

**MODELAGEM DO PROJETO DE PARCERIA PÚBLICO-PRIVADA (PPP) PARA
CONSTRUÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS A
FIM DE SUPRIR O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DA ADMINISTRAÇÃO
ESTADUAL, NA MODALIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA

Janeiro/2023



SUMÁRIO

	Lista de Tabelas	3
1	Introdução	4
2	Características do projeto de miniusinas fotovoltaicas do Governo da Paraíba	5
2.1	Contexto regulatório	5
2.2	Escopo do Projeto da PPP	6
2.3	Custos de Implantação e de Operação	7
2.4	Cronograma de Execução	9
3	Análise da viabilidade econômico-financeira	10
3.1	Considerações Iniciais	10
3.2	Premissas Econômicas	11
3.3	Cálculo do CMPC (WACC) e do CAPM (Ke)	15
3.4	Custo Anual Equivalente (CAE)	18
3.5	Cálculo da Contraprestação	19
3.6	Demonstrações Financeiras e ICSD	19
3.7	Cálculo da TMA, CONTRAPRESTAÇÃO e INDICADORES DE VIABILIDADE	20
3.7.1	Indicadores de Desempenho e valor da CONTRAPRESTAÇÃO	25
4	Análise da Vantajosidade	26
4.1	Despesas residuais com energia elétrica no cenário com PPP	26
4.1.1	Verificador Independente	28
4.2	Resultados da análise da Vantajosidade	29
4.3	DEMONSTRATIVOS FINANCEIROS – Fluxo de Caixa/Lucro Presumido – GRUPO 1 e GRUPO 2	30
4.4	DEMONSTRATIVOS FINANCEIROS – Demonstrativo do Resultado do Exercício/Lucro Presumido – GRUPO 1 e GRUPO 2	34
5	Análise da VANTAJOSIDADE de PPP para suprir energia elétrica às unidades do Governo do Estado alimentadas em Média Tensão (MT)	39
6	Referências	43



LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – CAPEX GRUPO 1	8
Tabela 2 – CAPEX GRUPO 2	9
Tabela 3 – OPEX GRUPO 1	10
Tabela 4 – OPEX GRUPO 2	10
Tabela 5 – Percentual dos itens financiáveis com empréstimos do BNDES	12
Tabela 6 – Características da linha de crédito BNDES FINAME Baixo Carbono	12
Tabela 7 – Composição da Taxa de Juros	12
Tabela 8 – Valores dos empréstimos, amortização anual e montante de juros pagos	13
Tabela 9 – Fluxo de Caixa em Regime de Lucro Real	13
Tabela 10 – Fluxo de Caixa em Regime de Lucro Presumido	14
Tabela 11 – Alíquotas de tributos	14
Tabela 12 – Índices de Mercado	18
Tabela 13 – Alíquotas de tributos consideradas no cálculo da CONTRAPRESTAÇÃO	19
Tabela 14 – Valores da TMA (CMPC)	21
Tabela 15 – Valores da CONTRAPRESTAÇÃO - GRUPO 1	21
Tabela 16 – Valores da CONTRAPRESTAÇÃO - GRUPO 2	23
Tabela 17 – Indicadores de viabilidade econômico-financeira	25
Tabela 18 – Despesas residuais com conta de energia – GRUPO 1	28
Tabela 19 – Despesas residuais com conta de energia – GRUPO 2	28
Tabela 20 – Cálculo da Vantajosidade	29
Tabela 21 – Vantajosidade do Governo do Estado com o projeto de PPP	30
Tabela 22 - Fluxo de Caixa GRUPO 1	31
Tabela 23 - Fluxo de Caixa - GRUPO 2	33
Tabela 24 – DRE GRUPO 1	35
Tabela 25 – DRE GRUPO 2	37
Tabela 26 – CAPEX da UFV para alimentar as unidades consumidoras em Média Tensão	39
Tabela 27 – OPEX anual da UFV para alimentar as unidades consumidoras em Média Tensão	40
Tabela 28 – Valor da Contraprestação para UFV das unidades consumidoras em Média Tensão	40
Tabela 29 – Despesas residuais com a conta de energia elétrica	41
Tabela 30 – Vantajosidade do Governo do Estado com a PPP para Média Tensão	42



1. Introdução

O Governo do Estado da Paraíba estabeleceu por meio do Decreto nº 40.979, de 13 de janeiro de 2021, o PROGRAMA ESTADUAL DE PARCERIA PÚBLICO-PRIVADA. Na Carteira de Projetos estabelecida no Decreto consta a implantação de Sistemas de Geração de Energia Fotovoltaica, a ser contratada na modalidade de concessão administrativa.

Na modalidade de concessão administrativa, o parceiro público é o responsável pelo pagamento de CONTRAPRESTAÇÕES ao concessionário e também é o usuário direto, ou indireto, do serviço objeto da PPP – ainda que envolva execução de obra ou fornecimento e instalação de bens .

A concessão em vista compreenderá a construção, operação e manutenção de miniusinas fotovoltaicas (UFVs), a fim de suprir o consumo de energia elétrica de parte dos próprios da administração pública do estado, com gestão e operacionalização dos serviços de compensação de créditos de energia elétrica. Com a iniciativa, o Governo do Estado da Paraíba pretende **reduzir as despesas com energia elétrica e contribuir para o avanço da transição por meio do uso de energias limpas** de menor impacto ambiental.

O objetivo do presente trabalho é apresentar a **análise da viabilidade econômico-financeira** da construção, operação e manutenção de UFVs, para suprir o consumo de energia elétrica dos próprios do Governo do Estado da Paraíba.

O resultado último da análise de viabilidade foi determinar o valor de uma **CONTRAPRESTAÇÃO** a ser paga pelo ente público ao Concessionário, de forma a tornar o empreendimento **atrativo a investidores** e, ao mesmo tempo, possibilitar uma **relação custo-benefício vantajosa** para o Estado ao realizar a PPP.

Uma vez encontrada a CONTRAPRESTAÇÃO que viabilizou a concessão para os investidores, cotejou-se a hipótese da PPP com a alternativa do Estado permanecer comprando energia elétrica diretamente da ENERGISA, como ocorre atualmente.

A base conceitual usada para realizar a avaliação econômico-financeira da PPP foi o modelo de análise de investimentos “*project finance*”, cuja característica principal é a segregação dos fluxos de caixa, patrimônio e riscos do projeto em uma Sociedade de



Propósito Específico (SPE), a qual possibilita a estruturação de operações de financiamentos suportadas contratualmente pelo fluxo de caixa do mesmo e tendo como garantias seus ativos e recebíveis.

Na análise, levaram-se em conta os custos de investimento (“capital expenditure”: **CAPEX**), as despesas operacionais (“operational expenditure”: **OPEX**), e os elementos contextuais (regulatórios e econômicos) nos quais se inserem a PPP das miniusinas fotovoltaicas do Governo do Estado da Paraíba.

No Estudo Técnico foram delineados indicadores de desempenho a serem aplicados durante a Concessão, visando aferir a entrega esperada pelo Poder Concedente quanto a energia gerada e a devida compensação de créditos.

Este documento está estruturado da seguinte forma: na primeira parte, descrevem-se as características do projeto das miniusinas fotovoltaicas, em seguida discute-se a atratividade do projeto para potenciais investidores e, finalmente, é feita a Análise de Custo-Benefício verificando se a concessão administrativa traz vantagens para o Governo do Estado da Paraíba.

2. Características do projeto de miniusinas fotovoltaicas do Governo da Paraíba

2.1. Contexto regulatório

A implantação de miniusinas fotovoltaicas, incluindo a compensação de créditos da energia elétrica gerada, é fundamentada na Lei nº 14.300/2022 - Marco Legal da Geração Distribuída e na Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023.

Além dessas normas, os projetos de miniusinas devem atender aos requisitos técnicos da concessionária de energia do Estado da Paraíba – ENERGISA e a outras Resoluções ANEEL aplicáveis ao caso. Ademais, os empreendimentos devem atender as restrições legais de proteção ao meio ambiente e de preservação do patrimônio histórico e cultural.

De acordo com a Lei nº 14.300/2022, a geração distribuída (GD) de energia elétrica tem as seguintes características:



- i É a geração de energia elétrica por consumidor do mercado cativo, através de centrais de geração distribuída de fontes renováveis, limitadas a 3 MW de potência instalada;
- ii A energia elétrica excedente que não tenha sido consumida no mesmo local pode ser injetada na rede de distribuição e contabilizada como crédito, passível de ser compensado em até 60 (sessenta) meses com o consumo futuro de energia elétrica pelo consumidor (“net metering”); e
- iii Os créditos de energia elétrica podem ser alocados a outras unidades consumidoras de titularidade do consumidor proprietário da unidade de geração distribuída, desde que previamente indicada tal alocação, situadas na mesma área de concessão da distribuidora que recebeu os excedentes injetados na rede de distribuição.

Assim, ao se fazer a compensação da energia injetada na rede frente a energia consumida nos prédios públicos, o custo a ser pago pelo Governo do Estado à distribuidora estadual será menor do que na situação em que o governo compra a energia da própria ENERGISA, a depender do valor da Contraprestação que irá remunerar o Concessionário.

Com o objetivo de reduzir os gastos com energia elétrica nas Unidades Consumidoras (UCs) do Estado, constatou-se que a melhor solução seria o desenvolvimento de um projeto de Minigeração Distribuída na modalidade de autoconsumo remoto, a ser licitado por meio de parceria público-privada do tipo concessão administrativa.

A modalidade de autoconsumo remoto permite que as UFVs sejam construídas em qualquer terreno dentro da região de atendimento da distribuidora local, a ENERGISA, junto à qual serão compensados os créditos de geração.

2.2. Escopo do Projeto da PPP

O projeto de PPP das UFVs visa atender a demanda energética das unidades consumidoras em *baixa tensão* (até 2300 V) do Governo do Estado. Essas unidades, do Grupo Tarifário B totalizaram, em 2023, um consumo de **33.309,23 MWh/ano**.



Para suprir esse consumo, foram projetadas UFVs com potência total estimada em **21,82 MWp**. Prevê-se, ainda, que o contrato de prestação dos serviços de geração de energia via PPP será de **25 anos**.

Para prover maior competitividade ao certame licitatório da concessão, possibilitando a participação de maior número de competidores, a SEIRH definiu que as miniusinas serão contratadas em dois lotes – **GRUPO I** e **GRUPO II**, sem restringir, todavia, que um único participante se sagre vencedor em ambos os lotes.

2.3. Custos de Implantação e de Operação

No Estudo de Viabilidade Técnica (EVT), fez-se o dimensionamento das UFVs a partir do consumo de energia do Governo do Estado. Considerou-se uma **repotenciação** das usinas no **13º ano da concessão** (12º após a entrada em operação). Os custos de investimentos (CAPEX) e de operação (OPEX) das UFVs estabelecidos no EVT são apresentados em seguida.

2.3.1. CAPEX

Os principais elementos considerados na composição do valor do capital a ser investido pelo concessionário foram:

- i Equipamentos - painéis, inversores, suportes rack, strings/cabos e conectores, skid station, estação solarimétrica;
- ii Rede de média tensão e conexão às subestações da Distribuidora Estadual de Energia Elétrica – ENERGISA;
- iii Terrenos para implantação das miniusinas;
- iv Obras civis;
- v Licenças socioambientais;
- vi Seguros;
- vii Mão de obra;
- viii Elaboração de projeto executivo e outros serviços.

Na **Tabela 1- GRUPO 1** e na **Tabela 2 - GRUPO 2** são detalhados os valores de capital a serem investidos na PPP, incluindo os de repotenciação, no 12º ano de operação, correspondendo ao 13º ano de concessão.

Tabela 1 – CAPEX GRUPO 1



CAPEX GRUPO 1				
1- USINA SOLAR FOTOVOLTAICA		1º ANO (R\$)	13º ANO (R\$)	TOTAL (R\$)
1.1	PAINEL LEAPTON MONO HALF-CELL 665W	10.371.757,35	505.866,95	10.877.624,30
1.2	INVERSOR SUNGROW SG125HV - 125 KW	1.774.926,82	86.569,40	1.861.496,22
1.3	SUPORTES RACK	3.984.041,64	194.315,67	4.178.357,31
1.4	STRINGS/CABOS E ACESSÓRIOS	1.021.088,42	49.802,06	1.070.890,48
1.5	SKID STATION	3.884.159,16	189.444,05	4.073.603,22
1.6	MÃO DE OBRA p/ MONTAGEM DA UFV	6.193.120,59	302.060,19	6.495.180,78
1.7	OBRAS CIVIS	1.924.988,61	93.888,44	2.018.877,05
SUBTOTAL (R\$)		29.154.082,59	1.421.946,76	30.576.029,35
2 - DEMAIS COMPONENTES				
2.1	PROJETO EXECUTIVO	492.448,18	24.018,42	516.466,60
2.2	AQUISIÇÃO DE TERRENO (2,5 ha/MWp)	400.335,94	19.525,79	419.861,73
2.3	REDE DE MÉDIA TENSÃO (13,8 kV)	1.571.550,00	76.650,00	1.648.200,00
2.4	CABINE DE MÉDIA TENSÃO	3.111.480,41	151.757,80	3.263.238,22
2.5	CONEXÃO COM A DISTRIBUIDORA	838.160,00	40.880,00	879.040,00
2.6	ESTAÇÃO SOLARIMÉTRICA	1.005.687,23	49.050,89	1.054.738,12
2.7	LICENÇAS E SEGUROS	161.164,86	7.860,57	169.025,43
SUBTOTAL (R\$)		7.580.826,62	369.743,48	7.950.570,10
TOTAL GERAL (R\$)		36.734.909,21	1.791.690,24	38.526.599,45

Tabela 2 – CAPEX GRUPO 2

CAPEX GRUPO 2				
1- USINA SOLAR FOTOVOLTAICA		1º ANO (R\$)	13º ANO (R\$)	TOTAL (R\$)
1.1	PAINEL LEAPTON MONO HALF-CELL 665W	10.133.178,23	583.083,43	10.716.261,65
1.2	INVERSOR SUNGROW SG125HV - 125 KW	1.734.098,59	99.783,52	1.833.882,10
1.3	SUPORTES RACK	3.892.397,66	223.976,38	4.116.374,04
1.4	STRINGS/CABOS E ACESSÓRIOS	997.600,56	57.403,94	1.055.004,50
1.5	SKID STATION	3.794.812,75	218.361,15	4.013.173,90
1.6	MÃO DE OBRA p/ MONTAGEM DA UFV	6.050.661,67	348.167,23	6.398.828,90
1.7	OBRAS CIVIS	1.880.708,54	108.219,75	1.988.928,29
SUBTOTAL (R\$)		28.483.458,00	1.638.995,38	30.122.453,38
2 - DEMAIS COMPONENTES				
2.1	PROJETO EXECUTIVO	481.120,51	27.684,64	508.805,15
2.2	AQUISIÇÃO DE TERRENO (2,5 ha/MWp)	391.127,11	22.506,24	413.633,34
2.3	REDE DE MÉDIA TENSÃO (13,8 kV)	1.535.400,00	88.350,00	1.623.750,00
2.4	CABINE DE MÉDIA TENSÃO	3.039.907,75	174.922,40	3.214.830,15
2.5	CONEXÃO COM A REDE DE MÉDIA TENSÃO	818.880,00	47.120,00	866.000,00
2.6	ESTAÇÃO SOLARIMÉTRICA	982.553,64	56.538,11	1.039.091,75
2.7	LICENÇAS E SEGUROS	157.457,62	9.060,43	166.518,05
SUBTOTAL (R\$)		7.406.446,63	426.181,82	7.832.628,44
TOTAL GERAL (R\$)		35.889.904,62	2.065.177,20	37.955.081,82

2.3.2. OPEX

Os principais elementos considerados na composição do valor das despesas de operação e manutenção do concessionário foram:

- i Gerência e diretoria
- ii Operação e manutenção
- iii Despesas socioambientais
- iv Seguros e garantias
- v Segurança patrimonial

Nas Tabelas 3 e 4 são apresentados os valores relativos a esses gastos para o Grupo 1 e Grupo 2, respectivamente. São mostrados os gastos anuais e o valor total até o final da concessão.

Tabela 3 – OPEX GRUPO 1

Descrição	VALOR ANUAL (R\$)	VALOR TOTAL (R\$)
1 Gerência e diretoria (R\$)	153.847,92	3.692.350,08
2 Operação e manutenção (R\$)	382.730,21	9.185.525,04
3 Despesa sócio-ambientais (R\$)	1.335,83	32.060,00
4 Seguros e garantias (R\$)	31.396,87	753.524,84
5 Segurança patrimonial (R\$)	54.000,00	1.296.000,00
TOTAL (R\$)	623.310,83	14.959.459,96

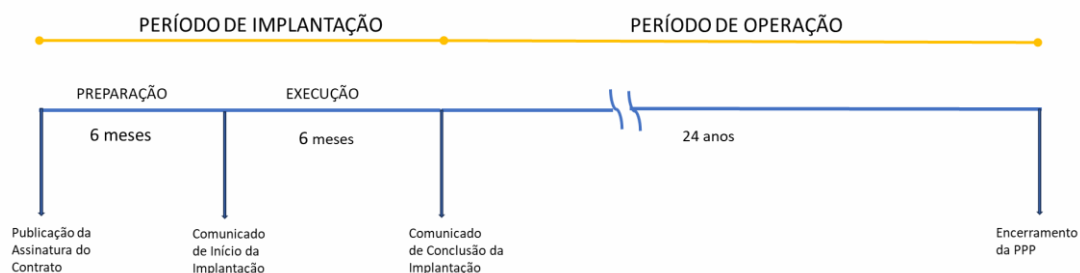
Tabela 4 – OPEX GRUPO 2

Descrição	VALOR ANUAL (R\$)	VALOR TOTAL (R\$)
1 Gerência e diretoria (R\$)	153.847,92	3.692.350,08
2 Operação e manutenção (R\$)	382.493,51	9.179.844,14
3 Despesa sócio-ambientais (R\$)	1.335,83	32.060,00
4 Seguros e garantias (R\$)	30.760,61	738.254,73
5 Segurança patrimonial (R\$)	54.000,00	1.296.000,00
TOTAL (R\$)	622.437,87	14.938.508,95

2.4. Cronograma de Execução

Estima-se que o projeto seja executado conforme cronograma mostrado na Figura 1, correspondendo a: 6 meses de preparação + 6 meses de execução + 24 anos de operação.

Figura 1 – Cronograma de execução





3. Análise da Viabilidade Econômico-Financeira

3.1. Considerações iniciais

A avaliação da viabilidade econômico-financeira da PPP das UFVs baseou-se no método do *fluxo de caixa descontado*, seguindo as recomendações propostas pela Fundação Getúlio Vargas [1,2,3].

Para estimar a **Taxa Mínima de Atratividade (TMA)** do Projeto, adotou-se a “**Metodologia de Cálculo do WACC_concessões públicas**” do Ministério da Fazenda [4].

Foram estudadas quatro alternativas de *fluxos de caixa descontados*. Consideraram-se os regimes contábeis em **Lucro Real (LR)** e em **Lucro Presumido (LP)**, combinados com índices de alavancagem de capital, **D/E** (do inglês Debt/Equity), em três proporções: **70/30**, **60/40** e **50/50**.

A partir dos valores de **CAPEX**, **OPEX** definidos no orçamento do projeto (Estudo de Viabilidade Técnica), e do **prazo de concessão**, foram calculadas as **CONTRAPRESTAÇÕES**, com base nas **TMA**s, e simulados os **FINANCIAMENTOS** com a linha de crédito **BNDES FINAME – Baixo Carbono**, para as duas proporções D/E.

Em seguida, estruturaram-se os Fluxos de Caixa para os dois regimes contábeis e obtiveram-se os parâmetros de viabilidade econômico-financeiro para cada caso: **Taxa Interna de Retorno (TIR)**, **Valor Presente Líquido (VPL)**, **payback** e determinados os **Índices de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD)**.

3.2. Premissas econômicas

3.2.1. TMA e índice de alavancagem de capital

Uma vez que se considerou a participação de capital de terceiros – empréstimos – na composição do capital de investimento, o custo de oportunidade do projeto, ou seja, a Taxa Mínima de Atratividade, passou a ser o CMPC (Custo Médio Ponderado de Capital). Para a análise econômico-financeira, usou-se como referência a linha de crédito BNDES FINAME Baixo Carbono.



Apesar do BNDES aceitar como índice máximo de alavancagem em *project finance* uma relação da ordem de D/E = 80/20, no caso da PPP das miniusinas fixou-se o maior grau de financiamento em 70% do valor de CAPEX. Nesse nível de alavancagem, é possível atingir até 91,66% dos itens financiáveis pelo BNDES, como mostrado na Tabela 5.

Tabela 5 – Percentual dos itens financiáveis - BNDES Finame BAIXO CARBONO

GRUPO	CAPEX (R\$)	ALAVANCAGEM	EMPRÉSTIMO (R\$)	ITENS FINANCIÁVEIS (R\$)	% DOS ITENS FINANCIÁVEIS
1	38.526.599,45	70%	26.968.619,62	29.423.654,47	91,66%
2	37.955.081,82	70%	26.568.557,28	28.987.173,24	91,66%

3.2.2. Linha de crédito BNDES FINAME Baixo Carbono

A linha de crédito BNDES FINAME Baixo Carbono caracteriza-se pelos parâmetros mostrados na Tabela 6.

Tabela 6– Características da linha de crédito BNDES FINAME Baixo Carbono

Taxa de juros	(IPCA + parcela fixa TLP) + remuneração BNDES
Sistema de amortização	SAC
Remuneração BNDES	0,95% a.a.
Mês de Referência	out/23
Participação do BNDES	100% dos itens financiáveis
PRAZO	Até 10 anos, com carência de até 2 anos.

A taxa de juros adotada – Tabela 7 - corresponde a uma contratação direta com o BNDES, sem haver participação de agentes financeiros, e tem como base o mês de outubro de 2023.

Tabela 7 – Composição da Taxa de Juros

IPCA	0,26%
TLP fixa	5,14%
BNDES	0,95%
Taxa final de juros	6,35%

Para o nível de alavancagem de 70%, as principais características dos empréstimos para financiamento dos projetos referentes aos GRUPOS 1 e 2 são mostradas na Tabela 8.

Tabela 8 – Valores dos empréstimos, amortização anual e montante de juros pagos

GRUPO	EMPRÉSTIMO (R\$)	AMORTIZAÇÃO ANUAL (R\$)	JUROS ACUMULADOS (R\$)
1	26.968.619,62	2.696.861,96	12.843.805,00
2	26.568.557,28	2.656.855,73	12.653.275,40

3.2.3. Estrutura do fluxo de caixa

A amortização do principal será feita em 10 anos, a partir do 3º ano, em parcelas fixas. A parcela de juros a ser paga diminuirá progressivamente ao longo dos 12 anos do contrato de empréstimo, acumulando, ao final, os montantes indicados na Tabela 8.

Para a análise da viabilidade da PPP, adotaram-se as estruturas de Fluxo de Caixa mostradas na Tabela 9 e 10.

Tabela 9 – Fluxo de Caixa em Regime de Lucro Real

Fluxo de caixa (Lucro Real)	Ano 1	Ano 2	...	Ano 25
Receita Operacional Bruta (ROB)				
Contraprestação do ente público				
Impostos				
PIS (1,65%)				
COFINS (7,6%)				
ISS (3%)				
Receita Operacional Líquida (ROL)				
(-) Custos de operação e manutenção (OPEX)				
LAJIDA (Lucro Líquido Operacional)				
(-) Depreciação				
LAJIR				
(-) Despesas financeiras				
LAIR				
(-) IRPJ				
(-) IRPJ do excedente				
(-) CSLL				
LUCRO LÍQUIDO APÓS IR				
(+) Depreciação				
(-) CAPEX(Investimentos)				
(+) Captação e (-) Amortização do empréstimo				
Fluxo de caixa livre do acionista				
Fluxo de caixa acumulado				



Fluxo de caixa do projeto
(-) CAPEX(Investimentos)
Fluxo de caixa livre do projeto
Fluxo de caixa acumulado

Tabela 10 – Fluxo de Caixa em Regime de Lucro Presumido

FLUXO DE CAIXA - LUCRO PRESUMIDO	ANO 1	ANO 2	...	ANO 25
Receita Operacional Bruta (ROB)				
Contraprestação do ente público				
Tributos sobre a ROB				
PIS (0,65%)				
COFINS (3 %)				
ISS (3 %)				
Receita Operacional Líquida (ROL)				
(-) Custos de operação e manutenção (OPEX)				
Impostos sobre Lucro Presumido (32% da ROB)				
(-) IRPJ (15%)				
(-) IRPJ do excedente (10%)				
(-) CSLL (9%)				
LUCRO LÍQUIDO APÓS IR				
(-) CAPEX(Investimentos)				
Fluxo de caixa do projeto				
(+) Captação de empréstimo				
(-) Despesas financeiras (juros de empréstimo)				
(-) Amortização do empréstimo				
Fluxo de caixa livre do acionista				

As alíquotas de tributos aplicadas na análise do fluxo de caixa estão mostradas na Tabela 11.

Tabela 11 – Alíquotas de tributos

TRIBUTOS	ALÍQUOTAS	
	Lucro Real	Lucro Presumido
PIS	1,65%	0,65%
COFINS	7,60%	3,00%
ISSQN	3,00%	3,00%
Alíquota de Presunção		32%
CSLL	9,00%	9,00%
IR	15,00%	15,00%
IR adicional	10,00%	10,00%

Definiu-se o valor de 3,0% para a alíquota do ISSQN, admitindo-se que pode variar em função do município em que seja instalada as UFVs.

3.3. Cálculo do CMPC (WACC) e do CAPM (K_e)

A análise econômico-financeira do projeto da PPP tem como premissa a composição de capital. Para o cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital – CMPC (do termo *Weighted Averaged Cost of Capital* – WACC) utilizou-se a Equação 1:

$$CMPC = \frac{D}{D+E} (K_d) + \frac{E}{D+E} (K_e), \quad (1)$$

onde:

K_d = Custo do capital de terceiros

K_e = Custo do capital próprio

D = valor do capital de terceiros

E = valor do capital próprio (*equity*)

O custo do capital próprio foi calculado pela equação:

$$K_e = R_f + \beta (R_m - R'_f) + R_p, \quad (2)$$

onde:

R_f = Taxa livre de risco

β = coeficiente beta

R_m = Retorno da carteira de mercado

R'_f = Taxa livre de risco histórica

R_p = Risco país

$(R_m - R'_f)$ = Prêmio de risco de mercado.

3.3.1. Índices de mercado

3.3.1.1. Retorno de título livre de risco (R_f)

A variável R_f representa o conjunto de títulos que oferecem riscos mínimos de não serem remunerados. Títulos com estas características estarão presentes apenas em

mercados de títulos de países de capitalismo mais maduro, como Estados Unidos (USA) e alguns países da União Europeia (UE). Convencionalmente, analistas financeiros e de investimentos no Brasil recomendam os títulos do tesouro dos USA, conhecidos como Treasury Bonds, especialmente os que têm prazo de vencimento de dez anos e mais.

Para obtenção de dados desta série financeira, foi acessada a página da **Macrotrends** (<https://macrotrends.net>) e efetuado o download da série diária da taxa de remuneração do Treasury Bond de 10 anos do período de 2/1/1962 até 6/9/2023. Convertida a série em termos mensais, foi calculada a média aritmética e atribuída à variável R'_f , representando toda a série histórica. Para o período mais recente, foram utilizados os valores dos últimos dezesseis anos, 2006 a 2022. A média aritmética foi atribuída à variável R_f .

3.3.1.2. Taxa de retorno de mercado (R_m)

A indicação é de usar o índice da Down Jones referente à carteira chamada S&P500, que acompanha a evolução dos títulos das 500 maiores empresas listadas na Bolsa de Valores de New York, USA. Apesar da recomendação da metodologia do Ministério da Fazenda para usar os dados desde 1928 até o presente, e calcular a mediana dos retornos, não foi este o procedimento realizado. Atribuiu-se à variável R_m a mediana calculada a partir da série de dados referente ao período de fevereiro de 1970 até setembro de 2023, disponível na página da **Macrotrends**.

3.3.1.3. Beta setorial (β)

O parâmetro beta da equação CAPM representa o risco sistêmico de um ativo ou conjunto de ativos. A referência é a página mantida pelo professor Aswath Damodaran [5]. O beta desalavancado, β_d , para o caso de uma usina fotovoltaica corresponde ao do setor Green & Renewable Energy. Para o cálculo do CAPM em situação de alavancagem, o β_d foi alavancado pela equação:

$$\beta_l = \beta_d \left(1 + (1 - T_m) \left(\frac{D}{E} \right) \right), \quad (3)$$

Onde β_l é o Beta alavancado, T_m é a parcela de imposto, D o montante de dívida, e E o capital próprio. Para a avaliação da PPP, aplicou-se $T_m = 34\%$, para Lucro Real, e $T_m = 17,33\%$, para Lucro Presumido

3.3.1.4. Risco país (R_p)

Para calibrar a estimativa de risco para o mercado brasileiro, utilizou-se o indicador de risco país, R_p , conhecido como **EMBI+**, elaborado pelo banco norte americano JP Morgan, cujas séries são divulgadas pelo Ipeadata [6] desde 1994.

3.3.1.5. Custo real do capital próprio (K_{er})

Para se calcular o custo real do capital próprio K_{er} optou-se pelo uso do IPCA, devido ao negócio se referir ao mercado brasileiro, através da equação (4) :

$$K_{er} = \frac{1 + K_e}{1 + IPCA} - 1 \quad (4)$$

3.3.1.6. Custo do capital de terceiros (K_d)

Seguindo a metodologia do Ministério das Fazenda, utilizou-se a média da remuneração das debêntures incentivadas emitidas no ano 2022, conforme o **Boletim Informativo de Debêntures Incentivadas** [7], do setor de energia

3.3.1.7. Índices de Mercado e Fontes de Dados

Nos cálculos dos custos de capital – CMPC e CAPM são utilizados Índices de Mercado, tais como o IPCA e o Prêmio risco-país. Na Tabela 12, estão listados os Índices de Mercado empregados e as respectivas Fontes que disponibilizam os valores utilizados.

Tabela 12 –Índices de Mercado

ÍNDICE	SIGLA	VALOR	DESCRIÇÃO	FONTE
Taxa nominal livre de risco (US T-Bond)	Rf	2,42%	Taxa de retorno do Treasury Bond 10Y Média anual do período 2008-2022	macrotrrends.net
Taxa nominal livre de risco (US T-Bond)	R'f	3,73%	Taxa de retorno do Treasury Bond 10Y Média móvel de 12 meses do final do período 1960-2022	macrotrrends.net
Retorno da carteira de mercado – S&P500	Rm	12,66%	Mediana do período 1970-2023 – S&P Dow Jones	macrotrrends.net
Beta médio desalavancado	β_d	0,70	Green & Renewable Energy - unlevered beta (05/01/2023)	https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
Inflação Brasil IPCA	IPCA	6,90%	IPCA média aritmética da variação percentual acumulada no ano – 2000-2022	https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplio.html?=&t=downloads
Prêmio de risco-país	Rp	2,09%	EMBI+_Risco Brasil do dia 8/9/2023	http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=40940&module=M

3.4. Custo Anual Equivalente (CAE).

Para determinar o valor do CAPEX anualizado, de forma a compor com a parcela anual do OPEX o valor da CONTRAPRESTAÇÃO, utilizou-se o modelo de Custo Anual Equivalente. O método do Custo Anual Equivalente (CAE) é uma técnica de avaliação de projetos de investimento que consiste em converter o custo de investimento (CAPEX) de um projeto em fluxos de caixa uniformes futuros, utilizando como taxa de desconto o custo de oportunidade (TMA).

Dessa forma, no caso da PPP de UFVs, os valores distintos de CAPEX investidos no 1º e 13º anos da Concessão, convertem-se em um rateio uniforme anualizado, que possuem o mesmo Valor Presente dos fluxos de caixa de investimento originais. Ou seja, o CAE transforma o investimento inicial, que é um pagamento único, em uma série de pagamentos uniformes, à taxa i , que somados ao custo operacional obtêm-se a receita mínima para cobrir os gastos operacionais e remunerar o capital investido.

O CAE é obtido pela Equação 5:

$$CAE = \frac{\text{Custo inicial}}{\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n}}, \quad (5)$$

onde $\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n}$ corresponde ao fator de atualização de uma série de pagamentos.

O cálculo do CAE seguiu o procedimento utilizado pela ANEEL para reajustar as tarifas de concessionárias de energia (transmissão e distribuição), como se pode observar nas Notas Técnicas 49/2007-SRE/ANEEL e 118/2017-SRM/ANEEL [8,9].

3.5. Cálculo da Contraprestação

Uma vez encontrada a TMA/CMPC, a CONTRAPRESTAÇÃO a ser paga pelo Governo do Estado ao Concessionário foi calculada pela equação (6) abaixo:

$$\text{CONTRAPRESTAÇÃO} = (\text{CAE} + \text{OPEX}) / (1 - \text{Impostos}), \quad (6)$$

em que,

$$\text{Impostos (\%)} = \text{ISSQN} + \text{PIS} + \text{COFINS} + (\text{IRPJ} + \text{CSLL})$$

e as alíquotas consideradas estão apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Alíquotas de tributos consideradas no cálculo da CONTRAPRESTAÇÃO

REGIME CONTÁBIL	ALÍQUOTA				TOTAL
	PIS	COFINS	ISSQN	(IRPJ+CSLL)	
Lucro Real	1,65%	7,6%	3%	21,75% ¹	34%
Lucro Presumido	0,65%	3%	3%	10,88% ²	17,53%

¹De acordo com o documento *Gap Tributário do IR-2015 a 2019. Relatório Preliminar de Resultados n.1/2023* [10], publicado pela Receita Federal em setembro deste ano, as empresas brasileiras que operam no regime contábil por Lucro Real na prática pagam, no máximo, uma alíquota efetiva média de 25%. Assim, para simplificar o cálculo a ser feito, considerou-se a alíquota em 21,75%.

²O valor de 10,88% corresponde a aplicação da alíquota cheia de (IRPJ+CSLL), no valor de 34%, sobre o Lucro Presumido, que corresponde a 32% da Receita Bruta.

3.6. Demonstrações Financeiras e ICSD

Após a elaboração das Demonstrações Financeiras, tendo como base o modelo de Fluxo de Caixa mostrado na Tabela 8, será feito o cálculo do ICSD.

O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) é um indicador de viabilidade em análise de investimentos do tipo *project finance*. Trata-se de uma métrica financeira usada para avaliar a capacidade de uma entidade de gerar caixa suficiente para cobrir suas obrigações de serviço da dívida. Essas obrigações incluem juros, principal e pagamentos de arrendamento.



O ICSD é observado pelas instituições financeiras credoras como preditor da capacidade do projeto e do empreendedor em honrar com as dívidas assumidas. Para o **BNDES**, o valor mínimo a ser alcançado pelo projeto financiado é de **1,3**.

O ICSD é calculado pela seguinte expressão:

$$ICSD = \frac{\text{Lucro Líquido Operacional} - \text{Imposto de Renda}}{\text{Serviço da Dívida (amortização+juros)}} \quad (7)$$

3.7. CÁLCULO DA TMA, CONTRAPRESTAÇÃO e INDICADORES DE VIABILIDADE

A partir dos parâmetros anteriormente definidos e do modelo de análise adotado, foram calculadas as **TMA (CMPC)** – Tabela 14, e as **CONTRAPRESTAÇÕES** – Tabelas 15 e 16, para Lucro Real e Lucro Presumido, e para três índices de alavancagem: 70%, 60% e 50%. Os resultados encontrados estão mostrados em seguida.

Tabela 14 – Valores da TMA (CMPC)

Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC)

Cálculo de Lucro Real e Presumido							
Dados Básicos de Entrada:		LUCRO PRESUMIDO (D/E)			LUCRO REAL(D/E)		
		70/30	60/40	50/50	70/30	60/40	50/50
Taxa nominal livre de risco (US T-Bond)	Rf	2,42%	2,42%	2,42%	2,42%	2,42%	2,42%
Taxa nominal livre de risco (US T-Bond)	R'f	3,73%	3,73%	3,73%	3,73%	3,73%	3,73%
Retorno da carteira de mercado – S&P500	Rm	12,66%	12,66%	12,66%	12,66%	12,66%	12,66%
Prêmio de r Contraprestação (R\$)	PRM	8,93%	8,93%	8,93%	8,93%	8,93%	8,93%
Beta médio desalavancado	βd	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Estrutura ótima de capital	D/V	70,00%	60,00%	50,00%	70,00%	60,00%	50,00%
Beta alavancado	βl	1,78	1,39	1,16	1,78	1,39	1,16
Impostos	T	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
Inflação Brasil IPCA	IPCA	6,90%	6,90%	6,90%	6,90%	6,90%	6,90%
Prêmio de risco-país	Rp	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%

Cálculo de Custo de Capital Próprio							
<i>CAPM: Ke = Rf + beta*PRM + Rp</i>							
		70/30	60/40	50/50	70/30	60/40	50/50
Custo de Capital Próprio Nominal (Rf+βd*PRM+Rp)	Ke	10,76%	10,76%	10,76%	10,76%	10,76%	10,76%
Custo de Capital Próprio Real {[(1+Ke)/(1+IPCA)]-1}	Ker	3,61%	3,61%	3,61%	3,61%	3,61%	3,61%
Custo de Capital Próprio Nominal Alavancado [Rf+βl(Rm-R'f)+Rp]	Kel	20,39%	16,95%	14,89%	20,39%	16,95%	14,89%
Custo de Capital Próprio Real Alavancado {[(1+Kerl)/(1+IPCA)]-1}	Kerl	12,62%	9,40%	7,47%	12,62%	9,40%	7,47%

Cálculo de CMPC (WACC)							
<i>CMPC= Ke x E/V + Kd x (1 - T) x D/V</i>							
		70/30	60/40	50/50	70/30	60/40	50/50
Ke = Custo do Capital Próprio Real alavancado	Kerl	12,62%	9,40%	7,47%	12,62%	9,40%	7,47%
E/V = % Participação do Capital Próprio	E/V	30,00%	40,00%	50,00%	30,00%	40,00%	50,00%
Kd = Custo do Capital de Terceiros Real	Kd	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%
T = Taxa de Imposto sobre Sociedades	T	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
D/V = % Participação do Capital de Terceiros	D/V	70,00%	60,00%	50,00%	70,00%	60,00%	50,00%

Tabela 15 – Valores da CONTRAPRESTAÇÃO GRUPO 1 - Lucro Presumido e Lucro Real

Contraprestação Grupo 1						
Componentes			LUCRO PRESUMIDO/ALAVANCAGEM			
			D/E =70/30	D/E =60/40	D/E = 50/50	
1º CAPEX	R\$	36.734.909,21	R\$	36.734.909,21	R\$	36.734.909,21
2º CAPEX	R\$	1.791.690,24	R\$	814.683,77	R\$	902.541,99
CAPEX Total	R\$	38.526.599,45	R\$	37.549.592,99	R\$	37.637.451,21
OPEX UFV (anual)	R\$	623.310,83	R\$	623.310,83	R\$	623.310,83
Custo de capital						
TMA (CMPC)			6,79%	6,33%		5,88%
Prazo (anos)		25	25	25		25
Receita anual UFV						
CAPEX anualizado (CAE)			R\$	3.213.250,28	R\$	2.965.901,16
OPEX UFV (anual)	R\$	623.310,83	R\$	623.310,83	R\$	623.310,83
Total	R\$	623.310,83	R\$	3.836.561,11	R\$	3.589.211,99
Impostos						
Impostos (LP)		17,53%	17,53%	17,53%		17,53%
Contraprestação anual			R\$	4.652.068,76	R\$	4.500.783,40
					R\$	4.352.142,59

Contraprestação Grupo 1						
Componentes			LUCRO REAL/ALAVANCAGEM			
			D/E =70/30	D/E =60/40	D/E = 50/50	
1º CAPEX	R\$	36.734.909,21	R\$	36.734.909,21	R\$	36.734.909,21
2º CAPEX	R\$	1.791.690,24	R\$	814.683,77	R\$	902.541,99
CAPEX Total	R\$	38.526.599,45	R\$	37.549.592,99	R\$	37.637.451,21
OPEX UFV (anual)	R\$	623.310,83	R\$	623.310,83	R\$	623.310,83
Custo de capital						
TMA (CMPC)			6,79%	6,33%		5,88%
Prazo (anos)		25	25	25		25
Receita anual UFV						
CAPEX anualizado (CAE)			R\$	3.213.250,28	R\$	2.965.901,16
OPEX UFV (anual)	R\$	623.310,83	R\$	623.310,83	R\$	623.310,83
Total	R\$	623.310,83	R\$	3.836.561,11	R\$	3.589.211,99
Impostos						
Impostos (LR)		34,00%	34%	34%		34%
Contraprestação anual			R\$	5.812.971,37	R\$	5.623.933,44
					R\$	5.438.199,99

Tabela 16 – Valores da CONTRAPRESTAÇÃO GRUPO 2 - Lucro Presumido e Lucro Real

Contraprestação Grupo 2								
Componentes		LUCRO PRESUMIDO/ALAVANCAGEM						
		D/E =70/30		D/E =60/40		D/E = 50/50		
1º CAPEX	R\$	35.889.904,62	R\$	35.889.904,62	R\$	35.889.904,62	R\$	35.889.904,62
2º CAPEX	R\$	2.065.177,20	R\$	939.038,63	R\$	988.269,03	R\$	1.040.307,70
CAPEX Total	R\$	37.955.081,82	R\$	36.828.943,25	R\$	36.878.173,65	R\$	36.930.212,32
OPEX UFV (anual)	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87
Custo de capital								
TMA (CMPC)			6,79%		6,33%		5,88%	
Prazo(anos)		25	25		25		25	
Receita anual UFV								
CAPEX anualizado(CAE)			R\$	3.151.581,75	R\$	3.029.814,17	R\$	2.910.169,42
OPEX UFV(anual)	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87
Total	R\$	622.437,87	R\$	3.774.019,63	R\$	3.652.252,04	R\$	3.532.607,29
Impostos								
Impostos (LP)		17,53%	17,53%		17,53%		17,53%	
Contraprestação anual			R\$	4.576.233,33	R\$	4.428.582,57	R\$	4.283.505,87

Contraprestação Grupo 2								
Componentes		LUCRO REAL/ALAVANCAGEM						
		D/E =70/30		D/E =60/40		D/E = 50/50		
1º CAPEX	R\$	35.889.904,62	R\$	35.889.904,62	R\$	35.889.904,62	R\$	35.889.904,62
2º CAPEX	R\$	2.065.177,20	R\$	939.038,63	R\$	988.269,03	R\$	1.040.307,70
CAPEX Total	R\$	37.955.081,82	R\$	36.828.943,25	R\$	36.878.173,65	R\$	36.930.212,32
OPEX UFV (anual)	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87
Custo de capital								
TMA (CMPC)			6,79%		6,33%		5,88%	
Prazo(anos)		25	25		25		25	
Receita anual UFV								
CAPEX anualizado(CAE)			R\$	3.151.581,75	R\$	3.029.814,17	R\$	2.910.169,42
OPEX UFV(anual)	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87	R\$	622.437,87
Total	R\$	622.437,87	R\$	3.774.019,63	R\$	3.652.252,04	R\$	3.532.607,29
Impostos								
Impostos (LR)		34,00%	34%		34%		34%	
Contraprestação anual			R\$	5.718.211,55	R\$	5.533.715,22	R\$	5.352.435,29



Com base nos valores das CONTRAPRESTAÇÕES, foram desenvolvidos os demonstrativos financeiros - Fluxos de Caixa e a Demonstração de Resultado de Exercício – e, em seguida, encontrados os indicadores de viabilidade econômica das várias alternativas analisadas, a saber:

- TIR do acionista
- TIR do projeto
- VPL do acionista
- VPL do projeto
- Payback simples do acionista
- Payback simples do projeto
- ICSD médio

Na Tabela 17, estão apresentados os indicadores de viabilidade econômico-financeiros obtidos com base nos Fluxos de Caixa. São mostrados os números do tanto do ponto de vista do projeto em si, quanto pela ótica do acionista (investidor).

Para a avaliação da capacidade de saldar a dívida do empréstimo, optou-se por disponibilizar o ISCD anual médio, face a variação desse índice ao longo do período da Concessão.



Tabela 17 – Indicadores de viabilidade econômico-financeira

INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÔMICA						
Regime Contábil D/E	LUCRO REAL			LUCRO PRESUMIDO		
	70/30	60/40	50/50	70/30	60/40	50/50
CMPC (TMA)	6,79%	6,33%	5,88%	6,79%	6,33%	5,88%
Grupo 1						
Contraprestação (R\$)	5.812.971,37	5.623.933,44	5.438.199,99	4.652.068,76	4.500.783,40	4.352.142,59
TIR acionista	10,69%	9,11%	7,96%	7,47%	6,56%	5,85%
TIR projeto	7,38%	6,99%	6,60%	6,87%	6,42%	5,97%
VPL acionista (R\$)	6.818.759,36	5.139.123,66	4.583.881,98	1.148.894,54	455.332,86	-61.888,12
VPL projeto (R\$)	3.540.444,92	2.207.864,49	2.492.440,08	280.460,64	292.122,26	304.561,34
PAYBACK acionista (anos)	13,91	13,96	13,99	15,78	15,84	15,89
PAYBACK projeto (anos)	10,87	11,52	12,18	11,78	12,38	12,89
ICSD (médio)	1,24	1,40	1,61	1,08	1,21	1,39
Grupo 2						
Contraprestação (R\$)	5.718.211,55	5.533.715,22	5.352.435,29	4.576.233,33	4.428.582,57	4.283.505,87
TIR acionista	11,31%	9,91%	8,06%	7,51%	6,59%	5,87%
TIR projeto	7,42%	7,39%	6,65%	6,87%	6,42%	5,97%
VPL acionista (R\$)	7.403.542,64	6.393.612,07	4.660.147,56	1.176.456,75	497.123,49	-18.921,22
VPL projeto (R\$)	3.593.599,90	3.476.656,51	2.576.667,40	270.259,37	292.122,26	304.561,34
PAYBACK acionista (anos)	13,66	13,55	13,99	15,83	15,88	15,93
PAYBACK projeto (anos)	10,79	10,83	12,19	11,87	12,43	12,94
ICSD (médio)	1,27	1,44	1,60	1,08	1,21	1,39

Constatou-se que, à exceção do caso de Lucro Presumido para uma alavancagem de 50%, o projeto da PPP das miniusinas é viável para os investidores, apresentando TIR acima do CPMC, VPL positivo, e prazo de payback compatível com o prazo da concessão.

As alternativas analisadas são positivas para os investidores, mas cabe identificar qual a opção mais vantajosa para o Governo do Estado, o que está discutido na próxima seção.

3.7.1. Indicadores de Desempenho e valor da CONTRAPRESTAÇÃO

Durante a concessão, serão apurados pelo Verificador Independente (vide item 4.1.1) indicadores de desempenho (descritos no Estudo de Viabilidade Jurídica) relacionados aos serviços prestados pela Concessionária.

A depender dos resultados auditados pelo Verificador Independente, o valor mensal da CONTRAPRESTAÇÃO poderá diminuir, promovendo, eventualmente, alteração a menor nas despesas do Governo do Estado com energia elétrica.



4. Análise da Vantajosidade

A Análise da Vantajosidade visa subsidiar a tomada de decisão pelo Governo do Estado da Paraíba acerca da implementação, ou não, da PPP das UFVs. Para tanto, foram considerados dois cenários – com ou sem a PPP.

O cenário contrafactual considerado é aquele em que se projeta a despesa do Estado da Paraíba com energia elétrica, consumindo diretamente da ENERGISA, sem geração própria. Este é o cenário **SEM PPP**. O segundo cenário, designado de cenário **COM PPP**, é aquele em que se projeta a despesa com energia elétrica do governo considerando a existência das miniusinas, injeção de energia na rede, compensação e remuneração do parceiro privado gestor do empreendimento.

Optou-se por não se comparar com um terceiro possível cenário, o da construção e operação das UFVs pelo próprio governo estadual, designado na literatura de **Comparador do Setor Público (CPC)** [11], em função das dificuldades em precisar os custos e fluxos de caixa desse tipo de iniciativa, tais como:

- uma maior incerteza nos resultados decorrente das dificuldades operacionais do ente público em lidar com atividades fora do escopo dos serviços públicos;
- omissão de riscos importantes por serem difíceis de estimar e que são frequentemente ignorados pelo poder público;
- manipulação de dados pela burocracia para ajustar os insumos para alcançar os resultados desejados;
- inexperiência dos recursos humanos do setor público no tipo de atividade em vista.

4.1. Despesas residuais com energia elétrica no cenário com PPP

Para o Governo do Estado, a despesa com energia elétrica para as unidades de baixa tensão, após a entrada em operação das UFVs, será constituída de três itens: a remuneração do concessionário – **CONTRAPRESTAÇÃO**, as despesas com **encargos da conta de energia elétrica** a serem pagas diretamente à ENERGISA, denominadas, a partir de agora, como *despesas residuais da conta de energia*; e, por último, o gasto com o verificador independente



As *despesas residuais da conta de energia* compreendem as seguintes despesas:

- i. Demanda Contratada (TUSD G)
- ii. Despesas pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD - Fio B)

Conforme previsão do art. 27, § 1º, da Lei 14.300/2022, para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW (quinhentos quilowatts) em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada em que um único titular detenha 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da participação do excedente de energia elétrica, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE deve considerar, até 2028, a incidência:

I - de 100% (cem por cento) das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição;

II - de 40% (quarenta por cento) das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;

III - de 100% (cem por cento) dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);

IV - da regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

O mencionado art. 17 prevê que, após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 Lei 14.300/2022, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.



Finalmente, nos termos do art. 27, § 2º, da referida lei, para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º (décimo terceiro) e o 18º (décimo oitavo) mês contados da data de publicação da lei, a aplicação do art. 17 dar-se-á a partir de 2031.

A partir do valor da potência das miniusinas de UFV e do consumo das unidades de baixa-tensão, calcularam-se as despesas residuais com a conta de energia elétrica, mostrados na Tabela 18, para o GRUPO 1, e na Tabela 18 para o GRUPO 2.

Tabela 18 – Despesas residuais com conta de energia – GRUPO 1

CUSTOS RESIDUAIS ANUAIS - GRUPO 1		VALOR (R\$)
1	Demanda Contratada (TUSD G)	1.324.387,55
2	Despesas com energia (Fio B)	3.924.756,23
TOTAL (R\$)		5.249.143,78

Tabela 19 – Despesas residuais com conta de energia – GRUPO 2

CUSTOS RESIDUAIS ANUAIS - GRUPO 2		VALOR (R\$)
1	Demanda Contratada (TUSD G)	1.306.601,93
2	Despesas com energia (Fio B)	3.851.128,50
TOTAL (R\$)		5.157.730,43

4.1.1. Verificador Independente

Para operar a Concessão, o Governo deverá utilizar os serviços de um Verificador Independente. O verificador independente é uma figura associada a contratos de PPP, colocada como entidade isenta entre Poder Concedente e Concessionária, tendo a missão de acompanhar a execução do contrato e apurar os Indicadores de Desempenho das atividades realizadas pela concessionária, nos termos e obrigações previstas no contrato.

O Custo Anual do Verificador Independente será de R\$ 260.799,28; correspondendo a uma despesa de R\$ 130.399,64 por cada Grupo.



4.2. Resultados da análise da VANTAJOSIDADE

Para as seis alternativas mostradas na Tabela 16, calcularam-se as economias que o Governo do Estado terá com gastos de energia elétrica em cada caso durante os 24 anos de operação das UFVs. Os resultados estão mostrados na Tabela 20 .

Tabela 20 – Cálculo da Vantajosidade

Cálculo da vantajosidade	LUCRO REAL			LUCRO PRESUMIDO		
	70/30	60/40	50/50	70/30	60/40	50/50
Despesas com energia em 24 anos sem PPP (R\$)	523.028.331,89	523.028.331,89	523.028.331,89	523.028.331,89	523.028.331,89	523.028.331,89
Despesas com energia em 24 anos com PPP (R\$)	532.772.554,14	523.807.731,67	514.999.410,68	477.503.413,99	470.328.947,12	463.279.726,98
Valor economizado (R\$)	-9.744.222,24	-779.399,77	8.028.921,21	45.524.917,90	52.699.384,78	59.748.604,92
Vantajosidade percentual (%)	-1,86%	-0,15%	1,56%	8,70%	10,08%	11,42%

Desconsiderando a opção Lucro Presumido, com alavancagem de 50%, por não ser viável para os investidores, identificou-se que a melhor relação custo-benefício para o Governo do Estado, com a PPP, que seja também atraente ao capital privado, é a alternativa com Lucro Presumido, com alavancagem de 70%. Nesta situação, o Governo Estadual terá economizado, ao final da PPP, a valor presente, **R\$ 45.524.917,78**, equivalendo a **8,7%** dos gastos com energia anuais – Tabela 20.



Tabela 21 – Vantajosidade do Governo do Estado com o projeto de PPP

CÁLCULO DA VANTAJOSIDADE (LUCRO PRESUMIDO)							
		ALAVANCAGEM		TIR/ACIONISTA			
		GRUPO I	70%	7,34%			
		GRUPO II	70%	7,35%			
CENÁRIO 1 : SEM PPP		CENÁRIO 2 : COM PPP					
ANO	DESPESA COM ENERGIA ENERGISA (R\$)	VERIFICADOR INDEPENDENTE (R\$)	ENCARGOS COM A CONTA DE ENERGIA(ENERGISA) (R\$)	CONTRAPRESTAÇÃO (GRUPO I+GRUPO II) (R\$)	TOTAL (R\$)	VANTAJOSIDADE (R\$)	%
1	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
2	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
3	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
4	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
5	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
6	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
7	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
8	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
9	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
10	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
11	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
12	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
13	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
14	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
15	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
16	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
17	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
18	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
19	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
20	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
21	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
22	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
23	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
24	21.792.847,16	260.799,29	10.406.874,21	9.228.302,09	19.895.975,58	1.896.871,58	8,70%
	523.028.331,89				477.503.413,99	45.524.917,90	8,70%

4.3. DEMONSTRATIVOS FINANCEIROS – Fluxo de Caixa/Lucro Presumido – GRUPO 1 e GRUPO 2

São apresentados na Tabela 21 -GRUPO 1 e na Tabela 22 – GRUPO 2 os Fluxos de Caixa relativos ao regime de Lucro Presumido, considerando uma alavancagem de 70%.

Tabela 22 - Fluxo de Caixa GRUPO 1

Fluxo de caixa (Lucro Presumido)	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Receita Operacional Bruta (ROB)		4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76
Contraprestação do poder concedente		4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76
Impostos										
PIS (0,65%)		-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45
COFINS (3,00%)		-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06
ISS (3,00%)		-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06
Receita Operacional Líquida (ROL)		4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19
(-) Custos de operação e manutenção (OPEX)		-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83
(-) IRPJ		-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30
(-) IRPJ do excedente		-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20
(-) CSLL		-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58
LUCRO LIQUIDO APÓS IR		3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28
(-) CAPEX(Investimentos)		-36.734.909,21								
Fluxo de caixa do projeto	-36.734.909,21	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28
Fluxo de caixa acumulado	-36.734.909,21	-33.497.658,94	-30.260.408,66	-27.023.158,39	-23.785.908,11	-20.548.657,84	-17.311.407,56	-14.074.157,29	-10.836.907,01	-7.599.656,73
(+) Captação de empréstimo	26.968.619,62									
(-) Despesas financeiras(juros de empréstimo)		-1.712.507,35	-1.712.507,35	-1.712.507,35	-1.541.256,61	-1.370.005,88	-1.198.755,14	-1.027.504,41	-856.253,67	-685.002,94
(-) Amortização do empréstimo				-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96
Fluxo de caixa livre do acionista	-9.766.289,60	1.524.742,93	1.524.742,93	-1.172.119,03	-1.000.868,30	-829.617,56	-658.366,83	-487.116,09	-315.865,36	-144.614,62
Fluxo de caixa acumulado	-9.766.289,60	-8.241.546,67	-6.716.803,74	-7.888.922,77	-8.889.791,07	-9.719.408,63	-10.377.775,46	-10.864.891,55	-11.180.756,91	-11.325.371,53

Fluxo de Caixa – Anos 1 ao 10

ANO 11	ANO 12	ANO 13	ANO 14	ANO 15	ANO 16	ANO 17	ANO 18	ANO 19	ANO 20	ANO 21	ANO 22	ANO 23	ANO 24	ANO 25
4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76
4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76
-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45
-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06
-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06
4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19	4.342.706,19
-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83
-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30
-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20
-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58
3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28
		-1.791.690,24												
3.237.250,28	3.237.250,28	1.445.560,04	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28
-4.362.406,46	-1.125.156,18	320.403,86	3.557.654,13	6.794.904,41	10.032.154,68	13.269.404,96	16.506.655,23	19.743.905,51	22.981.155,78	26.218.406,06	29.455.656,34	32.692.906,61	35.930.156,89	39.167.407,16
-513.752,20	-342.501,47	-171.250,73												
-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96												
26.636,11	197.886,84	-1.422.552,66	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28	3.237.250,28
-11.298.735,42	-11.100.848,58	-12.523.401,24	-9.286.150,96	-6.048.900,69	-2.811.650,41	425.599,87	3.662.850,14	6.900.100,42	10.137.350,69	13.374.600,97	16.611.851,24	19.849.101,52	23.086.351,79	26.323.602,07

Fluxo de Caixa – Anos 11 a 25

Tabela 23 - Fluxo de Caixa - GRUPO 2

DRE G2	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Receita Bruta		4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33
Receita da Contraprestação		4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33
Tributos										
PIS (0,65%)		-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52
COFINS (3%)		-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00
ISS (3%)		-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00
Receita Líquida		4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33
Custos Operacionais										
Custos de operação e manutenção (OPEX)		-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87
Lucro operacional		3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45
Despesas Financeiras										
Juros		-1.687.103,39	-1.687.103,39	-1.687.103,39	-1.518.393,05	-1.349.682,71	-1.180.972,37	-1.012.262,03	-843.551,69	-674.841,35
Amortização				-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73
Lucros antes dos impostos		2.266.692,07	2.266.692,07	-390.163,66	-221.453,32	-52.742,98	115.967,36	284.677,69	453.388,03	622.098,37
Imposto de Renda		-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20
Imposto de Renda sobre excedente		-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47
Contribuição Social		-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52
Lucro Líquido		1.915.237,35	1.915.237,35	-741.618,38	-572.908,04	-404.197,70	-235.487,36	-66.777,02	101.933,31	270.643,65
Dividendos										
Lucros Retidos		1.915.237,35	1.915.237,35	-741.618,38	-572.908,04	-404.197,70	-235.487,36	-66.777,02	101.933,31	270.643,65

Fluxo de Caixa – Anos 1 ao 10

ANO 11	ANO 12	ANO 13	ANO 14	ANO 15	ANO 16	ANO 17	ANO 18	ANO 19	ANO 20	ANO 21	ANO 22	ANO 23	ANO 24	ANO 25
4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33
4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33
-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52
-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00
-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00
4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81	4.271.913,81
-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87
-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20
-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47
-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52
3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75
		-2.065.177,20												
3.175.581,75	3.175.581,75	1.110.404,55	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75
-4.134.087,10	-958.505,35	151.899,21	3.327.480,96	6.503.062,71	9.678.644,46	12.854.226,21	16.029.807,97	19.205.389,72	22.380.971,47	25.556.553,22	28.732.134,98	31.907.716,73	35.083.298,48	38.258.880,23
-506.131,02	-337.420,68	-168.710,34												
-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73												
12.595,01	181.305,35	-1.715.161,51	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75	3.175.581,75
-10.967.520,03	-10.786.214,68	-12.501.376,20	-9.325.794,44	-6.150.212,69	-2.974.630,94	200.950,81	3.376.532,56	6.552.114,32	9.727.696,07	12.903.277,82	16.078.859,57	19.254.441,33	22.430.023,08	25.605.604,83

Fluxo de Caixa – Anos 11 a 25

4.4. DEMONSTRATIVOS FINANCEIROS – Demonstrativo do Resultado do Exercício/Lucro Presumido – GRUPO 1 e GRUPO 2

São apresentados na Tabela 23 -GRUPO 1 e na Tabela 24 – GRUPO 2 os Demonstrativos de Resultado de Exercício (DRE) relativos ao regime de Lucro Presumido, considerando uma alavancagem de 70%.

Tabela 24 – DRE GRUPO 1

DRE GRUPO 1	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Receita Bruta		4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76
Receita da Contraprestação		4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76
Tributos										
PIS (0,65%)		-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45
COFINS (3%)		-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06
ISS (3%)		-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06
Receita Líquida		4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76
Custos Operacionais										
Custos de operação e manutenção (OPEX)		-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83
Lucro operacional		4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93
Despesas Financeiras										
Juros		-1.712.507,35	-1.712.507,35	-1.712.507,35	-1.541.256,61	-1.370.005,88	-1.198.755,14	-1.027.504,41	-856.253,67	-685.002,94
Amortização				-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96
Lucros antes dos impostos		2.316.250,58	2.316.250,58	-380.611,38	-209.360,64	-38.109,91	133.140,83	304.391,56	475.642,29	646.893,03
Imposto de Renda		-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30
Imposto de Renda sobre excedente		-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20
Contribuição Social		-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58
Lucro Líquido		1.958.971,70	1.958.971,70	-737.890,26	-566.639,52	-395.388,79	-224.138,05	-52.887,32	118.363,41	289.614,15
Dividendos										
Lucros Retidos		1.958.971,70	1.958.971,70	-737.890,26	-566.639,52	-395.388,79	-224.138,05	-52.887,32	118.363,41	289.614,15

DRE – Anos 1 ao 10

ANO 11	ANO 12	ANO 13	ANO 14	ANO 15	ANO 16	ANO 17	ANO 18	ANO 19	ANO 20	ANO 21	ANO 22	ANO 23	ANO 24	ANO 25
4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76
4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76
-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45	-30.238,45
-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06
-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06	-139.562,06
4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76	4.652.068,76
-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83	-623.310,83
4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93
-513.752,20	-342.501,47	-171.250,73												
-2.696.861,96	-2.696.861,96	-2.696.861,96												
818.143,76	989.394,50	1.160.645,23	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93	4.028.757,93
-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30	-223.299,30
-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20	-124.866,20
-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58	-133.979,58
460.864,88	632.115,62	803.366,35	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05
460.864,88	632.115,62	803.366,35	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05	3.671.479,05

DRE – Anos 11 ao 25

Tabela 24 – DRE GRUPO 2

DRE G2	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Receita Bruta		4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33
Receita da Contraprestação		4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33
Tributos										
PIS (0,65%)		-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52
COFINS (3%)		-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00
ISS (3%)		-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00
Receita Líquida		4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33
Custos Operacionais										
Custos de operação e manutenção (OPEX)		-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87
Lucro operacional		3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45
Despesas Financeiras										
Juros		-1.687.103,39	-1.687.103,39	-1.687.103,39	-1.518.393,05	-1.349.682,71	-1.180.972,37	-1.012.262,03	-843.551,69	-674.841,35
Amortização				-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73
Lucros antes dos impostos		2.266.692,07	2.266.692,07	-390.163,66	-221.453,32	-52.742,98	115.967,36	284.677,69	453.388,03	622.098,37
Imposto de Renda		-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20
Imposto de Renda sobre excedente		-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47
Contribuição Social		-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52
Lucro Líquido		1.915.237,35	1.915.237,35	-741.618,38	-572.908,04	-404.197,70	-235.487,36	-66.777,02	101.933,31	270.643,65
Dividendos										
Lucros Retidos		1.915.237,35	1.915.237,35	-741.618,38	-572.908,04	-404.197,70	-235.487,36	-66.777,02	101.933,31	270.643,65

DRE – Anos 1 ao 10

ANO 11	ANO 12	ANO 13	ANO 14	ANO 15	ANO 16	ANO 17	ANO 18	ANO 19	ANO 20	ANO 21	ANO 22	ANO 23	ANO 24	ANO 25
4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33
4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33
-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52	-29.745,52
-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00
-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00	-137.287,00
4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33	4.576.233,33
-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87	-622.437,87
3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45
-506.131,02	-337.420,68	-168.710,34												
-2.656.855,73	-2.656.855,73	-2.656.855,73												
790.808,71	959.519,05	1.128.229,39	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45	3.953.795,45
-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20	-219.659,20
-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47	-122.439,47
-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52	-131.795,52
439.353,99	608.064,33	776.774,67	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74
439.353,99	608.064,33	776.774,67	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74	3.602.340,74

DRE – Anos 11 ao 25



5. Análise da VANTAJOSIDADE de PPP para suprir energia elétrica às unidades do Governo do Estado alimentadas em Média Tensão (MT).

Além das unidades prediais alimentadas em Baixa Tensão previstas para serem atendidas pelas UFVs analisadas anteriormente, o Governo do Estado conta com outros prédios cuja energização é feita em Média Tensão. Atualmente, as despesas anuais com energia elétrica das unidades do Estado alimentadas em Média Tensão perfazem **R\$17.763.089,83**, pela tarifa de consumo *Fora de Ponta*. Este número é maior quando medido pela tarifa na *Hora de Ponta*.

Para gerar por uma UFV a energia elétrica para atender o consumo em Média Tensão, seria necessária a implantação de uma usina com potência inicial de **24,60 MW** e potência final de **26,47 MW**, após a repotenciação. Os custos – CAPEX e OPEX - associados ao projeto estão indicados nas Tabela 26 e 27.

Tabela 26 – CAPEX da UFV para alimentar as unidades consumidoras em Média Tensão

CAPEX UFV - Média Tensão			
	1º ANO (R\$)	12º ANO (R\$)	TOTAL (R\$)
1- USINA SOLAR FOTOVOLTAICA			
1.1 PAINEL LEAPTON MONO HALF-CELL 665W	34.678.119,70	2.548.143,88	37.226.263,58
1.2 INVERSOR SUNGROW SG125HV - 125 KW	5.934.493,31	436.065,82	6.370.559,13
1.3 SUPORTES RACK	13.320.700,47	978.803,40	14.299.503,86
1.4 STRINGS/CABOS E ACESSÓRIOS	3.414.023,80	250.862,04	3.664.885,84
1.5 SKID STATION	12.986.741,96	954.264,17	13.941.006,13
1.6 MÃO DE OBRA p/ MONTAGEM DA UFV	20.706.787,64	1.521.532,16	22.228.319,80
1.7 OBRAS CIVIS	6.436.227,07	472.933,16	6.909.160,22
SUBTOTAL (R\$)	97.477.093,94	7.162.604,62	104.639.698,56
2 - DEMAIS COMPONENTES			
2.1 PROJETO EXECUTIVO	1.646.507,56	120.985,17	1.767.492,73
2.2 AQUISIÇÃO DE TERRENO (2,5 ha/MWp)	1.338.528,97	98.354,94	1.436.883,91
2.3 REDE DE MÉDIA TENSÃO (13,8 kV)	5.254.500,00	386.100,00	5.640.600,00
2.4 CABINE DE MÉDIA TENSÃO	10.403.279,46	764.431,67	11.167.711,13
2.5 CONEXÃO COM A DISTRIBUIDORA	2.802.400,00	205.920,00	3.008.320,00
2.6 ESTAÇÃO SOLARIMÉTRICA	3.362.529,70	247.078,26	3.609.607,96
2.7 LICENÇAS E SEGUROS	538.857,02	39.595,15	578.452,17
SUBTOTAL (R\$)	25.346.602,71	1.862.465,18	27.209.067,89
TOTAL GERAL (R\$)	122.823.696,65	9.025.069,80	131.848.766,45



Tabela 27 – OPEX anual da UFV para alimentar as unidades consumidoras em Média Tensão

	Descrição	VALOR (R\$)
1	Diretoria e gerência da SPE	153.847,92
2	Operação e manutenção	1.357.518,71
3	Despesa sócio-ambientais	4.007,50
4	Seguros e garantias	109.873,97
5	Segurança patrimonial	162.000,00
	TOTAL (R\$)	1.787.248,10

A partir dos valores de CAPEX e OPEX mostrados nas Tabelas 25 e 26, calculou-se o valor da CONTRAPRESTAÇÃO que o Governo do Estado iria pagar ao Concessionário, supondo: (a) TMA de 6,76%, (b) regime contábil em Lucro Presumido e (c) alavancagem de 70% na composição do capital a ser investido.

Tabela 28 – Valor da Contraprestação para UFV das unidades consumidoras em Média Tensão



Cálculo da Contraprestação - MT

Premissas Econômicas

TMA (CMPC)	6,79%
Prazo de Concessão (anos)	25
Regime Contábil	Lucro Presumido
Impostos (Lucro Presumido)	17,53%

CUSTOS DE INVESTIMENTO

1º CAPEX (R\$)	122.823.696,65
2º CAPEX (R\$)	9.025.069,80
2º CAPEX Descontado (R\$)	4.103.710,42
CAPEX Total (R\$)	126.927.407,07

Custo anualizado

CAPEX anualizado (CAE) (R\$)	10.861.623,08
OPEX (anual) (R\$)	1.787.248,10
Total (R\$)	12.648.871,18

Contraprestação anual

CUSTO ANUALIZADO (R\$)	12.648.871,18
Impostos (R\$)	2.688.671,18
VALOR DA CONTRAPRESTAÇÃO (R\$)	15.337.542,36

Na hipótese da construção da UFV, o Governo do Estado teria que pagar, somados ao valor da Contraprestação, os custos residuais com a conta de energia e a despesa com o Verificador Independente, discriminados na Tabela 29.

Tabela 29 – Despesas residuais com a conta de energia elétrica

	DESCRIÇÃO	VALOR (R\$)
1	Verificador Independente	343.602,81
2	Demanda Contratada (UFVs)	4.487.048,99
3	Demanda Contratada (UCs)	6.696.838,01
4	Despesas com energia (Fio B)	4.119.396,11
	TOTAL (R\$)	15.646.885,92

Com base nos valores da Contraprestação, das despesas atualmente pagas à ENERGISA, e das despesas residuais, verificou-se que não há VANTAJOSIDADE para o Governo Estadual implementar uma PPP com o objetivo de suprir o consumo de energia elétrica das unidades atendidas em Média Tensão. Ao contrário, haveria

uma elevação expressiva das despesas com energia elétrica, da ordem de 73,43%, como apresentado na Tabela 30.

Tabela 30 – Vantajosidade do Governo do Estado com a PPP para Média Tensão

CÁLCULO DA VANTAJOSIDADE - MT (LUCRO PRESUMIDO)							
		ALAVANCAGEM		TMA			
		70%		99,34%			
CENÁRIO 1 : SEM PPP		CENÁRIO 2 : COM PPP					
ANO	DESPESA COM ENERGIA ENERGISA (R\$)	VERIFICADOR INDEPENDENTE (R\$)	ENCARGOS COM A CONTA DE ENERGIA(ENERGISA) (R\$)	CONTRAPRESTAÇÃO (R\$)	TOTAL (R\$)	VANTAJOSIDADE (R\$)	%
1	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
2	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
3	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
4	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
5	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
6	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
7	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
8	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
9	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
10	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
11	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
12	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
13	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
14	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
15	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
16	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
17	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
18	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
19	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
20	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
21	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
22	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
23	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
24	17.763.089,83	343.602,81	15.125.375,72	15.337.542,36	30.806.520,88	- 13.043.431,05	-73,43%
	426.314.155,94				739.356.501,24	- 313.042.345,30	-73,43%



6. REFERÊNCIAS

- [1] Abreu Filho, José Carlos Franco e Cury, Marcus Vinícius Quintella – **Análise de projetos de investimentos**. Rio de Janeiro, FGV Editora, 2018.
- [2] Abreu Filho, José Carlos Franco , Cury, Marcus Vinícius Quintella (et al.) – **Finanças corporativas**. 12ª ed. Rio de Janeiro, FGV Editora, 2018.
- [3] Marcus Quintella e Marcelo Sucena - **Controvérsias e utilização equivocada da taxa interna de retorno (TIR) nas concessões e PPPs**. FGV Transportes/WEBINAR, FGV, março, 2023.
- [4] Brasil. Ministério da Fazenda. **Metodologia de cálculo do WACC: concessões públicas**. Brasília-DF, 2018.
- [5] https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html, acessado em outubro/2023
- [6] <https://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerir.aspx?serid=40940&module=M>, acessado em outubro/2023
- [7] Brasil. Ministério da Fazenda. **Boletim informativo de debêntures incentivadas**. 109ª ed., dezembro/2022.
- [8] ANEEL, **Nota Técnica no 49/2007-SRE/ANEEL**, de 05/03/2007
- [9] ANEEL, **Nota Técnica nº 118/2017-SRM/ANEEL**, de 26/07/2017
- [10] Brasil. Receita Federal. **Gap Tributário do IR/-2015 a 2019. Relatório Preliminar de Resultados n.1/2023**. Brasília. Setembro, 2023
- [11] Soares Júnior, José. **O value for money na avaliação da opção de parceria público-privada no setor de energia do Piauí: um estudo de caso** / José Soares Júnior. - 2019. Fundação Getulio Vargas, Escola de Economia de São Paulo.