simulação (considerado até 5 dias), a

tensão de operação do SMR ficou acima da tensão crítica. Para a simulação 3, considerando o BE com  $SOC_i = 80\%$  e, na condição de baixa irradiância, o SFI manterá o SMR operando por mais de 5 dias (final da simulação) e a tensão dos instrumentos acima da tensão crítica. Em ambas as situações simuladas, a carga do BE tenderá para a descarga completa, caso não ocorram as condições de alta irradiância. Além disso, em nenhuma das situações simuladas o BE atingiu a carga máxima ( $SOC_f = 100\%$ ). Os gráficos, referente a simulação da Tabela 4, são mostrados no Apêndice L, M e N, os quais correspondem a  $SOC_i = 30\%$ ,  $SOC_i = 50\%$  e,  $SOC_i = 80\%$ , respectivamente.

Conforme a Tabela 5, as simulações de carga, para a condição de alta irradiância, proporcionaram o rápido carregamento do BE. Na simulação 1, o BE necessitou de 2,63 dias para atingir o estado de carga máximo. Para a simulação 2 e 3, o BE atingiu o estado de carga máximo em 1,64 dias e 14,75 horas, respectivamente. Em nenhuma das condições a tensão do SMR atingiu a tensão crítica de operação. Para ambas as situações da Tabela 5, a autonomia foi considerada plenamente atendida. Os gráficos da simulação, referente a Tabela 5, são mostrados no Apêndice O, P e Q os quais correspondem a  $SOC_i = 30\%$ ,  $SOC_i = 50\%$  e,  $SOC_i = 80\%$ , respectivamente.

Tabela 5 – Simulação de carga a alta irradiância

Simulação	Estado de Carga (%)	Tensão (V)	Tempo (s)	Autonomia (Dia)
1	$SOC_i = 30$	$V_i = 12,18$	$t_i = 0$	---
1	$SOC_f = 100$	$V_f = 14,00$	$t_f = 227575$	---
2	$SOC_i = 50$	$V_i = 12,63$	$t_i = 0$	---
2	$SOC_f = 100$	$V_f = 14,00$	$t_f = 142002$	---
3	$SOC_i = 80$	$V_i = 13,11$	$t_i = 0$	---
3	$SOC_f = 100$	$V_f = 14,00$	$t_f = 53121$	---

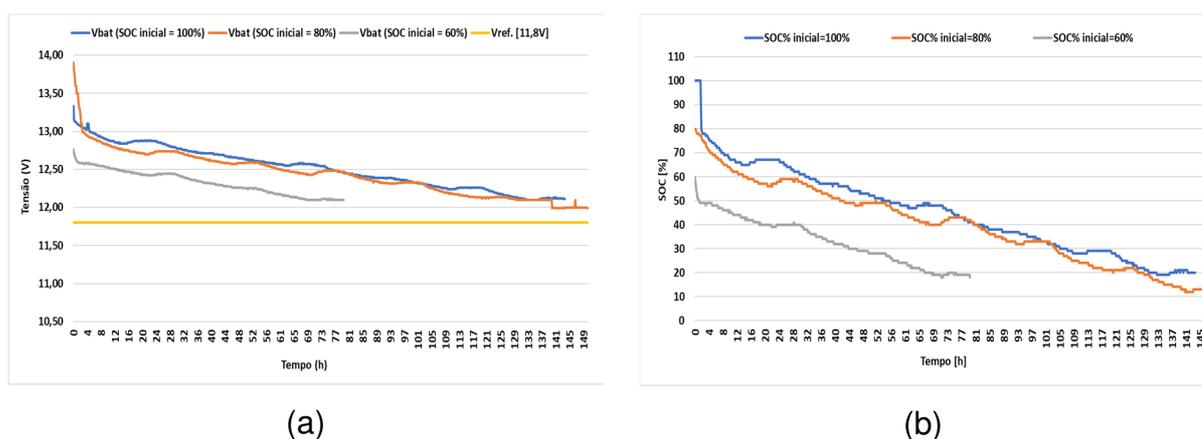
#### 4.4 Comportamento experimental do sistema

Com a montagem experimental do sistema, seguindo o proposto no capítulo 3.4, avaliou-se de forma prática o comportamento do BE durante o período de Janeiro a Julho de 2019. Neste período foi possível, tanto remotamente como através de *data logger* local, obter o histórico dos dados de campo para as condições de descarga e carga. Ambas as avaliações destas condições foram executadas com a carga conectada (SMR). As Figuras 5a e 5b mostram os resultados para a condição sem

irradiância (SFI desligado), com as curvas de descarga, partindo com SOC à 100%, obtidas entre os dias 08 e 13 de Fevereiro de 2019, SOC à 80%, obtidas entre os dias 01 a 05 e SOC à 60%, obtidas entre os dias 18 a 20, ambas em Março de 2019.

Pode ser observado na Figura 5a que o banco de estocagem não atingiu a tensão de operação crítica do SMR (11,8 V) a qual implicaria falhas no monitoramento remoto. Conforme observado na Figura 5b, ocorreu uma variação significativa na autonomia energética do sistema, apresentando autonomia de 6 dias com SOC partindo de 100% até SOC atingir 20%, 6,27 dias para SOC partindo de 80% até SOC atingir 12% e 3,30 dias para SOC partindo de 60% até atingir 18%. Para ambas as situações, a autonomia projetada (3 dias) foi atendida, sendo os primeiros dois casos com períodos ainda maiores. Isto já era esperado, visto que, na simulação dinâmica já demonstrava esta tendência.

Figura 5 – (a) Comportamento da tensão do BE e (b) comportamento de SOC

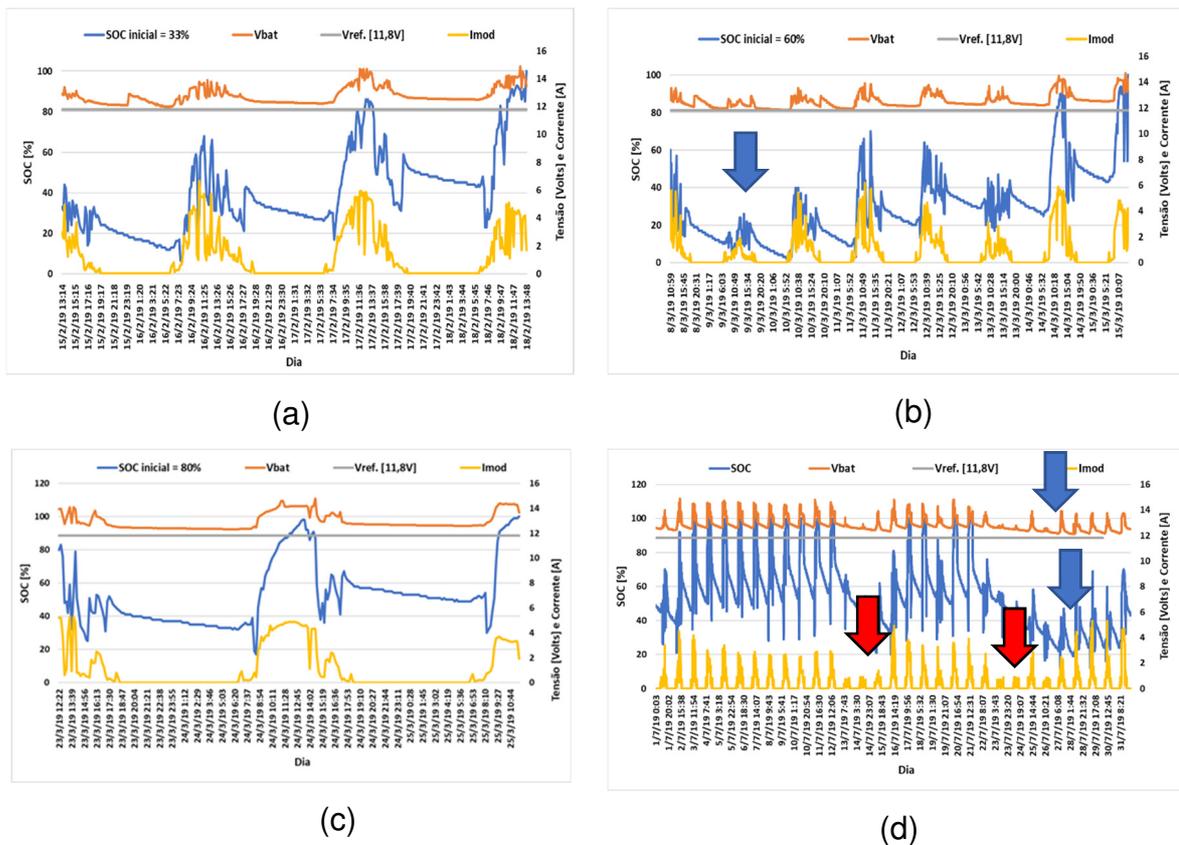


Os gráficos (a), (b) e (c) da Figura 6, ilustram o tempo necessário para o banco de estocagem atingir o estado de carga máxima (SOC = 100%), sendo as curvas de carga, partindo com SOC a 33%, obtidas entre os dias 15 a 18 de Fevereiro de 2019, SOC à 60%, obtidas entre os dias 08 a 15 e SOC à 80%, obtidas entre os dias 23 a 25, ambas em de Março de 2019. Como pode ser observado no gráfico (a), foram necessários 3 dias para a estocagem atingir o estado de carga máximo para uma corrente de carga média de 2,1 A, com pico máximo de 6,67 A.

Já nos gráficos (b), e (c) são apresentados os tempos necessários para a estocagem atingir esse mesmo estado de carga, sendo, 7,13 dias, para uma corrente de carga média de 1,67 A, com pico máximo de 6,18 A e 1,97 dias para uma corrente de carga média de 2,1 A, com pico máximo de 6,97 A. Para todas estas situações a

estocagem não atingiu a tensão de operação crítica do SMR (11,8V), a qual implicaria em falhas no monitoramento remoto. No entanto, nota-se uma situação de criticidade para a situação de carga parcial do BE ao final do dia, seguida nos demais dias por períodos de baixa irradiância, consequência de dias encobertos. Isto é percebido no dia 09 de Março de 2019, gráfico (b), a qual o BE partiu com carga parcial (SOC = 60%). Neste ponto (seta azul), SOC atingiu 2%, sendo recuperado no dia seguinte.

Figura 6 – (a), (b) e (c) Tempo de carga e (d) operação no mês crítico



O gráfico (d), Figura 6, mostra a operação do SFI no mês considerado como crítico. Neste período, entre os dias 1 a 31 de Julho de 2019, não ocorreram perturbações significativas as quais poderiam causar a falha do SMR. Neste mesmo gráfico, as setas vermelhas estão indicando os dias que apresentaram valores de corrente máxima gerada de 0,9 A a 1,41 A. Já o estado de carga e a tensão, valores mínimos, seta azul, foram de 12% e 12,1V, respectivamente.

## 5 DISCUSSÃO

Os dados obtidos no modelo de cálculo da radiação foram validados, com base na comparação de resultados obtidos via programa Radiasol, permitindo dar seqüência ao dimensionamento proposto. Os resultados desta simulação foram utilizados para avaliar o melhor ângulo ( $\beta$ ) para os módulos, a fim de, atender a demanda de energia proposta. Neste ponto, foi confirmado que o melhor ângulo de inclinação é, na verdade, o próprio ângulo relacionado a latitude local, neste caso,  $\beta=30^\circ$ . Quanto ao critério de dimensionamento, baseado no mês crítico, gerou bons resultados, evidentemente contando com o excesso de energia nos meses considerados não críticos, mencionado por Cresesb (2014) quando utilizada esta metodologia.

O dimensionamento do BE partiu da energia total diária solicitada pela carga a fim de definir a capacidade necessária de acumulação de energia. Cresesb (2014), menciona que alguns fabricantes recomendam sobredimensionar o sistema de acumulação em 30% para os casos de operação em temperaturas médias abaixo de  $15^\circ\text{C}$  ou acima de  $35^\circ\text{C}$ . Também acrescenta que o máximo de baterias na configuração paralela não deve ultrapassar as recomendações dos fabricantes, em geral limitada em 4 a 6 unidades. Além disso, recomenda, como boa prática, que elas, sejam do mesmo fabricante, mesmo modelo e mesma capacidade individual. No entanto, neste trabalho, adotou-se uma quantidade maior 8 unidades, devido a falta de disponibilidade de baterias com capacidades individuais superiores.

Quanto à profundidade de descarga, adotou-se no dimensionamento o critério de ciclo profundo, com valor de  $P_d = 50\%$ . Cresesb (2014) e Fraga (2009), mencionam que ao adotar valores de profundidade de descarga ( $P_d$ ), típicos para ciclos profundos como 50% a 80%, ocasiona a redução do desligamento contínuo do controlador no momento que existe fornecimento de energia fotovoltaica, porém, ao adotar este critério, acarreta na redução da vida útil dos elementos. Já para a autonomia de energia, adotou-se o período de 3 dias. Cresesb (2014), menciona que no Brasil são adotados valores entre 2 a 4 dias de autonomia.

Quanto ao sistema de proteção e cabos, executou-se o dimensionamento e a interconexão dos dispositivos, sob o ponto de vista elétrico, com base a Norma NBR 5410, como no trabalho de Melo et al. (2018). Além disto, Cresesb (2014) e Melo et

al. (2018), mencionam a importância da seleção dos condutores, principalmente quanto a exposição a radiação UV, calor, frio e chuva, por longos períodos.

Vera (2009), menciona que um dos métodos de carga e descarga, usuais em laboratório são a corrente constante, ocasionando a variação da tensão. Na bancada de ensaio, foi utilizado este método, justamente para extrair o comportamento da tensão da bateria nesta condição. Além disto, foi utilizado o mesmo procedimento de Ferreira (2015), efetuando a descarga de uma bateria do tipo chumbo ácido, para obter os parâmetros necessários para posterior validação do modelo de bateria, proposto por Tremblay e Dessaint (2009). Tremblay e Dessaint (2009), alertam que a validade do modelo de bateria é na região de SOC entre 100% e 30%, por não considerar o efeito Peukert. Também mencionam que o erro de 10% ocorre na região abaixo de 20%, sendo aceitável, visto que não é recomendável a descarga completa de uma bateria. Já a diferença entre os valores de tensão simulada e a real ficou em  $\pm 5\%$  na região de SOC entre 100% e 20%. Outro detalhe é que este modelo desconsidera os efeitos de temperatura e mantém a resistência interna constante tanto no processo de carga e descarga o que pode justificar os erros dos resultados da autonomia de energia, entre o modelo dinâmico e modelo experimental. Outras limitações deste modelo são os parâmetros extraídos no processo de descarga e também considerados na carga da bateria, além da tensão máxima ser 2 vezes o valor da tensão nominal. (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

Foi possível avaliar o desempenho do BE de forma real, tanto na carga quanto na descarga, através da medição dos dados, mediante a instalação de dispositivos de registros os quais a cada 11 minutos (*data logger*) ou a cada hora (SMR), registravam as medições em um banco de dados. Cresesb (2014), menciona que podem ser utilizadas as próprias cargas do sistema e fontes, como o carregador do equipamento, tanto nos ciclos de carga e descarga para avaliação do desempenho.

## 6 CONCLUSÃO

Este trabalho implementa, de forma experimental, um sistema fotovoltaico isolado (SFI) para atender a demanda de energia de um SMR instalado em local remoto. Durante o desenvolvimento, foi possível verificar tanto na teoria quanto na prática (montagem e avaliação de dados), a importância da aplicação de procedimento de tratamento de dados de irradiação. A aplicação dos modelos

matemáticos como o de Orgill e Hollands (1977) e Perez et al. (1990), permitiram a obtenção de resultados bastante satisfatórios, quando comparados ao programa Radiasol. Dos resultados desta simulação computacional foi possível obter dados para efetuar o dimensionamento do SFI. Do modelo dinâmico foi possível prever e avaliar o comportamento do BE diante as variações climáticas locais, proporcionando uma segurança quanto ao dimensionamento e operação. Os modelos aplicados neste trabalho, tratam os dados, tendo como resultados uma tendência. Carvalho (2013), menciona a este respeito como os resultados de uma simulação não representam a realidade, visto que serão executados sobre um modelo e não sobre o sistema real. Outro detalhe é que o modelo dinâmico elaborado e aplicado a este trabalho se aplica somente ao modelo de bateria da marca Global com as mesmas características técnicas e igual resposta.

Dos resultados da simulação dinâmica, foi possível prever o atendimento a autonomia de energia projetada, sendo comprovada na prática, através do desligamento do sistema de geração de energia, atingindo a autonomia máxima maior que 6 dias e a mínima, um pouco acima dos 3 dias. Para os resultados obtidos da simulação dinâmica, prevendo condições de baixa irradiância, ficou constatado que o BE tenderá para a descarga completa, caso não ocorram as condições de dias de céu claro em aproximadamente 4 dias. Quanto a operação do SFI no mês crítico, foi possível verificar na prática o atendimento a autonomia desejada. No entanto, foi percebida uma situação de criticidade para a situação de carga parcial do BE ao final do dia, seguida nos dias subsequentes de baixa radiação. Isso, pode ser contornado através da adição de mais um módulo fotovoltaico com as mesmas características. Este incremento proporcionará um aumento da corrente de carga, de modo que ocorrerá o carregamento mais rápido do BE, mesmo nos dias parcilmente encobertos.

Como complemento deste trabalho, sugere-se uma análise quanto a durabilidade das baterias (vida útil), visto que não foi o foco deste estudo.

## **Simulation and implementation of a photovoltaic system for powering remote monitoring device of electric drainage**

One of the means of verifying the correct operation of an Electric Drainage (ED) is through a remote monitoring system (RMS). Because this equipment (ED) is installed in places without utility power availability, it is necessary to employ an alternative power source, in this case an Stand-alone photovoltaic system (PV). However, the RMS voltage must remain in the operating condition of the instrument regardless of weather variations. Using a computer simulation developed in Matlab, it was possible to define the most suitable inclination angle for the photovoltaic generator and to evaluate the energy generated. The sizing of the PV module, the choice of its best tilt angle and the proper sizing of the storage bench (EB) were satisfactory as they maintained constant power supply and projected range even with local climate variations. Through a dynamic simulation, developed in Simulink and using a battery model proposed by Tremblay and Dessaint (2009), it was possible to predict the EB behavior for the discharge condition and to evaluate its behavior for the high or low irradiance conditions. With the experimental setup of an PV and RMS, it was possible to obtain real field data in order to prove the desired autonomy.

Keywords: Stand-alone Photovoltaic System. Experimental system. Simulation. Battery. SOC

### **REFERÊNCIAS**

ABNT, A. B. D. N. T. **NBR 5410/2004**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: [s.n.], 2004. 209 p. Acesso em: 8 de Janeiro 2019.

BEGA, E. G. et al. **Instrumentação Industrial**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003. p. 452-457.

CARVALHO, P. M. S. **Modelação e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos**. 2013. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2013.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO - (CRESESB). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em:

<<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=&cid=481>>. Acesso em: 27 ago. 2018.

COPETTI, J. B.; MACAGNAN, M. H. Baterias em sistemas solares fotovoltaicos. *In: I CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 8 a 11., 2007, Fortaleza. **Anais** [...] Fortaleza: PUCPR/CITS, 2001. p. 199-218.

DIAS, E. S.; KARASINSKI, C. A. **Guia para Aplicação e Manutenção de Banco de Baterias**. 194 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro Federal de Educação Tecnológica (CEFET)-PR, Curitiba, 2003.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. 4. ed. New Jersey. Wiley, 2013. p.3-96.

FERREIRA, D. S. N. **Estudo comparativo entre modelos computacionais e Resultados experimentais na carga e descarga de baterias de chumbo-ácido**. 2015. 92 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Programa de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA), Alegrete 2015.

FRAGA, J.R.C.P. **Análise do comportamento da bateria utilizada em sistemas fotovoltaicos de pequeno porte**. 2009. 155 f. Tese (Doutorado em Agronomia) - Universidade Estadual Paulista (UNESP) Júlio de Mesquita Filho - Faculdade de Ciências Agrônômicas - Botucatu, 2009.

GERHARDT, T. E.; SILVEIRA, D. T. **Métodos de pesquisa**. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2009.

HALMEMAN, J. R. **Desenvolvimento de um sistema para monitoramento remoto em centrais de microgeração fotovoltaica**. 2014. 202 f. Tese (Doutorado em Agronomia) - Universidade Estadual Paulista (UNESP) Júlio de Mesquita Filho - Faculdade de Ciências Agrônômicas - Botucatu, 2014.

HECKTHEUER, L.A. **Análise de associações de módulos fotovoltaicos**. 2001. 138 f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Porto Alegre, 2001.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **INMET**: cidade: Rio Grande do Sul: Porto Alegre: dados estação automática a801. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/porta1/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>>. Acesso em: 29 jul. 2018.

IQBAL, M. **An Introduction To Solar Radiation**. 1. ed. Toronto: Academic Press, 1983.

KRENZINGER, A.; BUGS, R. C. RADIASOL2 software para sintetizar dados de radiação solar *In: IV CONFERÊNCIA LATINO AMERICANA DE ENERGIA SOLAR e XVII SIMPÓSIO PERUANO DE ENERGIA SOLAR*. 1-5, 11, 2010, Cuzco. **Anais** [...]. Cuzco: IV ISES CLA e XVII SPES, 2010.

MELO, L.S. et al. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para alimentar um sistema de produção de hidrogênio eletrolítico. *In:VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018, Gramado. **Anais [...]** Gramado, 2018.

ORGILL, F. J; HOLLANDS, K. G. T. Correlation Equation for Hourly Diffuse Radiation on a Horizontal Surface. **Solar Energy**, Great Britain, v. 19, n. ?, p. 357-359, 1977.

PEREIRA, N. M. C., **Simulação de regimes de carga e descarga em baterias**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2016.

PEREZ, R., P. et al. Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance. **Solar Energy**, Estados Unidos, v. 44, n. 5, p. 271-289, 1990.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2010. 285 f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Porto Alegre, 2010.

RAMPINELLI, G. A., KRENZINGER, A. Descrição de um programa computacional de simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição. **Avances em Energias Renovables y Medio Ambiente**. Argentina, v. 13, 2009.

SAMOUDI.A.J.K. **Desing and simulation of solar photovoltaic powered cathodic protection systems**. 2015. 159 f. Dissertação (Master of Clean Energy and Conservation Strategy Engineering) – Faculty of Graduate Studies, An–Najah National University, Nablus, Palestine, 2015.

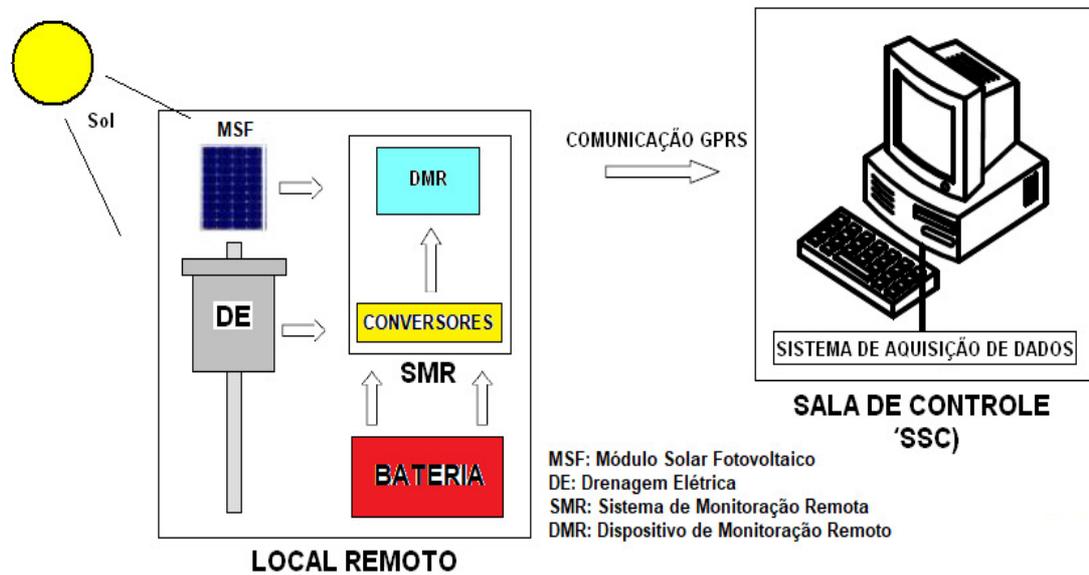
SEDIGHIZADEH, M.; REZAZADEH, A. Comparison between batteries and fuel cells for photovoltaic system backup. **Journal of Energy and Power Engineering: World Academy of Science Engineering and Technology International**, [S.l.], v. 1, n. 12, p. 1-5, 2007.

TATEOKI, G. T. **Monitoramento de dados via internet baseado em telefonia celular**. 2007. 124 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica Universidade Estadual Paulista (UNESP) - Faculdade de Engenharia – Ilha Solteira, 2007.

TREMBLAY, O; DESSAINT, L. A. Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications. **World Electric Vehicle Journal**, Noruega, v. 3, p. 289-298, 2009.

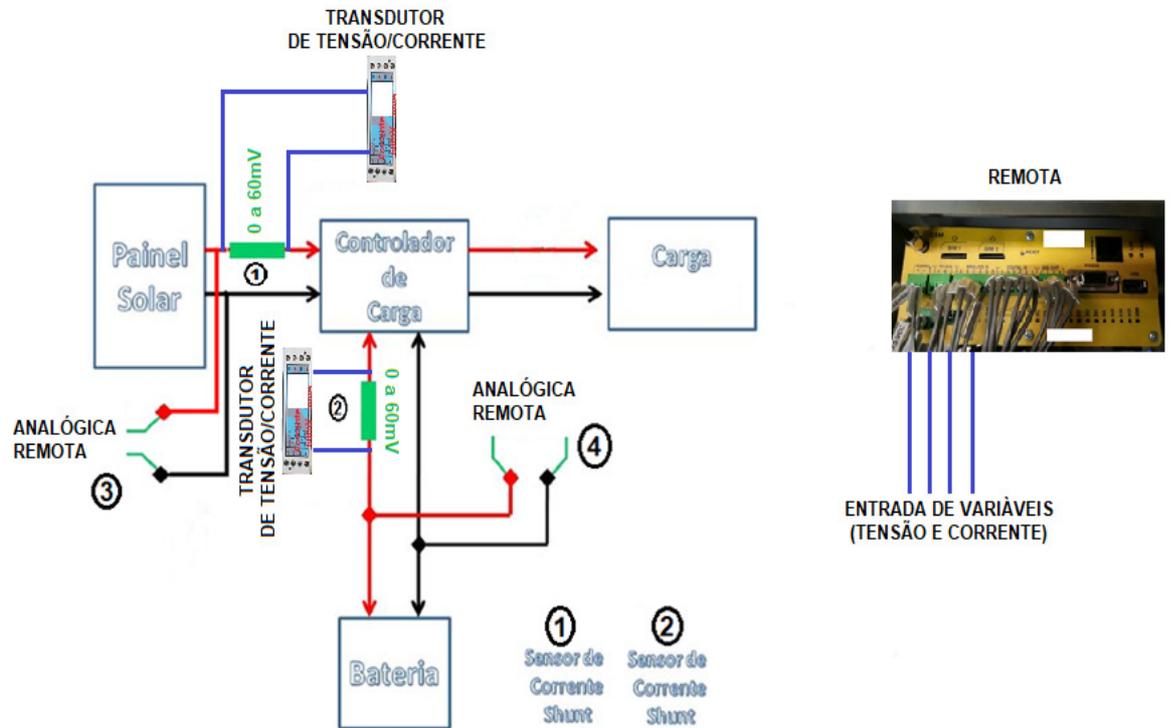
VERA, L. H. **Análise do impacto do comportamento de baterias em sistemas fotovoltaicos autônomos**. 2009. 269 f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Porto Alegre, 2009.

## APÊNDICE A – INTEGRAÇÃO DO LOCAL REMOTO À SALA DE CONTROLE

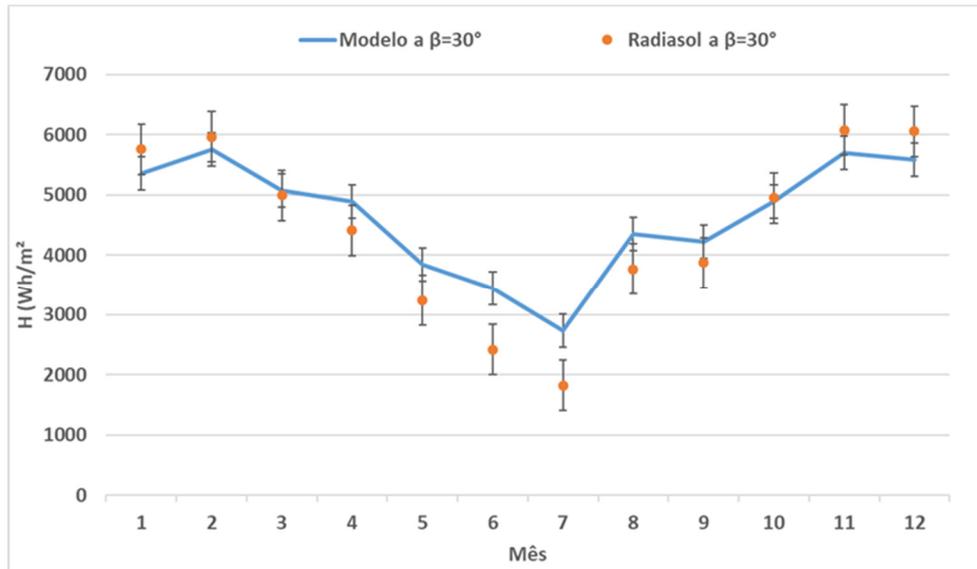


Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE B – DIAGRAMA ELÉTRICO BÁSICO E DADOS A SEREM MONITORADOS

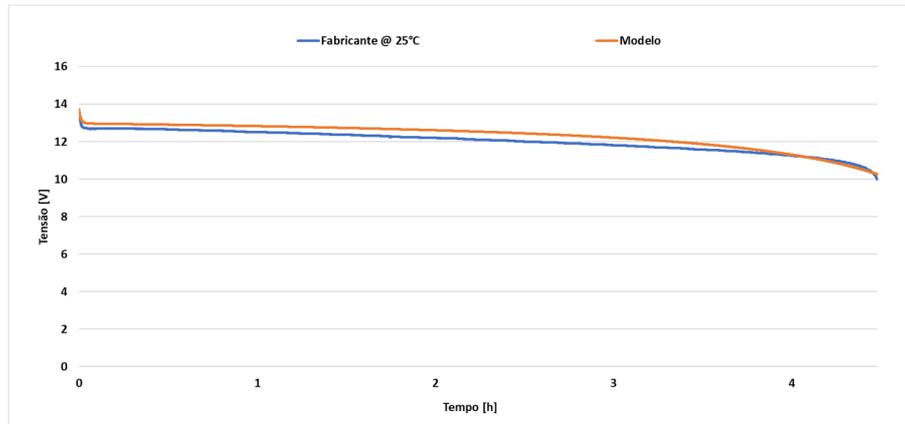


Fonte: Adaptado de Fraga (2009, p. 61)

**APÊNDICE C – COMPARAÇÃO DE RESULTADOS A  $\beta=30^\circ$** 

Fonte: Elaborado pelo autor

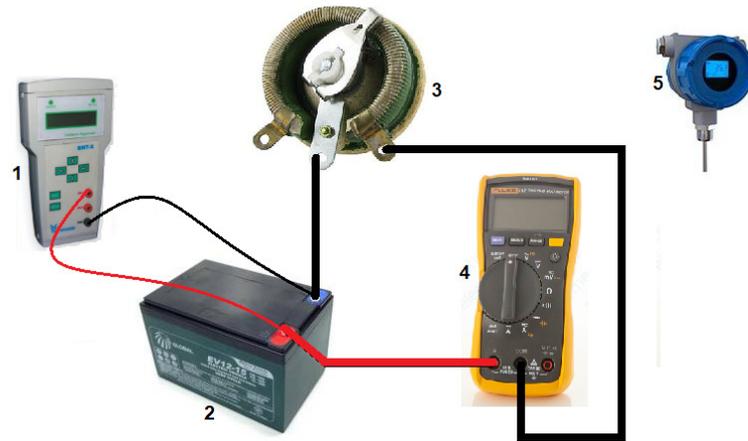
## APÊNDICE D – ENSAIO DE DESCARGA E VALIDAÇÃO DO MODELO



$V_{full}$  [V] = 13,72V;  $Q_{exp}$  [Ah] = 0,1Ah;  $V_{exp}$  [V] = 13.1V;  $Q_{nom}$  [Ah] = 10Ah;  $V_{nom}$  [V] = 12V

Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE E – CIRCUITO DE ENSAIO PARA OBTENSÃO DE DADOS DA CURVA DE DESCARGA



- (1) Voltímetro Registrador Yanashi; (2) Bateria Global EV12-15; (3) Reostato Ohmic ( $10\Omega$ ); (4) Multímetro Digital Fluke 115; (5) Transmissor de Temperatura Zurich T.EX.H ( $-20^{\circ}\text{C}$  a  $80^{\circ}\text{C}$ ) com Sensor Pt100

Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE F – DIMENSIONAMENTO DO SFI

---

$$\epsilon_c = 8,64 W * 24h = 207,36 Wh/dia$$

$$P_{FV} = \frac{207,36 Wh/dia}{2,73 h/dia} = 75,95 W$$

$$N_{mod} = \frac{75,95 W}{50 W} = 1,52 unidades \cong 2 \text{ módulos}$$

$$V_{oc} = 1,8 * 12V = 21,6 V$$

$$C_{Ah} = \frac{207,36 Wh/dia}{12 V * 0,90 * 0,50} * 3 dias = 115,2 Ah \cong 115 Ah$$

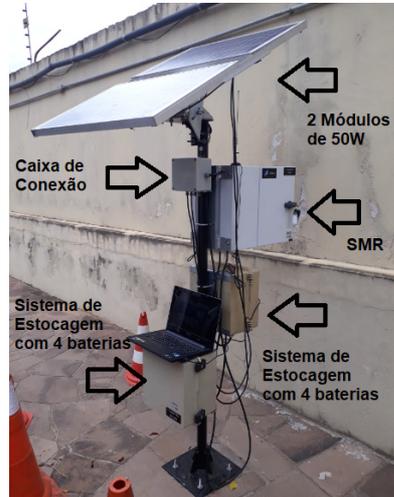
$$N_{bat} = \frac{115 Ah}{15 Ah} = 7,68 \cong 8 \text{ Baterias}$$

$$I_C = 1,25 * 2 * 3,03 = 7,575 A \cong 8 A$$


---

Fonte: Elaborado pelo autor

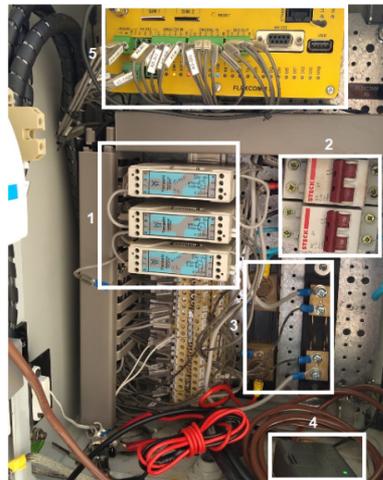
**APÊNDICE G - (A) MONTAGEM DO MODELO EXPERIMENTAL, (B) SISTEMA DE ESTOCAGEM, (C) COMPONENTES, (D) ÂNGULO DE INCLINAÇÃO DOS MÓDULOS E, (E) CONTROLADOR DE CARGA**



(A)



(B)



(C)

- (1) Transdutores; - (2) Disjuntores;  
 (3) Resistores *Shunt*; - (4) *Data logger* ;  
 (5) Modem GPRS



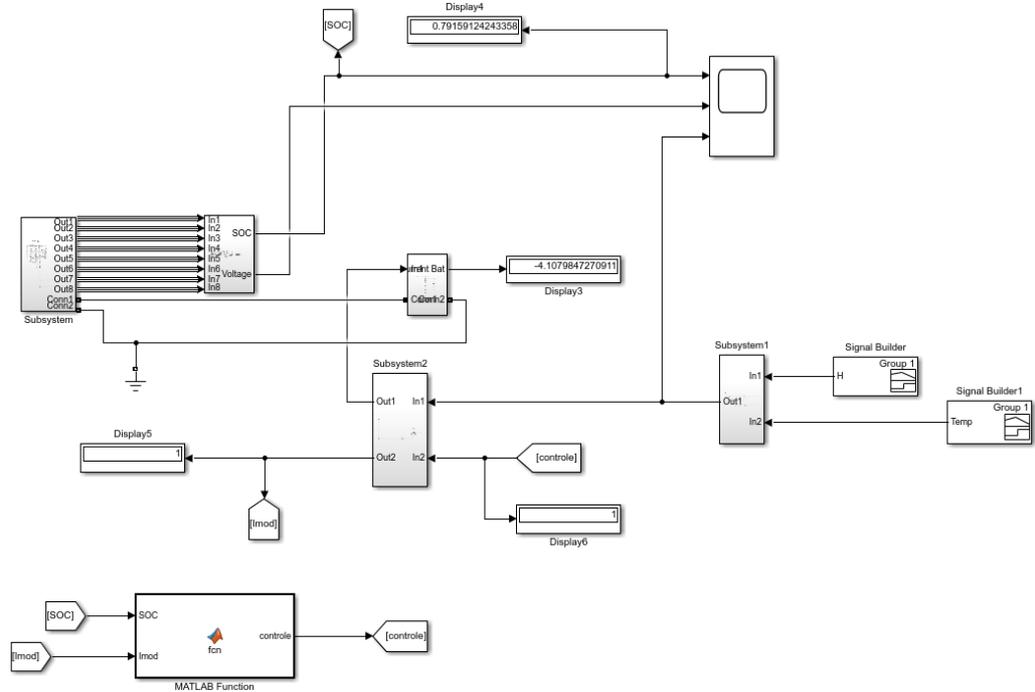
(D)



(E)

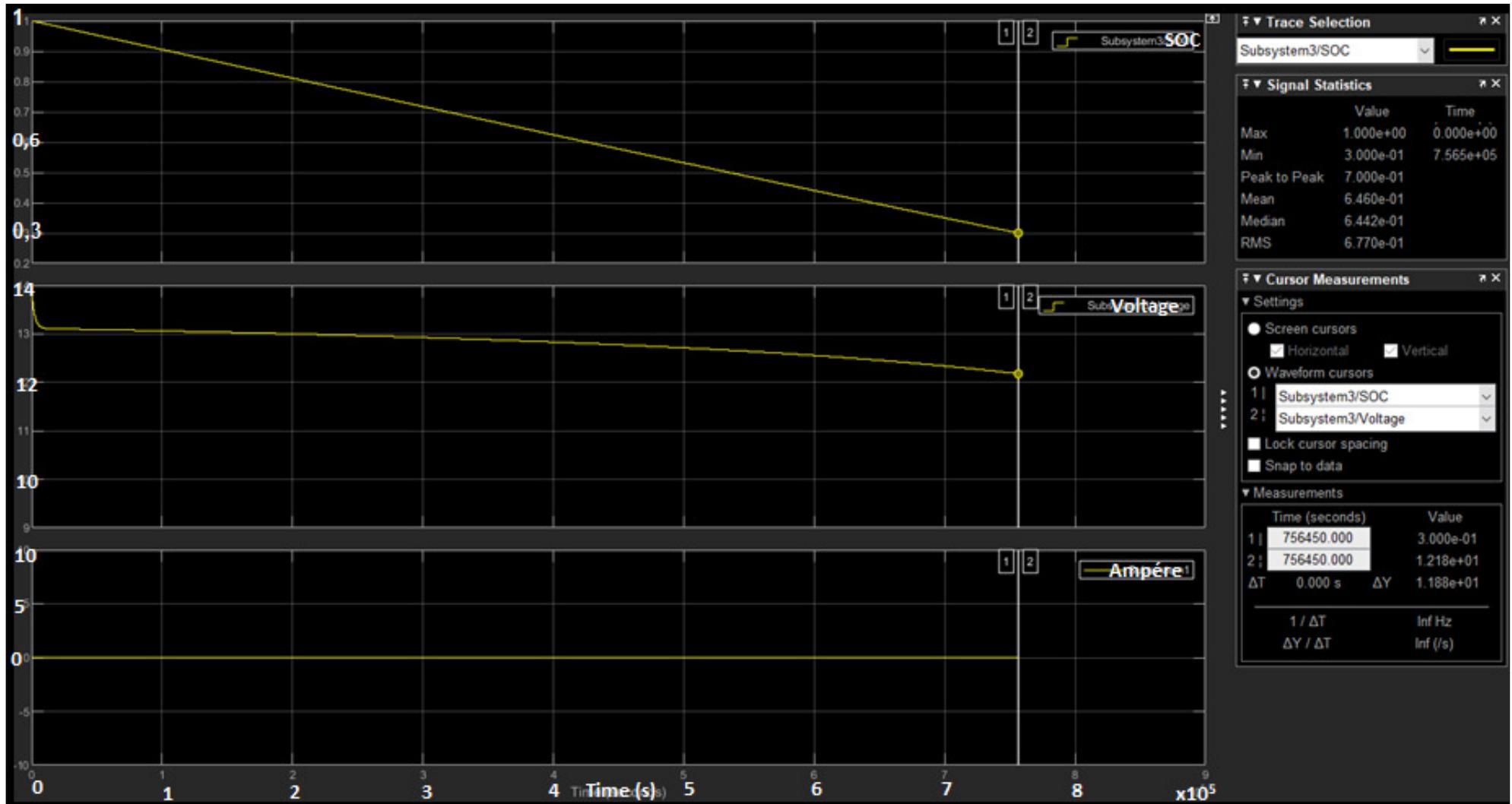
Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE H - MODELO DINÂMICO DE SIMULAÇÃO DE CARGA E DESCARGA DA ESTOCAGEM

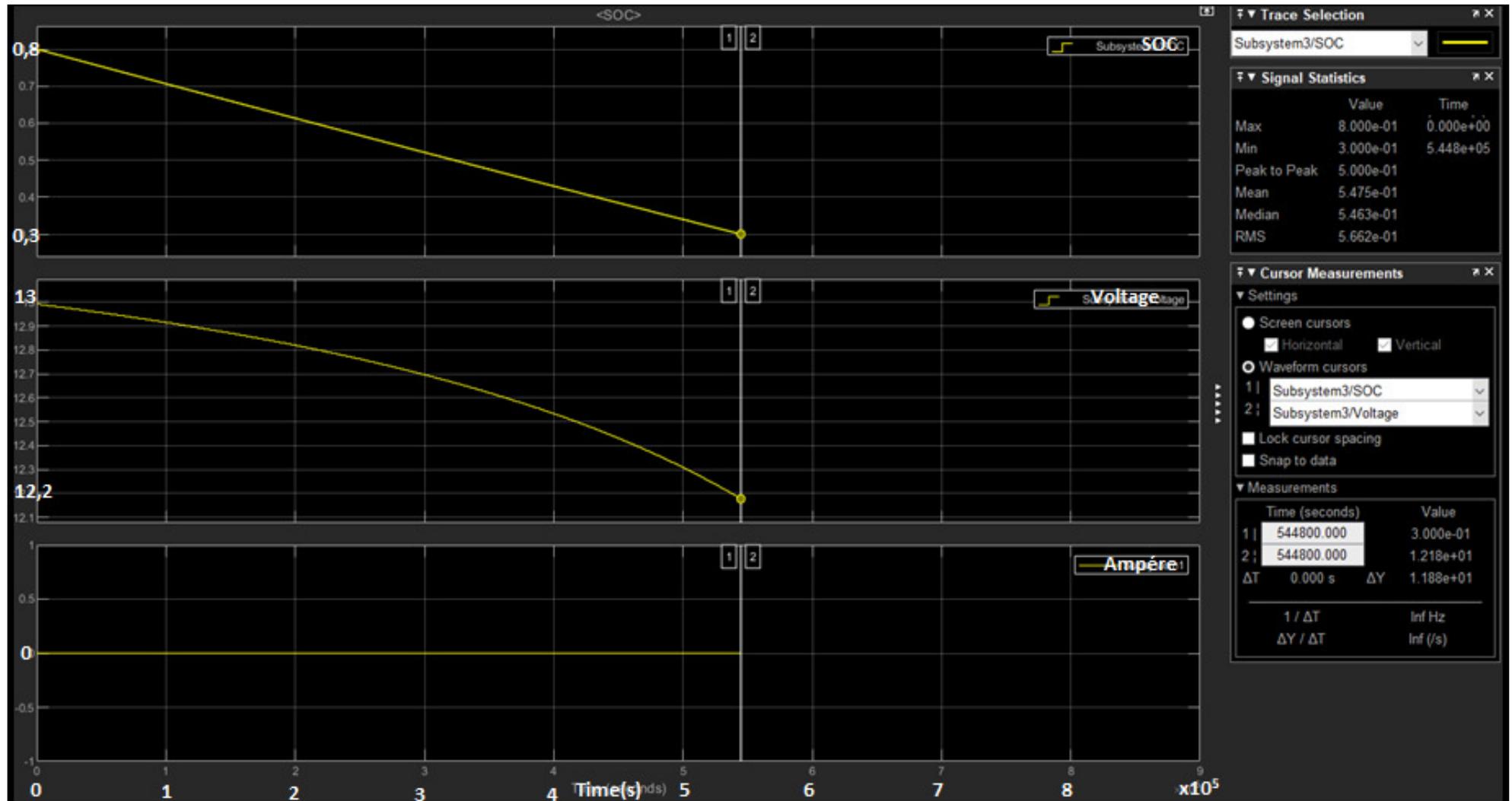


Fonte: Elaborado pelo autor

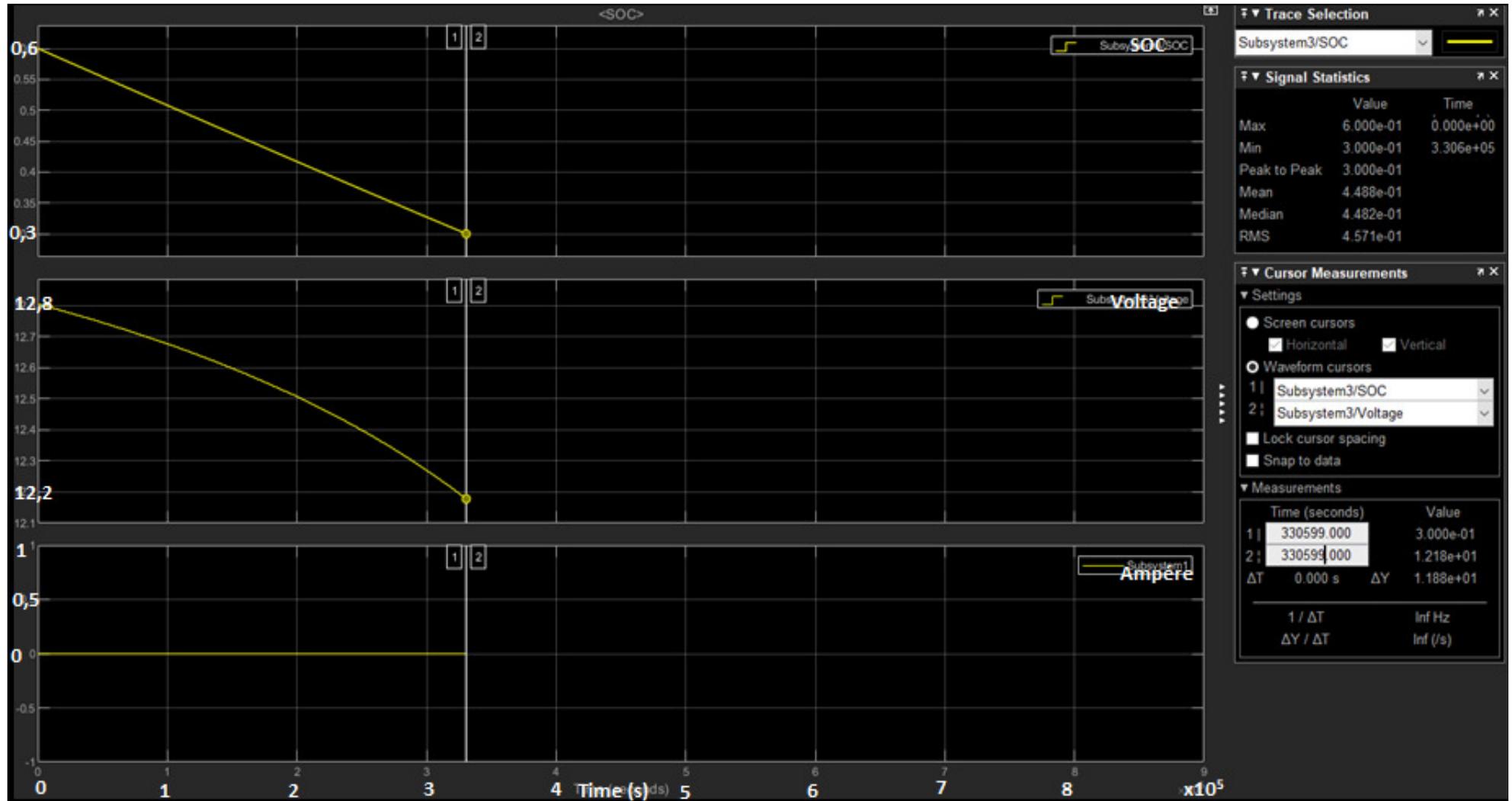
## APÊNDICE I – GRÁFICOS DE SIMULAÇÃO DE DESCARGA DO BANCO DE BATERIA



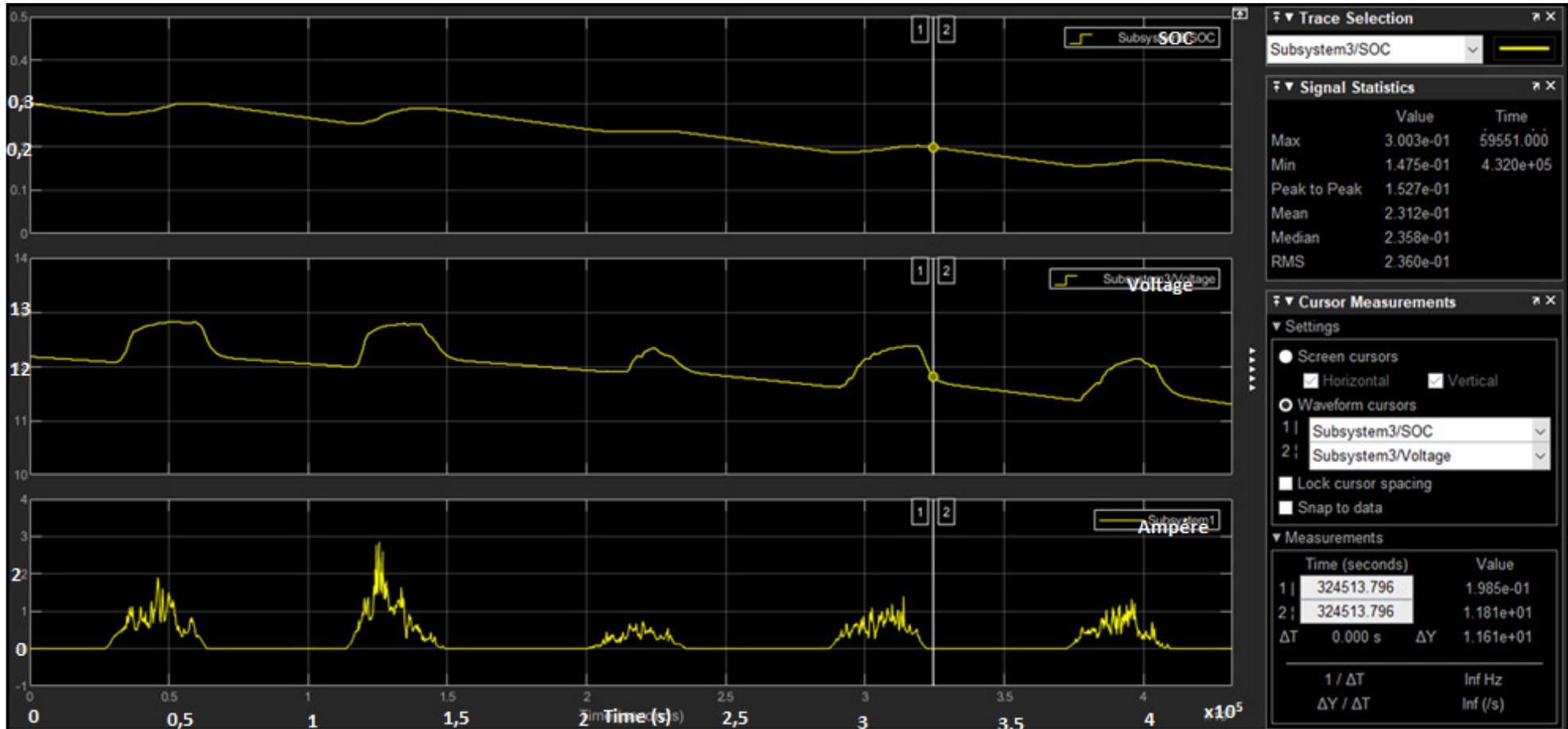
## APÊNDICE J – GRÁFICOS DE SIMULAÇÃO DE DESCARGA DO BANCO DE BATERIA



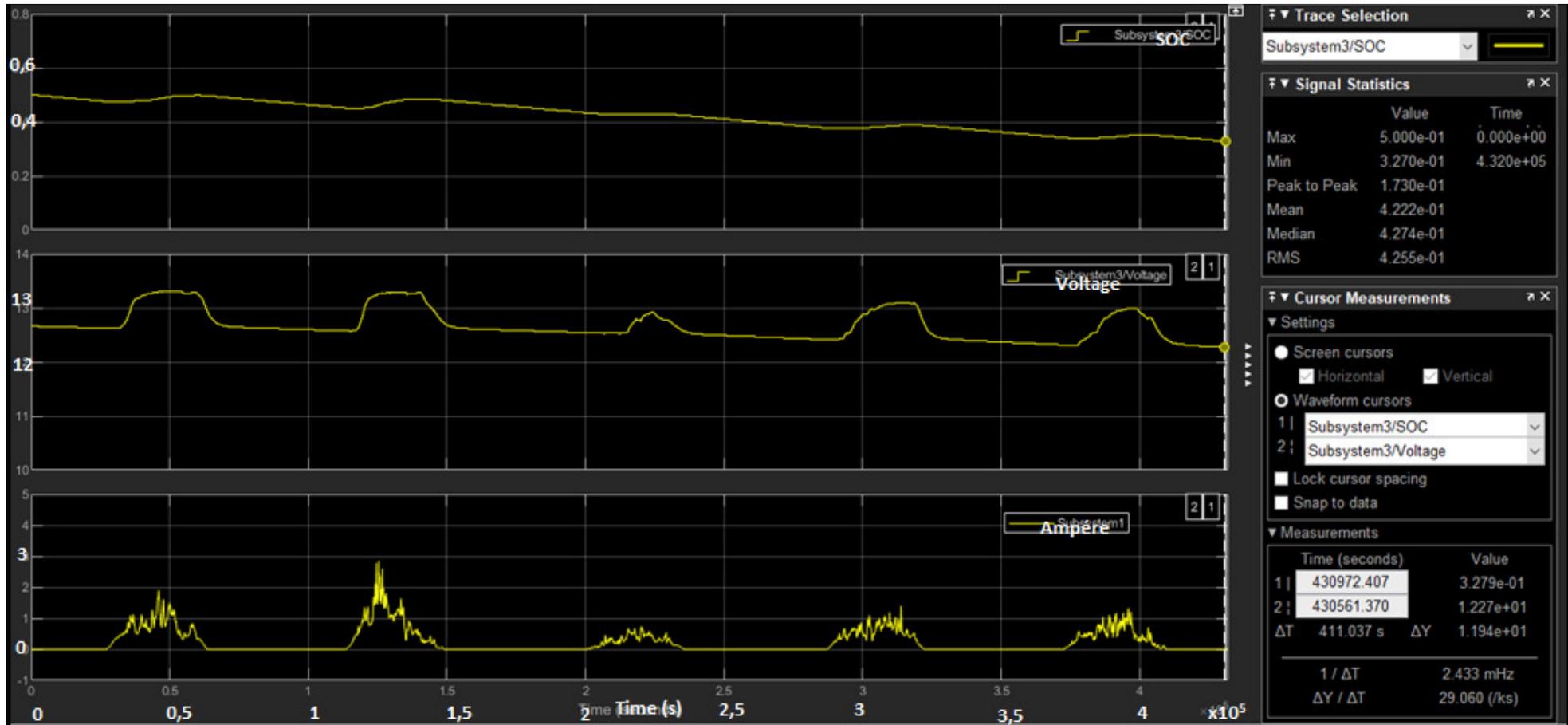
## APÊNDICE K – GRÁFICOS DE SIMULAÇÃO DE DESCARGA DO BANCO DE BATERIA



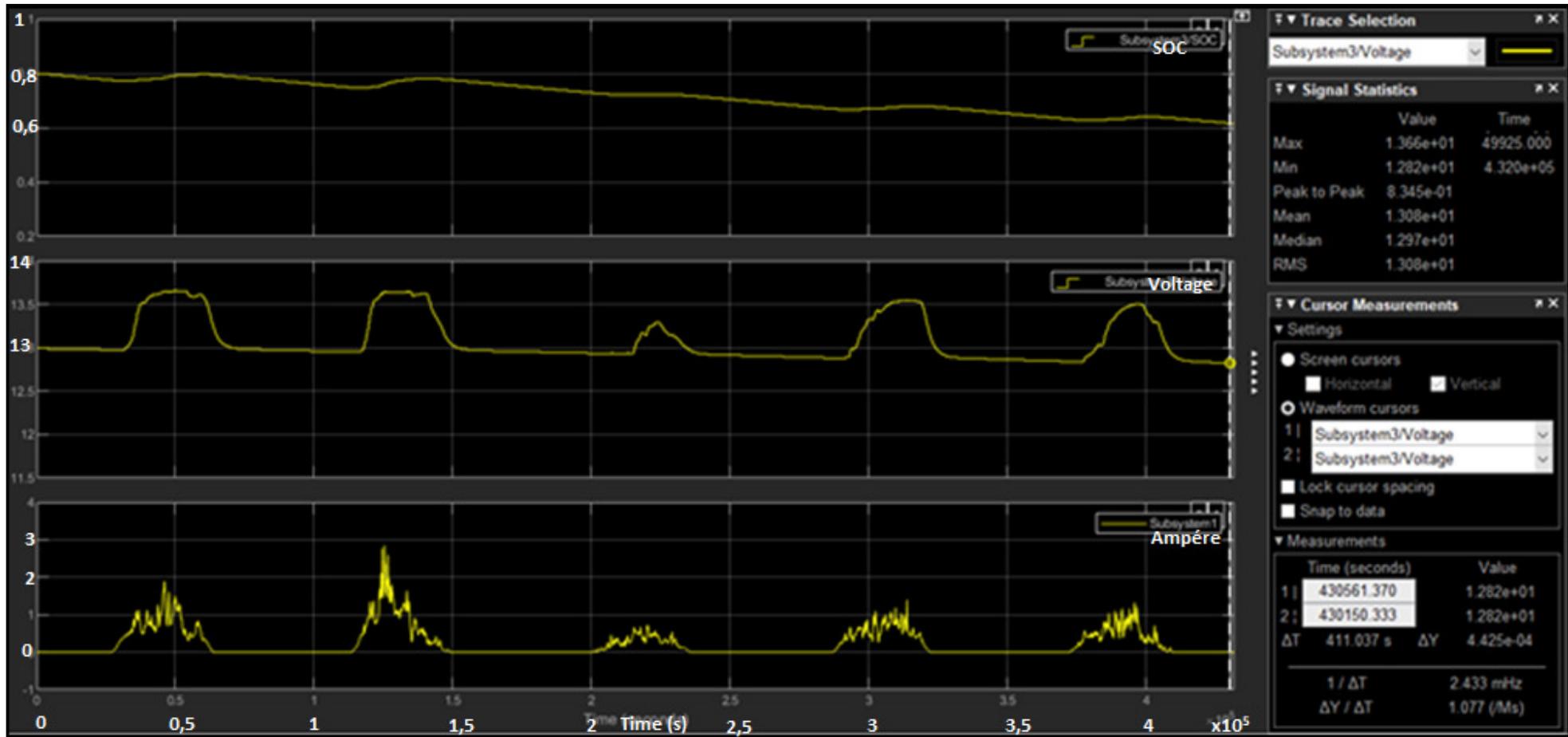
## APÊNDICE L – GRÁFICOS DE SIMULAÇÃO DE CARGA DO BANCO DE BATERIA, SITUAÇÃO DE BAIXA IRRADIÂNCIA



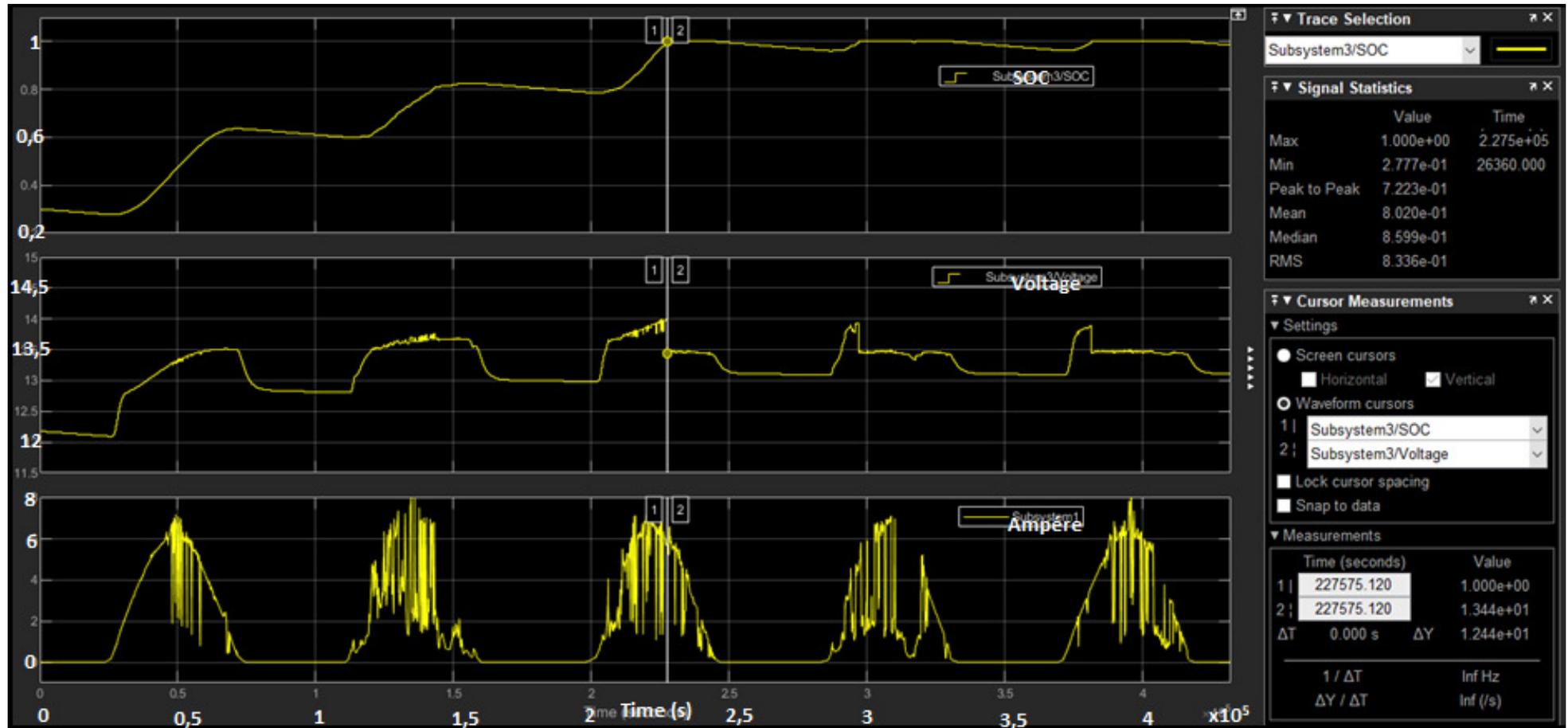
## APÊNDICE M – GRÁFICOS DE SIMULAÇÃO DE CARGA DO BANCO DE BATERIA, SITUAÇÃO DE BAIXA IRRADIÂNCIA



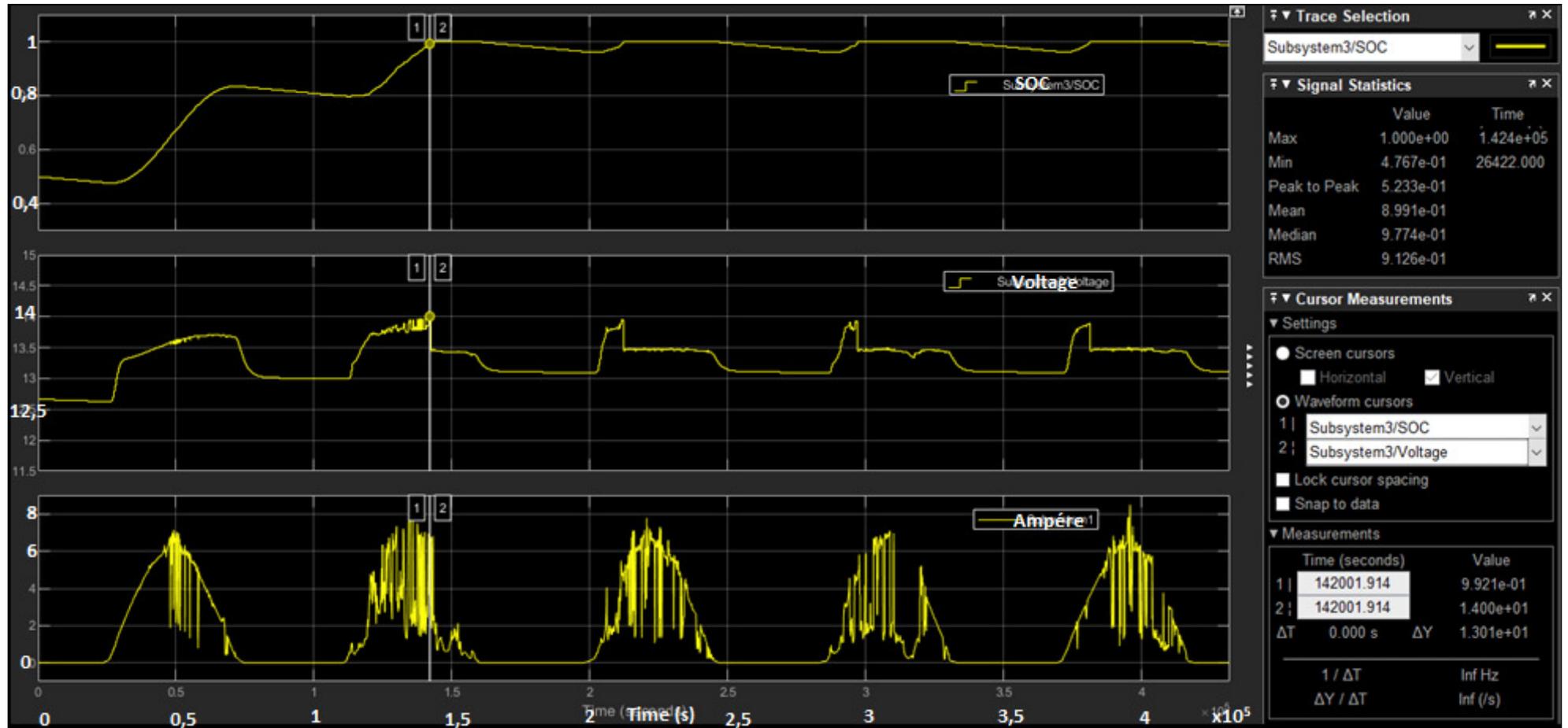
## APÊNDICE N – GRÁFICOS DE SIMULAÇÃO DE CARGA DO BANCO DE BATERIA, SITUAÇÃO DE BAIXA IRRADIÂNCIA



## APÊNDICE O – GRÁFICOS DE SIMULAÇÃO DE CARGA DO BANCO DE BATERIA, SITUAÇÃO DE ALTA IRRADIÂNCIA



## APÊNDICE P – GRÁFICOS DE SIMULAÇÃO DE CARGA DO BANCO DE BATERIA, SITUAÇÃO DE ALTA IRRADIÂNCIA



## APÊNDICE Q – GRÁFICOS DE SIMULAÇÃO DE CARGA DO BANCO DE BATERIA, SITUAÇÃO DE ALTA IRRADIÂNCIA

