

# Metodologia para análise de geração compartilhada: Uma abordagem para investidores em diferentes regiões do Brasil

Lucas Dias Cancio  
Programa de pós Graduação em  
Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria  
Santa Maria, Brasil  
lucas.cancio@gmail.com

Daniel Pinheiro Bernardon  
Programa de pós Graduação em  
Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria  
Santa Maria, Brasil  
dpbernardon@ufsm.br

Luiz Alberto Wagner Pinto Junior  
HCC Energia Solar SA  
Santa Maria, Brasil  
luiz.wagner@grupohcc.com.br

Junior Garcia  
HCC Energia Solar SA  
Santa Maria, RS  
junior.garcia@grupohcc.com.br

João Alberto Machiavelli  
HCC Energia Solar SA  
Santa Maria, RS  
joao.machiavelli@grupohcc.com.br

**Resumo**— A geração solar distribuída está crescendo nacionalmente devido à maior competitividade no setor e ao aumento da demanda por energia elétrica, sendo impulsionada também pelas altas tarifas das concessionárias, que impactam significativamente os consumidores. Este artigo apresenta uma modelagem de usinas de geração compartilhada para locação em cinco regiões do Brasil, analisando as implicações do marco legal da geração distribuída, especialmente a Lei 14.300, do ponto de vista dos investidores. Foram analisados os aspectos financeiros das usinas de geração compartilhada, incluindo flutuações no retorno de investimento, usando indicadores como a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL) e o período de recuperação do investimento. A cidade de Brasília/DF se destacou na pesquisa, mostrando valores de retorno financeiro mais atrativos, mesmo com as novas regras da Lei. O estudo tem como propósito demonstrar a rentabilidade das usinas de investimento em diferentes regiões e o impacto das mudanças regulatórias nesses projetos

**Palavras chave**—Geração Solar Distribuída, Geração Compartilhada, Lei 14300, Taxa Interna de Retorno, Valor Presente Líquido

## I. INTRODUÇÃO

A geração distribuída tem apresentado um crescimento expressivo no Brasil, impulsionada pela crescente competitividade do setor de energia solar fotovoltaica e pelo aumento da demanda por eletricidade. As elevadas tarifas cobradas pelas concessionárias de energia impactam de forma significativa os consumidores.

A Resolução Normativa nº 482 (REN 482) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), datada de 17 de abril de 2012, é uma das principais iniciativas brasileiras que incentivam a adoção da Geração Distribuída (GD). Ela permitiu a conexão simplificada de Sistemas Fotovoltaicos (SFV) à rede elétrica. [1]

A Resolução Normativa nº 482 (REN 482) passou por aprimoramentos para promover a expansão da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD). As atualizações aumentaram o limite de potência instalada e introduziram novas modalidades de compensação de energia, como o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Essas mudanças resultaram na criação da REN nº 687, em 24

de novembro de 2015, e da REN nº 786, em 17 de outubro de 2017.

A REN 687 permitiu que a geração compartilhada unisse interessados em consórcios ou cooperativas de micro ou minigeração distribuída. Isso visava reduzir o custo total da energia para os membros, distribuindo proporcionalmente os créditos de energia gerados. A central geradora pode estar em local diferente do consumo, desde que esteja na mesma área de concessão ou permissão.[2]

Segundo [9], é necessário discutir o impacto da mudança regulatória nos projetos de geração compartilhada. As regulamentações da REN 482 e REN 687, embora tenham regulado o mercado, não oferecem a segurança jurídica suficiente para o crescimento sustentável da microgeração distribuída.

Logo, a nova Lei 14.300/2022 estabelece um marco legal mais robusto, oferecendo segurança jurídica, estabilidade e previsibilidade ao mercado de energia. No entanto, pode afetar a atratividade do mercado, exigindo uma avaliação cuidadosa dos efeitos para garantir que os projetos se adaptem às mudanças regulatórias.

Diante do exposto, a pesquisa propôs um modelo de negócio para usinas de geração compartilhada limitadas em Microgeração, focando em usinas para locação em cinco regiões do Brasil. O estudo analisou as mudanças regulatórias, especialmente sob a Lei 14.300, e seu impacto nas tarifas de compensação de energia, visando oferecer uma visão crítica para investidores.

Este modelo considera desde a composição do kit gerador até a análise nas regiões selecionadas. Utiliza-se de modelagem com variáveis técnicas e econômicas de viabilidade de investimento, analisando o impacto que essas premissas imputam no retorno financeiro do investidor.

Confrontar as premissas da REN 482 e a 687, com a Lei 14.300, para compreender o impacto econômico que o marco regulatório incide sobre o modelo de geração compartilhada proposto.

## II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### A. Geração Solar distribuída

O paradigma histórico de geração, consumo e distribuição de energia elétrica, caracterizado por um modelo centralizado com usinas de grande escala, foi e ainda se denota como tradicionalmente adotado pelo Brasil e pela maioria dos países. Esse modelo baseia-se na construção de usinas de grande porte, frequentemente financiadas e operadas pelo setor público, para gerar eletricidade e distribuí-la posteriormente por meio de extensas redes de transmissão. Entretanto, este paradigma apresenta desafios significativos [8].

A geração distribuída por painéis fotovoltaicos no Brasil, impulsionada pelas REN 482 de 2012 a 2022, viu um crescimento notável de 0,07 GW para 23,6 GW de potência instalada, um aumento de 3371 vezes. Entre 2020 e 2022, o Brasil esteve entre os 10 países com maior aumento anual de capacidade instalada, conforme dados da International Energy Agency (IEA)[11].

Além disso, estima-se que o potencial solar explorado tenha envolvido mais de 85,4 bilhões de reais em investimentos privados. Dessa quantia, 68% da potência instalada ocorre na forma de geração distribuída, ou seja, pequenas plantas energéticas, restando apenas uma parcela menor proveniente de usinas de geração solar de grande porte. Atualmente, a energia elétrica produzida por meio de painéis solares já representa 7,8% de toda a matriz elétrica brasileira, frente aos 54% provenientes da energia hídrica. Essa porcentagem é maior do que a soma de toda a energia produzida por meio de petróleo, carvão e seus derivados [3].

### B. Geração compartilhada

Os preços da eletricidade produzida por combustíveis fósseis estão sendo influenciados pela incerteza sobre futuras reservas e instabilidades políticas em países exportadores. Mesmo em nações com predominância de fontes renováveis, como o Brasil com sua matriz hidroelétrica, há volatilidade nos preços de energia devido à disponibilidade dos reservatórios das barragens. O uso de energia fóssil tem impactos ambientais significativos, com 80% das emissões totais de CO<sub>2</sub> desde a Revolução Industrial ocorrendo nos últimos 50 anos, o que pode estar ligado ao aumento da temperatura média global [6].

Os modelos de negócio de geração compartilhada são novos e diferentes no mercado brasileiro em comparação com a geração distribuída junto à carga e usinas remotas, que já estão consolidadas. Apesar de estarem em estágio inicial, os consórcios e cooperativas de geração compartilhada têm alto potencial, especialmente para consumidores que não podem instalar geração distribuída em suas propriedades por limitações físicas, financeiras ou outras [12].

Na geração compartilhada por consórcio, entidades unem recursos e conhecimentos para criar projetos de energia renovável, como usinas solares e eólicas, dividindo custos e viabilizando projetos difíceis para uma única entidade. Os consórcios, formados por empresas e regulados pela Lei nº 6.404/1976, firmam contratos com prazo e número de cotas definidos, compartilhando um sistema de geração. O consórcio torna-se o titular da unidade geradora e deve inscrever-se no CNPJ conforme a Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.634/2016

## III. EVOLUÇÃO DAS RESOLUÇÕES NORMATIVAS

A trajetória da alteração regulatória da REN 482 sobre a microgeração distribuída de energia solar fotovoltaica começou em 2012 pela ANEEL. Ao longo dos anos, ajustes foram feitos, incluindo a REN 687 em 2015, que alterou a potência máxima permitida para microgeração distribuída de 100 kW para 75 kW. O cenário político e econômico levou à criação da Lei 14.300, que propõe mudanças no regime de compensação de energia elétrica para equilibrar interesses de consumidores, distribuidoras e o setor elétrico.

O status atual da REN 482, alinhado com a Lei 14.300, está em um período de transição e discussão intensa. A Lei 14.300 busca trazer previsibilidade ao setor, ajustando regras de compensação e tarifação para estimular investimentos em energia solar fotovoltaica, enquanto mantém o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia. O debate sobre a regulação da geração distribuída é dinâmico e sujeito a ajustes com base nas condições de mercado, avanços tecnológicos e objetivos políticos. Acompanhar essas mudanças é essencial para investidores, consumidores e demais stakeholders do setor de energia solar fotovoltaica.

### A. Resolução normativa 482/2012

A Resolução Normativa 482 (REN 482), promulgada pela ANEEL em 2012, visou integrar fontes de energia renovável à matriz energética brasileira. Estabeleceu condições para o acesso de microgeração (até 100 kW) e minigeração (100 kW a 1 MW) distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, introduzindo o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Essa resolução permitiu que qualquer consumidor pudesse gerar e injetar energia na rede elétrica, regulando a geração distribuída e implementando o net metering no Brasil[1].

### B. Resolução normativa 687/2015

A Resolução Normativa 687 (REN 687), resultado da audiência pública nº 26/2015, reformulou a REN 482/2012 para impulsionar a geração distribuída de energia, reduzir custos e tempo de conexão, e compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento. Manteve-se a política de net metering, ampliou-se o prazo de compensação de créditos de 36 para 60 meses, permitiu-se a troca de créditos entre unidades na mesma área de concessão, aumentou-se a potência máxima de geração de 1 MW para 5 MW, e simplificou-se o processo de conexão das unidades geradoras [2].

### C. Lei 14.300/2022

Em 2019, a ANEEL lançou a Consulta Pública nº 25/2019 para revisar a regulação do Sistema de Compensação. O objetivo era remunerar a rede de distribuição conectada à micro e minigeração distribuída, além do custo de distribuição já cobrado dos prosumidores. Os prosumidores existentes deveriam compensar apenas a tarifa de energia, enquanto os novos prosumidores de baixa tensão também compensariam a componente tarifária TUSD Fio B, que cobre o uso da rede. A tarifa de energia elétrica é dividida em tarifa de energia (TE) e tarifa de distribuição (TUSD), sendo esta última subdividida em "Fio A" para a rede de transmissão e "Fio B" para a rede de distribuição [4]

Entre as alterações destacadas está a modificação no sistema de compensação. Na REN 482, a compensação era de 1:1, ou seja, cada watt injetado na rede gerava 1 watt de crédito para o prosumidor, com a dedução de PIS/Cofins. O novo marco legal implementou uma regra de transição para um regime de compensação parcial. Novas micro e miniusinas devem pagar a tarifa de distribuição do fio B a partir de 2023, com um escalonamento conforme o art. 27 da nova lei. Micro e miniusinas existentes até janeiro de 2023 mantêm o regime de compensação atual. A redução do valor da compensação pode diminuir a atratividade financeira do investimento em MMGD, impactando a adoção da energia fotovoltaica, segundo [12].

#### IV. ESTRUTURAÇÃO DO MODELO E O ENQUADRAMENTO TRIBUTÁRIO PARA O ALUGUEL DA USINA

Para escolher o enquadramento tributário adequado, é crucial analisar fatores como o tamanho da usina, o perfil dos investidores e a estratégia de negócios. Essa avaliação garante uma decisão alinhada às características específicas da empresa, otimizando a carga fiscal e promovendo a eficiência financeira do projeto. O enquadramento pode ser feito através de pessoa física ou jurídica.

- Pessoa física: Investidores são responsáveis pelos tributos sobre ganhos do aluguel da usina, com uma carga tributária potencialmente alta, até 27,5%, dependendo do perfil do investidor[5].
- Pessoa jurídica: A usina é tributada como uma empresa, seguindo o regime tributário selecionado, uma opção mais complexa, mas possivelmente mais vantajosa.

A escolha do enquadramento tributário impacta diretamente a carga fiscal e as obrigações da empresa, sendo essencial para garantir conformidade com as normas fiscais e operar de maneira fiscalmente vantajosa.

As SPEs surgem da união de pessoas com o objetivo comum de estabelecer uma organização lucrativa. A introdução da lei de parcerias público-privadas impulsionou as SPEs, preenchendo lacunas nos códigos civis brasileiros. Essas sociedades, relacionadas a consórcios e joint ventures, unem habilidades e recursos de diversas entidades para alcançar objetivos específicos. No entanto, as SPEs devem adotar uma das formas societárias do Código Civil, como sociedade anônima ou limitada, pois não possuem regras próprias[9].

A Figura 2 mostra o modelo destinado ao investidor da usina, que possui 100% da participação na Sociedade de Propósito Específico (SPE). A SPE contrata a empresa para montar a usina e, em seguida, transfere a responsabilidade para o Consórcio, que é o contrato principal para o investidor e está sujeito à tributação pela SPE. Este contrato é classificado no CNAE como "Aluguel de outras máquinas e equipamentos comerciais e industriais não especificados anteriormente, sem operador" (código 77.39-0-99). De acordo com a Lei Complementar nº 123, este contrato de aluguel de equipamentos está sujeito a impostos como IRPJ, PIS/COFINS e CSLL.

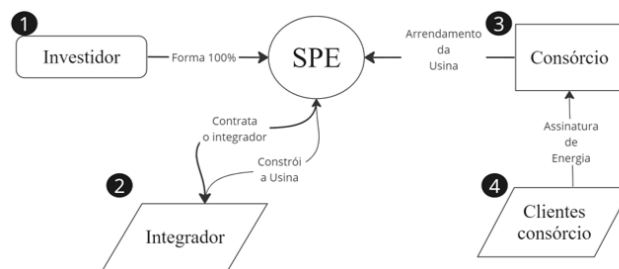


Figura 2 – Enquadramento tributário do investidor

#### V. METODOLOGIA

Esta etapa apresenta o planejamento da pesquisa, incluindo as premissas e estratégias usadas para criar um método de dimensionamento de Usinas de Microgeração Compartilhada em diferentes estados do Brasil. O método considera dois cenários: um com as premissas da REN 482 e outro com as da Lei 14.300. O objetivo é calcular e analisar as gerações distintas, além das taxas e cobranças variáveis conforme a concessionária da região. Para atingir os objetivos da pesquisa, a Figura 3 mostra um fluxograma básico do modelo proposto e as etapas consideradas na sua implementação e análise.

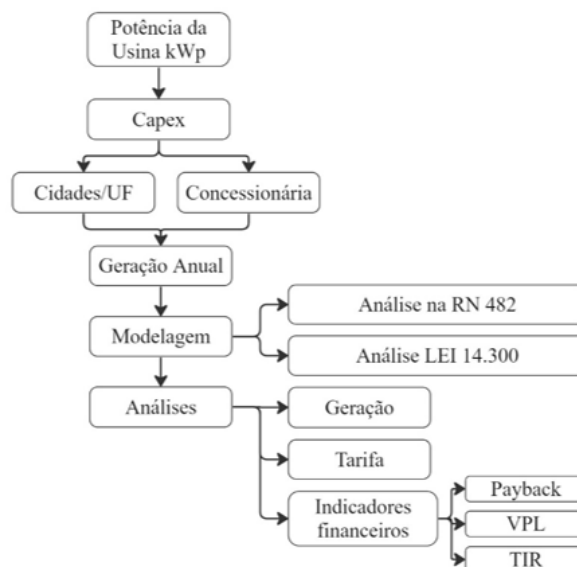


Figura 3 – Fluxograma da pesquisa

Avaliou-se as questões financeiras das usinas, como variações no retorno do investimento, utilizando indicadores como a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL) e o período de recuperação do investimento (Payback). A rentabilidade das usinas será analisada por meio de contratos de aluguel, conforme a Lei 14.300. Na gestão dos créditos de energia gerados, o estudo aplicará um modelo de consórcio, que é fundamental para a administração eficiente e organizada dos créditos, otimizando e garantindo transparência na distribuição e utilização desses ativos no contexto da geração compartilhada de energia.

Dessa forma, o consórcio possibilita a implementação do modelo de "energia solar por assinatura," um marco significativo no setor de energia. Este modelo de geração compartilhada atende à crescente demanda por energia sustentável e oferece uma solução acessível e eficiente para consumidores de baixa tensão. Além disso, proporciona

rentabilidade significativa para investidores em usinas de geração compartilhada. Os consorciados deste projeto beneficiam-se de um desconto de 22% nas tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e na Taxa de Energia (TE), resultando em faturas de energia elétrica mais econômicas e uma vantagem competitiva notável.

Embora o benefício total seja de 22%, apenas 15% são diretamente aplicados à tarifa de energia, com os 7% restantes destinados à cobertura de inadimplências, despesas operacionais e de manutenção. Esta alocação estratégica garante a estabilidade e continuidade operacional do projeto. A abordagem assegura economia substancial aos membros do consórcio e demonstra compromisso com a transparência e sustentabilidade financeira. Antes da inclusão de tributos como PIS e COFINS, este mecanismo de desconto promove a acessibilidade à energia limpa e renovável, alinhando-se com os princípios de compromisso com a comunidade e o meio ambiente.

#### A. Materiais considerados para a Usina

A seleção dos módulos fotovoltaicos é essencial para um bom projeto de usina de microgeração, influenciando a capacidade de geração e a eficiência operacional do sistema. A eficiência de conversão, que transforma a irradiação solar em eletricidade, e a durabilidade, que assegura resistência a condições climáticas adversas, são cruciais para a longevidade e baixos custos de manutenção. As características elétricas dos módulos devem ser compatíveis com os inversores de potência do sistema. Outros fatores importantes incluem a demanda de energia, disponibilidade de espaço, irradiação solar média na região e a eficiência dos módulos. O módulo escolhido foi o DAH SOLAR de 540 WP, modelo DHM-72x10/FS. São considerados 187 módulos de 540 Wp para totalizar 100,98 kWp de potência CC [7].

Para selecionar o inversor adequado, considerou-se a potência total da usina, a tensão de operação, a eficiência do inversor e as características da rede elétrica. Foram escolhidos inversores trifásicos da marca HCC Energia Solar, com um de 50 kW e outro de 25 kW, conforme detalhado na Figura 6. No 11º ano de operação, está prevista a substituição do inversor, custando aproximadamente R\$ 25.000,00, para manter a confiabilidade e melhorar a eficiência do sistema. Esta substituição não apenas cobre o investimento, mas também maximiza o retorno ao longo da vida útil do sistema.

Para esse método de dimensionamento foi considerado um montante de despesas de capital (Capex) no valor de R\$ 310.000,00. Este valor abrange todos os custos associados ao kit gerador, elaboração do projeto, eventuais adaptações ou instalação de uma nova medição de energia, bem como os custos de mão de obra necessários para a implementação do sistema.

#### B. Cálculo da geração

O estudo avaliou a viabilidade da geração solar compartilhada em diferentes regiões do Brasil utilizando o software SOLergo. A escolha das cidades levou em consideração a latitude e longitude considerando cidades das regiões Norte, Centro e Sul. A tabela 1 apresenta as cidades e

os dados de latitude e longitude, além de considerar a orientação e inclinação em que os módulos ficarão dispostos.

Cidade/Estado	Latitude e longitude	Orientação/Inclinação
Uruguaiana/RS	29°45'56.13"S 57° 4'30.72"O	Norte / 20°
Campinas/SP	22°54'31.72"S 47° 3'44.61"O	Norte / 15°
Brasília/DF	15°48'0.07"S 47°53'28.03"O	Norte / 15°
Diamantina/MG	18°14'39.39"S 43°35'53.48"O	Norte / 10°
Luís E. Magalhães/BA	12°4'51.09"S 45°46'45.01"O	Norte / 5°

Tabela 1 – Locais selecionados para o estudo

## VI. RESULTADOS E ANÁLISES

Destaca-se a importância de uma análise metódica das tarifas de energia elétrica em cinco regiões para avaliar o retorno financeiro da implementação de um modelo de usinas. A Tabela 2, mencionada no texto, fornece detalhes das tarifas de energia por região e concessionária, oferecendo uma visão abrangente das variações que afetam diretamente o retorno do investimento.

Concessionária Cidade/Estado	RGE/CPFL	CPFL/Paulista	Neg/Brasilia	CEMIG	Neg/Coelba
	Uruguaiana/ RS	Campinas/ SP	Brasília/ DF	Diamantina/ MG	Luís E. Magalhães/BA
TUSD B3	R\$ 429,09	R\$ 371,62	R\$ 345,68	R\$ 435,42	R\$ 532,14
TE B3	R\$ 290,47	R\$ 318,84	R\$ 353,03	R\$ 313,64	R\$ 275,38
TUSD Fio B	R\$ 260,71	R\$ 195,97	R\$ 111,48	R\$ 240,38	R\$ 338,17
TUSD G Tipo 2	R\$ 16,42	R\$ 12,73	R\$ 5,95	R\$ 13,98	R\$ 18,51
Tarifa desconto	R\$ 0,56	R\$ 0,54	R\$ 0,54	R\$ 0,58	R\$ 0,63

Tabela 2 - Tarifas de energia para cada concessionária que foi analisada (MWh)

Na sequência, serão apresentados os estudos de caso individualmente e posterior a isto, uma análise comparativa entre os cinco casos. Em todos os casos, assumiu-se uma rentabilidade mensal fixa, sem variação na geração, o que torna o modelo de negócio mais seguro juridicamente, já que os contratos não configuram venda de energia no mercado. Para esses resultados foram considerados a geração em cada localidade, a inclinação e valores tarifários para cada cidade.

A. Estudo de caso – Uruguiana/RS – Concessionária RGE CPFL

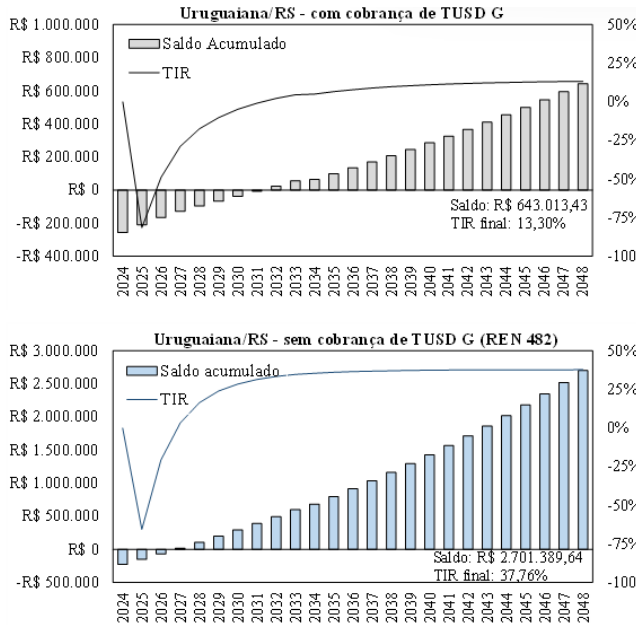


Figura 4 – Usina em Uruguiana/RS e análises com e sem demanda TUSD G e TUSD Fio B.

Indicadores Financeiros	Análise Lei 14.300	Análise REN 482
<u>Payback</u>	8 anos	3 anos
VPL	R\$ 60.143,77	R\$ 643.620,77
Rentabilidade por mês no 1º ano	R\$ 4.383,23	R\$ 6.495,32
Rentabilidade média por mês ao longo dos 25 anos	R\$ 3.176,71	R\$ 10.037,97

Tabela 3 – Indicadores financeiros do modelo de geração em Uruguiana/RS

B. Estudo de caso – Campinas/SP – Concessionária CPFL/Paulista

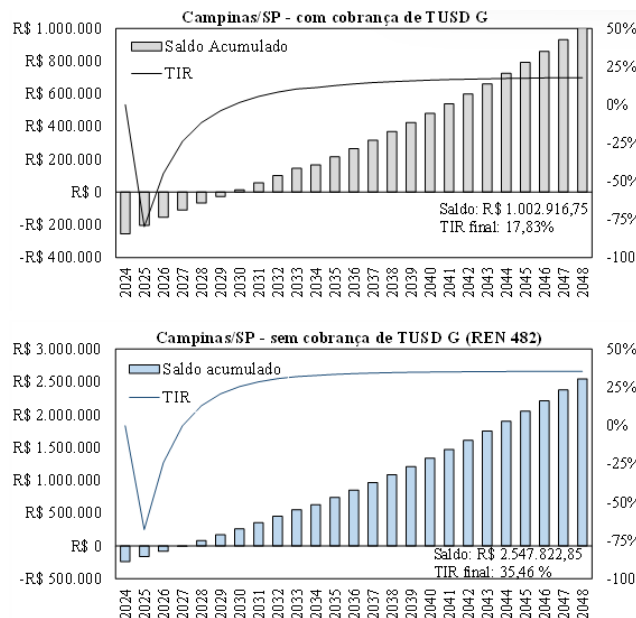


Figura 5 – Usina em Campinas/SP e análises com e sem demanda TUSD G e TUSD Fio B.

Indicadores Financeiros	Análise Lei 14.300	Análise REN 482
<u>Payback</u>	6 anos	4 anos
VPL	R\$ 158.478,77	R\$ 596.503,23
Rentabilidade por mês no 1º ano	R\$ 4.577,02	R\$ 6.196,54
Rentabilidade média por mês ao longo dos 25 anos	R\$ 4.376,39	R\$ 9.526,08

Tabela 3 – Indicadores financeiros do modelo de geração em Campinas/SP

C. Estudo de caso – Brasília/DF – Concessionária Neo/Brasília

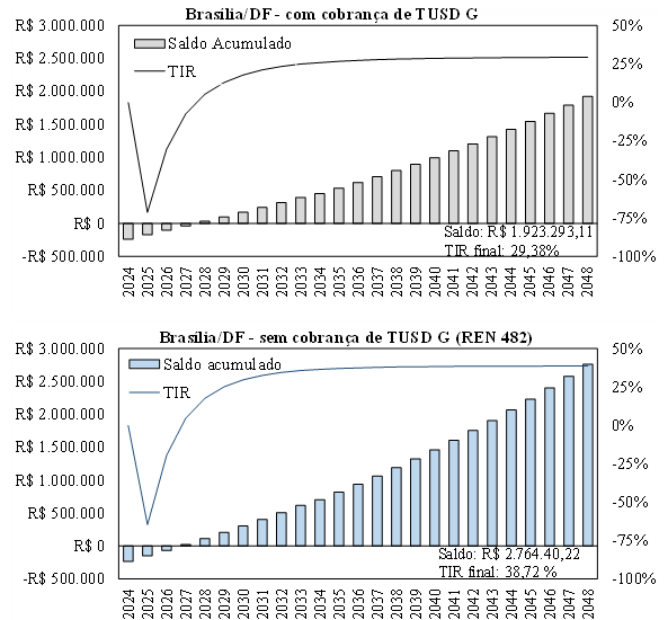


Figura 6 – Usina em Brasília/DF e análises com e sem demanda TUSD G e TUSD Fio B.

Indicadores Financeiros	Análise Lei 14.300	Análise REN 482
<u>Payback</u>	4 anos	3 anos
VPL	R\$ 425.437,87	R\$ 662.936,57
Rentabilidade por mês no 1º ano	R\$ 5.834,87	R\$ 6.628,50
Rentabilidade média por mês ao longo dos 25 anos	R\$ 7.444,31	R\$ 10,24

Tabela 4 – Indicadores financeiros do modelo de geração em Brasília/DF

D. Estudo de caso – Diamantina/MG – Concessionária CEMIG/MG

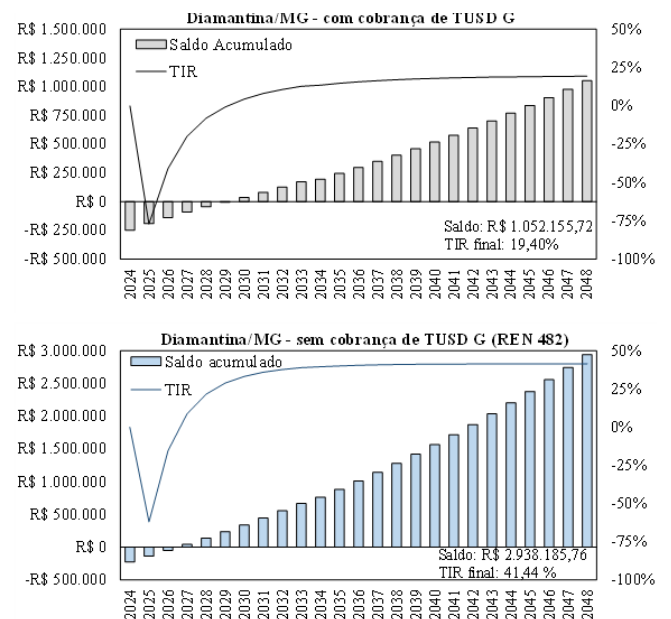


Figura 7 – Usina em Diamantina/MG e análises com e sem demanda TUSD G e TUSD Fio B.

Indicadores Financeiros	Análise Lei 14.300	Análise REN 482
<u>Payback</u>	6 anos	3 anos
VPL	R\$ 182.426,52	R\$ 716.262,45
Rentabilidade por mês no 1º ano	R\$ 5.120,68	R\$ 6.997,40
Rentabilidade média por mês ao longo dos 25 anos	R\$ 4.540,52	R\$ 10.827,29

Tabela 4 – Indicadores financeiros do modelo de geração em Diamantina/MG

E. Estudo de caso – Luis Eduardo Magalhães/BA – Concessionaria Coelba/Neoenergia

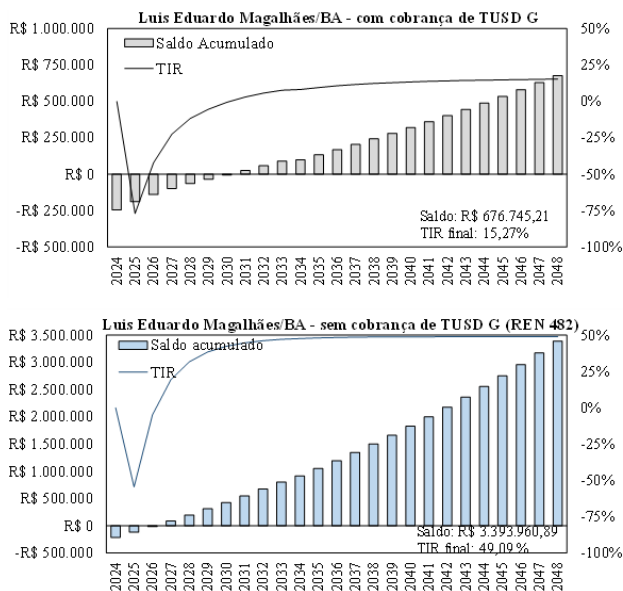


Figura 8 – Usina em Luis Eduardo Magalhães/BA e análises com e sem demanda TUSD G e TUSD Fio B.

Indicadores Financeiros	Análise Lei 14.300	Análise REN 482
<u>Payback</u>	7 anos	3 anos
VPL	R\$ 87.738,34	R\$ 856.081,43
Rentabilidade por mês no 1º ano	R\$ 5.316,36	R\$ 7.963,82
Rentabilidade média por mês ao longo dos 25 anos	R\$ 3.289,15	R\$ 12.346,54

Tabela 5 – Indicadores financeiros do modelo de geração em Luis Eduardo Magalhães/BA

F. Comparativo do modelo para as diferentes regiões e concessionárias

A Figura 9 apresenta o fluxo de caixa acumulado nas diferentes regiões e concessionárias.

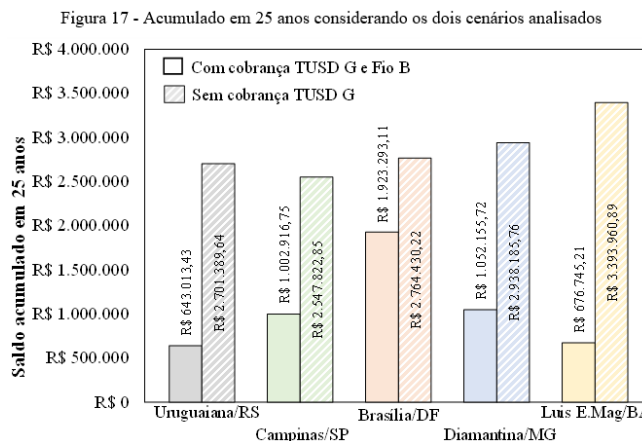


Figura 9 – Acumulado em 25 anos considerando os cenários de REN 482 e Lei 14.300

VII. CONCLUSÕES

O investimento em usinas de geração solar distribuída, especialmente na modalidade de geração solar compartilhada como o aluguel de usinas, se destaca como uma estratégia financeira atrativa e sustentável. Dados e tendências de mercado indicam que essa forma inovadora de investimento oferece benefícios ambientais importantes, além de proporcionar rentabilidade substancialmente superior em comparação com investimentos convencionais.

A mudança na regulamentação criou desafios para investimentos em geração solar compartilhada, devido ao impacto da TUSD Fio B e TUSD G no retorno financeiro. O período de transição da TUSD Fio B aumentará gradualmente a porcentagem cobrada até 2029, o que influencia significativamente o payback das usinas.

Ao analisar a taxa interna de retorno (TIR), destaca-se Brasília com a TIR mais alta de 29,38%, devido à menor TUSD G após a nova lei. Uruguiana tem uma diferença significativa por causa da alta TUSD G da RGE/CPFL. Luis Eduardo Magalhães, apesar das altas TUSD G e Fio B da Neo/Bahia, mantém atratividade devido à sua grande capacidade de geração. Em Diamantina, a TIR reduziu de 41,44% para 19,40% e em Campinas, de 35,46% para 17,83%, devido à nova Lei.

Conclui-se que a nova Lei 14.300 impacta significativamente o retorno financeiro das usinas de investimento, variando conforme a região e os custos das concessionárias. Através de uma ferramenta de cálculo, foi possível avaliar a atratividade dessas usinas em cinco regiões do Brasil, com potencial de expansão para todo o país.

REFERENCES

- [1] ANEEL. Resolução Normativa N°482, de 17 de abril de 2012. Brasília, DF, Brasil, 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 10 de Julho 2024.
- [2] ANEEL. Resolução Normativa N°687, de 24 de novembro de 2015. Brasília, DF, Brasil, 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 10 de Julho 2024.
- [3] Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR). Panorama da Solar Fotovoltaica no Brasil e no Mundo. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 10 de Julho de 2024
- [4] BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 07 de jan. 2022. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/ato2019-2022/2022/lei/114300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2022/lei/114300.htm). Acesso em: 06 de julho de 2024.
- [5] Brasil. v. 6, n.1, 2012. Disponível em: <https://www.direitobrasil.adv.br/v6-1-2012>. Acesso em: 07 de Julho 2024.
- [6] BUNDESMINISTERIUM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. BMU. Renewable Energies: Electricity From Renewable Energy Sources: What does it cost us? Bonn, 2008. 23p.
- [7] DAH SOLAR. Catálogo do modulo fotovoltaico DHM-72x10-540-555W. Disponível em: [https://www.dahsolarpv.com/dhm-72x10-540-555w\\_p179.html](https://www.dahsolarpv.com/dhm-72x10-540-555w_p179.html). Acesso em: 04 de Julho de 2024.
- [8] FAGUNDES, Maria Aparecida de Almeida Pinto. Os novos rumos do direito da eletricidade. Revista de Direito Administrativo, v. 224, p. 1–30, 2001.
- [9] FAZANO, Haroldo Guilherme Vieira. Sociedade de Propósito Específico (SPE): Aspectos Societários, Contábeis, Fiscais e as Incorporações Imobiliárias. Revista Virtual Direito 2012.

<https://irp.cdn-website.com/951f8786/files/uploaded/v61art2.pdf>. Acesso em: 10 de Julho de 2024.

- [10] GREENER. Análise do Marco Legal da Geração Distribuída Lei 14.300 de 2022 | REN 1.059 de 2023. Novembro de 2023. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-2023/>. Acesso em: 10 de Julho 2024.
- [11] IEA-PVPS, 2022. Snapshot of Global PV Markets. Report IEA-PVPS T1-42: 2022.
- [12] NETO, Giovani Zanetti., 2014. A Resolução Normativa Nº 482/2012 Da Aneel: Possibilidades e entraves para a Microgeração Distribuída, 5º Congresso Brasileiro de Energia Solar – Recife, 31 a 03 de abril de 2014. Disponível em: <https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/115/115>.
- [13] PASQUALETE, Raphael Barata. Avaliação do Marco Legal da Geração Distribuída na difusão de energia solar fotovoltaica e seus impactos nas emissões de CO2. Dissertação de mestrado. Instituto de Ensino e Pesquisa, São Paulo, 2023.