

Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de Parceria Público-Privada para Implantação de Usina Fotovoltaica Municipal: Modelagem Financeira e Análise de Sensibilidade

1st Elder Peixoto Xavier
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Viçosa
Viçosa, Brasil
elder.xavier@ufv.br

2nd Mauro de Oliveira Prates
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Viçosa
Viçosa, Brasil
mauoprates@ufv.br

3rd Heitor Sampaio Guimarães
Diretoria de Projetos e Obras
Universidade Federal de Viçosa
Viçosa, Brasil
heitor.guimaraes@ufv.br

Resumo—Este trabalho apresenta a modelagem econômico-financeira de uma Parceria Público-Privada (PPP) para implantação de usina fotovoltaica de 2 MWp destinada ao atendimento da demanda de iluminação pública de um município da região central de Minas Gerais. A análise emprega metodologias consolidadas, incluindo Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e *payback* com correção monetária, fundamentadas no Atlas Brasileiro de Energia Solar e em dados operacionais de usinas em operação no estado. A modelagem projeta fluxos de caixa ao longo de 30 anos considerando degradação dos módulos, reajustes tarifários e diferentes índices de correção da contraprestação. Os resultados demonstram viabilidade econômica consistente no cenário base, com *payback* corrigido de 9 anos e economia acumulada de R\$ 29,25 milhões. A análise de sensibilidade combinada avalia 24 cenários cruzando seis faixas de contraprestação com quatro índices de reajuste, revelando margem de negociação de até R\$ 10,80 milhões. Mesmo no cenário pessimista, com redução de 15,9% na geração e aumento de 10% na contraprestação, o projeto mantém-se viável com economia de R\$ 11,42 milhões. O estudo contribui com uma metodologia replicável para avaliação de PPPs fotovoltaicas municipais no Brasil.

Palavras-chave—energia fotovoltaica, parceria público-privada, viabilidade econômica, LCOE, análise de sensibilidade, geração distribuída, iluminação pública

I. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira tem experimentado expansão significativa da geração solar fotovoltaica, impulsionada pela queda expressiva nos custos de instalação e pela regulamentação favorável à geração distribuída. Segundo dados da International Renewable Energy Agency (IRENA), o custo nivelado de energia (LCOE) da energia solar fotovoltaica em escala utilitária atingiu USD 0,043/kWh em 2024, representando declínio de 90% desde 2010 e posicionando-se 41% abaixo da alternativa fóssil mais econômica [1]. No Brasil, o LCOE solar estimado situa-se em torno de USD 0,045/kWh, refletindo a maturidade do mercado fotovoltaico nacional [2].

Nesse contexto, as Parcerias Público-Privadas (PPPs) emergem como instrumento jurídico-administrativo estratégico para municípios de pequeno e médio porte viabilizarem investimentos em infraestrutura de geração solar. A Lei Federal

nº 11.079/2004 estabelece o marco regulatório das PPPs, definindo duas modalidades: concessão patrocinada e concessão administrativa. Para projetos de geração distribuída aplicada à iluminação pública, a modalidade administrativa é a mais adequada, pois a Administração Pública é a usuária direta do serviço [3]. Complementarmente, a Lei nº 14.300/2022 institui o Marco Legal da Geração Distribuída e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), assegurando segurança jurídica ao modelo de compensação de créditos de energia [4]. A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 regulamenta as condições de acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição [5]. No presente estudo, adota-se a modalidade de autoconsumo remoto, na qual a usina fotovoltaica é instalada em local distinto das unidades consumidoras beneficiárias, e a energia gerada é compensada via créditos injetados na rede da concessionária, abatendo-se do consumo faturado das unidades de iluminação pública do município.

O estado de Minas Gerais apresenta condições privilegiadas para geração fotovoltaica. Conforme o Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª edição, elaborado pelo INPE/LABREN a partir de mais de 17 anos de dados satelitais validados com estações da rede SONDA [6], a região central do estado registra irradiação global horizontal média entre 5,0 e 5,5 kWh/m²/dia. O Atlas Solarimétrico de Minas Gerais, publicado pela CEMIG no âmbito do programa P&D ANEEL, corrobora esses valores, indicando médias anuais de irradiação global total (GHI) entre 4,5 e 6,5 kWh/m²/dia para toda a extensão territorial, com a capital registrando média de 5,0 kWh/m²/dia [7]. Estes índices possibilitam geração específica (*yield*) na faixa de 1.400 a 1.600 kWh/kWp/ano, compatível com dados operacionais de usinas em operação na região.

A iluminação pública representa parcela relevante e previsível dos gastos municipais com energia elétrica, constituindo candidata natural para programas de autogeração. Os recursos orçamentários municipais vinculados ao custeio da iluminação pública oferecem fonte estável que pode ser em-

pregada tanto para a composição do CAPEX inicial quanto para as contraprestações periódicas ao parceiro privado [8]. O precedente da PPP fotovoltaica de Uberaba/MG, primeira PPP fotovoltaica municipal do Brasil, demonstra a aplicabilidade do modelo no contexto brasileiro [9].

Este trabalho apresenta a modelagem econômico-financeira de uma PPP para implantação de usina fotovoltaica de 2 MWp destinada ao atendimento da demanda de iluminação pública de um município da região central de Minas Gerais, cujo consumo anual totalizou aproximadamente 800 MWh no ano de 2025. A contribuição principal reside na aplicação sistemática de análise de sensibilidade combinada sobre 24 cenários, cruzando diferentes valores de contraprestação com múltiplos índices de reajuste, permitindo identificar a margem de negociação disponível para a administração pública sem comprometer a viabilidade econômica do parceiro privado. Adicionalmente, a modelagem inclui análise de robustez sob cenário pessimista com premissas adversas simultâneas, avaliação do multiplicador de retorno da Sociedade de Propósito Específico (SPE) e formulação de recomendações contratuais fundamentadas quantitativamente.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A. Indicadores de Viabilidade Econômica

A avaliação de projetos de investimento em geração fotovoltaica emprega métricas financeiras consolidadas na literatura de engenharia econômica e amplamente utilizadas por organismos internacionais como o Banco Mundial [10] e a IRENA [1]. O Valor Presente Líquido (VPL) expressa a soma algébrica dos fluxos de caixa descontados a uma taxa que reflete o custo de oportunidade do capital:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

onde FC_t é o fluxo de caixa no período t , r a taxa de desconto e n o horizonte de análise. A Taxa Interna de Retorno (TIR) é definida como a taxa que anula o VPL:

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (2)$$

O período de retorno com correção monetária (*payback* corrigido) incorpora a atualização do investimento pelo índice inflacionário, sendo mais conservador que o *payback* simples por considerar o valor temporal do dinheiro:

$$Payback = \min \left\{ t : \sum_{i=1}^t EL_i \geq I_0 \times (1+IPCA)^t \right\} \quad (3)$$

onde EL_i representa a economia líquida no ano i e I_0 o investimento inicial.

B. Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O LCOE permite comparação entre tecnologias ao longo de toda a vida útil do projeto, segundo a metodologia padronizada pela IRENA [1]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O\&M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4)$$

onde I_t são os investimentos, $O\&M_t$ os custos de operação e manutenção, E_t a energia gerada e r a taxa de desconto real. Segundo o relatório IRENA de 2024, o LCOE médio global da energia solar fotovoltaica em escala utilitária foi de USD 0,043/kWh, 41% inferior à alternativa fóssil de menor custo [1].

C. Performance Ratio e Degradação dos Módulos

A norma IEC 61724-1:2021 define o *Performance Ratio* (PR) como indicador de eficiência global do sistema fotovoltaico, expresso pela razão entre a produtividade real e a produtividade de referência [12]. Estudos realizados em usinas fotovoltaicas brasileiras indicam valores de PR entre 54% e 79%, sendo que sistemas adequadamente dimensionados e mantidos alcançam valores entre 70% e 85% [13].

A geração específica anual considerando degradação dos módulos é modelada conforme a revisão analítica de Jordan e Kurtz [11], publicada pelo NREL:

$$E_t = P \times Y_0 \times (1 - \delta)^{t-1} \quad (5)$$

onde P é a potência instalada (kWp), Y_0 o *yield* inicial (kWh/kWp/ano) e δ a taxa de degradação anual. Para módulos de silício cristalino, a taxa típica situa-se entre 0,4% e 0,8% ao ano, com vida útil superior a 25 anos e garantia de fabricante tipicamente de 80% da potência nominal após 25 anos. O valor de 0,5% a.a. adotado neste estudo é conservador e amplamente aceito pela indústria fotovoltaica.

III. METODOLOGIA

A. Caracterização do Projeto

O projeto analisado refere-se a uma PPP na modalidade de Concessão Administrativa, conforme art. 2º da Lei nº 11.079/2004, para implantação de usina fotovoltaica de 2 MWp em município da região central de Minas Gerais, com prazo contratual de 30 anos. O art. 6º, §1º, III da referida lei autoriza o aporte de recursos em favor do parceiro privado para aquisição de bens reversíveis, fundamentando juridicamente o investimento inicial com recursos do orçamento municipal. A Tabela I apresenta os parâmetros técnicos contratuais de referência.

A validação do *yield* contratual requer análise detalhada do recurso solar regional. O Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª edição [6], elaborado pelo LABREN/INPE com base em mais de 17 anos de dados do satélite GOES e do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR, validados por estações da rede SONDA, registra para a região central de Minas Gerais irradiação global horizontal (GHI) média diária entre

TABLE I
PARÂMETROS TÉCNICOS CONTRATUAIS DO PROJETO

Parâmetro	Valor
Potência total da usina	2000 kW _p (2 MW _p)
Potência destinada ao município	535 kW _p (26,75%)
Geração específica mínima	1500 kWh/kW _p /ano
Energia anual calculada	802 500 kWh/ano
Degradação máxima dos módulos	0,5% a.a.
Disponibilidade operacional	≥ 98%
CAPEX inicial (aporte público)	R\$ 1.900.000,00
Prazo contratual	30 anos

5,0 e 5,5 kWh/m²/dia, correspondendo a irradiação anual de aproximadamente 1.825 a 2.008 kWh/m²/ano. O Atlas Solarimétrico de Minas Gerais [7], publicado pela concessionária estadual no âmbito do programa P&D ANEEL, corrobora estes valores, reportando GHI entre 4,5 e 6,5 kWh/m²/dia para toda a extensão territorial do estado.

Para módulos fixos inclinados na latitude local (aproximadamente 19°S), a irradiação no plano do arranjo (POA) é tipicamente 5% a 12% superior à GHI, conforme demonstrado por Pereira *et al.* [6], resultando em POA estimada entre 1.916 e 2.249 kWh/m²/ano. A conversão da irradiação em geração elétrica é mediada pelo *Performance Ratio* (PR), que incorpora todas as perdas do sistema — térmicas, ôhmicas, por *mismatch*, sujeira, *clipping* do inversor e indisponibilidade. Estudos de Kumar e Kumar [13] reportam PR entre 54% e 79% em usinas ao redor do mundo, enquanto sistemas bem dimensionados e mantidos alcançam 75% a 85%, conforme a IEC 61724-1 [12]. Adotando-se conservadoramente PR de 77% e irradiação POA de 1.950 kWh/m²/ano (valor central para a região), obtém-se *yield* teórico de $1.950 \times 0,77 = 1.502$ kWh/kW_p/ano. Portanto, o valor contratual de 1.500 kWh/kW_p/ano é tecnicamente consistente com o recurso solar da região e alinhado com dados operacionais de usinas fotovoltaicas em operação em Minas Gerais.

B. Premissas da Modelagem Financeira

A Tabela II sintetiza as premissas adotadas na modelagem, cujos valores são justificados a seguir. O reajuste tarifário de 5,5% a.a. foi estimado com base no comportamento histórico das tarifas de energia elétrica no Brasil. Conforme análise dos dados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica da EPE [14], a tarifa média Brasil (Grupo B – baixa tensão) evoluiu de aproximadamente R\$ 350/MWh em 2014 para R\$ 620/MWh em 2024, representando crescimento médio composto de 5,9% a.a. no período — consistentemente acima do IPCA acumulado. A ANEEL homologa reajustes anuais que incorporam, além da inflação, variações nos custos de compra de energia, encargos setoriais e investimentos em infraestrutura [5]. O valor adotado de 5,5% a.a. é, portanto, conservador frente ao histórico recente. O IPCA de 4,5% a.a. corresponde ao centro da meta de inflação do Conselho Monetário Nacional (CMN), amplamente utilizado como premissa de longo prazo em estudos de viabilidade de PPPs [10]. A taxa de depreciação de 0,5% a.a. está fundamentada na revisão analítica de Jordan

e Kurtz [11], publicada pelo NREL, que analisou mais de 2.000 taxas reportadas na literatura para módulos de silício cristalino, encontrando mediana de 0,5% a.a. e faixa típica entre 0,4% e 0,8% a.a. Os fabricantes tipicamente garantem potência mínima de 80% após 25 anos, o que implica taxa máxima de 0,89% a.a. — superior ao valor adotado.

TABLE II
PREMISSAS DA MODELAGEM FINANCEIRA

Premissa	Valor	Fonte
Tarifa inicial (Grupo B)	R\$ 1,017/kWh	Contrato
Reajuste anual tarifa	5,5% a.a.	EPE [14]
Contraprestação (base)	R\$ 400 mil/ano	Contrato
Reajuste contraprest. (IPCA)	4,5% a.a.	Meta CMN
Degradação módulos	0,5% a.a.	[11]

As projeções de economia líquida anual seguem o modelo:

$$EL_n = T_0(1+r_T)^n \times E_0(1-\delta)^{n-1} - C_0(1+r_C)^n \quad (6)$$

onde T_0 é a tarifa inicial, r_T o reajuste tarifário, E_0 a energia compensada no primeiro ano, δ a depreciação dos módulos, C_0 a contraprestação inicial e r_C o índice de reajuste da contraprestação. Cabe ressaltar que a modelagem adota a tarifa convencional do Grupo B como referência, não considerando os custos do fio B (uso do sistema de distribuição pela geração distribuída) nem a possibilidade de enquadramento na tarifa branca. Ambos os componentes estão sujeitos a significativa instabilidade regulatória e política ao longo do horizonte contratual de 30 anos — o fio B, instituído pela Lei nº 14.300/2022, possui regras de transição ainda em fase de consolidação, enquanto a tarifa branca tem sido objeto de revisões periódicas pela ANEEL —, de modo que seus impactos sobre a economia projetada podem ser objeto de estudos futuros com cenários regulatórios específicos. Toda a modelagem financeira foi realizada por meio de planilha eletrônica (*Microsoft Excel*), com validação cruzada entre as abas de cálculo. A análise de sensibilidade cruza seis valores de contraprestação anual (R\$ 300k a R\$ 500k) com quatro índices de reajuste (IGP-M a 6,5%; IPCA a 4,5%; INPC a 4,2%; e taxa fixa de 3,0%), totalizando 24 cenários avaliados.

IV. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O consumo mensal de iluminação pública do município apresenta perfil relativamente uniforme ao longo do ano, com média de 66.714 kWh/mês e coeficiente de variação de 3,5%. Os meses de inverno registraram os maiores consumos em função das noites mais longas, enquanto o consumo anual total de 800.571 kWh valida a energia contratada de 802.500 kWh/ano com margem de apenas 0,24%, indicando dimensionamento adequado da potência de 535 kW_p.

A projeção do fluxo de caixa para o cenário base (contraprestação de R\$ 400 mil/ano com reajuste IPCA 4,5%) demonstra viabilidade consistente ao longo dos 30 anos contratuais. A Tabela III apresenta marcos financeiros selecionados, enquanto a Fig. 1 ilustra a evolução temporal da economia

bruta e da contraprestação. Observa-se que a economia bruta cresce de R\$ 856.725 no primeiro ano para R\$ 3.499.711 no trigésimo, reflexo do diferencial entre o reajuste tarifário (5,5%) e a degradação dos módulos (0,5%). A área sombreada entre as duas curvas na Fig. 1 representa a economia líquida anual, que se amplia progressivamente — mecanismo central da atratividade financeira do projeto.

TABLE III
MARCOS FINANCEIROS – CENÁRIO BASE (R\$ 400k + IPCA)

Ano	Econ. Bruta	Econ. Líquida	Saldo Acum.
0	—	–1.900.000	–1.900.000
1	856.725	438.725	–1.461.275
4	990.987	513.980	2.799
9	1.263.124	668.686	3.020.760
15	1.690.048	915.935	7.860.947
20	2.154.154	1.189.469	13.232.988
30	3.499.711	2.001.584	29.250.812

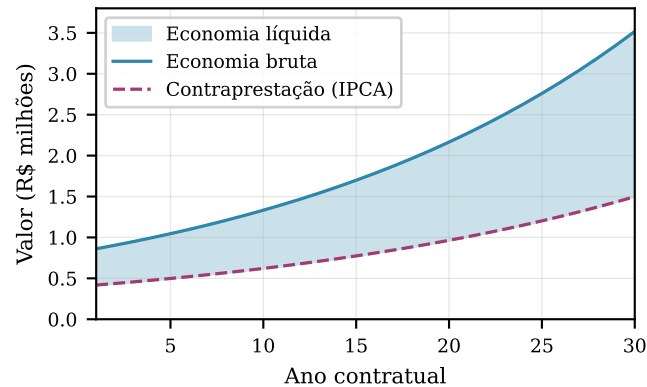


Fig. 1. Evolução da economia bruta e da contraprestação ao longo de 30 anos. A área sombreada representa a economia líquida anual do município.

O *payback* simples ocorre no ano 4, quando o saldo acumulado torna-se positivo (R\$ 2.799). Para uma avaliação mais rigorosa, a Fig. 2 compara o saldo acumulado dos três cenários principais com o investimento corrigido pelo IPCA. No cenário base, o *payback* corrigido é alcançado no ano 9, quando o saldo de R\$ 3.020.760 supera o investimento corrigido de R\$ 2.823.581. As contrapropostas com contraprestação de R\$ 320 mil antecipam este ponto de equilíbrio para o ano 8, com trajetórias de saldo significativamente mais favoráveis ao longo do contrato. A economia total no cenário base atinge R\$ 29,25 milhões, com TIR de 28,44% e VPL de R\$ 6,84 milhões à taxa de 8%.

A análise de sensibilidade combinada revela resultados particularmente informativos para a tomada de decisão. A Tabela V apresenta a economia total projetada em 30 anos para os cenários avaliados, evidenciando que a variação do índice de reajuste exerce impacto mais expressivo sobre a economia do que a redução isolada da contraprestação. Mantendo-se a contraprestação em R\$ 400k, a substituição do IPCA pelo reajuste fixo de 3% eleva a economia de R\$ 29,25 mi para

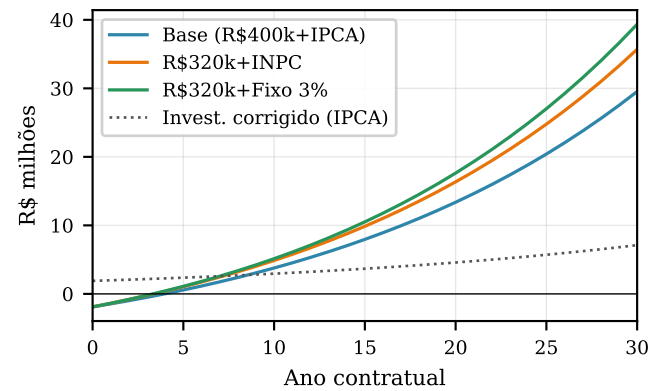


Fig. 2. Análise de *payback* com correção monetária: saldo acumulado dos três cenários principais comparado ao investimento corrigido pelo IPCA.

R\$ 35,15 mi — ganho de R\$ 5,90 mi. Já a redução para R\$ 300k mantendo o IPCA resulta em ganho de R\$ 6,38 mi. A combinação de ambas as estratégias maximiza a economia em R\$ 40,05 mi, conforme ilustrado na Fig. 3. A Fig. 4 apresenta a matriz completa de sensibilidade em formato de mapa de calor, permitindo visualizar a gradação dos resultados ao longo dos 24 cenários. A Tabela IV apresenta a TIR correspondente a cada cenário, confirmando que todos os 24 cenários mantêm retorno superior à taxa SELIC de 15% vigente em janeiro de 2026, com valores entre 18,59% (cenário mais conservador) e 34,79% (cenário mais favorável).

TABLE IV
TAXA INTERNA DE RETORNO (%) POR CENÁRIO

Índice	R\$300k	R\$320k	R\$350k	R\$400k	R\$450k	R\$500k
IGP-M	32,23	30,99	29,09	25,84	22,39	18,59
IPCA	33,81	32,73	31,12	28,44	25,76	23,08
INPC	34,02	32,96	31,38	28,76	26,15	23,56
Fixo 3%	34,79	33,80	32,33	29,91	27,54	25,21

TABLE V
ECONOMIA TOTAL EM 30 ANOS (R\$ MILHÕES) POR CENÁRIO

Índice	R\$300k	R\$320k	R\$350k	R\$400k	R\$450k	R\$500k
IGP-M	27,15	25,32	22,56	17,96	13,36	8,76
IPCA	35,63	34,35	32,44	29,25	26,06	22,88
INPC	36,62	35,41	33,60	30,58	27,56	24,54
Fixo 3%	40,05	39,07	37,60	35,15	32,70	30,25

A avaliação da viabilidade do parceiro privado fundamenta a recomendação de contraproposta. A Tabela VI detalha a estrutura de custos estimada da SPE, que totaliza R\$ 5,1 milhões.

No cenário base, a receita total da SPE (contraprestações acumuladas com reajuste IPCA) atinge R\$ 25,50 milhões, resultando em multiplicador de retorno de 5,0x sobre o custo total — significativamente superior à média de mercado de

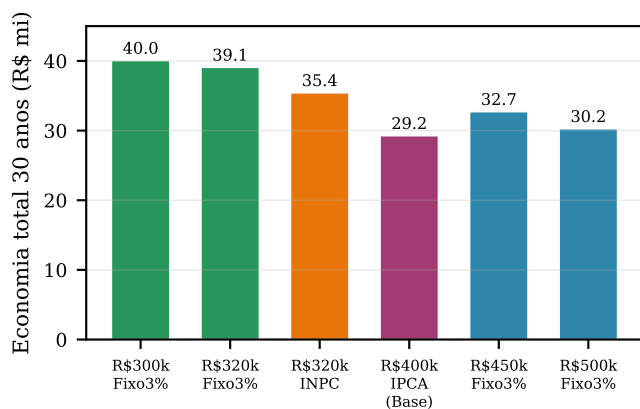


Fig. 3. Economia total projetada em 30 anos para cenários selecionados. A barra central (vermelha) corresponde ao cenário base da proposta original.

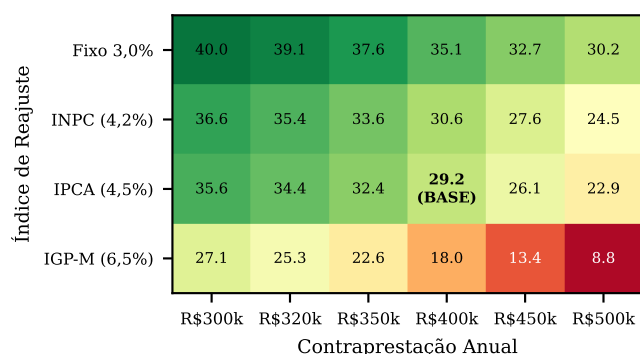


Fig. 4. Matriz de sensibilidade: economia total em 30 anos (R\$ milhões) para os 24 cenários avaliados. A célula destacada corresponde ao cenário base.

1,5x a 2,5x reportada pelo Banco Mundial para PPPs em países emergentes [10]. Mesmo com redução para R\$ 320 mil/ano com reajuste INPC, a receita total de R\$ 19,34 mi mantém multiplicador de 3,79x, confirmando viabilidade robusta para o parceiro privado e demonstrando margem concreta para negociação em benefício do município.

A robustez do projeto foi avaliada mediante cenário pessimista combinando cinco premissas adversas simultâneas, detalhadas na Tabela VII.

Nessas condições, o *payback* simples estende-se para 7 anos

TABLE VI
ESTRUTURA DE CUSTOS ESTIMADA DA SPE

Componente	Valor (R\$)
CAPEX – Equipamentos	1.900.000
Estruturação pré-operacional	300.000
O&M acumulado (VP, 30 anos)	1.200.000
Reposição de inversores (ano 12–15)	400.000
Contingências e seguros	300.000
Custo financeiro (estimativa)	1.000.000
Custo total estimado	5.100.000

TABLE VII
PREMISSAS DO CENÁRIO PESSIMISTA

Premissa	Base	Pessimista
Geração anual	802.500 kWh	675.000 kWh (–15,9%)
Contraprestação	R\$ 400 mil	R\$ 440 mil (+10%)
Reajuste tarifa	5,5% a.a.	6,0% a.a.
IPCA	4,5% a.a.	6,0% a.a.
Degradação	0,5% a.a.	0,7% a.a.

e o corrigido para 25 anos, com economia acumulada de R\$ 11,42 milhões e TIR de 16,81%. Mesmo sob este cenário deliberadamente desfavorável, o projeto mantém retorno positivo, reforçando a resiliência da estrutura financeira proposta.

Adicionalmente, avaliou-se a sensibilidade isolada à geração anual no cenário base, conforme a Tabela VIII. Mesmo com redução de 12,8% na geração (700.000 kWh/ano), a economia em 30 anos mantém-se em R\$ 22,01 mi, embora o *payback* corrigido estenda-se para 12 anos. Por outro lado, incremento de 12,2% (900.000 kWh/ano) eleva a economia para R\$ 36,13 mi. Este resultado reforça a importância da cláusula de garantia de geração mínima como instrumento de proteção contratual.

TABLE VIII
SENSIBILIDADE À GERAÇÃO ANUAL (BASE: R\$ 400k + IPCA)

Geração (kWh/ano)	Econ. 30 anos (R\$ mi)	<i>Payback</i> simples	<i>Payback</i> IPCA
700.000	22,01	6 anos	12 anos
750.000	25,54	5 anos	10 anos
802.500 (base)	29,25	4 anos	9 anos
850.000	32,60	4 anos	8 anos
900.000	36,13	4 anos	8 anos

A Tabela IX apresenta o VPL dos três cenários principais sob múltiplas taxas de desconto, confirmando que todos mantêm VPL positivo mesmo sob a taxa SELIC de 15% vigente em janeiro de 2026, o que demonstra que o investimento público oferece retorno superior ao custo de oportunidade do capital mesmo em ambiente macroeconômico desfavorável.

TABLE IX
VPL (R\$ MILHÕES) POR CENÁRIO E TAXA DE DESCONTO

Taxa	Base (400k)	INPC (320k)	Fixo 3% (320k)
4,5% (IPCA)	12,38	15,19	16,64
6,0%	9,53	11,79	12,88
8,0%	6,84	8,56	9,34
10,0%	4,98	6,34	6,90
12,0%	3,67	4,76	5,18
15,0% (SELIC)	2,33	3,16	3,44

A Tabela X consolida os indicadores dos três cenários mais relevantes para a decisão administrativa. A contraproposta com R\$ 320k e reajuste fixo de 3% a.a. apresenta o melhor resultado para o município, com economia adicional de

R\$ 9,82 milhões em relação à proposta original, redução de 1 ano no *payback* corrigido, elevação da TIR em 5,37 pontos percentuais e manutenção de multiplicador da SPE em 3,79x — ainda significativamente acima da média de mercado.

TABLE X
COMPARATIVO DOS CENÁRIOS PRINCIPAIS

Indicador	Base	INPC	Fixo 3%
Contraprestação	R\$ 400k	R\$ 320k	R\$ 320k
Índice reajuste	IPCA	INPC	Fixo 3%
Economia 30 anos	R\$ 29,25 mi	R\$ 35,41 mi	R\$ 39,07 mi
TIR (%)	28,44	32,96	33,80
VPL @ 8%	R\$ 6,84 mi	R\$ 8,56 mi	R\$ 9,34 mi
<i>Payback</i> simples	4 anos	4 anos	4 anos
<i>Payback</i> IPCA	9 anos	8 anos	8 anos
Mult. SPE	5,00x	3,79x	3,79x
Ganho vs. Base	—	+R\$ 6,16 mi	+R\$ 9,82 mi

V. RECOMENDAÇÕES CONTRATUAIS

Com base na análise quantitativa desenvolvida e nas melhores práticas identificadas em PPPs fotovoltaicas já celebradas no Brasil, formulam-se as seguintes recomendações para inclusão no instrumento contratual, visando à proteção do interesse público e à maximização dos benefícios econômicos projetados.

A primeira recomendação refere-se ao estabelecimento de garantia contratual de geração mínima de 802.500 kWh/ano no primeiro ano, decrescente à taxa de 0,5% a.a. para os anos subsequentes, valor validado pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar [6]. Complementarmente, recomenda-se cláusula de compensação proporcional para geração inferior a 95% da meta anual, com desconto equivalente ao valor da energia não gerada na contraprestação subsequente.

A negociação da contraprestação para o intervalo de R\$ 320 mil a R\$ 350 mil está fundamentada no multiplicador de retorno de 5,0x identificado na proposta original, significativamente superior à média de 1,5x a 2,5x [10]. Esta redução mantém multiplicador acima de 3,3x e gera economia adicional de R\$ 3,19 mi a R\$ 5,10 mi. Quanto ao índice de reajuste, recomenda-se substituir o IPCA pelo INPC (economia adicional de R\$ 1,33 mi) ou por taxa fixa de 3% a.a. com teto vinculado ao IPCA (economia de R\$ 5,90 mi). Para excedentes de geração acima de 110% da meta, sugere-se repartição na proporção 70% município e 30% concessionária, seguindo o precedente contratual de Uberaba/MG [9]. Por fim, recomenda-se a exigência de sistema de monitoramento em tempo real com indicadores de *Performance Ratio* e revisão quinzenal das condições contratuais.

VI. CONCLUSÃO

A modelagem econômico-financeira demonstrou viabilidade consistente da PPP fotovoltaica em todos os 24 cenários avaliados. No cenário base, o *payback* corrigido é de 9 anos, a TIR de 28,44%, e a economia em 30 anos de R\$ 29,25 milhões — retorno de 15,4x sobre o CAPEX inicial de R\$ 1,9 milhão.

A análise de sensibilidade revelou margem de negociação significativa: a contraproposta R\$ 320k + Fixo 3% projeta economia de R\$ 39,07 mi (+R\$ 9,82 mi vs. base), mantendo multiplicador de 3,79x para a SPE, ainda acima da média de mercado de 1,5x a 2,5x. O cenário pessimista, com premissas adversas simultâneas incluindo redução de 15,9% na geração e IPCA de 6% a.a., confirma economia de R\$ 11,42 mi e TIR de 16,81%, com VPL positivo em todas as taxas de desconto avaliadas.

A metodologia é replicável para outros municípios brasileiros, bastando adequação dos parâmetros de irradiação solar — disponíveis no Atlas Brasileiro de Energia Solar [6] —, da tarifa local e do perfil de demanda. A abordagem de sensibilidade combinada oferece ferramenta prática para gestores públicos avaliarem a margem de negociação disponível em suas respectivas PPPs.

As projeções estão sujeitas a variações regulatórias, tarifárias e operacionais ao longo da vigência contratual, sendo necessária aprovação de Lei Municipal Autorizativa conforme art. 10 da Lei nº 11.079/2004. Ressalta-se que a modelagem considerou simplificações em determinados componentes de custo — incluindo aquisição de terreno, detalhamento de equipamentos e estruturação financeira —, os quais podem ser tratados com maior profundidade em estudos futuros. Trabalhos futuros incluem validação com dados operacionais reais, simulação de Monte Carlo e otimização do dimensionamento da potência contratada.

AGRADECIMENTOS

O autor agradece ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa pelo suporte institucional, ao Prof. Dr. Mauro de Oliveira Prates pela orientação acadêmica, e ao Eng. Heitor Sampaio Guimarães pela coordenação e contribuições técnicas fundamentais ao desenvolvimento deste trabalho.

REFERENCES

- [1] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2024,” Abu Dhabi: IRENA, 2025.
- [2] IEA, “Cost of Capital Observatory,” Paris: IEA, 2024.
- [3] BRASIL. Lei nº 11.079/2004 – PPPs.
- [4] BRASIL. Lei nº 14.300/2022 – Marco Legal da GD.
- [5] ANEEL. Resolução Normativa nº 482/2012.
- [6] E.B. Pereira *et al.*, *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, 2ª ed. INPE, 2017.
- [7] CEMIG, “Atlas Solarimétrico de Minas Gerais,” P&D ANEEL, 2012.
- [8] D.L. Sousa *et al.*, “PPPs no avanço da energia solar no Brasil,” *Anais CBENS*, 2024.
- [9] ABSOLAR, “Uberaba: 1ª PPP fotovoltaica municipal do Brasil,” 2020.
- [10] World Bank, “PPP Reference Guide v2.0,” 2023.
- [11] D.C. Jordan e S.R. Kurtz, “PV Degradation Rates,” *Prog. Photovolt.*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, 2013.
- [12] IEC 61724-1:2021 – PV system performance monitoring.
- [13] M. Kumar e A. Kumar, “Performance assessment of solar PV,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, pp. 554–587, 2017.
- [14] EPE, “Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2024,” Brasília, 2024.

ELDER PEIXOTO XAVIER

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
PARCERIA PÚBLICO-PRIVADA PARA IMPLANTAÇÃO DE USINA
FOTOVOLTAICA MUNICIPAL: MODELAGEM FINANCEIRA E
ANÁLISE DE SENSIBILIDADE**

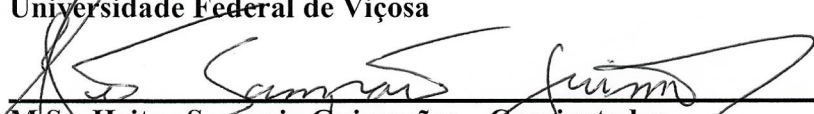
Monografia apresentada ao departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 402 - Projeto de Engenharia II e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 30 de abril de 2026.

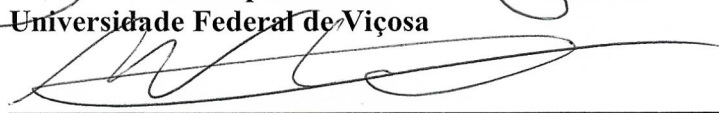
COMISSÃO EXAMINADORA



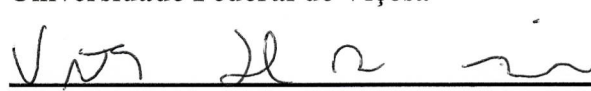
Prof. Dr. Mauro de Oliveira Prates - Orientador
Universidade Federal de Viçosa



M.Sc. Heitor Sampaio Guimarães – Coorientador
Universidade Federal de Viçosa



Prof. Dr. André Gomes Torres - Membro
Universidade Federal de Viçosa



Engenheiro Eletricista Vitor Dimas Siqueira Lima - Membro
Universidade Federal de Viçosa