DESENVOLVIMENTO E VALIDAÇÃO DE ALGORITMO PARA O DIMENSIONAMENTO OTIMIZADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS E HÍBRIDOS

Gabriel Siqueira Müller[1], Marcos Roberto Bombacini[2]

[1]Graduando em Engenharia de Computação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Toledo, Brasil. E-mail: gabrielmuller@alunos.utfpr.edu.br
[2]Professor Adjunto, Departamento de Engenharia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Toledo, Brasil. E-mail: bombacini@utfpr.edu.br

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de um algoritmo em Python integrado a um banco de dados Supabase para o dimensionamento otimizado de sistemas fotovoltaicos autônomos (off-grid) e híbridos. A ferramenta automatiza a seleção de componentes (módulos, baterias, controladores e inversores) baseando-se em modelos matemáticos de irradiação solar e na otimização de custos, simplificando o processo de projeto. A validação será realizada por comparação direta com o software comercial PVsyst.

Palavras-chave: Energia Solar; Sistemas Autônomos; Dimensionamento Fotovoltaico; Algoritmo de Otimização; Python.

INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com as mudanças climáticas e a busca por segurança energética têm impulsionado a transição global para fontes de energia limpas e renováveis. Nesse cenário, a energia solar fotovoltaica destaca-se pela abundância do recurso, confiabilidade operacional e redução nos custos de implantação. O Brasil, em especial, dispõe de índices de irradiação global significativamente superiores à média de países que já adotam a tecnologia em larga escala (ANEEL, 2022).

Apesar dessa viabilidade, a engenharia por trás do dimensionamento de usinas fotovoltaicas autônomas (sistemas isolados *off-grid* e sistemas híbridos com armazenamento) apresenta uma complexidade técnica elevada. Tais sistemas exigem a quantificação de variáveis como a intermitência da fonte solar, o perfil de consumo (tabela de cargas) e a necessidade de armazenamento eletroquímico, assegurando o sincronismo elétrico entre módulos fotovoltaicos, inversores e bancos de baterias (Pinho e Galdino, 2014).

Softwares comerciais consolidados no mercado de engenharia, como o PVsyst e o Solergo, são capazes de modelar estas variáveis de forma minuciosa. Contudo, além dos custos de licenciamento, essas ferramentas operam sob o modelo de "caixa preta" (*black box*), impossibilitando a auditoria independente de seus algoritmos numéricos. Adicionalmente, exigem um nível de instrução técnica especializada que se torna uma barreira de entrada limitante para pequenos integradores, profissionais de áreas comerciais e pesquisadores.

Diante desta lacuna tecnológica, este trabalho propõe o desenvolvimento de uma ferramenta computacional intuitiva e acessível para a automatização do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos *off-grid* e híbridos. O algoritmo objetiva realizar a leitura ágil de dados solarimétricos, o cálculo estruturado de perdas do sistema, a aplicação de fatores de demanda e a validação de compatibilidade de hardware, apresentando ao usuário a arquitetura de menor custo total viável.

MATERIAL E MÉTODOS

A arquitetura do software baseia-se no modelo lógico de Entrada-Processamento-Saída. O núcleo matemático foi programado em Python, utilizando as bibliotecas pvlib para a modelagem do desempenho físico do arranjo e pandas para a manipulação dos bancos de dados meteorológicos. O armazenamento dos catálogos de componentes eletrônicos, contendo especificações técnicas e custos parametrizados, foi estruturado no banco de dados relacional em nuvem Supabase.

O software requer que o usuário insira os parâmetros: modelo dos módulos fotovoltaicos a serem considerados, orientação e inclinação para qual os módulos estarão voltados e a tabela de equipamentos a serem alimentados pelas baterias. Caso o sistema seja híbrido, também é possível especificar o consumo mensal estimado, para que o dimensionamento considere um sistema capaz de suprir esse consumo.

A estimativa primária do potencial de geração baseia-se na Irradiação Global Horizontal (GHI), extraída de uma matriz de dados locais derivada do Atlas Brasileiro de Energia Solar (INPE). Através de uma rotina de geocodificação iterativa, o algoritmo cruza as coordenadas geográficas do projeto com a base do INPE para obter as médias mensais de insolação em Horas de Sol Pleno (HSP). Como os módulos solares podem operar inclinados, a biblioteca pvlib aplica o Modelo Anisotrópico de Perez para realizar a transposição geométrica da GHI para a irradiação real no plano do módulo (POA - *Plane-of-Array*), conforme ilustrado na Figura 1.

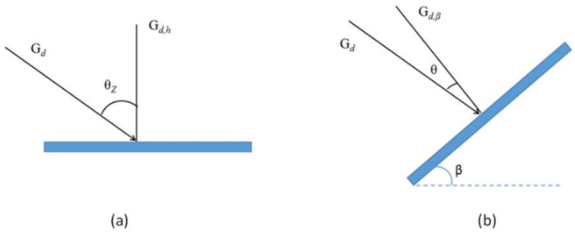


Figura 1. Plano Reto vs Plano Inclinado

A energia elétrica resultante sofre atenuações sistêmicas ao longo do ciclo de conversão. O algoritmo processa as perdas dinâmicas por temperatura (utilizando o coeficiente térmico da placa β) e aplica um Fator Global de Segurança para as perdas estáticas (sujidade, perdas ôhmicas e tolerância de fabricação). A eficiência global (η_{global}) é calculada pela formulação:

$$\eta_{global} = \eta_{perez} \times \eta_{temp} \times \prod_{i=1}^{n}(1 - P_i) \qquad (1)$$

No que tange ao consumo da instalação, o algoritmo não assume a premissa de que todas as cargas operarão simultaneamente em sua potência nominal máxima. A tabela de cargas preenchida pelo usuário é retificada utilizando o Fator de Demanda, fundamentado no método COBEI (Dreyer, 2018), resultando em uma matriz de consumo otimizada.

O dimensionamento dos acumuladores define a quantidade preliminar de baterias baseando-se na energia diária útil demandada ($E_{demandada}$) em relação à capacidade nominal do modelo escolhido (E_{bat}), expressa por:

$$Q_{bat} = \max\left(1, \left\lceil \frac{E_{demandada}}{E_{bat}} \right\rceil\right) \qquad (2)$$

Esta quantidade sofre coerções lógicas baseadas na tensão do barramento de corrente contínua dos inversores (exigindo arranjos em série específicos para baterias de chumbo-ácido, ou expansão unitária para íons de lítio).

Para o dimensionamento do gerador em topologia isolada (*Off-Grid*), utiliza-se o critério do mês mais crítico do ano (HSP_{min}), assegurando a autonomia energética ininterrupta:

$$Q_{off} = \left\lceil \frac{E_{demandada}}{P_{mod} \times HSP_{min} \times \eta_{global}} \right\rceil \qquad (3)$$

As configurações matemáticas geradas são submetidas a uma série de testes lógicos no banco de dados, que verifica se os arranjos não extrapolam: (1) A tensão máxima de entrada do inversor em baixas temperaturas ($V_{oc_modulo} \times N_{serie} \leq V_{max,inv}$); (2) O limite da corrente de curto-circuito tolerada; (3) O limiar mínimo de tensão de partida do MPPT (*Startup Voltage*); e (4) A relação máxima admissível de sobredimensionamento de potência estipulada pelos fabricantes de inversores (relação CC/CA).

Após a exclusão das arquiteturas incompatíveis, os arranjos viáveis restantes são submetidos à rotina de otimização financeira, que ordena e exibe a solução que atende às restrições pelo menor custo de aquisição parametrizado.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os testes preliminares indicam a viabilidade computacional da arquitetura proposta. A integração da biblioteca pandas com as matrizes georreferenciadas viabilizou a extração dos índices de GHI localmente, reduzindo o tempo de requisição em comparação ao uso de APIs externas. A transposição pelo modelo de Perez (Perez et al., 1990) apresentou perfis de irradiância correspondentes à variação de azimute e inclinação informada nos parâmetros de entrada.

Para ilustrar o processamento da demanda energética, a Tabela 1 apresenta um modelo representativo da matriz de cargas prioritárias, cuja função é definir o consumo de emergência a ser suprido pelo banco de baterias durante as simulações.

Tabela 1. Exemplo de Tabela de Cargas

Equipamento	Qtd.	Potência	Autonomia
Lâmpada LED	5	10W	6h
Geladeira	1	150W	12h
Televisor	1	80W	4h
Roteador	1	15W	24h

Adicionalmente, no dimensionamento de topologias híbridas, o algoritmo integra o histórico de consumo mensal da edificação aferido pela concessionária de energia, conforme o padrão de entrada demonstrado na Tabela 2.

Tabela 2. Exemplo de Tabela de Consumo

Mês	Consumo
Janeiro	500KWh
Fevereiro	500KWh
Março	500KWh
...	…
Dezembro	500KWh

A partir da consolidação destas matrizes de entrada e da aplicação dos Fatores de Demanda, a ferramenta dimensiona o arranjo fotovoltaico. A Figura 2 apresenta uma projeção gráfica gerada pelo algoritmo, relacionando o consumo da edificação (baseado na Tabela 2) com a geração de energia estipulada. Observa-se que a curva de geração é projetada com valores superiores ao consumo estático da rede; essa diferença é referente à margem de energia dimensionada para assegurar a recarga do banco de baterias e garantir o suprimento das cargas prioritárias (Tabela 1) em períodos de ausência solar.

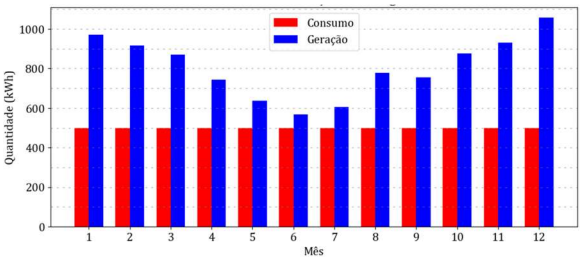


Figura 2. Gráfico de Geração vs Consumo gerado

Na etapa de validação de acoplamento, a utilização de componentes e regras de associação previamente definidos no código assegurou o cumprimento das restrições elétricas de projeto. Essa validação estrutural impediu a sugestão de arranjos que violassem a capacidade de isolamento galvânico dos inversores em baixas temperaturas, bem como configurações que excedessem as taxas nominais de carregamento das baterias de íons de lítio.

A interface gráfica foi estruturada com módulos visuais para geolocalização e parametrização, visando a substituição da entrada paramétrica em formato de texto.

A validação quantitativa da ferramenta ocorrerá por meio da comparação com as estimativas de geração fornecidas pelo software PVsyst (PVsyst SA, 2023). O critério estabelecido para a calibração do Fator Global de Segurança e das perdas estáticas é manter a divergência dos resultados numéricos de rendimento anual acumulado em um limite de 5%. Essa métrica verificará se as simplificações adotadas no equacionamento mantêm o rigor técnico da operação real.

CONCLUSÃO

Conclui-se que a ferramenta em desenvolvimento se posiciona como um ativo estratégico relevante, com o potencial de reduzir o tempo de projeto de horas para minutos. Esta automação auxilia tomadores de decisão e pequenos integradores elétricos, promovendo uma maior escalabilidade comercial e a popularização segura de projetos de alta confiabilidade em redes *off-grid* e geração distribuída com armazenamento.

AGRADECIMENTOS

Os autores expressam seus agradecimentos à Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), *campus* Toledo, pela excelência no ensino e pela disponibilização de todo o suporte infraestrutural e laboratorial necessários para o avanço das etapas desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2022.

BRASIL. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

DREYER, U. Instalações Elétricas Prediais: Cálculo de Demanda. Material de aula, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Campus Curitiba, 2018. Disponível em: http://paginapessoal.utfpr.edu.br/uiliandreyer/instalacoes-eletricas-prediais-1/projeto-eletrico/Calculo%20de%20Demanda.pdf. Acesso em: 17 maio 2026.

HOLMGREN, W. F.; HANSEN, C. W.; MIKOFSKI, M. A. pvlib python: A python package for modeling solar energy systems. Journal of Open Source Software, v. 3, n. 29, p. 884, 2018.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. 2. ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2011.

PEREZ, R. et al. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. Solar Energy, v. 44, n. 5, p. 271–289, 1990.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia Fotovoltaica. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014.

PVsyst SA. PVsyst Photovoltaic Software. Versão 7.x. Satigny, Switzerland, 2023.

VILLALVA, M. G. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.