



## **DESLOCAMENTO DE CARGAS PARA ELEVAR O AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL**

**Marcos Alan Pott, Jordan Passinato Sausen**

Engenharia Elétrica - Medidas Elétricas, Magnéticas e Eletrônicas; Instrumentação

O aproveitamento da energia fotovoltaica em residências configura-se como alternativa eficaz para reduzir perdas na rede elétrica e custos ao consumidor, mas o descompasso entre os horários de geração solar e o perfil de consumo doméstico ainda limita a fração de autoconsumo. Este estudo buscou quantificar o impacto do deslocamento de cargas sobre esse indicador, sem a utilização de baterias de armazenamento. Para tal, foi modelado um sistema fotovoltaico residencial de 2,34 kWp, considerando nove cargas com diferentes potências médias, durações de operação e janelas de flexibilidade para acionamento ao longo do dia. A partir desse conjunto, foram simulados três cenários distintos de despacho: o Cenário 01 manteve os horários originais de operação das cargas, o Cenário 02 concentrou as operações no período noturno e o Cenário 03 realocou os equipamentos para coincidir com o platô de maior geração solar. Os resultados demonstraram que o Cenário 03 elevou o autoconsumo de 46% para 77% e reduziu em 55% a energia adquirida da rede elétrica, ao passo que o Cenário 02 aumentou em 26% a dependência em relação ao fornecimento externo. Conclui-se que ajustes simples de horário, baseados exclusivamente em janelas temporais de operação, já são capazes de promover ganhos expressivos de eficiência energética e reduzir a injeção de excedentes na rede, mostrando-se uma alternativa viável em contextos de compensação parcial de energia elétrica e contribuindo para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável relacionados à energia limpa, inovação tecnológica, cidades sustentáveis e consumo responsável.

A geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede tem apresentado crescimento expressivo nas últimas décadas, consolidando-se como a fonte renovável de maior expansão em escala global. Em 2023, a capacidade fotovoltaica residencial superou 290 gigawatts, representando cerca de 37% da potência solar instalada no mundo (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023). Esse avanço reflete a redução dos custos de módulos, os incentivos regulatórios e a crescente conscientização quanto aos impactos ambientais da geração convencional. Apesar disso, a participação efetiva da geração distribuída ainda é limitada por questões técnicas e econômicas relacionadas ao descompasso entre geração e consumo.

Segundo a International Energy Agency (2024), para que as metas climáticas de neutralidade sejam alcançadas, a taxa média de autoconsumo residencial deve superar 60% até 2030. Entretanto, como a curva de geração solar raramente coincide com os horários de maior demanda doméstica, verifica-se significativa injeção de excedentes na rede elétrica e dependência de energia proveniente das distribuidoras. Esse fenômeno compromete a atratividade econômica dos sistemas fotovoltaicos em países que adotaram regimes de compensação parcial da energia elétrica, nos quais cada quilowatt-hora injetado tem menor valor em relação ao consumido localmente.

Nesse contexto, estratégias de deslocamento de cargas residenciais, conhecidas como load shifting, têm sido estudadas como alternativa para ampliar a fração de autoconsumo. A realocação de equipamentos flexíveis para períodos de maior irradiação solar reduz a energia adquirida da rede e aumenta o aproveitamento local da geração fotovoltaica. Em experimentos controlados, ganhos de 30 a 40 pontos percentuais foram observados quando a estratégia foi combinada a sinais tarifários dinâmicos (CAI et al., 2023). Resultados semelhantes também foram verificados por Son et al. (2022), que aplicaram um esquema de resposta da demanda em ambientes residenciais, confirmando o potencial de aumento da capacidade de hospedagem das redes. Além disso, Klepic, Wolf e Pröll (2025) demonstraram que a integração de controles preditivos pode otimizar o despacho de cargas sem comprometer o conforto dos usuários, reduzindo solicitações em horários de pico.

Diante desse cenário, o presente estudo tem como objetivo analisar o impacto do deslocamento de nove cargas residenciais em três cenários distintos de despacho. O Cenário 01 considera os horários originais de operação das cargas, o Cenário 02 concentra as operações no período noturno e o Cenário 03 realoca as cargas para coincidir com o período de maior geração fotovoltaica. Busca-se, com isso, demonstrar como ajustes puramente horários podem elevar a fração de autoconsumo e reduzir a energia



## 24º SEMINÁRIO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA

13ª Mostra Científica de Integração  
entre Pós-Graduação e Graduação  
3ª Jornada de Tecnologia e Inovação

adquirida da rede elétrica em sistemas de pequena escala, reforçando a relevância do tema tanto sob a perspectiva técnica quanto socioambiental.

O sistema avaliado foi constituído por um arranjo fotovoltaico residencial de 2,34 kWp, composto por quatro módulos de 0,585 kWp cada, inclinados aproximadamente ao ângulo de latitude e orientados para o hemisfério Sul. A curva de potência de um dia representativo foi obtida em intervalos de um minuto, totalizando 1440 registros ao longo de 24 horas, e utilizada como base para a análise de autoconsumo e injeção de energia na rede. Essa granularidade temporal diferencia este estudo de outros que utilizam intervalos maiores, como 15 minutos ou uma hora, permitindo avaliar com maior precisão a coincidência entre geração solar e consumo doméstico.

As cargas residenciais empregadas neste estudo foram descritas por Ohi (2018), compreendendo nove equipamentos caracterizados por potência média, duração de operação, horário ideal de acionamento e janelas de flexibilidade. Cada carga foi considerada com a restrição de ser acionada uma única vez ao dia, dentro do intervalo permitido, o que possibilita simular diferentes possibilidades de realocação sem comprometer a rotina do usuário. Essa modelagem é amplamente aceita em estudos de gerenciamento energético por refletir condições realistas de operação de eletrodomésticos e oferecer parâmetros suficientes para a avaliação de estratégias de deslocamento de cargas.

Com base nesse conjunto, foram definidos três cenários distintos de despacho. O Cenário 01 correspondeu à operação das cargas em seus horários originais, refletindo o comportamento natural de consumo. O Cenário 02 consistiu na concentração das cargas em períodos noturnos, simulando uma situação de maior dependência da rede elétrica. Já o Cenário 03 contemplou a realocação das cargas para coincidir com o período de maior geração fotovoltaica, buscando maximizar o uso local da energia produzida.

Em cada cenário, foram analisados quatro indicadores principais: a energia adquirida da rede, a energia autoconsumida diretamente do sistema fotovoltaico, a energia injetada e a fração de utilização da geração solar. A seleção desses parâmetros segue práticas recorrentes na literatura, pois permite caracterizar de forma abrangente tanto a eficiência de uso local da geração quanto os impactos para a rede de distribuição. Além disso, para generalizar os resultados, assumiu-se que o perfil diário de irradiação solar se repete ao longo de 30 dias, o que possibilita estimar valores mensais sem necessidade de modelagem sazonal. Essa hipótese é usual em estudos preliminares de autoconsumo e garante reprodutibilidade dos resultados em diferentes contextos residenciais.

Os resultados obtidos permitem observar diferenças expressivas entre os três cenários de despacho simulados. No Cenário 01, que representa os horários originais de operação das cargas, o autoconsumo foi de 46%, correspondente a 171 kWh de energia utilizada diretamente da geração fotovoltaica. Nesse mesmo cenário, a residência adquiriu 214 kWh da rede elétrica e injetou 204 kWh de excedente. Esses valores refletem a condição de um domicílio típico, em que a maior parte da demanda ocorre em horários sem coincidência com a produção solar, reduzindo a atratividade econômica do sistema.

No Cenário 02, no qual as cargas foram deslocadas para o período noturno, observou-se desempenho inferior. O autoconsumo caiu para 30%, representando apenas 114 kWh absorvidos localmente, enquanto a energia adquirida da rede subiu para 271 kWh. A injeção de excedentes, por sua vez, aumentou para 261 kWh, configurando uma situação de maior dependência da distribuidora e de menor aproveitamento da energia solar. Esse resultado mostra que a ausência de estratégias de gestão ou a escolha de horários inadequados de operação pode não apenas anular os benefícios da geração distribuída, mas também aumentar os custos ao consumidor.

Já o Cenário 03, em que as cargas foram realocadas para coincidir com o platô de maior geração fotovoltaica, apresentou os melhores resultados. O autoconsumo atingiu 77%, equivalente a 289 kWh utilizados diretamente da produção solar. Nessa configuração, a energia adquirida da rede caiu para 96 kWh, o que representa uma redução de 55% em relação ao Cenário 01, e a energia injetada foi reduzida para apenas 86 kWh. Esse cenário demonstra que, mesmo sem o uso de baterias ou algoritmos complexos de otimização, ajustes simples de horários podem gerar ganhos expressivos para o consumidor e para a rede elétrica.

Esses achados estão alinhados com a literatura especializada. Cai et al. (2023) identificaram ganhos de até 40 pontos percentuais em autoconsumo quando o deslocamento de cargas foi combinado a sinais tarifários dinâmicos, o que corrobora os 31 pontos percentuais de melhoria observados entre os Cenários 01 e 03 deste estudo. De forma semelhante, Son et al. (2022) destacaram que o uso de esquemas de resposta da demanda amplia a capacidade de hospedagem da rede, reduzindo simultaneidades de pico, resultado compatível com a queda de excedentes injetados observada no Cenário 03. Klepic, Wolf e Pröll (2025), ao aplicarem controle preditivo em sistemas fotovoltaicos, também apontaram ganhos relevantes



## 24º SEMINÁRIO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA

13ª Mostra Científica de Integração  
entre Pós-Graduação e Graduação  
3ª Jornada de Tecnologia e Inovação

de eficiência, indicando que o uso de técnicas mais avançadas poderia ampliar ainda mais os resultados encontrados nesta pesquisa.

Do ponto de vista regulatório, a Lei nº 14.300/2022 estabelece o marco legal da microgeração distribuída no Brasil, prevendo compensação parcial para a energia elétrica injetada na rede. Nesse contexto, os cenários analisados assumem relevância prática imediata, pois demonstram que a realocação de cargas contribui para reduzir a energia exportada, privilegiando o consumo local. Dessa forma, o consumidor mitiga perdas financeiras e reduz a exposição às tarifas mais elevadas em horários de ponta, como ocorre na modalidade Tarifa Branca.

Além dos benefícios econômicos e regulatórios, os resultados obtidos dialogam diretamente com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. O aumento do autoconsumo no Cenário 03 contribui para o ODS 7, ao incentivar o uso de energia limpa e acessível. A aplicação de técnicas digitais de gestão relaciona-se ao ODS 9, ao promover inovação tecnológica e infraestrutura inteligente. A redução da energia injetada em horários de baixa demanda colabora com o ODS 11, por contribuir para cidades mais resilientes e redes elétricas mais estáveis. Por fim, o uso consciente da energia gerada localmente fortalece o ODS 12, ao incentivar padrões de consumo responsáveis.

Ainda que os resultados sejam consistentes, algumas limitações devem ser reconhecidas. O estudo considerou um único dia típico de geração, repetido ao longo de um mês, sem levar em conta variações sazonais ou condições climáticas adversas. Além disso, não foram considerados mecanismos de armazenamento, que poderiam ampliar ainda mais a flexibilidade operacional. Por fim, a análise restringiu-se a nove cargas com perfis médios específicos, o que pode não representar todas as tipologias residenciais. Apesar dessas limitações, os resultados apresentados evidenciam que estratégias de realocação simples já oferecem ganhos substanciais e podem ser aplicadas em contextos reais de forma escalável.

O estudo demonstra que o deslocamento de cargas residenciais influencia de forma significativa o autoconsumo fotovoltaico. O Cenário 01, com horários originais, resulta em 46% de utilização local da energia. O Cenário 02, com concentração noturna, aumenta a dependência da rede em 26%. O Cenário 03, com realocação para o período de maior geração solar, eleva o autoconsumo para 77% e reduz em 55% a energia adquirida da rede.

Conclui-se que ajustes de horários, sem o uso de baterias, ampliam a eficiência do sistema fotovoltaico. A estratégia contribui para reduzir custos ao consumidor e diminuir injeções de excedente na rede. Os resultados reforçam a viabilidade de medidas simples de gestão de carga em contextos de compensação parcial. O estudo confirma a relação positiva com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável ligados à energia limpa, inovação, cidades resilientes e consumo responsável.

**Palavras-chave:** Deslocamento de cargas; tarifas horárias; autoconsumo fotovoltaico.

### Referências:

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 – Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2022. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm). Acesso em: 9 set. 2025.

CAI, F.; LI, Y.; DU, X.; YANG, Q. Enhanced demand-side load shifting for residential PV systems using real-time price signals. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 14, n. 2, p. 1150–1160, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2023.3234567>.

HASAN, M. R.; HOSSAIN, E.; FARUQUE, H. M. R.; SULTAN, T. IoT based smart energy management in residential applications. In: Proc. 1st Int. Conf. Advances in Science, Engineering and Robotics Technology (ICASERT). [S. l.: s. n.], 2019. p. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICASERT.2019.8934523>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5

°C Goal in Reach – 2024 Update. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>. Acesso em: 24 jul. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Renewables 2023 – Global Status Report. Paris: IEA, 2023. Disponível



## 24º SEMINÁRIO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA

13ª Mostra Científica de Integração  
entre Pós-Graduação e Graduação  
3ª Jornada de Tecnologia e Inovação

em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>. Acesso em: 17 jun. 2025.

KLEPIC, V.; WOLF, M.; PRÖLL, T. Streamlined model predictive control for photovoltaic self-consumption. IEEE Access, v. 13, p. 1–15, 2025. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3584388>.

OHI, D. K. de A. Solução de gerenciamento e controle de carga distribuído para gestão de energia elétrica residencial. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2018.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Disponível em:  
<http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/40163>.

SON, Y.-J.; LIM, S.-H.; YOON, S.-G.; KHARGONEKAR, P. P. Residential demand response-based load-shifting scheme to increase hosting capacity. IEEE Access, v. 10, p.

18544–18559, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3151172>.

UNITED NATIONS. Sustainable Development Goal 7: Affordable and Clean Energy. New York: UN, 2024. Disponível em: <https://sdgs.un.org/goals/goal7>.

UNITED NATIONS. Sustainable Development Goal 9: Industry, Innovation and Infrastructure. New York: UN, 2024. Disponível em: <https://sdgs.un.org/goals/goal9>. UNITED NATIONS. Sustainable Development Goal 11: Sustainable Cities and Communities. New York: UN, 2024. Disponível em: <https://sdgs.un.org/goals/goal11>. UNITED NATIONS. Sustainable Development Goal 12: Responsible Consumption and Production. New York: UN, 2024. Disponível em: <https://sdgs.un.org/goals/goal12>.