

DIMENSIONAMENTO, SIMULAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA, PARA UM HOSPITAL EM MACAPÁ

Richardson Salomão de Araújo – desdu@hotmail.com

Marinaldo de Jesus dos Santos Rodrigues – marinaldorodrigues402@yahoo.com

Alaan Ubaiara Brito – aubrito@unifap.br

Wilson Negrão Macêdo – wnmacedo@ufpa.br

Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas

4 Conversão fotovoltaica

Resumo. Este estudo propõe um projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) com sistema de armazenamento de energia para o Hospital da Criança e Adolescente (HCA) em Macapá-AP. Apresenta o dimensionamento do sistema contemplando o banco de baterias de íons de lítio, modelagem do gerador fotovoltaico, bem como a simulação do funcionamento do sistema proposto, realizado na ferramenta computacional Simulink/Matlab 2018b, a fim de mensurar a estimativa de energia a ser produzida e armazenada. O objetivo é a geração e armazenamento de energia durante o dia (horário de fora de ponta), para poder ser utilizada pela carga no horário de ponta, cujo valor da tarifa é mais alto. É proposto também, um orçamento estimativo do sistema e sua análise financeira em função da produção de energia estimada em simulação, demonstrando a viabilidade econômica ao longo do período de vida do SFCR e sensibilidade econômica.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede com Armazenamento de Energia, Modelagem e Simulação, Análise Econômica.

1. INTRODUÇÃO

O atual progresso tecnológico da humanidade acarreta em uma maior demanda por energia, seja ela na forma de combustíveis e/ou eletricidade. Devido a essa crescente demanda dos combustíveis fósseis, que ainda são fontes predominantes na matriz energética mundial, são considerados esgotáveis e seu consumo está diretamente associado aos grandes prejuízos ambientais como o aquecimento global. Uma opção concreta para redução dos problemas e impactos gerados é o uso de fontes alternativas de energias renováveis, as quais podem ser utilizadas de forma complementar a geração hidroelétrica (Alves *et al*, 2014). O Brasil, em sua grande parte, está localizado sob área tropical, que o torna detentor de grande potencial de geração de energia solar, embora neste país há apenas 2,14% da matriz energética por fonte fotovoltaica em operação, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2021). A fonte solar que se manifesta tanto como fonte de calor, como fonte de luz, apresenta-se hoje como uma das alternativas energéticas mais promissoras para a geração de energia “limpa” e desenvolvimento sustentável.

Diante desse contexto, em 2012, a ANEEL deu início ao incentivo e regularização governamental, publicando a Resolução Normativa nº 482, permitindo a instalação de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede - SFCR por parte dos consumidores de pequeno porte, criando um sistema de compensação tarifária e incentivando o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A partir desta norma, o Brasil inaugura o sistema de compensação tarifária, incentivando o consumidor a produzir sua própria energia, aliviando o sistema de distribuição existente, como já é largamente utilizado em países da Europa, América do Norte e Ásia. Diante deste cenário, é oportuna a elaboração de um projeto de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede para um prédio público que sirva de modelo para os demais, considerando as especificidades de cada edificação.

Neste trabalho será desenvolvido um projeto de SFCR para o HCA, utilizando um sistema de armazenamento de energia a ser aproveitado em horário economicamente mais vantajoso, conforme demonstra Zhang e Tang (2019). O objetivo prático é modelar e simular a operação de um SFCR em uma edificação, cuja unidade consumidora está classificada no grupo A4, em que a mesma possa utilizar a energia solar para carregar baterias e complementar a alimentação da carga, e posteriormente, no horário de ponta, essa energia armazenada seja utilizada pela carga, reduzindo o fornecimento por parte da concessionária em horário cuja tarifa é de valor majorado.

2. CARACTERÍSTICAS AMBIENTAIS, DA CARGA E DIMENSIONAMENTO DO SFCR

Antes de ensejar o planejamento de um sistema fotovoltaico para uma determinada edificação, é necessário levar em conta fatores ambientais como radiação solar e temperatura local, a fim de elaborar um dimensionamento mais adequado e realista. Nesta seção serão descritos esses dados para proceder com o planejamento do sistema híbrido.

2.1 Dados de irradiância e temperatura do local

O estado do Amapá está localizado na região norte, cuja capital Macapá está situada sob a linha do equador, ou seja, sua latitude está a 0°. A Tab. 1 a seguir demonstra dados médios horários de irradiação solar mensal no plano inclinado a 6° (a inclinação real aferida *in loco* nas coberturas construídas nos blocos do HCA foi de 5,71°), medida em W/m² do município de Macapá. Os dados são extraídos do *software* RADIASOL 2.0, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS. Tal *software* fornece também a temperatura ambiente, que serão utilizados também para devidos cálculos e simulações.

Tabela 1 - Valores da irradiação média horária mensal incidente em Macapá.

IRRADIAÇÃO SOLAR [Wh/m ²] – PLANO INCLINADO A 6°													
Hora	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média
06:00	54	51	46	45	48	50	56	65	65	76	76	67	58
07:00	179	182	178	148	186	193	200	233	234	242	262	220	205
08:00	314	318	325	310	324	321	382	415	416	487	448	423	374
09:00	458	460	429	458	438	407	514	595	614	663	648	544	519
10:00	569	528	497	497	542	539	649	714	799	790	804	669	633
11:00	603	556	538	496	630	592	747	801	893	854	878	773	697
12:00	605	606	554	520	551	634	750	807	843	871	862	726	694
13:00	561	553	504	520	558	559	630	720	785	787	770	700	637
14:00	438	452	418	426	453	460	495	599	593	695	614	520	513
15:00	337	309	288	298	318	336	366	421	445	488	436	417	372
16:00	180	178	164	164	166	166	194	232	243	253	259	213	201
17:00	59	49	45	45	43	46	57	66	71	80	82	72	60
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	4356	4243	3985	3926	4258	4303	5040	5669	6003	6287	6139	5344	4963

Observa-se na Tab. 1 os meses de abril e outubro, respectivamente, como os meses de menor e maior irradiância para a inclinação de 6°. É oportuno destacar que no plano horizontal (global) o mês de menor irradiância média é o mês de março. Além da irradiância, outro fator físico extrínseco que influencia na performance de células fotovoltaicas, elemento primordial dos painéis solares, é a temperatura ambiente, descreve Zilles *et al.* (2012). A Fig. 1 demonstra as curvas de irradiância e temperatura ambiente horária para os meses de abril e outubro, além de um dia médio anual.

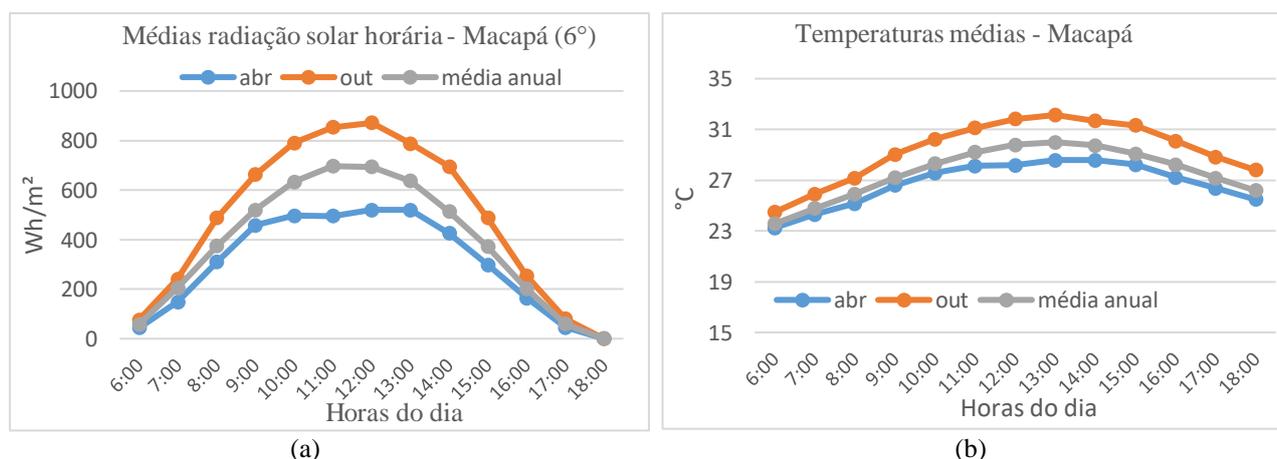


Figura 1 – Curvas de valores médios horários dos meses de abril, outubro e média anual em Macapá-AP, da (a) irradiância e (b) temperaturas.

2.2 Dados da carga

Seu fornecimento de energia é em média tensão (13,8 kV), sendo sua unidade consumidora classificada no grupo A4 (serviços públicos, tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV) cuja demanda contratada é de 190 kW, com atual carga

instalada em 450kW, com dois transformadores de rebaixamento, sendo cada um de 750 kVA, e possui também um sistema de *backup* com 2 Grupos Moto Geradores de 450 kVA a diesel. Entre os dias 19/04/2021 a 25/04/2021 a Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA realizou a aferição da potência demandada, medindo os valores de potência a cada 15 minutos, possibilitando a elaboração da curva de carga do atual (sem ampliação) prédio do HCA e demonstrando o perfil de consumo de energia do Hospital. A Fig. 2 mostra o gráfico da curva de carga do HCA, destacando as 3 horas classificadas como consumo em horário de ponta, onde a tarifa cobrada é aproximadamente 6 vezes o valor do horário fora de ponta.

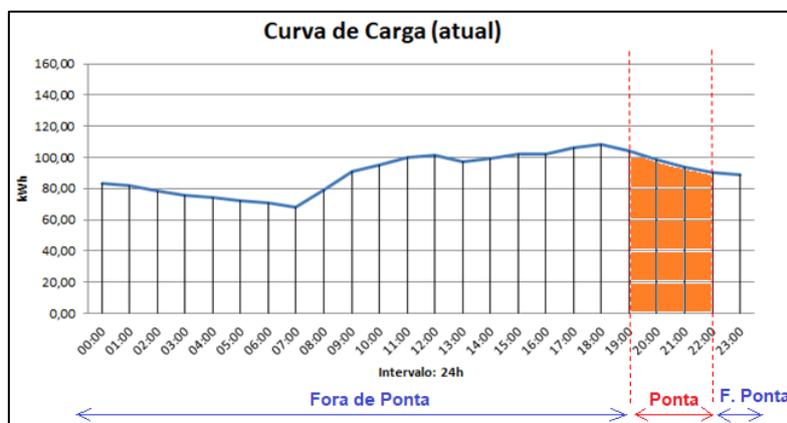


Figura 2 – Curva de carga da potência média horária consumida no HCA.

2.3 Dimensionamento do SFCR com banco de baterias

Diferentemente dos sistemas fotovoltaicos isolados, cujo dimensionamento tem seu ponto de partida a partir do estudo da carga a ser alimentada, no SFCR a característica elétrica da carga não é o fator principal a ser considerado para o dimensionamento, uma vez que o sistema terá a característica de complementaridade no fornecimento de energia a carga, explica Pinho e Galdino (2014). Entretanto, o sistema híbrido capta as principais características, tanto do sistema *off-grid* quanto do sistema *on-grid*, ou seja, um sistema conectado com a atuação anti-ilhamento que terá armazenador de energia, a qual em primeiro momento, terá sua energia gerada pelo sol não injetada na rede para consumo ou para “venda”, mas sim para ser armazenada em momento em que a energia comprada da concessionária está com o preço mais baixo (fora de ponta).

Portanto, este dimensionamento objetiva produzir um mínimo de 300 kWh por dia e terá seu gerador fotovoltaico dimensionado para produzir tal energia considerando os valores de irradiância do “pior” mês, ou seja, no mês em que o local apresenta a menor média anual de irradiância (método do mês crítico). No caso de Macapá-AP, conforme visto na Tab. 1, o mês de referência será o mês de abril, cuja irradiância média diária medida é de 3,93 kWh/m², já para a inclinação pontual de 6°.

Gerador Fotovoltaico (GFV). O critério básico para a seleção do módulo, dentre os disponíveis no mercado, é o preço de custo em função da potência nominal, ou seja, divide-se o preço médio do equipamento pela quantidade de watts-pico (Wp) que ele oferece (R\$/Wp). O módulo que melhor se encaixou no perfil e característica deste SFCR e parâmetros estipulados pelo inversor dimensionado a seguir, além de apresentar menor custo entre os consultados, cerca de R\$ 1,84/Wp (preço médio atual está R\$ 624,00), foi o modelo AS-6P-340W da *Amerisolar*, cuja potência nominal é de 340Wp.

Inversor híbrido. Esse modelo de inversor, atual novidade no mercado fotovoltaico, é comercializado com esse termo “híbrido” pelo fato de trazer a capacidade de acoplar a banco de baterias e ser conectado à rede, possibilitando o gerenciamento de energia por parte da geração distribuída, podendo atuar de forma *off-grid*, *on-grid* ou como *nobreak*. O inversor híbrido escolhido para este projeto foi o modelo H1-20K-T2 da marca SAJ, cuja potência é de 20 kW. O modelo importado se destaca por sua alta potência, pois nesse nicho de função híbrida, os mais comuns atualmente comercializados são de 5 kW a 10 kW, o que ensejaria um maior número de equipamentos para este porte de SFCR.

Armazenador de energia. Para este projeto, optou-se por utilizar as baterias de íons de lítio, mais precisamente as baterias de Lítio-Ferro-Fosfato (LiFeFO₄), da marca DYNES Powerbox, modelo F-10.0, de capacidade 9,6kWh 200Ah 48V, 6000 ciclos e vida útil de até 30 anos.

Resumo final do dimensionamento. Utilizando toda a metodologia adotada em Pinho e Galdino (2014), o dimensionamento, após toda a memória de cálculo que mensura a quantidade de módulos (série x paralelo), fator de dimensionamento do inversor (FDI), energia a ser armazenada, o resultado é apresentado na Tab. 2.

Tabela 2 – Resumo do dimensionamento do SFCR híbrido.

RESUMO DO DIMENSIONAMENTO	
Quantidade de módulos de 340Wp	420 unidades
Potência nominal do GFV	142,8 kWp
Quantidade de inversores híbridos de 20 kW (~30 kW)	6 unidades
FDI do sistema	0,84
Quantidade de baterias 9,6 kWh 200Ah	42 unidades
Capacidade do banco de baterias	403,2 kWh
Número de baterias por inversor	7 unidades

Facilitando a modelagem e processamento de simulação que será exposto a diante, o sistema resumido na Tab. 2 será dividido em 6 subsistemas, um para cada inversor. Cada subsistema alimentará 1/6 da carga, será composto por 70 painéis, 1 inversor e 7 baterias. Uma vez que um SFCR com esse porte e essa quantidade de inversores, os quais são acoplados em paralelo em um barramento único para poder ser conectado à rede da carga.

3. MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO SFCR

As características elétricas dos módulos fotovoltaicos presentes no *datasheet* são apresentadas em padrões de teste, com irradiância de 1000 W/m² e temperatura de célula de 25°C. Segundo Pinho e Galdino (2014), essas características elétricas sofrem alteração quando o módulo é exposto a mudanças de temperatura ambiente e incidência de radiação solar. A tensão tem uma significativa queda com o aumento da temperatura, enquanto há um leve acréscimo de corrente para a mesma ocorrência. Além disso, o aumento da irradiância também ocasiona um aumento na corrente de curto-circuito.

3.1 Condições que interferem nos parâmetros elétricos do painel fotovoltaico (FV)

Os fatores mais relevantes que alteram a potência produzida pelo módulo ou gerador fotovoltaico é a radiação solar incidente no seu plano e a temperatura de operação da célula que sofre variação em função da temperatura ambiente (Zilles *et al*, 2012). O primeiro passo, portanto, é calcular a temperatura da célula (T_{cel}) através da Eq. (1).

$$T_{cel} = T_{amb} + G_i \times \left(\frac{NOCT - 20^\circ C}{800 W m^{-2}} \right) \times 0,9 \quad (1)$$

Onde, T_{amb} é a temperatura ambiente do local; $NOCT$ é a temperatura nominal de operação, informada pelo fabricante; G_i é a irradiância do local em determinado momento. Levando em consideração os dados de temperatura local e da irradiância local oferecidos pelo *software* fonte, é possível calcular a temperatura de célula em cada faixa horária, no mês desejado, em Macapá.

Calcula-se também o valor da máxima potência real em função da temperatura da célula (P_{mpT}), entregue pelo módulo FV à saída de barramento de corrente contínua (cc), considerando o valor do coeficiente de temperatura da potência máxima do módulo (γ), conforme a Eq. (2) a seguir.

$$P_{mpT} = P_{mpref} \times \frac{G_i}{G_{iref}} \times [1 + \gamma \times (T_{cel} - T_{ref})] \quad (2)$$

Onde, P_{mpref} é a máxima potência de referência, informada pelo fabricante; G_{iref} é a irradiância sob condições padrão de teste (STC), no valor de 1.000W/m²; γ é o coeficiente de temperatura da máxima potência (P_{mp}); T_{ref} é a temperatura de referência padrão STC, no valor de 25°C.

Assim, reunidos os dados do fabricante informados no *datasheet* do módulo FV selecionado, as medições de irradiância em Macapá, para a inclinação de 6°, é possível calcular as Eqs. (1) e (2), cujos resultados são mostrados na Tab. 3.

Tabela 3 – Valores de corrente, tensão e máxima potência, em função da temperatura, no mês de abril.

Horas	G_i (W/m ²)	P_{mp0} (W)	T_{amb} (°C)	T_{CEL} (°C)	P_{mpT} (W)
06:00	45,00	15,30	23,3	24,5	15,33
07:00	148,13	50,37	24,3	28,5	49,65
08:00	309,97	105,39	25,2	33,9	101,56
09:00	457,87	155,67	26,6	39,5	146,44
10:00	496,93	168,96	27,6	41,5	157,50

11:00	495,53	168,48	28,1	42,1	156,69
12:00	519,57	176,65	28,2	42,8	163,77
13:00	520,17	176,86	28,6	43,2	163,65
14:00	425,60	144,70	28,6	40,6	135,47
15:00	298,20	101,39	28,2	36,6	96,56
16:00	163,77	55,68	27,2	31,8	54,12
17:00	45,37	15,42	26,4	27,6	15,26
18:00	0,00	0,00	25,5	25,5	0,00
<i>Total</i>	<i>3926</i>	<i>1334,87</i>			<i>1256,01</i>

A máxima potência nominal (P_{mp0}) é calculada com o produto da potência watt-pico do módulo pelo valor da hora de sol pleno (HSP), que é obtido com valor da irradiância G_i dividida por 1000 W/m^2 .

3.2 Simulação do SFCR com armazenamento de energia

Este SFCR com banco de baterias foi confeccionado em ambiente *Simulink/Matlab* (2018b), conforme mostra o diagrama da Fig. 3.

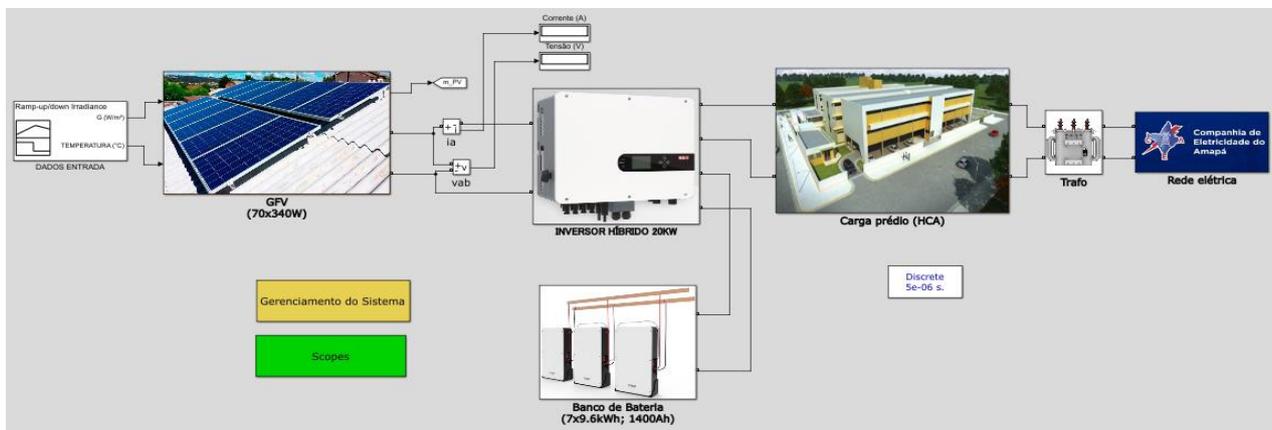


Figura 3 – Diagrama de um subsistema do SFCR proposto, para 1 inversor.

Estratégias de operação e simulação. Conforme explica Rodrigues *et al.* (2020), o modo de operação do inversor híbrido será o modo *load shift*, cuja energia produzida e armazenada é gerenciada pelo lado da carga, ou seja, o usuário pode realizar a carga e descarga controladas objetivando a redução de custos junto à concessionária. Este modelo de inversor é capaz de operar também nos modos *peak shaving* (suprir picos de consumo instantâneo que ultrapassam a demanda contratada) e *uninterruptible power supply* – UPS (como nobreak que supre a carga em faltas da rede).

Nesta configuração, a nível de simulação, a operação é dividida em 3 fases, inspiradas no estudo de Zhang e Tang (2019), que são modeladas a partir da Eq. (5).

$$P_{FV} \pm P_{bat} - P_L = P_{ge} \quad (5)$$

Onde, P_{FV} é a potência gerada pelo GVF; P_{bat} é a potência de carga(-)/descarga(+) do banco de baterias; P_L é a potência consumida pela carga; P_{ge} é a potência injetada/consumida da rede elétrica. A fase 1, consiste em prioritariamente a geração solar seja totalmente direcionada para carregar o armazenamento nas horas pela manhã. Nessa fase o inversor se comporta similar ao *off-grid*, como controlador de carga. A partir da Eq. (5), tem-se:

$$\begin{aligned} P_{FV} - P_{bat} - P_L &= P_{ge} \\ P_{FV} &= P_{bat} \end{aligned}$$

A fase 2 consiste no cenário que ocorre após o carregamento das baterias, pelo turno da tarde, onde o inversor atuará como *on-grid* convencional, injetando a P_{FV} na carga e diminuindo P_{ge} , dessa forma:

$$\begin{aligned} P_{FV} - P_{bat} - P_L &= P_{ge} \\ P_{FV} - P_L &= P_{ge} \end{aligned}$$

Se $P_{FV} > P_L$, haverá excedente de produção e esse saldo será injetado na P_{ge} ; se $P_{FV} < P_L$, a energia FV será apenas complementar e o restante que faltará à carga será comprada da P_{ge} .

Para a fase 3, o inversor se comportará como *off-grid*, e interromperá o consumo de energia à P_{ge} , o banco de baterias atuará como UPS e suprirá a carga durante as 3 horas do horário de ponta. Ao fim das 3h, ou, caso o estado de carga das baterias desça a 20% (dia de baixa insolação ou aumento de consumo da carga), o inversor voltará a conectar a carga à rede da concessionária, portanto:

$$\begin{aligned} P_{FV} + P_{bat} - P_L &= P_{ge} \\ P_{bat} &= P_L \end{aligned}$$

Realizando a simulação para um dia do mês de abril, onde se insere os dados de entrada de irradiância e temperatura constantes na Tab. 3, com tempo de simulação de 24 segundos (cada segundo simula cada hora do dia), é possível simular o comportamento do sistema observando as 3 fases descritas anteriormente, conforme gráficos da Fig. 4.

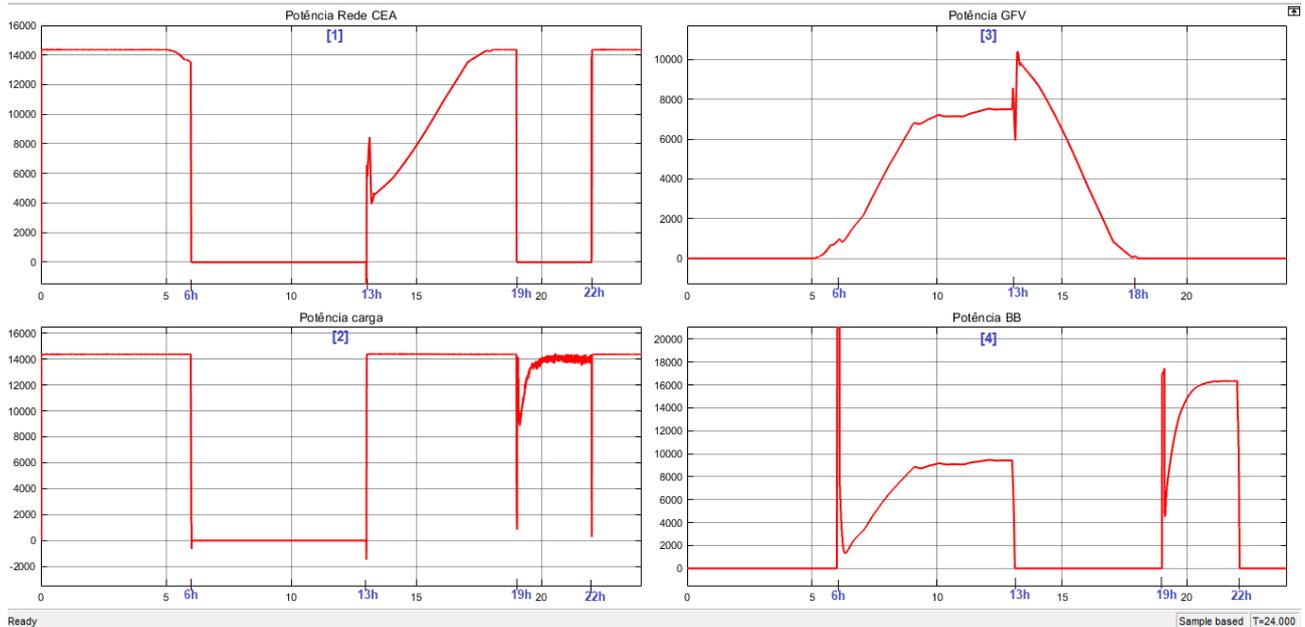


Figura 4 – Gráficos da simulação das 3 fases de operação do sistema em dia médio do mês de abril.

Análise dos resultados. Após rodar a simulação do sistema, destaca-se o comportamento do SFCR, em especial o inversor, simulando ao longo das 24h o fluxo de potência. Antes da fase 1, antes de nascer o sol, verifica-se nos gráficos [1] e [2] a potência da rede (concessionária) alimentando a carga.

Fase 1: Compreendendo o período de 6:00h às 13:00h, período esse que o sistema, conforme irradiâncias médias do mês de abril, consegue carregar o banco de baterias até a faixa das 13:00h. Observa-se a curva de irradiância no gráfico [3] e a inserção de potência nas baterias que estavam *offline* antes das 6:00h. Nessa fase o inversor demonstra a rede [1] e a carga [2] em *offline* representando apenas que há o fluxo de potência entre o GFV e o armazenamento de forma isolada da rede e da carga, ambas operam sem a participação da geração solar.

Fase 2: Das 13:00h às 19:00h, a partir desse ponto e uma vez que as baterias estão carregadas, são desligas ficando em *offline* [4], a curva do gráfico [1] demonstra a inserção de potência do GFV a qual vai se elevando gradativamente até a alimentação ser apenas pela rede, ou seja, até cessar a geração fotovoltaica por volta das 18:00h. Esta fase demonstra nos gráficos [1] e [3] o trabalho do SFCR convencional.

Fase 3: É a fase do horário de ponta, compreendendo das 19:00h às 22:00h, a rede [1] é desconectada da carga [2], e esta é automaticamente conectada ao banco de baterias (BB) [4] que demonstra a ativação de potência até as 22:00h quando volta a ficar *offline*. O gráfico [4] não demonstra o estado da carga das baterias, apenas fluxo em módulo de potência solicitada ao BB. Realizando a simulação para cada hora, separadamente, é possível mensurar a potência instantânea que entra/sai do BB. Ao integrar ao longo do tempo, se pode calcular a quantidade de energia. Para o dia escolhido, a quantidade de energia gerada carregou o BB por volta das 13:40h. De posse desses dados de simulação, o comportamento demonstrado na Fig. 4 é melhor visualizado na Fig. 5, confeccionada no *software Excel*.

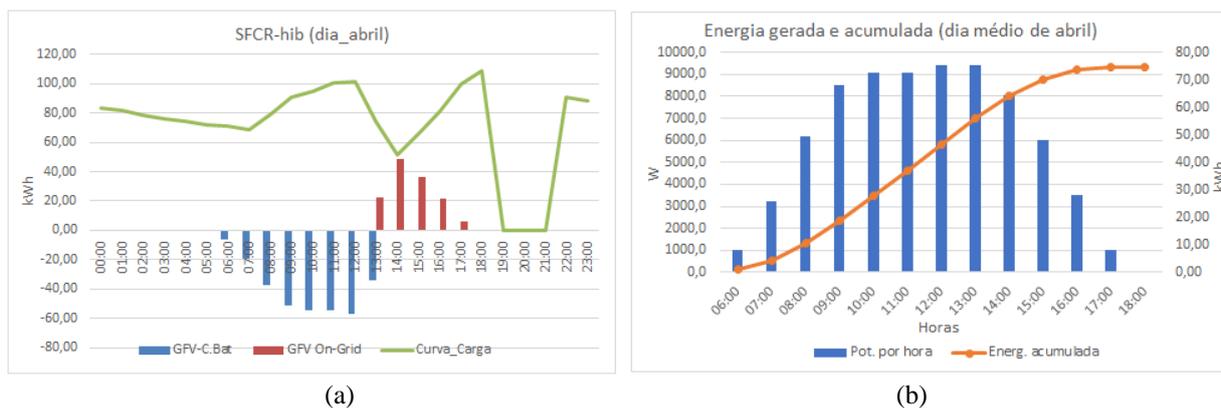


Figura 5 – Curvas simuladas dia médio do mês de abril. (a) curva carga/descarga do BB demonstrada na curva de geração GFV e fluxo resultante na curva de carga; (b) curvas de geração de energia.

3.3 Estimativa da energia produzida sob simulação

Explica Macêdo (2006) que a energia real entregue à carga não é a mesma, em amplitude, à potência nominal do gerador, por motivos de perdas devido a vários fatores, como: efeito de altas temperaturas, estruturas de conexão e fiação, eficiência de módulos e inversores em condições reais, etc. O rendimento global do SFCR é denominado de *Performance Ratio* (PR) que indica a relação entre a produtividade real do sistema e a produtividade nominal do gerador, e é representado pela Eq. (6).

$$PR = \frac{E}{P_{FV} \times HSP} \quad (5)$$

Para calcular a PR do mês analisado aqui, cuja HSP é de 3,93, a P_{FV} é de 142,8 kW e a energia E, após simulação de 1 dia, foi de 456,54 kWh; a PR será de aproximadamente 81,3%, considerando a potência aferida na saída do BB. A Tab. 4 demonstra a produção de energia, sob simulação, estimada para cada mês.

Tabela 4 – Produção mensal e anual (simulada) de energia do SFCR para Macapá-AP, para inclinação de 6°.

PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ENERGIA DO SFCR													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
HSP/dia	4,36	4,24	3,99	3,93	4,26	4,30	5,04	5,67	6,00	6,29	6,14	5,34	4,96
E_{SFCR} [MWh]	15,38	13,6	14,33	13,7	15,08	14,72	17,18	18,85	18,98	20,41	19,4	18,07	16,64
	Produção Anual [MWh]										199,73		

4. ANÁLISE ECONÔMICA

Esta análise é realizada através do conhecimento dos custos de investimento inicial do projeto e de operação e manutenção (O&M), vida útil dos equipamentos e figuras de mérito econômico-financeiro. Sendo algumas das figuras de mérito: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* Simples (PBS) e *Payback* Descontado (PBD). Segundo Ferreira (2009), um dos fatores mais utilizados é o do Valor Presente Líquido (VPL), que faz uso da concentração de custos e receitas presentes no fluxo de caixa em determinado horizonte de planejamento, utilizando da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), esta é imposta pelo investidor como o retorno mínimo requerido. O VPL representa, então, o lucro de um investidor em determinado projeto submetido aos juros das operações do mercado financeiro.

4.1 Orçamento estimativo

Após o dimensionamento de todos os componentes básicos para a instalação e funcionamento do SFCR-Hib, chega o momento de realizar o orçamento estimativo a fim de se proceder com uma análise financeira para respaldar a viabilidade econômica do empreendimento. A Tab. 5 demonstra o orçamento estimativo de forma resumida deste SFCR.

Tabela 5 – Orçamento estimativo simplificado.

It	DISCRIMINAÇÃO	QUANT.	P. UNIT. (R\$)	SUBTOTAL (R\$)
1	Painel Solar de 340Wp Amerisolar AS-6P-340W	420,00	624,00	262.080,00
2	Inversor Híbrido 20kW SAJ - H1-20K-T2	6,00	25.000,00	150.000,00
3	Demais equipamentos (<i>strings box</i> , fixação, proteção, etc.)			50.358,20
4	Bateria de lítio LiFePO4 DYNESS F-10.0 9,6kWh 48V	42,00	26.966,11	1.132.576,62
5	Frete	10%		159.501,48
6	Mão-de-obra			12.967,36
	Total			1.767.483,66

4.2 Receitas sobre a energia gerada

As receitas a serem geradas anualmente são dadas pela economia de energia utilizada da concessionária e não propriamente por recompensa em dinheiro. Dessa forma, o consumidor, através do sistema de compensação de energia vigente, deixa de pagar certa quantia em dinheiro determinada pelas tarifas de energia incidentes por kWh consumido, seja no horário de ponta como também no horário fora de ponta. Logo, as receitas são apuradas pelo produto entre a energia gerada anualmente pelo sistema e as tarifas de energia praticadas pela concessionária em tal período. As atuais tarifas de energia (setembro/2021), ponta e fora de ponta, incidentes sobre o grupo A4 na estrutura horo sazonal verde, o qual está classificado o perfil de consumo do HCA, identificadas através de consulta no site da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), são de R\$/kWh 1,577270 (ponta) e R\$ 0,380370 (fora de ponta), sem a incidência de tributos. Os tributos que incidem sobre estas tarifas são as contribuições federais PIS e COFINS, visto que o HCA é isento de ICMS por se tratar de um prédio público estadual. Como estes tributos variam mensalmente, decidiu-se por adotar os valores obtidos também através de consulta ao site da concessionária de energia, a qual determina os valores de 0,30% para o PIS e 1,37% para o COFINS, usados nos últimos 3 meses. Sendo assim, as tarifas de energia base utilizadas na análise econômica serão de R\$/kWh 1,604058 e R\$/kWh 0,386830 (ponta e fora de ponta, respectivamente).

4.3 Fluxo de caixa

O principal interesse em saber sobre um projeto é se este trará retorno igual ou superior ao que foi investido e o tempo em que se dará o retorno, sendo este nomeado de *payback*. Como observado no item 4, o método utilizado neste estudo será o do *payback* descontado. Enquanto o *payback* simples é caracterizado pela facilidade de seu cálculo, o segundo faz a aferição dos fluxos de caixa, receitas e custos verificados a cada ano de vida do projeto, trazidos ao presente. Para tal, uma taxa de desconto, ou taxa mínima de atratividade (TMA), definida pelo empreendedor é aplicada de modo a descontar o fluxo de caixa, isto se deve ao fato de o dinheiro futuro ter menor valor do que o dinheiro presente. A TMA escolhida nesta análise foi fixada utilizando-se da taxa de juros do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC, taxa básica da economia no Brasil fixada pelo Comitê de Política Monetária do Banco Central – COPOM, em 27/10/2021, pelo sítio do Banco Central do Brasil, e tem seu valor determinado em 7,75% ao ano. Em resumo, a Tab. 6 a seguir mostra os principais dados a serem utilizados na análise econômica do empreendimento.

Tabela 6 – Dados a serem aplicados para análise de viabilidade econômica do SFCR-hib.

DADOS	VALOR
Potência instalada	142,80kW
Investimento inicial	R\$ 1.767.483,66
Custo de instalação	R\$ 12,37/Wp
Horizonte de planejamento	25 anos
O&M ao ano	1% do investimento inicial
Reposição de inversores	15 anos
Reposição de baterias	16 anos
Energia gerada	199,73 MWh/ano
Taxa de reajuste anual da tarifa	8,54% a.a.
Tarifa de energia sem tributação (ponta)	R\$ 1,577270/kWh
Tarifa de energia sem tributação (f. ponta)	R\$ 0,380370/kWh
PIS	0,30%
COFINS	1,37%
Taxa mínima de atratividade (TMA)	7,75% a.a.

A consideração da variação das tarifas de energia ao decorrer do horizonte de planejamento proporciona significativa diferença nos resultados da análise econômica do sistema. A Tab. 7 a seguir exhibe o fluxo de caixa deste projeto (PBD), variando a tarifa de energia elétrica através de uma taxa de crescimento de 8,54% ao ano.

Tabela 7 – Dados anuais de receitas e custos com reajuste tarifário e taxa de juros ao longo dos anos.

ANO	INVEST. INICIAL (R\$)	O&M (R\$)	RECEITAS (R\$)	CUSTOS (R\$)	LUCRO (R\$)	SALDO (R\$)
0	1.767.483,66	12.967,36	0,00	1.767.483,66	-1.767.483,66	-1.767.483,66
...
9	-	17.674,84	402.042,74	17.674,84	384.367,90	-83.715,12
10	-	17.674,84	436.377,19	17.674,84	418.702,35	114.772,13
...
25	-	17.674,84	1.491.795,52	17.674,84	1.474.120,68	2.941.283,36

Logo, o cálculo do *payback* descontado resulta em um valor igual a 9,42 anos ou 9 anos e 5 meses.

4.4 Análise dos resultados com sensibilidade econômica

Quando pequenas mudanças em valores de variáveis podem acarretar mudança na escolha da decisão ou opção analisada, se está diante de uma decisão sensível. Neste projeto de SFCR-Hib, pode-se apontar como variáveis que sensibilizam significativamente a decisão do consumidor: o valor do custo da potência instalada (R\$/Wp) e a taxa de variação da tarifa de energia cobrada pela concessionária. Na primeira, como projeção, pode-se considerar a hipótese em que o custo dos equipamentos (GFV e baterias, por exemplo) sofra queda ao longo do tempo em virtude de incentivos fiscais e flutuações no câmbio de moeda estrangeira. Na segunda variável, pode-se considerar como hipótese de predição, um aumento gradativo e/ou acentuado da tarifa de energia, considerando o cenário instável dos grandes reservatórios hídricos que abastecem a maioria das usinas hidrelétricas do país, acarretando o uso de energia de fonte termelétrica e a consequente mudança no sistema de bandeiras tarifárias, além dos reajustes de *data base* anuais estabelecidos pela ANEEL, que levam em consideração os índices de inflação, investimentos, despesas, e *etc.* das distribuidoras. Devido às incertezas futuras, considerou-se uma margem de redução do preço do Wp instalado para este projeto de 12,37 R\$/Wp à 7,30 R\$/Wp, ou seja, uma escala de redução de até 41%.

Para a projeção de reajustes futuros, optou-se por adotar o reajuste anual tarifário máximo utilizado nessa análise de sensibilidade igual a 12%. Os outros cinco valores de reajustes utilizados serão decrescidos em aproximadamente 1,50% do valor anterior, dentre eles estão o valor padrão adotado neste trabalho igual a 8,54% e o caso sem reajuste anual tarifário ou 0% de reajuste ao ano, para que se tenha uma amostragem abrangente dos possíveis cenários de perspectivas futuras. A Fig. 6 demonstra a análise de sensibilidade.

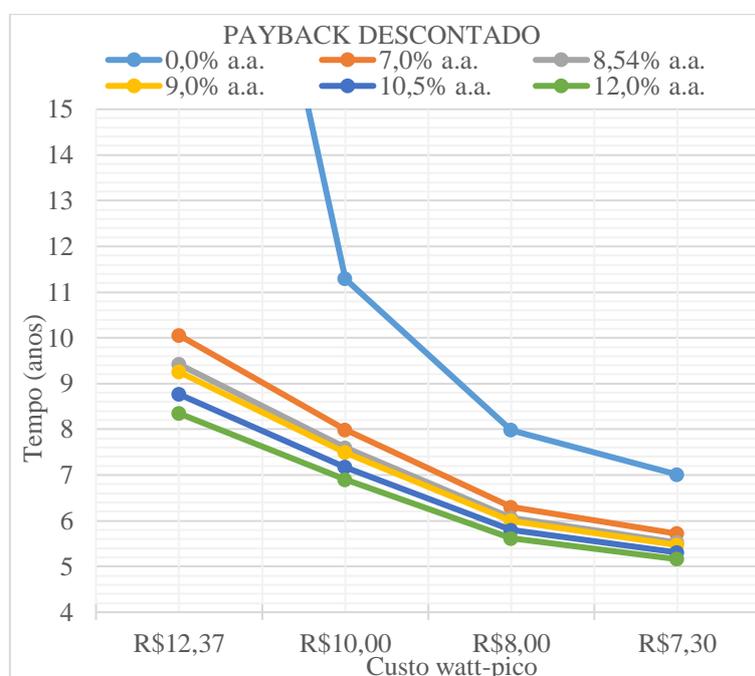


Figura 6 – Gráfico de sensibilidade da variação custo e do reajuste anual tarifário.

O impacto que a variação das condições de custo do Wp instalado e taxa de variação da tarifa de energia, mantendo as demais condições constantes para este projeto de minigeração, causa no tempo de retorno do investimento, é considerável. Como pode-se observar na Fig. 6, no melhor caso (curva verde), considerando-se o custo do investimento equivalente à 7,30 R\$/Wp instalado e o reajuste tarifário de 12% ao ano, o *payback* apresentado pelo sistema seria em

torno de 5 anos e 2 meses. Em contrapartida, no pior caso, com o custo à 12,37 R\$/Wp instalado e sem reajuste tarifário, o *payback* seria obtido aos 27,9 anos, o que já seria sem atratividade.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Considerando que há outras bases de dados meteorológicos de diversas instituições e plataformas digitais, os dados calculados e aferidos em simulação, bem como seus resultados, podem sofrer variações conforme a fonte escolhida embora não há grandes disparidades entre tais fontes. Por outro lado, procurou-se apresentar e demonstrar a utilização dessa nova classificação de inversores *on-grid* que são capazes de operar banco de baterias em unidades consumidoras dentro da geração distribuída (GD), que são chamados comercialmente de inversores “híbridos” ou também de inversores “*retrofit*”. As formas de operação adotadas aqui já são realidade para alguns fabricantes, porém pouco comercializados neste país. No Brasil, até o presente momento, ainda não foi publicada normas que contemplem o uso de acumuladores de energia na microgeração e minigeração distribuída, embora já há debates técnicos para a liberação dessa configuração. A proposta deixada aqui é a viabilidade técnica e econômica para a implantação do mesmo, tanto para a microgeração, quanto para a minigeração.

Agradecimentos

Agradecemos a colaboração da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA, na pessoa do engenheiro eletricitista Edinaldo Quintela, que prestou informações e viabilizou a aferição de carga do HCA.

REFERÊNCIAS

- Alves, Gustavo. *et al.*, 2014. Energia Solar no Brasil. Revista O Setor Elétrico, n. 104, set. 2014. Disponível em: < <https://www.osestoreletrico.com.br/energia-solar-no-brasil/> >. Acesso em 06 junho 2021.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021. Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/siga> >. Acesso em 30 setembro 2021.
- Ferreira, Roberto G., 2009. Engenharia Econômica e Avaliação de Projetos de Investimento. 1.Ed. São Paulo: Atlas.
- Macêdo, Wilson Negrão., 2006. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Tese de Doutorado em Energia, Programa de Interunidades de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo. Disponível em: <www.iee.usp.br/lfs/sites/default/files/Doutorado_Wilson_Macedo.pdf> Acesso em 21 maio 2017.
- Pinho, J. T.; Galdino, M. A., 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro. CEPREL - CRESESB. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro>>. Acesso em 04 julho 2016.
- Rodrigues, M. A.; Romaneli, E. F. R.; Junior, J. U., 2020. Modos de Operação do Inversor Bidirecional Aplicáveis ao Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede com Armazenamento de Energia. XII CBPE – XII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Itajubá-MG.
- Zhang, S., M. A.; Tang, Y., 2019. Optimal schedule of grid-connected residential PV generation systems with battery storages under time-of-use and step tariffs. Journal of Energy Storage, Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/>>. Acesso em 23 janeiro 2020.
- Zilles, Roberto.*et al.*, 2012. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. 1.Ed. São Paulo: Oficina de Textos.

SIZING, SIMULATION AND ECONOMIC ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM CONNECTED TO THE GRID WITH ENERGY STORAGE, FOR A HOSPITAL IN MACAPÁ

Abstract. *This study proposes a grid-connected photovoltaic system (GCPVS) project with an energy storage system for the hospital for children and adolescents (HCA) in Macapá-AP. It presents the sizing of the system contemplating the lithium-ion battery bank, modeling of the photovoltaic generator, as well as the simulation of the operation of the proposed system, carried out in the computational tool Simulink/Matlab 2018b, in order to measure the estimate of energy to be produced and stored. The objective is to generate and store energy during the day (off-peak hours), so that it can be used by the load at peak hours, whose tariff value is higher. It is also proposed an estimated budget of the system and its financial analysis as a function of the estimated energy production in the simulation, demonstrating the economic viability over the life of the GCPVS and economic sensitivity.*

Key words: *Photovoltaic Systems Connected to the Grid with Energy Storage, Modeling and Simulation, Economic Analysis.*