

METODOLOGIA PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS GRID ZERO EM CONSUMIDORES DO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

**Mateus do Nascimento Calça¹, Frederico Silva Moreira¹, Ramon Eduardo Pereira Silva¹,
Andréa Teresa Riccio Barbosa¹**

¹Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, Brasil
(mateus.calca@ufms.br)

Resumo: Este artigo propõe um projeto geral de implantação de geração fotovoltaica no modelo *Grid Zero*, com autoconsumo imediato e sem injeção de excedentes na rede, para reduzir o volume de energia comprado por consumidores do Ambiente de Contratação Livre (ACL). A metodologia, replicável em cinco etapas, reduz a exposição ao Mercado de Curto Prazo sem acionar cláusulas de flexibilidade contratual, sendo mais adequada a consumidores industriais com carga diurna elevada e constante

Palavras-chave: Geração distribuída; *Grid Zero*; Mercado Livre de Energia; Autoconsumo; Energia fotovoltaica

INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro passou por transformações profundas nas últimas décadas. A abertura do Ambiente de Contratação Livre (ACL) permitiu que grandes consumidores negociassem energia diretamente com comercializadoras e geradoras. Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2025), o número de consumidores no Mercado Livre de Energia (MLE) cresceu mais de 90% nos últimos cinco anos, respondendo por mais de 38% do total de energia consumida no país.

A exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o principal risco desse modelo (CCEE, 2025; ANEEL, 2023b). Quando o consumo ultrapassa a banda superior do contrato, o excedente é liquidado no Mercado de Curto Prazo (MCP) a preços que oscilam com intensidade ao longo do ano. Para empresas com demanda elevada e relativamente constante, esse risco se converte em custos operacionais difíceis de prever e controlar.

A geração fotovoltaica no modelo *Grid Zero* é uma resposta prática a esse problema. Toda a energia produzida é consumida instantaneamente na própria unidade, sem injeção de excedentes na rede. Isso reduz o volume liquidado no ACL sem acionar as cláusulas de flexibilidade contratual, o que é um conceito distinto de simplesmente reduzir o consumo global.

Diferentemente de estudos de caso restritos a uma única organização, este artigo apresenta um projeto geral, aplicável a qualquer empresa que tenha aderido ao MLE e possua viabilidade de instalação de sistema fotovoltaico *Grid Zero*. O objetivo é estruturar as etapas, premissas e indicadores que devem ser observados para reduzir os custos do

volume de compra de energia no ACL, de modo que os resultados aqui consolidados sirvam de roteiro de implementação e verificação para os consumidores interessados.

Dado o exposto, a hipótese central do trabalho é que a adoção de sistemas fotovoltaicos no modelo *Grid Zero* pode reduzir a exposição contratual ao MCP em consumidores do ACL, sem comprometer os limites de flexibilidade.

Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O ACL permite que consumidores com demanda acima de 500 kW negociem energia diretamente com comercializadoras ou geradoras. Os contratos bilaterais definem volume, preço, prazo e faixas de flexibilidade, ou seja, margens mínima e máxima dentro das quais o consumo pode variar sem exposição ao MCP (ANEEL, 2012; ANEEL, 2021). Quando o consumo ultrapassa a flexibilidade máxima de forma recorrente, o custo médio da energia pode subir de forma não planejada, comprometendo a previsibilidade orçamentária da empresa.

Geração Distribuída e o Modelo Grid Zero

A geração distribuída no Brasil é regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, pelo Marco Legal da Microgeração e Minigeração, Lei nº 14.300/2022 (Brasil, 2022) e, mais recentemente, pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 1.000/2021 e nº 1.059/2023 (ANEEL, 2021; ANEEL, 2023a), que consolidam as regras de prestação de serviço público de distribuição.

O termo *Grid Zero* é formalmente reconhecido pela ANEEL na Resolução Homologatória nº 3.171/2023 (ANEEL, 2023b), que o define como a configuração de microgeração ou minigeração distribuída sem

injeção de excedente na rede de distribuição. Por essa característica, o sistema opera fora do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): não exige negociação com a distribuidora sobre créditos e não depende das regras de compensação da Lei nº 14.300/2022, incluindo a cobrança progressiva do Fio B.

Tecnicamente, o sistema utiliza inversores com controle de exportação zero, que ajustam continuamente a potência entregue à carga para nunca superar o consumo instantâneo, conforme ilustra a Figura 1. Isso torna a implantação regulatoriamente simples: sem conexão adicional na subestação e sem contratação de demanda extra de geração.

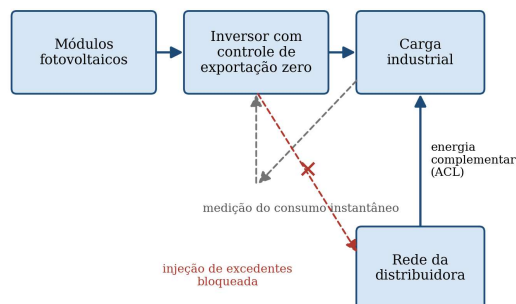


Figura 1. Esquema do sistema fotovoltaico Grid Zero com controle de exportação zero.

Fonte: Autor, 2026.

A literatura internacional sobre sistemas *Grid Zero* ou *Zero-export* confirma a relevância dessa configuração em mercados com perfil industrial. Pelekas *et al.* (2026) avaliaram sistemas fotovoltaicos sob regime de não injeção em uma planta industrial de materiais de isolamento na Grécia, demonstrando autoconsumo integral entre 500 e 2.000 kWp devido à carga industrial contínua, com VPL positivo quando a tarifa supera EUR 0,15/kWh.

Kumar *et al.* (2022) propõem a combinação de *Zero-export* com produção de hidrogênio verde como vetor de descarbonização para indústrias eletrointensivas.

Para o setor terciário, Allouhi (2020) desenvolveu uma metodologia de otimização multiobjetivo para edificações comerciais sob restrição de injeção zero.

Esses estudos sustentam a aplicabilidade do modelo em contextos em que a regulação local restringe a injeção ou em que o consumidor opta voluntariamente por evitar a complexidade regulatória da compensação.

Viabilidade Econômica de Projetos Solares Industriais

A análise econômica de sistemas solares industriais usa *payback* simples e desconto, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). A norma ABNT NBR ISO (International Organization for Standardization) 50001:2018 (ABNT, 2018) recomenda integrar esses indicadores às metas de eficiência energética da organização, conectando o investimento à estratégia ESG (Environmental, Social and Governance). Para consumidores eletrointensivos, em que a energia elétrica representa parcela significativa do custo operacional (MCTI, 2026), qualquer redução estrutural nesse item tem impacto direto na competitividade da empresa.

MATERIAL E MÉTODOS

O projeto adota uma abordagem quantitativa baseada em faturas de energia elétrica, parâmetros contratuais do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e simulações técnicas de geração fotovoltaica. A metodologia foi estruturada em cinco etapas (Figura 2), passíveis de replicação por qualquer empresa participante do Mercado Livre de Energia (MLE) com potencial para instalação de um sistema fotovoltaico *Grid Zero*:

- (1) Levantamento do perfil de consumo: coleta das faturas mensais dos últimos 12 meses para mapear os volumes Fora Ponta e Ponta e a Demanda Registrada, identificando a curva de carga diurna da unidade;
- (2) Análise contratual: identificação do volume médio contratado no ACL, das faixas de flexibilidade (mínima e máxima) e do preço médio da energia, verificando a frequência com que o consumo medido ultrapassa a banda superior do contrato;
- (3) Simulação do sistema *Grid Zero*: dimensionamento da usina com base no perfil de consumo diurno da unidade, utilizando *software* comercial de simulação fotovoltaica alimentado por dados meteorológicos de séries históricas do local de instalação;
- (4) Análise financeira comparativa: confronto entre os regimes Cativo e Livre e projeção das economias com e sem o sistema *Grid Zero* ao longo do horizonte do investimento, com cálculo de VPL, TIR e *payback*;
- (5) Plano de ação: estruturação das etapas de implantação pelo método 5W2H, com definição de responsáveis, prazos e recursos.

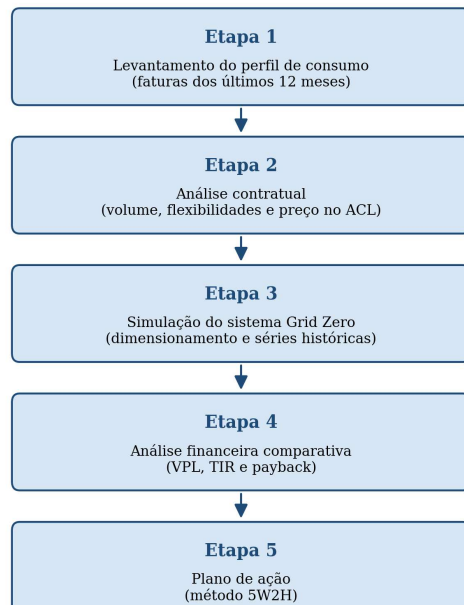


Figura 2. Etapas da metodologia proposta.
Fonte: Autor, 2026.

Premissas Técnicas e Econômicas

Recomenda-se a adoção das seguintes premissas, alinhadas a valores típicos da indústria fotovoltaica e a recomendações da ABNT NBR ISO 50001:2018 (ABNT, 2018): vida útil dos módulos fotovoltaicos de 25 anos; vida útil dos inversores de 10 a 12 anos; taxa de degradação anual dos módulos de 0,5% e taxa de desconto de 10% ao ano para os cálculos de VPL.

O fator de emissão de CO₂ aplicado ao cálculo de emissões evitadas deve corresponder ao fator médio anual do Sistema Interligado Nacional (SIN) publicado pelo MCTI (2026), vigente no ano da análise.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Verificação do Perfil de Consumo e do Contrato

O primeiro resultado da aplicação do projeto é o diagnóstico contratual: a comparação, mês a mês, entre o volume contratado (com suas flexibilidades mínima e máxima) e o consumo medido. Empresas em que o consumo ultrapassa a banda superior com frequência apresentam exposição estrutural ao MCP e são as principais candidatas a obter ganhos com o sistema *Grid Zero*, que atua como amortecedor do volume liquidado, mantendo-o dentro da banda contratual.

Mercado Cativo e Mercado Livre de Energia

A análise tarifária deve confrontar a composição de custos do regime cativo com a do MLE, de forma a quantificar a economia da migração (quando ainda não realizada) ou validar a permanência no ACL. A Tabela 1 apresenta o roteiro de componentes de custo que cada empresa deve levantar com seus próprios dados de fatura e contrato.

Tabela 1. Roteiro de levantamento para o comparativo de custos entre o Mercado Cativo e o Mercado Livre de Energia.

Componente de custo	O que levantar
Demanda contratada (FP e P)	Valores de demanda registrada e tarifas vigentes da distribuidora local
TUSD Ponta e Fora Ponta	Volumes mensais (kWh) por posto tarifário e tarifas de uso do sistema de distribuição
TE Ponta e Fora Ponta	Tarifas de energia do regime cativo aplicadas aos volumes medidos
Tributos (PIS/COFINS e ICMS)	Alíquotas vigentes na unidade federativa e base de cálculo de cada regime
Descontos de TUSD (MLE)	Descontos aplicáveis conforme enquadramento do consumidor (especial ou convencional)
Energia no ACL (com perdas)	Preço médio contratado, acrescido do percentual de perdas da rede básica (tipicamente 3%)
Encargos e custos de representação	Contribuições setoriais, garantias e custos de comercializadora/representação na CCEE

Fonte: Autor, 2026.

Indicadores do Sistema Grid Zero a Implementar

A implementação do sistema *Grid Zero* deve ser acompanhada por um conjunto de indicadores técnicos, econômicos e ambientais que permitem verificar se o projeto atinge seu objetivo central: reduzir o volume comprado no ACL sem acionar cláusulas de flexibilidade contratual. A Tabela 2 consolida esses indicadores e os critérios de verificação correspondentes.

Tabela 2. Indicadores técnicos, econômicos e ambientais a verificar na implementação do sistema *Grid Zero*.

Indicador	O que deve ser verificado na implementação
Geração solar anual (kWh)	Estimar por simulação computacional com séries históricas de irradiação do local da planta
Taxa de autoconsumo (%)	Deve se aproximar de 100%; valores inferiores indicam sobredimensionamento frente ao perfil de carga diurna
Exportação residual (kWh)	Deve ser desprezível; o controle de exportação zero do inversor precisa ser ensaiado e monitorado
Participação solar na carga total (%)	Dimensionar com margem de segurança em relação à flexibilidade mínima do contrato no ACL
Energia suprida pela rede (kWh)	Verificar se o volume líquido permanece dentro da banda de flexibilidade contratual em todos os meses
Economia anual estimada (R\$)	Somar a redução do volume comprado no ACL e a eliminação da exposição ao MCP por ultrapassagem
Redução de emissões (tCO ₂ /ano)	Calcular com o fator médio anual de emissão do SIN publicado pelo MCTI

Fonte: Autor, 2026.

A economia anual decorre de duas parcelas complementares: a redução direta do volume comprado no MLE, calculada com base no preço médio do contrato, e a eliminação da exposição ao MCP nos meses em que o consumo ultrapassaria a flexibilidade máxima.

A redução de emissões, calculada com o fator médio do SIN, tende a ser modesta em termos absolutos no contexto brasileiro, devido à forte participação hidrelétrica na matriz, mas agrega valor à posição ESG da empresa junto a clientes, investidores e órgãos reguladores.

Discussão Crítica: Limitações, Riscos e Desafios

A viabilidade do projeto depende da observação de limitações e riscos, que devem ser explicitados para uma decisão de investimento responsável.

1) Manutenção e ambiente operacional: Ambientes industriais com material particulado em suspensão (poeira de processo, fuligem, resíduos minerais)

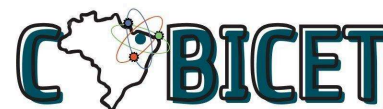
impõem desafios à operação dos módulos fotovoltaicos. Sem um programa de limpeza periódica adequado, com frequência ajustada ao padrão de deposição local, a perda de geração por *soiling* pode atingir dois dígitos percentuais, comprometendo o retorno projetado. O orçamento de O&M (Operação e Manutenção) deve considerar especificamente esse fator, com periodicidade de limpeza superior à de instalações urbanas convencionais.

2) Variação sazonal de irradiação: Diversas regiões brasileiras apresentam irradiação solar significativamente menor nos meses de inverno, com reduções que podem chegar a 30% a 40% em relação ao pico do verão. Como o *Grid Zero* não compensa a geração via crédito, a contribuição efetiva do sistema para a redução de exposição ao MCP é menor justamente nos meses em que o PLD tende historicamente a ser mais elevado por sazonalidade hidrológica. Esse descasamento atenua, mas não anula, o ganho contratual, e deve ser considerado em projeções financeiras conservadoras.

3) Risco regulatório: Embora a ANEEL tenha reconhecido formalmente o *Grid Zero* na Resolução Homologatória nº 3.171/2023 (ANEEL, 2023b) e simplificado os procedimentos de conexão para instalações sem injeção, o quadro regulatório da geração distribuída no Brasil tem passado por sucessivas revisões (REN 1.000/2021, REN 1.059/2023, REN 1.098/2024). Eventuais alterações futuras quanto ao tratamento tributário do autoconsumo, à exigência de medição bidirecional ou ao próprio enquadramento da modalidade podem afetar a economicidade do projeto. Recomenda-se o monitoramento contínuo da agenda regulatória da ANEEL durante todo o horizonte do investimento.

4) Risco contratual de subutilização: Um aspecto pouco discutido na literatura é o risco contratual reverso. Em meses de baixa atividade da empresa (manutenções, paradas programadas ou retração de mercado), a geração solar pode levar o consumo líquido medido pela distribuidora abaixo da flexibilidade mínima contratual. Caso isso ocorra, o consumidor fica exposto ao MCP no sentido oposto, com obrigação de absorver ou negociar excedentes. Por isso, o dimensionamento da participação solar na carga deve manter margem de segurança em relação à banda inferior do contrato; projetos com cobertura mais agressiva exigem análise complementar.

5) Falhas no controle de exportação: O modelo *Grid Zero* depende criticamente do correto funcionamento do sistema anti-injeção. Falhas no relé de proteção, no medidor bidirecional ou no *firmware* do inversor podem resultar em injeção indevida na rede, com consequências regulatórias (autuação da distribuidora) e contratuais (a energia injetada não é



remunerada). Sistemas de monitoramento remoto contínuo e rotinas de teste preventivo do controle de fluxo são indispensáveis em instalações industriais.

CONCLUSÃO

Este artigo estruturou um projeto geral de implantação de geração fotovoltaica no modelo *Grid Zero* para redução dos custos do volume de compra de energia no Mercado Livre de Energia (MLE), aplicável a qualquer empresa participante do Ambiente de Contratação Livre (ACL) com viabilidade de instalação.

A metodologia, estruturada em cinco etapas, e o conjunto de indicadores de verificação consolidados na Tabela 2 constituem o roteiro de implementação do projeto.

Entre os principais indicadores destacam-se: a geração anual estimada por meio de simulação; a taxa de autoconsumo próxima de 100%; a exportação residual desprezível; a participação da geração fotovoltaica dimensionada com margem em relação ao limite mínimo de flexibilidade contratual; a economia anual resultante da redução do volume de energia contratado e da eliminação da exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP); e as emissões evitadas, calculadas com base no fator de emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O modelo *Grid Zero* é especialmente adequado para consumidores industriais com carga diurna elevada e perfil de consumo relativamente constante. Nessa configuração, a geração fotovoltaica coincide com o período de maior demanda, maximizando o autoconsumo da energia produzida e reduzindo a necessidade de sistemas de armazenamento por baterias.

Além disso, a ausência de injeção de excedentes na rede simplifica os procedimentos regulatórios e de conexão. Dessa forma, elimina-se a necessidade de adequações adicionais na subestação, de contratação de demanda associada à geração e da dependência das regras de compensação de energia estabelecidas pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Como o projeto não exige alterações nos contratos de uso do sistema de distribuição nem a comercialização de excedentes de energia, sua adoção representa uma estratégia concreta e de baixa complexidade regulatória para que grandes consumidores gerenciem sua exposição aos custos de energia no Ambiente de Contratação Livre.

Trabalhos Futuros

A aplicação do projeto em diferentes contextos sugere múltiplas frentes de investigação complementar:

1) Armazenamento de energia (BESS): Avaliar a integração de sistemas de armazenamento de energia por baterias (*Battery Energy Storage Systems* – BESS) ao modelo *Grid Zero*, de modo a ampliar o atendimento da carga para o período noturno e possibilitar estratégias de arbitragem baseadas no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário, recentemente adotado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);

2) Integração com outras fontes renováveis: Investigar a complementaridade do solar com biogás gerado a partir de resíduos da própria operação industrial, ou com eólica de pequeno porte, formando um sistema híbrido capaz de cobrir todo o ciclo diário sem injeção na rede;

3) Cenários de PLD e análise de sensibilidade: Aplicar simulação Monte Carlo sobre a evolução do PLD ao longo dos próximos 25 anos, considerando cenários de hidrologia adversa, expansão térmica e penetração de renováveis intermitentes, para estimar a distribuição de probabilidade do retorno do projeto;

4) Hidrogênio verde para descarbonização: Avaliar a viabilidade de utilizar excedentes eventuais (ou capacidade dedicada) para produção de hidrogênio verde via eletrólise, com aplicação na descarbonização de processos industriais eletrointensivos, seguindo a abordagem proposta por Kumar *et al.* (2022);

5) Modelos de contratação alternativos: Comparar a viabilidade técnica e econômica do investimento próprio (CAPEX) com modalidades alternativas de contratação, tais como contratos de compra de energia (*Power Purchase Agreement* – PPA) para geração fotovoltaica local, locação de áreas ou coberturas para terceiros e geração compartilhada por meio do autoconsumo remoto, conforme as disposições da Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023;

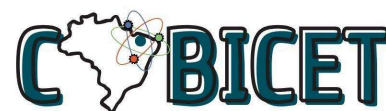
6) Replicabilidade setorial: Aplicar a metodologia a diferentes setores industriais e de serviços, avaliando como o perfil de carga específico de cada operação influencia o dimensionamento ótimo e a taxa de autoconsumo alcançável.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (Capes) - Código de Financiamento 001, e da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS/MEC – Brasil.

REFERÊNCIAS

ABNT. NBR ISO 50001:2018: Sistemas de gestão de energia. Rio de Janeiro: ABNT, 2018.



ALLOUHI, Amine. *Solar PV integration in commercial buildings for self-consumption based on life-cycle economic/environmental multi-objective optimization*. Journal of Cleaner Production, Elsevier, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620324227>. Acesso em: 15/04/2026.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 28/03/2026.

ANEEL. Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 25/03/2026.

ANEEL. Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023 (2023a). Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 25/03/2026.

ANEEL. Resolução Homologatória nº 3.171, de 7 de novembro de 2023 (2023b). Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233171ti.pdf>. Acesso em: 17/04/2026.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 25/03/2026.

CCEE. Informes e relatórios sobre o Ambiente de Contratação Livre (ACL). 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. Acesso em: 25/03/2026.

KUMAR, Piyush; MALIK, Nitin; GARG, Anjali. *Comparative analysis of solar-battery storage sizing in net metering and zero export systems*. Energy for Sustainable Development, v. 69, p. 41–50, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082622000734>. Acesso em: 03/05/2026.

MCTI. Fatores médios de emissão de CO₂ do Sistema Interligado Nacional (SIN). Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti>. Acesso em: 12/05/2026.

PELEKAS, Nick; KESKINIS, Stefanos; KOSMADAKIS, Ioannis E.; ELMASIDES, Costas. *Optimizing Industrial Energy Saving with On-Site Photovoltaics: A Zero Feed-In Case Study in Greece*. Solar (MDPI), v. 6, n. 2, 2026. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2673-9941/6/2/12>. Acesso em: 16/05/2026.