



**CONCORRÊNCIA Nº 003/2024/SEIRH
PROCESSO Nº 31.000.000258.2024
NÚMERO NO PBD OC SHM-PRC-2024/02508
REGISTRO NA CGE Nº 24-01230-1**

**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**

ANEXO III – TERMO DE REFERÊNCIA

Novembro/2024



LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – GERAÇÃO X CONSUMO DO GRUPO 1	13
FIGURA 2 – SALDO DE CRÉDITOS DAS UFV GRUPO 1.....	13
FIGURA 3 – GERAÇÃO X CONSUMO DO GRUPO 2	14
FIGURA 4 – SALDO DE CRÉDITOS DA UFV - GRUPO 2	14
FIGURA 5: TARIFA DE ENERGIA 2023.	21



LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA REFERENCIAL	9
TABELA 2 – CONSUMO REFERENCIAL GRUPO 1	10
TABELA 3 – CONSUMO REFERENCIAL GRUPO 2	10
TABELA 4 – IRRADIAÇÃO MÉDIA MENSAL DOS MUNÍCIOS DE JOÃO PESSOA E CAMPINA GRANDE.	11
TABELA 5 - POTÊNCIA E REPOTENCIAÇÃO DAS UFVs	12
TABELA 6 – CAPEX GRUPO 1	15
TABELA 7 – CAPEX GRUPO 2	16
TABELA 8: OPEX GRUPO 1	18
TABELA 9: OPEX GRUPO 2	19
TABELA 10: OPEX TOTAL	20
TABELA 11: CUSTOS RESIDUAIS TARIFÁRIOS (R\$/MWh).	22



LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

CAPEX. *Custos de Investimento*

OPEX. *Custos de Operação e Manutenção*

UC *Unidade Consumidora*

SCEE. *Sistema de Compensação de Energia Elétrica*

SEAD *Secretaria de Estado da Administração*

SEE. *Secretaria de Estado da Educação*

SES. *Secretaria de Estado da Saúde*



SUMÁRIO

TERMO DE REFERÊNCIA.....	5
1. CONSUMO REFERENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA	9
1.1 AGRUPAMENTO DAS UNIDADES CONSUMIDORAS.....	9
2. DIMENSIONAMENTO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS	10
2.1 PREMISSAS E CRITÉRIOS PARA DIMENSIONAMENTO DAS UFVs	10
2.2 EQUAÇÃO PARA CÁLCULO DA POTÊNCIA DAS UFVs	12
2.3 POTÊNCIA ESTIMADA DAS UFVs.....	12
3. ORÇAMENTO DO PROJETO	15
3.1 CAPEX.....	15
3.2 OPEX.....	16
4. BENEFÍCIOS ECONÔMICOS TARIFÁRIOS E RECEITAS ACESSÓRIAS	
21	

TERMO DE REFERÊNCIA

Este Termo de Referência descreve a metodologia, as premissas e os critérios adotados para o dimensionamento das Usinas Fotovoltaicas (UFVs), a fim de suprir o consumo de energia elétrica da administração estadual, na modalidade de geração distribuída, por meio de Parceria Público-Privado (PPP).

São parte integrante deste Termo de Referência, independentemente de transcrição, todas as normas (NBRs) da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e INMETRO, bem como as Normas internacionais que certificam os equipamentos e normas da Distribuidora de Energia.

Para implantação das UFVs e execução dos serviços associados, devem ser aplicadas, mas não se limitando a estas, as seguintes normas, resoluções, portarias e/ou documentos:

**1) Normas brasileiras**

- ABNT NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão
- ABNT NBR 5984 - Norma Geral de Desenho Técnico – Procedimento;
- ABNT NBR 6123: 1988 – Forças devidas ao Vento em Edificações;
- ABNT NBR 62116 – Procedimento de ensaio anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- ABNT NBR 6323: 2016 - Galvanização por imersão a quente de produtos de aço e ferro fundido – Especificação;
- ABNT NBR 6812 - Fios e Cabos Elétricos - Método de Ensaio;
- ABNT NBR 8681: 2003 – Ações e segurança nas estruturas – Procedimento;
- ABNT NBR 8800: 2008 – Projeto de estruturas de aço e de estruturas mistas de aço e concreto de edifícios;
- ABNT NBR 9513 - Emendas para Cabos de Potência Isolados para Tensões até 750 V;
- ABNT NBR 10067 - Princípios Gerais de Representação em Desenho Técnico;
- ABNT NBR 10151 - Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas;
- ABNT NBR 10152 - Níveis de Ruído para conforto acústico;
- ABNT NBR 10899, Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia;
- ABNT NBR 11704, Sistema Fotovoltaicos – Classificação;
- ABNT NBR 11876, Módulos Fotovoltaicos – Especificação.
- ABNT NBR 14039 – Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV
- ABNT NBR 14200/1998: Acumulador Chumbo-Ácido estacionário ventilado para o sistema fotovoltaico- Ensaio
- ABNT NBR 15389/2006: Bateria de Chumbo-Ácido estacionária regulada por válvula – Instalação e Montagem
- ABNT NBR 15920 – Dimensionamento Econômico e Ambiental de Condutores Elétricos;
- ABNT NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;



- ABNT NBR 16274/2014: Sistema Fotovoltaicos Conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.
- ABNT NBR 6591:2008 Tubos de aço-carbono com solda longitudinal de seção circular, quadrada, retangular e especial para fins industriais – Especificação;
- ABNT NBR 7000:2016 - Alumínio e suas ligas - Produtos extrudados com ou sem trefilação - Propriedades mecânicas;
- ABNT NBR 8261:2010 Tubos de aço-carbono, formado a frio, com e sem solda, de seção circular, quadrada ou retangular para usos estruturais.
- ABNT NBR 12610:2010 - Alumínio e suas ligas — Tratamento de superfície — Determinação da espessura de camadas não condutoras — Método de correntes parasitas (Eddy current);
- ABNT NBR 16150/2013: Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição.
- ABNT NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto

2) Leis, Normas Regulamentadoras, Portarias e Resoluções

- Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998 ou Lei de Crimes Ambientais;
- Lei nº 4.771, de 15 de setembro de 1965, institui o Código Florestal;
- NR 06: Equipamentos de Proteção Individual – EPI
- NR 10: Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade
- NR 17: Ergonomia
- NR 18: Condições e Meio Ambiente de Trabalho na Indústria da Construção
- NR 26: Sinalização de Segurança
- NR 35: Trabalho em Altura
- Portaria nº 004 de 04/01/2011 do INMETRO – RTAC001652 Revisão dos Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica e outras providências;



- ANEEL- Resolução Normativa 493 da ANEEL de 5 de junho de 2012;
- ANEEL- Resolução Normativa 488 da ANEEL de 15 de maio de 2012;
- ANEEL- Resolução Normativa 414 da ANEEL de 9 de setembro de 2010;
- PRODIST Módulo 3;
- Resolução do CONAMA Nº 401, de 4 de novembro 2008;

3) Normas internacionais

- IEC 61215 - Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules-Design Qualification and Type Approval-Part 2 Test Procedures;
- AA (ASD / LRFD): 2010 - Aluminum Design Manual (Aluminum Association);
- AWS D1.1/D1.1M:2010 - Código de Soldagem Estrutural - Aço (American Welding Society);
- ASTM A36: Norma de Especificação da liga A36 de aço carbono estrutural da American Society for Testing and Materials (ASTM)

1. CONSUMO REFERENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA

O presente projeto abrange 1.945 Unidades Consumidoras (UCs) de titularidade da administração estadual atendidas em baixa tensão, cujo consumo de referência foi estimado com base no montante efetivamente faturado de janeiro a outubro de 2023, mais o valor projetado para os meses de novembro e dezembro, conforme detalhado na Tabela 1.

Tabela 1 - Consumo de energia elétrica referencial

Mês	Consumo (MWh)
Janeiro	2.508,89
Fevereiro	2.432,39
Março	2.802,12
Abril	2.999,53
Maio	2.998,63
Junho	2.877,43
Julho	2.526,67
Agosto	2.557,37
Setembro	2.728,97
Outubro	2.879,77
Novembro	2.957,74
Dezembro	3.039,73
Total	33.309,23

Fonte: SEAD/ENERGISA/SEIRH (2023)

1.1 Agrupamento das Unidades Consumidoras

O modelo de gestão das contas de energia elétrica adotado pela Secretaria de Estado da Administração (SEAD) pressupõe o agrupamento das UCs por secretarias e órgãos. Este procedimento também favorece a gestão operacional e a compensação dos créditos de energia no âmbito do Sistema Compensação de Energia Elétrica (SCEE), pois permite, em cada UFV, a conexão de UCs com perfil de consumo semelhante.

Com base nessas premissas, definiram-se dois grupos: Grupo 1 - composto pelas UCS vinculadas à Secretaria de Estado da Educação - SEE; e Grupo 2 - composto pela UCs vinculadas à Secretaria de Estado da Saúde – SES, mais o restante das UCs das demais secretarias e órgãos.

Nas Tabelas Tabela 2 e Tabela 3 são apresentados os perfis do consumo de referência para os grupos 1 e 2, respectivamente.

Tabela 2 – Consumo referencial
Grupo 1

Mês	Consumo (MWh)
Janeiro	1.105,06
Fevereiro	1.051,05
Março	1.421,59
Abril	1.569,39
Maio	1.579,18
Junho	1.486,44
Julho	1.251,82
Agosto	1.353,29
Setembro	1.448,87
Outubro	1.486,78
Novembro	1.533,67
Dezembro	1.525,19
Total	16.812,31

Fonte: SEIRH

Tabela 3 – Consumo referencial
Grupo 2

Mês	Consumo (MWh)
Janeiro	1.403,83
Fevereiro	1.381,35
Março	1.380,53
Abril	1.430,14
Maio	1.419,44
Junho	1.390,99
Julho	1.274,85
Agosto	1.204,08
Setembro	1.280,10
Outubro	1.392,99
Novembro	1.424,08
Dezembro	1.514,53
Total	16.496,92

Fonte: SEIRH

2. DIMENSIONAMENTO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS

2.1 Premissas e critérios para dimensionamento das UFVs

As premissas adotadas para o dimensionamento da UFVs foram as seguintes:

a) Evolução do consumo de energia elétrica

O consumo referencial de energia elétrica foi considerado constante durante todo o período de concessão, haja vista a adoção de medidas permanentes para melhoria da eficiência dos equipamentos e das instalações elétricas das UCs durante o período de concessão.

b) Utilização integral dos créditos excedentes de energia elétrica

Com o objetivo de suprir o consumo de energia elétrica referencial com a menor potência possível, foi considerado, para ambos os grupos, a utilização

integral dos créditos excedentes durante todo o período de concessão, conforme critérios do SCEE.

c) Superfície de instalação das UFVs

Optou-se pela instalação dos módulos fotovoltaicos em estruturas fixadas no solo com o intuito facilitar a gestão das UFVs e reduzir as despesas operacionais (“operational expenditure”: OPEX). Ademais, considerou-se a menor degradação de módulos instalados em solo em relação a instalação em telhados.

d) Taxa de desempenho do sistema fotovoltaico

Neste projeto adotou-se o valor de 0,817, com base em simulações do software PVsyst, ferramenta de reconhecida credibilidade na indústria solar para modelar o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Os equipamentos adotados para simulação técnica no PVSyst foram:

- Painéis da marca Lepton, modelo LP182*210M66NH, 22,56% de eficiência e 610 Wp de potência; e
- Inversores da marca HUAWEI, modelo SUN2000-100KTL-M2, de 100 kW de potência e 50% de overload.

e) Irradiação média mensal

De acordo com correspondência da Energisa Paraíba, que sinaliza a possibilidade de conexão de miniusinas fotovoltaicas à rede de distribuição apenas nos municípios de João Pessoa e Campina Grande, adotou-se a média mensal da irradiação global inclinada a 10° para esses municípios, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Irradiação média mensal dos municípios de João Pessoa e Campina Grande.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média anual
Irradiação (kWh/m².dia)	5,22	5,49	5,55	5,61	5,34	5,15	5,15	5,78	6,00	6,07	5,81	5,46	5,55

Fonte: Atlas Solarimétrico da Paraíba (2023).

2.2 Equação para cálculo da potência das UFVs

Para se determinar a potência das UFVs foi utilizada a seguinte equação:

$$P_{fv}[kWp] = \frac{(E/TD)}{HSP} \quad (1)$$

em que:

- P_{fv} (kWp) é a potência de pico do sistema fotovoltaico;
- E (kWh) é o consumo de energia elétrica referencial;
- HSP (h/dia) é a média diária anual das horas de sol pleno incidente no plano do painel fotovoltaico.
- TD é a taxa de desempenho do sistema fotovoltaico.

2.3 Potência estimada das UFVs

Na Tabela 5 são apresentados os valores da potência inicial das UFVs, e das repotenciações no 12º ano de operação.

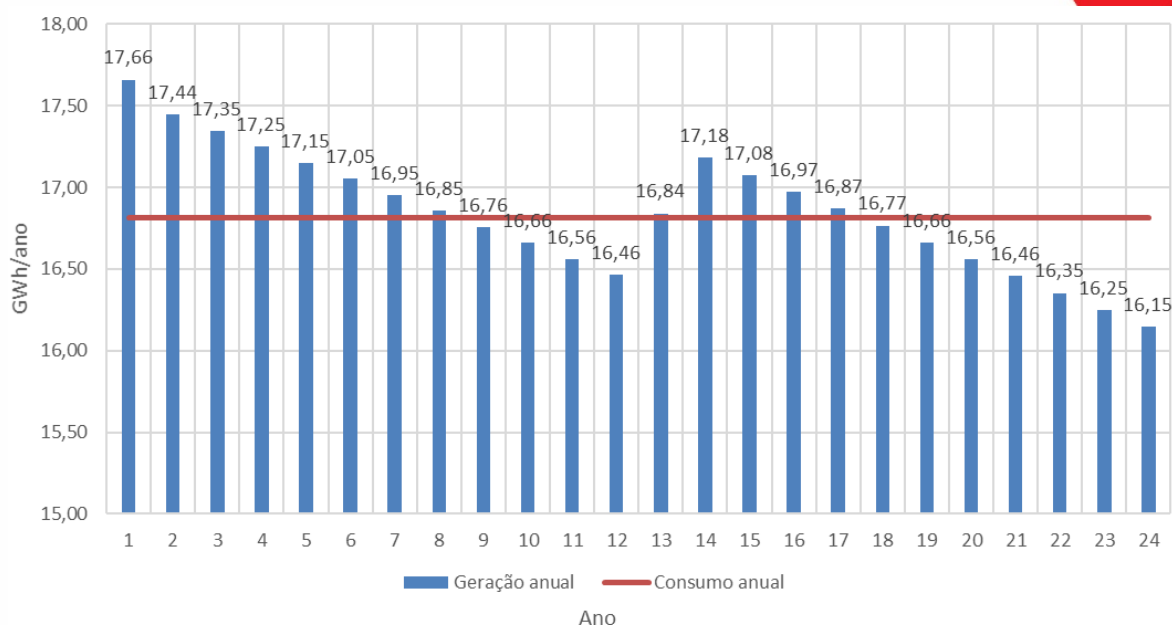
Tabela 5 - Potência e repotenciação das UFVs

Ano	Potência (MWp)	
	Grupo 1	Grupo 2
1	11,03	10,76
12	0,55	0,65
24	11,57	11,41

Fonte: SEIRH

Na Figura 1 é apresentado o perfil da geração de energia elétrica das usinas do Grupo 1 para atendimento do respectivo consumo referencial.

Figura 1 – Geração x consumo do Grupo 1

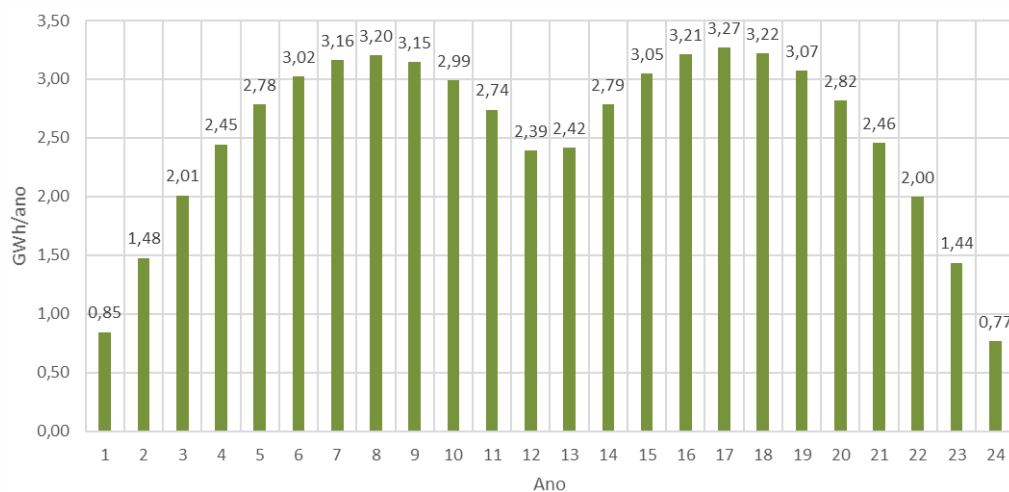


Fonte: SEIRH

Em razão da degradação natural do sistema fotovoltaico a quantidade de energia gerada diminui a cada ano, sendo necessário a repotenciação no 12º ano de operação, a fim de recuperar a capacidade de geração.

Os montantes anuais de geração inferiores ao consumo referencial são compensados com a utilização dos créditos excedentes de energia dos períodos anteriores, conforme critérios do SCEE. O saldo anual de créditos para o Grupo 1, durante o período de concessão, é mostrado na Figura 2.

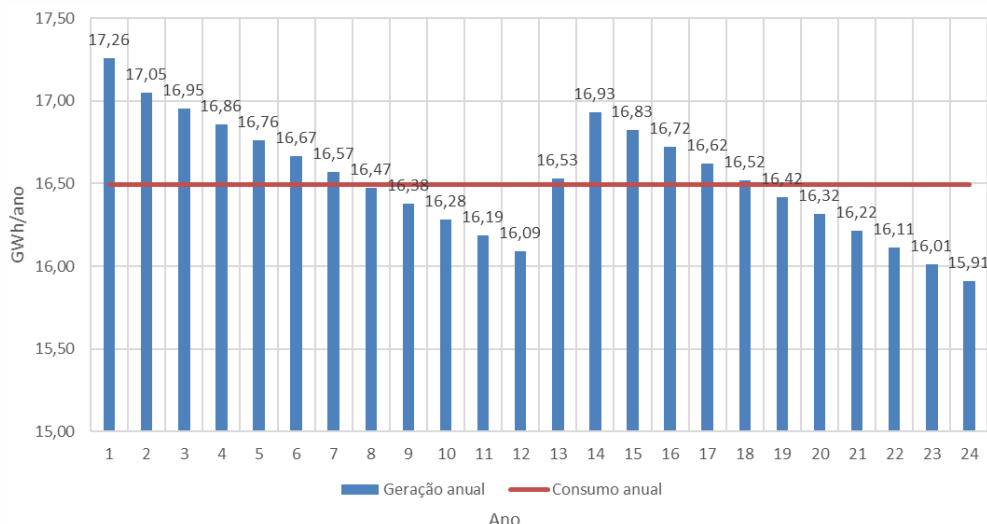
Figura 2 – Saldo de créditos das UFV Grupo 1



Fonte: SEIRH

Na Figura 3 é apresentado o gráfico de geração e consumo anual para o Grupo 2. De modo similar, o comportamento de degradação natural do sistema fotovoltaico se repete e a geração diminui a cada ano, sendo necessário a repotenciação no 12º ano.

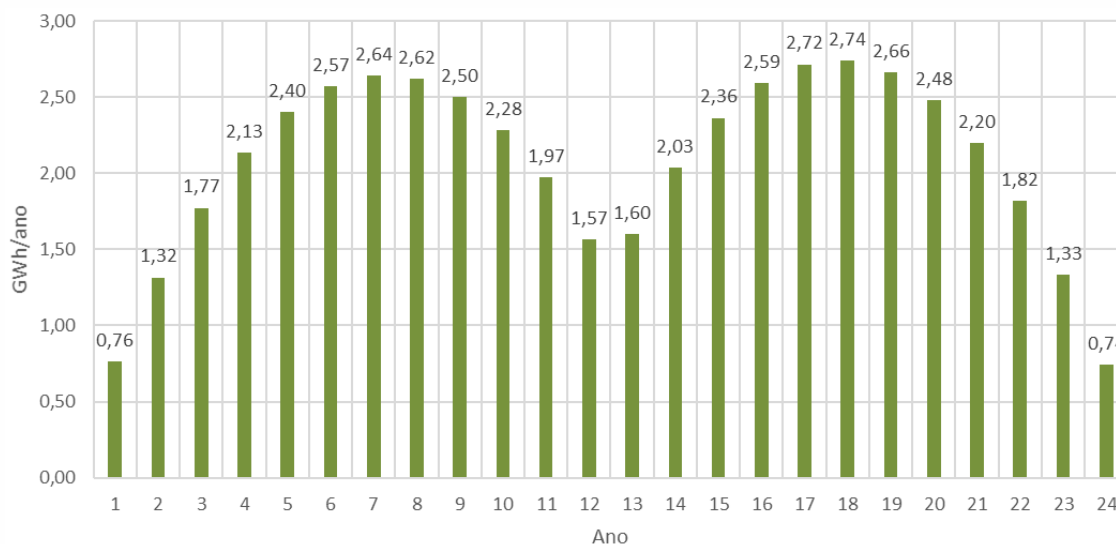
Figura 3 – Geração x consumo do Grupo 2



Fonte: SEIRH

Os montantes anuais de geração inferiores ao consumo referencial são compensados com a utilização dos créditos excedentes de energia dos períodos anteriores, conforme critérios do SCEE. O saldo anual de créditos para o Grupo 1, durante o período de concessão, é mostrado na Figura 4.

Figura 4 – Saldo de Créditos da UFV - Grupo 2



Fonte: SEIRH

3. ORÇAMENTO DO PROJETO

3.1 CAPEX

Os custos de investimento (“capital expenditure”: CAPEX) representam o investimento necessário para implantar a infraestrutura das UFVs, incluindo aquisição dos painéis solares, inversores, estruturas de suporte, custos de conexão, dentre outros. Para dimensionamento dos terrenos das UFVs foi considerada a relação de 2,0 ha/MWp, e o valor de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) por hectare.

Na

Tabela 6 são apresentados os valores de capital a serem investidos nas UFVs do Grupo 1, incluindo a repotenciação no 12º ano de operação, que corresponde ao 13º ano de concessão.

Tabela 6 – CAPEX Grupo 1

Grupo 1				
1- Usina Solar Fotovoltaica (UFV)		1º ANO (R\$)	13º ANO (R\$)	TOTAL (R\$)
1.1	Painel Leapton Panther 610W N-Type	8.196.662,56	407.574,02	8.604.236,58
1.2	Inversor Huawei -100kti-M2 -100kw	2.368.000,00	122.809,50	2.490.809,50
1.3	Suportes Rack	4.192.773,72	208.483,10	4.401.256,83
1.4	Strings/Cabos e Acessórios	1.074.585,33	53.433,10	1.128.018,42
1.5	Skid Station	4.087.658,20	203.256,30	4.290.914,50
1.6	Mão de Obra	6.517.590,82	324.083,21	6.841.674,03
1.7	Obras Cíveis	2.025.842,69	100.733,79	2.126.576,48
Subtotal UFV (R\$)		28.463.113,32	1.420.373,02	29.883.486,34
2 - Demais Componentes				
2.1	Projeto Executivo	518.248,55	25.769,59	544.018,14
2.2	TERRENO (2 ha/MWp)	441.036,46	21.930,27	462.966,72
2.3	Rede de Média Tensão (13,8 KV)	1.653.886,71	82.238,50	1.736.125,22
2.4	Cabine de Média Tensão	3.274.497,23	162.822,37	3.437.319,60
2.5	Custo com Conexão	882.072,91	43.860,54	925.933,45
Subtotal Componentes (R\$)		6.769.741,86	336.621,27	7.106.363,13
Total (R\$)		35.232.855,18	1.756.994,29	36.989.849,47

Fonte: SEIRH

Os valores de capital a serem investidos nas UFVs do Grupo 2, incluindo a repotenciação no 12º ano de operação, que corresponde ao 13º ano de concessão, são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – CAPEX Grupo 2

Grupo 2				
1- Usina Solar Fotovoltaica (UFV)		1º ANO (R\$)	13º ANO (R\$)	TOTAL (R\$)
1.1	Painel Lepton Panther 610W N-Type	8.000.628,25	483.154,67	8.483.782,92
1.2	Inversor Huawei -100kV-M2 -100kw	2.304.000,00	145.583,33	2.449.583,33
1.3	Suportes Rack	4.092.497,85	247.144,27	4.339.642,12
1.4	Strings/Cabos e Acessórios	1.048.885,16	63.341,75	1.112.226,91
1.5	Skid Station	3.989.896,31	240.948,21	4.230.844,51
1.6	Mão de Obra	6.361.713,80	384.181,29	6.745.895,09
1.7	Obras Cíveis	1.977.391,92	119.413,89	2.096.805,81
Subtotal UFV (R\$)		27.775.013,29	1.683.767,41	29.458.780,69
2 - Demais Componentes				
2.1	Projeto Executivo	505.853,93	30.548,31	536.402,24
2.2	Terreno (2 ha/MWp)	430.488,47	25.997,02	456.485,49
2.3	Rede de Média Tensão (13,8 KV)	1.614.331,77	97.488,84	1.711.820,61
2.4	Cabine de Média Tensão	3.196.183,18	193.016,20	3.389.199,38
2.5	Custo com Conexão	860.976,94	51.994,05	912.970,99
Subtotal Componentes (R\$)		6.607.834,30	399.044,41	7.006.878,71
Total (R\$)		34.382.847,58	2.082.811,82	36.465.659,40

Fonte: SEIRH

3.2 OPEX

Os Custos de Operação e Manutenção (OPEX) são compostos por:

a) Diretoria e gerência da SPE

São os custos com gerência da SPE.

b) Operação e manutenção

São os custos estimados para manter as UFVs operando adequadamente e gerando a energia referencial. Na composição dos custos, estão previstas despesas com equipe de operação e manutenção, com substituição de painéis e equipamentos danificados, e com limpeza e conservação das UFVs e dos painéis fotovoltaicos.

c) Despesas socioambientais

São as despesas necessárias para obtenção e renovação das licenças necessárias para implantação e operação do empreendimento.

d) Seguros e garantias

São as despesas para o caso de ocorrência de sinistros.



e) Segurança patrimonial remota

São as despesas com equipe de segurança patrimonial para inibir furtos e roubos ao empreendimento.

Os valores de OPEX para os Grupos 1 e 2 são apresentados respectivamente, nas Tabelas 8, 9 e 10.



Tabela 8: OPEX Grupo 1

OPEX GRUPO 1		ANO 1 (R\$)	ANO 2 (R\$)	ANO 3 (R\$)	ANO 4 (R\$)	ANO 5 (R\$)	ANO 6 (R\$)	ANO 7 (R\$)
1	Diretoria e gerência da SPE		180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00
2	Operação e manutenção		382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21
3	Licenças ambientais	43.773,40				14.483,85		
4	Seguros e garantias	125.000,00	35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19
5	Segurança patrimonial		84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00
TOTAL (R\$)		168.773,40	682.312,40	682.312,40	682.312,40	696.796,24	682.312,40	682.312,40
		ANO 8 (R\$)	ANO 9 (R\$)	ANO 10 (R\$)	ANO 11 (R\$)	ANO 12 (R\$)	ANO 13 (R\$)	ANO 14 (R\$)
		180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00
		382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21
			14.483,85				14.483,85	
		35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19
		84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00
		682.312,40	696.796,24	682.312,40	682.312,40	682.312,40	696.796,24	682.312,40
		ANO 15 (R\$)	ANO 16 (R\$)	ANO 17 (R\$)	ANO 18 (R\$)	ANO 19 (R\$)	ANO 20 (R\$)	ANO 21 (R\$)
		180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00
		382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21
				14.483,85				14.483,85
		35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19
		84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00
		682.312,40	682.312,40	696.796,24	682.312,40	682.312,40	682.312,40	696.796,24
		ANO 22 (R\$)	ANO 23 (R\$)	ANO 24 (R\$)	ANO 25 (R\$)	TOTAL (R\$)		
		180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	4.320.000,00		
		382.730,21	382.730,21	382.730,21	382.730,21	9.185.524,99		
					14.483,85	130.676,48		
		35.582,19	35.582,19	35.582,19	35.582,19	978.972,56		
		84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	2.016.000,00		
		682.312,40	682.312,40	682.312,40	696.796,24	16.631.174,04		



Tabela 9: OPEX Grupo 2

OPEX - GRUPO 2		ANO 1 (R\$)	ANO 2 (R\$)	ANO 3 (R\$)	ANO 4 (R\$)	ANO 5 (R\$)	ANO 6 (R\$)	ANO 7 (R\$)
1	Diretoria e gerência da SPE		180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00
2	Operação e manutenção		382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51
3	Licenças ambientais	43.109,50				14.264,17		
4	Seguros e garantias	125.000,00	35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19
5	Segurança patrimonial		84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00
TOTAL (R\$)		168.109,50	682.065,70	682.065,70	682.065,70	696.329,87	682.065,70	682.065,70
		ANO 8 (R\$)	ANO 9 (R\$)	ANO 10 (R\$)	ANO 11 (R\$)	ANO 12 (R\$)	ANO 13 (R\$)	ANO 14 (R\$)
		180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00
		382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51
			14.264,17				14.264,17	
		35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19
		84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00
		682.065,70	696.329,87	682.065,70	682.065,70	682.065,70	696.329,87	682.065,70
		ANO 15 (R\$)	ANO 16 (R\$)	ANO 17 (R\$)	ANO 18 (R\$)	ANO 19 (R\$)	ANO 20 (R\$)	ANO 21 (R\$)
		180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00
		382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51
				14.264,17				14.264,17
		35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19
		84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00
		682.065,70	682.065,70	696.329,87	682.065,70	682.065,70	682.065,70	696.329,87
		ANO 22 (R\$)	ANO 23 (R\$)	ANO 24 (R\$)	ANO 25 (R\$)	TOTAL (R\$)		
		180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	4.320.000,00		
		382.493,51	382.493,51	382.493,51	382.493,51	9.179.844,14		
					14.264,17	128.694,52		
		35.572,19	35.572,19	35.572,19	35.572,19	978.732,56		
		84.000,00	84.000,00	84.000,00	84.000,00	2.016.000,00		
		682.065,70	682.065,70	682.065,70	696.329,87	16.623.271,22		



Tabela 10: OPEX Total.

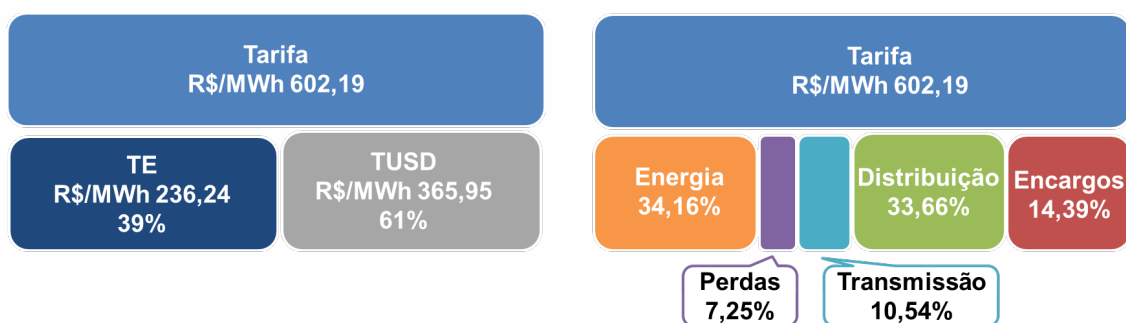
OPEX - TOTAL		ANO 1 (R\$)	ANO 2 (R\$)	ANO 3 (R\$)	ANO 4 (R\$)	ANO 5 (R\$)	ANO 6 (R\$)	ANO 7 (R\$)
1	Diretoria e gerência da SPE	-	360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00
2	Operação e manutenção	-	765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71
3	Licenças ambientais	86.882,90	-	-	-	28.748,02	-	-
4	Seguros e garantias	250.000,00	71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38
5	Segurança patrimonial	-	168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00
TOTAL (R\$)		336.882,90	1.364.378,09	1.364.378,09	1.364.378,09	1.393.126,11	1.364.378,09	1.364.378,09
		ANO 8 (R\$)	ANO 9 (R\$)	ANO 10 (R\$)	ANO 11 (R\$)	ANO 12 (R\$)	ANO 13 (R\$)	ANO 14 (R\$)
		360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00
		765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71
		-	28.748,02	-	-	-	28.748,02	-
		71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38
		168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00
		1.364.378,09	1.393.126,11	1.364.378,09	1.364.378,09	1.364.378,09	1.393.126,11	1.364.378,09
		ANO 15 (R\$)	ANO 16 (R\$)	ANO 17 (R\$)	ANO 18 (R\$)	ANO 19 (R\$)	ANO 20 (R\$)	ANO 21 (R\$)
		360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00
		765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71
		-	-	28.748,02	-	-	-	28.748,02
		71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38
		168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00
		1.364.378,09	1.364.378,09	1.393.126,11	1.364.378,09	1.364.378,09	1.364.378,09	1.393.126,11
		ANO 22 (R\$)	ANO 23 (R\$)	ANO 24 (R\$)	ANO 25 (R\$)	TOTAL (R\$)		
		360.000,00	360.000,00	360.000,00	360.000,00	8.640.000,00		
		765.223,71	765.223,71	765.223,71	765.223,71	18.365.369,13		
		-	-	-	28.748,02	259.371,01		
		71.154,38	71.154,38	71.154,38	71.154,38	1.957.705,12		
		168.000,00	168.000,00	168.000,00	168.000,00	4.032.000,00		
		1.364.378,09	1.364.378,09	1.364.378,09	1.393.126,11	33.254.445,26		

4. BENEFÍCIOS ECONÔMICOS TARIFÁRIOS E RECEITAS ACESSÓRIAS

Benefícios econômicos tarifários

A tarifa aplicada ao consumo de energia elétrica, conforme regulamentação da ANEEL (REN 3.378/2024), é composta pela Tarifa de Energia (TE) e pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). As funções de custo (encargos, distribuição, transmissão, perdas e energia) também integram a formação da tarifa de aplicação, conforme detalhado na Figura 5

Figura 5: Tarifa de energia 2023.



Fonte: SEIRH

A Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012 regulamentou a concessão de subsídios para geração distribuída, por meio da compensação integral dos componentes tarifários para a energia gerada por micro e miniusinas.

Com a entrada em vigor da Lei Federal nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022 e da Resolução Normativa ANEEL nº 1.059 de 7 de fevereiro de 2023, ficou estabelecido que os subsídios tarifários concedidos passariam a ser progressivamente reduzidos, conforme os critérios a seguir:

- GD I – usinas em operação ou com parecer de acesso emitido até 7 de janeiro de 2023, mantêm os subsídios integralmente até 31 de dezembro de 2045;
- GD II – usinas com potência inferior a 500 kW, com parecer de acesso solicitados após 7 de janeiro de 2023, estão submetidas a um processo

de transição, em que os subsídios serão retirados gradativamente, de 2022 a 2029;

- GD III – usinas com potência superior a 500 kW, com parecer de acesso solicitados após 7 de janeiro de 2023, os seguintes subsídios foram retirados:
 - 100% da TUSD fio B;
 - 40% da TUSD fio A;
 - 100% dos encargos relacionados à Pesquisa & Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética e à Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

Em outras palavras, os subsídios para as usinas GD I permanecem com 100% dos subsídios, não gerando custos residuais provenientes da tarifa até a data estabelecida por lei; para as usinas GD II, os subsídios serão retirados gradualmente, resultando em despesas residuais que aumentam ao longo dos anos, e, no caso das usinas GD III, os subsídios foram eliminados de forma imediata, gerando um maior custo residual, conforme detalhado na Tabela 11.

Tabela 11: Custos residuais tarifários (R\$/MWh).

Tipo	Período	Custos residuais	
		R\$/MWh	%
GD I	2023 - 2045	-	0%
GD II	2023	31,87	5%
	2024	63,74	11%
	2025	95,61	16%
	2026	127,49	21%
	2027	159,36	26%
	2028	191,23	32%
GD III	a partir de 2023	245,58	40,78%

Fonte: SEIRH

Ante o exposto, na hipótese de disponibilidade de miniusinas GD I ou GD II, haverá maior vantagem econômica para o Poder Concedente, face à isenção e/ou redução de encargos tarifários (custos residuais).



Portanto, no início da operação das miniusinas, deve-se verificar o respectivo enquadramento (GD I, GD II e GD III), com o objetivo de apurar eventuais ganhos econômicos decorrentes da redução de custos residuais da tarifa.

Receitas acessórias

Além dos benefícios econômicos provenientes da redução de encargos tarifários, considerando que as miniusinas fotovoltaicas contribuem para a redução de emissões de gases de efeito estufa, é possível a geração de Créditos de Carbono, que podem ser comercializados em mercados nacionais e internacionais pela CONCESSIONÁRIA, cujos benefícios deverão ser compartilhados com o PODER CONCEDENTE.