

IMPACTOS DA LEI 14.300/2022 SOBRE A VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS: UM ESTUDO DE CASO COMPARATIVO SOB A NEOENERGIA COELBA

IMPACTS OF LAW 14.300/2022 ON THE ECONOMIC VIABILITY OF RESIDENTIAL PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: A COMPARATIVE CASE STUDY UNDER NEOENERGIA COELBA

IMPACTOS DE LA LEY 14.300/2022 SOBRE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES: UN ESTUDIO DE CASO COMPARATIVO BAJO NEOENERGIA COELBA

Isadora Mongarde Belan¹, Rita de Kassia de Moraes Silva², Tiago Bispo da Conceição³

DOI: 10.54899/dcs.v23i89.5346

Recibido: 24/03/2026 | Aceptado: 17/04/2026 | Publicación en línea: 24/04/2026.

RESUMO

O presente estudo analisa os impactos econômicos da transição regulatória da microgeração distribuída no Brasil, com ênfase na introdução da cobrança da componente TUSD-Fio B pela Lei nº 14.300/2022. Partindo do contexto de crescente adesão à geração fotovoltaica e das mudanças no modelo de compensação de energia, o trabalho tem como objetivo quantificar a variação no retorno financeiro do consumidor residencial sob diferentes regimes regulatórios. A metodologia adotada é de natureza quantitativa e comparativa, baseada em um estudo de caso real de um sistema fotovoltaico dimensionado para uma unidade consumidora em Feira de Santana/BA, considerando dois cenários: compensação integral (REN 482/2012) e compensação com incidência gradual da TUSD-Fio B. Os resultados indicam redução significativa na economia anual, de R\$ 11.752,06 para R\$ 9.519,31, e aumento do *payback* simples de 1,78 para 2,20 anos, além do aumento do *payback* descontado de dois para três anos. Observa-se, ainda, impacto acumulado expressivo dos encargos ao longo do período de escalonamento, aproximando-se do valor do investimento inicial. Conclui-se que, embora a microgeração permaneça economicamente viável, há perda de atratividade e aumento da assimetria entre consumidores, evidenciando a necessidade de ajustes regulatórios que conciliem sustentabilidade do setor e ampliação do acesso à energia solar.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Lei 14.300. TUSD-Fio B. *Payback*. Neoenergia Coelba.

¹ Bacharel em Engenharia Elétrica, Centro Universitário Redentor (UNIRENTOR), Itaperuna, Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: eng.isadoramongarde@gmail.com

² Mestranda em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Piauí (UFPI), Teresina, Piauí, Brasil. E-mail: engritamoraes@gmail.com

³ Bacharel em Engenharia Elétrica, Faculdade Nobre (UNIFAN), Feira de Santana, Bahia, Brasil. E-mail: engtiagobispo@gmail.com

ABSTRACT

This study examines the economic impacts of the regulatory transition of distributed microgeneration in Brazil, with emphasis on the introduction of TUSD-Fio B charges under Law No. 14,300/2022. Within a context of rapid photovoltaic adoption and changes in the energy compensation framework, the work aims to quantify variations in the financial return for residential consumers under different regulatory regimes. A quantitative and comparative approach is adopted, based on a real case study of a photovoltaic system designed for a residential unit in Feira de Santana, Bahia, considering two scenarios: full net metering (REN 482/2012) and net metering with the gradual application of TUSD-Fio B charges. The results indicate a noticeable reduction in annual savings, from R\$11,752.06 to R\$9,519.31, and an increase in simple payback from 1.78 to 2.20 years, along with a shift in discounted payback from two to three years. Over the escalation period, the cumulative effect of regulatory charges becomes substantial, approaching the initial investment value. Although distributed generation remains economically viable, the findings point to reduced attractiveness and increased disparity among consumers, highlighting the need for regulatory adjustments that balance sector sustainability with broader access to solar energy.

Keywords: Distributed Generation. Law 14,300. TUSD-Fio B. Payback. Neoenergia Coelba.

RESUMEN

Este estudio analiza los impactos económicos de la transición regulatoria de la microgeneración distribuida en Brasil, con énfasis en la introducción del cobro del componente TUSD-Fio B por la Ley nº 14.300/2022. En el contexto del creciente uso de la generación fotovoltaica y los cambios en el modelo de compensación de energía, el trabajo tiene como objetivo cuantificar la variación en el retorno financiero del consumidor residencial bajo diferentes regímenes regulatorios. La metodología adoptada es de naturaleza cuantitativa y comparativa, basada en un estudio de caso real de un sistema fotovoltaico dimensionado para una unidad consumidora en Feira de Santana/BA, considerando dos escenarios: compensación integral (REN 482/2012) y compensación con incidencia gradual de TUSD-Fio B. Los resultados indican una reducción significativa en el ahorro anual, de R\$ 11.752,06 a R\$ 9.519,31, y un aumento del *payback* simple de 1,78 a 2,20 años, además del aumento del *payback* descontado de dos a tres años. Se concluye que, aunque la microgeneración sigue siendo económicamente viable, existe una pérdida de atractivo y un aumento de la asimetría entre consumidores.

Palabras clave: Generación Distribuida. Ley 14.300. TUSD-Fio B. *Payback*. Neoenergia Coelba.



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución- NoComercial 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)

INTRODUÇÃO

A geração solar fotovoltaica distribuída se firmou, ao longo da última década, como um

dos principais motores da transição energética no Brasil. Em janeiro de 2026, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica alcançou 63.755 MW, representando 24,5% do total da matriz elétrica nacional, tornando-se a segunda maior fonte do país, apenas atrás da energia hidrelétrica (ABSOLAR, 2026). Desse total, 43,7 GW são provenientes da geração distribuída, instalada em telhados, fachadas e pequenos terrenos. No Nordeste, a Bahia fechou 2024 com 1,3 GW de microgeração e minigeração distribuídas em mais de 146 mil unidades geradoras presentes nos 417 municípios do estado, em contexto de irradiância local superior a 5 kWh/m².dia, como é o caso de Feira de Santana, onde se encontra o sistema analisado neste estudo (ANEEL, 2024; Pereira et al., 2017).

A rápida expansão da geração distribuída provocou, no entanto, um desequilíbrio estrutural no modelo tarifário vigente. Sob o regime de compensação integral estabelecido pela REN 482/2012, o gerador distribuído não contribuía com os custos fixos da infraestrutura de distribuição, identificados como componente TUSD-Fio B, mesmo continuando a utilizar a rede para exportar e importar energia. Esse modelo de compensação integral ocasionou a redução progressiva das receitas tarifárias das distribuidoras sem correspondente redução dos custos operacionais, fenômeno que a literatura descreve como espiral da morte, em que o repasse dos custos fixos para os demais consumidores tende a estimular novas adesões à geração distribuída, intensificando o desequilíbrio. Conforme o Ministério de Minas e Energia, tais custos são transferidos aos demais consumidores por meio de aumentos nas tarifas (Andrade, 2020; MME; EPE, 2022).

Diante dessa situação, a Agência Nacional de Energia Elétrica deu início, em 2019, a um processo de revisão regulatória por meio de audiência pública que visava analisar o impacto da REN 482, resultando na aprovação da Lei 14.300/2022, que criou o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída. A principal modificação introduzida pela norma foi a retirada da componente TUSD-Fio B da compensação integral: a partir de janeiro de 2023, essa parcela passou a ser cobrada gradativamente sobre a energia injetada na rede, com incrementos anuais de 15 pontos percentuais, até que a cobrança integral seja estabelecida em 2029. Em 2026, o percentual vigente é de 60% (Brasil, 2022).

A literatura a respeito dos efeitos da Lei 14.300 tem se voltado em sua maioria para a perspectiva das distribuidoras (Silva, 2022; Fernandes, 2019), com carência de pesquisas empíricas que mensurem seu impacto na viabilidade econômica dos consumidores residenciais, especialmente na região Nordeste do Brasil. Com o intuito de suprir essa lacuna, o presente

trabalho examina a influência da cobrança da TUSD-Fio B sobre o retorno do investimento de um sistema fotovoltaico residencial real na área atendida pela Neoenergia Coelba, em Feira de Santana, Bahia, confrontando dois cenários regulatórios com variáveis técnicas e econômicas idênticas, diferenciados exclusivamente pelo regime de compensação vigente. O estudo incorpora ainda a Contribuição para Iluminação Pública (CIP) como custo fixo não compensável pela geração distribuída.

O objetivo central do estudo é comparar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais de microgeração sob os dois regimes regulatórios, utilizando os indicadores de *payback* simples e *payback* descontado, com base em dados reais extraídos de proposta técnico-comercial elaborada por empresa integradora atuante no estado da Bahia. Os objetivos específicos incluem: caracterizar tecnicamente o sistema fotovoltaico de referência; analisar o peso da TUSD-Fio B na estrutura tarifária da Neoenergia Coelba; calcular e comparar os indicadores de retorno nos dois cenários regulatórios; e discutir as implicações econômicas e regulatórias para o consumidor residencial e para a política de incentivo à geração distribuída no Nordeste.

REFERENCIAL TEÓRICO

Evolução Regulatória da Geração Distribuída no Brasil

A Resolução Normativa nº 482/2012 marcou o início da geração distribuída no Brasil. Nesse documento foram definidas as categorias de microgeração, com potência de até 100 kW, e de minigeração, de 100 kW a 1 MW, bem como um sistema de compensação de energia por créditos, limitado a fontes com incentivo. Os créditos poderiam ser utilizados em prazo de até 36 meses, na mesma unidade geradora (REN 482, 2012).

Em 2015, a REN nº 687 ampliou os limites de potência: a microgeração passou a ser permitida até 75 kW e a minigeração até 5 MW. A norma estendeu a validade dos créditos para 60 meses e permitiu que fossem utilizados em unidades distintas da geradora, desde que atendidas pela mesma concessionária. Além disso, foi introduzida a possibilidade de geração compartilhada em condomínios e foram reduzidos os prazos de atendimento por parte das distribuidoras (REN 687, 2015).

O crescimento na adesão ao sistema gerou preocupações quanto à viabilidade financeira das distribuidoras. Com a compensação total da tarifa, o gerador distribuído não contribuía para

os custos fixos da rede de distribuição, mesmo continuando a utilizá-la. Esse desequilíbrio foi identificado como um dos fatores do fenômeno denominado espiral da morte, em que a perda de receita das distribuidoras pressiona as tarifas dos consumidores restantes, incentivando novas adesões à GD e intensificando o ciclo (Andrade, 2020).

"O grande volume de instalações recentes acionou um alerta quanto à sustentabilidade da manutenção das regras atuais definidas na Resolução Normativa ANEEL REN nº 482, de 2012. As distribuidoras têm custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e o gerador distribuído, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos, dado que ele continua fazendo uso da rede." (MME; EPE, 2022)

A Lei 14.300/2022 instituiu o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída e promoveu a principal alteração no modelo de compensação desde a REN 482. A norma manteve o limite de microgeração em 75 kW e reduziu a minigeração para 3 MW. A mudança central foi a exclusão da componente TUSD-Fio B da compensação integral: a partir de 2023, essa parcela passou a ser cobrada gradualmente sobre a energia injetada na rede, conforme o escalonamento estabelecido no art. 13 da lei. Os sistemas protocolados até 06 de janeiro de 2023 mantêm o regime integral até 2045, configurando o denominado direito adquirido (Brasil, 2022).

Estrutura Tarifária e a Componente TUSD-Fio B

A tarifa de energia elétrica cobrada dos consumidores do Grupo B, que inclui a classe residencial B1, operando em baixa tensão, é formada pela soma de duas parcelas principais: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). A essas se acrescentam os tributos governamentais PIS/COFINS, ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública (CIP), que não integram o cálculo da compensação energética (REN 1000, 2021).

Conforme estabelece a REN 1000 (2021), a distribuidora é obrigada a detalhar na fatura de energia os valores referentes à energia, ao serviço de distribuição, à transmissão, aos encargos setoriais e aos tributos. A TUSD se decompõe em quatro componentes: Fio A, correspondente ao custo de transmissão; Fio B, correspondente ao custo dos serviços de distribuição local; Perdas, que abrange as perdas técnicas e não técnicas; e Encargos, que inclui contribuições como CDE, PROINFA, P&D e TFSEE.

A TUSD-Fio B representa o custo associado ao uso da infraestrutura física da rede de distribuição. Trata-se de um custo predominantemente fixo: independentemente da quantidade de

energia consumida, a distribuidora incorre em despesas de operação, manutenção e expansão da rede para garantir a continuidade do serviço. No modelo de compensação integral anterior à Lei 14.300, essa componente era integralmente compensada pela energia injetada, de modo que o gerador distribuído não contribuía para o seu financiamento, mesmo utilizando a rede para importar e exportar energia (MME; EPE, 2022).

Na Neoenergia Coelba, a componente TUSD-Fio B representa cerca de 39,43% da tarifa sem impostos, conforme dados do painel de tarifas residenciais da ANEEL. Com a tarifa de referência de R\$ 1,11/kWh praticada em Feira de Santana/BA em 2026, o valor estimado da TUSD-Fio B é de aproximadamente R\$ 0,438/kWh. Sobre esse valor incide o percentual de cobrança estabelecido pela Lei 14.300 para cada ano do período de escalonamento. Para o consumidor que instala um sistema fotovoltaico residencial a partir de 2023, a cobrança da TUSD-Fio B incide diretamente sobre cada kWh injetado na rede para fins de compensação por crédito.

Impacto Financeiro da Geração Distribuída para o Consumidor Residencial

Segundo a EPE (2014), os dois principais agentes afetados pela expansão da geração distribuída no Brasil são as distribuidoras e os consumidores. Para as distribuidoras, o desequilíbrio entre receitas tarifárias e custos fixos de infraestrutura, já abordado na seção anterior, foi o principal motivador da revisão regulatória que culminou na Lei 14.300/2022.

Para os consumidores, a variável financeira é determinante na decisão de investir em um sistema fotovoltaico. O retorno do investimento depende diretamente da economia gerada na fatura de energia ao longo do tempo, calculada com base na energia produzida, no percentual injetado na rede e no valor da tarifa vigente. A introdução da cobrança da TUSD-Fio B altera essa equação ao reduzir a economia líquida anual, resultando em aumento do tempo de recuperação do capital investido.

Sistemas com direito adquirido permanecem isentos desse custo até 2045, enquanto os homologados sob a Lei 14.300 enfrentam cobrança crescente a cada ano até 2029, criando uma assimetria econômica concreta entre consumidores com diferentes datas de homologação. A análise dessa assimetria constitui a principal contribuição empírica deste estudo, cujos métodos são detalhados na seção seguinte.

METODOLOGIA

O presente estudo tem como finalidade analisar comparativamente os impactos econômicos da transição do modelo de compensação estabelecido pela REN 482/2012 para o regime instituído pela Lei 14.300/2022, sob a perspectiva do consumidor residencial de microgeração distribuída solar. Para isso, adota-se uma abordagem quantitativa e dedutiva, partindo das normas e tarifas regulamentares vigentes para aplicação ao caso concreto. As conclusões têm caráter específico ao contexto estudado, sem objetivar generalização.

Fontes de Dados

Os dados primários compreendem a proposta técnico-comercial elaborada por empresa integradora anônima, de Feira de Santana/BA, incluindo o dimensionamento do sistema, a estimativa de geração mensal, o custo do investimento e as projeções de retorno financeiro nos dois cenários regulatórios. Os dados secundários foram obtidos do painel de tarifas residenciais da ANEEL para a Neoenergia Coelba, do qual foi extraído o peso percentual da componente TUSD-Fio B na tarifa sem impostos. A tarifa de referência é de R\$ 1,11/kWh e o índice de irradiância de 5,07 kWh/m².dia é compatível com o Atlas Brasileiro de Energia Solar para a região de Feira de Santana/BA (Pereira et al., 2017).

Cenários de Análise

A comparação econômica é estruturada em dois cenários regulatórios, definidos com base no regime de compensação aplicável ao sistema em função da data de homologação junto à distribuidora.

O Cenário A representa o sistema sob o regime de compensação integral da REN 482/2012, aplicável a sistemas com direito adquirido, sem incidência da TUSD-Fio B. O Cenário B representa o sistema sob o regime da Lei 14.300/2022, com cobrança de 60% da TUSD-Fio B sobre a energia injetada, percentual vigente no quarto ano de escalonamento, 2026, conforme o art. 13 da referida lei.

As demais variáveis, a saber, sistema, potência, tarifa, consumo, irradiância e investimento, são idênticas nos dois cenários, o que permite isolar o efeito da cobrança da TUSD-Fio B como único fator diferenciador do retorno econômico.

Método de Cálculo Econômico

Para a análise econômica comparativa foram adotados dois indicadores: o *payback* simples e o *payback* descontado. A escolha justifica-se pelo objetivo do estudo, que é mensurar a diferença no tempo de retorno decorrente da mudança regulatória.

O *payback* simples (PBS) representa o período, em anos, necessário para que a economia acumulada na fatura de energia iguale o investimento inicial, conforme a Equação 1.

$$PBS = CI / ELA \quad (1)$$

onde:

CI = custo inicial do sistema (R\$);

ELA = economia líquida anual (R\$/ano).

A economia líquida anual corresponde ao retorno financeiro anual calculado pela empresa integradora para cada cenário, a partir da geração estimada, da tarifa vigente e, no Cenário B, do desconto do custo da TUSD-Fio B incidente sobre a energia injetada. O fator de simultaneidade adotado é de 30%, implicando que 70% da energia gerada é injetada na rede para compensação por crédito, parcela sobre a qual incide a cobrança da TUSD-Fio B no Cenário B.

O custo anual da TUSD-Fio B (C_TFB) para o Cenário B é calculado conforme a Equação 2.

$$C_TFB = E_inj \times T_TFB \times \%_ano \quad (2)$$

onde:

E_inj = energia injetada na rede (kWh/ano);

T_TFB = tarifa TUSD-Fio B (R\$/kWh);

%_ano = percentual de cobrança vigente no ano (0,60 em 2026).

O *payback* descontado (PBD) representa o período necessário para que o saldo acumulado dos fluxos de caixa descontados se torne positivo. Adota-se a taxa de 6% ao ano como referência, correspondente ao rendimento médio da caderneta de poupança para o consumidor residencial (Banco Central do Brasil, 2024). O valor presente de cada fluxo anual é calculado conforme a Equação 3.

$$VP_t = FC_t / (1 + i)^t \quad (3)$$

onde:

VP_t = valor presente do fluxo no ano t (R\$);

FC_t = economia líquida no ano t (R\$);

i = taxa de desconto (0,06);

t = ano da projeção.

O *payback* descontado é identificado como o menor ano t em que o somatório dos valores presentes acumulados supera o investimento inicial, conforme a Equação 4.

$$PBD = t \mid \sum VP_{1..t} \geq CI \quad (4)$$

Os indicadores de ambos os cenários são calculados e comparados diretamente. A diferença nos valores obtidos é interpretada como o efeito econômico mensurável da cobrança da TUSD-Fio B sobre o retorno do investimento em microgeração solar residencial no contexto da Neoenergia Coelba em 2026.

RESULTADOS

Caracterização do Sistema Estudado

O sistema fotovoltaico adotado como objeto de análise foi dimensionado para uma carga residencial com consumo médio de 1.000 kWh/mês, perfil típico de unidade consumidora de médio porte atendida em baixa tensão, subgrupo B1, pela Neoenergia Coelba. O

dimensionamento foi realizado com base nos dados de irradiância local de Feira de Santana/BA, município escolhido como referencial geográfico para a pesquisa.

Na Tabela 1 apresentam-se as características técnicas do sistema utilizado como referência para a análise.

Tabela 1 – Caracterização técnica do sistema fotovoltaico analisado.

Parâmetro	Valor
Potência instalada	8,32 kWp
Quantidade de módulos	15 unidades
Módulo	JA Solar JKM555M-72HL4-V (555 Wp, 21,48% eficiência)
Inversor	ASW6000-S-G2 6kW monofásico 220V
Estrutura de fixação	Fibrocimento
Conexão à rede	Trifásico
Concessionária	Neoenergia Coelba
Município / UF	Feira de Santana / BA
Irradiação local (Gi)	5,07 kWh/m².dia
Geração média estimada	1.012,19 kWh/mês 12.146,24 kWh/ano
Consumo da unidade	1.000,00 kWh/mês
Custo total do sistema	R\$ 20.941,24

Fonte: Elaborado pelos autores, com base em proposta comercial de empresa integradora local, 2026.

Desempenho de Geração do Sistema

A geração mensal estimada foi obtida a partir do software de dimensionamento utilizado pela empresa integradora, que utiliza como base de dados do CRESESB. Na Tabela 2 são apresentados os valores de geração, consumo instantâneo e energia injetada na rede, considerando fator de simultaneidade de 30%.

Tabela 2 – Geração estimada, consumo mensal e energia injetada (kWh).

Mês	Geração	Consumo instantâneo (30%)	Energia injetada (70%)	Consumo total
Jan	1.124	337	787	1.000
Fev	1.130	339	791	1.000
Mar	1.152	346	806	1.000
Abr	973	292	681	1.000
Mai	860	258	602	1.000
Jun	789	237	552	1.000
Jul	850	255	595	1.000
Ago	927	278	649	1.000
Set	1.068	320	748	1.000
Out	1.074	322	752	1.000
Nov	1.075	322	752	1.000
Dez	1.118	335	783	1.000

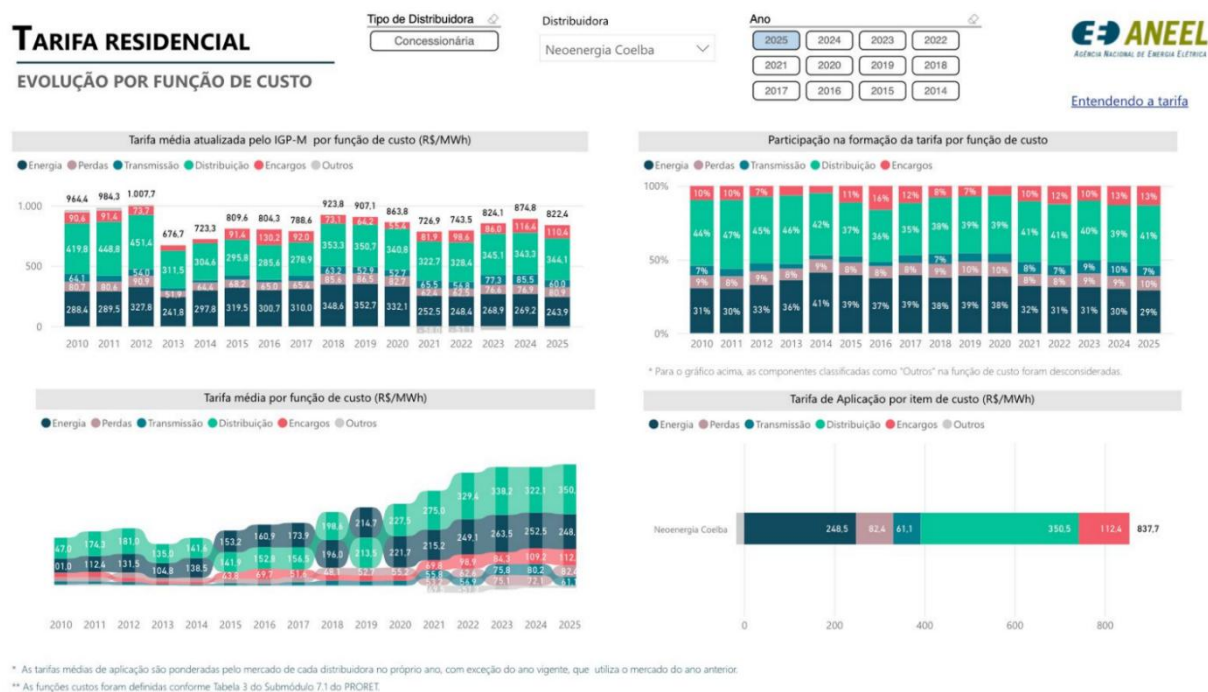
Fonte: Proposta comercial de empresa integradora (2026), com base em dados de irradiância do CRESESB.

A geração mensal estimada apresenta variação sazonal compatível com o perfil de irradiância da região de Feira de Santana/BA, com maior geração nos meses de verão e redução no período de outono-inverno. Considerando o fator de simultaneidade de 30%, estima-se que aproximadamente 30% da energia gerada seja consumida instantaneamente, enquanto cerca de 70% é injetada na rede elétrica, constituindo a principal base de incidência da TUSD-Fio B no regime pós-regulatório.

Análise Tarifária da Neoenergia Coelba

A composição tarifária da Neoenergia Coelba, apresentada na Figura 1, evidencia a distribuição dos custos que compõem a tarifa residencial ao longo dos últimos anos, permitindo uma leitura mais detalhada do peso relativo de cada componente na formação do valor final da energia elétrica. Observa-se que as parcelas associadas à energia (TE) e à distribuição (TUSD) concentram a maior participação na tarifa, com destaque para a componente de distribuição, que se mantém como a principal responsável pela variação do custo ao consumidor.

Figura 1 – Composição e evolução da tarifa residencial da Neoenergia Coelba por função de custo (2010–2025).



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2026).

A análise do gráfico indica que a função de custo relacionada à distribuição apresenta participação média próxima a 40% da tarifa total, corroborando os valores adotados neste estudo para a componente TUSD-Fio B. Essa predominância decorre do caráter estrutural dessa parcela, que reflete os custos fixos associados à operação, manutenção e expansão da rede elétrica, independentemente do volume de energia efetivamente consumido.

Adicionalmente, verifica-se relativa estabilidade na participação percentual das componentes ao longo do tempo, ainda que com variações associadas a reajustes tarifários e mudanças regulatórias. Esse comportamento reforça a relevância da TUSD-Fio B como elemento central na discussão sobre a sustentabilidade econômica da geração distribuída, uma vez que sua incidência sobre a energia injetada altera diretamente a dinâmica de compensação energética.

Nesse contexto, a introdução da cobrança da TUSD-Fio B pela Lei nº 14.300/2022 se insere em um ambiente tarifário no qual essa componente já possui peso significativo, o que explica seu impacto direto sobre os indicadores de retorno financeiro analisados neste trabalho.

Indicadores Econômicos Comparativos

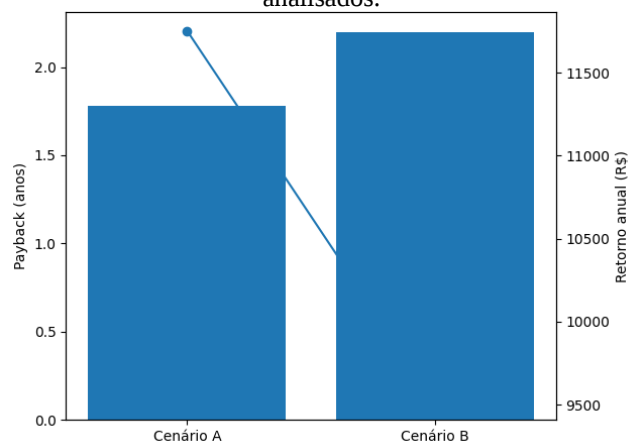
A análise dos indicadores econômicos evidencia, de forma objetiva, o impacto da alteração regulatória introduzida pela Lei 14.300/2022 sobre a atratividade financeira da microgeração fotovoltaica residencial. A comparação entre o Cenário A (regime da Resolução Normativa 482/2012) e o Cenário B (novo regime com incidência da TUSD-Fio B) permite isolar o efeito econômico dessa componente tarifária sobre o retorno do investimento.

No Cenário A, sem incidência da TUSD-Fio B sobre a energia injetada, o sistema apresenta retorno líquido anual de R\$ 11.752,06, resultando em *payback* simples de aproximadamente 1,78 anos (equivalente a cerca de 1 ano e 9 meses). Quando considerada a taxa de desconto de 6% ao ano, o *payback* descontado se estabelece em dois anos, evidenciando elevada atratividade econômica do investimento sob o regime de compensação integral.

No Cenário B, com a cobrança de 60% da TUSD-Fio B sobre a energia injetada, conforme o escalonamento vigente para 2026, observa-se redução significativa no retorno líquido anual, que passa a R\$ 9.519,31. Essa diminuição decorre diretamente da incidência do custo anual da TUSD-Fio B, calculado com base na energia injetada na rede e na tarifa correspondente. Como consequência, o *payback* simples se eleva para aproximadamente 2,20 anos (cerca de 2 anos e 2 meses), enquanto o *payback* descontado passa para três anos. A comparação entre o tempo de

retorno e o desempenho econômico anual é apresentada na Figura 2, que sintetiza os principais indicadores analisados.

Figura 2 – Comparação integrada entre *payback* simples e retorno líquido anual nos cenários regulatórios analisados.



Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

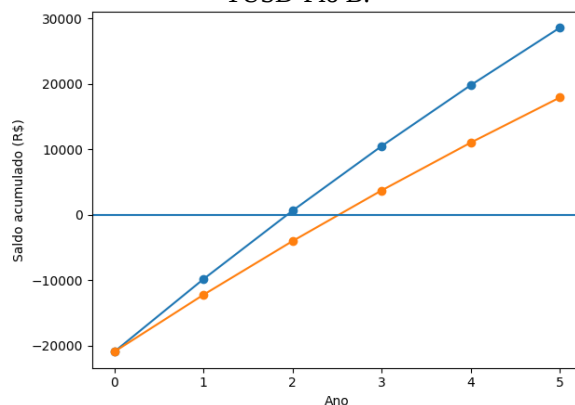
O gráfico evidencia, de forma conjunta, o aumento do tempo de retorno e a redução do retorno anual no cenário com incidência da TUSD-Fio B, destacando o impacto econômico da alteração regulatória sobre a microgeração distribuída.

A diferença entre os cenários corresponde a um aumento de aproximadamente quatro meses no tempo de retorno simples e de um ano no retorno descontado. Embora, em termos absolutos, essa variação possa parecer moderada, seu impacto é relevante sob a ótica da decisão de investimento, especialmente para consumidores residenciais, nos quais o capital disponível é limitado e a sensibilidade ao prazo de retorno é elevada.

Ao se considerar a inclusão da Contribuição para Iluminação Pública (CIP), observa-se redução adicional no retorno líquido anual de R\$ 300,00 por ano, refletindo no aumento do tempo de retorno do valor investido em aproximadamente um mês. Ainda que o impacto isolado da CIP seja inferior ao da TUSD-Fio B, sua natureza de custo fixo e não compensável reforça a tendência de redução da economia líquida proporcionada pelo sistema fotovoltaico.

A análise do fluxo de caixa descontado ao longo de 25 anos confirma essa tendência. Em todos os cenários, o investimento apresenta viabilidade econômica, com saldos acumulados positivos ao longo do horizonte de análise. A dinâmica de recuperação do investimento é apresentada na Figura 3, com o fluxo de caixa descontado acumulado para os cenários analisados.

Figura 3 – Evolução do fluxo de caixa descontado acumulado para os cenários com e sem incidência da TUSD-Fio B.



Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

Observa-se que o cenário com incidência da TUSD-Fio B apresenta recuperação mais lenta do capital investido, evidenciando o impacto cumulativo dos encargos tarifários. Em síntese, a introdução da TUSD-Fio B altera de maneira concreta a dinâmica de retorno do investimento, reduzindo a atratividade da microgeração distribuída em relação ao regime anterior.

Impacto Acumulado da TUSD-Fio B

A análise da evolução temporal da cobrança da TUSD-Fio B permite compreender não apenas seu impacto anual, mas, sobretudo, seu efeito acumulado ao longo do período de escalonamento definido pela Lei 14.300/2022. Considerando o intervalo de 2023 a 2029, observa-se crescimento progressivo do custo associado à energia injetada na rede, acompanhando o aumento percentual da cobrança até atingir 100%.

No ano de 2023, a incidência inicial de 15% resulta em um custo relativamente reduzido. À medida que o percentual de cobrança se eleva, passando por 30%, 45%, 60%, 75% e 90%, o valor anual da TUSD-Fio B cresce de forma significativa, atingindo, em 2029, seu patamar máximo com cobrança integral.

Quando analisado de forma acumulada, o impacto total da TUSD-Fio B, somado à CIP, atinge aproximadamente R\$ 18.707,93 ao final do período. Esse montante corresponde a cerca de 89% do investimento inicial no sistema fotovoltaico, evidenciando a magnitude do efeito econômico da nova estrutura tarifária.

Conforme apresentado na Tabela 3, evidencia-se o crescimento progressivo da TUSD-Fio B ao longo do período de escalonamento, somado à incidência constante da CIP, ampliando o impacto acumulado sobre o retorno do investimento.

Tabela 3 – Evolução da cobrança da TUSD-Fio B e da Contribuição de Iluminação Pública (CIP) no período de 2023 a 2029.

Ano	% TUSD-Fio B	Custo Fio B (R\$/ano)	CIP (R\$/ano)	Custo Total Anual (R\$)	Custo Acumulado (R\$)
2023	15%	455,65	300,00	755,65	755,65
2024	30%	975,09	300,00	1.275,09	2.030,74
2025	45%	1.565,01	300,00	1.865,01	3.895,75
2026	60%	2.232,75	300,00	2.532,75	6.428,50
2027	75%	2.986,31	300,00	3.286,31	9.714,81
2028	90%	3.834,42	300,00	4.134,42	13.849,23
2029	100%	4.558,70	300,00	4.858,70	18.707,93

Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

Esse resultado demonstra que, embora o sistema gere economia ao longo do tempo, uma parcela expressiva dessa economia é gradualmente absorvida pelos encargos regulatórios, configurando um deslocamento relevante na estrutura de benefícios da geração distribuída, em que o consumidor passa a contribuir de forma mais significativa para os custos da rede elétrica.

Discussão

Os resultados obtidos evidenciam que a introdução da cobrança da TUSD-Fio B promove uma reconfiguração do equilíbrio econômico da microgeração distribuída no Brasil. Embora o investimento permaneça viável, sua atratividade é reduzida, especialmente para consumidores que ingressam no sistema após a vigência da Lei 14.300/2022.

Sob a perspectiva social, essa mudança regulatória introduz um elemento de desigualdade entre diferentes perfis de consumidores. Aqueles que instalaram seus sistemas sob o regime da REN 482/2012 mantêm condições mais favoráveis de retorno até 2045, enquanto novos consumidores passam a arcar com custos adicionais crescentes. Essa assimetria cria uma barreira indireta à entrada, particularmente relevante para famílias de renda média e baixa, que já enfrentam limitações de acesso ao crédito e menor capacidade de investimento inicial.

Além disso, a redução da economia líquida anual pode impactar a velocidade de expansão da geração distribuída no país, especialmente em regiões com menor poder aquisitivo. Isso pode ter reflexos diretos na democratização do acesso à energia solar, que vinha se consolidando como

alternativa viável de redução de custos e de maior autonomia energética para o consumidor residencial.

Do ponto de vista sistêmico, a cobrança da TUSD-Fio B pode ser interpretada como uma tentativa de reequilibrar a sustentabilidade financeira das distribuidoras, garantindo a remuneração pelos custos de uso da rede. Nesse sentido, o desafio regulatório consiste em conciliar a expansão da geração distribuída com a manutenção do equilíbrio econômico do setor elétrico, evitando distorções tarifárias e garantindo equidade entre os consumidores.

Dessa forma, os resultados deste estudo indicam que a nova estrutura regulatória, embora necessária sob determinados aspectos, impõe desafios relevantes para a continuidade do crescimento da geração distribuída, exigindo o aprimoramento de políticas públicas que ampliem o acesso e reduzam as barreiras econômicas ao investimento em energia solar no Brasil.

CONCLUSÃO

O presente estudo teve como objetivo analisar os impactos da Lei nº 14.300/2022 sobre a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais, a partir de um estudo de caso real na área de concessão da Neoenergia Coelba. Por meio de uma abordagem quantitativa e comparativa, foram avaliados dois cenários regulatórios, compensação integral e compensação com incidência da TUSD-Fio B, mantendo constantes as variáveis técnicas e tarifárias, o que permitiu isolar o efeito da mudança regulatória sobre o retorno do investimento.

Os resultados evidenciam que a introdução da TUSD-Fio B reduz de forma mensurável a atratividade econômica da microgeração distribuída. Observou-se diminuição no retorno líquido anual e aumento do tempo de recuperação do valor pago pelo sistema, com acréscimo de aproximadamente cinco meses no *payback* simples e de um ano no *payback* descontado. Adicionalmente, a análise do impacto acumulado demonstra que os encargos ao longo do período de escalonamento atingem valores próximos ao investimento inicial, indicando alteração estrutural na lógica de benefício econômico do sistema.

Apesar disso, o investimento permanece viável, o que sugere que a geração distribuída continua sendo uma alternativa consistente para redução de custos energéticos. No entanto, a nova configuração regulatória introduz uma assimetria relevante entre consumidores, favorecendo aqueles com direito adquirido e impondo barreiras adicionais aos novos entrantes.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Infográfico ABSOLAR nº 87**. Atualizado em: 14 jan. 2026. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 30 mar. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília: ANEEL, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Unidades com Geração Distribuída – Painel de Tarifas Residenciais**. Brasília: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 21 mar. 2026.

ANDRADE, J. V. B. de. **Difusão da Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil: explorando a “Espiral da Morte” das Distribuidoras**. 2020. 107 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2020.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Rendimento da caderneta de poupança**. Brasília: BCB, 2024. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/>. Acesso em: 31 mar. 2026.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica e o Programa de Energia Renovável Social. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 7 jan. 2022.

FERNANDES, G. **Análise do impacto regulatório na expansão da MMGD**. Rio de Janeiro: FGV Energia, jun. 2019. (Caderno Opinião). Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/analise-do-impacto-regulatorio-na-expansao-da-mmgd>. Acesso em: 20 mar. 2026.