

# PPP DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

COMAM - Consórcio de Municípios da Alta Mogiana



**Modelagem de Concessão Administrativa para a Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica Destinada Ao Suprimento da Demanda Energética de Unidades Consumidoras Vinculadas às Prefeituras dos Municípios Aderentes Pertencentes ao Consórcio dos Municípios da Alta Mogiana - COMAM, com Gestão de Serviços de Compensação de Créditos de Energia.**

**CONSÓRCIO DE MUNICÍPIOS DA ALTA MOGIANA - COMAM**

Luís Fernando Benedini Gaspar Júnior - Presidente

Daniel Viana Melo - Vice-Presidente

Ana Lourinete Costa Lobô Montanher - Presidente do Conselho Fiscal

Walter Cássio Carvalho Faccirolli - Vice-Presidente do Conselho Fiscal

Lucas Bruxellas Parra - Secretário Executivo

Bianca Freitas Pereira Oliveira - Diretora Executiva

Marco Antônio Boscaia de Resende - Diretor Jurídico

Luís Sérgio Celeste Jorge - Prefeito de Aramina

Luís Fernando Benedini Gaspar Junior - Prefeito de Batatais

Fábio Maximiliano Vercezi Severi - Prefeito de Brodowski

Daniel Sarreta - Prefeito de Buritzal

Elson Gomes Dos Santos - Prefeito de Cristais Paulista

Ronywerton Marcelo Alves Pereira - Prefeito de Ipuã

Luiz Antônio De Araújo - Prefeito de Ituverava

Antônio Carlos Degan - Prefeito de Jardinópolis

Elaine Pinheiro De Paula Mansano Garcia - Prefeita de Jeriquara

Júlio Ferreira Do Carmo - Prefeito de Miguelópolis

Leandro César Silva Valadares - Prefeito de Morro Agudo

Daniel Viana Melo - Prefeito de Nuporanga

Jorge Gabriel Grasi - Prefeito de Orlândia

Mário Marcelo Carraro Bertelli - Prefeito de Patrocínio Paulista

Carlos Eduardo Barbosa Teixeira - Prefeito de Pedregulho

Felipe Talvani Sontini - Prefeito de Restinga

Mônica da Silva Favarim - Prefeita de Sales Oliveira

Denilson De Carvalho - Prefeito de Santo Antônio da Alegria

Walter Cássio Carvalho Faccirolli - Prefeito de São José da Bela Vista

Leonardo Caressato Capiteli - Prefeito de Serrana

### **BRUKER SOLUÇÕES**

Glauber Faquineli - Coordenação Geral

### **BRAVOR CONCESSÕES**

Adrian Batista - Coordenação Técnica

### **NB SOLAR**

César de Araújo Mendonça - Coordenador Estudo de Engenharia

### **ALVES, FREITAS & MOUTINHO - SOCIEDADE DE ADVOGADOS**

Marcelo Wendell da Silva - Coordenador Estudo Jurídico

## APRESENTAÇÃO

Acreditamos imensamente no grande potencial transformador que a parceria público-privada de geração solar fotovoltaica por meio da geração distribuída dará aos municípios do COMAM, auxiliando na redução nos gastos públicos com utilização de uma tecnologia mais sustentável, eficiente e econômica.

É com muita satisfação que formalizamos na presente data a entrega dos estudos ao COMAM, compostos pelo Modelo Técnico-Operacional, Modelo Econômico-Financeiro e Plano de Negócios, Modelo Jurídico-Institucional e Minutas de Edital e Anexos.

Atenciosamente,

---

**BRUKER SOLUÇÕES**

Glauber Faquineli

---

**BRAVOR CONCESSÕES**

Adrian Batista

**Índice de Ilustrações**

Figura 1 - COMAM e os Municípios Partícipes da PPP Solar.....	39
Figura 2 -Interações Durante a Elaboração da Consulta de Acesso .....	65
Figura 3 - Municípios Partícipes - COMAM .....	73
Figura 4 - Temperatura Média Horária.....	75
Figura 5 - Horas de Sol.....	76
Figura 6 - Radiação - Satélite GL 1.2.....	79
Figura 7 - Radiação Solar Média Diária Anual no Estado de São Paulo.....	80
Figura 8 - Categorias de Nebulosidade.....	81
Figura 9 - Horas de Luz Solar e Crepúsculo.....	82
Figura 10 - Sistema de Mensuração de Desempenho - SMD.....	135
Figura 11 - Cálculo do IDG .....	135
Figura 12 - Ficha de Detalhamento dos Indicadores.....	136
Figura 13 - Índice de Desempenho (ID) .....	137
Figura 14 - Indicador de Operação (IO).....	138
Figura 15 - Subindicador de Geração Mínima (SGM) .....	141
Figura 16 - Subindicador de Performance Ratio (SPR).....	143
Figura 17 - Indicador de Manutenção (IM).....	144
Figura 18 - Subindicador de Manutenção Corretiva (SMC) .....	145
Figura 19 - Subindicador de Manutenção Preventiva (SMP).....	146
Figura 20 - Indicador de Conformidade (IC).....	147
Figura 21 - Indicador de Qualidade (IQ) .....	148
Figura 22 - Subindicador do Fator de Potência Médio (SFP) .....	150
Figura 23 - Subindicador de Distúrbios Harmônicos (SDH).....	152
Figura 24 - Subindicador de Variações de Tensão (SVT).....	154
Figura 25 - Subindicador de Desconexões Involuntárias (SDI) .....	156
Figura 26 - Diferença de Custos entre a Execução Direta e a PPP.....	226

Figura 27 - Arcabouço Conceitual do Value for Money ..... 237

Figura 28 - Passos e Prazos na Publicação de Edital de Concessão.....303

**Índice de Tabelas**

Tabela 1 - Prazos do Processo de Conexão para Micro e Mini Geração .....	67
Tabela 2 - População, Municípios Partícipes.....	74
Tabela 3 - Consumo Estimado (KWh/mês) - Municípios Partícipes.....	82
Tabela 4 - Potência Estimada (KWp) - Municípios Partícipes .....	84
Tabela 5 - Valores Estimados para cada Município .....	86
Tabela 6 - Participação de cada Município na produção energética .....	87
Tabela 7 - Cronograma da Concessão .....	122
Tabela 8 - Indicadores Macroeconômicos .....	159
Tabela 9 - Alíquotas Tarifárias .....	161
Tabela 10 - Alíquotas Tarifárias .....	164
Tabela 11 - Valor Mensal da Contraprestação Máxima Observada durante o período de implantação.....	165
Tabela 12 - Prazos para Capital de Giro .....	166
Tabela 13 - Valores de Contraprestação Pecuniária, Mensal e Anual, por Município e Total.....	167
Tabela 14 - Projeção de Investimentos.....	169
Tabela 15 - Projeção Detalhada dos Investimentos.....	171
Tabela 16 - OPEX estimado .....	178
Tabela 17 - OPEX Projetado Detalhado .....	179
Tabela 18 - SG&A Projetado .....	180
Tabela 19 - SG&A Projetado Detalhado .....	181
Tabela 20 - Seguros e Garantias (R\$ mil) .....	185
Tabela 21 - Premissas de Financiamento .....	189
Tabela 22 - Prêmio de Risco País e Prêmio de Risco adicional .....	194
Tabela 23 - Spread adicional economias listadas .....	198
Tabela 24 - Taxa Livre de Risco .....	199

Tabela 25 - Tabela resumo CAPM Modificado .....	201
Tabela 26 - Síntese do custo da Dívida .....	202
Tabela 27 - Custo médio Ponderado de Capital WACC .....	202
Tabela 28 - Principal Composição de Gastos ao Longo da Concessão.....	205
Tabela 29 - Parâmetros de Viabilidade do Projeto .....	206
Tabela 30 - Quadro de Usos e Fontes .....	206
Tabela 31 - Demonstrativo de Resultados.....	210
Tabela 32 - Balanço Patrimonial .....	215
Tabela 33 - Fluxo de Caixa .....	221
Tabela 34 - Premissas Qualitativas.....	239
Tabela 35 - Diferenciais Adotados entre Custos de Execução Direta e PPPs	240
Tabela 36 - Aumento dos Custos decorrentes de Erros de Concepção .....	242
Tabela 37 - Custos Adicionais na Construção e Aquisição de Equipamentos	243
Tabela 38 - Risco de Custos Adicionais de Operação .....	243
Tabela 39 - Risco com Atrasos .....	243
Tabela 40 - Risco com Aditivos de Investimentos (escopo) .....	244
Tabela 41 - Risco com Aditivos de Despesas (Escopo).....	244
Tabela 42 - Contratações Via Setor Público .....	246
Tabela 43 - Comparador do Setor Público .....	249
Tabela 44 - Receita Corrente Líquida - Municípios Partícipes .....	258
Tabela 45 - Receita Corrente Líquida em Valores Reais - Municípios Partícipes .....	259
Tabela 46 - Taxa Média de Crescimento Anual Adotada - Municípios Partícipes .....	260
Tabela 47 - RCL Projetada - Municípios Partícipes .....	261
Tabela 48 - Percentual de Comprometimento da RCL projetado - Municípios Partícipes.....	265



## Índice de Gráficos

Gráfico 1 - Oferta Interna de Energia .....	44
Gráfico 2 - Matriz Energética Brasileira.....	45
Gráfico 3 - Geração Estimada.....	85
Gráfico 4 - Mecanismo de Garantias do Poder Concedente .....	123
Gráfico 5 - Contraprestação Mensal Devida Durante os primeiros 24 meses	165
Gráfico 6 - Distribuição do CAPEX - Usinas.....	171
Gráfico 7 - ICSD Projetado .....	190

**Sumário**

<b>1. Introdução</b> .....	18
<b>2. Glossário</b> .....	22
A .....	22
B .....	22
C .....	23
D .....	24
E .....	25
F .....	25
G .....	26
I .....	26
L .....	27
M .....	28
O .....	29
P .....	29
R .....	30
S .....	31
T .....	33
U .....	34
V .....	34
W .....	34
<b>3. Sobre os modeladores:</b> .....	35
<b>4. O COMAM</b> .....	36

<b>5. A Parceria Público-Privada (PPP)</b>	40
<b>6. Diagnóstico Empreendido</b>	44
6.1. Panorama Elétrico Nacional	44
6.2. Geração Distribuída	47
<b>6.2.1. O Marco Regulatório da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil</b>	47
<b>6.2.2. Créditos de Energia: Funcionamento e Alocação no SCEE</b>	51
<b>6.2.3. Condições para a Adesão à MMGD e Participação no SCEE</b>	56
<b>6.2.4. Marco Legal e Regulatório da MMGD e SCEE</b>	60
<b>6.2.5. Procedimentos de Acesso</b>	63
6.3. A Região	73
<b>6.3.1. Clima</b>	75
<b>6.3.2. Radiação Global</b>	77
<b>6.3.3. Dados Climatológicos da Região</b>	80
6.4. Dados de Consumo	82
<b>7. Solução de Engenharia</b>	85
7.1. Dados Gerais do Anteprojeto	85
7.2. Dimensionamento da Oferta	86
7.3. Plano Geral de Implantação e Operação (PGIO)	89
7.4. Plano de Implantação e Operação (PIO)	94
<b>7.4.1. Projeto Executivo</b>	94
<b>7.4.2. Construção e Implantação das USFs</b>	98
<b>7.4.3. Comissionamento</b>	99

7.4.4.	<b>Manutenção</b> .....	102
7.4.5.	<b>Operação</b> .....	104
7.4.6.	<b>Aquisição de usinas já em operação</b> .....	106
7.5.	Relatório Gerencial Mensal .....	106
7.6.	Relatório Gerencial Anual .....	111
<b>8.</b>	<b>Cronograma Físico da Execução do Projeto</b> .....	<b>114</b>
8.1.	Fase I - Providências Preliminares .....	114
8.1.1.	<b>Cadastro das Contas de Energia</b> .....	<b>114</b>
8.2.	Fase II - Construção das Usinas.....	115
8.2.1.	<b>Marco I, Fase II da Concessão</b> .....	<b>115</b>
8.2.2.	<b>Marco II, Fase II da Concessão</b> .....	<b>115</b>
8.2.3.	<b>Marco III, Fase II da Concessão</b> .....	<b>115</b>
8.2.4.	<b>Marco IV, Fase II da Concessão</b> .....	<b>116</b>
8.2.5.	<b>Marco V, Fase II da Concessão</b> .....	<b>116</b>
8.2.6.	<b>Marco VI, Fase II da Concessão</b> .....	<b>116</b>
8.2.7.	<b>Marco VII, Fase II da Concessão</b> .....	<b>117</b>
8.2.8.	<b>Marco VIII, Fase II da Concessão</b> .....	<b>117</b>
8.2.9.	<b>Marco IX, Fase II da Concessão</b> .....	<b>117</b>
8.2.10.	<b>Marco X, Fase II da Concessão</b> .....	<b>118</b>
8.2.11.	<b>Marco XI, Fase II da Concessão</b> .....	<b>118</b>
8.2.12.	<b>Marco XII, Fase II da Concessão</b> .....	<b>118</b>
8.2.13.	<b>Marco XIII, Fase II da Concessão</b> .....	<b>119</b>

<b>8.2.14. Marco XIV, Fase II da Concessão</b> .....	119
<b>8.2.15. Marco XV, Fase II da Concessão</b> .....	119
<b>8.2.16. Marco XVI, Fase II da Concessão</b> .....	120
<b>8.2.17. Marco XVII, Fase II da Concessão</b> .....	120
<b>8.2.18. Marco XVIII, Fase II da Concessão</b> .....	120
8.3. Fase III - Operação e Manutenção após a Construção .....	121
8.4. Contrato com a Instituição Financeira Depositária, Instituição de Garantia de Pagamento e Demais Providências.....	121
8.5. Cronograma da Concessão.....	122
<b>9. Garantias Prestadas pelo Poder Concedente</b> .....	123
<b>10. Mecanismo de Pagamento</b> .....	124
10.1. Produção Energética Anual e Geração Mínima Anual .....	124
10.2. Banco de Créditos de Energia e Redutor Energético .....	125
10.3. Utilização do Banco de Créditos.....	126
10.4. Processo de Pagamento .....	127
<b>11. Sistema De Mensuração De Desempenho</b> .....	129
11.1. Introdução .....	129
11.2. Índices de Desempenho e Cálculo da Contraprestação Mensal .....	133
11.3. Cálculo da Contraprestação Mensal.....	133
<b>11.3.1. Impacto dos Indicadores de Desempenho</b> .....	134
<b>11.3.2. IDs de Cada Usina</b> .....	134
11.4. Índices e Metas de Desempenho .....	135
11.5. Índice de Desempenho - ID .....	137

<b>11.5.1. Indicador de Operação - IO</b> .....	138
<b>11.5.2. Indicador de Manutenção - IM</b> .....	143
<b>11.5.3. Indicador de Conformidade - IC</b> .....	146
<b>11.5.4. Indicador de Qualidade - IQ</b> .....	147
<b>12. Avaliação Econômico-Financeira</b> .....	157
12.1. Premissas.....	159
<b>12.1.1. Premissas Macroeconômicas</b> .....	159
<b>12.1.2. Premissas Fiscais e Tributárias</b> .....	159
<b>12.1.3. Fontes de Receitas</b> .....	161
<b>12.1.4. Capital de Giro</b> .....	166
12.2. Modelo de Remuneração da Futura Concessionária .....	166
<b>12.2.1. Contraprestação</b> .....	166
12.3. Premissas de Investimento.....	168
<b>12.3.1. Estrutura</b> .....	168
<b>12.3.2. Aspectos Gerais do CAPEX</b> .....	169
<b>12.3.3. Orçamento de Investimento</b> .....	169
<b>12.3.4. Depreciação dos Ativos</b> .....	177
12.4. Premissas de Custos e Despesas.....	178
<b>12.4.1. Verificador Independente e Conta Vinculada</b> .....	184
<b>12.4.2. Gestão e Regulação do Contrato</b> .....	185
<b>12.4.3. Seguros e Garantias</b> .....	185
12.5. Instrumentos de Financiamento .....	189

<b>12.5.1. Financiamentos</b> .....	189
<b>12.5.2. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida</b> .....	190
12.6. Estimativa do Custo de Capitais .....	191
<b>12.6.1. Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)</b> .....	191
<b>12.6.2. Custo de Capital do Acionista</b> .....	192
<b>12.6.3. Custo de Capital de Terceiros</b> .....	201
<b>12.6.4. Apresentação do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)</b>	202
12.7. Estrutura de Capital.....	204
12.8. Projeção dos Resultados.....	205
12.9. Parâmetros de Viabilidade do Projeto .....	206
<b>12.9.1. Quadro de Usos e Fontes</b> .....	206
<b>12.9.2. Demonstrativos de Resultados</b> .....	210
<b>12.9.3. Balanço Patrimonial</b> .....	215
<b>12.9.4. Fluxo de Caixa</b> .....	221
12.10. <i>Value for Money</i> - Ganhos de Eficiência .....	225
<b>12.10.1. Análise de Mérito</b> .....	225
<b>12.10.2. Análise Qualitativa</b> .....	227
<b>12.10.3. Análise Quantitativa</b> .....	236
<b>12.10.4. Conclusão</b> .....	253
12.11. <i>Gastos com PPPs e Receita Corrente Líquida: Enquadramento Legal e Peculiaridades da PPP de Geração Fotovoltaica</i> .....	253
<b>12.11.1. Limite Legal de 5% da Receita Corrente Líquida</b> .....	253

<b>12.11.2. A Portaria STN/MF nº 138/2023: Racionalização e Incentivo às PPPs</b>	254
<b>12.11.3. Peculiaridades da PPP Solar: Enquadramento Favorável .....</b>	255
<b>12.11.4. Sustentabilidade Fiscal, Conformidade Regulatória e Transparência</b>	257
<b>12.11.5. Cálculo do Impacto da RCL.....</b>	258
<b>13. Modelagem Jurídica .....</b>	270
13.1. Introdução .....	270
13.2. Desenho e Estruturação do Modelo Jurídico.....	271
<b>13.2.1. Arcabouço Legal .....</b>	271
<b>13.2.2. Consórcios Públicos .....</b>	273
<b>13.2.3. Tipo de Negócio Jurídico .....</b>	277
<b>13.2.4. Modalidade Jurídica Adotada.....</b>	283
<b>13.2.5. Possibilidade de Modelagem Conjunta de PPP Envolvendo os Municípios Aderentes do Comam.....</b>	287
<b>13.2.6. Modalidade e Tipo de Licitação.....</b>	293
<b>13.2.7. Fatores Jurídicos, Técnicos e Procedimentais do Consórcio Público</b>	295
13.3. Procedimento da Licitação .....	303
13.4. Aspectos centrais do Contrato de Concessão .....	307
<b>13.4.1. Prazo de Vigência do Contrato de Concessão .....</b>	307
<b>13.4.2. Natureza das Receitas e Seu Compartilhamento com O Poder Concedente</b>	308

<b>13.4.3. Obrigações das Partes .....</b>	<b>308</b>
<b>13.4.4. Mecanismos de Mitigação de Risco .....</b>	<b>309</b>
<b>13.4.5. Garantias a Serem Promovidas Pela Concessionária.....</b>	<b>310</b>
<b>13.4.6. Estruturação de Garantias Pelos Municípios .....</b>	<b>311</b>
<b>13.4.7. Do Equilíbrio Econômico-Financeiro do Contrato de Concessão</b>	
<b>Administrativa.....</b>	<b>315</b>
<b>13.4.8. Sanções e Mecanismos de Fiscalização da Concessão .....</b>	<b>316</b>
<b>13.4.9. Extinção da Concessão e Reversão de Bens.....</b>	<b>317</b>
<b>13.4.10. Mecanismos de Resolução de Conflitos .....</b>	<b>317</b>
<b>13.4.11. Execução Anômala do Contrato .....</b>	<b>318</b>
<b>13.5. Minutas de Instrumentos Licitatórios e Demais Documentos</b>	
<b>Necessários à Implementação do Projeto.....</b>	<b>319</b>

## **1. Introdução**

A geração solar fotovoltaica por meio da geração distribuída apresenta-se como uma solução altamente benéfica para as administrações públicas municipais, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental. Ao adotar sistemas de geração solar, os municípios podem reduzir significativamente os custos com energia elétrica, liberando recursos antes destinados a este fim para serem investidos em outras áreas críticas, como saúde, educação e infraestrutura. Além disso, a geração distribuída promove a produção e consumo local de energia, minimizando as perdas energéticas que ocorrem durante a transmissão e distribuição. Esse modelo de geração de energia não só fortalece a segurança energética dos municípios, como também apóia o desenvolvimento econômico local, ao incentivar a autonomia energética através de fontes renováveis e sustentáveis.

Nesse contexto, as Parcerias Público-Privadas (PPPs) têm surgido como uma solução viável para enfrentar esses desafios. As PPPs são instrumentos de colaboração entre os setores público e privado, com o objetivo de promover investimentos em infraestrutura, serviços e outros projetos de interesse público. Por meio dessa modalidade de parceria, o setor público pode contar com a expertise e a capacidade de investimento do setor privado, enquanto este obtém a oportunidade de explorar atividades econômicas em parceria com o governo.

Este estudo apresenta uma modelagem de Parceria Público-Privada de geração fotovoltaica para 20 municípios pertencentes ao Consórcio dos Municípios da Alta Mogiana (COMAM). O escopo abrangeu a realização de estudos de engenharia,

econômico-financeiro e jurídico, com o propósito de criar um modelo robusto, sustentável e alinhado com os interesses dos envolvidos.

Os estudos de engenharia constituíram a base para a concepção da solução a ser adotada para a geração solar distribuída. Inicialmente, foi conduzido um minucioso diagnóstico do consumo energético dos municípios participantes, identificando suas demandas. Com base nesse diagnóstico, foi elaborado um plano de investimentos que contemplou a infraestrutura necessária para o atendimento desta demanda, levando em conta tecnologias mais eficientes e sustentáveis.

O plano de operação e manutenção foi igualmente um aspecto crucial dos estudos de engenharia. Definir como a gestão do sistema seria conduzida, os processos de manutenção, bem como o treinamento de equipes, garantiria a eficiência e a longevidade do projeto. Além disso, foram calculados os custos envolvidos na operação e manutenção do sistema, o que auxiliou na elaboração do modelo econômico-financeiro da concessão.

Na parte econômico-financeira do estudo, foi construído um modelo econômico detalhado da concessão. Foram realizadas análises de viabilidade financeira, levando em consideração diversos cenários, riscos e taxas de retorno. Para tal, foi fundamental calcular o custo médio ponderado de capital (WACC), uma taxa que reflete o custo de capital da empresa, bem como os custos administrativos envolvidos na gestão da parceria.

Outro aspecto relevante da modelagem econômico-financeira foi a montagem do fluxo de caixa da concessão. Esse fluxo contemplou os investimentos iniciais, as receitas, os custos operacionais e de manutenção, além de prever o período de duração da concessão. Dessa forma, foi possível avaliar a viabilidade econômica do

projeto e identificar os pontos críticos que demandariam maior atenção durante a execução.

Por sua vez, a modelagem jurídica consistiu em um aprofundado estudo da legislação aplicável às PPPs e à geração distribuída. Foram analisadas as leis, normas e regulamentos pertinentes, a fim de garantir a conformidade jurídica do projeto. Além disso, essa etapa contemplou a definição dos aspectos contratuais da parceria, incluindo direitos e responsabilidades das partes envolvidas.

A elaboração das minutas normativas, de edital e de contrato foram etapas fundamentais da modelagem jurídica. Esses documentos estabeleceram as regras do processo licitatório, os critérios de seleção do parceiro privado e as condições gerais da concessão. Também foram detalhadas as obrigações, metas e prazos a serem cumpridos ao longo do contrato, de forma a assegurar o cumprimento dos objetivos estabelecidos.

O presente estudo representa um avanço significativo para os 20 municípios aderentes do COMAM, ao oferecer uma solução abrangente e bem fundamentada para a geração de energia distribuída. A modelagem de Parceria Público-Privada apresentada é fruto de esforços conjuntos das áreas de engenharia, econômico-financeira e jurídica, resultando em um projeto sólido e sustentável.

A seguir, serão apresentados os resultados obtidos a partir dos estudos realizados, bem como as projeções para a implantação da Parceria Público-Privada de geração solar fotovoltaica destinada aos municípios que integram o COMAM. Ademais, serão discutidos os impactos socioeconômicos esperados e os benefícios para a população local e para o desenvolvimento regional. Com isso, visa-se subsidiar gestores

públicos, investidores privados e demais interessados na tomada de decisões fundamentadas para o futuro das cidades envolvidas.

## 2. Glossário

Para os fins do presente documento, e sem prejuízo de outras definições aqui estabelecidas, as expressões seguintes são assim definidas:

### A

**Administração Pública:** Conjunto de órgãos e entidades que exercem funções administrativas para atender ao interesse público. No contexto da PPP, pode ser a usuária direta ou indireta dos serviços.

**ANEEL** (Agência Nacional de Energia Elétrica): Agência reguladora que desempenha papel crucial na operacionalização da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), estabelecendo resoluções normativas e procedimentos.

**Aportes Públicos:** Recursos que podem ser destinados pelo Poder Concedente para custear a realização de obras e aquisição de bens reversíveis, visando minimizar custos financeiros do projeto.

**ART** (Anotação de Responsabilidade Técnica): Documento legal que atesta a responsabilidade técnica de profissionais habilitados sobre projetos ou serviços. Necessária para o projeto elétrico e para o comissionamento.

### B

**Balanco Patrimonial:** Demonstrativo contábil que faz parte da projeção dos resultados econômico-financeiros do projeto.

**Banco de Créditos de Energia (BCE):** Saldo acumulado de créditos de energia gerados e injetados na rede, e não consumidos, com duração máxima de 60 (sessenta) meses.

**C**

**CAPEX (Capital Expenditure):** Despesas de capital ou investimento em bens de capital. No contexto da modelagem, refere-se aos investimentos necessários para instalação das usinas.

**Capital de Giro:** Premissas de prazos para clientes, fornecedores, obrigações de pessoal, PIS/COFINS, IR/CSLL e caixa mínimo consideradas na apuração do fluxo de caixa.

**CAPM (Capital Asset Pricing Model):** Modelo para estimar o Custo de Capital do Acionista ( $K_e$ ), utilizado na avaliação econômico-financeira.

**CCD (Contrato de Conexão à Distribuição):** Contrato necessário para a concretização da conexão ao sistema de distribuição e efetivação da operação da central geradora.

**CME (Contraprestação Mensal Efetiva):** Valor variável da remuneração que a Concessionária receberá, ajustado conforme o FATOR DE DESEMPENHO (FD) e o FATOR DE OPERAÇÃO (FO) durante a implantação.

**CMM (Contraprestação Mensal Máxima):** Valor base da contraprestação antes da aplicação de descontos por desempenho.

**COMAM (Consórcio de Municípios da Alta Mogiana):** Entidade que reúne 38 municípios do Nordeste Paulista, com o objetivo de defender interesses comuns e buscar recursos para o desenvolvimento regional. Atua como Poder Concedente na PPP.

**Comissionamento:** Conjunto de inspeções, serviços técnicos e testes de campo a serem efetuados no sistema gerador, realizado após a conclusão de cada Usina Fotovoltaica.

**Concessão Administrativa:** Modalidade de PPP na qual a Administração Pública é a usuária direta ou indireta dos serviços, e a remuneração da concessionária provém basicamente de uma contraprestação pública. É a modalidade jurídica adotada para a PPP.

**Concessão Comum:** Modalidade de delegação de serviço público onde a concessionária tem o direito de ser remunerada pela cobrança de tarifas dos usuários.

**Concessionária:** Empresa privada responsável pela implantação, operação e manutenção das Usinas Fotovoltaicas, e pela gestão dos créditos de energia.

**Contraprestação Pecuniária:** Pagamento mensal realizado pelo Poder Concedente à Concessionária para remunerar parte das despesas do projeto.

**Crédito de Energia:** Excedente de energia não utilizado no ciclo de faturamento em que foi injetado e que não tenha sido objeto de compra pela distribuidora.

**CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição):** Contrato necessário para a concretização da conexão ao sistema de distribuição e efetivação da operação da central geradora.

**Custo de Capital do Acionista (Ke):** Retorno necessário para remunerar adequadamente o acionista em função do risco assumido.

**Custo de Capital de Terceiros (Kd):** Remuneração dos juros pagos pela organização em empréstimos e financiamentos.

## **D**

**Demanda Contratada:** Parcela que permanece como uma cobrança fundamental para unidades do Grupo A no SCEE.

**Depreciação dos Ativos:** No contexto da PPP, os ativos são classificados como Ativo Financeiro e, portanto, não são depreciáveis, mas amortizados no período de concessão.

**Diálogo Competitivo:** Modalidade de licitação prevista na Nova Lei de Licitações (Lei nº 14.133/2021).

**Distribuidora de Energia:** Empresa responsável por injetar o excedente de energia na rede da distribuidora local e conceder créditos.

## E

**EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization):** Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização.

**Economicidade:** Princípio que rege a Administração Pública na busca da melhor relação custo-benefício.

**Excedente de Energia:** Diferença positiva entre a energia elétrica ativa injetada e a energia elétrica ativa consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída.

## F

**Fator de Desempenho (FD):** Variável que ajusta o valor da contraprestação, podendo reduzi-la em relação ao valor máximo da contraprestação mensal, em função do resultado do Índice de Desempenho Geral (IDG).

**Fator de Operação (FO):** Coeficiente aplicado à CMM durante o período de construção das usinas.

**Fluxo de Caixa:** Demonstrativo que projeta os resultados financeiros do projeto, contemplando investimentos, receitas, custos operacionais e de manutenção.

**Fluxo de Caixa Marginal:** Fluxos de caixa utilizados na recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato em caso de eventos que causem desequilíbrio.

**FPM (Fundo de Participação dos Municípios):** Recursos que o Poder Público Municipal poderia complementar como garantia, por meio da adoção da mesma sistemática da contragarantia.

## **G**

**GD I, GD II, GD III:** Classificações para unidades de micro e minigeração distribuída introduzidas pela Lei nº 14.300/2022 e RN 1.059/2023, que impactam o faturamento da energia compensada.

**Geração Distribuída (GD):** Produção de energia elétrica por parte dos próprios consumidores a partir de fontes renováveis, injetando o excedente na rede da distribuidora local.

**Geração Mínima Anual (GMA):** Quantidade mínima de energia elétrica que as usinas se comprometem a produzir anualmente, para a compensação de créditos das unidades consumidoras do Poder Concedente.

## **I**

**IC (Indicador de Conformidade):** Avalia o cumprimento dos prazos e o envio conforme dos Relatórios obrigatórios detalhados no Caderno de Encargos.

**ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida):** Indicador de relevância em operações de Project Finance, que demonstra a capacidade do projeto de pagamento de financiamento.

**ID (Índice de Desempenho):** Avalia a qualidade dos serviços prestados pela Concessionária, ponderando Indicadores de Operação (IO), Manutenção (IM), Conformidade (IC) e Qualidade (IQ).

**IDG (Índice de Desempenho Geral):** Soma do Índice de Desempenho (ID) de cada usina, ponderados pela participação de cada Usina no total da energia produzida, utilizado para apurar o Fator de Desempenho (FD).

**IGP-M (Índice Geral de Preços - Mercado):** Índice de inflação utilizado para atualização de valores.

**IM (Indicador de Manutenção):** Avalia o cumprimento dos prazos para a realização de manutenções corretivas e preventivas nos equipamentos da UFV.

**Informação de Acesso:** Documento que a Distribuidora deve fornecer ao acessante, contendo a solução técnica e econômica proposta para a conexão da central geradora.

**IO (Indicador de Operação):** Avalia o desempenho da Usina na produção de energia nos quantitativos de Geração Mínima e a eficiência global da produção energética.

**IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo):** Indicador macroeconômico de inflação utilizado nas projeções econômico-financeiras.

**IQ (Indicador de Qualidade):** Garante que a Concessionária mantenha a operação das usinas fotovoltaicas em conformidade com os parâmetros de qualidade da energia elétrica estabelecidos pela ANEEL e pela distribuidora local.

## **L**

**Lei nº 8.987/1995 (Lei de Concessões):** Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, regulando as concessões comuns e sendo aplicável subsidiariamente aos contratos de PPP

**Lei nº 11.079/2004 (Lei de PPPs):** Legislação que instituiu normas gerais para licitação e contratação de Parceria Público-Privada.

**Lei nº 14.300/2022:** Legislação que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída no Brasil e estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)

**Lei nº 14.133/2021 (Nova Lei de Licitações):** Legislação atual sobre licitações e contratos administrativos, que revogou a Lei nº 8.666/93 e é aplicável subsidiariamente às PPPs.

## **M**

**Manutenção Corretiva:** Intervenção realizada para corrigir falhas ou defeitos nos equipamentos da UFV, devendo ocorrer em até 48 horas da identificação do problema.

**Manutenção Preventiva:** Inspeções periódicas com vistas a avaliar a adequada operação da usina e prevenir falhas, registradas via protocolo pré-definido.

**Microgeração Distribuída:** Central geradora de energia elétrica que utilize fontes renováveis, com potência instalada em corrente alternada menor ou igual a 75 kW.

**Minigeração Distribuída:** Central geradora de energia elétrica que utilize fontes renováveis, com potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW (ou 3 MW para certas fontes).

**MMGD (Micro e Minigeração Distribuída):** Termo que abrange tanto a microgeração quanto a minigeração distribuída.

**Modelo Jurídico-Institucional:** Um dos componentes do estudo, abordando o arcabouço legal e a estruturação jurídica da parceria.

## O

**ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico):** Órgão que pode ser envolvido na análise de impacto para emissão de Parecer Técnico em procedimentos de acesso.

**OPEX (Operational Expenditure):** Despesas operacionais que devem ser despendidas para manter em operação os bens de capital.

## P

**Parceria Público-Privada (PPP):** Contrato de colaboração entre setores público e privado para promover investimentos em infraestrutura e serviços de interesse público, com duração de 5 a 35 anos.

**Parecer de Acesso:** Documento obrigatório elaborado pela Distribuidora em resposta à Solicitação de Acesso, estabelecendo as condições técnicas e comerciais para o acesso.

**PEA (Produção Energética Anual):** Produção de energia elétrica líquida projetada no período de um ano da(s) Unidade(s) Geradora(s) Fotovoltaica(s).

**Percentual de Comprometimento da RCL:** Taxa que mede o impacto das contraprestações da PPP na Receita Corrente Líquida dos municípios.

**PGIO (Plano Geral de Implantação e Operação):** Documento que descreve a estratégia da Concessionária para a gestão integrada, eficiente e segura de todas as usinas fotovoltaicas do empreendimento, desde sua concepção até a operação e manutenção ao longo do contrato de PPP, garantindo a conformidade regulatória, a qualidade dos serviços e a maximização do benefício para o Poder Concedente.

**PIO (Plano de Implantação e Operação):** Plano detalhado da Concessionária para cada usina, abrangendo projeto executivo, construção, comissionamento, manutenção e operação.

**Plano de Licenciamento:** Estratégia para obtenção de licenças ambientais, urbanísticas, de construção e aprovações de conexão junto à distribuidora.

**Portaria STN/MF nº 138/2023:** Normativa que racionaliza a restrição do limite de 5% da RCL para PPPs, permitindo a exclusão de despesas preexistentes e aportes para bens reversíveis do cálculo.

**PRODIST (Procedimentos de Distribuição):** Conjunto de módulos da ANEEL que estabelecem os requisitos e procedimentos para conexão de centrais geradoras à rede elétrica.

**Projeto Executivo:** Etapa do PIO que deve conter informações detalhadas para a instalação da Usina, incluindo projetos elétricos, mecânicos e cronogramas.

**PPR (Projeto Privado de Referência):** Representa os custos de fornecimento dos serviços pelo setor privado em uma PPP, utilizado na análise de Value for Money.

## **R**

**Radiação Global:** Potencial energético a partir da radiação solar incidente, de grande importância para o desenvolvimento de projetos de aproveitamento de energia solar.

**RCL (Receita Corrente Líquida):** Total das receitas correntes de um ente federativo, deduzidas as transferências obrigatórias, sendo um limite para o comprometimento com despesas de PPPs.

**Redutor Energético (RE):** Valor cobrado ou deduzido da contraprestação em caso de não atendimento à Geração Mínima Anual (GMA).

**Relatório Gerencial Anual:** Relatório da Concessionária com consolidação analítica e estratégica dos dados anuais, incluindo desempenho de operação, manutenção e gestão de créditos.

**Relatório Gerencial Mensal:** Relatório da Concessionária com panorama das atividades, desempenho operacional e conformidade regulatória do empreendimento no mês anterior.

**Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021:** Resolução que estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

**Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023:** Resolução que aprimora e consolida as regras da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), adaptando-as à Lei nº 14.300/2022.

**Risco Greenfield:** Risco de construção de novos ativos, considerado no cálculo do custo de capital próprio.

**Risco Municipal:** Prêmio de risco adicional que busca refletir o risco específico dos municípios, considerado no cálculo do custo de capital próprio.

## S

**SCEE (Sistema de Compensação de Energia Elétrica):** Mecanismo central que viabiliza a MMGD, permitindo que a energia injetada na rede gere créditos para abater o consumo.

**SDH (Subindicador de Distúrbios Harmônicos):** Componente do Indicador de Qualidade (IQ), verifica se a operação da UFV não causa distúrbios harmônicos excessivos na rede.

**SDI (Subindicador de Desconexões Involuntárias):** Componente do Indicador de Qualidade (IQ), avalia a estabilidade e a confiabilidade da UFV quanto a desconexões não programadas.

**SG&A (Selling, General and Administrative Expense):** Despesas de vendas, gerais e administrativas, consideradas nas projeções de custos e despesas.

**SGM (Subindicador de Geração Mínima):** Componente do Indicador de Operação (IO), aferir se as unidades geradoras atingiram a geração mínima de energia elétrica prevista.

**Sistema de Mensuração de Desempenho (SMD):** Estrutura geral de índices e indicadores para aferir a qualidade dos serviços prestados pela Concessionária e impactar o pagamento.

**SMP (Subindicador de Manutenção Preventiva):** Componente do Indicador de Manutenção (IM), mede a conformidade da Concessionária com o plano de manutenção preventiva.

**SMC (Subindicador de Manutenção Corretiva):** Componente do Indicador de Manutenção (IM), avalia o cumprimento dos prazos para a realização de manutenções corretivas.

**SFP (Subindicador do Fator de Potência Médio):** Componente do Indicador de Qualidade (IQ), avalia se a UFV opera dentro dos limites de fator de potência exigidos.

**SIN (Sistema Interligado Nacional):** Sistema elétrico brasileiro praticamente todo conectado, que necessita da diversificação de fontes de energia devido à suscetibilidade do recurso hídrico.

**Solicitação de Acesso:** Requerimento formal encaminhado pelo acessante à Distribuidora, apresentando o projeto detalhado das instalações de conexão.

**SPE (Sociedade de Propósito Específico):** Termo de compromisso para a constituição de uma empresa com objetivo específico, caso saírem-se vencedores da licitação.

**SPR (Subindicador de Performance Ratio):** Componente do Indicador de Operação (IO), avalia a eficiência global da usina fotovoltaica, comparando a energia elétrica realmente gerada com a teórica.

**Substituição de Despesas Preexistentes:** Despesas já realizadas de forma recorrente nos serviços e bens que serão objeto da PPP, que não devem ser computadas no limite de 5% da RCL conforme a Portaria STN/MF nº 138/2023.

**SVT (Subindicador de Variações de Tensão):** Componente do Indicador de Qualidade (IQ), garante que a UFV contribui para a manutenção dos níveis de tensão dentro das faixas adequadas na rede.

## T

**Tarifa de Luz:** Tarifa praticada pela Distribuidora, utilizada na fórmula de cálculo da Contraprestação Mensal Efetiva.

**Taxa Livre de Risco:** Taxa de retorno disponível no mercado de um investimento sem risco de perda financeira, usada como base para estimar o custo de capital.

**TLP (Taxa de Longo Prazo):** Custo financeiro utilizado como premissa de modelagem para o financiamento do projeto.

**Transparência:** Princípio que rege a gestão pública, garantindo a publicidade das informações e a fiscalização dos atos.

## **U**

**Unidade Consumidora (UC):** Instalação que recebe energia elétrica, e que terá seu consumo compensado pela geração distribuída.

**UFV/USF (Usinas Fotovoltaicas / Usinas Solares Fotovoltaicas):** Instalações que geram energia elétrica a partir de fontes solares fotovoltaicas.

## **V**

**Value for Money (VfM):** Análise de mérito que tem por objetivo demonstrar a conveniência e a oportunidade da contratação via PPP por meio de avaliação qualitativa e quantitativa.

**Verificador Independente:** Terceiro contratado pelo Poder Concedente para apurar os indicadores e metas de desempenho e atestar as informações da Concessionária.

**VPL (Valor Presente Líquido):** Parâmetro de viabilidade do projeto, representando o valor presente do fluxo de caixa do projeto.

## **W**

**WACC (Custo Médio Ponderado de Capital):** Média ponderada do custo de capital dos provedores de recursos (acionistas e credores), utilizada como taxa de desconto na avaliação do fluxo de caixa.

### **3. Sobre os modeladores:**

#### **BRUKER SOLUÇÕES**

A BRUKER é uma empresa especializada em modelar projetos de PPPs, contando com uma equipe altamente capacitada não só em desenvolver estudos técnicos das mais diversas áreas do conhecimento, mas também estudos jurídicos e econômico-financeiros. Entre os projetos desenvolvidos pelo corpo técnico consta o assessoramento na elaboração, estruturação e viabilidade de programa municipais de PPPs, bem como a apresentação de estudos e modelagens de PPPs.

#### **BRAVOR CONCESSÕES**

A Bravor Concessões Ltda possui sua sede em Belo Horizonte - MG e conta com uma estrutura de colaboradores com grande experiência e conhecimento técnico especializado na estruturação de projetos de PPPs e concessões em diversos segmentos como: estacionamento rotativo, iluminação pública, gestão de resíduos sólidos, serviços de água e esgoto, infraestrutura social (saúde, educação, segurança pública), dentre outros.

A Bravor Concessões Ltda é uma empresa com reconhecida experiência no assessoramento em PPPs e concessões tanto para o setor público quanto para o setor privado.

## **4. O COMAM**

O COMAM - Consórcio de Municípios da Alta Mogiana é uma entidade que reúne 38 municípios das regiões de Franca e Ribeirão Preto, totalizando quase 1,9 milhão de habitantes e 17.646 km<sup>2</sup>, com o objetivo de defender os interesses comuns e buscar recursos para o desenvolvimento regional. Fundado em 1985, o consórcio tem atuado em diversas áreas, como educação, saúde, infraestrutura, turismo, cultura e segurança pública.

A região abrangida pelo COMAM corresponde a um recorte coeso do Nordeste Paulista, com forte integração urbana e rural sob a influência de polos como Ribeirão Preto e Franca. É uma rede policêntrica em que cidades médias dinamizam serviços de maior complexidade, enquanto municípios menores sustentam bases agroindustriais e agropecuárias, formando um tecido econômico interdependente e com fluxos intensos de trabalho, educação, saúde e comércio.

Fisicamente, predomina o Planalto Ocidental Paulista, de relevo suavemente ondulado e solos férteis (notadamente as “terras roxas”), combinados a um clima tropical com inverno seco e verão chuvoso. Essa configuração natural favorece ciclos agrícolas intensivos e constantes, enquanto bacias como as do Rio Pardo e do Rio Grande estruturam corredores ambientais e logísticos, importantes para abastecimento, irrigação e geração de energia.

O agronegócio segue como pilar histórico e contemporâneo. O complexo sucroenergético, ancorado na cana-de-açúcar, integra produtores, usinas, fornecedores de maquinário e serviços de manutenção, transporte e automação. A produção de açúcar, etanol e bioeletricidade gera encadeamentos profundos na

economia regional, estimula agricultura de precisão e sustenta um ecossistema técnico capaz de absorver e difundir inovações.

Há, entretanto, uma diversificação agrícola relevante. Café (com forte herança histórica), citricultura, grãos (soja e milho), pecuária de corte e leite, além de horticulturas especializadas, compõem um portfólio que dilui riscos climáticos e de preços. Cooperativas, associações e arranjos produtivos locais fomentam qualidade, rastreabilidade e nichos de maior valor agregado, como certificações e produtos diferenciados.

No setor secundário e terciário, a região combina manufatura e serviços avançados. Ribeirão Preto exerce papel de hub em saúde, educação, tecnologia, finanças e comércio, irradiando serviços para os demais municípios do consórcio. Franca agrega peso industrial com o parque calçadista e sua cadeia de valor (design, componentes, curtumes e exportação), ampliando a base econômica para além do agro.

A infraestrutura rodoviária é um ativo competitivo, com eixos como Anhanguera (SP-330) e Cândido Portinari (SP-334) encurtando distâncias e reduzindo custos logísticos. O aeroporto regional de Ribeirão Preto e a malha de transporte intermunicipal reforçam a conectividade, viabilizando fluxos cotidianos de mercadorias, trabalhadores e estudantes e permitindo estratégias compartilhadas de logística entre os municípios consorciados.

Socioeconomicamente, a região apresenta bons indicadores de renda e escolaridade, apoiados por universidades e centros de pesquisa que formam talentos e transferem conhecimento ao tecido produtivo. Essa base de capital humano favorece empreendedorismo e inovação, além de fortalecer a capacidade institucional para políticas públicas e parcerias entre municípios dentro do COMAM.

A trajetória histórica, marcada pelo ciclo do café, incentivou a chegada de ferrovias, a urbanização planejada e fluxos de imigração que deixaram forte legado cultural. Esse patrimônio se expressa em museus, festas, arquitetura e referências a figuras icônicas, além de paisagens naturais de grande apelo. Em conjunto, cultura e natureza ampliam o potencial turístico e educativo, atuando como vetores de desenvolvimento regional.

Uma das iniciativas mais recentes do COMAM é a Parceria Público-Privada (PPP) de geração solar fotovoltaica, que visa diminuir os gastos energéticos dos municípios consorciados. A PPP consiste na contratação de uma empresa privada para realizar a concepção, construção e o comissionamento de usinas solares. Além disso, a empresa também ficará responsável pela operação, manutenção das usinas e pela gestão dos créditos de energia por um período de 27 anos.

A adoção da geração solar fotovoltaica emerge como uma estratégia eficiente para promover o progresso econômico e a auto suficiência energética no âmbito municipal.

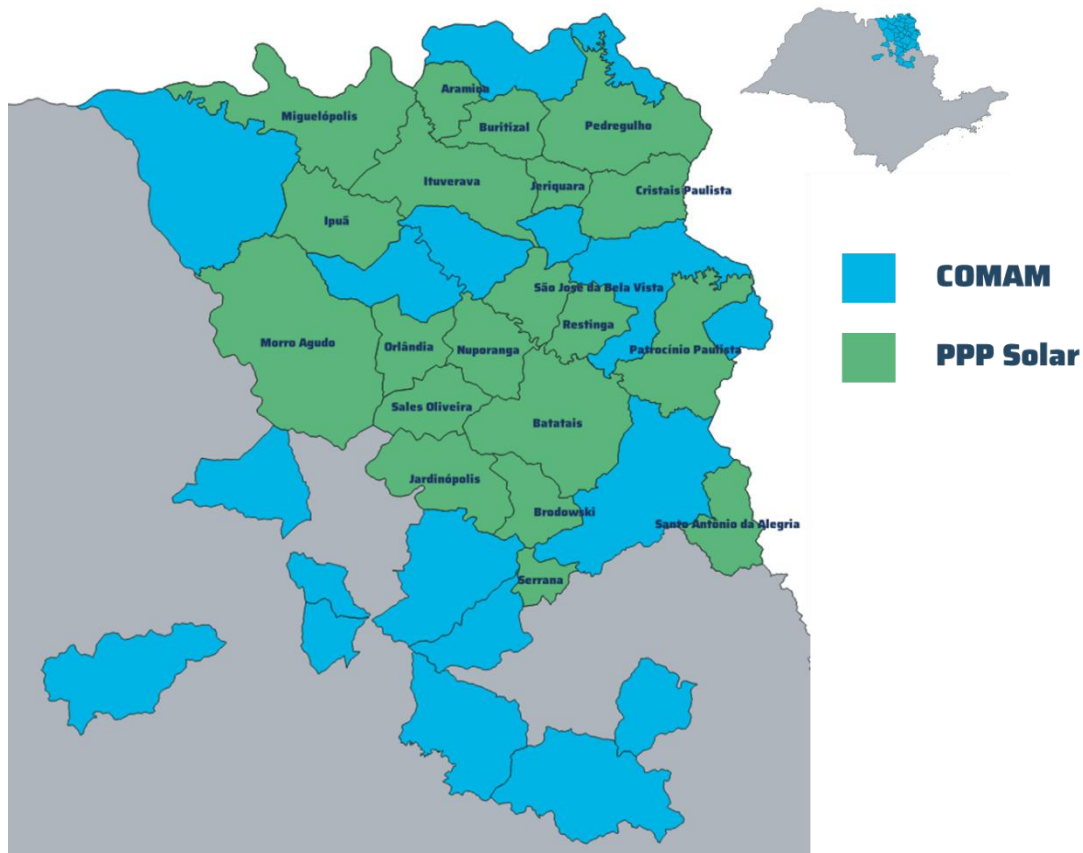
Ao aderirem à PPP de geração fotovoltaica do COMAM, os municípios consorciados seguiram os procedimentos previstos no Termo de Autorização nº 01, de 15 de março de 2023, o qual foi elaborado com base na legislação federal sobre o tema. O termo estabeleceu as condições e os requisitos para a participação dos municípios na PPP, bem como os direitos e as obrigações das partes envolvidas. O termo também definiu os critérios técnicos e econômicos para a seleção das empresas que elaboraram as modelagens.

Os municípios que aderiram ao programa de PPP de geração fotovoltaica do COMAM foram: Aramina, Batatais, Brodowski, Buritizal, Cristais Paulista, Ipuã, Ituverava, Jardinópolis, Jeriquara, Miguelópolis, Morro Agudo, Nuporanga, Orlandia, Patrocínio

Paulista, Pedregulho, Restinga, Sales Oliveira, Santo Antônio da Alegria, São Jose Da Bela Vista e Serrana.

Espera-se que a PPP de geração fotovoltaica seja um sucesso e que possa trazer mais qualidade de vida e desenvolvimento para os municípios da Alta Mogiana.

Figura 1 - COMAM e os Municípios Partícipes da PPP Solar



## **5. A Parceria Público-Privada (PPP)**

Parceria Público Privada (PPP) é o contrato pelo qual o parceiro privado assume o compromisso de disponibilizar, à administração pública ou à comunidade, uma certa utilidade mensurável, mediante a operação e a manutenção de uma obra por ele previamente projetada, financiada e construída. Em contrapartida há uma remuneração periódica paga pelo Estado e vinculada ao seu desempenho no período de referência.

Os últimos anos têm sido marcados por um aumento da colaboração entre setor público e o privado para o desenvolvimento, implantação e operação de infra-estruturas para um leque abrangente de atividades econômicas. Assim os acordos das parcerias público-privadas (PPPs) são guiados por limitações dos fundos públicos para cobrir os investimentos necessários, mas também pelos esforços para aumentar a qualidade e a eficiência dos serviços públicos.

As quatro principais regras para o setor privado num modelo de PPP são:

- Providenciar capital adicional;
- Fornecer capacidades alternativas de gestão e implementação;
- Acrescentar valor ao consumidor e ao público em geral;
- Melhorar a identificação das necessidades e a otimização dos recursos.

Em sentido amplo, as parcerias são qualquer forma de associação entre pessoas jurídicas de direito público e pessoas físicas ou jurídicas privadas para realização de obra, produto ou serviço, abrangendo desde as disposições da Lei Federal de Concessões até as contratações de obras, produtos e serviços previstos na Lei Federal de Licitações.

No Brasil, a expressão “Parceria Público-Privada”, ou simplesmente “PPP”, adquiriu um sentido específico, mais restritivo. Na acepção legal - lei 11.079/04, PPP - é espécie de concessão que poderá ocorrer na modalidade patrocinada ou administrativa, constituindo estes em um dos principais instrumentos utilizados para realização de investimentos em infraestrutura e outros projetos de interesse público, no qual os entes públicos podem selecionar e contratar empresas privadas que ficarão responsáveis pela construção de obras e fornecimento de equipamentos e sistemas, além - e mais importante - da prestação de serviços no longo prazo, sob a supervisão e regulação de entes estatais.

As PPPs podem ter duração de 5 a 35 anos, já considerando as eventuais prorrogações, e devem ser investidos, no mínimo, R\$ 10 milhões para que elas sejam realizadas. Os contratos não podem ter como única finalidade a oferta de mão de obra, a entrega e instalação de equipamentos ou a realização de obras públicas.

Há uma crescente consciencialização que a cooperação com o setor privado, em Parceria Público Privada, é capaz de oferecer uma série de vantagens, incluindo:

Aceleração da disponibilização da infraestrutura - a PPP permite ao setor público transpor as despesas de capital inicial, num fluxo contínuo de pagamentos do serviço ao longo do contrato. Isso permite que os projetos possam avançar mesmo quando a disponibilidade de capital público seja restringida;

Mais rápida execução - a atribuição da responsabilidade de concepção e construção para o setor privado, combinadas com pagamentos relacionados com a disponibilidade de um serviço, oferecem importantes incentivos para o setor privado entregar os projetos no mais curto espaço de tempo de construção;

Redução de custo no ciclo de vida do projeto - casos que requerem prestação de serviço de operação e manutenção, o setor privado tem fortes incentivos para

minimizá-los ao longo de toda a vida da PPP, algo que é intrinsecamente difícil de conseguir com as limitações no modelo tradicional de contratação no setor público;

Melhor alocação de risco - um princípio fundamental de qualquer PPP é a atribuição de risco para o lado com melhores condições para a sua gestão, pelo menor custo. O objetivo é otimizar, em vez de maximizar transferência de riscos, para garantir que o melhor valor seja atingido;

Melhores incentivos para realizar - a atribuição do risco incentiva o setor privado a melhorar a sua gestão e desempenho. O pagamento integral para o setor privado só ocorre se os padrões de serviço exigidos são cumpridos;

Melhoria da qualidade do serviço - tanto a experiência internacional, quanto a recente experiência nacional, revelam que a qualidade dos serviços realizados no âmbito de um PPP é melhor do que o atingido pelo modelo tradicional de contratação no setor público. Isto pode refletir uma melhor integração dos serviços com o apoio de ativos, a melhoria das economias de escala, a introdução de inovação na prestação de serviços, ou os incentivos ao desempenho e sanções normalmente incluídos no âmbito de um contrato PPP;

Geração de receitas adicionais - o setor privado pode ser capaz de gerar receitas adicionais provenientes de terceiros, reduzindo assim otimizando o custo da atividade pública. As receitas adicionais podem ser geradas através da utilização da capacidade da reserva ou de eliminação de excedente de ativos;

Reforço da gestão pública - por transferir a responsabilidade pela prestação serviços públicos, o Governo irá funcionar como regulador e incidirá o seu foco sobre o planejamento e desempenho do serviço ao invés da execução direta e da gestão do dia a dia do serviço.

Estas regras gerais e suas vantagens estão presentes no modelo de Parceria Público Privada para os serviços de geração solar, razão pelo qual é esta alternativa apresentada no presente estudo, a qual tem se mostrado atraente aos Municípios, cuja busca é realizada por centenas de Prefeituras em todo país.

## **6. Diagnóstico Empreendido**

Neste capítulo buscou-se realizar um diagnóstico completo das condições atuais dos gastos com energia elétrica nos municípios do COMAM.

Após um breve resumo teórico sobre o tema, expomos em linhas gerais os gastos estimados para cada Município partícipe.

Considerou-se como demandas os consumos em baixa tensão dos prédios públicos, excluindo-se dessa conta gastos em média tensão e gastos com a Iluminação Pública.

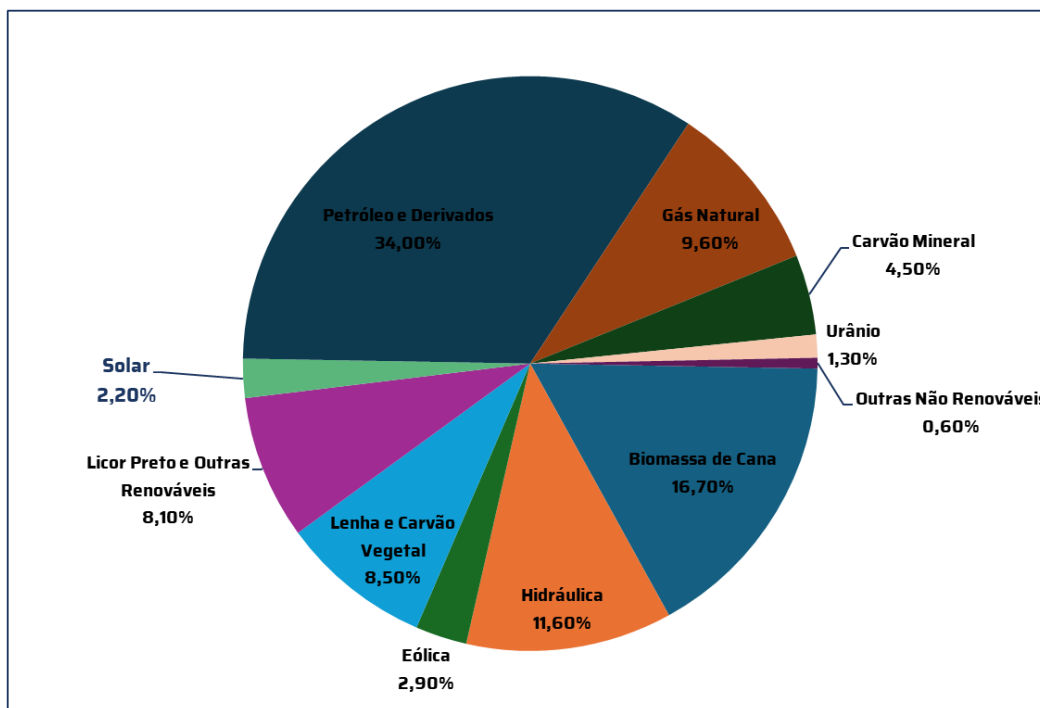
### **6.1. Panorama Elétrico Nacional**

A matriz energética brasileira compreende todas as fontes de energia utilizadas no país para abastecer residências, automóveis, indústrias etc. Ela é um indicador importante para entender a diversificação e a segurança do abastecimento de energia no país.

Já a matriz elétrica brasileira é uma parte da matriz energética, que se refere especificamente às fontes de energia utilizadas para produzir eletricidade.

Em síntese, a matriz energética é um conceito amplo, que inclui todas as fontes de energia, enquanto a matriz elétrica é um subconjunto dessa matriz, que se concentra nas fontes utilizadas para produzir eletricidade.

[Gráfico 1 - Oferta Interna de Energia](#)



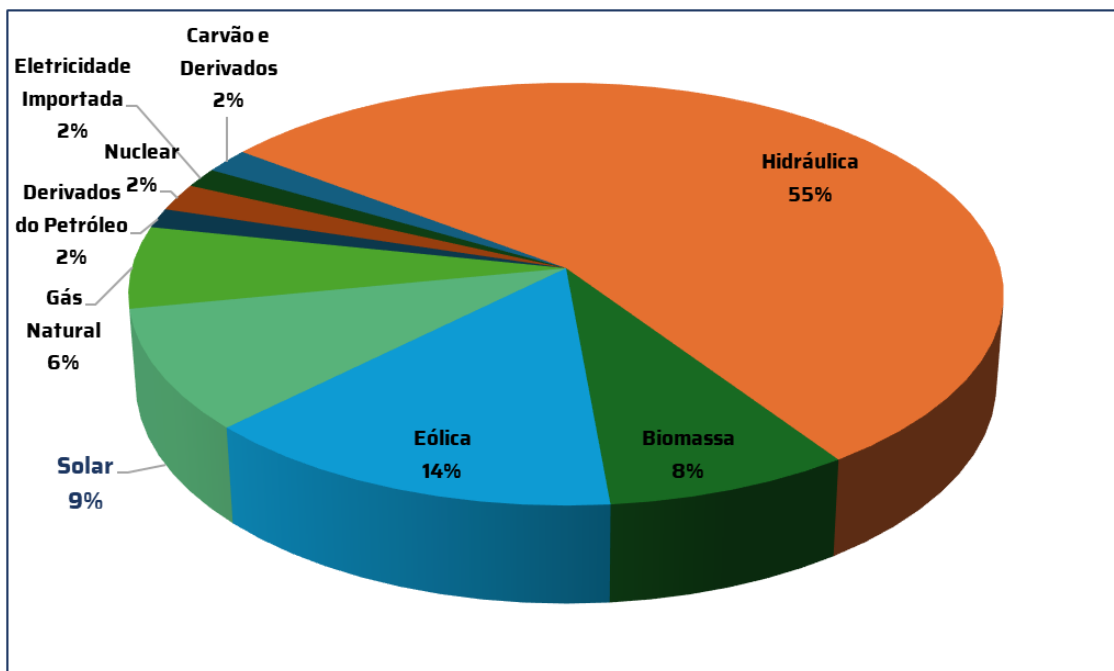
Segundo o Balanço Energético de 2025, do Ministério de Minas e Energia, em 2024, 50% da energia ofertada no Brasil veio de fontes renováveis, enquanto 50% ainda são provenientes de fontes não renováveis.

Esses números já permitem afirmar que a matriz energética brasileira é muito mais limpa que a média mundial, que, em 2021, era de 15% de renováveis para 85% de não renováveis, segundo o EPE.

No entanto, quando se detém apenas na matriz elétrica (energia usada para gerar eletricidade), o Brasil apresenta uma predominância ainda maior de energias renováveis (88,2%).

Isso se dá especialmente pelo amplo uso da energia hidrelétrica no país, bem como pelo avanço de outras fontes renováveis para geração de eletricidade, como a energia eólica, da biomassa e solar.

Gráfico 2 - Matriz Energética Brasileira



Atualmente o sistema elétrico brasileiro está praticamente todo conectado através do Sistema Interligado Nacional (SIN), com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial. Apenas um pequeno percentual do total da demanda de energia elétrica no Brasil é atendido por sistemas isolados (não conectados ao SIN), localizados principalmente na região amazônica.

Devido às características de suscetibilidade do recurso hídrico em conjunto com o crescimento da demanda de eletricidade, torna-se necessário diversificar as fontes de energia que compõem a matriz elétrica brasileira, buscando aproveitar fontes de energia que causem baixo impacto ao meio ambiente. Além do alto índice de renovabilidade, a matriz elétrica brasileira se mostrou também altamente eficiente desde 2004, mantendo a eficiência das centrais elétricas acima de 66% no período devido à grande participação de fontes como hidráulica, eólica e solar, atingindo 77,8% em 2024.

Considerando os aspectos mencionados, uma questão importante que se apresenta neste momento é o planejamento do setor energético para servir como ferramenta de apoio na formulação de políticas públicas específicas a fim de garantir o atendimento da demanda crescente de energia. O planejamento energético também é extremamente importante para assegurar o abastecimento de energia ao menor custo, com o menor risco de desabastecimento e com os menores impactos socioeconômicos e ambientais.

Um instrumento importante do planejamento energético é o acompanhamento da curva de carga do sistema elétrico. A curva de carga permite analisar o comportamento da demanda solicitada no sistema elétrico e verificar quais futuros investimentos serão necessários nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Estudos mostram que grande parte da demanda de energia elétrica ocorre durante o horário comercial, decorrente das necessidades de climatização de ambientes e da crescente participação dos setores de prestação de serviços e comércio nas atividades econômicas do país (Zilles, 2011; Tiepolo, 2015). A demanda de eletricidade nesse período do dia coincide com o período de maior disponibilidade do recurso solar, o que torna esse recurso energético uma opção natural.

## **6.2. Geração Distribuída**

### **6.2.1. O Marco Regulatório da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil**

O cenário energético brasileiro tem se transformado, com um crescente interesse na geração de energia elétrica por parte dos próprios consumidores. Esse movimento, conhecido como geração distribuída, é impulsionado por diversos fatores, incluindo a busca por economia, sustentabilidade e autonomia energética.

Desde 2012, com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482, o Brasil abriu as portas para que consumidores gerassem sua própria energia a partir de fontes renováveis, injetando o excedente na rede da distribuidora local. Esse foi o ponto de partida para a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Os estímulos à geração distribuída são evidentes, considerando os múltiplos benefícios que essa modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico nacional. Entre eles, destacam-se:

- O adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição.
- O baixo impacto ambiental, por utilizar fontes limpas e renováveis.
- A redução no carregamento das redes, especialmente nos horários de pico.
- A minimização de perdas elétricas, uma vez que a geração ocorre próxima ao consumo.
- A diversificação da matriz energética, aumentando a segurança e a resiliência do sistema.

#### **6.2.1.1. As Resoluções Reguladoras**

A estrutura regulatória que rege a MMGD e o SCEE passou por uma evolução significativa, culminando na Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que estabeleceu o marco legal da geração distribuída. Para regulamentar essa lei, a ANEEL publicou a Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, que aprimora e consolida as regras, alterando resoluções anteriores, notadamente a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.

A RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021 estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, consolidando os direitos e deveres dos consumidores e demais usuários do serviço. Essa resolução revogou, entre outras, a antiga RN 414/2010, que regia as condições gerais de fornecimento, e incorporou em seu texto a base para as futuras alterações relativas à geração distribuída.

A RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.059, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023, por sua vez, é a principal norma a ser analisada para as atualizações da MMGD e do SCEE. Ela altera a RN 1.000/2021, a RN 920/2021 e a RN 956/2021, refletindo as diretrizes da Lei nº 14.300/2022. É fundamental compreender que a RN 1059/2023 revogou integralmente a Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, consolidando suas disposições e aprimoramentos dentro do arcabouço da RN 1.000/2021.

#### **6.2.1.2. Micro e Minigeração Distribuída (MMGD)**

A definição de micro e minigeração distribuída foi atualizada para refletir a evolução tecnológica e as necessidades do sistema elétrico. De acordo com o Art. 2º da RN 1.000/2021, com as alterações da RN 1.059/2023:

- **Microgeração Distribuída (XXIX-A):** É a "central geradora de energia elétrica que utilize fontes renováveis ou, conforme Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, de co-geração qualificada, conectada à rede de distribuição de energia elétrica por meio de unidade consumidora, da qual é considerada parte, que possua potência instalada em corrente alternada menor ou igual a 75 kW".
- **Minigeração Distribuída (XXIX-B):** É a "central geradora de energia elétrica que utilize fontes renováveis ou, conforme Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, de co-geração qualificada, conectada à rede de distribuição de energia

elétrica por meio de unidade consumidora, da qual é considerada parte, que possua potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a:"

- **5 MW** para as centrais geradoras de fontes despacháveis.
- **3 MW** para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis.
- **5 MW** para unidades consumidoras já conectadas em 7 de janeiro de 2022 ou que protocolaram solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, até 7 de janeiro de 2023, independentemente do enquadramento como centrais geradoras de fontes despacháveis.

É importante notar a inclusão do conceito de "central geradora de fonte despachável" (IV-A), que são aquelas que podem ser despachadas por meio de um controlador local ou remoto, e incluem:

- Hidrelétricas de até 5 MW de potência instalada.
- Termelétricas de até 5 MW (co-geração qualificada, biomassa ou biogás).
- Fotovoltaicas de até 3 MW com capacidade de modulação de geração por armazenamento em baterias de pelo menos 20% da capacidade de geração mensal.

#### **6.2.1.3. Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)**

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica é o mecanismo central que viabiliza a MMGD. Conforme o Art. 2º da RN 1.000/2021, alterado pela RN 1.059/2023 (XLV-A), o SCEE é o "sistema no qual a energia elétrica ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para compensar o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema".

Em essência, quando a geração própria excede o consumo local, o excedente é injetado na rede da distribuidora, gerando créditos que podem ser utilizados posteriormente para abater o consumo.

### **6.2.2. Créditos de Energia: Funcionamento e Alocação no SCEE**

A dinâmica dos créditos de energia é um dos pilares do SCEE, permitindo que os geradores distribuídos otimizem o uso da energia que produzem.

#### **6.2.2.1. Excedente de Energia e Crédito de Energia**

A RN 1.059/2023, ao alterar o Art. 2º da RN 1.000/2021, define:

- **Excedente de Energia (XVII-A):** A "diferença positiva entre a energia elétrica ativa injetada e a energia elétrica ativa consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída ou geração compartilhada, em que o excedente de energia pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição pela unidade consumidora, a critério do titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída".
- **Crédito de Energia (X-A):** O "excedente de energia não utilizado no ciclo de faturamento em que foi injetado e que não tenha sido objeto de compra pela distribuidora na forma prevista no art. 24 da Lei nº 14.300/2022".

Se a unidade geradora produz mais energia do que consome, esse saldo positivo é o excedente de energia. Se esse excedente não for totalmente consumido no mesmo ciclo de faturamento, ele se transforma em crédito de energia.

**6.2.2.2. Regras de Alocação e Validade dos Créditos**

Os créditos de energia não são convertidos em dinheiro. Sua principal função é abater o consumo em outras situações. A RN 1.000/2021, por meio do Art. 655-G, § 3º (incluído pela RN 1.059/2023), estabelece uma hierarquia de alocação para o excedente de energia:

1. **Primeiro, na mesma unidade consumidora que injetou a energia:** O excedente é primeiramente alocado em outros postos tarifários da própria unidade consumidora.
2. **Posteriormente, na mesma unidade consumidora como créditos de energia:** Se ainda houver excedente, ele se transforma em créditos para ser utilizado em ciclos de faturamento subseqüentes na mesma unidade.
3. **Em outras unidades consumidoras do mesmo titular:** Seja pessoa física ou jurídica (incluindo matriz e filial), desde que atendidas pela mesma distribuidora.
4. **Em unidades de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada:** Se a geração provier dessas modalidades.
5. **Em unidades consumidoras de baixa renda:** Excedentes de energia provenientes de micro ou minigeração distribuída instalada com recursos de programas de eficiência energética (após 2 de março de 2021) podem beneficiar subclasses residencial baixa renda.

Para as unidades que recebem excedentes (pontos 3, 4 e 5 acima), se a energia não for utilizada no ciclo de faturamento em que foi alocada, ela se transforma em créditos de energia e permanece na unidade consumidora receptora.

É importante destacar que, conforme o Art. 655-L da RN 1.000/2021 (incluído pela RN 1.059/2023), os créditos de energia expiram em 60 meses após a data de seu faturamento, sendo revertidos para a modicidade tarifária sem direito a compensação ao consumidor. A quantidade de créditos não é afetada por variações tarifárias.

A alocação deve ser definida pelo titular da unidade geradora. Ele pode estabelecer um percentual para cada unidade beneficiária ou uma ordem de prioridade. A distribuidora deve efetuar a alteração das unidades participantes do SCEE, ou dos percentuais/ordem de utilização, no ciclo de faturamento subsequente à solicitação (Art. 655-H, § 1º).

#### **6.2.2.3. Faturamento e Custos no SCEE**

Mesmo que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, algumas cobranças são mantidas. As principais são:

- **Custo de Disponibilidade:** Para unidades do Grupo B, a cobrança do custo de disponibilidade (valor mínimo fixo mensal em kWh, dependendo do tipo de conexão - monofásica, bifásica, trifásica) continua sendo aplicada. A RN 1.000/2021, Art. 655-I (novo pela RN 1.059/2023), estabelece que para o faturamento no Grupo B, o consumidor paga a soma da parcela referente à energia ativa consumida da rede e da parcela referente à energia ativa injetada. A energia compensada é limitada ao montante em que o valor monetário do faturamento seja maior ou igual ao custo de disponibilidade.
- **Demanda Contratada:** Para unidades do Grupo A, a demanda contratada permanece como uma cobrança fundamental. A RN 1.000/2021, Art. 655-J (novo pela RN 1.059/2023), detalha o faturamento para unidades do Grupo A participantes do SCEE, que segue as regras de faturamento para os demais consumidores sobre a

diferença positiva entre o montante de energia ativa consumido da rede e a energia compensada.

- É possível indicar valor nulo para a demanda contratada de consumo se a rede for utilizada apenas para injetar energia ou para o sistema auxiliar/infraestrutura local (Art. 655-J, § 1º, I).
- A demanda contratada de injeção deve observar o Art. 149.
- **Bandeiras Tarifárias:** Uma mudança importante trazida pela RN 1.059/2023 é que as bandeiras tarifárias não incidem sobre a energia compensada para unidades consumidoras participantes do SCEE (Art. 307, §2º da RN 1.000/2021, alterado pela RN 1.059/2023).

#### **6.2.2.4. Classificações GD I, GD II e GD III (Regras de Transição)**

A Lei nº 14.300/2022 e a RN 1.059/2023 introduziram diferentes classificações para as unidades de MMGD, impactando diretamente o faturamento da energia compensada, especialmente no que se refere aos encargos tarifários. Essas classificações (GD I, GD II e GD III) são parte das regras de transição e permanência no SCEE:

- **GD I (Art. 655-O da RN 1.000/2021, novo pela RN 1.059/2023):** Aplica-se até 31 de dezembro de 2045 para unidades consumidoras com MMGD que:
  - Foram conectadas ou tiveram solicitação de orçamento de conexão protocolada até 7 de janeiro de 2022.
  - Tiveram solicitação de orçamento de conexão protocolada entre 8 de janeiro de 2022 e 7 de janeiro de 2023.
  - Para estas, são aplicadas as tarifas e os descontos tarifários estabelecidos na Resolução Homologatória da distribuidora para a GD I. Esta classificação se

mantém, exceto em casos de encerramento contratual (com exceção de alteração de titularidade), procedimento irregular no sistema de medição ou aumento de potência instalada à revelia.

- **GD III (Art. 655-P da RN 1.000/2021, novo pela RN 1.059/2023):** Aplica-se à minigeração distribuída (potência instalada > 500 kW), que não se enquadre como GD I ou central geradora de fonte despachável, e que esteja nas modalidades de autoconsumo remoto ou geração compartilhada (com um ou mais beneficiados com percentual  $\geq$  25% de participação). O faturamento segue as tarifas e descontos tarifários para a GD III, com transição para as regras do Art. 655-K (que remete ao Art. 17 da Lei 14.300/2022) a partir de 2029 ou 2031, dependendo da data da solicitação.
- **GD II (Art. 655-Q da RN 1.000/2021, novo pela RN 1.059/2023):** Abrange as unidades de microgeração ou minigeração distribuída que não se enquadram nas categorias GD I ou GD III. O faturamento segue as tarifas e descontos tarifários para a GD II, também com transição para as regras do Art. 655-K a partir de 2029 ou 2031.

As classificações GD I, GD II e GD III determinam o tratamento tarifário da energia compensada, especialmente no que diz respeito à aplicação de encargos sobre o uso da rede. Essas regras visam a uma transição gradual para uma estrutura tarifária mais alinhada aos custos de uso da rede.

#### **6.2.2.5. Reclassificação e Reversão de Créditos**

Conforme o Art. 655-M da RN 1.000/2021 (incluído pela RN 1.059/2023), a realocação de créditos de energia em outras unidades consumidoras só pode ocorrer em casos de **encerramento contratual ou alteração de titularidade**. A alocação deve ser feita para outras unidades do mesmo titular, atendidas pela mesma distribuidora. Se o consumidor não indicar, os créditos são alocados para a unidade de maior consumo. Se não houver outras unidades, os créditos permanecem em nome do titular por até 60 meses, esperando uma nova conexão.

**É vedada a comercialização de créditos e excedentes de energia**, bem como a obtenção de qualquer benefício na alocação para outros titulares, sob pena de aplicação das sanções previstas para recebimento irregular de benefício (Art. 655-M, § 5º).

### **6.2.3. Condições para a Adesão à MMGD e Participação no SCEE**

A adesão ao sistema de MMGD e SCEE envolve uma série de condições e responsabilidades para o consumidor, desde a solicitação de conexão até a operação da central geradora.

#### **6.2.3.1. Iniciativa do Consumidor e Escolha da Tecnologia**

A iniciativa de instalar uma micro ou minigeração distribuída é do consumidor, que deve considerar diversos fatores em sua decisão:

- **Tipo da fonte de energia:** Painéis solares fotovoltaicos são os mais comuns, mas outras fontes renováveis (eólica, biomassa, hídrica) ou co-geração qualificada também são permitidas.
- **Tecnologia dos equipamentos:** Inversores, sistemas de armazenamento, painéis, etc.
- **Porte da unidade consumidora e da central geradora:** Determinante para o enquadramento em micro ou minigeração.
- **Localização:** Impacta a irradiação solar, ventos, etc., e pode influenciar o estudo de viabilidade.
- **Valor da tarifa:** A economia gerada depende diretamente da tarifa de energia paga.
- **Condições de pagamento/financiamento:** O investimento inicial pode ser considerável.

- **Existência de outras unidades consumidoras:** Para aproveitar os créditos de energia em diferentes locais ou modalidades de geração (autoconsumo remoto, geração compartilhada, condomínios).

#### 6.2.3.2. Processo de Solicitação de Conexão e Documentação

A distribuidora deve atender à solicitação de conexão de unidades com MMGD de acordo com os procedimentos, prazos e condições estabelecidos no Capítulo II do Título I da RN 1.000/2021 e no Módulo 3 do PRODIST (Art. 655-A da RN 1.000/2021, novo pela RN 1.059/2023). Para a solicitação, deve-se apresentar:

- **Formulário padronizado pela ANEEL:** E um formulário com informações sobre a MMGD, disponíveis na página da Agência na internet, conforme o tipo de geração. (Art. 67, § 2º, III da RN 1.000/2021, alterado pela RN 1.059/2023)
- **Documentação pertinente:** A distribuidora não pode solicitar documentos adicionais àqueles indicados nos formulários ou na resolução.
- **Anotação de Responsabilidade Técnica (ART):** Para o projeto elétrico, assinado por profissional habilitado.
- **Declaração de Conformidade:** O consumidor deve dar ciência de atendimento às normas e padrões da distribuidora, da ABNT e de órgãos oficiais competentes, inclusive nas instalações internas da unidade consumidora e nas instalações de MMGD (Art. 67, § 2º, IV da RN 1.000/2021, alterado pela RN 1.059/2023).
- **Garantia de Fiel Cumprimento (para Minigeração > 500 kW):** Conforme o Art. 655-C da RN 1.000/2021 (novo pela RN 1.059/2023), consumidores interessados em implantar minigeração distribuída com potência instalada superior a 500 kW devem apresentar essa garantia na ocasião do protocolo da solicitação de orçamento de conexão.
  - **Cálculo:** O valor é baseado em um percentual (2,5% para potência > 500 kW e < 1.000 kW; 5,0% para potência ≥ 1.000 kW) da potência a ser

conectada multiplicada por um preço de referência estabelecido pela ANEEL.

- **Modalidades:** Caução em dinheiro, títulos da dívida pública ou fiança bancária.
- **Prazos:** A garantia deve ser válida por 30 dias após a vistoria com aprovação e instalação dos equipamentos de medição. Existem regras detalhadas para sua restituição e execução, inclusive em caso de desistência ou atraso na conexão.

#### **6.2.3.3. Proibições e Restrições para Participação no SCEE**

A RN 1.059/2023 estabelece condições claras sobre quem pode participar e quem é vedado de integrar o SCEE, visando coibir práticas irregulares e garantir a integridade do sistema:

- **Vedação de Aluguel/Arrendamento por kWh (Art. 655-D, § 3º):** É vedada a inclusão de consumidores no SCEE se for detectado que o valor do aluguel ou arrendamento do imóvel onde a MMGD está instalada se dá em reais por unidade de energia elétrica.
- **Vedação para Centrais Geradoras Existentes (Art. 655-D, § 4º):** Centrais geradoras que já foram objeto de registro, concessão, permissão ou autorização, ou que já operaram comercialmente em ACL/ACR, ou que tiveram sua energia contabilizada na CCEE, ou comprometida com uma distribuidora, não podem se enquadrar como MMGD no SCEE.
- **Vedação para não Autoconsumo (Art. 655-D, § 5º):** É vedado o enquadramento no SCEE de unidade consumidora com MMGD que não se caracterize como produção de energia elétrica para consumo próprio.

- **Vedação à Divisão de Centrais Geradoras (Art. 655-E):** É proibida a divisão de uma central geradora em unidades menores com o objetivo de se enquadrar nos limites de potência de MMGD. A distribuidora deve identificar esses casos e pode negar a adesão ao SCEE.
  - Exceção: Essa vedação não se aplica à geração fotovoltaica flutuante instalada sobre lâmina d'água, desde que cada central derivada da divisão observe os limites de potência, tenha equipamentos autônomos e tenha solicitado conexão à distribuidora da mesma área da unidade beneficiária.

#### 6.2.3.4. Responsabilidades e Irregularidades

- **Custos de Adequação da Medição (Art. 228, § 4º e § 5º da RN 1.000/2021, alterado pela RN 1.059/2023):** O consumidor é responsável pelos custos de adequação do sistema de medição para conexão de minigeração distribuída ou para instalação de minigeração em unidade existente. Esses custos correspondem à diferença entre o sistema de medição requerido para o SCEE e o sistema convencional.
- **Irregularidades (Art. 655-F da RN 1.000/2021, novo pela RN 1.059/2023):** Em caso de indício de recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, a distribuidora deve apurar a situação, podendo revisar o faturamento das unidades indevidamente beneficiadas por até 36 ciclos de faturamento anteriores, com atualização monetária e parcelamento da cobrança. A energia injetada no período irregular não pode ser utilizada no SCEE.
- **Grupo A optando pelo Grupo B com SCEE (Art. 292, § 3º da RN 1.000/2021, alterado pela RN 1.059/2023):** Unidades consumidoras do Grupo A podem optar pelo faturamento no Grupo B com MMGD, desde que a MMGD esteja na própria unidade,

a soma das potências dos transformadores seja  $\leq 112,5$  kVA e não haja alocação ou recebimento de excedentes de energia em unidade distinta.

#### **6.2.4. Marco Legal e Regulatório da MMGD e SCEE**

A estrutura legal e regulatória para a Micro e Minigeração Distribuída no Brasil é robusta e complexa, evoluindo constantemente para se adaptar às novas tecnologias e necessidades do setor elétrico.

##### **6.2.4.1. Legislação Fundamental**

A principal referência legal é a **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída no Brasil e estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Esta lei trouxe segurança jurídica e novas diretrizes para o setor, que foram posteriormente detalhadas pela ANEEL.

##### **6.2.4.2. Regulamentação da ANEEL**

A ANEEL, como agência reguladora, desempenha um papel crucial na operacionalização da MMGD. As principais Resoluções Normativas que compõem o arcabouço regulatório atual são:

- **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021:** Esta é a norma central que estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Ela consolidou diversas regras anteriores e serve como base para as disposições específicas da MMGD e do SCEE. É importante ressaltar que a antiga e amplamente conhecida RN 414/2010 foi revogada por esta resolução, e suas disposições, quando aplicáveis, foram incorporadas e atualizadas.

- **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023:** Essa resolução é o aprimoramento mais recente e significativo, adaptando a regulamentação da ANEEL à Lei nº 14.300/2022. Ela altera diretamente a RN 1.000/2021, a RN 920/2021 e a RN 956/2021, introduzindo novas definições, regras de faturamento (como as classificações GD I, GD II e GD III) e condições para conexão e participação no SCEE. Vale frisar que esta resolução revogou a Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, que era o marco inicial da MMGD, integrando e atualizando suas diretrizes na RN 1.000/2021.
- **Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 7 de dezembro de 2021:** Esta resolução estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). A RN 1.059/2023 alterou diversos anexos da RN 956/2021, atualizando termos e requisitos técnicos, especialmente no que tange aos sistemas de medição e interface com a rede para MMGD. Os módulos do PRODIST são guias técnicos essenciais:
  - **Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos:** Contém as definições de termos utilizados no setor.
  - **Módulo 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica:** É crucial para a MMGD, estabelecendo as condições de acesso, critérios técnicos, requisitos de projeto e a implementação da conexão. O Art. 19 da RN 1.000/2021 (RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021 - RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021 - DOU - Imprensa Nacional.pdf, Art. 19) e o Art. 655-A da RN 1.000/2021 (novo pela RN 1.059/2023) especificam a observância deste módulo para a conexão de MMGD.
  - **Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição:** Define procedimentos para o relacionamento operacional.
  - **Módulo 5 - Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura:** Define os requisitos mínimos para medição das grandezas elétricas, fundamental para o

faturamento e a compensação de energia. Os anexos da RN 956/2021, alterados pela RN 1.059/2023, trazem requisitos mínimos detalhados para o sistema de medição em unidades do Grupo A com MMGD a partir de 1º de janeiro de 2024 (Anexo V da RN 956/2021, item 17-A).

- **Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações:** Detalha o fluxo de informações entre os agentes. O Art. 655-W da RN 1.000/2021 (novo pela RN 1.059/2023), estabelece a obrigação da distribuidora de coletar e enviar dados sobre MMGD à ANEEL.
- **Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica:** Estabelece os procedimentos e indicadores de qualidade da energia elétrica e do serviço prestado.
- **Resolução Normativa ANEEL nº 920, de 23 de fevereiro de 2021:** Esta resolução trata do Programa de Eficiência Energética (PEE) das distribuidoras. A RN 1.059/2023 alterou seus anexos para incluir o Programa de Energia Renovável Social (PERS), destinado a investimentos em sistemas fotovoltaicos e outras fontes renováveis para consumidores de baixa renda, permitindo que excedentes de energia beneficiem essas subclasses (RN 920/2021, Anexo VI, Seção 6.0, item 3.4 e 3.5, alterado pela RN 1.059/2023).

#### **6.2.4.3. Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema NOS**

- **Submódulo 2.8 - Requisitos mínimos para elos em corrente contínua.** Descreve os indicadores de qualidade de produto e as metodologias e procedimentos para medição e avaliação da qualidade de produto.
- **Submódulo 2.9 - Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica**

- **Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão.**
- **Submódulo 7.8 - Avaliação do impacto do acesso ou integração à Rede Básica de instalações que contenham elementos não lineares ou especiais;**
- **Submódulo 7.11 - Implantação do Sistema de Medição para Faturamento;**
- **Submódulo 9.7 - Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica;**

### **6.2.5. Procedimentos de Acesso**

Os procedimentos de acesso ao sistema de distribuição são etapas fundamentais para que as centrais geradoras, incluindo as de micro e minigeração distribuída (MMGD), possam se conectar à rede elétrica. Estes processos estão detalhadamente descritos no **Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST)**, um documento técnico que, em conjunto com a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e suas atualizações, como a REN ANEEL nº 1.059/2023, estabelece todos os critérios, requisitos e prazos necessários para a obtenção da permissão de acesso.

O processo de acesso é estruturado em diferentes etapas, que podem variar em obrigatoriedade e seqüência dependendo do tipo de acessante e da modalidade de geração. As etapas principais são:

- Consulta de Acesso;
- Informações de Acesso;
- Solicitação de Acesso;
- Parecer de Acesso.

Para acessantes de **micro ou minigeração distribuída (MMGD)**, a **Consulta de Acesso** é expressamente facultativa, conforme indicado pela REN ANEEL nº 1.059/2023. Caso o interessado opte por não realizá-la, ele pode iniciar o processo diretamente

pela **Solicitação de Acesso**. No entanto, se a Consulta de Acesso for realizada, a etapa de **Informações de Acesso** torna-se obrigatória para a Distribuidora.

#### **6.2.5.1. Consulta de Acesso**

A Consulta de Acesso é uma solicitação preliminar e facultativa para o acessante, encaminhada à Distribuidora pelo interessado em interligar unidades de geração ao sistema de distribuição. Seu objetivo principal é reunir as informações necessárias para que a Distribuidora possa realizar uma análise prévia e definir as características técnicas e econômicas da solução indicada para o acesso pretendido, em um estágio inicial do projeto. Ao acessante é facultado indicar uma alternativa de conexão de seu interesse.

A REN ANEEL nº 1.059/2023 reafirma a facultatividade da Consulta de Acesso para os acessantes de MMGD. Contudo, se optarem por realizá-la, a Distribuidora fica obrigada a fornecer a etapa de Informações de Acesso.

A figura a seguir mostra o ciclo do processo da Consulta de Acesso.

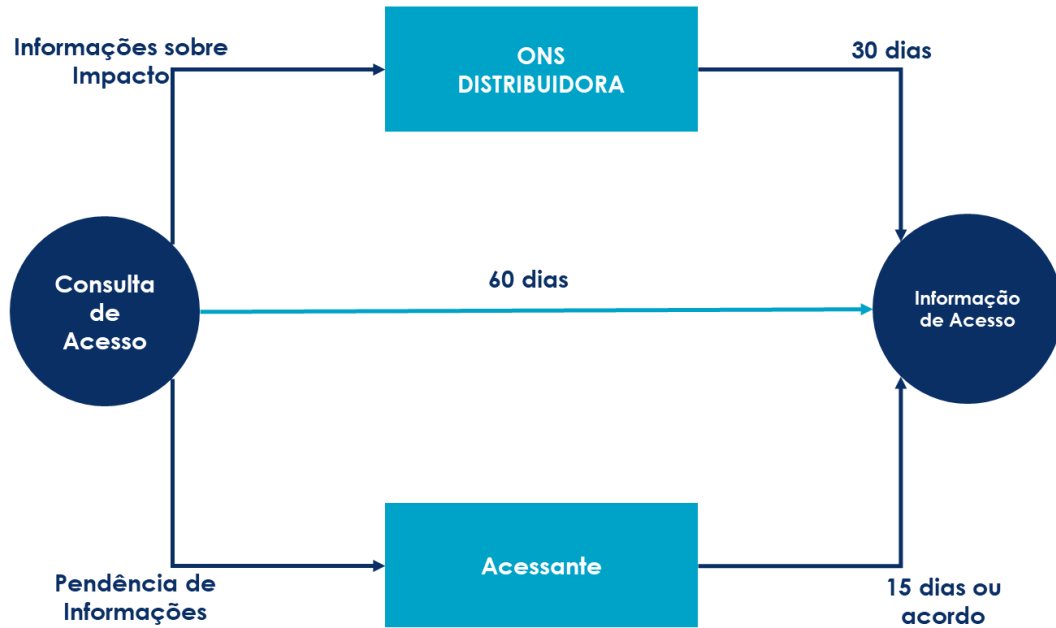


Figura 2 -Interações Durante a Elaboração da Consulta de Acesso

A Distribuidora tem um prazo de até 60 dias para fornecer a Informação de Acesso após a Consulta. Caso seja necessário o envolvimento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ou de outras distribuidoras para análise de impacto, o prazo para o parecer técnico é de 30 dias. O acessante, por sua vez, tem 15 dias (ou prazo acordado) para responder a pendências de informações.

#### 6.2.5.2. Informação de Acesso

A Distribuidora tem a obrigação de responder gratuitamente tanto às Consultas de Acesso obrigatórias quanto às opcionais. Após o recebimento da Consulta de Acesso, a Distribuidora realiza os estudos técnicos preliminares necessários para a definição das condições de atendimento, buscando a solução que apresente o mínimo custo global, conforme estabelecido pela ANEEL.

Conclusos esses estudos, a Distribuidora, por meio de sua área comercial ou canal de atendimento, repassará ao acessante o documento "Informação de Acesso". Este documento deve conter a solução técnica e econômica proposta para a conexão da

central geradora, esclarecendo os procedimentos a serem seguidos pelo acessante para a formalização da Solicitação de Acesso. O prazo para a entrega da Informação de Acesso é de **60 dias**, conforme indicado na Figura 2.

Caso seja necessário solicitar parecer técnico ao **ONS** (Operador Nacional do Sistema Elétrico) ou a outras distribuidoras, a Distribuidora deverá encaminhar solicitação formal. O ONS ou as distribuidoras notificadas deverão apresentar o parecer técnico solicitado à Distribuidora Acessada em até **30 dias**, contados a partir da data de recebimento da notificação formal, conforme Art. 76 da RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000. O prazo para a entrega da Informação de Acesso é suspenso caso a resposta a essas solicitações de parecer seja imprescindível para o andamento do processo, e a Distribuidora será responsável pelo acompanhamento do cumprimento desses prazos.

*"O prazo de resposta do ONS e da outra distribuidora nas situações tratadas no art. 74 e no art. 75 é de 30 (trinta) dias. §1º A distribuidora deve comunicar ao consumidor e demais usuários que o prazo de resposta está suspenso enquanto não for obtida a resposta do ONS e/ou da outra distribuidora." (RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, Art. 76)*

Juntamente com a Informação de Acesso, a Distribuidora deverá encaminhar ao acessante um documento específico com os parâmetros técnicos, a tecnologia a ser utilizada e os requisitos de conectividade da solução de telecomunicações a ser implantada pelo Acessante, se aplicável. Além disso, deverão ser entregues formulários específicos sobre as características dos equipamentos de geração e da carga, de forma a permitir a avaliação dos possíveis impactos na qualidade de tensão dos sistemas de distribuição da Distribuidora.

### 6.2.5.3. Solicitação de Acesso

A Solicitação de Acesso é o requerimento formal encaminhado pelo acessante à Distribuidora, apresentando o projeto detalhado das instalações de conexão e solicitando formalmente a conexão ao sistema de distribuição. Essa solicitação é obrigatória para todas as modalidades de conexão de centrais geradoras ao sistema de distribuição, com exceção das centrais sujeitas ao regime de concessão, as quais devem atender aos procedimentos definidos em edital específico da licitação.

Para as centrais de micro ou minigeração distribuída na modalidade de compensação de energia, a REN ANEEL nº 1.059/2023 pode dispensar a apresentação de alguns documentos no momento inicial da Solicitação de Acesso, como o Certificado de Registro ou equivalente, desde que o projeto atenda a determinados critérios.

*"Na instalação de microgeração e minigeração distribuída: 1 - é dispensada a apresentação do Certificado de Registro ou documento equivalente" (RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, Art. 67, § 2º)*

A tabela a seguir mostra de forma simplificada os prazos para o Acesso de minigeração ao sistema de distribuição.

Tabela 1 - Prazos do Processo de Conexão para Micro e Mini Geração

ETAPAS PARA CONEXÃO DO SISTEMA				
Fluxo	Responsável	Microgeração	Minigeração	OBSERVAÇÕES
		Prazos		
1	Distribuidora	15 dias	30 dias	Se houver necessidade de obras na rede da distribuidora, antes de ser liberado o botão de solicitar inspeção, será encaminhado um Termo de Opção de Obra, no qual o cliente deve assinar com a opção de quem executará a obra, e somente após a conclusão da obra o botão de "Solicitar Inspeção" será liberado no site de projetos particulares
		30 dias	60 dias	

<b>2</b>	Resolução de Pendência para a Emissão do Parecer de Acesso	Acessante	15 dias	15 dias	Contados a partir da notificação de pendência emitida pela Distribuidora
<b>3</b>	Solicitar Inspeção	Acessante	120 dias	120 dias	Até 120 dias após a emissão do parecer de acesso
<b>4</b>	Realização da Inspeção	Distribuidora	7 dias	7 dias	A inspeção será realizada dentro de 7 dias após a solicitação de inspeção.
<b>5</b>	Entrega do Relatório de Inspeção, se houver pendências	Distribuidora	5 dias	5 dias	Entrega do Relatório das pendências em até 5 dias, se houver, após a realização da inspeção.
<b>6</b>	Conexão do sistema	Distribuidora	7 dias	7 dias	Após aprovação da inspeção a conexão será realizada dentro de 7 dias

Os formulários de Solicitação de Acesso e a lista de documentos necessários devem estar disponíveis nos canais de atendimento e no site eletrônico da Distribuidora.

#### **6.2.5.4. Parecer de Acesso**

O Parecer de Acesso é um documento de caráter obrigatório, elaborado pela Distribuidora e fornecido sem ônus para o cliente, em resposta à Solicitação de Acesso previamente encaminhada pelo acessante. Nele, a Distribuidora estabelece as condições técnicas e comerciais para o acesso, compreendendo a conexão e o uso da rede, os requisitos técnicos, os orçamentos e os prazos para a efetivação da conexão.

Os prazos para a emissão do Parecer de Acesso são estabelecidos considerando a complexidade da conexão:

- **Até 30 dias**, contados a partir da formalização da Solicitação de Acesso, para os casos em que a conexão não exigir execução de obras de reforço ou melhorias no sistema de distribuição.
- **Até 60 dias**, contados a partir da formalização da Solicitação de Acesso, para os casos em que houver necessidade de obras de reforço ou melhorias no sistema de distribuição.

Para acessantes de MMGD, os prazos podem ser diferenciados pela regulamentação específica, como a REN ANEEL nº 1.059/2023, que prevê prazos de **15 ou 30 dias** para o Parecer de Acesso, dependendo da potência instalada.

O Parecer de Acesso fornecido aos acessantes de micro ou minigeração distribuída deve conter, minimamente, as seguintes informações:

- Características do ponto de entrega, acompanhadas das estimativas dos respectivos custos, conclusões e justificativas técnicas e econômicas da solução de conexão proposta.
- Características do sistema de distribuição acessado, incluindo requisitos técnicos, tensão nominal de conexão e padrões de desempenho de tensão e qualidade de energia.
- Níveis de curto-circuito no ponto de entrega e os ajustes recomendados para os relés de proteção das instalações de interligação do acessante.
- Orçamento das obras necessárias para a conexão e/ou reforço, contendo a memória de cálculo dos custos orçados, do encargo de responsabilidade da distribuidora e da participação financeira do consumidor, conforme a regulamentação.
- Relação das obras de responsabilidade da Distribuidora ou do acessante, com o respectivo cronograma de implantação.

- Informações gerais relacionadas ao local da ligação, como tipo de terreno, faixa de passagem, características mecânicas das instalações, sistemas de proteção, controle e telecomunicações disponíveis.
- Modelo de Acordo Operativo para minigeração, quando aplicável.
- Declaração das responsabilidades do acessante em relação à operação e manutenção das suas instalações.
- Informações sobre equipamentos ou cargas do acessante suscetíveis de provocar distúrbios ou danos no sistema de distribuição acessado ou nas instalações de outros acessantes, bem como as soluções de correção sugeridas.

#### **6.2.5.5. Contratos**

Para a concretização da conexão ao sistema de distribuição e a efetivação da operação da central geradora, os acessantes deverão celebrar os contratos cabíveis. Para a maioria dos acessantes, e em especial para MMGD, os principais contratos são:

- **Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)** ou;
- **Contrato de Conexão à Distribuição (CCD),**

que incorporam as condições de uso e acesso à rede. O Art. 127, § 6º da RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000 especifica que no caso de conexão de MMGD (minigeração distribuída), deve ser celebrado o acordo operativo disposto no Módulo 3 do PRODIST.

Para grandes geradores ou geradores que comercializam energia diretamente, outros contratos de compra e venda de energia podem ser necessários, mas para MMGD, o foco é na conexão e uso da rede para fins de compensação.

Nenhuma obra de conexão ou adaptação pode ser iniciada sem a celebração dos contratos correspondentes (CUSD/CCD) e a liberação formal da Distribuidora para o início da obra. Os contratos devem ser assinados em prazo máximo de **90 dias** após a entrega do Parecer de Acesso ao acessante, salvo acordo entre as partes.

Os contratos deverão possuir cláusula de eficácia, obrigando o acessante a atender aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e às normas e padrões técnicos da Distribuidora e da ANEEL, quando aplicáveis.

#### **6.2.5.6. Vistorias e Comissionamento**

A etapa de Vistoria e Comissionamento é crucial para a liberação da conexão e energização da unidade geradora. Ela autoriza a interligação, desde que as instalações do acessante e, se for o caso, as obras de melhorias no sistema elétrico local e do padrão de entrada tenham sido devidamente executadas e aprovadas.

As vistorias são realizadas pela Distribuidora local, que deverá avaliar a adequação das instalações do acessante aos requisitos técnicos relativos a centrais geradoras, conforme o PRODIST, a regulamentação da ANEEL e os padrões técnicos da Distribuidora. Nesta oportunidade, a Distribuidora também poderá realizar ou acompanhar os testes funcionais da usina, como os de proteção, dos esquemas de intertravamento e supervisão (se existentes na conexão).

*"A distribuidora deve realizar a vistoria e instalar ou adequar o sistema de medição conforme procedimentos e prazos estabelecidos na Seção XIV do Capítulo II do Título I." (RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, Art. 655-A, Parágrafo único, alterado pela RN 1.059/2023)*

Simultaneamente ou em conjunto com a vistoria, o acessante deve efetuar o comissionamento de suas instalações afetas à interligação, incluindo a parametrização e ajustes dos equipamentos de proteção conforme informado e

aprovado pela Distribuidora. A Distribuidora, a seu critério, poderá acompanhar a realização das atividades de comissionamento que considerar relevantes para o estabelecimento seguro e confiável da conexão.

As atividades de comissionamento deverão ser descritas em um relatório detalhado, o qual, acompanhado da respectiva Anotação de Responsabilidade Técnica (ART), deverá ser submetido à aprovação da Distribuidora. Este relatório deve incluir os resultados dos testes das funções de proteção, considerando as funcionalidades e os ajustes de proteção predefinidos pela Distribuidora no Parecer de Acesso.

O prazo para a realização da Vistoria e do Comissionamento pela Distribuidora será de **7 dias**<sup>1</sup>, contados a partir da solicitação formal pelo acessante. Caso haja obras necessárias para a conexão (tanto da Distribuidora quanto do acessante), esse prazo começará a ser contado a partir do primeiro dia útil subsequente ao da conclusão da obra (conforme cronograma informado pela Distribuidora ou, se executada pelo interessado, do recebimento da obra pela concessionária).

Constatada a adequação das instalações de conexão da micro ou minigeração para a interligação, a Distribuidora as liberará para energização, que deverá ocorrer em até **7 dias** a partir do dia da realização da vistoria e comissionamento.

*"A distribuidora deve realizar a vistoria e a instalação dos equipamentos de medição nas instalações do consumidor e demais usuários nos seguintes prazos: I - em até 5 (cinco) dias úteis: para conexão em tensão menor que 2,3 kV; II - em até 10 (dez) dias úteis: para conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV e menor que 69 kV; e III - em*

---

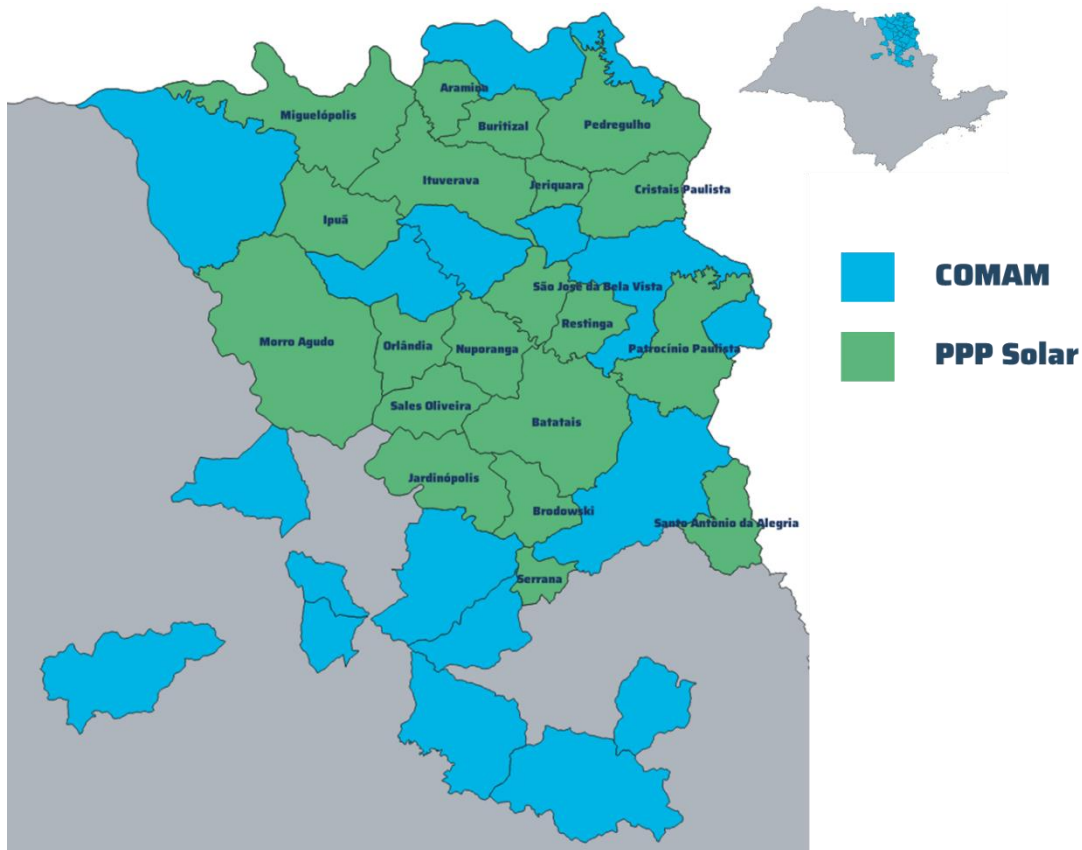
<sup>1</sup> Embora o Art. 91 da RN 1.000/2021 estabeleça prazos mais longos para vistoria e instalação de medição (5, 10 ou 15 dias úteis, dependendo da tensão), o prazo de 7 dias para a realização da Vistoria e Comissionamento e, posteriormente, para a energização, é uma simplificação freqüentemente aplicada ou buscada para MMGD

até 15 (quinze) dias úteis: para conexão em tensão maior que 69 kV." (RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, Art. 91)

### 6.3. A Região

A porção norte-nordeste do estado de São Paulo abrange uma área geográfica rica e diversificada, onde se encontram cidades importantes como Franca e Ribeirão Preto, bem como os municípios de Aramina, Batatais, Brodowski, Buritizal, Cristais Paulista, Ipuã, Ituverava, Jardinópolis, Jariquera, Miguelópolis, Morro Agudo, Nuporanga, Pedregulho, Restinga, Sales Oliveira, Santo Antônio da Alegria, São José da Bela Vista e Serrana.

Figura 3 - Municípios Partícipes - COMAM



Essa região é caracterizada por um relevo diversificado, com algumas áreas mais acidentadas e de maior altitude especialmente na porção leste. Os rios e cursos

d'água presentes na região, como o Rio Grande e seus afluentes, desempenham um papel importante na hidrografia local.

Os municípios de Aramina, Batatais, Brodowski, Buritzal, Cristais Paulista, Ipuã, Itirapuã, Ituverava, Jardinópolis, Jeriquara, Miguelópolis, Morro Agudo, Nuporanga, Pedregulho, Restinga, Sales Oliveira, Santo Antônio da Alegria, São José da Bela Vista e Serrana, contribuem para a economia regional com atividades agrícolas diversificadas, incluindo cultivo de grãos, café, cana-de-açúcar, frutas e hortaliças, além da pecuária. Além disso, algumas dessas cidades também possuem indústrias de transformação e setores de comércio e serviços.

O COMAM é composto de 38 Municípios, com uma população de 1.894.565 habitantes, de acordo com o Censo 2022 do IBGE. Abaixo o detalhamento considerando os Municípios partícipes deste trabalho.

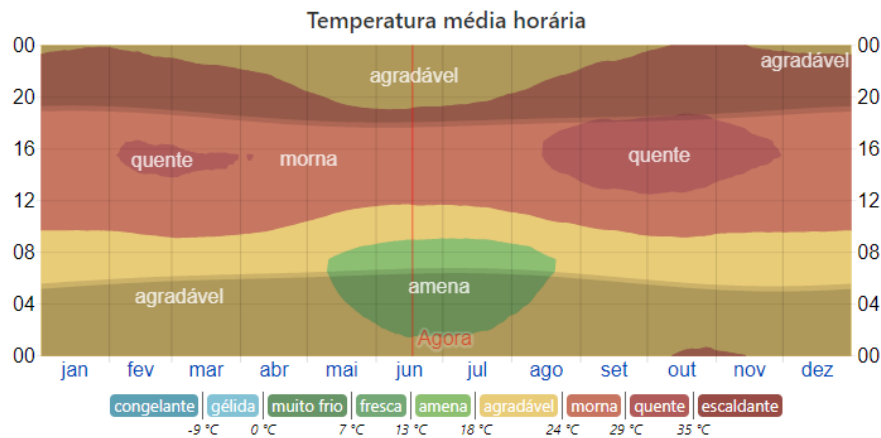
#### [Tabela 2 - População, Municípios Partícipes](#)

Município	População (IBGE, 2022)
Aramina	4.887
Batatais	61.989
Brodowski	25.048
Buritizal	4.296
Cristais Paulista	9.324
Ipuã	14.881
Ituverava	39.553
Jardinópolis	44.975
Jeriquara	3.518
Miguelópolis	22.378
Morro Agudo	30.825
Nuporanga	7.158
Orlândia	43.149
Patrocínio Paulista	13.916
Pedregulho	17.585
Restinga	7.234
Sales Oliveira	11.597
Santo Antônio da Alegria	7.025
São José da Bela Vista	9.387
Serrana	45.644
<b>Total</b>	<b>424.369</b>

### 6.3.1. Clima

Segundo dados da antiga estação meteorológica convencional do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), referentes ao período de 1961 a 1970, 1972 e de 1997 a 2000, a menor temperatura registrada na região, na Usina Junqueira, foi de 1,1 °C em 22 de junho de 1963 e 22 de agosto de 1965 e a maior atingiu 39,4 °C em 13 de outubro de 1963. O maior acumulado de precipitação em 24 horas foi de 91,5 milímetros em 29 de janeiro de 1999.

Figura 4 - Temperatura Média Horária

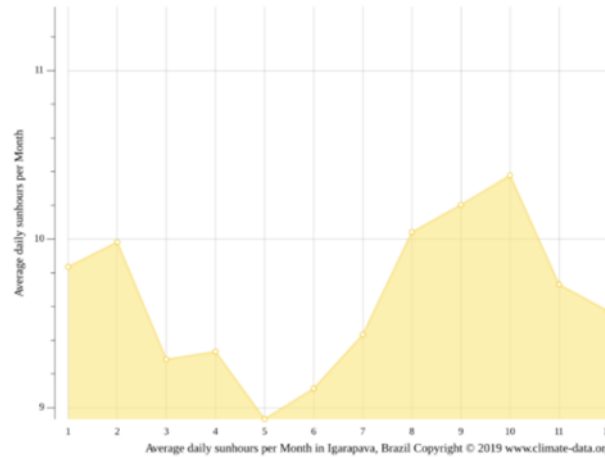


A região está em média cerca de 800m acima do nível do mar e tem um clima tropical. Chove muito mais no verão que no inverno. De acordo com a Köppen e Geiger o clima é classificado como Aw. A temperatura média anual é 23.2 °C. 1368 mm é o valor da pluviosidade média anual.

Em outubro, o maior número de horas diárias de sol é medido na região, em média. Em outubro há em média 10.38 horas de sol por dia e um total de 321.73 horas de sol em outubro.

Em janeiro, o menor número de horas diárias de sol é medido na região, em média. Em janeiro há em média 9.73 horas de sol por dia e um total de 291.93 horas de sol. Cerca de 3.522.84 horas de sol são contadas na região ao longo do ano. Em média, são 115.84 horas de sol por mês.

Figura 5 - Horas de Sol



### 6.3.2. Radiação Global

A determinação do potencial energético a partir da radiação solar incidente sobre o território brasileiro é de grande importância para o desenvolvimento de projetos visando o aproveitamento desse recurso natural. A busca por fontes renováveis de energia de baixo impacto ambiental vem impulsionando o desenvolvimento tecnológico e viabilizando economicamente o uso da energia solar (Martins & Pereira, 2011), tendo em vista a perspectiva de redução futura das fontes tradicionais e as preocupações com o meio ambiente (Pereira et al. 2006).

No Brasil, apesar das condições climáticas favoráveis, o aproveitamento dessa fonte de energia é muito reduzido. Enquanto 0,9% das residências brasileiras utilizam painéis de aquecimento solar, em Israel, 94% das residências fazem uso dessa tecnologia (Carvalho, 2010). As dimensões territoriais brasileiras constituem em elemento de dificuldade para a espacialização da radiação solar no país e o conhecimento do potencial de uso desse recurso energético. O uso de sensores terrestres (radiômetro) é dificultado pelo alto custo de aquisição e manutenção desses equipamentos, perdas de calibração, falhas na coleta das informações e erros ocasionados pela necessidade do uso de interpolação dos dados em grandes distâncias. Nesse caso, o uso de sensores orbitais passa a ter grande relevância, por permitir um maior detalhamento da variabilidade espacial da radiação solar incidente

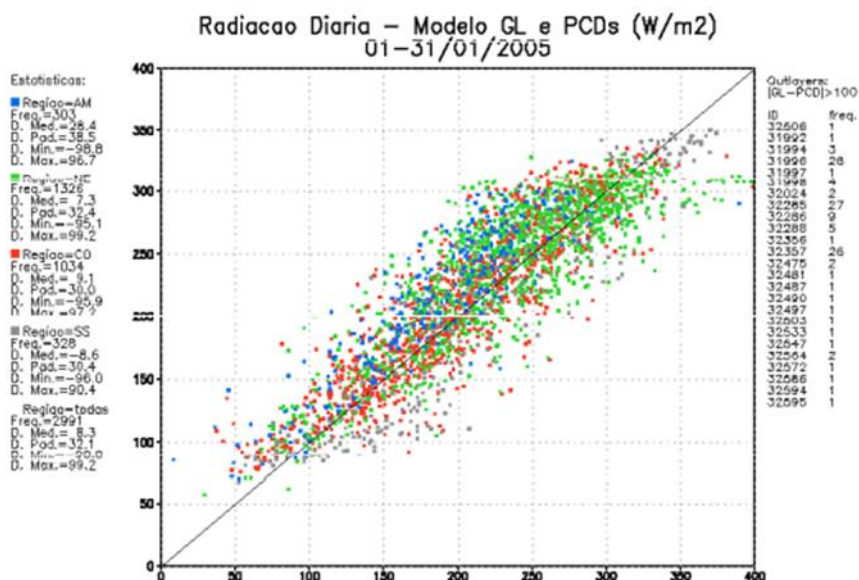
em grandes áreas, tendo os sensores terrestres, a função de validação dos resultados obtidos de modelos. A viabilização dessa tecnologia espacial conduziu a criação, pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (UNEP), do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) em fase operacional em diferentes países.

Outro modelo físico que utiliza de informações de satélites geoestacionários é o GL 1.2 operado pelo CPTEC. Ambos os modelos utilizam imagens dos satélites meteorológicos GOES (Geostationary Operational Environmental Satellite da Agência Espacial Americana - NASA e operados pelo NOAA - National Oceanic & Atmospheric Administration). A série de satélites GOES possui orbita geoestacionária, ou seja, mantem sincronia com a torção da terra de modo a permanecer em posição fixa em relação à superfície de rastreamento e opera desde 1974, entretanto, as observações mais precisas se deram a partir da terceira geração de satélites representada pelo lançamento do GOES-8. Atualmente, o GOES-13, renomeado de GOES- East, monitora o continente americano a cada 30 minutos. A próxima geração de satélites meteorológicos geoestacionários, GOES-R, será capaz de triplicar a quantidade de dados coletados, quadruplicar a resolução das imagens e fazer varreduras da atmosfera terrestre a cada 30 segundos e, desse modo, contribuir para a melhoria dos processos de previsão do tempo e monitoramento de fenômenos como furacões, ciclones, tempestades de areia, fumaças de vulcões, nevascas de incêndios.

Estudos comparativos entre os mapeamentos gerados pela interpolação de dados obtidos por piranômetros instalados na superfície com os dados estimados através de modelo de transferência radiativa Brasil-SR, após a calibração do modelo, evidenciaram melhor a consistência das informações obtidas por Satélites para a região Sudeste do Brasil (Martins & Pereira, 2011). Nessa mesma região, a

aplicabilidade do modelo GL 1.2 foi comprovada em comparação com as irradiações coletadas pela rede de plataformas de coletas de dados, gerenciada pelo setor de coleta de dados por satélites da Divisão de Satélites e Sistemas Ambientais (Ceballos & Bottino, 2002). Assim, a instalação das cinco estações solarimétricas, com instrumentações específicas para medição de parâmetros de radiação solar, permitiu validar o modelo utilizado para a estimativa da radiação solar por meio de imagens de satélites.

Figura 6 - Radiação - Satélite GL 1.2

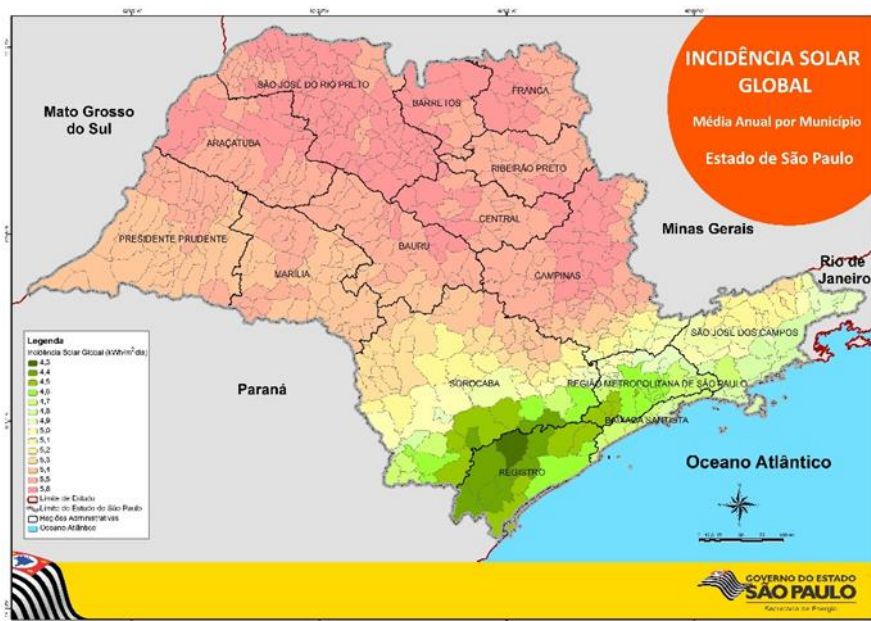


Antes de determinar a radiação mensal, os dados horários obtidos pelo INMET passaram por uma análise de consistência para eliminar falhas, resultando em 2200 pontos de controle, para fins comparativos com a radiação obtida pelo modelo GL 1.2 do CPTEC. A relação funcional foi estabelecida por meio de regressão linear simples. Os resultados da Figura 6 mostram que para valores baixos de radiação solar, os dados dos piranômetros tendem a subestimar a radiação em relação aos estimados pelo modelo com imagens de satélites.

A Figura 7 mostra a distribuição da radiação solar global diária média anual em São Paulo. Pode-se observar que a radiação varia entre 4,3 e 5,6 KWh/m<sup>2</sup>/dia. Os valores máximos ocorrem na região Norte de São Paulo e os mínimos na região Sul.

A massa de ar tropical marítima que atua entre o Brasil e África é o principal fator climático que inibe a formação de nuvens e, conseqüentemente, a ocorrência de chuvas nas regiões Sul e Sudeste de São Paulo.

Figura 7 - Radiação Solar Média Diária Anual no Estado de São Paulo



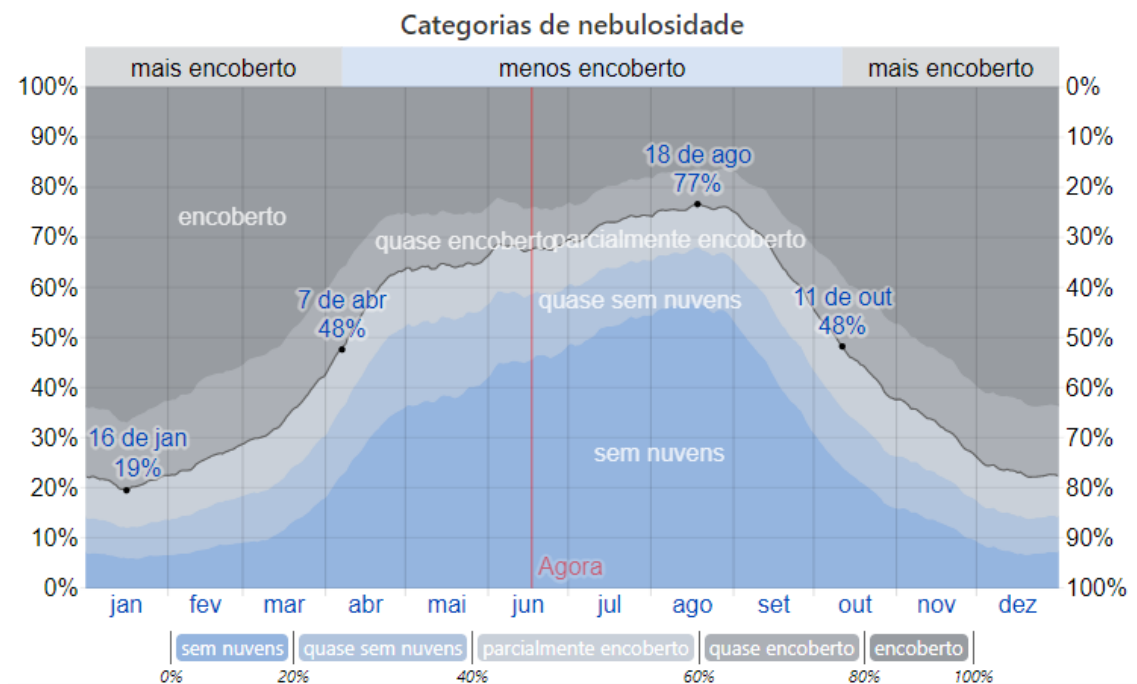
### 6.3.3. Dados Climatológicos da Região

O clima da região é caracterizado como tropical, com diminuição de chuvas no inverno e temperatura média anual compensada em torno de 22° C. As precipitações pluviométricas concentram-se principalmente nos meses de verão. Na estação seca, é comum registros críticos de umidade relativa do ar, algumas vezes abaixo de 20%. A porcentagem média de céu encoberto por nuvens sofre extrema variação sazonal ao longo do ano.

A época menos encoberta do ano começa por volta de 7 de abril e dura 6,1 meses, terminando em torno de 11 de outubro. Em 18 de agosto, o dia menos encoberto do ano, o céu permanece sem nuvens, quase sem nuvens ou parcialmente encoberto durante 77% do tempo e encoberto ou quase encoberto durante 23% do tempo.

A época mais encoberta do ano começa por volta de 11 de outubro e dura 5,9 meses, terminando em torno de 7 de abril. Em 16 de janeiro, o dia mais nublado do ano, o céu permanece encoberto ou quase encoberto durante 81% do tempo e sem nuvens, quase sem nuvens ou parcialmente encoberto durante 19% do tempo.

Figura 8 - Categorias de Nebulosidade



A duração do dia varia ao longo do ano. Em 2021, o dia mais curto é 21 de junho, com 10 horas e 55 minutos de luz solar. O dia mais longo é 21 de dezembro, com 13 horas e 21 minutos de luz solar.

Figura 9 - Horas de Luz Solar e Crepúsculo<sup>2</sup>


#### 6.4. Dados de Consumo

A tabela abaixo mostra o consumo mensal estimado para cada um dos Municípios partícipes:

Tabela 3 - Consumo Estimado (KWh/mês) - Municípios Partícipes

<sup>2</sup> Número de horas em que o sol é visível (linha preta). As faixas coloridas indicam: luz solar total, crepúsculo (civil, náutico e astronômico) e noite total.

Município	Consumo (KWh/mês)
Aramina	48.689
Batatais	374.859
Brodowski	116.959
Buritizal	79.614
Cristais Paulista	83.292
Ipuã	67.082
Ituverava	348.764
Jardinópolis	290.647
Jeriquara	57.335
Miguelópolis	90.227
Morro Agudo	122.474
Nuporanga	80.494
Orlândia	177.841
Patrocínio Paulista	135.143
Pedregulho	104.267
Restinga	46.167
Sales Oliveira	102.508
Santo Antônio da Alegria	58.667
São José da Bela Vista	68.502
Serrana	123.294
<b>Total</b>	<b>2.576.825</b>

A partir dos dados apresentados acima, temos um total de consumo estimado de 2.576.825 KWh (dois milhões, quinhentos e setenta e seis mil, oitocentos e vinte e cinco quilowatts horas) mensais.

Para o presente estudo adotou-se um HSP (Horas de Sol Pleno)<sup>3</sup> de 4,8, e a partir dos dados de consumo estimou-se a potência instalada necessária.

---

<sup>3</sup> A Hora de Sol Pleno é calculada a partir da divisão da irradiação de determinado local (kWh/m<sup>2</sup>) pelo valor padrão de 1000 W/m<sup>2</sup>. O HPS/dia não representa a quantidade de horas de sol que atingiu o local em um dia, mas sim o equivalente a hora padrão. Para fazer o cálculo HSP, é preciso ter acesso aos mapas solarimétricos. No Brasil, o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (Cresesb) e o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe) em parceria com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) oferecem essas informações.

Tabela 4 - Potência Estimada (KWp) - Municípios Partícipes

Município	Potência (KWp)
Aramina	338,1181
Batatais	2.603,1876
Brodowski	812,2153
Buritizal	552,8750
Cristais Paulista	578,4167
Ipuã	465,8472
Ituverava	2.421,9722
Jardinópolis	2.018,3819
Jeriquara	398,1597
Miguelópolis	626,5764
Morro Agudo	850,5139
Nuporanga	558,9861
Orlândia	1.235,0069
Patrocínio Paulista	938,4931
Pedregulho	724,0764
Restinga	320,6042
Sales Oliveira	711,8611
Santo Antônio da Alegria	407,4097
São José da Bela Vista	475,7083
Serrana	856,2083
<b>Total</b>	<b>17.895</b>

## 7. Solução de Engenharia

### 7.1. Dados Gerais do Anteprojeto

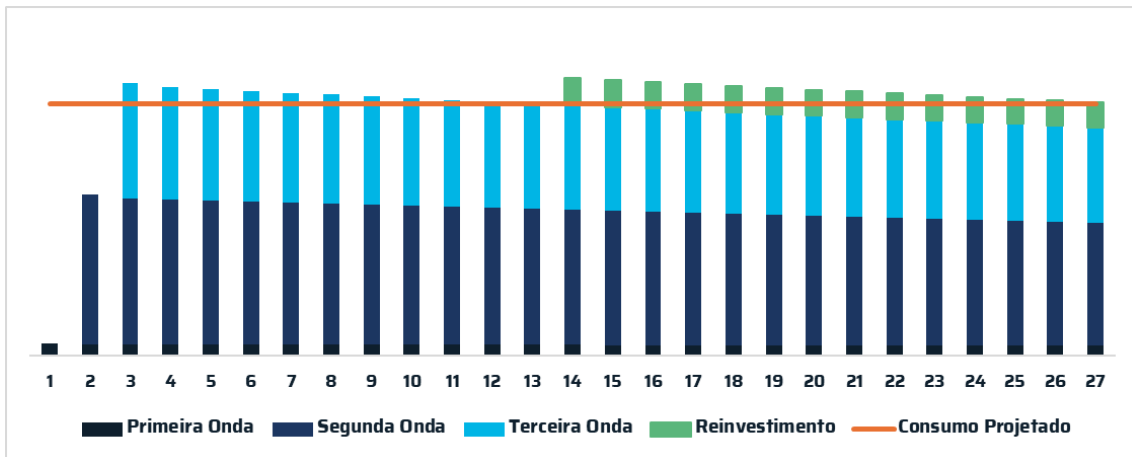
O objeto do Anteprojeto é a implantação, operação, e manutenção de Usinas Fotovoltaicas (UFV) de geração distribuída para compensação de créditos de energia das contas de energia elétrica das unidades consumidoras de 20 Municípios do COMAM. Com objetivo de equilibrar o atendimento da demanda de geração de energia mínima estabelecida, durante todo tempo de Concessão, e os investimentos e custos necessários o foi adotada metodologia de dimensionamento da(s) usina(s) necessária(s) com base em dois pontos de equilíbrio. O primeiro ponto de equilíbrio compreende no dimensionamento da potência para se obter uma geração de energia anual igual ou superior ao consumo referencial no décimo segundo ano de operação, levando em consideração as perdas de degradação dos módulos fotovoltaicos.

No décimo quarto ano é realizado o cálculo de incremento necessário para que seja mantido o atendimento do consumo de energia referencial até o último ano de Contrato. Neste caso, o ponto de equilíbrio passa a ser o somatório da geração da(s) unidade(s) geradora(s) implantada(s) no início do projeto com o incremento previsto. Sendo assim, o somatório da geração total deve ser igual ou imediatamente superior ao consumo de referência no vigésimo sétimo ano de Concessão, levando em consideração a degradação<sup>4</sup> dos módulos fotovoltaicos ao longo dos anos. O Gráfico abaixo apresenta como é prevista a evolução da produção energética durante todo tempo de Concessão.

#### Gráfico 3 - Geração Estimada

---

<sup>4</sup> A degradação utilizada para cálculo tem o valor médio anual de 2,5% (dois vírgula cinco por cento) para o primeiro ano de operação e o valor médio anual de 0,7% (zero vírgula sete por cento) para os anos seguintes.



## 7.2. Dimensionamento da Oferta

Estimados o consumo e a Potência de cada Município, o passo seguinte foi estimar a produção necessária. Tendo como base a Potência estimada na Tabela 4, calculamos o Kit Necessário, considerando uma eficiência global de 82%. A cada número obtido, acrescentamos 10%, e finalmente obtivemos a produção esperada, em KWh/mês, conforme tabela abaixo:

Tabela 5 - Valores Estimados para cada Município

Município	Consumo (KWh/mês)	Potência (KWp)	Kit Necessário (KWp)	Potência Estimada (MWp)	Energia (KWh/mês)
Aramina	48.689	338,1181	412,3391	0,454	53.558
Batatais	374.859	2.603,1876	3.174,6191	3,492	412.345
Brodowski	116.959	812,2153	990,5064	1,090	128.655
Buritizal	79.614	552,8750	674,2378	0,742	87.575
Cristais Paulista	83.292	578,4167	705,3862	0,776	91.621
Ipuã	67.082	465,8472	568,1064	0,625	73.790
Ituverava	348.764	2.421,9722	2.953,6247	3,249	383.640
Jardinópolis	290.647	2.018,3819	2.461,4414	2,708	319.712
Jeriquara	57.335	398,1597	485,5606	0,534	63.069
Miguelópolis	90.227	626,5764	764,1175	0,841	99.250
Morro Agudo	122.474	850,5139	1.037,2121	1,141	134.721
Nuporanga	80.494	558,9861	681,6904	0,750	88.543
Orlândia	177.841	1.235,0069	1.506,1060	1,657	195.625
Patrocínio Paulista	135.143	938,4931	1.144,5037	1,259	148.657
Pedregulho	104.267	724,0764	883,0200	0,971	114.694
Restinga	46.167	320,6042	390,9807	0,430	50.784
Sales Oliveira	102.508	711,8611	868,1233	0,955	112.759
Santo Antônio da Alegria	58.667	407,4097	496,8411	0,547	64.534
São José da Bela Vista	68.502	475,7083	580,1321	0,638	75.352
Serrana	123.294	856,2083	1.044,1565	1,149	135.623
<b>Total</b>	<b>2.576.825</b>	<b>17.895</b>	<b>21.823</b>	<b>24,005</b>	<b>2.834.508</b>

Da produção estimada para cada Município, obtemos sua fração no total da produção:

Tabela 6 - Participação de cada Município na produção energética

Município	Energia (KWh/mês)	Fração Ideal
Aramina	53.558	1,8895%
Batatais	412.345	14,5473%
Brodowski	128.655	4,5389%
Buritizal	87.575	3,0896%
Cristais Paulista	91.621	3,2323%
Ipuã	73.790	2,6033%
Ituverava	383.640	13,5346%
Jardinópolis	319.712	11,2793%
Jeriquara	63.069	2,2250%
Miguelópolis	99.250	3,5015%
Morro Agudo	134.721	4,7529%
Nuporanga	88.543	3,1238%
Orlândia	195.625	6,9016%
Patrocínio Paulista	148.657	5,2446%
Pedregulho	114.694	4,0463%
Restinga	50.784	1,7916%
Sales Oliveira	112.759	3,9781%
Santo Antônio da Alegria	64.534	2,2767%
São José da Bela Vista	75.352	2,6584%
Serrana	135.623	4,7847%
<b>Total</b>	<b>2.834.508</b>	<b>100%</b>

O desenho do modelo do projeto observou algumas premissas que merecem destaque nesse resumo, quais sejam:

- Desempenho do painel solar ao longo dos anos de funcionamento da usina fotovoltaica sofrerá degradação. A degradação utilizada terá o valor médio anual de 2,5% (dois vírgula cinco por cento) para o primeiro ano de operação e o valor médio anual de 0,7% (zero vírgula sete por cento) para os anos seguintes;
- Não há obrigação de instalação de tracker.

No caso em vertente, o volume de energia elétrica produzido pelas placas será medido e registrado através de medidores próprios e, em seguida, lançado na rede

de distribuição da Concessionária de energia elétrica. Esse volume de energia equivale a uma determinada expressão monetária que será computada em um banco de créditos em intervalos regulares de acúmulo de créditos.

Após o término do intervalo temporal no qual os créditos são acumulados, estipulado em 30 dias, deverá haver a conciliação entre o volume de energia consumida pela Administração Pública e o volume de energia gerada pelas miniusinas e injetado na rede de distribuição. Feita a confrontação, os valores monetários são compensados, ocorrendo, assim, a economia para o Poder Concedente. A rigor, é como se os Municípios produzissem e consumissem a própria energia elétrica, desonerando as contas públicas de parcela significativa da despesa com energia elétrica.

A futura concessionária deverá construir e submeter à aprovação do PODER CONCEDENTE o PLANO DE IMPLANTAÇÃO E OPERAÇÃO das Usinas (UFVs ou USFs), contendo a descrição detalhada dos SERVIÇOS, conforme previsto no CONTRATO, observadas a legislação e as normas técnicas aplicáveis, bem como as diretrizes previstas no CONTRATO e nos ANEXOS.

Para fazer frente à demanda estimada de 24,0 MWp, definimos o cenário de construção e/ou aquisição de 24 usinas de 1MWp. É importante lembrar que os projetos de engenharia devem ter nível conceitual e seguir as recomendações das normas brasileiras aplicáveis a cada área do projeto bem como estarem adequados à legislação vigente, garantindo o atendimento aos requisitos legais necessários para a licitação do projeto e atendimento às normas técnicas brasileiras, mas têm aqui, e da mesma forma terão no Edital e em seus Anexos apenas caráter referencial, sendo o tamanho e a quantidade de usinas uma decisão exclusiva da futura Concessionária.

O atendimento à demanda estimada de 24,0 MWp poderá ocorrer por meio da construção de usinas fotovoltaicas de propriedade do futuro concessionário, **em telhados e terrenos contíguos às unidades consumidoras das Administrações Públicas dos Municípios Partícipes ou, alternativamente, mediante a aquisição de usinas já implantadas**, desde que tecnicamente compatíveis com os parâmetros estabelecidos no Projeto Executivo, no Contrato e seus Anexos, bem como devidamente regularizadas perante os órgãos competentes.

### **7.3. Plano Geral de Implantação e Operação (PGIO)**

O PGIO deve descrever a estratégia da Concessionária para a gestão integrada, eficiente e segura de todas as usinas fotovoltaicas do empreendimento, desde sua concepção até a operação e manutenção ao longo do contrato de PPP, garantindo a conformidade regulatória, a qualidade dos serviços e a maximização do benefício para o Poder Concedente.

Conteúdo Mínimo:

#### **Parte I: Visão Estratégica e Abrangência**

**Resumo Executivo:** Visão geral do empreendimento (capacidade total, número de usinas, municípios atendidos), objetivos do plano, principais estratégias e resultados esperados.

#### **Escopo do Empreendimento:**

- Capacidade total instalada (MWp).
- Número e características gerais das UFVs (ex.: 8 usinas de 3 MWp).
- Localização geográfica de cada UFV nos 20 municípios.
- Tecnologias principais (módulos, inversores, estruturas).

- Descrição dos serviços abrangidos (implantação, operação, manutenção, gestão de energia).

**Estrutura Organizacional da Concessionária:** Organograma da equipe dedicada ao empreendimento, com funções e responsabilidades claras para gestão, engenharia, O&M, compliance e relacionamento com a distribuidora e Poder Concedente.

### **Parte II: Plano de Implantação Geral (ou da Fase de Implantação)**

#### **Cronograma Mestre do Empreendimento:**

- Representação gráfica (ex.: Gantt) das fases macro de todas as UFVs: projeto executivo, licenciamento, aquisição de terrenos/aprovações, construção/aquisição, comissionamento, início de operação comercial.
- Marcos contratuais críticos e suas datas-limite.
- Identificação de caminhos críticos e planos de contingência para atrasos.

#### **Gestão de Projetos e Engenharia:**

- Metodologia para desenvolvimento e aprovação dos projetos executivos individuais de cada UFV.
- Estratégia para padronização de projetos (se aplicável) e especificações técnicas de equipamentos.
- Processo de obtenção e gestão das Anotações de Responsabilidade Técnica (ARTs) para todas as fases.

#### **Plano de Licenciamento:**

- Estratégia para obtenção de licenças ambientais, urbanísticas, de construção e, crucialmente, as aprovações de conexão junto à(s) distribuidora(s) para cada UFV.

- Processo de gestão de condicionantes e monitoramento de prazos regulatórios.

**Plano de Aquisição e Logística:**

- Estratégia de aquisição de módulos, inversores, estruturas, cabeamento e demais componentes.
- Plano logístico para transporte, armazenamento e distribuição de equipamentos entre os múltiplos canteiros.
- Estratégia para garantir as certificações (ABNT, INMETRO) para todos os equipamentos, incluindo inversores.

**Plano de Construção e Qualidade:**

- Metodologia de construção ou integração de usinas adquiridas.
- Controle de qualidade na construção e instalação (procedimentos, inspeções).
- Política para uso de materiais e equipamentos (novos, de primeira qualidade, certificados).

**Plano de Comissionamento Geral:**

- Metodologia para o comissionamento de cada UFV e sua integração ao sistema total.
- Procedimentos de testes e sua validação pelo Verificador Independente e Distribuidora.
- Estratégia para a organização da equipe de comissionamento (Poder Concedente, Concessionária, Verificador Independente, Distribuidora).

**Parte III: Plano de Operação e Manutenção Geral (O&M)****Plano de Operação Integrada:**

- Descrição do sistema de monitoramento e controle centralizado para as UFVs (SCADA, softwares de gestão, centro de operação).
- Rotinas de monitoramento de desempenho, alertas e resposta a incidentes.
- Estratégia para otimizar a geração em função das condições climáticas e da demanda.
- Gestão de dados de irradiação solar em todas as usinas.

**Plano de Manutenção Integrada:**

- Manutenção Preventiva: Cronogramas anuais e frequências para todas as UFVs (limpeza, inspeções termográficas, reaperto, calibragem de instrumentos), com detalhamento de procedimentos e checklists.
- Manutenção Corretiva: Rotinas de atendimento para chamados (tempo de resposta, tempo de resolução), gestão de peças de reposição (estoque mínimo, fornecedores, logística) para todo o parque.
- Manutenção Preditiva: Descrição de tecnologias e metodologias (se aplicável, ex.: análise de vibração, análise de óleo) para antecipar falhas.

**Gestão de Pessoal de O&M:**

- Plano de capacitação e treinamento contínuo das equipes (incluindo segurança do trabalho: PCMSO, PPRA, PCMAT, PPP, LTCAT, PCA, PGRS, PROERGO;
- Exigências de qualificação e certificação.
- Gestão da Qualidade da Energia:
- Estratégia para garantir a conformidade com os requisitos de qualidade da ANEEL em todos os pontos de conexão (Fator de Potência, Harmônicos, Variações de Tensão, Suportabilidade/Desconexões Involuntárias).

- Plano de monitoramento contínuo desses parâmetros, uso de analisadores de qualidade de energia.
- Procedimentos para correção de não conformidades.
- Gestão de Créditos de Energia:
- Metodologia detalhada para a gestão e otimização dos créditos de energia gerados pelas usinas, incluindo a realocação entre os municípios, uso em diferentes postos tarifários, e a gestão da validade dos 60 meses.
- Processo de identificação e proposição de alocação de créditos excedentes para UCs de baixa renda, conforme metodologia acordada.
- Ferramentas de software para acompanhamento e otimização.

**Plano de Segurança da Operação:**

- Procedimentos de segurança elétrica (NR-10), segurança patrimonial (monitoramento por vídeo), segurança contra incêndio.
- Planos de emergência para todas as usinas.
- Integração e coordenação com as normas de segurança da distribuidora.

**Parte IV: Gestão de Relacionamento e Conformidade****Relacionamento com a Distribuidora:**

- Canais de comunicação e protocolos para o relacionamento operacional (conforme Acordos Operativos).
- Processo de coordenação para intervenções, desligamentos e emergências.
- Troca de informações sobre dados de medição e qualidade da energia.

**Relacionamento com o Poder Concedente e Verificador Independente:**

- Canais de comunicação e relatórios.
- Processos de auditoria e validação de dados.

**Gestão da Conformidade Regulatória:**

Processos internos para garantir o atendimento às regulamentações da ANEEL, PRODIST e demais legislações aplicáveis.

- Atualização contínua sobre mudanças regulatórias.

**Anexos:**

- Organograma detalhado da Concessionária.
- Modelos de Acordos Operativos com as distribuidoras.
- Lista de normas e padrões técnicos de referência.
- Modelos de Relatórios Gerenciais (Mensal e Anual).

**7.4. Plano de Implantação e Operação (PIO)**

O PLANO DE IMPLANTAÇÃO E OPERAÇÃO de cada Usina será dividido em cinco etapas: (i) Projeto Executivo; (ii) Fornecimento e Instalação; (iii) Comissionamento e (iv) Manutenção e (v) Operação.

**7.4.1. Projeto Executivo**

O PROJETO EXECUTIVO a ser elaborado pela CONCESSIONÁRIA deverá conter informações que englobem todo o escopo do empreendimento e orientações para adequação da instalação da Usina na área definida.

O PROJETO EXECUTIVO deve ser elaborado de forma a fornecer a energia necessária para o correto funcionamento da estrutura física das edificações públicas do PODER CONCEDENTE, conforme o CONTRATO, observando as interferências existentes no local que possam prejudicar o desempenho do sistema, como, árvores e outras fontes

de sombreamento, irradiância solar local e a quantidade de horas de sol pleno da unidade de instalação.

A responsabilidade técnica pela execução dos projetos ficará a cargo da CONCESSIONÁRIA, sendo necessária a apresentação das cópias das Anotações de Responsabilidade Técnica (ART) ao PODER CONCEDENTE, referentes a todos serviços técnicos a serem executados durante o período do CONTRATO.

O PROJETO EXECUTIVO deve ser entregue para aprovação do PODER CONCEDENTE em formato digital, sendo composto por:

- (i) Projeto de layout detalhado
- (ii) Projeto detalhado civil
  - Plano de sondagem
  - Levantamento topográfico
  - Marcação topográfica das bases das estruturas
  - Base das fundações estruturas fixas
  - Perímetro cercamento
  - Caixas de passagens
  - Base do QGBT
  - Base do centro de transformação
  - Área administrativa
  - Acessos internos
- (iii) Projetos elétricos
  - diagramas unifilares
  - arranjos técnicos
  - Validação do fornecedor escolhido pela SPE do projeto do centro de transformação
  - projetos de comando e proteção:

- Proteção de Subtensão (27);
- Proteção de Sobretensão (59);
- Proteção de Subfrequência (81U);
- Proteção de Sobrefrequência (81O);
- Proteção contra Desequilíbrio de Corrente entre Fases (46);
- Proteção contra Reversão e Desequilíbrio de Tensão (47);
- Proteção contra Curto-Circuito (50/50N);
- Proteção Seletiva contra Curto-Circuito (51/51N);
- Proteção contra Perda de Rede (Anti-ilhamento) (com relé de detecção de ilhamento);
- Função de Verificação de Sincronismo (25);
- Função de Espera de Tempo de Reconexão (62).
- medidor de energia:
  - que seja de 4 quadrantes;
  - que capaz de apurar: energia ativa (kWh) consumida/injetada, energia reativa (kvarh) consumida/injetada, potência ativa (kW) demandada/injetada (5-60 min), potência reativa (kvar) demandada/injetada (5-60 min), e tensão em regime permanente de cada fase (10 min);
  - que disponibilize informações remotamente, permita aquisição local de dados em formato aberto, tenha mecanismo de sincronismo de tempo, identificação alfanumérica de 14 dígitos e interface de saída de dados para gestão de carga;
  - que possua memória de massa com capacidade de armazenamento para todas as grandezas acima, separadamente para consumo e injeção, com intervalo de integração programável (5-60 min) e armazenamento de dados para no mínimo 37 dias.

- malha de aterramento
- rede distribuição interna -BT/MT
- projeto executivo e estudos elétricos da subestação
- rede de comunicação para o sistema de monitoramento
- comissionamento e testes
- Supervisão do Projeto de Interligação da Usina até o ponto de conexão da

Distribuidora

(iv) Projeto mecânico

- Estrutural
- Plano de montagem e comissionamento emitidos em conjunto com os fornecedores

- Cronograma do fornecimento das estruturas

- Lista de materiais completa

(v) Sistema CFTV

(vi) Memorial Descritivo de atividades;

(vii) Planilha de quantitativos de todos materiais e equipamentos utilizados no empreendimento (módulos, inversores, DPS, disjuntores, transformadores, quadros, etc.);

(viii) Cronograma de execução;

(ix) Manuais de especificações dos materiais e equipamentos;

O PROJETO EXECUTIVO deve ter um Cronograma de Atividades, elaborado no software MS Project ou similar, com discriminação de todas as atividades que a CONCESSIONÁRIA julgue que devam ser consideradas para avaliação da sua proposição:

(i) O Cronograma deverá se referir ao período desde a assinatura do CONTRATO até o início da operação total do OBJETO;

(ii) Deverá ser apresentada uma descrição clara de todas as atividades relacionadas e a indicação do seu prazo, em dias corridos, a data prevista de início e conclusão, as atividades antecedentes e seu relacionamento, assim como o caminho crítico do empreendimento.

É de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA a elaboração de todos os programas e licenciamentos acerca de medicina ocupacional e da segurança do trabalho:

- (i) PCMSO - Programa de Controle Médico Ocupacional;
- (ii) PPRA - Programa de Prevenção de Riscos Ambientais;
- (iii) PCMAT - Programa de Condições e Meio Ambiente de Trabalho na Industria da Construção;
- (iv) PPP - Perfil Profissiográfico Previdenciário;
- (v) LTCAT - Laudo Técnico das Condições Ambientais de Trabalho;
- (vi) PCA - Programa de Conservação Auditiva;
- (vii) PGRS - Programa de Gerenciamento de Resíduos Sólidos;
- (viii) PROERGO - Programa de Ergonomia.

#### **7.4.2. Construção e Implantação das USFs**

A liberação para início dos serviços de instalação de cada USF será dada pelo PODER CONCEDENTE, em conformidade com seus procedimentos administrativos, que poderão exigir a realização de reunião prévia com todos os envolvidos, na qual serão esclarecidos e estabelecidos os elementos para andamento das obras no âmbito da unidade.

Todo transporte dos equipamentos e materiais a serem instalados e retirados são de inteira responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, sem ônus adicional ao PODER CONCEDENTE.

A CONCESSIONÁRIA se obriga a utilizar somente materiais e equipamentos de primeira qualidade, novos, sem defeitos ou deformações e todos os serviços devem ser executados com esmero e perfeição. Fica terminantemente proibido o reaproveitamento de emprego de materiais já utilizados.

A CONCESSIONÁRIA deverá utilizar apenas materiais e equipamentos que possuam certificações de qualidade e desempenho aceitas pela ABNT. Os módulos solares utilizados na USF para produção de energia, deverão apresentar selo do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO);

Os conversores eletrônicos (inversores) devem apresentar relatório de ensaio em língua portuguesa, atestando a conformidade com as normas técnicas brasileiras vigentes, realizado em laboratórios acreditados pelo INMETRO ou ILAC MRA.

As UFVs, especialmente as conectadas via conversores eletrônicos, deverão ser capazes de permanecerem conectadas e operarem satisfatoriamente durante certas variações transitórias de frequência e tensão (as chamadas curvas de "*ride-through*" das Tabelas 1-B e 1-C do PRODIST Módulo 3).

A ampliação de cada USF durante o período da CONCESSÃO, deverá ser aprovada em pelo PODER CONCEDENTE conforme o EDITAL, CONTRATO e ANEXOS.

A CONCESSIONÁRIA deverá instalar medidores de irradiância na área da USF.

A CONCESSIONÁRIA é responsável pelo sistema de vídeo monitoramento da estrutura da USF.

A USF deve seguir as determinações e parâmetros do EDITAL, CONTRATO e ANEXOS

### **7.4.3. Comissionamento**

O comissionamento somente poderá ser realizado após a conclusão de cada USF e deverá ser agendado com a DISTRIBUIDORA.

O comissionamento compreenderá o conjunto de inspeções, serviços técnicos e testes de campo a serem efetuados no sistema gerador OBJETO dessa CONCESSÃO, de acordo com as especificações, sob total responsabilidade e às expensas da CONCESSIONÁRIA. Os ensaios e testes são definidos pela DISTRIBUIDORA, mas para fins de atendimento das exigências do PODER CONCEDENTE, a CONCESSIONÁRIA deverá realizar no mínimo os procedimentos de ensaio categoria 1 e 2 listados abaixo:

Os ensaios da categoria 1 são listados abaixo:

- Continuidade da ligação à terra e dos condutores de ligação eqüipotencial;
- Ensaio de polaridade;
- Ensaio da(s) caixa(s) de junção;
- Ensaio de corrente da(s) série(s) fotovoltaica(s) (curto-circuito ou operacional);
- Ensaio de tensão de circuito aberto da(s) série(s) fotovoltaica(s);
- Ensaios funcionais; • Ensaio de resistência de isolamento do(s) circuito(s) CC;
- Ensaio do(s) circuito(s) CA segundo os requisitos da IEC 60364-6.

Os ensaios da categoria 2 são listados abaixo:

- Ensaio de curva IV da(s) série(s) fotovoltaica(s);
- Inspeção com câmera infravermelha (câmera termográfica).

O comissionamento será acompanhado por uma equipe técnica constituída por representantes do PODER CONCEDENTE, da CONCESSIONÁRIA, DO VERIFICADOR INDEPENDENTE, e de profissionais com experiência comprovada em comissionamento de sistemas fotovoltaicos, a ser organizada sob responsabilidade da CONCESSIONÁRIA. Poderão participar desta etapa outros representantes, em especial de órgãos de controle, quando convidados e autorizados pelo PODER CONCEDENTE.

Para minigeração distribuída, a REN ANEEL 1.000/2021, Art. 127, § 6º, e o PRODIST Módulo 3, item 8, exigem a celebração de um **Acordo Operativo** com a DISTRIBUIDORA. Este documento detalha a estrutura de operação, codificação de equipamentos, meios de comunicação, fluxo de informações, procedimentos operacionais (incluindo ilhamento, se permitido), e aspectos de segurança entre a Concessionária e a Distribuidora. A CONCESSIONÁRIA deve fornecer ao PODER CONCEDENTE e ao VERIFICADOR INDEPENDENTE cópia do Acordo Operativo.

Todos os elementos a serem utilizados no comissionamento, incluindo, mas sem se limitar, a mão de obra, materiais, ferramentas, equipamentos, energia, etc., são de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA.

A CONCESSIONÁRIA deve fornecer ao PODER CONCEDENTE, VERIFICADOR INDEPENDENTE e à equipe da DISTRIBUIDORA que efetuará o comissionamento, previamente a este, os Manuais de Operação e Manutenção, os catálogos dos inversores e demais equipamentos, última versão dos desenhos, e demais documentos necessários à execução adequada dos procedimentos.

O PODER CONCEDENTE tem o direito de solicitar e ser atendido, em prazo por ele definido e acordado com a CONCESSIONÁRIA, a repetição dos testes de comissionamento cujos resultados não sejam satisfatórios e/ou que os procedimentos de execução não atendam ao disposto nas especificações, e/ou ao planejamento desses testes.

Os resultados dos testes serão avaliados conjuntamente pelo PODER CONCEDENTE, pela CONCESSIONÁRIA e pelo VERIFICADOR INDEPENDENTE.

Caso seja verificada a existência de não conformidade em relação as especificações dispostas no EDITAL e seus ANEXOS, será programada de comum acordo entre as

PARTES a realização de testes adicionais de comissionamento sobre responsabilidade da CONCESSIONÁRIA.

Após a conclusão do comissionamento, a CONCESSIONÁRIA deve se responsabilizar pela garantia de quaisquer peças ou equipamentos da USF durante a etapa de operação e manutenção.

#### **7.4.4. Manutenção**

A etapa manutenção terá início após a conclusão do comissionamento da USF

A SPE é responsável por todas as atividades de manutenção e conservação que visem à garantia do desempenho da USF nos parâmetros estabelecidos e à conservação das instalações e estrutura sobre os quais for instalada a USF.

As atividades de manutenção devem ser realizadas pela SPE incluem, mas não se limitam a:

- (i) Medição termográfica dos módulos e conexões elétricas.
- (ii) Reaperto das conexões elétricas.
- (iii) Limpeza dos módulos fotovoltaicos e painéis elétricos.
- (iv) Inspeção dos equipamentos e componentes elétricos de proteção.
- (v) Emissão do relatório dos trabalhos realizados.
- (vi) o estado geral dos inversores;
- (vii) a limpeza da ventilação dos inversores;
- (viii) calibragem dos instrumentos de medição;

A SPE deverá disponibilizar, caso solicitado, manuais de operação e manutenção dos equipamentos instalados

A SPE deverá realizar periodicamente em cada Usina a limpeza e o tratamento de superfícies dos módulos fotovoltaicos e dos medidores de irradiância, mediante a utilização de produtos e materiais adequados para tanto, sendo vedada a utilização de produtos abrasivos.

A SPE deverá realizar inspeções periódicas preventivas na Usina, com vistas a avaliar a sua adequada operação.

A SPE deverá realizar periodicamente manutenções preventivas na USF, as quais deverão ser registradas via protocolo pré-definido.

A SPE deverá realizar, sempre que necessário, manutenção corretiva na USF, suas estruturas de fixação e nas áreas das coberturas em que estiverem instalados os sistemas e equipamentos, ou em qualquer outra estrutura e equipamento cujo dano for ocasionado em decorrência de atividade da SPE.

A manutenção corretiva poderá compreender a substituição de placas solares avariadas ou com baixo desempenho, substituição de fiação e condutores danificados, substituição dentre outras ações de reparação de danos.

A realização da manutenção corretiva deverá ocorrer em até 48 (quarenta e oito) horas da identificação do problema, sob pena de diminuição das notas aferidas para os INDICADORES e ÍNDICES DE DESEMPENHO previstos no ANEXO do CONTRATO - SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO.

Caso o VERIFICADOR INDEPENDENTE ou funcionários do PODER CONCEDENTE identifiquem quaisquer danos na USF, estes deverão comunicar imediatamente o PODER CONCEDENTE para que se proceda à notificação da SPE.

Caso a própria SPE identifique quaisquer danos na USF, esta deverá comunicar imediatamente o PODER CONCEDENTE, considerando-se o momento da identificação do dano para fins de contagem do prazo para sua correção.

A SPE deverá realizar a calibragem dos instrumentos de medição, bem como inspeção de qualidade e segurança da USF.

Todas as ações de manutenção descritas neste item deverão ser realizadas por empregados ou prepostos da SPE devidamente treinados e munidos de todos os equipamentos de segurança necessários.

#### **7.4.5. Operação**

A etapa de operação e monitoramento se iniciará após o comissionamento da Usina Solar Fotovoltaica. Para a correta operação e funcionamento das instalações, sobressalentes e peças auxiliares devem estar disponíveis no Brasil às expensas da CONCESSIONÁRIA para a realização da assistência nesse período.

Em caso de parada do funcionamento da Usina Solar Fotovoltaica, o atendimento inicial e a identificação do problema devem ocorrer no prazo máximo de 48 horas e a resolução total do problema deve ocorrer em no máximo 5 dias úteis, podendo o PODER CONCEDENTE aplicar multas previstas.

Para garantia do funcionamento das Usinas Solares Fotovoltaicas todas as despesas com transporte, equipamentos, materiais e mão de obra cabem exclusivamente à CONCESSIONÁRIA.

A CONCESSIONÁRIA deve, às suas custas, realizar visitas programadas às Usinas Solares Fotovoltaicas com periodicidade mínima de três meses, admitindo-se uma tolerância de 5 (cinco) dias entre os prazos das visitas. Após a visita/vistoria, a CONCESSIONÁRIA deverá enviar relatório detalhado ao PODER CONCEDENTE.

Deverão ser executadas todas as atividades necessárias ao bom funcionamento da usina solar fotovoltaica, nesse caso a troca imediata de placas solares com baixo desempenho, bem como fiação e condutores danificados.

Deverão ser executadas atividade de manutenção preventiva que contempla os seguintes aspectos:

- a. Melhoria da qualidade com relação ao nível de geração de energia;
- b. Limpeza das placas solares;
- c. Outras atividades que a CONCESSIONÁRIA julgar necessárias.

Para a melhor operação da USF, a CONCESSIONÁRIA utilizará mão de obra qualificada, observando-se as prescrições, normas e regulamentações do Ministério do Trabalho sobre condições de higiene e segurança do trabalho.

Os integrantes das equipes deverão possuir formação compatível com as atividades a serem desenvolvidas, respeitando às exigências legais, principalmente, quanto aos treinamentos específicos, por exemplo, trabalho em altura e movimentação de produtos perigosos.

A CONCESSIONÁRIA deve manter um software ou programa específico para o acompanhamento dos indicadores (que terá seus resultados compartilhados com o VERIFICADOR INDEPENDENTE).

Todos os custos advindos de danos ao sistema de origem diversa, deverão ser arcados pela CONCESSIONÁRIA.

A Concessionária deverá prever a geração mínima a ser adotada para fins de mensuração do desempenho durante todo o período contratual, em base mensal, levando-se em consideração fatores como sazonalidade e degradação dos painéis e demais componentes da usina. E cada reinvestimento ou alteração no total de geração mínima deve ser informado, e o respectivo PIO atualizado.

As Usinas Solares Fotovoltaicas construídas devem seguir as determinações do EDITAL e seus ANEXOS.

#### **7.4.6. Aquisição de usinas já em operação**

A Concessionária poderá apresentar, para aprovação do PODER CONCEDENTE, proposta de utilização de usinas fotovoltaicas adquiridas de terceiros, desde que:

I - Estejam localizadas na mesma área de concessão da distribuidora de energia;

II - Possuam licenciamento ambiental vigente ou dispensado formalmente;

III - Apresentem laudos de performance e vida útil remanescente, assinados por engenheiro eletricitista com ART;

IV - Atendam aos requisitos de desempenho mínimo estabelecidos no contrato;

V - Estejam formal e integralmente sob a titularidade da Concessionária, por meio de documentação registrada em cartório;

VI - Apresentem conformidade fundiária com prazo compatível com o término da concessão.

#### **7.5. Relatório Gerencial Mensal**

**Objetivo:** Fornecer um panorama claro e conciso das atividades, desempenho operacional e conformidade regulatória do empreendimento no mês anterior, com foco em dados que subsidiem o cálculo dos indicadores trimestrais e anuais e o acompanhamento dos trabalhos.

**Exigências Gerais:**

- Apresentação em formato padronizado, claro e objetivo.
- Uso de tabelas, gráficos e resumos executivos para facilitar a compreensão.
- Comparativo com metas e resultados de períodos anteriores.
- Data de Referência: Mês civil anterior.
- Prazo de Entrega: Até o 10º (décimo) dia útil do mês subsequente ao mês de referência.

**Conteúdo Mínimo:**

- Resumo Executivo do Mês:
  - Principais destaques operacionais e de desempenho do mês (geração total, disponibilidade, eventos relevantes).
  - Status geral da implantação (se ainda na fase de implantação), com marcos atingidos, .
  - Alertas e riscos identificados.
  - Breve análise da performance dos Indicadores de Desempenho (ID, IO, IM, IC, IQ) para o mês, com projeção para o trimestre/ano (se aplicável).
- Status de Implantação e Comissionamento (durante a fase de implantação):
  - Progresso detalhado em relação ao cronograma mestre de cada UFV em implantação.
  - Marcos de projeto e construção atingidos no mês, com cópias de licenças/aprovações recebidas no mês, fotos da evolução das obras, Termos de Aceite de Comissionamento (se aplicável);
  - Status de licenciamento (ambientais, de conexão).
  - Atividades de comissionamento realizadas, resultados e pendências.
  - Desvios em relação ao planejado, justificativas e planos de recuperação.
- Desempenho de Operação:

- Geração Mensal (kWh): Logs e planilhas dos dados de geração mensal de energia elétrica em CA para cada UFV (dados do medidor de faturamento ou sistema SCADA);
- Geração Mínima Anual (kWh): O valor da Geração Mínima Anual para cada UFV conforme o PIO aprovado, e o somatório consolidado.
- Parâmetros do SGM: Valores mensais necessários para o cálculo do SGM, incluindo somatório da geração mensal e status de SCE e SCD.
- Comprovações: Extratos de medição da distribuidora, logs de geração dos inversores/SCADA.
- Energia Gerada em CA (kWh): Logs detalhados da geração mensal de energia elétrica em CA para cada UFV (do medidor de faturamento ou SCADA).
- Irradiação Solar Incidente (kWh/m<sup>2</sup>): Logs horários ou diários dos sensores de irradiação solar em cada UFV (dados brutos dos piranômetros ou sensores);
- Potência Nominal DC (kW): O valor da Potência Nominal para cada UFV, conforme o PIO aprovado para o mês/período.
- Comprovações: Logs de geração dos inversores/SCADA, logs dos sensores de irradiação, últimos certificados de calibração válidos dos medidores de energia e dos sensores de irradiação.
- Disponibilidade: Horas de operação efetiva vs. horas programadas para cada UFV e consolidado, com registro de indisponibilidades, causas e duração.
- Desempenho de Manutenção:
  - Registros de Chamados: Planilha detalhada de todos os chamados de manutenção corretiva (abertos e fechados no mês, por UFV) contendo: número, descrição, data/hora de abertura, data/hora de identificação, data/hora de conclusão, tempo de resolução.

- Comprovações: Cópias das Ordens de Serviço (OS) de manutenção corretiva, relatórios técnicos.
- Plano de MP: Lista das ações de Manutenção Preventiva planejadas para o mês (conforme PIO).
- Registros de MP: Lista das ações de MP realizadas no mês, com datas e identificação da UFV.
- Comprovações: Cópias das OS de MP, checklists preenchidos e assinados, relatórios fotográficos (se houver).
- Desempenho de Conformidade:
  - Lista de Entregáveis: Lista de todos os relatórios e documentos obrigatórios com prazo de entrega no mês de referência.
  - Status de Entrega: Comprovantes de envio/protocolo de cada item.
  - **Relatório de Gestão de Créditos:**
    - Balanço Mensal Consolidado de Créditos: Saldo inicial, créditos gerados, créditos consumidos, saldo final (em kWh).
    - Detalhamento da Geração por UFV: Energia injetada na rede por cada Unidade Geradora (UFV) no mês (em kWh).
    - Detalhamento do Consumo por UC Beneficiária: Energia consumida da rede por cada Unidade Consumidora (UC) dos municípios no mês (em kWh).
    - Alocação de Excedentes/Créditos:
      - Distribuição dos excedentes de energia do mês por UFV para as diversas UCs beneficiárias, incluindo a própria UFV geradora.
      - Uso dos créditos acumulados (saldo anterior) para compensação das UCs beneficiárias, detalhando por lote de origem dos créditos e por UC.
      - Mapeamento de Geração para Consumo: Indicação clara de onde cada unidade geradora entregou (compensou) energia para cada unidade

consumidora (UC) beneficiária no mês, com os volumes correspondentes.

- Saldos de Créditos por Lote/Data de Geração: Detalhamento do saldo de créditos remanescentes, agrupados por mês de geração, com indicação clara da data de expiração de cada lote (para rastreamento dos 60 meses de validade).
- Créditos Excedentes com Validade Próxima: Identificação de créditos que atingirão 48 meses de existência (12 meses restantes para expirar) no mês, ou que já possuem mais de 48 meses, e as propostas de alocação para UCs de baixa renda (se houver).
- Créditos Expirados: Registro de quaisquer créditos que tenham expirado no mês, com volume e análise das causas.
- Comprovações: Extratos de medição de faturamento da distribuidora (consolidado por município ou por UC, se disponível), logs do sistema de gestão de energia da Concessionária que demonstrem a alocação de créditos.
- Desempenho da Qualidade:
  - Registros da medição de fator de potência médio mensal no ponto de conexão de cada UFV. Comprovação de ausência de cobrança de energia reativa excedente.
  - Logs detalhados das medições de THDv e THDi no ponto de conexão de cada UFV.
  - Logs detalhados da estatística de classificação da tensão (adequada/precária/crítica) no ponto de conexão de cada UFV.
  - Registros de eventos dos inversores e do sistema SCADA de cada UFV detalhando desconexões.

- Últimos certificados de calibração válidos dos medidores de faturamento e analisadores de qualidade de energia.
- Ocorrências e Eventos Relevantes:
  - Registro de quaisquer eventos relevantes (não conformidades, acidentes, falhas críticas, notificações da distribuidora/ANEEL) no mês.
  - Descrição das ações corretivas tomadas ou em andamento.

## 7.6. Relatório Gerencial Anual

**Objetivo:** Apresentar uma consolidação analítica e estratégica dos dados ao final do ano corrente, fornecendo uma avaliação abrangente do desempenho do empreendimento.

### **Exigências Gerais:**

- Apresentação em formato padronizado, claro e objetivo;
- Análise Consolidada: Foco em dados consolidados anuais, com tendências e comparativos históricos.
- Periodicidade: Anual.
- Prazo de Entrega: Até o 10º (décimo) dia subsequente ao término do ano contratual.

### **Conteúdo Mínimo:**

#### **Resumo Executivo Anual:**

- Análise crítica do desempenho geral do empreendimento no ano, com base nos dados fornecidos.
- Destaques, principais desafios superados e oportunidades identificadas.
- Avaliação da Concessionária sobre as notas anuais dos indicadores.

#### **Balanco de Implantação (Acumulado, durante o período de implantação):**

- Progresso acumulado de implantação de todo o parque de usinas desde o início do contrato.
- Capacidade instalada total e número de UFVs em operação no final do ano.
- Comprovações: Documentos de aprovação de projetos, licenças, termos de comissionamento de UFVs.

**Dados Consolidados de Operação:**

- Geração total anual de energia em CA para cada UFV e consolidado. Geração Mínima Anual para cada UFV e consolidado. Balanço anual de SCE e SCD.
- Geração total anual de energia em CA e irradiação solar incidente total anual para cada UFV e consolidado.
- Comprovações: Todos os logs mensais de geração e irradiação, conforme fornecidos nos Relatórios Gerenciais Mensais.

**Dados Consolidados de Manutenção:**

- Consolidação anual de todos os chamados de manutenção corretiva.
- Consolidação do cumprimento do plano de Manutenção Preventiva anual.
- Comprovações: Todos os registros mensais de chamados e atividades de MP, conforme fornecidos nos Relatórios Gerenciais Mensais.

**Dados Consolidados de Conformidade:**

- Lista anual de todos os entregáveis, com status de entrega.
- Comprovações: Registros de protocolo e envio de todos os documentos ao longo do ano.
- Relatório de Gestão de Créditos (Anual, Inclusão Detalhada): Consolidação de todos os dados mensais, apresentando:

- Balanço Anual Consolidado de Créditos: Saldo inicial (ano), total gerado no ano, total consumido no ano, saldo final (ano).
- Detalhamento da Geração Anual por UFV: Energia injetada na rede por cada Unidade Geradora (UFV) no ano (em kWh).
- Detalhamento do Consumo Anual por UC Beneficiária: Energia consumida da rede por cada Unidade Consumidora (UC) dos municípios no ano (em kWh).
- Alocação Anual de Créditos: Mapeamento consolidado de onde cada unidade geradora entregou (compensou) energia para cada unidade consumidora (UC) beneficiária no ano, com os volumes correspondentes.
- Análise dos Saldos de Créditos por Lote/Data de Geração: Balanço da evolução dos créditos ao longo do ano, com destaque para a performance da gestão de validade dos 60 meses.
- Créditos Excedentes com Validade Próxima: Detalhamento do volume de créditos que atingiram mais de 48 meses de existência no ano, e as ações tomadas para sua alocação (incluindo UCs de baixa renda).
- Créditos Expirados: Registro do volume total de créditos que expiraram no ano, com análise das causas.
- Comprovações: Logs do sistema de gestão de energia da Concessionária, extratos anuais da distribuidora.

**Dados Consolidados de Qualidade:**

- Para SFP, SDH, SVT, SDI: Consolidação anual dos dados mensais de conformidade para cada subindicador.
- Comprovações: Todos os logs e relatórios de qualidade de energia, e faturas da distribuidora (para SFP), conforme fornecidos nos Relatórios Gerenciais Mensais.

**Análise de Eventos e Ocorrências Relevantes:**

- Análise de tendências anuais de ocorrências (falhas, não conformidades, reclamações).
- Balanço de saúde e segurança do trabalho.
- Balanço de Compliance:
- Relato anual de atendimento às exigências da ANEEL, distribuidoras e demais legislações.
- Registro de notificações e sanções recebidas no ano.
- Propostas e Planejamento para o Próximo Ano:
- Propostas de atualização do PGIO;
- Registro de atualizações nos PIOs
- Metas e estratégias para o próximo ano.

## **8. Cronograma Físico da Execução do Projeto**

### **8.1. Fase I - Providências Preliminares**

Quando da assinatura do Contrato, a partir da data de publicação de seu extrato, as partes darão início às providências preliminares listadas abaixo e aos procedimentos necessários à assunção dos serviços, conforme descrito a seguir.

#### **8.1.1. Cadastro das Contas de Energia**

Em até 30 (trinta) dias contados da data de publicação do extrato do Contrato no Diário Oficial, a Concessionária deverá apresentar ao Poder Concedente o cadastro de todas as contas de energia em baixa tensão de todos os Municípios, e o registro do consumo dos 12 (doze) últimos meses. Este cadastro redimensionará (ou confirmará) a demanda total, e a proporção de cada Município (pelo consumo médio dos últimos 12 (doze) meses, de cada Município).

## **8.2. Fase II – Construção das Usinas**

### **8.2.1. Marco I, Fase II da Concessão**

Em até 330 (trezentos e trinta) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 1º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 4,17% (quatro inteiros e dezessete centésimos por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

### **8.2.2. Marco II, Fase II da Concessão**

Em até 360 (trezentos e sessenta) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 2º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 8,33% (oito inteiros e trinta e três centésimos por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

### **8.2.3. Marco III, Fase II da Concessão**

Em até 390 (trezentos e noventa) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 3º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 12,50% (doze inteiros e cinquenta centésimos por cento), ou um oitavo da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.4. Marco IV, Fase II da Concessão**

Em até 420 (quatrocentos e vinte) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 4º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 16,67% (dezesesseis inteiros e sessenta e sete centésimos por cento), ou um sexto da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.5. Marco V, Fase II da Concessão**

Em até 450 (quatrocentos e cinquenta) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 5º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 20,83% (vinte inteiros e oitenta e três centésimos por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.6. Marco VI, Fase II da Concessão**

Em até 480 (quatrocentos e oitenta) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 6º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 25% (vinte e cinco por cento), ou um quarto da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.7. Marco VII, Fase II da Concessão**

Em até 510 (quinhentos e dez) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 7º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 29,17% (vinte e nove inteiros e dezessete centésimos por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.8. Marco VIII, Fase II da Concessão**

Em até 540 (quinhentos e quarenta) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 8º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 33,33% (trinta e três inteiros e trinta e três centésimos por cento), ou um terço da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.9. Marco IX, Fase II da Concessão**

Em até 570 (quinhentos e setenta) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 9º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 37,50% (trinta e sete inteiros e cinquenta centésimos por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.10. Marco X, Fase II da Concessão**

Em até 600 (seiscentos) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 10º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 41,67% (quarenta e um inteiros e sessenta e sete centésimos por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.11. Marco XI, Fase II da Concessão**

Em até 630 (seiscentos e trinta) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 11º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 45,83% (quarenta e cinco inteiros e sessenta e sete centésimos por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.12. Marco XII, Fase II da Concessão**

Em até 660 (seiscentos e sessenta) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 12º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.13. Marco XIII, Fase II da Concessão**

Em até 690 (seiscentos e noventa) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 13º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 58,33% (cinquenta e oito inteiros e trinta e três centésimos por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.14. Marco XIV, Fase II da Concessão**

Em até 720 (setecentos e vinte) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 14º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 66,67% (sessenta e seis inteiros e sessenta e sete centésimos por cento), ou dois terços da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.15. Marco XV, Fase II da Concessão**

Em até 750 (setecentos e cinquenta) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 15º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.16. Marco XVI, Fase II da Concessão**

Em até 780 (setecentos e oitenta) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 16º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 83,33% (oitenta e três inteiros e trinta e três centésimos por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.17. Marco XVII, Fase II da Concessão**

Em até 810 (oitocentos e dez) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 17º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 91,67% (noventa e um inteiros e sessenta e sete centésimos por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

**8.2.18. Marco XVIII, Fase II da Concessão**

Em até 840 (oitocentos e quarenta) dias contabilizados a partir do início da Fase I, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento do 18º Marco da Concessão:

- (i) Disponibilização de, no mínimo, 100% (cem por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

### **8.3. Fase III – Operação e Manutenção após a Construção**

Após a conclusão dos Marcos da Concessão, a Concessionária deverá manter os procedimentos operacionais e de manutenção das usinas por todo o prazo da Concessão, realizando, sempre que necessário, as atualizações dos Planos que se fizerem necessárias em virtude de alterações supervenientes nas condições das Usinas, sempre de acordo com as disposições do Contrato e dos Anexos.

### **8.4. Contrato com a Instituição Financeira Depositária, Instituição de Garantia de Pagamento e Demais Providências**

No prazo de até 30 (trinta) dias contados da efetiva comprovação, pela Concessionária, de cada Marco Contratual da Fase II, o Poder Concedente deverá providenciar:

- (i) Assinatura do Contrato com a Instituição Financeira Depositária, caso isto ainda não tenha sido realizada, no caso do Marco I;
- (ii) Depósito, no percentual equivalente à energia já disponibilizada, do valor correspondente a 1 (uma) Contraprestação Mensal Máxima na Conta Garantia, ou Conta Vinculada, administrada pela Instituição Financeira Depositária, de acordo com a participação de cada município, proporcional ao percentual cumprido em cada Marco;
- (iii) Depósito, no percentual equivalente à energia já disponibilizada, do valor correspondente a 1 (uma) Contraprestação Mensal Máxima na Conta Reserva administrada pela Instituição Financeira Depositária, de acordo com a participação de cada município, proporcional ao percentual cumprido em cada Marco;

## 8.5. Cronograma da Concessão

O Quadro abaixo sintetiza o Cronograma da Concessão:

Tabela 7 - Cronograma da Concessão

EVENTO		DURAÇÃO (dias)	PRAZO ACUMULADO (dias)
Emissão da Ordem Inicial de Serviço			0
<b>FASE 1</b> - Providências Preliminares		30	30
<b>FASE II</b> Atendimento Pleno do Escopo Contratual	Marco I	300	330
	Marco II	30	360
	Marco III	30	390
	Marco IV	30	420
	Marco V	30	450
	Marco VI	30	480
	Marco VII	30	510
	Marco VIII	30	540
	Marco IX	30	570
	Marco X	30	600
	Marco XI	30	630
	Marco XII	30	660
	Marco XIII	30	690
	Marco XIV	30	720
	Marco XV	30	750
	Marco XVI	30	780

	Marco XVII	30	810
	Marco XVIII	30	840
<b>FASE III</b>		8.880	9.720 (27 ANOS)

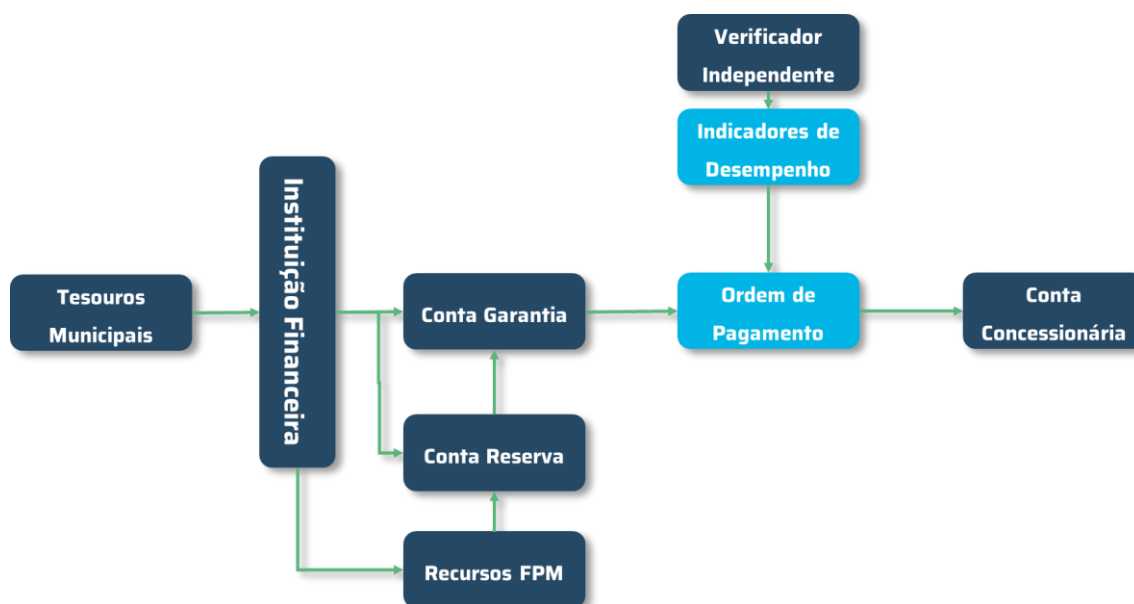
Em se tratando de usinas adquiridas, os marcos de implantação serão adaptados de forma a contemplar os procedimentos de aquisição, regularização e comissionamento das estruturas preexistentes, conforme cronograma detalhado e aprovado pelo PODER CONCEDENTE.

## **9. Garantias Prestadas pelo Poder Concedente**

As obrigações contraídas pelo Poder Concedente serão garantidas por meio de recursos provenientes do Tesouro Municipal de cada um dos Municípios partícipes. Os Municípios, de forma irrevogável e irretroatável, até o cumprimento de todas as suas obrigações pecuniárias previstas no Contrato: (i) vincularão, em favor da Concessionária, a Receita Vinculada, por meio da Conta Vinculada; (ii) constituirão e manterão a Conta Reserva; (iii) cederão, em favor da Concessionária, os recursos depositados; (iv) autorizarão, em caso de atraso no depósito na Conta Vinculada, a utilização dos recursos da Conta Reserva; e (v) em caso de uso dos fundos da Conta Reserva, autorizarão o Banco a reter e transferir para a Conta Reserva recursos provenientes do Fundo de Participação dos Municípios.

O Gráfico abaixo esquematiza o Mecanismo de Garantias Prestadas pelo Poder Concedente:

[Gráfico 4 - Mecanismo de Garantias do Poder Concedente](#)



## 10. Mecanismo de Pagamento

### 10.1. Produção Energética Anual e Geração Mínima Anual

A Produção Energética Anual (PEA) consiste na produção de energia elétrica líquida projetada no período de um ano da(s) Unidade(s) Geradora(s) Fotovoltaica(s) durante a vigência do Contrato.

A Geração Mínima Anual (GMA), estimada em 2.576.825,02 KWh (dois milhões, quinhentos e setenta e seis mil, oitocentos e vinte cinco inteiros e dois centésimos de quilowatts-hora), quantidade a ser confirmada ou atualizada quando da elaboração, por parte da futura concessionária, do Cadastro das Contas de Energia (Fase I - Providências Preliminares), refere-se a Produção Mínima para a compensação de créditos das unidades consumidoras do Poder Concedente.

A Concessionária deverá apresentar ao Poder Concedente e Verificador Independente os relatórios de geração e compensação energética dos últimos doze meses (parte integrante dos Relatórios de Gestão Mensal e Anual).

O primeiro relatório de geração e compensação energética deverá ser apresentado com referência aos doze meses seguintes ao comissionamento da(s) unidade(s) geradora(s). Os demais relatórios de geração e compensação energética deverão ser apresentados com referência aos doze meses posteriores ao último relatório apresentado pela Concessionária.

### **10.2. Banco de Créditos de Energia e Redutor Energético**

O Banco de Créditos de Energia (BCE) é o saldo acumulado de créditos de energia gerados e injetados na rede, e não consumidos, com duração máxima de 60 (sessenta) meses. É composto de duas parcelas:

- **Parcela A:** Créditos gerados pela diferença entre a PEA e a GMA, não comprometidos como insumo a qualquer fonte de Receita Acessória aprovada previamente pelo Poder Concedente. A Concessionária não fará jus a qualquer remuneração ou compensação financeira pela geração de créditos da Parcela A não consumidos.
- **Parcela B:** Créditos gerados dentro da GMA e não consumidos pelo Poder Concedente (caso em que o consumo é menor que o estimado). O valor da Contraprestação Mensal Efetiva não será alterado em virtude de um consumo menor por parte do Poder Concedente.

O BCE reflete o Saldo de Energia Elétrica Acumulado, a soma dos resultados dos últimos 5 (cinco) anos anteriores ao ano aferido, sejam de Excedentes ou Frustrações, não podendo ser inferior a 0 (zero).

Na hipótese do não atendimento à GMA, incidirá o Redutor Energético (RE) que será cobrado em razão do desempenho aquém do esperado da geração e compensação de créditos de energia. O Redutor Energético, quando houver, será deduzido do valor que corresponde à Contraprestação Mensal Efetiva imediatamente vincenda ou por meio do pagamento a ser feito ao Poder Concedente em até 10 (dez) dias corridos, na hipótese de não ser devido qualquer valor a título de Contraprestação Mensal Efetiva.

Para fins de mensuração do valor a ser ressarcido pela Concessionária ao Poder Concedente, deve-se considerar o quantitativo em kWh não compensado em relação ao mínimo determinado pelo Contrato, multiplicado pelo valor do kWh, devendo-se adotar como referência a tarifa vigente para o grupo B3, praticada pela distribuidora de energia.

O Redutor Energético não será aplicado na hipótese de a Concessionária ter alcançado resultado Excedente ou Neutro no ano aferido.

O Redutor Energético será aplicado na hipótese de a Concessionária ter alcançado Frustração no ano aferido, exceto na hipótese de possuir Saldo De Energia Elétrica Acumulado no BCE superior à frustração do ano aferido.

### **10.3. Utilização do Banco de Créditos**

Na hipótese de o consumo num determinado mês ser superior ao estimado, recorrer-se-á ao Banco de Créditos de Energia, prioritariamente da Parcela B. Se a Parcela B do BCE for suficiente para cobrir o consumo adicional de qualquer Município partícipe, a Concessionária não fará jus a qualquer pagamento adicional. Na hipótese em que a Parcela B não for suficiente, recorrer-se-á à Parcela A, e a Concessionária fará jus a este pagamento adicional, nas mesmas condições que influenciam a Contraprestação Mensal Efetiva (tarifa contratual e Fator de Desempenho Geral do corrente mês).

## **10.4. Processo de Pagamento**

O recebimento da CME por parte da Concessionária será realizado a partir do término da implantação e comissionamento, marcando o início da operação das(s) unidades(s) de geração fotovoltaica, na proporção da entrega em relação ao total contratado. Nenhum pagamento efetuado poderá ser invocado pela Concessionária para isentá-la, em qualquer tempo, das responsabilidades contratuais, direta ou indiretamente, relacionadas à execução do Contrato. A remuneração poderá ser empenhada diretamente ao financiador, na forma prevista no art. 5, parágrafo 2, inciso II, da Lei Federal n. 11.079/04.

Para o recebimento da CME, a Concessionária deve encaminhar ao Poder Concedente e Verificador Independente, com a metodologia de cálculo referente ao mês anterior, o valor da fatura a pagar, discriminando a Contraprestação Mensal Máxima (CMM), a CME, o Relatório de Desempenho, discriminando todos os indicadores (parte integrante do Relatório de Gestão Mensal), o Redutor Energético, consumo excedente (utilização da Parcela A do BCE), a receita bruta com Receitas Acessórias, se for o caso, e o valor a ser compartilhado com o PODER CONCEDENTE, conforme o caso.

O Verificador Independente atestará as informações enviadas pela Concessionária em até 5 (cinco) dias. Constatado a regularidade das informações enviadas, e não havendo qualquer outro impedimento, o Verificador Independente atestará o pagamento, devendo autorizar o Banco a realizar a remuneração devida à Concessionária.

Os Municípios Partícipes, tendo o Poder Concedente como interveniente, realizarão todos os atos necessários à elaboração e execução de seus orçamentos, de modo a proporcionar o pagamento devido.

A Concessionária deverá manter em conformidade, durante a vigência da Concessão, as Contribuições Sociais e Previdenciárias, tais como FGTS, INSS e PIS, referentes aos seus respectivos empregados, bem como a regularidade com a Dívida Ativa da União e das Fazendas Municipal, Estadual e Federal, devendo a Concessionária encaminhar ao Poder Concedente, quando for solicitada, os elementos comprobatórios em até 10 (dez) dias úteis.

Na ocorrência de necessidade de providências complementares por parte da Concessionária, o decurso de prazo para pagamento será interrompido, reiniciando-se a contagem a partir da data em que estas forem cumpridas, caso em que não será devida atualização financeira.

Ocorrendo atraso de pagamento por culpa exclusiva do Poder Concedente, e que não puder ser resolvida pelas Garantias Prestadas pelo Poder Concedente, o valor devido será acrescido de juros moratórios de 1% (um por cento) ao mês, a partir do inadimplemento. O saldo devedor, após a incidência de juros, deverá ser corrigido pela variação do IPCA do IBGE ou outro índice que vier a substituí-lo, *pro rata temporare*, da data prevista contratualmente para pagamento até a data de sua efetivação.

A Contraprestação Mensal Efetiva, considerando-se a não incidência de redutores ou pagamentos adicionais pelas hipóteses já elencadas, é dada pela seguinte fórmula:

$$CME = CMM * FDG, \text{ onde:}$$

CME: Contraprestação Mensal Efetiva;

CMM: Contraprestação Mensal Máxima, definida por:

$$CMM = GM * Tf_k * dl, \text{ onde:}$$

GM: Geração Mínima Contratada, em KWh;

Tf<sub>k</sub>: Tarifa de luz praticada pela Distribuidora;

k: mês corrente; e

dl: Desconto percentual sobre a tarifa dado pela Proposta Vencedora da Licitação (critério da licitação).

## **11. Sistema De Mensuração De Desempenho**

### **11.1. Introdução**

No âmbito da administração pública, a busca por uma prestação eficiente e eficaz de serviços à sociedade é uma constante prioridade. A fim de atender a essa demanda, surgiram modelos de contratação, como as Concessões e Parcerias Público-Privadas (PPPs), que visam otimizar a entrega de serviços públicos por meio da colaboração entre o setor público e privado. O cerne desses modelos reside na transferência de riscos e na busca por maior eficiência na prestação dos serviços, resultando em vantagens tanto para o Poder Concedente quanto para a sociedade em geral.

A vantagem inerente a esse contexto de colaboração reside na capacidade do setor privado de absorver riscos e enfrentar complexidades que muitas vezes dificultam a administração pública. O Poder Público, sujeito a procedimentos burocráticos e ritos morosos, muitas vezes encontra desafios na execução de projetos complexos, como é o caso das Concessões e PPPs. Em contraste, o setor privado é caracterizado por sua agilidade e liberdade na tomada de decisões e alocação de recursos, o que freqüentemente resulta em soluções mais eficientes.

A Lei de Parcerias Público-Privadas (PPPs) marca um afastamento significativo, em todo o seu desenho, da idéia de subvenção que anteriormente era abordada pela Lei 4.320/64. Esse distanciamento é particularmente evidente ao analisarmos a opção clara da Lei 11.074/2004 por um modelo no qual o pagamento público está diretamente vinculado à prestação de serviços pelo parceiro privado. No artigo 6º, parágrafo único, dessa lei, observa-se a condicionante de que o pagamento público está atrelado ao desempenho do parceiro privado. De maneira similar, o artigo 7º estabelece que o pagamento está sujeito à disponibilização efetiva ou à prestação dos serviços por parte do parceiro privado. Além disso, é relevante notar a nomenclatura utilizada, na qual o pagamento público é referido como "contraprestação" - um termo que claramente indica uma relação na qual o pagamento ocorre em contrapartida à entrega de um serviço pelo parceiro privado.

A adoção de contratos de longo prazo, como as Concessões e PPPs, permite que o Poder Concedente aproveite a capacidade do setor privado de assumir riscos e enfrentar problemas complexos, resultando em serviços melhores e mais acessíveis para a sociedade. Entretanto, a execução desses contratos não é desprovida de desafios, sendo o conflito de interesses entre as partes um dos principais obstáculos a serem superados.

Naturalmente, os objetivos do Poder Concedente e do Parceiro Privado nem sempre estão alinhados. Enquanto o Parceiro Privado busca maximizar seu lucro, o Poder Concedente visa maximizar o bem-estar dos usuários dos serviços públicos, muitas vezes adotando uma perspectiva de planejamento central. Esse desalinhamento gera uma tensão subjacente entre as partes, onde as expectativas do Poder Concedente podem entrar em conflito com os interesses da iniciativa privada.

Esse conflito de interesses torna-se especialmente evidente na execução de contratos de Concessões e PPPs no Brasil. Não é incomum que esse desalinhamento resulte em serviços de qualidade inferior, atrasos em cronogramas de obras, insatisfação dos usuários e, em última instância, serviços que não atendem plenamente às necessidades da sociedade.

Ainda que a expertise e a eficiência do setor privado na prestação de serviços sejam fatores benéficos, eles por si só não garantem um aumento substancial no bem-estar social desejado pelas Concessões e PPPs. Portanto, o grande desafio reside na formulação de contratos que assegurem que os ganhos de eficiência, que justificam a participação do setor privado na prestação de serviços públicos, não sejam comprometidos pelo conflito de interesses entre as partes envolvidas.

A resposta a esse desafio está intrinsecamente ligada aos mecanismos de alinhamento de interesses aplicados aos contratos de Concessão e PPPs. A Lei de PPP vincula a performance do parceiro privado às obrigações da Administração Pública, de forma a fortalecer o elo entre as obrigações contrapostas das partes.

A literatura de Economia e Finanças, notadamente na área de Teoria dos Contratos, aborda essa temática e explora os mecanismos que garantem a prestação eficiente de serviços por parte de um agente para outro, denominado principal. Nesse contexto, a relação entre o Poder Concedente (principal) e o Parceiro Privado (agente) pode ser analisada à luz desses mecanismos.

O sistema de remuneração é um elemento fundamental nesse processo, definindo como a remuneração do Parceiro Privado é estruturada com base nos serviços prestados no âmbito da concessão ou PPP. Esse sistema, composto por mecanismos e estrutura de remuneração, serve como um incentivo financeiro primordial para o Parceiro Privado, justificando seus investimentos e esforços.

Os mecanismos de remuneração, que englobam tarifas, contraprestações ou uma combinação de ambos, determinam a origem dos recursos para a remuneração do Parceiro Privado. Enquanto a estrutura de remuneração quantifica o valor a ser pago, dividindo-o entre uma parcela fixa e uma parcela variável. É esta última que é particularmente relevante para a discussão dos Indicadores de Desempenho.

Os Indicadores de Desempenho surgem como uma ferramenta para alinhar os interesses do Parceiro Privado com os objetivos do Poder Concedente. São métricas que avaliam a qualidade dos serviços prestados pelo Parceiro Privado, comparando-a com os padrões definidos no contrato. O desempenho do Parceiro Privado em relação a esses indicadores pode impactar diretamente sua remuneração.

Os Indicadores de Desempenho podem assumir diferentes formas: indicadores de meio e indicadores finalísticos. Enquanto os primeiros monitoram o processo de prestação de serviços, acompanhando procedimentos e metodologias, os últimos focam nos resultados, alinhando-se mais diretamente com os objetivos de qualidade do serviço. A escolha entre esses tipos de indicadores envolve considerações sobre a eficiência do Parceiro Privado, os impactos nos processos e a capacidade de mensuração.

A seguir, detalhamos o Sistema de Mensuração de Desempenho idealizado para o futuro Contrato, seus subindicadores e índices, bem como seu impacto na Contraprestação Pecuniária. O Sistema de Mensuração de Desempenho e Pagamento descrito neste capítulo objetiva aferir a qualidade dos serviços prestados pela Concessionária.

## **11.2. Índices de Desempenho e Cálculo da Contraprestação Mensal**

As atividades de fiscalização dos Serviços de geração de energia fotovoltaica ficarão a cargo do PODER CONCEDENTE, com ou sem o auxílio de um terceiro por ele contratado para essa finalidade.

Será função do Verificador Independente apurar os indicadores e metas de desempenho, previstos no Contrato de Concessão e no Caderno de Encargos, a serem utilizados na verificação da qualidade dos serviços prestados pela Concessionária, incidindo diretamente sobre a remuneração a ser paga pelo Poder Concedente.

Será de responsabilidade da Concessionária definir rotinas de atendimento para o Parque de Geração Fotovoltaica, constituído pelo somatório de usinas em número e potência definido pela Concessionária, com vistas a atender a demanda de energia dos Municípios partícipes, a fim de atender aos índices e metas de desempenho, conforme determinações do Contrato e do Caderno de Encargos. Para tanto, a Concessionária deverá detalhar essas rotinas. Se desejável pelas partes, o Verificador Independente pode auxiliar a Concessionária na definição e detalhamento das rotinas de atendimento.

Assim, haverá vinculação dos pagamentos devidos à Concessionária conforme a sistemática abaixo.

## **11.3. Cálculo da Contraprestação Mensal**

O Modelo de Remuneração proposto apresenta a CME (Contraprestação Mensal Efetiva) variável conforme o FATOR DE DESEMPENHO (FD). O FD ajusta o valor da contraprestação, podendo reduzi-la em relação ao valor máximo da contraprestação

mensal, em função do resultado do ÍNDICE DE DESEMPENHO GERAL (IDG), a fim de garantir continuamente a excelência dos serviços previstos.

O FD é apurado trimestralmente com base na correspondência com o IDG aferido pelo SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO (SMD). O IDG consiste na soma do Índice de Desempenho (ID) de cada usina, que por sua vez é uma ponderação de 4 indicadores principais: Indicador de Operação (IO), Indicador de Manutenção (IM), Índice de Conformidade (IC) e Indicador de Qualidade (IQ).

O FD será determinado com base no resultado apurado do IDG no período de referência e terá um valor adimensional entre 0,8 e 1.

#### **11.3.1. Impacto dos Indicadores de Desempenho**

O FD será determinado com base no resultado apurado do IDG no período de referência e terá um valor adimensional entre 0,8 e 1, **o que significa que, caso o IDG seja menor 0,8, o FD permanecerá em 0,8, afetando, portanto, no máximo 20% do valor da CMM (Contraprestação Mensal Máxima)**. A CME mensurada no presente estudo considerou a obtenção do coeficiente máximo do IDG para a avaliação do fluxo de caixa.

Com base no que se encontra descrito e detalhado no Cronograma e Marcos Contratuais da concessão e nas obrigações da Concessionária segue abaixo o detalhamento para a aplicação dos componentes da fórmula.

#### **11.3.2. IDs de Cada Usina**

Cada Usina Fotovoltaica que a Concessionária construir (ou adquirir) terá seu próprio ID, com seus próprios índices e subíndices. O IDG será a soma de todos os IDs, ponderados pela participação de cada Usina no total da energia produzida.

### 11.4. Índices e Metas de Desempenho

Apresenta-se a estrutura geral do Sistema de Mensuração de Desempenho na figura a seguir para melhor visualização.

Figura 10 - Sistema de Mensuração de Desempenho - SMD

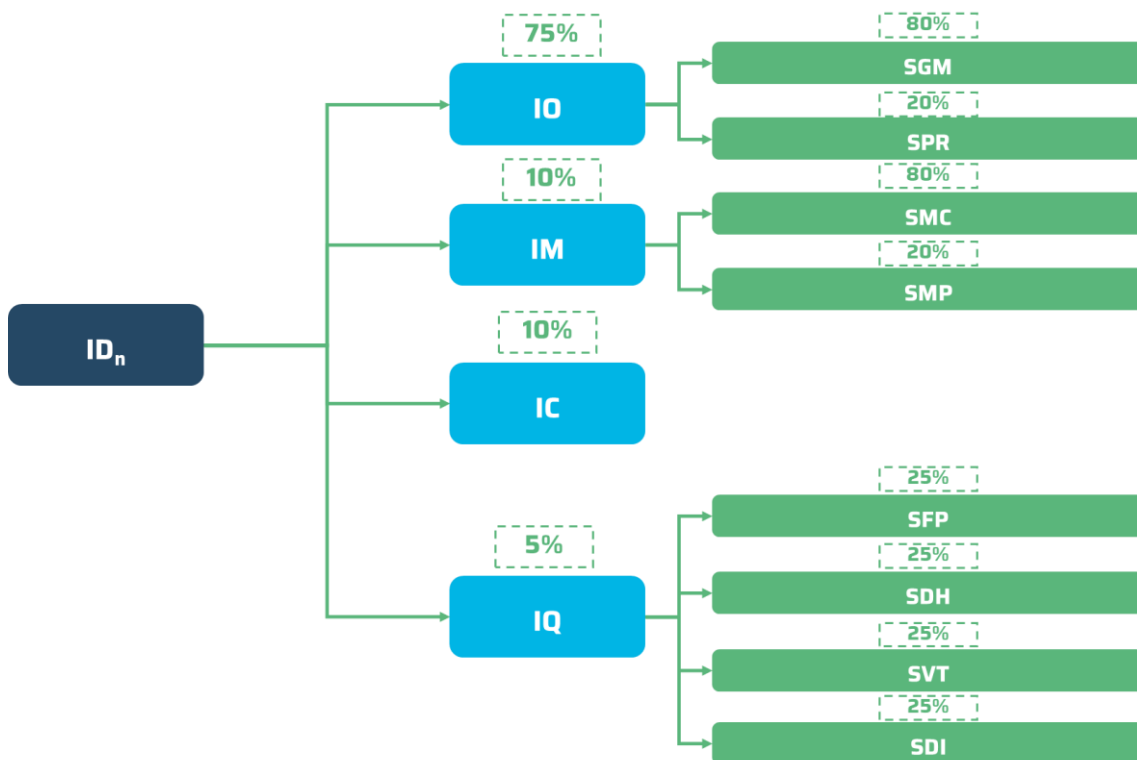
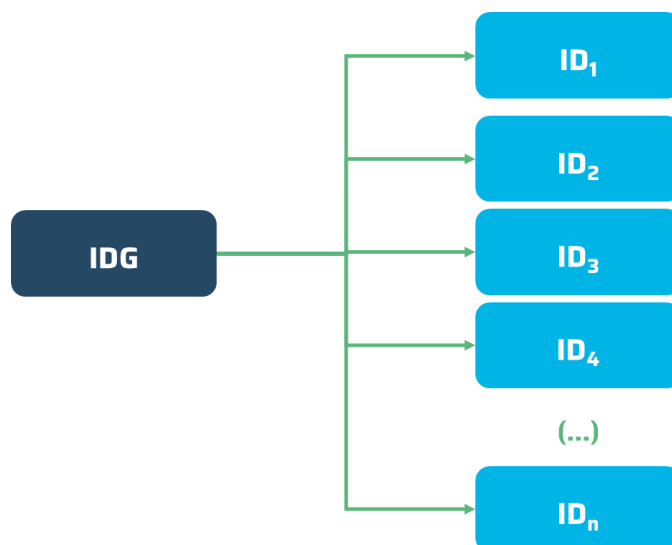


Figura 11 - Cálculo do IDG



A seguir, apresenta-se a ficha desenvolvida com o intuito de esclarecer o funcionamento de índices, subíndices, indicadores e subindicadores ao longo do período de Concessão.

Figura 12 - Ficha de Detalhamento dos Indicadores

Índice de Desempenho	Indicador	Subindicador
<b>Descrição</b>	Tradução simples e concisa do indicador, descrevendo ou conceituando as variáveis que o compõem, de maneira a facilitar a compreensão do leitor	
<b>Fórmula de Cálculo</b>	Fórmula Matemática com a devida especificação dos termos utilizados	
<b>Metodologia</b>	Etapas para que a mensuração dos dados seja realizada, dentro dos critérios vistos como adequados	
<b>Condições</b>	Condições que regem o comportamento do parâmetro de desempenho em relação aos dados mensurados	
<b>Fonte</b>	Responsável pela aquisição e disponibilização dos dados	
<b>Documentos Comprobatórios</b>	Documentos que certificam a mensuração, de modo a possibilitar a apuração dela	

<b>Aferidor</b>	Responsável pela apuração e validação dos dados mensurados
<b>Unidade de Medida</b>	Medida específica de determinada grandeza usada para servir de padrão para outras medidas (horas, dias, percentual, unidades, etc.)
<b>Periodicidade</b>	Periodicidade de apuração dos dados
<b>Observações</b>	Parâmetros e informações adicionais importantes para o cálculo do indicador

### 11.5. Índice de Desempenho - ID

<b>Índice de Desempenho (ID)</b>	
<b>Descrição</b>	Avalia a qualidade dos SERVIÇOS prestados pela CONCESSIONÁRIA durante o PRAZO DA CONCESSÃO. Consiste na avaliação do atendimento ao escopo do CONTRATO, da qualidade dos SERVIÇOS prestados, da disponibilidade dos equipamentos que compõem cada UFV e da conformidade com os requisitos exigidos no CONTRATO e nos ANEXOS
<b>Fórmula de Cálculo</b>	<b>ID = 0,75xIO+0,1xIM+0,1xIC+0,05*IQ</b> , onde: <b>IO:</b> Indicador de Operação; <b>IM:</b> Indicador de Manutenção; <b>IC:</b> Indicador de Conformidade; e <b>IQ:</b> Indicador de Qualidade
<b>Metodologia</b>	Cálculo a partir dos resultados das notas de parâmetro dos índices que compõem o ID, obtidos no mesmo período de apuração.
<b>Condições</b>	Não se aplica
<b>Fonte</b>	Concessionária. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo Poder Concedente e/ou Verificador Independente.
<b>Documentos Comprobatórios</b>	Documentos dos índices que compõem o ID.
<b>Aferidor</b>	Verificador Independente
<b>Unidade de Medida</b>	Adimensional
<b>Periodicidade</b>	Trimestral
<b>Observações</b>	Não há.

Figura 13 - Índice de Desempenho (ID)

**11.5.1. Indicador de Operação - IO**
**Indicador de Operação (IO)**

<b>Descrição</b>	Avalia o desempenho da Usina na produção de energia nos quantitativos de GERAÇÃO MÍNIMA pactuados no CONTRATO e a eficiência global da produção energética
<b>Fórmula de Cálculo</b>	<b><math>IO = 0,80 * SGM + 0,20 SPR</math>, onde: SGM: Subindicador de Geração Mínima; SPR: Subindicador de Performance Ratio</b>
<b>Metodologia</b>	Cálculo a partir dos resultados das notas de parâmetro dos subindicadores que compõem o IO, obtidos no mesmo período de apuração
<b>Condições</b>	Não se aplica
<b>Fonte</b>	Concessionária.
<b>Documentos Comprobatórios</b>	Documentos dos subíndices que compõem o IO
<b>Aferidor</b>	Verificador Independente
<b>Unidade de Medida</b>	Adimensional
<b>Periodicidade</b>	Anual
<b>Observações</b>	Nos primeiros 12 (doze) meses de operação, o Indicador será aferido considerando a janela de dados existente, contabilizada a partir do TERMO DE ACEITE da UFV, após o COMISSIONAMENTO, somente para fins de acompanhamento e transparência, uma vez que a aplicação dos subindicadores sobre o IO ocorrerá apenas após o término dos primeiros 12 (doze) meses do início da operação da usina

Figura 14 - Indicador de Operação (IO)

**11.5.1.1. Subindicador de Geração Mínima - SGM**

**Subindicador de Geração Mínima  
(SGM)**

<p><b>Descrição</b></p>	<p>Aferir se as unidades geradoras implantadas pela CONCESSIONÁRIA atingiram a geração mínima de energia elétrica, prevista pelo CONTRATO no período de doze meses a partir do início do ciclo de aferição em exercício.</p>
<p><b>Fórmula de Cálculo</b></p>	<p align="center"><b>(i)</b> <math>SGM_i = \frac{\sum_1^{12} \text{Geração Mensal Efetiva}_k}{\text{Geração Mínima Anual}}</math>, onde:</p> <p>SGM<sub>i</sub>: Subindicador de Geração Mínima;</p> <p>i: Ciclo de aferição do Subindicador de Geração Mínima;</p> <p><math>\sum_1^{12} \text{Geração Mensal Efetiva}_k</math>: Somatório da geração mensal da unidade geradora, do primeiro ao décimo segundo mês do ciclo de aferição (kWh);</p> <p>k: mês do ciclo de aferição;</p> <p>Geração Mínima Anual: Valor Mínimo de geração de energia elétrica definido no PIO da unidade, uma fração da GERAÇÃO MÍNIMA definida no CONTRATO.</p> <p align="center">A partir do segundo ciclo:</p> <p align="center"><b>(ii)</b> <math>SGM_i = \frac{\sum_1^{12} \text{Geração Mensal Efetiva}_k + \text{SCE}}{\text{Geração Mínima Anual}}</math>, onde:</p> <p>SCE: Saldo de Créditos Excedentes remanescente dos dois ciclos de aferição anteriores ao ciclo em exercício</p> $SCE = \text{Geração Mínima Anual} - \sum_1^{12} \text{Geração Mensal Efetiva}_k$

<b>Metodologia</b>	<p>A CONCESSIONÁRIA deve encaminhar para o PODER CONCEDENTE e VERIFICADOR INDEPENDENTE mensalmente durante todo ciclo de aferição o RELATÓRIO GERENCIAL MENSAL, e após a conclusão do 12º mês do ciclo de aferição, no prazo máximo estabelecido, o RELATÓRIO GERENCIAL ANUAL. Todos os relatórios deverão apresentar o conteúdo mínimo definido no CADERNO DE ENCARGOS.</p> <p>O cálculo deverá ser realizado adotando a fórmula (i). Em caso de resultado do SGM superar a nota máxima (1,000), ou seja, a geração efetiva for maior que a Geração Mínima Anual, o volume de créditos excedentes à Geração Mínima Anual deverá ser acrescentado ao Saldo Acumulado de créditos disponíveis (SCD) para o próximo ciclo de aferição. Em caso de frustração no resultado calculado pela fórmula (i), ou seja, a geração efetiva for menor que a geração mínima, poderá ser utilizada a fórmula (ii) para recalculá-lo.</p> <p>A fórmula (ii), leva em consideração, os possíveis créditos excedentes gerados pela CONCESSIONÁRIA nos últimos dois ciclos de aferição e que não tenham sido utilizados na compensação de créditos no ciclo de aferição em exercício. O Saldo Acumulado de créditos disponíveis (SCD) para utilização no cálculo do SGM, deverá estar identificado no RELATÓRIO GERENCIAL ANUAL, bem como o cálculo do valor máximo a ser utilizado pelo SCE, de acordo com a fórmula (iii).</p> <p>Se o SCD for maior que o SCE, deverá ser apresentado no cálculo do SGM e no RELATÓRIO GERENCIAL ANUAL, o valor remanescente de créditos disponíveis para o próximo ciclo de aferição.</p> <p>Se o SCD for menor que o SCE, deverá ser utilizado todo o saldo disponível e identificado no cálculo do SGM e no RELATÓRIO GERENCIAL ANUAL que não há mais saldo de créditos para ser utilizado no próximo ciclo de aferição.</p>
<b>Condições</b>	<p>Se <math>SGM_i \geq 1,00</math>, então <math>SGM = 1,00</math>;</p> <p>Se <math>1,00 &lt; SGM_i \leq 0,95</math>, então <math>SGM = 0,70</math>;</p> <p>Se <math>SGM_i &lt; 0,95</math>, <math>SGM = 0,00</math></p>
<b>Fonte</b>	<p>Concessionária. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo Poder Concedente e/ou Verificador Independente.</p>
<b>Documentos Comprobatórios</b>	<p>Relatório Gerencial Mensal e Relatório Gerencial Anual elaborados pela CONCESSIONÁRIA.</p>
<b>Aferidor</b>	<p>Verificador Independente</p>
<b>Unidade de Medida</b>	<p>Adimensional</p>
<b>Periodicidade</b>	<p>Anual, ao final do ciclo de aferição em exercício</p>

<b>Observações</b>	Nos primeiros 12 (doze) meses de operação, o Indicador será aferido considerando a janela de dados existente, contabilizada a partir do TERMO DE ACEITE da UFV, após o COMISSIONAMENTO, somente para fins de acompanhamento e transparência, uma vez que a aplicação dos subindicadores sobre o IO ocorrerá apenas após o término dos primeiros 12 (doze) meses do início da operação da usina.
--------------------	---

Figura 15 - Subindicador de Geração Mínima (SGM)

**11.5.1.2. Subindicador de Performance Ratio - SPR**

**Subindicador de Performance Ratio  
(SPR)**

<b>Descrição</b>	Avaliar a eficiência global da usina fotovoltaica. Ele compara a energia elétrica realmente gerada em corrente alternada (AC) com a energia que teoricamente deveria ter sido gerada, considerando a irradiação solar incidente, a potência nominal da usina e as perdas intrínsecas ao sistema (de acordo com o especificado no PIO). O SPR reflete a qualidade da operação e manutenção, bem como a performance dos equipamentos num dado ano específico.
<b>Fórmula de Cálculo</b>	$SPR_i = \frac{\sum_{k=1}^{12} EG_k}{\frac{PN_i}{IR} \cdot ISTA_i}$ , onde: <p>SGM: Subindicador de Geração Mínima;</p> <p>i: Ciclo de aferição do Subindicador de Geração Mínima;</p> <p><math>\sum_{k=1}^{12} EG_k</math>: Somatório da energia gerada em corrente alternada da unidade geradora, do primeiro ao décimo segundo mês do ciclo de aferição (kWh);</p> <p>k: mês do ciclo de aferição;</p> <p>PN: Potência nominal de pico em corrente contínua esperada para o ano i, conforme detalhado e aprovado no Plano de Implantação e Operação (KW);</p> <p>ISTA: Irradiação solar total acumulada incidente no plano dos módulos no período, expressa em kWh/m<sup>2</sup>, conforme medição por piranômetros ou sensores de irradiação no local;</p> <p>IR: Irradiância de referência sob Condições Padrão de Teste (STC), com valor fixo de 1 kW/m<sup>2</sup>.</p>

<b>Metodologia</b>	<p>A CONCESSIONÁRIA deve encaminhar para o PODER CONCEDENTE e VERIFICADOR INDEPENDENTE mensalmente durante todo ciclo de aferição o RELATÓRIO GERENCIAL MENSAL, e após a conclusão do 12º mês do ciclo de aferição, no prazo máximo estabelecido, o RELATÓRIO GERENCIAL ANUAL. Todos os relatórios deverão apresentar o conteúdo mínimo definido no CADERNO DE ENCARGOS.</p> <p>Medição da Energia Gerada (EG): Coletar dados da energia elétrica injetada na rede (ou total gerada em AC) por meio de medidores de energia bidirecionais ou inversores com monitoramento integrado.</p> <p>Medição da Irradiação Solar (ISTA): Coletar dados da irradiação solar total incidente no plano dos módulos, utilizando piranômetros ou sensores de irradiação instalados na mesma orientação e inclinação dos módulos da usina. O valor deve ser acumulado ao longo do período de apuração e expresso em kWh/m².</p> <p>Determinação da PN: A Concessionária deve apresentar e manter atualizado no seu Plano de Implantação e Operação (PIO) a PN para cada ano da Concessão. Este valor deve refletir a potência esperada da usina para o período de aferição, considerando a degradação natural dos módulos e quaisquer intervenções (troca de módulos, repotenciações) devidamente comissionadas e aprovadas que alterem a capacidade da usina. O PIO será o compromisso da Concessionária sobre a capacidade esperada ano a ano.</p> <p>Cálculo: Aplicar os valores coletados na fórmula do SPR.</p>
<b>Condições</b>	<p>Se <math>SPR_i \geq 0,75</math>, então <math>SPR = 1,00</math>;</p> <p>Se <math>0,75 &lt; SPR_i \geq 0,70</math>, então <math>SPR = 0,90</math>;</p> <p>Se <math>0,70 &lt; SPR_i \geq 0,65</math>, então <math>SPR = 0,70</math>;</p> <p>Se <math>SPR_i &lt; 0,65</math>, <math>SPR = 0,00</math></p>
<b>Fonte</b>	<p>Concessionária. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo Poder Concedente e/ou Verificador Independente.</p>
<b>Documentos Comprobatórios</b>	<p>Relatório Gerencial Mensal e Relatório Gerencial Anual elaborados pela CONCESSIONÁRIA. Relatórios de Geração dos Inversores ou do Sistema SCADA; Registros de dados de irradiação solar; Documentação de comissionamento de módulos instalados ou repotenciações; PIO da Usina e suas atualizações.</p>
<b>Aferidor</b>	<p>Verificador Independente</p>
<b>Unidade de Medida</b>	<p>Adimensional</p>

<b>Periodicidade</b>	Anual, ao final do ciclo de aferição em exercício
<b>Observações</b>	<p>Nos primeiros 12 (doze) meses de operação, o Indicador será aferido considerando a janela de dados existente, contabilizada a partir do TERMO DE ACEITE da UFV, após o COMISSIONAMENTO, somente para fins de acompanhamento e transparência, uma vez que a aplicação dos subindicadores sobre o IO ocorrerá apenas após o término dos primeiros 12 (doze) meses do início da operação da usina.</p> <p>A orientação dos módulos e do medidor de irradiação solar incidente (piranômetros) devem ser os mesmos para que o cálculo seja correto. Deve-se assegurar que os módulos e o medidor estejam expostos à mesma quantidade de irradiação solar e temperatura.</p>

Figura 16 - Subindicador de Performance Ratio (SPR)

### 11.5.2. Indicador de Manutenção - IM

#### Indicador de Manutenção (IM)

<b>Descrição</b>	Avalia o cumprimento dos prazos para a realização de manutenções corretivas e preventivas nos equipamentos da UFV, suas estruturas de fixação e nas áreas das coberturas em que estiverem instalados os sistemas e equipamentos, ou em qualquer outra estrutura e equipamento cujo dano for ocasionado em decorrência de atividade da CONCESSIONÁRIA
<b>Fórmula de Cálculo</b>	<b>IM = 0,80*SMC + 0,20 SMP, onde:</b> <b>SMC: Subindicador de Manutenção Corretiva;</b> <b>SPR: Subindicador de Manutenção Preventiva</b>
<b>Metodologia</b>	Cálculo a partir dos resultados das notas de parâmetro dos subindicadores que compõem o IM, obtidos no mesmo período de apuração
<b>Condições</b>	Não se aplica
<b>Fonte</b>	Concessionária.
<b>Documentos Comprobatórios</b>	Documentos dos subíndices que compõem o IM
<b>Aferidor</b>	Verificador Independente
<b>Unidade de Medida</b>	Adimensional
<b>Periodicidade</b>	Trimestral

<b>Observações</b>	Não há.
--------------------	---------

Figura 17 - Indicador de Manutenção (IM)

**11.5.2.1. Subindicador de Manutenção Corretiva - SMC**
**Subindicador de Manutenção Corretiva (SMC)**

<b>Descrição</b>	Avalia o cumprimento dos prazos para a realização de manutenções corretivas nos equipamentos da UFV, suas estruturas de fixação e nas áreas das coberturas em que estiverem instalados os sistemas e equipamentos, ou em qualquer outra estrutura e equipamento cujo dano for ocasionado em decorrência de atividade da CONCESSIONÁRIA.
<b>Fórmula de Cálculo</b>	$SMC_i = \frac{\sum_1^i \text{Tempo de Duração dos Chamados}_k}{n^\circ \text{ de Chamados Abertos}}$ , onde: SMC: Subindicador de Manutenção Corretiva no período i; i: Ciclo de aferição do Subindicador de Manutenção Corretiva; $\sum_1^i \text{Tempo de Duração dos Chamados}_k$ : Somatório do tempo total para a resolução dos chamados realizados nos meses k do período i; k: mês do ciclo de aferição; n° de Chamados Abertos: Total de Chamados abertos no período.
<b>Metodologia</b>	A CONCESSIONÁRIA deve encaminhar para o PODER CONCEDENTE e VERIFICADOR INDEPENDENTE mensalmente durante todo ciclo de aferição o RELATÓRIO GERENCIAL MENSAL. Todos os relatórios deverão apresentar o conteúdo mínimo definido no CADERNO DE ENCARGOS. As ocorrências serão consideradas atendidas se forem atendidas no prazo definido, na forma e procedimentos descritos no CADERNO DE ENCARGOS Entende-se por chamado de manutenção quaisquer ocorrências operacionais que prejudiquem o funcionamento das unidades geradoras, incluindo ocorrências nos componentes, instalações elétricas ou sistemas de suporte. Deverá ser identificado pela CONCESSIONÁRIA o número de registro da ocorrência, o tipo, data e horário de identificação, solução adotada e sua justificativa, bem como a data e horário para conclusão da ocorrência.
<b>Condições</b>	Não há.

<b>Fonte</b>	Concessionária.
<b>Documentos Comprobatórios</b>	Memória de Cálculo e Histórico de Registro e Atendimento das Ordens de Serviço no Período (parte do Relatório Gerencial Mensal elaborado pela CONCESSIONÁRIA).
<b>Aferidor</b>	Verificador Independente
<b>Unidade de Medida</b>	Adimensional
<b>Periodicidade</b>	Trimestral, ao final do ciclo de aferição em exercício
<b>Observações</b>	Não há.

Figura 18 - Subindicador de Manutenção Corretiva (SMC)

### 11.5.2.2. Subindicador de Manutenção Preventiva (SMP)

**Subindicador de Manutenção  
Preventiva (SMP)**

<b>Descrição</b>	Mede a conformidade da Concessionária com o plano de manutenção preventiva estabelecido no PIO.
<b>Fórmula de Cálculo</b>	$SMP_i = \frac{\sum_1^i \text{Ações de Manutenção Preventiva realizados}_k}{\text{nº de Ações de Manutenção Planejadas}}$ , onde: SMP: Subindicador de Manutenção Preventiva no período i; i: Ciclo de aferição do Subindicador de Manutenção Preventiva; $\sum_1^i \text{Ações de Manutenção Preventiva realizados}_k$ : Somatório ações de Manutenção Preventiva realizados nos meses k do período i; k: mês do ciclo de aferição; nº de Ações de Manutenção Planejadas: Total de Ações de Manutenção Preventiva planejados no PIO.

<b>Metodologia</b>	Análise de registros de ordens de serviço e relatórios de execução de manutenção preventiva.
<b>Condições</b>	<p>Se <math>SMP_i = 1,00</math>, então <math>SMP = 1,00</math>;</p> <p>Se <math>0,9 \leq SMP_i &lt; 1,00</math>, então <math>SMC = 0,50</math>;</p> <p>Se <math>SMP_i &lt; 0,9</math>, <math>SMC = 0,00</math></p>
<b>Fonte</b>	Concessionária.
<b>Documentos Comprobatórios</b>	Relatório Gerencial Anual elaborado pela CONCESSIONÁRIA.
<b>Aferidor</b>	Verificador Independente
<b>Unidade de Medida</b>	Adimensional
<b>Periodicidade</b>	Trimestral, ao final do ciclo de aferição em exercício
<b>Observações</b>	Não há.

Figura 19 - Subindicador de Manutenção Preventiva (SMP)

### 11.5.3. Indicador de Conformidade - IC

#### Indicador de Conformidade (IC)

<b>Descrição</b>	Avalia o cumprimento dos prazos e o envio conforme dos Relatórios obrigatórios detalhados no CADERNO DE ENCARGOS.
------------------	---

<b>Fórmula de Cálculo</b>	$IC = 1 - \frac{\text{Quantidade de Relatórios em não conformidade}}{\text{Quantidade de Relatórios Exigidos}}$
<b>Metodologia</b>	O método de aferição do subindicador será a análise da entrega dos relatórios supracitados nos prazos dispostos e com o conteúdo mínimo definido. Relatórios entregues de forma incompleta, com falhas ou informações incorretas serão considerados como não entregues.
<b>Condições</b>	Se $IC_i = 1,00$ , então $IC = 1,00$ ; Se $0,9 \leq IC_i < 1,00$ , então $IC = 0,50$ ; Se $IC_i < 0,9$ , $IC = 0,00$
<b>Fonte</b>	Concessionária.
<b>Documentos Comprobatórios</b>	Planos, Estudos e Relatórios confeccionados pela CONCESSIONÁRIA, de acordo com o Caderno de Encargos.
<b>Aferidor</b>	Verificador Independente
<b>Unidade de Medida</b>	Adimensional
<b>Periodicidade</b>	Trimestral
<b>Observações</b>	Não há.

Figura 20 - Indicador de Conformidade (IC)

#### 11.5.4. Indicador de Qualidade - IQ

##### Indicador de Qualidade (IQ)

<b>Descrição</b>	Garantir que a Concessionária mantenha a operação das usinas fotovoltaicas em conformidade com os parâmetros de qualidade da energia elétrica estabelecidos pela ANEEL e pela distribuidora local, incentivando programas contínuos de monitoramento, manutenção preventiva e corretiva, e reposição de equipamentos.
<b>Fórmula de Cálculo</b>	$IQ = 0,25 \times SFP + 0,25 \times SDH + 0,25 \times SVT + 0,25 \times SDI$ , onde: <b>SFP</b> : Subindicador do Fator de Potência Médio; <b>SDH</b> : Subindicador de Distúrbios Harmônicos; <b>SVT</b> : Subindicador de Variações de Tensão; e <b>SDI</b> : Subindicador de Desconexões Involuntárias.

<b>Metodologia</b>	Não se Aplica.
<b>Condições</b>	Se $IQ_i \geq 0,75$ , então $IQ = 1,00$ ; Se $0,50 \leq IQ_i < 0,75$ , então $IQ = 0,50$ ; Se $IQ_i < 0,5$ , $IQ = 0,00$
<b>Fonte</b>	Concessionária.
<b>Documentos Comprobatórios</b>	Planos, Estudos e Relatórios confeccionados pela CONCESSIONÁRIA, de acordo com o Caderno de Encargos.
<b>Aferidor</b>	Verificador Independente
<b>Unidade de Medida</b>	Adimensional
<b>Periodicidade</b>	Trimestral
<b>Observações</b>	Não há.

Figura 21 - Indicador de Qualidade (IQ)

#### 11.5.4.1. Subindicador do Fator de Potência Médio - SFP

##### Subindicador do Fator de Potência Médio (SFP)

<b>Descrição</b>	<p>Avalia se a usina fotovoltaica da Concessionária opera dentro dos limites de fator de potência exigidos pela ANEEL e pela distribuidora, evitando a injeção ou o consumo excessivo de energia reativa.</p> <p>Regulamentação ANEEL:</p> <p>REN ANEEL nº 1.000/2021, Art. 302: "O fator de potência de referência 'fR', indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido o valor de 0,92 (noventa e dois décimos) para a unidade consumidora do grupo A." (As usinas de minigeração distribuída são geralmente enquadradas no Grupo A para fins de faturamento e injeção).</p> <p>REN ANEEL nº 1.000/2021, Art. 304: Detalha a cobrança de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes caso o fator de potência não esteja dentro dos limites.</p> <p>PRODIST Módulo 8: Detalha os procedimentos e limites para medição e avaliação do fator de potência.</p>
------------------	--

<p><b>Fórmula de Cálculo</b></p>	$SFP = \frac{\sum_1^3 SFP_k}{3}, \text{ onde:}$ <p>SFP<sub>k</sub>: Nota do Subindicador do Fator de Potência Médio do mês k;  <math>\sum_1^3 SFP_k</math>: Somatório trimestral dos Subindicadores do Fator de Potência Médio;</p>							
<p><b>Metodologia</b></p>	<p>Análise de Medições do sistema de faturamento da distribuidora e dados de medidores de qualidade de energia instalados no ponto de conexão da usina, em conformidade com o PRODIST Módulo 8. E Verificação de ausência de cobranças de reativos excedentes.</p>							
<p><b>Condições</b></p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center; background-color: #1a3d4d; color: white;">Condição</th> <th style="text-align: center; background-color: #1a3d4d; color: white;">Nota do SFP<sub>k</sub></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="579 1196 970 1424">                     Fator de Potência Médio mensal no ponto de conexão da usina for igual ou superior a 0,92 indutivo ou capacitivo e não houve registro de cobrança de energia reativa excedente                 </td> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">1,00</td> </tr> <tr> <td data-bbox="579 1424 970 1653">                     Fator de Potência Médio mensal no ponto de conexão da usina for inferior a 0,92 indutivo ou capacitivo ou não houve registro de cobrança de energia reativa excedente                 </td> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">0,00</td> </tr> </tbody> </table>		Condição	Nota do SFP <sub>k</sub>	Fator de Potência Médio mensal no ponto de conexão da usina for igual ou superior a 0,92 indutivo ou capacitivo e não houve registro de cobrança de energia reativa excedente	1,00	Fator de Potência Médio mensal no ponto de conexão da usina for inferior a 0,92 indutivo ou capacitivo ou não houve registro de cobrança de energia reativa excedente	0,00
Condição	Nota do SFP <sub>k</sub>							
Fator de Potência Médio mensal no ponto de conexão da usina for igual ou superior a 0,92 indutivo ou capacitivo e não houve registro de cobrança de energia reativa excedente	1,00							
Fator de Potência Médio mensal no ponto de conexão da usina for inferior a 0,92 indutivo ou capacitivo ou não houve registro de cobrança de energia reativa excedente	0,00							
<p><b>Fonte</b></p>	<p>Concessionária.</p>							
<p><b>Documentos Comprobatórios</b></p>	<p>Relatório Gerencial Mensal elaborado pela CONCESSIONÁRIA.</p>							
<p><b>Aferidor</b></p>	<p>Verificador Independente</p>							

<b>Unidade de Medida</b>	Adimensional
<b>Periodicidade</b>	Trimestral, ao final do ciclo de aferição em exercício
<b>Observações</b>	Não há.

Figura 22 - Subindicador do Fator de Potência Médio (SFP)

**11.5.4.2. Subindicador de Distúrbios Harmônicos - SDH**
**Subindicador de Distúrbios Harmônicos (SDH)**

<b>Descrição</b>	<p>Verifica se a operação da usina fotovoltaica não causa distúrbios harmônicos excessivos na rede de distribuição, protegendo a qualidade da energia para os demais usuários e a integridade dos equipamentos.</p> <p>Regulamentação ANEEL:</p> <p>REN ANEEL nº 1.000/2021, Art. 437, I: Menciona "harmônicos" como um dos fenômenos de qualidade avaliados em regime permanente.</p> <p>PRODIST Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica: Estabelece os limites máximos para os níveis de Distorção Harmônica Total de Tensão (THDv) e de Corrente (THDi), bem como para harmônicos individuais, no ponto de conexão, conforme o tipo de carga/geração e nível de tensão.</p>
<b>Fórmula de Cálculo</b>	$SFP = \frac{\sum_1^3 SDH_k}{3}, \text{ onde:}$ <p>SDH<sub>k</sub>: Nota do Subindicador de Distúrbios Harmônicos do mês k;</p> <p><math>\sum_1^3 SDH_k</math>: Somatório trimestral dos Subindicadores de Distúrbios Harmônicos;</p>

<p><b>Metodologia</b></p>	<p>Análise de Medições de analisadores de qualidade de energia instalados no ponto de conexão da usina, em conformidade com o PRODIST Módulo 8.</p>							
<p><b>Condições</b></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="576 878 971 913">Condição</th> <th data-bbox="971 878 1366 913">Nota do SFP<sub>k</sub></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="576 913 971 1404"> <p>Os níveis de Distorção Harmônica Total de Tensão (THDv) e de Corrente (THDi) no ponto de conexão da usina <b>não excederem</b> os limites estabelecidos no PRODIST Módulo 8 para a classe de usina e nível de tensão aplicáveis, em pelo menos 95% do tempo no período de medição mensal, considerando intervalos de medição de 10 minutos.</p> </td> <td data-bbox="971 913 1366 1404"> <p align="center">1,00</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="576 1404 971 1897"> <p>Os níveis de Distorção Harmônica Total de Tensão (THDv) e de Corrente (THDi) no ponto de conexão da usina <b>excederem</b> os limites estabelecidos no PRODIST Módulo 8 para a classe de usina e nível de tensão aplicáveis, em pelo menos 95% do tempo no período de medição mensal, considerando intervalos de medição de 10 minutos</p> </td> <td data-bbox="971 1404 1366 1897"> <p align="center">0,00</p> </td> </tr> </tbody> </table>	Condição	Nota do SFP <sub>k</sub>	<p>Os níveis de Distorção Harmônica Total de Tensão (THDv) e de Corrente (THDi) no ponto de conexão da usina <b>não excederem</b> os limites estabelecidos no PRODIST Módulo 8 para a classe de usina e nível de tensão aplicáveis, em pelo menos 95% do tempo no período de medição mensal, considerando intervalos de medição de 10 minutos.</p>	<p align="center">1,00</p>	<p>Os níveis de Distorção Harmônica Total de Tensão (THDv) e de Corrente (THDi) no ponto de conexão da usina <b>excederem</b> os limites estabelecidos no PRODIST Módulo 8 para a classe de usina e nível de tensão aplicáveis, em pelo menos 95% do tempo no período de medição mensal, considerando intervalos de medição de 10 minutos</p>	<p align="center">0,00</p>	
Condição	Nota do SFP <sub>k</sub>							
<p>Os níveis de Distorção Harmônica Total de Tensão (THDv) e de Corrente (THDi) no ponto de conexão da usina <b>não excederem</b> os limites estabelecidos no PRODIST Módulo 8 para a classe de usina e nível de tensão aplicáveis, em pelo menos 95% do tempo no período de medição mensal, considerando intervalos de medição de 10 minutos.</p>	<p align="center">1,00</p>							
<p>Os níveis de Distorção Harmônica Total de Tensão (THDv) e de Corrente (THDi) no ponto de conexão da usina <b>excederem</b> os limites estabelecidos no PRODIST Módulo 8 para a classe de usina e nível de tensão aplicáveis, em pelo menos 95% do tempo no período de medição mensal, considerando intervalos de medição de 10 minutos</p>	<p align="center">0,00</p>							
<p><b>Fonte</b></p>	<p>Concessionária.</p>							

<b>Documentos Comprobatórios</b>	Relatório Gerencial Mensal elaborado pela CONCESSIONÁRIA.
<b>Aferidor</b>	Verificador Independente
<b>Unidade de Medida</b>	Adimensional
<b>Periodicidade</b>	Trimestral, ao final do ciclo de aferição em exercício
<b>Observações</b>	Não há.

Figura 23 - Subindicador de Distúrbios Harmônicos (SDH)

### 11.5.4.3. Subindicador de Variações de Tensão - SVT

#### Subindicador de Variações de Tensão (SVT)

<b>Descrição</b>	<p>Garante que a usina fotovoltaica contribui para a manutenção dos níveis de tensão dentro das faixas adequadas no ponto de conexão, conforme exigências da ANEEL, prevenindo variações que possam afetar a estabilidade da rede.</p> <p>Regulamentação ANEEL:</p> <p>REN ANEEL nº 1.000/2021, Art. 437, I e II: Aborda "tensão em regime permanente" e "variações de tensão de curta duração - VTCD".</p> <p>REN ANEEL nº 1.000/2021, Art. 437, § 2º: "O consumidor tem o direito de ser atendido em tensão adequada, sendo permitido, na realização de medição, a ocorrência de até 3% (três por cento) das medições na faixa precária e até 0,5% (cinco décimos percentuais) das medições na faixa crítica."</p> <p>PRODIST Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica: Detalha as faixas de tensão (adequada, precária, crítica) e os limites para flutuações e variações de curta duração (afundamentos, elevações e interrupções momentâneas).</p>
<b>Fórmula de Cálculo</b>	$SVT = \frac{\sum_{1}^3 SVT_k}{3}, \text{ onde:}$ <p>SVT<sub>k</sub>: Nota do Subindicador de Variações de Tensão do mês k;</p> <p><math>\sum_{1}^3 SVT_k</math>: Somatório trimestral dos Subindicadores de Variações de Tensão;</p>

<p><b>Metodologia</b></p>	<p>Análise de Medições de analisadores de qualidade de energia instalados no ponto de conexão da usina, em conformidade com o PRODIST Módulo 8.</p>							
<p><b>Condições</b></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="576 878 970 913">Condição</th> <th data-bbox="970 878 1366 913">Nota do SFP<sub>k</sub></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="576 913 970 1518"> <p>Os valores de tensão no ponto de conexão da usina, aferidos em intervalos de 10 minutos, <b>permaneceram</b> classificados como "adequada" em pelo menos 96,5% do tempo, "precária" em no máximo 3% do tempo, e "crítica" em no máximo 0,5% do tempo no período de medição mensal, conforme o PRODIST Módulo 8 <b>e a usina não foi</b> a causa comprovada de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) que excedam os limites do PRODIST Módulo 8.</p> </td> <td data-bbox="970 913 1366 1518"> <p>1,00</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="576 1518 970 2047"> <p>Os valores de tensão no ponto de conexão da usina, aferidos em intervalos de 10 minutos, <b>não permaneceram</b> classificados como "adequada" em pelo menos 96,5% do tempo, "precária" em no máximo 3% do tempo, e "crítica" em no máximo 0,5% do tempo no período de medição mensal, conforme o PRODIST Módulo 8 <b>ou a usina foi</b> a causa comprovada de Variações de Tensão de Curta Duração</p> </td> <td data-bbox="970 1518 1366 2047"> <p>0,00</p> </td> </tr> </tbody> </table>	Condição	Nota do SFP <sub>k</sub>	<p>Os valores de tensão no ponto de conexão da usina, aferidos em intervalos de 10 minutos, <b>permaneceram</b> classificados como "adequada" em pelo menos 96,5% do tempo, "precária" em no máximo 3% do tempo, e "crítica" em no máximo 0,5% do tempo no período de medição mensal, conforme o PRODIST Módulo 8 <b>e a usina não foi</b> a causa comprovada de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) que excedam os limites do PRODIST Módulo 8.</p>	<p>1,00</p>	<p>Os valores de tensão no ponto de conexão da usina, aferidos em intervalos de 10 minutos, <b>não permaneceram</b> classificados como "adequada" em pelo menos 96,5% do tempo, "precária" em no máximo 3% do tempo, e "crítica" em no máximo 0,5% do tempo no período de medição mensal, conforme o PRODIST Módulo 8 <b>ou a usina foi</b> a causa comprovada de Variações de Tensão de Curta Duração</p>	<p>0,00</p>	
Condição	Nota do SFP <sub>k</sub>							
<p>Os valores de tensão no ponto de conexão da usina, aferidos em intervalos de 10 minutos, <b>permaneceram</b> classificados como "adequada" em pelo menos 96,5% do tempo, "precária" em no máximo 3% do tempo, e "crítica" em no máximo 0,5% do tempo no período de medição mensal, conforme o PRODIST Módulo 8 <b>e a usina não foi</b> a causa comprovada de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) que excedam os limites do PRODIST Módulo 8.</p>	<p>1,00</p>							
<p>Os valores de tensão no ponto de conexão da usina, aferidos em intervalos de 10 minutos, <b>não permaneceram</b> classificados como "adequada" em pelo menos 96,5% do tempo, "precária" em no máximo 3% do tempo, e "crítica" em no máximo 0,5% do tempo no período de medição mensal, conforme o PRODIST Módulo 8 <b>ou a usina foi</b> a causa comprovada de Variações de Tensão de Curta Duração</p>	<p>0,00</p>							

	(VTCD) que excedam os limites do PRODIST Módulo 8.
<b>Fonte</b>	Concessionária.
<b>Documentos Comprobatórios</b>	Relatório Gerencial Mensal elaborado pela CONCESSIONÁRIA.
<b>Aferidor</b>	Verificador Independente
<b>Unidade de Medida</b>	Adimensional
<b>Periodicidade</b>	Trimestral, ao final do ciclo de aferição em exercício
<b>Observações</b>	Não há.

Figura 24 - Subindicador de Variações de Tensão (SVT)

#### 11.5.4.4. Subindicador de Desconexões Involuntárias - SDI

##### Subindicador de Desconexões Involuntárias (SDI)

<b>Descrição</b>	<p>Avalia a estabilidade e a confiabilidade da usina fotovoltaica, garantindo que ela não sofra desconexões não programadas ou falhe em manter-se conectada à rede quando exigido pelas normas de conexão, contribuindo para a disponibilidade da energia gerada.</p> <p>Regulamentação ANEEL:</p> <p>REN ANEEL nº 1.059/2023, Anexo III da RN 956 (Módulo 3 do PRODIST), Tabela 1-A, 1-B e 1-C: Estabelece as funções de proteção e a "suportabilidade" (ride-through) de micro/minigeração distribuída a variações de frequência e tensão, ou seja, as condições sob as quais a usina deve permanecer conectada à rede.</p> <p>REN ANEEL nº 1.000/2021, Art. 655-T: "Aplica-se o estabelecido no art. 44 no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída."</p> <p>PRODIST Módulo 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica: Detalha os requisitos de proteção e operação para a conexão de geradores.</p>
------------------	---

<p><b>Fórmula de Cálculo</b></p>	$SDI = \frac{\sum_1^3 SDI_k}{3}, \text{ onde:}$ <p>SVT<sub>k</sub>: Nota do Subindicador de Desconexões Involuntárias do mês k;  <math>\sum_1^3 SVT_k</math>: Somatório trimestral dos Subindicadores de Desconexões Involuntárias;</p>							
<p><b>Metodologia</b></p>	<p>Análise se houve registro de desconexões involuntárias (não programadas e não causadas por falha externa à usina que exija o desligamento regulatório) atribuíveis a falhas da usina ou de seus equipamentos, e se a usina demonstrar conformidade com os requisitos de suportabilidade (<i>ride-through</i>) a distúrbios de frequência e tensão (Tabelas 1-B e 1-C do PRODIST Módulo 3) quando tais distúrbios ocorrerem na rede.</p>							
<p><b>Condições</b></p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center; color: green;">Condição</th> <th style="text-align: center; color: green;">Nota do SFP<sub>k</sub></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="577 1196 970 1798"> <p><b>Não houve</b> registro de desconexões involuntárias (não programadas e não causadas por falha externa à usina que exija o desligamento regulatório) atribuíveis a falhas da usina ou de seus equipamentos, <b>ou</b> se a usina <b>demonstrou</b> conformidade com os requisitos de suportabilidade (<i>ride-through</i>) a distúrbios de frequência e tensão (Tabelas 1-B e 1-C do PRODIST Módulo 3) quando tais distúrbios ocorrerem na rede.</p> </td> <td data-bbox="970 1196 1359 1798" style="text-align: center; vertical-align: top;">1,00</td> </tr> <tr> <td data-bbox="577 1798 970 2018"> <p><b>Houve</b> registro de desconexões involuntárias (não programadas e não causadas por falha externa à usina que exija o desligamento regulatório) atribuíveis a falhas</p> </td> <td data-bbox="970 1798 1359 2018" style="text-align: center; vertical-align: top;">0,00</td> </tr> </tbody> </table>		Condição	Nota do SFP <sub>k</sub>	<p><b>Não houve</b> registro de desconexões involuntárias (não programadas e não causadas por falha externa à usina que exija o desligamento regulatório) atribuíveis a falhas da usina ou de seus equipamentos, <b>ou</b> se a usina <b>demonstrou</b> conformidade com os requisitos de suportabilidade (<i>ride-through</i>) a distúrbios de frequência e tensão (Tabelas 1-B e 1-C do PRODIST Módulo 3) quando tais distúrbios ocorrerem na rede.</p>	1,00	<p><b>Houve</b> registro de desconexões involuntárias (não programadas e não causadas por falha externa à usina que exija o desligamento regulatório) atribuíveis a falhas</p>	0,00
Condição	Nota do SFP <sub>k</sub>							
<p><b>Não houve</b> registro de desconexões involuntárias (não programadas e não causadas por falha externa à usina que exija o desligamento regulatório) atribuíveis a falhas da usina ou de seus equipamentos, <b>ou</b> se a usina <b>demonstrou</b> conformidade com os requisitos de suportabilidade (<i>ride-through</i>) a distúrbios de frequência e tensão (Tabelas 1-B e 1-C do PRODIST Módulo 3) quando tais distúrbios ocorrerem na rede.</p>	1,00							
<p><b>Houve</b> registro de desconexões involuntárias (não programadas e não causadas por falha externa à usina que exija o desligamento regulatório) atribuíveis a falhas</p>	0,00							

	da usina ou de seus equipamentos, e se a usina <b>não demonstrou</b> conformidade com os requisitos de suportabilidade (ride-through) a distúrbios de frequência e tensão (Tabelas 1-B e 1-C do PRODIST Módulo 3) quando tais distúrbios ocorrerem na rede.	
<b>Fonte</b>	Concessionária.	
<b>Documentos Comprobatórios</b>	Relatório Gerencial Mensal elaborado pela CONCESSIONÁRIA.	
<b>Aferidor</b>	Verificador Independente	
<b>Unidade de Medida</b>	Adimensional	
<b>Periodicidade</b>	Trimestral, ao final do ciclo de aferição em exercício	
<b>Observações</b>	Não há.	

Figura 25 - Subindicador de Desconexões Involuntárias (SDI)

## **12. Avaliação Econômico-Financeira**

Este Capítulo reúne as principais informações sobre o Plano de Negócios de Referência da parceria público-privada na modalidade concessão administrativa para a implantação, operação e manutenção de centrais para geração distribuída de energia solar fotovoltaica destinadas ao suprimento da demanda energética de unidades consumidoras vinculadas às Prefeituras Municipais, com gestão de serviços de compensação de créditos de energia elétrica.

O objetivo deste documento é o de constituir uma referência, apresentando o racional adotado para as premissas de negócio consideradas na etapa de modelagem.

Esta modelagem econômico-financeira fundamenta-se na construção de Usinas Solares Fotovoltaicas que somadas possuem de 24,0 MW (vinte e quatro megawatts) de potência instalada.

Para os primeiros vinte e oito meses de contrato está prevista a construção das usinas, com início da operação escalonada, sendo que após o término de período de construção (27 meses), a concessionária operará com 100% da capacidade. Durante o período de OPERAÇÃO das usinas, seja integral ou parcial, a CONCESSIONÁRIA fará jus ao recebimento de PARCELAS REMUNERATÓRIAS MENSAS pelo PODER CONCEDENTE, um desconto em relação à tarifa cobrada pela DISTRIBUIDORA, conforme a proposta econômica vencedora do certame licitatório.

Estima-se que a Produção Energética Anual (PEA) do somatório das usinas resulte no montante de 34.014.090,25 kWh/ano (trinta e quatro milhões, quatorze mil e noventa inteiros e cinco centésimos de quilowatt-hora ano). A Geração Mínima Anual (GMA) estimada é de 30.921.900,23 kWh/ano (trinta milhões, novecentos e vinte e um mil e novecentos inteiros e vinte e três centésimos de quilowatt-hora ano).

Para efeitos da CONTRAPRESTAÇÃO MENSAL EFETIVA (CME), considera-se a GMA do somatório das usinas, e desconsiderou-se qualquer RECEITA ACESSÓRIA projetada.

Para cumprimento do objeto do contrato, a futura Concessionária deverá fazer frente a diversos custos e despesas operacionais ao longo de toda a concessão. Para a realização da projeção financeira em questão, foram consultados tanto especialistas na operação desse tipo de serviço e pesquisa em contratos com objetos similares ao objeto da parceria público-privada para que fosse possível elencar e projetar todos os custos e despesas operacionais. Os itens referentes a custos e investimentos detalhados são o mínimo necessário para a execução do objeto imaginado.

A elaboração dos estudos compreendeu a avaliação e a aplicação das seguintes premissas em caráter geral:

- Projeções mercadológicas, impactadas pelos cenários macroeconômicos e setoriais da economia brasileira;
- Construção e início da operação das usinas de forma escalonada durante os primeiros vinte e oito meses da concessão, sendo 24 (vinte e quatro) usinas de 1MWp;
- Estimativa de investimentos e custos operacionais;
- Carga tributária incidente sobre as operações;
- Vinte e sete anos de contrato.

As informações apuradas no presente relatório foram obtidas nos Estudos técnicos e consolidadas na planilha de modelagem econômico-financeira, que apresenta o fluxo de Caixa do cenário a ser implementado.

## 12.1. Premissas

O modelo de Concessão para a estruturação do projeto de Parceria Público-Privada foi dimensionado para o período de 27 anos. O Período compreende a completa construção do parque de usinas no período de 27 meses.

As premissas macroeconômicas, fiscais, tributárias e demais premissas relevantes assumidas no modelo serão detalhadas nos tópicos a seguir:

### 12.1.1. Premissas Macroeconômicas

As projeções dos indicadores macroeconômicos utilizados nos cálculos econômico-financeiros estão representadas na tabela a seguir:

Tabela 8 – Indicadores Macroeconômicos<sup>5</sup>

Indicador	Ano 01	Ano 02	Ano 03	Ano 04	Ano 05	Ano 10	Ano 15	Ano 20
<b>IPCA</b>	4,00%	3,80%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
<b>Inflação Energética</b>	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
<b>IGP-M</b>	3,90%	3,99%	3,85%	3,70%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
<b>SELIC</b>	12,25%	10,50%	10,00%	9,50%	9,50%	9,04%	9,04%	9,04%
<b>CDI</b>	12,63%	11,63%	10,39%	10,39%	10,39%	10,75%	10,75%	10,75%
<b>TLP</b>	5,50	5,70	5,75	5,75	5,75	5,01%	5,01%	5,01%
<b>Dólar Médio</b>	6,00	5,30	5,96	5,89	5,00	5,00	5,00	5,00

Fonte: Itaú BBA e Boletim Focus – Banco Central

### 12.1.2. Premissas Fiscais e Tributárias

Foram adotadas premissas tributárias em estrita aderência à legislação brasileira atual. Os impostos e alíquotas tributárias consideradas estão apresentadas a seguir:

<sup>5</sup> Fontes: Banco Itaú (<https://www.itaubba-pt/analises-economicas/projecoes>) e Boletim Focus (<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>). Acesso em 19/02/2026

**12.1.2.1. IR (Imposto de Renda)**

Imposto Federal que incide sobre o lucro real da pessoa jurídica, cuja alíquota corresponde a 15%. Somado a essa alíquota, quando a parcela do lucro real exceder ao valor resultante da multiplicação de R\$20.000,00 (vinte mil reais) pelo número de meses do respectivo período de apuração, a pessoa jurídica sujeita-se à incidência de adicional de imposto à alíquota de 10% (dez por cento). Para efeitos de projeção foi considerado, de forma conservadora, o regime tributário de lucro real.

**12.1.2.2. CSLL (Contribuição Social sobre Lucro Líquido)**

Contribuição tributária federal cujo objetivo é financiar a seguridade social. Sua incidência sobre o LAIR (lucro antes do Imposto de Renda) com alíquota de 9%;

**12.1.2.3. PIS (Programa de Integração Social)**

Contribuição tributária federal de caráter social, que tem por objetivo financiar o pagamento do seguro-desemprego, abono e participação na receita dos órgãos e entidades, tanto para os trabalhadores de empresas públicas, como privadas. O Tributo Federal incide sobre o faturamento bruto, no regime não cumulativo, cuja alíquota é de 1,65%;

**12.1.2.4. COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social)**

Contribuição tributária federal de caráter social cujo objetivo é financiar a seguridade social contemplando áreas fundamentais como Previdência Social, Assistência Social e Saúde Pública. A incidência ocorre sobre o faturamento bruto, no regime não cumulativo, com alíquota de 7,60%;

**12.1.2.5. IOF (imposto sobre Operações Financeiras)**

Incidente sobre os prêmios de seguros com alíquota de 7,38%.

#### 12.1.2.6. ISS (Imposto sobre Serviços)

O Modelo Econômico-Financeiro Preliminar considerou a incidência da alíquota de 5% referente à contribuição tributária municipal sobre a atividade;

Considerou-se a tributação de Imposto de Renda e CSLL com base no **lucro Real**, conforme as alíquotas apresentadas na tabela a seguir:

Tabela 9 - Alíquotas Tarifárias

Tributo	Alíquota
Pis	1,65%
Cofins	7,60%
ISS	5,00%
Imposto de Renda	15,00%
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	10,00%
Contribuição Social	9,00%
IOF (Seguros e Garantias)	7,38%

#### 12.1.3. Fontes de Receitas

##### 12.1.3.1. Contraprestação Pecuniária

A Receita de Contraprestação, Contraprestação Pecuniária ou Contraprestação Pública (CP) é uma receita mensal paga pelo Poder Concedente para remunerar parte das despesas do projeto, como os investimentos realizados, despesas administrativas, operacionais, tributos e encargos, e reflete um desconto em relação à tarifa da EMPRESA DISTRIBUIDORA. Essa contraprestação está também condicionada a fatores de disponibilidade e desempenho. Para a elaboração dessa avaliação foi considerado que não haverá penalidades decorrentes desses fatores sobre a contraprestação.

A CP foi calculada de tal maneira que o concessionário possua um retorno equivalente ao WACC demonstrado na seção 12.6 - Estimativa do custo de Capitais.

A fonte de recursos para pagamento da Contraprestação mensal é a vinculação de recursos ordinários dos Municípios.

#### **12.1.3.2. Aportes Públicos**

Não foi considerado qualquer tipo de aporte público por parte do COMAM ou das Prefeituras participantes. Ou seja, a totalidade dos investimentos deverá ser realizada pela Concessionária.

#### **12.1.3.3. Receitas acessórias**

As receitas acessórias são um elemento comum dos Contratos de PPPs. Essas receitas correspondem a um conjunto de valores cujo recebimento decorre da realização de atividades econômicas relacionadas tangencialmente ao objeto de um Contrato de concessão. No momento, a implantação de atividades acessórias aos serviços de geração fotovoltaica ainda não estão difundidas no país, tanto por razões de desenvolvimento tecnológico quanto por falta de modelos de negócio bem estabelecidos.

O modelo proposto para a concessão também apresenta a possibilidade de exploração de receitas acessórias decorrentes das possibilidades de sinergia de algumas atividades com o objeto da concessão.

No entanto, neste modelo econômico não foram considerados valores relativos à exploração dessas receitas.

Entre as possibilidades de empreendimento de negócios, foram destacados os potenciais relativos à:

- Geração e Gestão de Créditos de Energia a Terceiros;
- Recarga de veículos elétricos;
- Totens para carregamento de celulares e disponibilização de wi-fi em praças públicas.

#### **12.1.3.4. Pagamento à Concessionária e Marcos de Investimento**

Foi considerado que o pagamento da contraprestação mensal deve ser atrelado ao cumprimento de índices técnicos, como fator de construção das usinas, desempenho, disponibilidade e cumprimento do cronograma de investimentos.

O valor da CP, durante o ciclo de investimentos, será escalonado, a contar da data de início do Contrato de concessão, sendo elevado gradativamente após o atingimento de metas de geração e será percebido integralmente<sup>6</sup> pela Concessionária a partir do atingimento do último marco definido para a construção do parque de usinas.

A receita do Contrato de PPP é decorrente, basicamente, da contraprestação pecuniária paga pelo Poder Público. O faturamento bruto é tomado, então, como o valor da contraprestação sem os descontos previstos pelo não cumprimento das metas de desempenho, que afeta a receita da Concessionária, caso não sejam aferidos os padrões esperados dos serviços prestados. A contraprestação prevista para o modelo foi adequada à operação das usinas em conformidade com os requisitos de qualidade definidos nos estudos técnicos permitindo ainda a obtenção de uma taxa interna de retorno semelhante ao WACC informado na seção 12.6 - Estimativa do custo de Capitais.

---

<sup>6</sup> O presente estudo considera a projeção do fluxo de caixa levando-se em consideração o pleno atendimento às metas estabelecidas nas definições técnicas para obtenção dos resultados máximos nos indicadores de desempenho.

Durante o período de construção, os coeficientes de remuneração da tabela a seguir, incidirão sobre a CMM:

Tabela 10 - Alíquotas Tarifárias

Fase	Marco	Duração (Dias)	Percentuais de Operação	FO (Fator de Operação) - Início do Período	FO (Fator de Operação) - Final do Período
I		30	0	0	
II	I	300	4,17%	0	0,0417
	II	30	8,33%	0,0417	0,0833
	III	30	12,50%	0,0833	0,1250
	IV	30	16,67%	0,1250	0,1667
	V	30	20,83%	0,1667	0,2083
	VI	30	25,00%	0,2083	0,2500
	VII	30	29,17%	0,2500	0,2917
	VIII	30	33,33%	0,2917	0,3333
	IX	30	37,50%	0,3333	0,3750
	X	30	41,67%	0,3750	0,4167
	XI	30	45,83%	0,4167	0,4583
	XII	30	50,00%	0,4583	0,5000
	XIII	30	58,33%	0,5000	0,5833
	XIV	30	66,67%	0,5833	0,6667
	XV	30	75,00%	0,6667	0,7500
	XVI	30	83,33%	0,7500	0,8333
	XVII	30	91,67%	0,8333	0,9167
	XVIII	30	100%	0,9167	1
III		8.880	100%	1	1

O gráfico a seguir apresenta o comportamento da CP projetada durante o período de Construção:

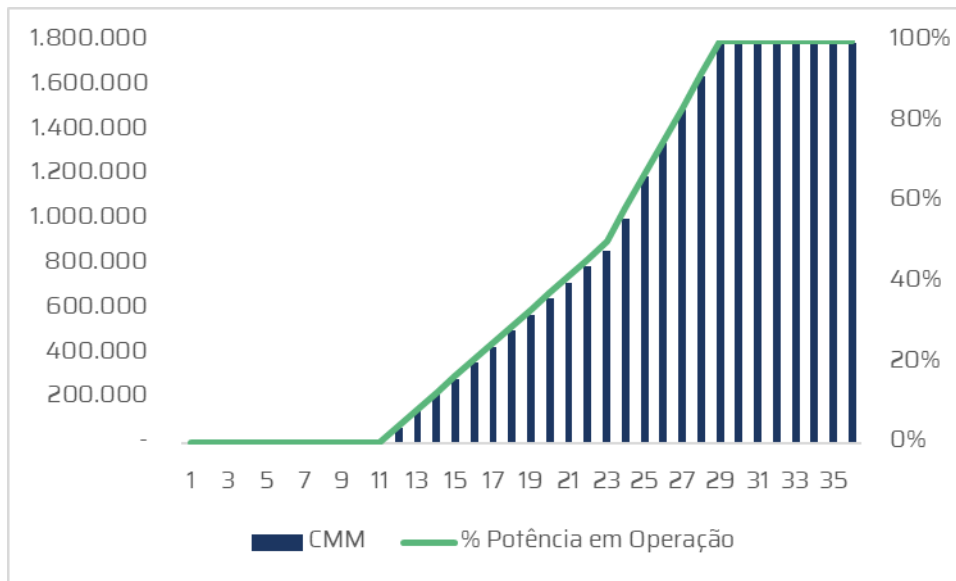


Gráfico 5 - Contraprestação Mensal Devida Durante os primeiros 24 meses

Os valores das Contraprestações máximas observadas durante o período de implantação são apresentados na tabela a seguir:<sup>7</sup>

Tabela 11 - Valor Mensal da Contraprestação Máxima Observada durante o período de implantação

Contraprestação	Valor (R\$ mil)	Contraprestação	Valor (R\$ mil)	Contraprestação	Valor (R\$ mil)
Mês 01	-	Mês 13	<b>143,54</b>	Mês 25	<b>1.194,21</b>
Mês 02	-	Mês 14	<b>215,30</b>	Mês 26	<b>1.343,49</b>
Mês 03	-	Mês 15	<b>287,07</b>	Mês 27	<b>1.492,77</b>
Mês 04	-	Mês 16	<b>358,84</b>	Mês 28	<b>1.642,04</b>
Mês 05	-	Mês 17	<b>430,61</b>	Mês 29	<b>1.791,32</b>
Mês 06	-	Mês 18	<b>502,37</b>	Mês 30	<b>1.791,32</b>
Mês 07	-	Mês 19	<b>574,14</b>	Mês 31	<b>1.791,32</b>
Mês 08	-	Mês 20	<b>645,91</b>	Mês 32	<b>1.791,32</b>
Mês 09	-	Mês 21	<b>717,68</b>	Mês 33	<b>1.791,32</b>
Mês 10	-	Mês 22	<b>789,44</b>	Mês 34	<b>1.791,32</b>
Mês 11	-	Mês 23	<b>861,21</b>	Mês 35	<b>1.791,32</b>
Mês 12	<b>69,01</b>	Mês 24	<b>1.004,75</b>	Mês 36	<b>1.791,32</b>

<sup>7</sup> Os valores de CMM consideram a inflação energética projetada, de 4% a.a.

#### **12.1.4. Capital de Giro**

As premissas de capital de giro apresentadas a seguir foram as consideradas na apuração do fluxo de caixa:

Tabela 12 - Prazos para Capital de Giro

<b>Descrição</b>	<b>Unidade</b>	<b>Dias</b>
Clientes	Dias de RB	30
Fornecedores	Dias de CSP/SG&A	30
Obrigações de Pessoal à Pagar	Dias da folha	30
PIS/COFINS	Dias de obrigações	30
IR/CSLL	Dias de obrigações	90
Caixa Mínimo	Dias	60

### **12.2. Modelo de Remuneração da Futura Concessionária**

#### **12.2.1. Contraprestação**

##### **12.2.1.1. Índices e mecanismos de reajuste**

Como o critério de licitação será o de maior desconto em relação à tarifa da DISTRIBUIDORA vigente, a CMM será reajustada mensalmente em relação à tarifa praticada em cada mês, assim como os demais valores expressos como percentual da CMM.

Os demais valores, que têm como data-base o mês de janeiro/26, são reajustados pelo IPCA.

##### **12.2.1.2. Impacto dos Indicadores de Desempenho**

O Modelo de Remuneração proposto apresenta a CME variável conforme o FATOR DE DESEMPENHO (FD) e, durante o período de implantação (Fase II), pelo FATOR DE OPERAÇÃO (FO). O FD ajusta o valor da contraprestação, podendo reduzi-la em

relação ao valor máximo da contraprestação mensal, em função do resultado do ÍNDICE DE DESEMPENHO GERAL (IDG), a fim de garantir continuamente a excelência dos serviços previstos.

O FD é apurado trimestralmente (porém com aferição mensal) com base na correspondência com o IDG aferido pelo SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO (SMD). O IDG consiste na ponderação de 4 indicadores principais: Indicador de Operação (IO), Indicador de Manutenção (IM), Indicador de Conformidade (IC) e Indicador de Qualidade (IQ).

O FD será determinado com base no resultado apurado do IDG no período de referência e terá um valor adimensional entre 0,8 e 1. A CME mensurada no presente estudo considerou o a obtenção do coeficiente máximo do ID para a avaliação do fluxo de caixa.

#### **12.2.1.3. Valores**

Na Tabela abaixo, os valores da Contraprestação Mensal calculada, geral e a participação por município, considerando-se a tarifa atual e o desconto mínimo da licitação (25%).

[Tabela 13 - Valores de Contraprestação Pecuniária, Mensal e Anual, por Município e Total](#)

<b>Município</b>	<b>Fração Ideal</b>	<b>Valor Mensal (R\$ mil)</b>	<b>Valor Anual (R\$ mil)</b>
Aramina	1,8895%	30,09	361,08
Batatais	14,5473%	231,66	2.779,95
Brodowski	4,5389%	72,28	867,37
Buritizal	3,0896%	49,20	590,42
Cristais Paulista	3,2323%	51,47	617,69
Ipuã	2,6033%	41,46	497,48
Ituverava	13,5346%	215,54	2.586,43
Jardinópolis	11,2793%	179,62	2.155,44
Jeriquara	2,2250%	35,43	425,20
Miguelópolis	3,5015%	55,76	669,12
Morro Agudo	4,7529%	75,69	908,27
Nuporanga	3,1238%	49,75	596,94
Orlândia	6,9016%	109,91	1.318,87
Patrocínio Paulista	5,2446%	83,52	1.002,22
Pedregulho	4,0463%	64,44	773,24
Restinga	1,7916%	28,53	342,37
Sales Oliveira	3,9781%	63,35	760,20
Santo Antônio da Alegria	2,2767%	36,26	435,07
São José da Bela Vista	2,6584%	42,33	508,01
Serrana	4,7847%	76,20	914,35
<b>Total</b>		<b>1.592,48</b>	<b>19.109,73</b>

## 12.3. Premissas de Investimento

### 12.3.1. Estrutura

De maneira geral, o Plano de Investimentos contempla desembolsos relevantes ao longo dos vinte e oito primeiros meses da concessão, período definido como Período Preliminar e Período de Construção das Usinas.

A partir do fim do Período de Construção, os investimentos cessarão, considerando o funcionamento adequado das usinas e seus componentes, com as exceções de um

reinvestimento em painéis no ano 14 e de um reinvestimento nos inversores solares, previsto para o 15º ano da concessão.

### **12.3.2. Aspectos Gerais do CAPEX**

Os investimentos necessários para instalação das Usinas acontecerão de acordo com os prazos máximos previstos no Cronograma da Concessão, observados os Indicadores de Qualidade de Serviço e as demais regras previstas no Contrato e seus anexos.

A instalação das usinas deverá ocorrer em terrenos providenciados pela Concessionária, e deverão receber as intervenções necessárias para a geração esperada. Há também a possibilidade de aquisição de Usinas já existentes na área de concessão da Distribuidora, bem como a hipótese de construção de usinas nos telhados, áreas livres ou terrenos contíguos das unidades consumidoras de qualquer um dos Municípios partícipes.

### **12.3.3. Orçamento de Investimento**

Para facilitar a leitura desse relatório, é apresentada a seguir, de forma resumida, a projeção dos investimentos.

[Tabela 14 - Projeção de Investimentos](#)

<b>Ano</b>	<b>Valor (R\$ mil)</b>	<b>Ano</b>	<b>Valor (R\$ mil)</b>
<b>Ano 0</b>	3.072,72	<b>Ano 14</b>	2.862,72
<b>Ano 1</b>	14.440,04	<b>Ano 15</b>	3.628,80
<b>Ano 2</b>	62.928,13	<b>Ano 16</b>	-
<b>Ano 3</b>	19.577,20	<b>Ano 17</b>	510,80
<b>Ano 4</b>	-	<b>Ano 18</b>	-
<b>Ano 5</b>	-	<b>Ano 19</b>	-
<b>Ano 6</b>	-	<b>Ano 20</b>	-
<b>Ano 7</b>	510,80	<b>Ano 21</b>	-
<b>Ano 8</b>	-	<b>Ano 22</b>	510,80
<b>Ano 9</b>	-	<b>Ano 23</b>	-
<b>Ano 10</b>	-	<b>Ano 24</b>	-
<b>Ano 11</b>	-	<b>Ano 25</b>	-
<b>Ano 12</b>	510,80	<b>Ano 26</b>	-
<b>Ano 13</b>	-	<b>Ano 27</b>	354,48

Considera-se que a demanda por energia dos prédios públicos dos Municípios partícipes é de 30.921.900,23 kWh/ano (trinta milhões, novecentos e vinte e um mil e novecentos inteiros e vinte e três centésimos de quilowatt-hora ano).

Os investimentos tiveram como base de informações relatórios do setor, que trouxeram subsídios técnicos para implantação das usinas.

Foram considerados reinvestimentos com painéis solares no 14º ano do contrato no valor aproximado de R\$ mil 2.862,72 e com inversores no 15º ano do contrato no valor aproximado de R\$ 3.628,00 mil.

O orçamento total estimado com as Usinas é de R\$ 102,77 milhões e o CAPEX total de R\$ 109,36 milhões.

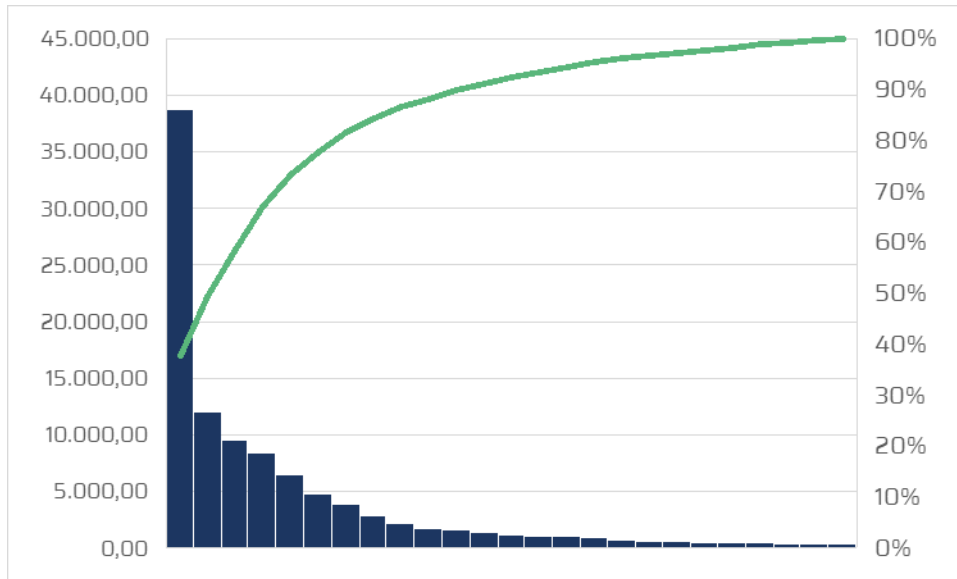


Gráfico 6 -Distribuição do CAPEX - Usinas

É apresentada a seguir, de forma detalhada, a projeção dos investimentos.

Tabela 15 - Projeção Detalhada dos Investimentos

CAPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Total	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3
<b>SPE</b>	<b>3.952,72</b>				
Abertura da SPE	200,00	40,00	160,00	-	-
Mobiliários	360,00	-	-	60,00	-
Equipamentos de Informática	360,00	-	-	60,00	-
Reembolso dos Estudos	3.032,72	3.032,72	-	-	-
<b>Veículos Leves e Caminhões</b>	<b>2.188,48</b>				
Veículos - Administração	937,92	-	-	156,32	-
Veículos - Manutenção e Operação	1.250,56	-	-	234,48	-
<b>Usinas</b>	<b>98.926,10</b>				
Projeto Executivo	1.039,78	-	151,63	671,53	216,62
Montagem de Módulos	1.442,03	-	210,30	931,31	300,42
Engenharia de Implantação	758,97	-	110,68	490,17	158,12
Montagem Elétrica	540,76	-	78,86	349,24	112,66
Montagem INV/CAB/SE/QGBT/SERV AUXILIARES	1.622,29	-	236,58	1.047,73	337,98
Locação de Veículo	1.728,00	-	252,00	1.116,00	360,00
Mão-de-Obra Própria	2.160,00	-	315,00	1.395,00	450,00
Mão-de-Obra Subcontratada	12.000,00	-	1.750,00	7.750,00	2.500,00
Deslocamento	414,72	-	60,48	267,84	86,40
Alimentação	540,00	-	78,75	348,75	112,50
Comissionamento	600,00	-	87,50	387,50	125,00
Deslocamento M. O. Subcontratada	408,00	-	59,50	263,50	85,00
Alimentação M. O. Subcontratada	540,00	-	78,75	348,75	112,50
Kit Fotovoltaico	38.747,55	-	4.704,00	20.832,02	6.720,01
Serviços Complementares	1.200,00	-	175,00	775,00	250,00
Mobilização Canteiro de Obras	1.080,00	-	157,50	697,50	225,00
Subestação	8.400,00	-	1.225,00	5.425,00	1.750,00
Materiais e Miscelâneas	6.480,00	-	945,00	4.185,00	1.350,00
Obras Cíveis	9.600,00	-	1.400,00	6.200,00	2.000,00
Seguros	408,00	-	59,50	263,50	85,00
Segurança Eletrônica	960,00	-	140,00	620,00	200,00
Licenciamentos	576,00	-	84,00	372,00	120,00
Melhoria da Rede Concessionária	4.800,00	-	700,00	3.100,00	1.000,00
ART/Impostos/BDI/Frete/Seguro de Risco	2.880,00	-	420,00	1.860,00	600,00
Terrenos	3.840,00	-	800,00	2.720,00	320,00
<b>Total</b>	<b>108.907,30</b>	<b>3.072,72</b>	<b>14.440,04</b>	<b>62.928,13</b>	<b>19.577,20</b>

CAPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8
<b>SPE</b>					
Abertura da SPE	-	-	-	-	-
Mobiliários	-	-	-	60,00	-
Equipamentos de Informática	-	-	-	60,00	-
Reembolso dos Estudos	-	-	-	-	-
<b>Veículos Leves e Caminhões</b>					
Veículos - Administração	-	-	-	156,32	-
Veículos - Manutenção e Operação	-	-	-	234,48	-
<b>Usinas</b>					
Projeto Executivo	-	-	-	-	-
Montagem de Módulos	-	-	-	-	-
Engenharia de Implantação	-	-	-	-	-
Montagem Elétrica	-	-	-	-	-
Montagem INV/CAB/SE/QGBT/SERV AUXILIARES	-	-	-	-	-
Locação de Veículo	-	-	-	-	-
Mão-de-Obra Própria	-	-	-	-	-
Mão-de-Obra Subcontratada	-	-	-	-	-
Deslocamento	-	-	-	-	-
Alimentação	-	-	-	-	-
Comissionamento	-	-	-	-	-
Deslocamento M. O. Subcontratada	-	-	-	-	-
Alimentação M. O. Subcontratada	-	-	-	-	-
Kit Fotovoltaico	-	-	-	-	-
Serviços Complementares	-	-	-	-	-
Mobilização Canteiro de Obras	-	-	-	-	-
Subestação	-	-	-	-	-
Materiais e Miscelâneas	-	-	-	-	-
Obras Cíveis	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-
Segurança Eletrônica	-	-	-	-	-
Licenciamentos	-	-	-	-	-
Melhoria da Rede Concessionária	-	-	-	-	-
ART/Impostos/BDI/Frete/Seguro de Risco	-	-	-	-	-
Terrenos	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	-	<b>510,80</b>	-

CAPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13
<b>SPE</b>					
Abertura da SPE	-	-	-	-	-
Mobiliários	-	-	-	60,00	-
Equipamentos de Informática	-	-	-	60,00	-
Reembolso dos Estudos	-	-	-	-	-
<b>Veículos Leves e Caminhões</b>					
Veículos - Administração	-	-	-	156,32	-
Veículos - Manutenção e Operação	-	-	-	234,48	-
<b>Usinas</b>					
Projeto Executivo	-	-	-	-	-
Montagem de Módulos	-	-	-	-	-
Engenharia de Implantação	-	-	-	-	-
Montagem Elétrica	-	-	-	-	-
Montagem INV/CAB/SE/QGBT/SERV AUXILIARES	-	-	-	-	-
Locação de Veículo	-	-	-	-	-
Mão-de-Obra Própria	-	-	-	-	-
Mão-de-Obra Subcontratada	-	-	-	-	-
Deslocamento	-	-	-	-	-
Alimentação	-	-	-	-	-
Comissionamento	-	-	-	-	-
Deslocamento M. O. Subcontratada	-	-	-	-	-
Alimentação M. O. Subcontratada	-	-	-	-	-
Kit Fotovoltaico	-	-	-	-	-
Serviços Complementares	-	-	-	-	-
Mobilização Canteiro de Obras	-	-	-	-	-
Subestação	-	-	-	-	-
Materiais e Miscelâneas	-	-	-	-	-
Obras Cíveis	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-
Segurança Eletrônica	-	-	-	-	-
Licenciamentos	-	-	-	-	-
Melhoria da Rede Concessionária	-	-	-	-	-
ART/Impostos/BDI/Frete/Seguro de Risco	-	-	-	-	-
Terrenos	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	-	<b>510,80</b>	-

CAPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18
<b>SPE</b>					
Abertura da SPE	-	-	-	-	-
Mobiliários	-	-	-	60,00	-
Equipamentos de Informática	-	-	-	60,00	-
Reembolso dos Estudos	-	-	-	-	-
<b>Veículos Leves e Caminhões</b>					
Veículos - Administração	-	-	-	156,32	-
Veículos - Manutenção e Operação	-	-	-	234,48	-
<b>Usinas</b>					
Projeto Executivo	-	-	-	-	-
Montagem de Módulos	-	-	-	-	-
Engenharia de Implantação	-	-	-	-	-
Montagem Elétrica	-	-	-	-	-
Montagem INV/CAB/SE/QGBT/SERV AUXILIARES	-	-	-	-	-
Locação de Veículo	-	-	-	-	-
Mão-de-Obra Própria	-	-	-	-	-
Mão-de-Obra Subcontratada	-	-	-	-	-
Deslocamento	-	-	-	-	-
Alimentação	-	-	-	-	-
Comissionamento	-	-	-	-	-
Deslocamento M. O. Subcontratada	-	-	-	-	-
Alimentação M. O. Subcontratada	-	-	-	-	-
Kit Fotovoltaico	2.862,72	3.628,80	-	-	-
Serviços Complementares	-	-	-	-	-
Mobilização Canteiro de Obras	-	-	-	-	-
Subestação	-	-	-	-	-
Materiais e Miscelâneas	-	-	-	-	-
Obras Cíveis	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-
Segurança Eletrônica	-	-	-	-	-
Licenciamentos	-	-	-	-	-
Melhoria da Rede Concessionária	-	-	-	-	-
ART/Impostos/BDI/Frete/Seguro de Risco	-	-	-	-	-
Terrenos	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.862,72</b>	<b>3.628,80</b>	<b>-</b>	<b>510,80</b>	<b>-</b>

CAPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23
<b>SPE</b>					
Abertura da SPE	-	-	-	-	-
Mobiliários	-	-	-	60,00	-
Equipamentos de Informática	-	-	-	60,00	-
Reembolso dos Estudos	-	-	-	-	-
<b>Veículos Leves e Caminhões</b>					
Veículos - Administração	-	-	-	156,32	-
Veículos - Manutenção e Operação	-	-	-	234,48	-
<b>Usinas</b>					
Projeto Executivo	-	-	-	-	-
Montagem de Módulos	-	-	-	-	-
Engenharia de Implantação	-	-	-	-	-
Montagem Elétrica	-	-	-	-	-
Montagem INV/CAB/SE/QGBT/SERV AUXILIARES	-	-	-	-	-
Locação de Veículo	-	-	-	-	-
Mão-de-Obra Própria	-	-	-	-	-
Mão-de-Obra Subcontratada	-	-	-	-	-
Deslocamento	-	-	-	-	-
Alimentação	-	-	-	-	-
Comissionamento	-	-	-	-	-
Deslocamento M. O. Subcontratada	-	-	-	-	-
Alimentação M. O. Subcontratada	-	-	-	-	-
Kit Fotovoltaico	-	-	-	-	-
Serviços Complementares	-	-	-	-	-
Mobilização Canteiro de Obras	-	-	-	-	-
Subestação	-	-	-	-	-
Materiais e Miscelâneas	-	-	-	-	-
Obras Cíveis	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-
Segurança Eletrônica	-	-	-	-	-
Licenciamentos	-	-	-	-	-
Melhoria da Rede Concessionária	-	-	-	-	-
ART/Impostos/BDI/Frete/Seguro de Risco	-	-	-	-	-
Terrenos	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	-	<b>510,80</b>	-

CAPEX (R\$ mil)				
DESCRIÇÃO	Ano 24	Ano 25	Ano 26	Ano 27
<b>SPE</b>				
Abertura da SPE	-	-	-	-
Mobiliários	-	-	-	60,00
Equipamentos de Informática	-	-	-	60,00
Reembolso dos Estudos	-	-	-	-
<b>Veículos Leves e Caminhões</b>				
Veículos - Administração	-	-	-	156,32
Veículos - Manutenção e Operação	-	-	-	78,16
<b>Usinas</b>				
Projeto Executivo	-	-	-	-
Montagem de Módulos	-	-	-	-
Engenharia de Implantação	-	-	-	-
Montagem Elétrica	-	-	-	-
Montagem INV/CAB/SE/QGBT/SERV AUXILIARES	-	-	-	-
Locação de Veículo	-	-	-	-
Mão-de-Obra Própria	-	-	-	-
Mão-de-Obra Subcontratada	-	-	-	-
Deslocamento	-	-	-	-
Alimentação	-	-	-	-
Comissionamento	-	-	-	-
Deslocamento M. O. Subcontratada	-	-	-	-
Alimentação M. O. Subcontratada	-	-	-	-
Kit Fotovoltaico	-	-	-	-
Serviços Complementares	-	-	-	-
Mobilização Canteiro de Obras	-	-	-	-
Subestação	-	-	-	-
Materiais e Miscelâneas	-	-	-	-
Obras Cíveis	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-
Segurança Eletrônica	-	-	-	-
Licenciamentos	-	-	-	-
Melhoria da Rede Concessionária	-	-	-	-
ART/Impostos/BDI/Frete/Seguro de Risco	-	-	-	-
Terrenos	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	-	<b>354,48</b>

#### 12.3.4. Depreciação dos Ativos

O Contrato de concessão não representa um direito de uso sobre a infraestrutura, como no caso de arrendamento, já que o poder concedente mantém o controle sobre ela. O concessionário tem sim um direito que é representado pelo acesso à

infraestrutura para prover o serviço público em nome do poder concedente, nos termos do Contrato. Assim, se e quando reconhecido, o ativo é um ativo intangível (nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 04) e/ou um ativo financeiro. Neste último caso somente é registrado um ativo financeiro no caso em que representa, de fato, direito contratual de receber caixa ou outro ativo financeiro, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPCs 38 e 39.

Os ativos referentes à infraestrutura das Usinas Solares são reversíveis ao PODER CONCEDENTE ao fim da CONCESSÃO. Em linha com as normas contábeis brasileiras e internacionais aplicáveis ao segmento de concessão (ICPC 01 - Contratos de Concessão) esses ativos são classificados como Ativo Financeiro, e, portanto, não são depreciáveis, mas amortizados no período de concessão.

A despeito dos fluxos de caixa livres do projeto terem sido projetados em termos reais, convém ressaltar que, para fins de determinação da base fiscal de apuração do Imposto de Renda - Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), as alíquotas fiscais incidem sobre o valor nominal do bem amortizado.

#### **12.4. Premissas de Custos e Despesas**

Utilizando-se as premissas de operação apresentadas nos estudos técnicos, a projeção da demanda de energia dos Municípios Partícipes e os valores orçados pela equipe de engenharia foram projetados os custos e despesas operacionais do Parque de Usinas que correspondem ao valor total de R\$ 219.010.432,73 (duzentos e dezenove milhões, dez mil, quatrocentos e trinta e dois reais e setenta e três centavos) durante o período de Concessão.

Tabela 16 - OPEX estimado

Ano	Valor (R\$ mil)	Ano	Valor (R\$ mil)
Ano 0	-	Ano 14	8.669,48
Ano 1	27,76	Ano 15	8.669,48
Ano 2	2.837,81	Ano 16	8.669,48
Ano 3	8.077,43	Ano 17	8.669,48
Ano 4	8.669,48	Ano 18	8.669,48
Ano 5	8.669,48	Ano 19	8.669,48
Ano 6	8.669,48	Ano 20	8.669,48
Ano 7	8.669,48	Ano 21	8.669,48
Ano 8	8.669,48	Ano 22	8.669,48
Ano 9	8.669,48	Ano 23	8.669,48
Ano 10	8.669,48	Ano 24	8.669,48
Ano 11	8.669,48	Ano 25	8.669,48
Ano 12	8.669,48	Ano 26	8.669,48
Ano 13	8.669,48	Ano 27	8.669,48

Tabela 17 - OPEX Projetado Detalhado

OPEX (R\$ mil)						
DESCRIÇÃO	Total	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	
<b>Manutenção e Operação</b>						
Segurança	1.818,00	0,25	22,75	67,00	72,00	
Limpeza e Manutenção	19.519,72	2,95	244,26	719,36	773,05	
Contrato de Demanda	9.817,20	1,35	122,85	361,80	388,80	
Taxação Fio B	184.111,51	23,21	2.303,95	6.785,27	7.291,63	
Despesas com Veículos	3.744,00	-	144,00	144,00	144,00	
<b>Total</b>	<b>219.010,43</b>	<b>27,76</b>	<b>2.837,81</b>	<b>8.077,43</b>	<b>8.669,48</b>	

OPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9
<b>Manutenção e Operação</b>					
Segurança	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00
Limpeza e Manutenção	773,05	773,05	773,05	773,05	773,05
Contrato de Demanda	388,80	388,80	388,80	388,80	388,80
Taxação Fio B	7.291,63	7.291,63	7.291,63	7.291,63	7.291,63
Despesas com Veículos	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
<b>Total</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>

OPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14
<b>Manutenção e Operação</b>					
Segurança	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00
Limpeza e Manutenção	773,05	773,05	773,05	773,05	773,05
Contrato de Demanda	388,80	388,80	388,80	388,80	388,80
Taxação Fio B	7.291,63	7.291,63	7.291,63	7.291,63	7.291,63
Despesas com Veículos	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
<b>Total</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>

OPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19
<b>Manutenção e Operação</b>					
Segurança	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00
Limpeza e Manutenção	773,05	773,05	773,05	773,05	773,05
Contrato de Demanda	388,80	388,80	388,80	388,80	388,80
Taxação Fio B	7.291,63	7.291,63	7.291,63	7.291,63	7.291,63
Despesas com Veículos	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
<b>Total</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>

OPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	
<b>Manutenção e Operação</b>					
Segurança	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00
Limpeza e Manutenção	773,05	773,05	773,05	773,05	773,05
Contrato de Demanda	388,80	388,80	388,80	388,80	388,80
Taxação Fio B	7.291,63	7.291,63	7.291,63	7.291,63	7.291,63
Despesas com Veículos	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
<b>Total</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>

OPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 24	Ano 25	Ano 26	Ano 27	
<b>Manutenção e Operação</b>					
Segurança	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00
Limpeza e Manutenção	773,05	773,05	773,05	773,05	773,05
Contrato de Demanda	388,80	388,80	388,80	388,80	388,80
Taxação Fio B	7.291,63	7.291,63	7.291,63	7.291,63	7.291,63
Despesas com Veículos	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
<b>Total</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>	<b>8.669,48</b>

Como custos administrativos (SG&A) temos o seguinte:

Tabela 18 - SG&A Projetado

Ano	Valor (R\$ mil)	Ano	Valor (R\$ mil)
Ano 0	-	Ano 14	2.356,37
Ano 1	2.295,54	Ano 15	2.356,37
Ano 2	2.491,10	Ano 16	2.356,37
Ano 3	2.481,37	Ano 17	2.356,37
Ano 4	2.491,42	Ano 18	2.356,37
Ano 5	2.356,37	Ano 19	2.356,37
Ano 6	2.356,37	Ano 20	2.356,37
Ano 7	2.356,37	Ano 21	2.356,37
Ano 8	2.356,37	Ano 22	2.356,37
Ano 9	2.356,37	Ano 23	2.356,37
Ano 10	2.356,37	Ano 24	2.356,37
Ano 11	2.356,37	Ano 25	2.356,37
Ano 12	2.356,37	Ano 26	2.356,37
Ano 13	2.356,37	Ano 27	2.356,37

Tabela 19 - SG&A Projetado Detalhado

SG&A (R\$ mil)						
DESCRIÇÃO	Total	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	
<b>Despesas Administrativas</b>						
Locação de prédio administrativo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Despesas das instalações Administrativas e CCO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Assessoria de Gestão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Administração	5.096,14	2,07	195,93	195,93	195,93	
<b>Pessoal</b>						
Diretoria Geral	12.636,00	240,00	240,00	240,00	240,00	
Diretor Administrativo	5.700,00	228,00	228,00	228,00	228,00	
Encargos Trabalhistas	9.734,40	389,38	389,38	389,38	389,38	
<b>Encargos da PPP</b>						
Verificador independente	16.200,00	600,00	600,00	600,00	600,00	
Conta Vinculada	4.212,00	156,00	156,00	156,00	156,00	
Capacitação (cursos e workshops) Poder Concedente	100,00	50,00	50,00	-	-	
Gestão e Regulação do Contrato	9.720,00	360,00	360,00	360,00	360,00	
<b>Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)</b>						
Seguro RE / RC (operação)	1.292,07	0,00	1,70	41,97	52,02	
Seguro Garantia de Execução Contratual	4.186,49	270,10	270,10	270,10	270,10	
<b>Total</b>	<b>68.877,11</b>	<b>2.295,54</b>	<b>2.491,10</b>	<b>2.481,37</b>	<b>2.491,42</b>	

SG&A (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9
<b>Despesas Administrativas</b>					
Locação de prédio administrativo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Despesas das instalações Administrativas e CCO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Assessoria de Gestão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Administração	195,93	195,93	195,93	195,93	195,93
<b>Pessoal</b>					
Diretoria Geral	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00
Diretor Administrativo	228,00	228,00	228,00	228,00	228,00
Encargos Trabalhistas	389,38	389,38	389,38	389,38	389,38
<b>Encargos da PPP</b>					
Verificador independente	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
Conta Vinculada	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00
Capacitação (cursos e workshops) Poder Concedente	-	-	-	-	-
Gestão e Regulação do Contrato	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
<b>Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)</b>					
Seguro RE / RC (operação)	52,02	52,02	52,02	52,02	52,02
Seguro Garantia de Execução Contratual	135,05	135,05	135,05	135,05	135,05
<b>Total</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>

SG&A (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14
<b>Despesas Administrativas</b>					
Locação de prédio administrativo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Despesas das instalações Administrativas e CCO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Assessoria de Gestão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Administração	195,93	195,93	195,93	195,93	195,93
<b>Pessoal</b>					
Diretoria Geral	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00
Diretor Administrativo	228,00	228,00	228,00	228,00	228,00
Encargos Trabalhistas	389,38	389,38	389,38	389,38	389,38
<b>Encargos da PPP</b>					
Verificador independente	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
Conta Vinculada	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00
Capacitação (cursos e workshops) Poder Concedente	-	-	-	-	-
Gestão e Regulação do Contrato	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
<b>Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)</b>					
Seguro RE / RC (operação)	52,02	52,02	52,02	52,02	52,02
Seguro Garantia de Execução Contratual	135,05	135,05	135,05	135,05	135,05
<b>Total</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>

SG&A (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19
<b>Despesas Administrativas</b>					
Locação de prédio administrativo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Despesas das instalações Administrativas e CCO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Assessoria de Gestão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Administração	195,93	195,93	195,93	195,93	195,93
<b>Pessoal</b>					
Diretoria Geral	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00
Diretor Administrativo	228,00	228,00	228,00	228,00	228,00
Encargos Trabalhistas	389,38	389,38	389,38	389,38	389,38
<b>Encargos da PPP</b>					
Verificador independente	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
Conta Vinculada	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00
Capacitação (cursos e workshops) Poder Concedente	-	-	-	-	-
Gestão e Regulação do Contrato	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
<b>Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)</b>					
Seguro RE / RC (operação)	52,02	52,02	52,02	52,02	52,02
Seguro Garantia de Execução Contratual	135,05	135,05	135,05	135,05	135,05
<b>Total</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>

SG&A (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	
<b>Despesas Administrativas</b>					
Locação de prédio administrativo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Despesas das instalações Administrativas e CCO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Assessoria de Gestão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Administração	195,93	195,93	195,93	195,93	195,93
<b>Pessoal</b>					
Diretoria Geral	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00
Diretor Administrativo	228,00	228,00	228,00	228,00	228,00
Encargos Trabalhistas	389,38	389,38	389,38	389,38	389,38
<b>Encargos da PPP</b>					
Verificador independente	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
Conta Vinculada	156,00	156,00	156,00	156,00	156,00
Capacitação (cursos e workshops) Poder Concedente	-	-	-	-	-
Gestão e Regulação do Contrato	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
<b>Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)</b>					
Seguro RE / RC (operação)	52,02	52,02	52,02	52,02	52,02
Seguro Garantia de Execução Contratual	135,05	135,05	135,05	135,05	135,05
<b>Total</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>

<b>SG&amp;A (R\$ mil)</b>				
<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>Ano 24</b>	<b>Ano 25</b>	<b>Ano 26</b>	<b>Ano 27</b>
<b>Despesas Administrativas</b>				
Locação de prédio administrativo	0,00	0,00	0,00	0,00
Despesas das instalações Administrativas e CCO	0,00	0,00	0,00	0,00
Assessoria de Gestão	0,00	0,00	0,00	0,00
Administração	195,93	195,93	195,93	195,93
<b>Pessoal</b>				
Diretoria Geral	240,00	240,00	240,00	240,00
Diretor Administrativo	228,00	228,00	228,00	228,00
Encargos Trabalhistas	389,38	389,38	389,38	389,38
<b>Encargos da PPP</b>				
Verificador independente	600,00	600,00	600,00	600,00
Conta Vinculada	156,00	156,00	156,00	156,00
Capacitação (cursos e workshops) Poder Concedente	-	-	-	-
Gestão e Regulação do Contrato	360,00	360,00	360,00	360,00
<b>Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)</b>				
Seguro RE / RC (operação)	52,02	52,02	52,02	52,02
Seguro Garantia de Execução Contratual	135,05	135,05	135,05	135,05
<b>Total</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>	<b>2.356,37</b>

#### **12.4.1. Verificador Independente e Conta Vinculada**

Foi considerado que a Concessionária deverá contratar uma empresa de verificação independente para aferir o desempenho da Concessão. Com base na experiência com projetos semelhantes, estimamos esse custo em R\$ 600 mil por ano.

Adicionalmente, uma instituição financeira deverá ser contratada para administrar a conta vinculada do fundo da PPP. Custo estimado em R\$ 156 mil por ano, que deverá ser pago pela Concessionária.

#### 12.4.2. Gestão e Regulação do Contrato

Foram destinados R\$ 360 mil reais anuais para a contratação da equipe que irá gerir o Contrato.

#### 12.4.3. Seguros e Garantias

Para a seleção das garantias e dos seguros a serem contratados, foram analisadas as coberturas mínimas relevantes para atendimento das necessidades da Concessão, de forma a mitigar os riscos da operação.

Considerando que o projeto envolve atividades distintas, como construção, adequação e remodelagem e operação dos ativos existentes, as garantias e seguros devem possuir coberturas que englobem todas essas atividades.

O estudo do programa de seguros e das garantias contempla dois macros períodos do Contrato, o período de implantação - em que deverá ser contemplado o risco de engenharia e de responsabilidade civil (já declarado como item do CAPEX) - e o período de operação e manutenção.

Tabela 20 - Seguros e Garantias (R\$ mil)

<b>Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)</b>	
Seguro RE / RC (operação)	1.292,07
Seguro Garantia de Execução Contratual	4.186,49

##### 12.4.3.1. Garantias

###### **Garantia da Proposta**

As condições referentes à modalidade de seguro-garantia foram baseadas nas seguintes condições:

- Garantia: 1% do valor estimado do Contrato;
- Taxa estimada: 0,5% sobre o valor da garantia.

### **Garantia de Execução do Contrato**

Visando o atendimento das exigências estabelecidas no Contrato, foi considerada a modalidade de seguro-garantia nas seguintes condições:

- Durante o período de construção:
  - Garantia: 5% do valor do Contrato;
  - Taxa estimada: 0,60% sobre o valor da garantia.
- Entre o 3º e o 27º anos contratuais:
  - Garantia: 2,5% do valor do Contrato;
  - Taxa estimada: 0,60% sobre o valor da Garantia.

#### **12.4.3.2. Seguros**

##### **Seguros Período de Construção**

- Seguro de Riscos de Engenharia e Responsabilidade Civil:

O Seguro de Riscos de Engenharia visa a indenização dos prejuízos decorrentes de danos às Usinas, ocasionados por acidentes súbitos e imprevistos, durante o período de construção, considerando-se os serviços de instalação, montagem e testes, exceto o funcionamento operacional.

As principais coberturas a serem contratadas serão:

- Cobertura básica com importância segurada pelo valor total dos serviços da empreitada. Sendo a montagem feita por etapas, o seguro poderá ser contratado pela importância segurada da maior etapa de todo o período;
- Erro de projeto e riscos do fabricante com a mesma Importância segurada da cobertura básica;
- Desentulho, tumultos e greves, despesas extraordinárias;

O Seguro de Responsabilidade Civil, durante o período de implantação; visa o reembolso das indenizações decorrentes de danos materiais e corporais, causados a terceiros durante a execução dos serviços, inclusive com cobertura para ações civis provenientes de acidentes que causarem morte ou invalidez permanente de funcionários.

As principais coberturas a serem contratadas serão:

- Responsabilidade Civil -Instalações do parque fotovoltaico, com cobertura de danos causados por erro de projeto, Responsabilidade Civil Cruzada e movimentação de veículos com Içamento e Descida;
- Responsabilidade Civil Empregador;
- Danos morais.

O valor estimado do referido seguro considerado foi R\$ 17.000 (dezesete mil reais) por MWp.

### **Seguros Período de Operação**

Os seguros contratados durante o período de Operação visam a proteção do patrimônio. Foram considerados nos estudos os seguintes seguros:

- Seguro de Riscos Nomeados (*Named Risks*) / Multirriscos e de Responsabilidade Civil:

O seguro de Riscos Nomeados<sup>8</sup>, com vigência de um ano, visa amparar os prejuízos causados por danos materiais às usinas, decorrentes de acidentes súbitos e imprevistos.

---

<sup>8</sup> A contratação de um seguro *Named Risks*, eventualmente poderá ser substituída pela contratação de seguro de Riscos Operacionais com cobertura para eventos de acidentes de origem súbita e imprevistos que gerem prejuízos e danos materiais como de quebra de máquinas, e com atendimento a demandas de pequenas obras de engenharia já que muitos

As principais coberturas a serem contratadas serão:

- Cobertura Básica de Incêndio, Raio e Explosão com importância segurada igual ao valor total do patrimônio das Usinas, prédios, instalações, móveis, utensílios, estoques e equipamentos;
- Danos elétricos;
- Despesas extraordinárias;
- Alagamento;
- Vendaval até fumaça;
- Derramamento de sprinklers;
- Equipamentos móveis e estacionários;
- Tumultos;
- Equipamentos eletrônicos.

Durante o período de Operação, o Seguro de Responsabilidade Civil visa o reembolso das indenizações decorrentes de danos materiais e corporais causados a terceiros, inclusive funcionários terceirizados ou próprios, devido ao uso, operação e manutenção das usinas.

As principais coberturas a serem contratadas serão:

- Responsabilidade Civil para o Município;
- Responsabilidade Civil Empregador/Concessionário;
- Danos Morais

---

eventos mencionados na descrição dos Named Risks são de difícil ocorrência e os bens segurados são de baixo custo, não teria efeito nas indenizações de catástrofes.

A taxa estimada do referido seguro corresponde a incidência de 0,60% ao valor do OPEX por ano.

## 12.5. Instrumentos de Financiamento

### 12.5.1. Financiamentos

As linhas de financiamento para projetos de energia fotovoltaica no Brasil ainda são restritas, sobretudo porque grande parte dos equipamentos é importada. Contudo, há um universo de equipamentos com índices de nacionalização que atendem aos requisitos da linha de financiamento BNDES FINEM - Eficiência Energética - utilizada como premissa de modelagem o financiamento de longo prazo do projeto.

O percentual de 70% correspondente ao valor dos investimentos foi elencado como elegível. e foram simulados por meio de alavancagem financeira resultante de captação de financiamentos. O montante de aproximadamente R\$ 67,861 milhões, em 3 tranches foi agregado à estrutura de capital do modelo via captação de recurso da Linha de Crédito do BNDES - FINEM (Eficiência Energética), nas condições apresentadas na tabela a seguir:

Tabela 21 - Premissas de Financiamento

Linha de Financiamento	BNDES Finem - Eficiência Energética
<b>Valor Captado</b>	R\$ 67,861 mi
<b>% Alavancagem</b>	70%
<b>Sistema de Amortização</b>	SAC
<b>Prazo do Financiamento (meses)</b>	120
<b>Carência Principal (meses)</b>	12
<b>Periodicidade de Amortização (meses)</b>	1
<b>Custo Financeiro</b>	TLP (+IPCA)
<b>Custos adicionais<sup>9</sup></b>	2,98%
<b>Índice de cobertura mínimo</b>	1,3

<sup>9</sup> Remuneração do BNDES 1,1% ao ano, IOF

O prazo de financiamento máximo previsto para a linha de crédito é de 20 anos, condicionado à capacidade de pagamento do empreendimento.

### 12.5.2. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida

O índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD) é um indicador especialmente relevante nas operações de Project Finance, uma vez que ele demonstra ao agente financiador a capacidade do projeto de pagamento de financiamento por seus próprios méritos. O limite do ICSD considerado para o modelo foi de 1,3. Sendo que os resultados do gráfico a seguir indicam a crescente capacidade de pagamento do financiamento pelo projeto:

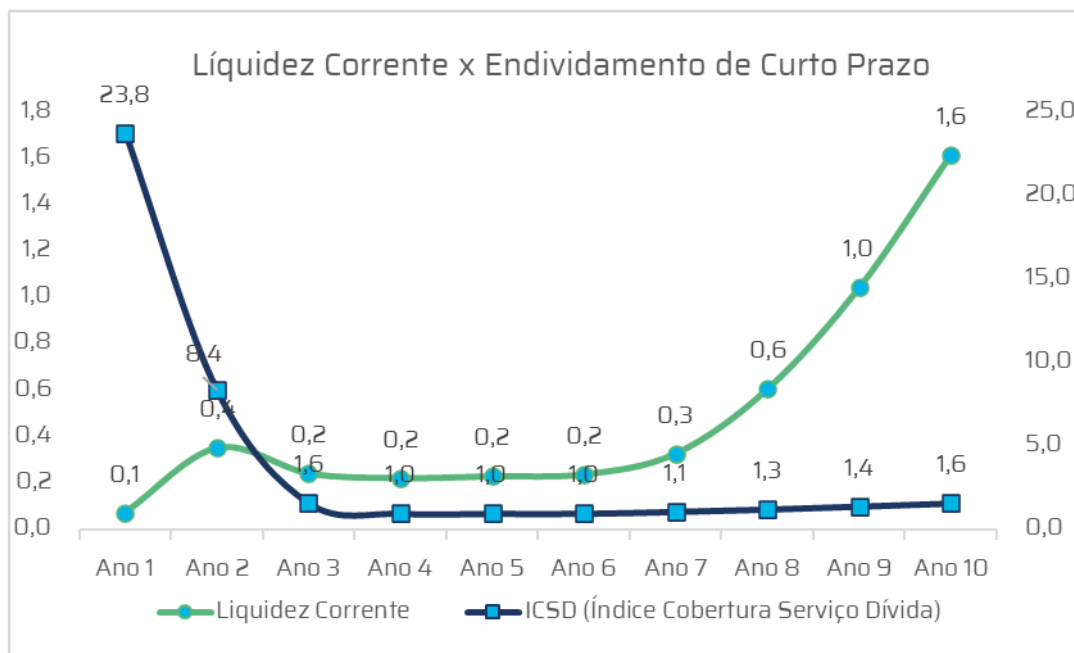


Gráfico 7 - ICSD Projetado

## 12.6. Estimativa do Custo de Capitais

### 12.6.1. Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

O custo de capital representa a taxa de retorno exigida para o empreendimento, indica a remuneração mínima para alocação de capital próprio e de terceiros como compensação pela aplicação de capital no empreendimento. O custo de capital corresponde à taxa de desconto utilizada para calcular o valor presente dos fluxos de caixa futuros.

O custo de capital incorpora o prêmio de risco requerido por um agente para justificar os riscos assumidos na aplicação de seus recursos financeiros em um determinado projeto. Apesar da existência de formas híbridas de financiamento, como debêntures conversíveis, *warrants*, entre outros, os principais provedores de capital são os acionistas e os credores.

Os acionistas fazem jus somente ao fluxo de caixa que exceder o fluxo já comprometido com amortizações de principal e pagamento de juros aos credores. Essa relação garante aos credores um fluxo de caixa mais estável e menos volátil, o que acaba implicando também em prêmio de risco menor e, portanto, em um custo de capital mais baixo. Uma vez que os credores possuem prioridade no recebimento do fluxo de caixa do projeto em relação aos acionistas o custo de capital da dívida ( $K_d$ ) é sempre inferior ao custo de capital do acionista ( $K_e$ ).

O custo de capital de um projeto de investimento, considerando-se o capital dos acionistas e dos credores, representa a média ponderada do custo de capital dos provedores de recursos. Essa média ponderada é denominada de Custo Médio Ponderado do Capital (WACC, do inglês). O WACC refere-se a uma combinação ponderada entre a proporção do capital próprio e de terceiros e o custo desses capitais, sumarizado na fórmula a seguir:

$$WACC = K_e \times \frac{E}{D+E} + K_d \times \frac{D}{D+E} \times (1 - T), \text{ onde:}$$

WACC: custo médio ponderado de capital;

$K_e$ : custo do capital próprio;

$K_d$ : custo do capital de terceiros;

$D/(D+E)$ : proporção da dívida da firma (valor de mercado);

$E/(D+E)$ : proporção do *equity* no capital da firma (valor de mercado);

T: alíquota tributária marginal efetiva.

A taxa resultante da aplicação da equação acima, representa a taxa de desconto considerada no Modelo na avaliação do fluxo de Caixa do Projeto.

### **12.6.2. Custo de Capital do Acionista**

O Custo de capital do acionista, representado por  $K_e$ , corresponde à expectativa de retorno almejada pelos acionistas no processo decisório de aplicação do capital próprio. O modelo mais utilizado pela literatura financeira para se estimar o Custo de Capital do Acionista é o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), que norteará a construção da parte do risco referente à participação do capital próprio no risco total existente na PPP de geração fotovoltaica do COMAM. As seções a seguir são dedicadas à apresentação detalhada do CAPM bem como as premissas utilizadas na mensuração de seu resultado.

#### **12.6.2.1. CAPM Básico**

O método CAPM para calcular o  $K_e$  faz uso da relação básica de sua teoria em que o retorno esperado de uma ação é a soma da taxa livre de risco e de um prêmio por

suportar o risco do mercado de ações. Amplamente adotado e bem aceito pela comunidade financeira mundial, o CAPM padrão é expresso pela fórmula:

$$K_e = R_f + \beta l \times [E(R_m) - R_f], \text{ onde:}$$

$K_e$ : custo do capital próprio. Representa o retorno necessário para remunerar adequadamente o acionista em função do risco assumido;

$R_f$ : Retorno obtido com ativos livres de risco;

$\beta l$ : beta alavancado: coeficiente que representa o risco sistemático do negócio. O beta alavancado incorpora o risco de endividamento da empresa, mas não considera o risco de solvência;

$E(R_m)$ : retorno esperado sobre o índice de mercado;

#### 12.6.2.2. O CAPM Modificado

A literatura de finanças apresenta variações do modelo CAPM básico. Esta classe de modelos, em geral, recebe o nome de *Modified* CAPM, *Augmented* CAPM ou *Build-up Models* e comumente são utilizados para a avaliação de empresas fora do contexto de bolsa de valores.

Em virtude de fatores inerentes ao contexto brasileiro de investimentos foram assumidos alguns ajustes ao modelo do CAPM básico para incorporar o fato de que a PPP será operada no Brasil (prêmio risco país), com aspectos inerentes aos municípios partícipes do COMAM (prêmio risco municipal). Além disso, foi agregado ao modelo do CAPM básico o prêmio de risco *greenfield*, que corresponde aos investimentos realizados em novos empreendimentos.

O custo de capital próprio é aferido pela seguinte fórmula:

$$K_e = R_f + \beta l \times [E(R_m) - R_f] + P_{RA}, \text{ onde:}$$

$K_e$ : custo do capital próprio. Representa o retorno necessário para remunerar adequadamente o acionista em função do risco assumido;

$R_f$ : Retorno obtido com ativos livres de risco;

$\beta_I$ : beta alavancado: coeficiente que representa o risco sistemático do negócio. O beta alavancado incorpora o risco de endividamento da empresa, mas não considera o risco de solvência;

$P_{RA}$ : prêmio de risco adicional que mensura o risco específico da empresa não aferido pelo Beta. Corresponde à soma dos prêmios de risco Brasil, Municípios e *greenfield*.

### 12.6.2.3. Prêmio de Risco País e prêmio de risco adicional

A tabela a seguir consolida o resultado da soma do prêmio de risco País e o prêmio de risco adicional:

Tabela 22 - Prêmio de Risco País e Prêmio de Risco adicional<sup>10</sup>

<b>PRA = Prêmio de Risco Adicional (C+D) + Risco País (B)</b>	<b>5,39%</b>
<b>Risco País (EMBI+) (B)</b>	2,75%
<b>Prêmio Risco Greenfield (C)</b>	1,5%
<b>Prêmio Risco Municipal (D)</b>	1,1%

O EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus) era um índice calculado pelo J.P. Morgan que estimava o desempenho diário dos títulos de dívida de países emergentes em relação aos do Estados Unidos

O índice auxiliava os investidores na compreensão do risco de investir em determinado país, quanto mais alto for, maior o risco

<sup>10</sup> O prêmio de risco adicional considerado na tabela considera a soma dos valores do prêmio de risco Greenfield e o prêmio de Risco Municipal

Ele foi criado para classificar somente países que apresentassem alto nível de risco segundo as agências de rating e que tivessem emitido títulos de valor mínimo de US\$ 500 milhões, com prazo de ao menos 2,5 anos

A descontinuidade do EMBI+ br em 2024 criou uma lacuna na mensuração do Country Risk Premium (CRP) do Brasil. Essa lacuna motivou o desenvolvimento do SPA CRP, uma metodologia que busca replicar os princípios subjacentes ao EMBI+, considerando a estrutura temporal das taxas de juros.

A unidade de medida deste índice era o ponto-base, onde dez pontos-base equivalem a um décimo de 1%. Os pontos mostram a diferença entre a taxa de retorno dos títulos de países emergentes e a oferecida por títulos emitidos pelo Tesouro americano

Essa diferença é o spread, que é essencialmente o Country Risk Premium

O índice foi descontinuado em Julho/24

Seguindo a lógica do EMBI+, o SPA CRP não se limita ao spread de um único título de 10 anos, mas constrói curvas spot e forward, calculando o spread médio ponderado pelo duration ao longo de todos os vértices da curva

Essa abordagem captura a complexidade do prêmio de risco país, levando em conta a dinâmica temporal e garantindo maior aderência ao conceito original do EMBI+

Ao considerar a estrutura a termo dos títulos de dívida Brasileiros em dólar, o Country Risk Premium do Brasil calculado pela SP Advisors é de 306 bps, medido em novembro de 2025<sup>11</sup>.

O custo de capital calculado na versão elementar do CAPM não assume o risco de construção de novos ativos (risco *greenfield*) já que sua metodologia foi

---

<sup>11</sup>

[https://www.investmentbanking.com.br/\\_files/ugd/c1f4bc\\_66c3155896494b369ff4623b1c97238c.pdf](https://www.investmentbanking.com.br/_files/ugd/c1f4bc_66c3155896494b369ff4623b1c97238c.pdf), acesso em 19/02/2025

desenvolvida para ativos de empresas negociados em bolsa de valores. Os novos empreendimentos são mais voláteis que os de negócios estabelecidos, uma vez que são submetidos a aprovações de licenças ambientais, possuem risco de execução de obras, riscos contratuais de prazos, entre outros.

Em relação ao prêmio *greenfield*, a literatura internacional indica o prêmio entre 1,5% e 2,5%, a depender do setor, da fase de implementação de projetos e outros<sup>12</sup>.

O Modelo assumiu o prêmio greenfield no valor de 2,5% considerando que ele representa de forma mais apropriada o risco que será assumido pelo concessionário na PPP.

Em relação ao prêmio de risco dos municípios são insuficientes os parâmetros no Brasil para a perfeita definição do prêmio já que não existem títulos públicos municipais em negociação.

O prêmio de risco municipal sugerido pelo modelo não é cientificamente preciso em relação ao risco adicional dos municípios, mas, visou a aproximação do que poderia vir a ser um diferencial de prêmio razoável entre municípios e União.

A metodologia aqui sugerida estabeleceu uma relação entre o spread de risco adicional do Brasil e o spread médio de risco adicionais de nações com uma classificação imediatamente inferior. A diferença entre os spreads de risco adicional aqui apurados foram considerados similares entre a diferença entre a União e seus municípios.

A forma mais usual para essas classificações é conferir notas por meio de letras, em uma escala que tem seqüências decrescentes. A classificação AAA, a mais alta da

---

<sup>12</sup> Muriel Atias (BNP Paribas) and Franck Bancel (ESCP Europe), Vernimmen.com, letter number 43, The Cost of capital of greenfield projects.

escala, é a mais desejada por todos os países, pois indica que não há risco de o país deixar de honrar seus compromissos com os credores. Já a classificação BBB, que se encontra no meio da escala, demonstra que o país já atingiu o grau de investimento, mas pode ainda falhar com quem lhes forneceu crédito e empréstimos. As letras CCC marcam o risco alto de inadimplência e colocam o país em grau de especulação. Já a letra D indica eminente risco de calote, ou default; normalmente é atribuída a países que já decretaram a moratória de sua dívida em algum momento. A seguir são apresentadas as classificações utilizadas na definição do risco país:

- AAA: Capacidade excepcional de honrar seus compromissos financeiros;
- AA: Certamente capaz de cumprir compromissos;
- A: Boa capacidade de pagamento;
- BBB: A dívida exhibe parâmetros de proteção adequados, mas mudanças conjunturais provavelmente levarão a uma capacidade menor de honrar compromissos econômicos (*Investment grade*);
- BB: Menos vulnerável à inadimplência do que notas mais baixas, mas enfrenta dificuldades;
- B: Mais vulnerável à inadimplência; condições adversas podem prejudicar a capacidade ou a disponibilidade de honrar seus compromissos financeiros;
- CCC: No caso de condições adversas, o emissor provavelmente não terá a capacidade de honrar seus compromissos financeiros;
- CC: Altamente vulnerável à inadimplência;
- C: Inadimplência seletiva;
- D: Inadimplente.

O risco soberano brasileiro é indicado como Ba1 pela agência S&P, abaixo do *Investment grade*. A forma de mensuração do risco municipal consistiu em considerar a vulnerabilidade de títulos com a classificação imediatamente inferior à do Brasil

considerando-se que dessa forma seria possível a criação de uma proxy entre o risco país e o risco dos municípios partícipes. A tabela a seguir apresenta a relação dos países classificados pela S&P com a nota Ba3, e indica a taxa incremental atribuída a esses países:

**Tabela 23 - Spread adicional economias listadas**

Country	Adj. Default Spread	Equity Risk Premium	Country Risk Premium	Corporate Tax Rate	Moody's rating
Vietnam	2,98%	8,35%	4,02%	20,00%	Ba2
Costa Rica	2,56%	8,13%	3,90%	30,00%	Ba2
Côte d'Ivoire	2,56%	8,13%	3,90%	25,00%	Ba2
Dominican Republic	2,56%	8,13%	3,90%	27,00%	Ba2
Georgia	2,56%	8,13%	3,90%	15,00%	Ba2
Serbia	2,56%	8,13%	3,90%	15,00%	Ba2
South Africa	2,56%	8,13%	3,90%	27,00%	Ba2
St. Maarten	2,56%	8,13%	3,90%	20,00%	Ba2
Trinidad and Tobago	2,56%	8,13%	3,90%	30,00%	Ba2
Vietnam	2,56%	8,13%	3,90%	20,00%	Ba2
Uzbekistan	3,56%	9,13%	4,80%	15,00%	Ba3
Albania	3,06%	8,89%	4,66%	15,00%	Ba3
Armenia	3,06%	8,89%	4,66%	18,00%	Ba3
Jamaica	3,06%	8,89%	4,66%	25,00%	Ba3
Jordan	3,06%	8,89%	4,66%	20,00%	Ba3
Macedonia	3,06%	8,89%	4,66%	10,00%	Ba3
Nepal	3,06%	8,89%	4,66%	25,00%	Ba3
Turkey (updated February 2026)	3,06%	8,89%	4,66%	25,00%	Ba3
Uzbekistan	3,06%	8,89%	4,66%	15,00%	Ba3

A tabela anterior apresentou a nota atribuída por outra agência de classificação de risco das nações indicadas na Tabela 23 que foi utilizada apenas na seleção dos países para avaliação. A diferença entre os Spreads indicados foram feitos baseados na apuração da mesma agência de risco.

A mediana da Spread dos países relacionados foi de 3,27%. O prêmio de risco municipal assumido pelo modelo é referente à diferença entre o valor mediano apresentado 3,27% e o prêmio de Risco Brasil indicado anteriormente (7,93%) perfazendo o total de 0,68%.

#### 12.6.2.4. Taxa Livre de Risco

A taxa livre de risco é a taxa de retorno disponível no mercado de um investimento que não possua risco de perda financeira em um dado período.

Em geral, como proxy desta taxa teórica, utilizam-se títulos de um governo soberano cujo risco é visto pelo mercado como desprezível. Os títulos do governo dos EUA são considerados o investimento mais seguro possível devido ao histórico de crédito do país e a solidez e robustez de sua economia.

Essa taxa é a base da estimativa de custo de capital, e todos os demais componentes podem ser considerados em conjunto o prêmio de risco adicional total que os investidores exigem.

A tabela a seguir apresenta a taxa livre de risco assumida pelo modelo:

Tabela 24 - Taxa Livre de Risco<sup>13</sup>

<b>RF - Taxa livre de risco (A)</b>	
<b>Taxa livre de risco (USD nominal)</b>	2,61%

A taxa indicada na tabela anterior corresponde à série ao valor mediano do rendimento dos Títulos americanos de 10 anos no período de fevereiro de 2016 a fevereiro de 2026.

#### 12.6.2.5. Cálculo do beta

Aswath Damodaran, professor de finanças na *Stern School of Business* da Universidade de Nova York e autor de inúmeros estudos de referência em finanças, publica semestralmente o beta para diversos setores do mundo. Para o presente estudo foi utilizado o beta desalavancado do setor “*Green & Renewable Energy*”, “*Emerging Markets*”<sup>14</sup> por corresponder ao conjunto de empresas focados na geração

<sup>13</sup> Fonte: <https://fred.stlouisfed.org/series/DGS10>. Acesso em 17/02/2026

<sup>14</sup> <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/totalbetaemerg.xls>. Acesso em 17/02/2026

de eletricidade ou outras formas de energia a partir de fontes naturais que são naturalmente reabastecidas, como energia solar, eólica, geotérmica e hidrelétrica.

Para cálculo do beta realavancado, o valor do beta é ajustado pela estrutura de capital esperada para a Concessionária, conforme equação a seguir:

$$\beta_l = \beta_u \times \left(1 + (1 - T) \times \left(\frac{D}{E}\right)\right), \text{ onde:}$$

- **$\beta_l$** : beta alavancado: coeficiente que representa o risco sistemático do negócio. O beta alavancado incorpora o risco de endividamento da empresa, mas não considera o risco de solvência;
- **$\beta_u$** : beta desalavancado considerado anteriormente;
- **T**: Percentual de impostos sobre a renda considerados para o projeto;
- **D/E**: Média da razão entre a dívida e o patrimônio líquido de cada ano, em outras palavras, a razão entre recursos próprios e recursos de terceiros. Para o projeto, considerou-se 30% (trinta por cento) de recursos próprios e 70% (setenta por cento) de recursos de terceiros.

Desta forma os betas utilizados no projeto foram:

B Beta	
Beta Desalavancado ( $\beta_u$ )	0,405
Beta Alavancado ajustado ( $\beta_l$ ajustado)	1,028

### 12.6.2.6. Prêmio de risco Mercado (Equity Premium)

O percentual de 7,2% foi considerado no modelo como *Equity Risk Premium* (ERP). Esse valor corresponde à diferença entre os retornos do índice S&P500<sup>15</sup> e Taxa livre de risco (USD nominal)<sup>16</sup>.

### 12.6.2.7. Síntese de Resultados CAPM Modificado

Baseado nos resultados apresentados nas seções anteriores, a tabela a seguir apresenta do resultado consolidado do CAPM Modificado obtido pela utilização das premissas utilizadas:

Tabela 25 - Tabela resumo CAPM Modificado

Composição dos indicadores	
R <sub>f</sub> = Taxa livre de risco (A)	2,610%
P <sub>RA</sub> = Prêmio de Risco Adicional (C+D) + Risco País (B)	5,39%
Risco País (EMBI+) (B)	7,93%
Prêmio Risco Greenfield (C)	2,5%
Prêmio Risco Municipal (D)	0,68%
E(R <sub>m</sub> ) = retorno esperado sobre o índice de mercado (com exclusão da taxa livre de Risco)	7,209%
Beta desalavancado ajustado ( $\beta_u$ ajustado)	0,405
D/(D+E)	0,70
Tributação sobre o Lucro Real	34%
Beta alavancado ajustado ( $\beta_l$ ajustado)	1,028%
<b>Custo do Capital Próprio ( <math>K_e = R_f + \beta_l * E(R_m) + P_{RA}</math> )</b>	
K <sub>e</sub> = Custo do Capital Próprio Nominal	22,87%

### 12.6.3. Custo de Capital de Terceiros

A presente seção é dedica à demonstração das premissas utilizadas na obtenção do custo de capital de terceiros (K<sub>d</sub>). O custo do capital de terceiros (k<sub>d</sub>) é entendido como a remuneração dos juros pagos pela organização em empréstimos e financiamentos.

<sup>15</sup> <https://finance.yahoo.com/quote/%5EGSPC/history/?frequency=1mo>. Acesso em 19/02/2026.

<sup>16</sup> <https://br.investing.com/indices/fed-funds-composite-interest-rate-historical-data>. Acesso em 19/02/2026

A tabela a seguir sintetiza o custo da dívida ( $K_d$ ) utilizado para o cálculo do WACC:

Tabela 26 - Síntese do custo da Dívida

<b>Composição dos indicadores</b>	
IPCA - Longo Prazo	4,00%
CPI <sup>17</sup>	2,16%
<b>Custo do Capital de Terceiros (<math>K_d</math>)</b>	
Custo total nominal	
Taxa Livre de Risco (A)	2,610%
Prêmio Risco Brasil (B)	7,93%
Risco de Crédito (C)	4,067%
$\Delta$ inflação (CPI vs IPCA)	1,84%
Custo Total Nominal R\$	11,57%
(-) Impostos	34%
$K_d$ = Custo do Capital de Terceiros Nominal	7,57%

O risco de crédito definido como 4,067% é relativo à diferença média da Taxa Preferência brasileira TPB divulgada pelo Banco Central do Brasil e pela SELIC média.

A diferença entre O IPCA de longo prazo (4,00%) e o CPI médio de 2,16% foi agregado ao custo total nominal. Finalmente, do custo total nominal de 11,57%, foram excluídos os valores correspondentes ao percentual de 34% e o CPI indicando o  $K_d$  real de 7,57%.

#### 12.6.4. Apresentação do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

As seções anteriores apresentaram as premissas utilizadas na obtenção do Custo de Capital Próprio ( $K_e$ ) e do Capital de Terceiros ( $K_d$ ). Baseado na metodologia apresentada foi apresentado o proxy de endividamento de empresas relacionadas que serviu de benchmarking para a estrutura de capital do modelo. A tabela a seguir apresenta o WACC em termos reais que servirá de parâmetro para desconto do fluxo de caixa do projeto baseado nas premissas apresentadas no presente estudo:

Tabela 27 - Custo médio Ponderado de Capital WACC

<sup>17</sup> Inflação americana

<b>Cálculo WACC</b>		
Item Mesurado	% Composição do Capital	Coefficiente
Recursos Próprios ( $K_e$ )	30,00%	22,87%
Recursos Terceiros ( $K_d$ )	70,00%	11,57%
<b>WACC</b>		<b>12,21%</b>
Inflação Brasileira		4,00%
<b>WACC Nominal</b>		<b>8,21%</b>

#### 12.6.4.1. Custo de capital para reequilíbrio Econômico-Financeiro

A recomposição do equilíbrio Econômico-Financeiro é prevista no caso da ocorrência dos seguintes mecanismos, empregados isolada ou conjuntamente:

- Indenização;
- Alteração do Prazo da Concessão;
- Revisão na Contraprestação Mensal Máxima;
- Alteração dos prazos dos Marcos da Concessão;
- Combinação das modalidades anteriores;
- Outras modalidades admitidas pela legislação aplicável.

A partir do WACC calculado na seção anterior, o processo de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato será realizado de forma que seja nulo o valor presente líquido do Fluxo de Caixa Marginal projetado em razão do evento que ensejou o desequilíbrio, considerando (i) os fluxos marginais necessários resultantes do evento que deu origem à recomposição e (ii) os fluxos marginais necessários para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro, conforme hipóteses anteriormente apresentada.

A taxa de desconto real anual a ser utilizada no cálculo do valor presente será composta pela média dos últimos 12 (doze) meses da taxa bruta de juros de venda

das Notas do Tesouro IPCA+ com juros semestrais 2050 (antigas Notas do Tesouro Nacional Série B - NTN-B) ou, na ausência deste, outro que o substitua, *ex-ante* a dedução do imposto sobre a renda, com vencimento em 15/08/2050 ou vencimento mais compatível com a data do termo contratual, publicada pela Secretaria do Tesouro Nacional, apurada na data do efetivo impacto do evento de desequilíbrio no fluxo de caixa da Concessionária, sem considerar a parcela relacionada à variação do IPCA/IBGE, mediante a aplicação da seguinte fórmula:

$$TD = TR * 161,56\%, \text{ onde:}$$

- TD: Taxa de desconto real anual, ou seja, sem considerar a parcela relacionada à variação do IPCA/IBGE, a ser utilizada no cálculo do valor presente dos FLUXOS DE CAIXA MARGINAIS;
- TR: Taxa de rendimento anual composta pela média diária dos últimos 12 (doze) meses da taxa bruta de juros de venda do título “Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2050” (antigas Notas do Tesouro Nacional Série B - NTN-B), *ex-ante* a dedução do Imposto de Renda, com vencimento em 15/08/2050, publicada pela Secretaria do Tesouro Nacional, apurada na data do efetivo impacto do evento de desequilíbrio no fluxo de caixa da Concessionária, sem considerar a parcela relacionada à variação do IPCA/IBGE.

## **12.7. Estrutura de Capital**

O arranjo de capitais apresentado no presente estudo levou em consideração a captação de recursos de terceiros com o financiamento de parte dos investimentos necessários para a PPP de geração fotovoltaica.

O montante de recursos aportados no modelo por intermédio de financiamentos possui uma relação semelhante à apresentada no item 12.5.1.

## 12.8. Projeção dos Resultados

São apresentados nessa seção os principais resultados da análise econômico-financeira com base nas características do cenário de investimento proposto. Esse cenário é basicamente formado pelos seguintes pontos:

Prazos de Execução	Anos	Meses
Prazo de Concessão:	27	324
Prazo de Construção	1º trimestre do 1º ano ao 2º Trimestre do 3º ano	27
<b>Premissas de Construção</b>		
		<b>Nº</b>
Potência (KWp)		24,0
Produção Energética (KWh/ano)		34.014.090
Geração Mínima Anual (KWh/ano)		30.921.900,23
Tamanho padrão das Usinas		1 MWp

Em seguida são apresentados os principais indicadores financeiros e operacionais resultantes da análise aqui proposta. Lembra-se que a contraprestação foi calculada de tal forma a remunerar o investidor, considerando o fluxo de caixa do projeto (FCFF), à uma taxa equivalente ao WACC indicado na seção 12.6

A tabela a seguir apresenta a composição dos gastos ao longo do período de Concessão:

Tabela 28 - Principal Composição de Gastos ao Longo da Concessão

Item	Valores (R\$ mil)
------	-------------------

CAPEX	109.360,30
OPEX	219.010,43
SG&A	68.877,11

## 12.9. Parâmetros de Viabilidade do Projeto

As seções anteriores apresentaram as avaliações referentes à composição da estrutura de Capital do Projeto. O WACC aferido para o cenário alavancado apresentado na seção 12.6 - Estimativa do custo de Capitais foi considerado como a taxa de desconto avaliada na obtenção do VPL do fluxo de Caixa do Projeto e do Acionista.

Os parâmetros de viabilidade que demonstram a atratividade do projeto para a participação de Parceiros Privados no Projeto estão consolidados na tabela a seguir:

Tabela 29 - Parâmetros de Viabilidade do Projeto

<b>Parâmetro Avaliado</b>	<b>Resultado Aferido</b>
Valor Contrato	900.321,39 (R\$ mil)
TIR Projeto	9,73%
VPL	16.830,22 (R\$ mil)
Payback Descontado	22,9 anos

### 12.9.1. Quadro de Usos e Fontes

Tabela 30 - Quadro de Usos e Fontes

Usos (R\$ mil)	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
<b>Tributos</b>	- 9,83	- 930,65	- 2.850,44	- 3.185,69	- 3.313,11
<b>Despesas</b>	- 2.323,30	- 5.328,91	- 10.558,79	- 11.160,89	- 11.025,84
<b>Seguros e Garantias</b>	- 329,60	- 535,30	- 397,06	- 322,11	- 187,07
<b>Dividendos</b>	0	0	0	0	0
<b>Redução de Capital</b>	0	0	0	0	0
<b>Investimentos</b>	- 14.440,04	- 62.928,13	- 19.577,20	-	-
<b>Amortização da Dívida</b>	-	- 1.016,97	- 5.447,77	- 6.826,16	- 6.826,16
<b>Juros</b>	- 190,03	- 1.538,38	- 3.869,11	- 4.144,71	- 3.662,04
<b>Total</b>	<b>- 17.292,81</b>	<b>- 72.278,33</b>	<b>-42.700,38</b>	<b>-25.639,56</b>	<b>- 25.014,23</b>
<b>Fontes (R\$ mil)</b>	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>
<b>Receitas Operacionais</b>	69,01	6.530,86	20.003,08	22.355,69	23.249,91
<b>Receitas Não Operacionais</b>	-	-	-	-	-
<b>Aporte de Equity</b>	6.715,78	21.244,40	8.816,85	3.026,31	1.619,91
<b>Financiamentos</b>	10.108,03	44.049,69	13.704,04	-	-
<b>Receitas Financeiras</b>	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>16.892,82</b>	<b>71.824,95</b>	<b>42.523,97</b>	<b>25.382,00</b>	<b>24.869,83</b>

Usos (R\$ mil)	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
<b>Tributos</b>	- 3.445,64	- 3.583,46	- 3.726,80	- 3.875,87	- 4.211,87
<b>Despesas</b>	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84
<b>Seguros e Garantias</b>	- 187,07	- 187,07	- 187,07	- 187,07	- 187,07
<b>Dividendos</b>	0	0	0	0	0
<b>Redução de Capital</b>	0	0	0	0	0
<b>Investimentos</b>	-	- 510,80	-	-	-
<b>Amortização da Dívida</b>	- 6.826,16	- 6.826,16	- 6.826,16	- 6.826,16	- 6.826,16
<b>Juros</b>	- 3.179,38	- 2.696,71	- 2.214,05	- 1.731,38	- 1.248,71
<b>Total</b>	<b>-24.664,09</b>	<b>-24.830,05</b>	<b>-23.979,92</b>	<b>-23.646,32</b>	<b>- 23.499,65</b>
<b>Fontes (R\$ mil)</b>	<b>Ano 6</b>	<b>Ano 7</b>	<b>Ano 8</b>	<b>Ano 9</b>	<b>Ano 10</b>
<b>Receitas Operacionais</b>	24.179,91	25.147,11	26.152,99	27.199,11	28.287,08
<b>Receitas Não Operacionais</b>	-	117,24	-	-	-
<b>Aporte de Equity</b>	341,48	-	-	-	-
<b>Financiamentos</b>	-	-	-	-	-
<b>Receitas Financeiras</b>	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>24.521,39</b>	<b>25.264,35</b>	<b>26.152,99</b>	<b>27.199,11</b>	<b>28.287,08</b>

Usos (R\$ mil)	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
<b>Tributos</b>	- 4.605,57	- 5.187,95	- 6.262,87	- 6.847,75	- 7.199,66
<b>Despesas</b>	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84
<b>Seguros e Garantias</b>	- 187,07	- 187,07	- 187,07	- 187,07	- 187,07
<b>Dividendos</b>	0	0	0	0	0
<b>Redução de Capital</b>	0	0	0	0	0
<b>Investimentos</b>	-	- 510,80	-	- 2.862,72	- 3.628,80
<b>Amortização da Dívida</b>	- 6.826,16	- 5.809,19	- 1.378,39	-	-
<b>Juros</b>	- 766,05	- 317,50	- 52,20	-	-
<b>Total</b>	<b>- 23.410,69</b>	<b>- 23.038,35</b>	<b>- 18.906,37</b>	<b>- 20.923,38</b>	<b>- 22.041,38</b>

Fontes (R\$ mil)	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
<b>Receitas Operacionais</b>	29.418,56	30.595,30	31.819,11	33.091,88	34.415,55
<b>Receitas Não Operacionais</b>	-	117,24	-	-	-
<b>Aporte de Equity</b>	-	-	-	-	-
<b>Financiamentos</b>	-	-	-	-	-
<b>Receitas Financeiras</b>	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>29.418,56</b>	<b>30.712,54</b>	<b>31.819,11</b>	<b>33.091,88</b>	<b>34.415,55</b>

Usos (R\$ mil)	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
<b>Tributos</b>	- 7.561,48	- 7.980,68	- 8.378,38	- 8.811,50	- 9.261,95
<b>Despesas</b>	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84
<b>Seguros e Garantias</b>	- 187,07	- 187,07	- 187,07	- 187,07	- 187,07
<b>Dividendos</b>	0	0	0	0	0
<b>Redução de Capital</b>	0	0	0	0	0
<b>Investimentos</b>	-	- 510,80	-	-	-
<b>Amortização da Dívida</b>	-	-	-	-	-
<b>Juros</b>	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>- 18.774,39</b>	<b>- 19.704,39</b>	<b>- 19.591,29</b>	<b>- 20.024,41</b>	<b>- 20.474,86</b>

Fontes (R\$ mil)	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
<b>Receitas Operacionais</b>	35.792,17	37.223,86	38.712,82	40.261,33	41.871,78
<b>Receitas Não Operacionais</b>	-	117,24	-	-	-
<b>Aporte de Equity</b>	-	-	-	-	-
<b>Financiamentos</b>	-	-	-	-	-
<b>Receitas Financeiras</b>	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>35.792,17</b>	<b>37.341,10</b>	<b>38.712,82</b>	<b>40.261,33</b>	<b>41.871,78</b>

Usos (R\$ mil)	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24
<b>Tributos</b>	- 9.730,41	- 10.236,37	- 10.724,30	- 11.251,25
<b>Despesas</b>	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84
<b>Seguros e Garantias</b>	- 187,07	- 187,07	- 187,07	- 187,07
<b>Dividendos</b>	0	0	0	0
<b>Redução de Capital</b>	0	0	0	0
<b>Investimentos</b>	-	- 510,80	-	-
<b>Amortização da Dívida</b>	-	-	-	-
<b>Juros</b>	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>- 20.943,32</b>	<b>- 21.960,08</b>	<b>- 21.937,21</b>	<b>- 22.464,16</b>
Fontes (R\$ mil)	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24
<b>Receitas Operacionais</b>	43.546,65	45.288,52	47.100,06	48.984,06
<b>Receitas Não Operacionais</b>	-	117,24	-	-
<b>Aporte de Equity</b>	-	-	-	-
<b>Financiamentos</b>	-	-	-	-
<b>Receitas Financeiras</b>	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>43.546,65</b>	<b>45.405,76</b>	<b>47.100,06</b>	<b>48.984,06</b>

Usos (R\$ mil)	Ano 25	Ano 26	Ano 27
<b>Tributos</b>	- 11.799,29	- 12.369,24	- 13.059,64
<b>Despesas</b>	- 11.025,84	- 11.025,84	- 11.025,84
<b>Seguros e Garantias</b>	- 187,07	- 187,07	- 187,07
<b>Dividendos</b>	0		
<b>Redução de Capital</b>	0		
<b>Investimentos</b>	-	-	- 354,48
<b>Amortização da Dívida</b>	-	-	-
<b>Juros</b>	-	-	-
<b>Total</b>	<b>- 23.012,19</b>	<b>-23.582,15</b>	<b>-24.627,03</b>
Fontes (R\$ mil)	Ano 25	Ano 26	Ano 27
<b>Receitas Operacionais</b>	50.943,42	52.981,16	55.100,41
<b>Receitas Não Operacionais</b>	-	-	39,08
<b>Aporte de Equity</b>	-	-	-
<b>Financiamentos</b>	-	-	-
<b>Receitas Financeiras</b>	0		
<b>Total</b>	<b>50.943,42</b>	<b>52.981,16</b>	<b>55.139,49</b>

**12.9.2. Demonstrativos de Resultados**

Tabela 31 - Demonstrativo de Resultados

Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>69,01</b>	<b>6.530,86</b>	<b>20.003,08</b>	<b>22.355,69</b>	<b>23.249,91</b>
Receita Contraprestação	69,01	6.530,86	20.003,08	22.355,69	23.249,91
Deduções da Receita Operacional	-9,83	-930,65	-2.850,44	-3.185,69	-3.313,11
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>59,17</b>	<b>5.600,21</b>	<b>17.152,65</b>	<b>19.170,00</b>	<b>19.936,80</b>
Custo dos Serviços Prestados	-27,76	-2.837,81	-8.077,43	-8.669,48	-8.669,48
Custos Depreciação e Amortização	0,00	-2.133,62	-9.084,57	-11.246,05	-11.246,05
<b>Lucro Bruto</b>	<b>31,41</b>	<b>628,77</b>	<b>-9,35</b>	<b>-745,52</b>	<b>21,28</b>
Margem Bruta	53%	11,23%	-0,05%	-3,89%	0,11%
SG&A	-2.295,54	-2.491,10	-2.481,37	-2.491,42	-2.356,37
SG&A/ROL	-3879%	-44%	-14%	-13%	-12%
Receitas Não Operacionais	-	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>-2.264,13</b>	<b>271,30</b>	<b>6.593,85</b>	<b>8.009,11</b>	<b>8.910,96</b>
Margem EBITDA	-3826%	5%	38%	42%	45%
<b>EBIT</b>	<b>-2.264,13</b>	<b>-1.862,32</b>	<b>-2.490,72</b>	<b>-3.236,94</b>	<b>-2.335,09</b>
Despesas Financeiras	-190,03	-1.538,38	-3.869,11	-4.144,71	-3.662,04
<b>EBT</b>	<b>-2.454,16</b>	<b>-3.400,70</b>	<b>-6.359,82</b>	<b>-7.381,65</b>	<b>-5.997,13</b>
Imposto de Renda	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contribuição Social	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>-2.454,16</b>	<b>-3.400,70</b>	<b>-6.359,82</b>	<b>-7.381,65</b>	<b>-5.997,13</b>
Margem Líquida	-4147,38%	-60,72%	-37,08%	-38,51%	-30,08%

Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>24.179,91</b>	<b>25.147,11</b>	<b>26.152,99</b>	<b>27.199,11</b>	<b>28.287,08</b>
Receita Contraprestação	24.179,91	25.147,11	26.152,99	27.199,11	28.287,08
Deduções da Receita Operacional	-3.445,64	-3.583,46	-3.726,80	-3.875,87	-4.030,91
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>20.734,27</b>	<b>21.563,64</b>	<b>22.426,19</b>	<b>23.323,24</b>	<b>24.256,17</b>
Custo dos Serviços Prestados	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48
Custos Depreciação e Amortização	-11.246,05	-11.206,05	-10.700,59	-10.700,59	-10.700,59
<b>Lucro Bruto</b>	<b>818,75</b>	<b>1.688,12</b>	<b>3.056,12</b>	<b>3.953,17</b>	<b>4.886,10</b>
Margem Bruta	3,95%	7,83%	13,63%	16,95%	20,14%
SG&A	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37
SG&A/ROL	-11%	-11%	-11%	-10%	-10%
Receitas Não Operacionais	-	117,24	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>9.708,43</b>	<b>10.655,04</b>	<b>11.400,35</b>	<b>12.297,39</b>	<b>13.230,32</b>
Margem EBITDA	47%	49%	51%	53%	55%
<b>EBIT</b>	<b>-1.537,62</b>	<b>-551,01</b>	<b>699,75</b>	<b>1.596,80</b>	<b>2.529,73</b>
Despesas Financeiras	-3.179,38	-2.696,71	-2.214,05	-1.731,38	-1.248,71
<b>EBT</b>	<b>-4.716,99</b>	<b>-3.247,72</b>	<b>-1.514,29</b>	<b>-134,58</b>	<b>1.281,02</b>
Imposto de Renda	0,00	0,00	0,00	0,00	-192,15
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	0,00	0,00	0,00	0,00	-104,10
Contribuição Social	0,00	0,00	0,00	0,00	115,29
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>-4.716,99</b>	<b>-3.247,72</b>	<b>-1.514,29</b>	<b>-134,58</b>	<b>1.100,05</b>
Margem Líquida	-22,75%	-15,06%	-6,75%	-0,58%	4,54%

<b>Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)</b>					
<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>Ano 11</b>	<b>Ano 12</b>	<b>Ano 13</b>	<b>Ano 14</b>	<b>Ano 15</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>29.418,56</b>	<b>30.595,30</b>	<b>31.819,11</b>	<b>33.091,88</b>	<b>34.415,55</b>
Receita Contraprestação	29.418,56	30.595,30	31.819,11	33.091,88	34.415,55
Deduções da Receita Operacional	-4.192,14	-4.359,83	-4.534,22	-4.715,59	-4.904,22
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>25.226,41</b>	<b>26.235,47</b>	<b>27.284,89</b>	<b>28.376,28</b>	<b>29.511,34</b>
Custo dos Serviços Prestados	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48
Custos Depreciação e Amortização	-10.700,59	-9.683,63	-5.252,82	-3.874,43	-3.988,94
<b>Lucro Bruto</b>	<b>5.856,34</b>	<b>7.882,37</b>	<b>13.362,59</b>	<b>15.832,38</b>	<b>16.852,92</b>
Margem Bruta	23,22%	30,04%	48,97%	55,79%	57,11%
SG&A	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37
SG&A/ROL	-9%	-9%	-9%	-8%	-8%
Receitas Não Operacionais	-	117,24	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>14.200,57</b>	<b>15.326,87</b>	<b>16.259,05</b>	<b>17.350,44</b>	<b>18.485,49</b>
Margem EBITDA	56%	58%	60%	61%	63%
<b>EBIT</b>	<b>3.499,98</b>	<b>5.643,24</b>	<b>11.006,23</b>	<b>13.476,01</b>	<b>14.496,55</b>
Despesas Financeiras	-766,05	-317,50	-52,20	0,00	0,00
<b>EBT</b>	<b>2.733,93</b>	<b>5.325,75</b>	<b>10.954,03</b>	<b>13.476,01</b>	<b>14.496,55</b>
Imposto de Renda	-410,09	-798,86	-1.643,10	-2.021,40	-2.174,48
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	-249,39	-508,57	-1.071,40	-1.323,60	-1.425,66
Contribuição Social	246,05	479,32	985,86	1.212,84	1.304,69
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>2.320,50</b>	<b>4.497,63</b>	<b>9.225,38</b>	<b>11.343,85</b>	<b>12.201,10</b>
Margem Líquida	9,20%	17,14%	33,81%	39,98%	41,34%

Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>35.792,17</b>	<b>37.223,86</b>	<b>38.712,82</b>	<b>40.261,33</b>	<b>41.871,78</b>
Receita Contraprestação	35.792,17	37.223,86	38.712,82	40.261,33	41.871,78
Deduções da Receita Operacional	-5.100,38	-5.304,40	-5.516,58	-5.737,24	-5.966,73
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>30.691,79</b>	<b>31.919,46</b>	<b>33.196,24</b>	<b>34.524,09</b>	<b>35.905,05</b>
Custo dos Serviços Prestados	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48
Custos Depreciação e Amortização	-4.134,09	-4.134,09	-4.134,09	-4.134,09	-4.134,09
<b>Lucro Bruto</b>	<b>17.888,22</b>	<b>19.115,89</b>	<b>20.392,67</b>	<b>21.720,52</b>	<b>23.101,48</b>
Margem Bruta	58,28%	59,89%	61,43%	62,91%	64,34%
SG&A	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37
SG&A/ROL	-8%	-7%	-7%	-7%	-7%
Receitas Não Operacionais	-	117,24	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>19.665,95</b>	<b>21.010,86</b>	<b>22.170,40</b>	<b>23.498,25</b>	<b>24.879,21</b>
Margem EBITDA	64%	66%	67%	68%	69%
<b>EBIT</b>	<b>15.531,85</b>	<b>16.876,77</b>	<b>18.036,30</b>	<b>19.364,15</b>	<b>20.745,12</b>
Despesas Financeiras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>EBT</b>	<b>15.531,85</b>	<b>16.876,77</b>	<b>18.036,30</b>	<b>19.364,15</b>	<b>20.745,12</b>
Imposto de Renda	-2.329,78	-2.531,51	-2.705,45	-2.904,62	-3.111,77
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	-1.529,19	-1.663,68	-1.779,63	-1.912,42	-2.050,51
Contribuição Social	1.397,87	1.518,91	1.623,27	1.742,77	1.867,06
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>13.070,76</b>	<b>14.200,48</b>	<b>15.174,50</b>	<b>16.289,89</b>	<b>17.449,90</b>
Margem Líquida	42,59%	44,49%	45,71%	47,18%	48,60%

<b>Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)</b>				
<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>Ano 21</b>	<b>Ano 22</b>	<b>Ano 23</b>	<b>Ano 24</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>43.546,65</b>	<b>45.288,52</b>	<b>47.100,06</b>	<b>48.984,06</b>
Receita Contraprestação	43.546,65	45.288,52	47.100,06	48.984,06
Deduções da Receita Operacional	-6.205,40	-6.453,61	-6.711,76	-6.980,23
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>37.341,25</b>	<b>38.834,90</b>	<b>40.388,30</b>	<b>42.003,83</b>
Custo dos Serviços Prestados	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48
Custos Depreciação e Amortização	-4.134,09	-4.134,09	-4.134,09	-4.134,09
<b>Lucro Bruto</b>	<b>24.537,69</b>	<b>26.031,34</b>	<b>27.584,73</b>	<b>29.200,26</b>
Margem Bruta	65,71%	67,03%	68,30%	69,52%
SG&A	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37
SG&A/ROL	-6%	-6%	-6%	-6%
Receitas Não Operacionais	-	117,24	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>26.315,41</b>	<b>27.926,30</b>	<b>29.362,46</b>	<b>30.977,99</b>
Margem EBITDA	70%	72%	73%	74%
<b>EBIT</b>	<b>22.181,32</b>	<b>23.792,21</b>	<b>25.228,37</b>	<b>26.843,90</b>
Despesas Financeiras	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>EBT</b>	<b>22.181,32</b>	<b>23.792,21</b>	<b>25.228,37</b>	<b>26.843,90</b>
Imposto de Renda	-3.327,20	-3.568,83	-3.784,25	-4.026,58
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	-2.194,13	-2.355,22	-2.498,84	-2.660,39
Contribuição Social	1.996,32	2.141,30	2.270,55	2.415,95
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>18.656,31</b>	<b>20.009,46</b>	<b>21.215,83</b>	<b>22.572,87</b>
Margem Líquida	49,96%	51,52%	52,53%	53,74%

Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)			
DESCRIÇÃO	Ano 25	Ano 26	Ano 27
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>50.943,42</b>	<b>52.981,16</b>	<b>55.100,41</b>
Receita Contraprestação	50.943,42	52.981,16	55.100,41
Deduções da Receita Operacional	-7.259,44	-7.549,82	-7.851,81
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>43.683,99</b>	<b>45.431,35</b>	<b>47.248,60</b>
Custo dos Serviços Prestados	-8.669,48	-8.669,48	-8.669,48
Custos Depreciação e Amortização	-4.134,09	-4.134,09	-3.562,89
<b>Lucro Bruto</b>	<b>30.880,42</b>	<b>32.627,78</b>	<b>35.016,23</b>
Margem Bruta	70,69%	71,82%	74,11%
SG&A	-2.356,37	-2.356,37	-2.356,37
SG&A/ROL	-5%	-5%	-5%
Receitas Não Operacionais	-	-	39,08
<b>EBITDA</b>	<b>32.658,14</b>	<b>34.405,50</b>	<b>36.261,84</b>
Margem EBITDA	75%	76%	77%
<b>EBIT</b>	<b>28.524,05</b>	<b>30.271,41</b>	<b>32.698,95</b>
Despesas Financeiras	0,00	0,00	0,00
<b>EBT</b>	<b>28.524,05</b>	<b>30.271,41</b>	<b>32.698,95</b>
Imposto de Renda	-4.278,61	-4.540,71	-4.904,84
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	-2.828,41	-3.003,14	-3.245,89
Contribuição Social	2.567,16	2.724,43	2.942,91
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>23.984,20</b>	<b>25.451,98</b>	<b>27.491,11</b>
Margem Líquida	54,90%	56,02%	58,18%

### 12.9.3. Balanço Patrimonial

Tabela 32 - Balanço Patrimonial

**Balço Patrimonial (R\$ mil)**

<b>ATIVO</b>	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>5,83</b>	<b>552,12</b>	<b>1.689,36</b>	<b>1.887,06</b>	<b>1.961,57</b>
Caixa / Bancos Conta Movimento	-	-	-	-	-
Estoques	0,08	7,88	22,44	24,08	24,08
Cientes	5,75	544,24	1.666,92	1.862,97	1.937,49
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>17.965,76</b>	<b>78.684,77</b>	<b>89.101,90</b>	<b>77.780,35</b>	<b>67.358,54</b>
Imobilizado	17.965,76	78.684,77	89.101,90	77.780,35	67.358,54
<b>Ativo Total</b>	<b>17.971,58</b>	<b>79.236,89</b>	<b>90.791,26</b>	<b>79.667,41</b>	<b>69.320,11</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>76,22</b>	<b>1.557,56</b>	<b>6.904,95</b>	<b>8.416,49</b>	<b>8.448,35</b>
Fornecedores	2,31	236,48	673,12	722,46	722,46
Empréstimos e Financiamentos	-	1.016,97	5.447,77	6.826,16	6.826,16
Obrigações Fiscais à Pagar	2,46	232,66	712,61	796,42	828,28
Obrigações de Pessoal à Pagar	71,45	71,45	71,45	71,45	71,45
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>10.169,68</b>	<b>52.443,81</b>	<b>56.349,11</b>	<b>48.144,56</b>	<b>41.318,40</b>
Passivo Exigível a Longo Prazo	10.169,68	52.443,81	56.349,11	48.144,56	41.318,40
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>7.725,68</b>	<b>25.235,52</b>	<b>27.537,20</b>	<b>23.106,36</b>	<b>19.553,36</b>
Capital Social	10.241,50	31.485,90	40.302,75	43.277,04	45.796,68
Lucro (Prejuízo) Acumulados	-61,65	-2.774,18	-6.330,23	-12.765,55	-20.170,68
Lucro (Prejuízo) do Exercício	-2.454,16	-3.476,20	-6.435,32	-7.405,13	-6.072,63
<b>Passivo Total</b>	<b>17.971,58</b>	<b>79.236,89</b>	<b>90.791,26</b>	<b>79.667,41</b>	<b>69.320,11</b>

Balanco Patrimonial (R\$ mil)					
ATIVO	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
<b>Ativo Circulante</b>	<b>2.597,32</b>	<b>3.370,38</b>	<b>5.766,36</b>	<b>9.543,48</b>	<b>14.601,96</b>
Caixa / Bancos Conta Movimento	558,25	1.250,71	3.562,86	7.252,80	12.220,63
Estoques	24,08	24,08	24,08	24,08	24,08
Clientes	2.014,99	2.095,59	2.179,42	2.266,59	2.357,26
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>55.137,26</b>	<b>44.249,27</b>	<b>33.548,68</b>	<b>22.848,09</b>	<b>12.147,49</b>
Imobilizado	55.137,26	44.249,27	33.548,68	22.848,09	12.147,49
<b>Ativo Total</b>	<b>57.734,58</b>	<b>47.619,66</b>	<b>39.315,04</b>	<b>32.391,56</b>	<b>26.749,46</b>
PASSIVO	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
<b>Passivo Circulante</b>	<b>8.481,48</b>	<b>8.515,93</b>	<b>8.551,77</b>	<b>8.589,04</b>	<b>8.673,04</b>
Fornecedores	722,46	722,46	722,46	722,46	722,46
Empréstimos e Financiamentos	6.826,16	6.826,16	6.826,16	6.826,16	6.826,16
Obrigações Fiscais à Pagar	861,41	895,87	931,70	968,97	1.052,97
Obrigações de Pessoal à Pagar	71,45	71,45	71,45	71,45	71,45
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>34.492,23</b>	<b>27.666,07</b>	<b>20.839,91</b>	<b>14.013,75</b>	<b>7.187,58</b>
Passivo Exigível a Longo Prazo	34.492,23	27.666,07	20.839,91	14.013,75	7.187,58
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>14.760,87</b>	<b>11.437,65</b>	<b>9.923,36</b>	<b>9.788,78</b>	<b>10.888,84</b>
Capital Social	45.796,68	45.796,68	45.796,68	45.796,68	45.796,68
Lucro (Prejuízo) Acumulados	-26.243,31	-31.035,81	-34.359,03	-35.873,32	-36.007,90
Lucro (Prejuízo) do Exercício	-4.792,49	-3.323,22	-1.514,29	-134,58	1.100,05
<b>Passivo Total</b>	<b>57.734,58</b>	<b>47.619,66</b>	<b>39.315,04</b>	<b>32.391,56</b>	<b>26.749,46</b>

**Balço Patrimonial (R\$ mil)**

<b>ATIVO</b>	<b>Ano 11</b>	<b>Ano 12</b>	<b>Ano 13</b>	<b>Ano 14</b>	<b>Ano 15</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>20.895,32</b>	<b>29.019,41</b>	<b>42.387,96</b>	<b>54.889,74</b>	<b>67.538,95</b>
Caixa / Bancos Conta Movimento	18.419,69	26.445,72	39.712,28	52.108,00	64.646,91
Estoques	24,08	24,08	24,08	24,08	24,08
Clientes	2.451,55	2.549,61	2.651,59	2.757,66	2.867,96
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>1.446,90</b>	<b>-7.843,17</b>	<b>-13.095,99</b>	<b>-14.107,70</b>	<b>-14.467,83</b>
Imobilizado	1.446,90	-7.843,17	-13.095,99	-14.107,70	-14.467,83
<b>Ativo Total</b>	<b>22.342,22</b>	<b>21.176,25</b>	<b>29.291,97</b>	<b>40.782,04</b>	<b>53.071,12</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>Ano 11</b>	<b>Ano 12</b>	<b>Ano 13</b>	<b>Ano 14</b>	<b>Ano 15</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>8.771,46</b>	<b>7.900,09</b>	<b>3.738,01</b>	<b>2.505,84</b>	<b>2.593,82</b>
Fornecedores	722,46	722,46	722,46	722,46	722,46
Empréstimos e Financiamentos	6.826,16	5.809,19	1.378,39	-	-
Obrigações Fiscais à Pagar	1.151,39	1.296,99	1.565,72	1.711,94	1.799,92
Obrigações de Pessoal à Pagar	71,45	71,45	71,45	71,45	71,45
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>361,42</b>	<b>-4.430,81</b>	<b>-1.378,39</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Passivo Exigível a Longo Prazo	361,42	-4.430,81	-1.378,39	0,00	0,00
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>13.209,34</b>	<b>17.706,97</b>	<b>26.932,35</b>	<b>38.276,20</b>	<b>50.477,30</b>
Capital Social	45.796,68	45.796,68	45.796,68	45.796,68	45.796,68
Lucro (Prejuízo) Acumulados	-34.907,84	-32.587,34	-28.089,71	-18.864,33	-7.520,48
Lucro (Prejuízo) do Exercício	2.320,50	4.497,63	9.225,38	11.343,85	12.201,10
<b>Passivo Total</b>	<b>22.342,22</b>	<b>21.176,25</b>	<b>29.291,97</b>	<b>40.782,04</b>	<b>53.071,12</b>

Balço Patrimonial (R\$ mil)					
ATIVO	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
<b>Ativo Circulante</b>	<b>84.834,26</b>	<b>102.880,07</b>	<b>122.288,09</b>	<b>142.820,35</b>	<b>164.516,95</b>
Caixa / Bancos Conta Movimento	81.827,50	99.754,00	119.037,94	139.441,16	161.003,55
Estoques	24,08	24,08	24,08	24,08	24,08
Clientes	2.982,68	3.101,99	3.226,07	3.355,11	3.489,32
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>-18.601,93</b>	<b>-22.342,46</b>	<b>-26.476,55</b>	<b>-30.610,64</b>	<b>-34.744,73</b>
Imobilizado	-18.601,93	-22.342,46	-26.476,55	-30.610,64	-34.744,73
<b>Ativo Total</b>	<b>66.232,33</b>	<b>80.537,62</b>	<b>95.811,54</b>	<b>112.209,71</b>	<b>129.772,22</b>
PASSIVO	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
<b>Passivo Circulante</b>	<b>2.684,27</b>	<b>2.789,08</b>	<b>2.888,50</b>	<b>2.996,78</b>	<b>3.109,39</b>
Fornecedores	722,46	722,46	722,46	722,46	722,46
Empréstimos e Financiamentos	-	-	-	-	-
Obrigações Fiscais à Pagar	1.890,37	1.995,17	2.094,60	2.202,88	2.315,49
Obrigações de Pessoal à Pagar	71,45	71,45	71,45	71,45	71,45
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Passivo Exigível a Longo Prazo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>63.548,06</b>	<b>77.748,54</b>	<b>92.923,04</b>	<b>109.212,93</b>	<b>126.662,82</b>
Capital Social	45.796,68	45.796,68	45.796,68	45.796,68	45.796,68
Lucro (Prejuízo) Acumulados	4.680,62	17.751,38	31.951,86	47.126,36	63.416,25
Lucro (Prejuízo) do Exercício	13.070,76	14.200,48	15.174,50	16.289,89	17.449,90
<b>Passivo Total</b>	<b>66.232,33</b>	<b>80.537,62</b>	<b>95.811,54</b>	<b>112.209,71</b>	<b>129.772,22</b>

<b>Balanco Patrimonial (R\$ mil)</b>				
<b>ATIVO</b>	<b>Ano 21</b>	<b>Ano 22</b>	<b>Ano 23</b>	<b>Ano 24</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>187.424,47</b>	<b>211.300,94</b>	<b>236.772,84</b>	<b>263.611,55</b>
Caixa / Bancos Conta Movimento	183.771,50	207.502,82	232.823,76	259.505,46
Estoques	24,08	24,08	24,08	24,08
Clientes	3.628,89	3.774,04	3.925,00	4.082,01
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>-38.878,83</b>	<b>-42.619,36</b>	<b>-46.753,45</b>	<b>-50.887,54</b>
Imobilizado	-38.878,83	-42.619,36	-46.753,45	-50.887,54
<b>Ativo Total</b>	<b>148.545,64</b>	<b>168.681,58</b>	<b>190.019,39</b>	<b>212.724,01</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>Ano 21</b>	<b>Ano 22</b>	<b>Ano 23</b>	<b>Ano 24</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>3.226,51</b>	<b>3.353,00</b>	<b>3.474,98</b>	<b>3.606,72</b>
Fornecedores	722,46	722,46	722,46	722,46
Emprestimos e Financiamentos	-	-	-	-
Obrigações Fiscais à Pagar	2.432,60	2.559,09	2.681,07	2.812,81
Obrigações de Pessoal à Pagar	71,45	71,45	71,45	71,45
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Passivo Exigível a Longo Prazo	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>145.319,13</b>	<b>165.328,59</b>	<b>186.544,42</b>	<b>209.117,29</b>
Capital Social	45.796,68	45.796,68	45.796,68	45.796,68
Lucro (Prejuízo) Acumulados	80.866,15	99.522,45	119.531,91	140.747,74
Lucro (Prejuízo) do Exercício	18.656,31	20.009,46	21.215,83	22.572,87
<b>Passivo Total</b>	<b>148.545,64</b>	<b>168.681,58</b>	<b>190.019,39</b>	<b>212.724,01</b>

<b>Balço Patrimonial (R\$ mil)</b>			
<b>ATIVO</b>	<b>Ano 25</b>	<b>Ano 26</b>	<b>Ano 27</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>291.866,85</b>	<b>321.595,42</b>	<b>352.506,62</b>
Caixa / Bancos Conta Movimento	287.597,49	317.156,24	347.890,84
Estoques	24,08	24,08	24,08
Clientes	4.245,29	4.415,10	4.591,70
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>-55.021,63</b>	<b>-59.155,73</b>	<b>-62.403,22</b>
Imobilizado	-55.021,63	-59.155,73	-62.403,22
<b>Ativo Total</b>	<b>236.845,22</b>	<b>262.439,69</b>	<b>290.103,41</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>Ano 25</b>	<b>Ano 26</b>	<b>Ano 27</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>3.743,73</b>	<b>3.886,21</b>	<b>4.058,81</b>
Fornecedores	722,46	722,46	722,46
Empréstimos e Financiamentos	-	-	-
Obrigações Fiscais à Pagar	2.949,82	3.092,31	3.264,91
Obrigações de Pessoal à Pagar	71,45	71,45	71,45
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Passivo Exigível a Longo Prazo	0,00	0,00	0,00
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>233.101,49</b>	<b>258.553,48</b>	<b>286.044,59</b>
Capital Social	45.796,68	45.796,68	45.796,68
Lucro (Prejuízo) Acumulados	163.320,61	187.304,81	212.756,80
Lucro (Prejuízo) do Exercício	23.984,20	25.451,98	27.491,11
<b>Passivo Total</b>	<b>236.845,22</b>	<b>262.439,69</b>	<b>290.103,41</b>

#### 12.9.4. Fluxo de Caixa

Tabela 33 - Fluxo de Caixa

Fluxo de Caixa (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
<b>(=) EBITDA</b>		<b>-2.264,13</b>	<b>271,30</b>	<b>6.593,85</b>	<b>8.061,13</b>
(-) Variação de Capital de Giro		70,39	-81,92	-220,66	-64,55
(-) Investimentos (Capex)	-3.525,71	-14.440,04	-62.928,13	-19.577,20	0,00
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(+) Aporte Governamental					
<b>(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)</b>	<b>-3.525,71</b>	<b>-16.633,78</b>	<b>-62.738,75</b>	<b>-13.204,01</b>	<b>7.996,58</b>
(+) Venda de Ativos	-	-	-	-	-
(+) Novos Financiamentos		10.108,03	44.049,69	13.704,04	-
(-) Amortizações de Financiamentos		0,00	-1.016,97	-5.447,77	-6.826,16
(-) Despesas Financeiras		-190,03	-1.538,38	-3.869,11	-4.144,71
<b>(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)</b>	<b>-3.525,71</b>	<b>-6.715,78</b>	<b>-21.244,40</b>	<b>-8.816,85</b>	<b>-2.974,29</b>
(+) Aporte de Capital	3.525,71	6.715,78	21.244,40	8.816,85	2.974,29
<b>(=) Fluxo de Caixa do Período</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
(+) Saldo Inicial de Caixa	0	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>(=) Fluxo de Caixa Final</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

Fluxo de Caixa (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9
<b>(=) EBITDA</b>	<b>8.910,96</b>	<b>9.708,43</b>	<b>10.655,04</b>	<b>11.400,35</b>	<b>12.297,39</b>
(-) Variação de Capital de Giro	-942,39	855,36	-46,14	-47,99	-49,91
(-) Investimentos (Capex)	0,00	0,00	-510,80	0,00	0,00
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(+) Aporte Governamental					
<b>(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)</b>	<b>7.968,57</b>	<b>10.563,79</b>	<b>10.098,10</b>	<b>11.352,36</b>	<b>12.247,49</b>
(+) Venda de Ativos	-	-	117,24	-	-
(+) Novos Financiamentos	-	-	-	-	-
(-) Amortizações de Financiamentos	-6.826,16	-6.826,16	-6.826,16	-6.826,16	-6.826,16
(-) Despesas Financeiras	-3.662,04	-3.179,38	-2.696,71	-2.214,05	-1.731,38
<b>(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)</b>	<b>-2.519,64</b>	<b>558,25</b>	<b>692,46</b>	<b>2.312,15</b>	<b>3.689,94</b>
(+) Aporte de Capital	2.519,64	-	-	-	-
<b>(=) Fluxo de Caixa do Período</b>	<b>0,00</b>	<b>558,25</b>	<b>692,46</b>	<b>2.312,15</b>	<b>3.689,94</b>
(+) Saldo Inicial de Caixa	0,00	0,00	558,25	1.250,71	3.562,86
<b>(=) Fluxo de Caixa Final</b>	<b>0,00</b>	<b>558,25</b>	<b>1.250,71</b>	<b>3.562,86</b>	<b>7.252,80</b>

Fluxo de Caixa (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14
<b>(=) EBITDA</b>	<b>13.230,32</b>	<b>14.200,57</b>	<b>15.326,87</b>	<b>16.259,05</b>	<b>17.350,44</b>
(-) Variação de Capital de Giro	-6,66	4,14	47,53	166,75	40,16
(-) Investimentos (Capex)	0,00	0,00	-510,80	0,00	-2.862,72
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	-180,96	-413,43	-828,12	-1.728,64	-2.132,16
(+) Aporte Governamental					
<b>(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)</b>	<b>13.042,70</b>	<b>13.791,28</b>	<b>14.035,48</b>	<b>14.697,15</b>	<b>12.395,72</b>
(+) Venda de Ativos	-	-	117,24	-	-
(+) Novos Financiamentos	-	-	-	-	-
(-) Amortizações de Financiamentos	-6.826,16	-6.826,16	-5.809,19	-1.378,39	0,00
(-) Despesas Financeiras	-1.248,71	-766,05	-317,50	-52,20	0,00
<b>(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)</b>	<b>4.967,82</b>	<b>6.199,07</b>	<b>8.026,03</b>	<b>13.266,56</b>	<b>12.395,72</b>
(+) Aporte de Capital					
<b>(=) Fluxo de Caixa do Período</b>	<b>4.967,82</b>	<b>6.199,07</b>	<b>8.026,03</b>	<b>13.266,56</b>	<b>12.395,72</b>
(+) Saldo Inicial de Caixa	7.252,80	12.220,63	18.419,69	26.445,72	39.712,28
<b>(=) Fluxo de Caixa Final</b>	<b>12.220,63</b>	<b>18.419,69</b>	<b>26.445,72</b>	<b>39.712,28</b>	<b>52.108,00</b>

Fluxo de Caixa (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19
<b>(=) EBITDA</b>	<b>18.485,49</b>	<b>19.665,95</b>	<b>21.010,86</b>	<b>22.170,40</b>	<b>23.498,25</b>
(-) Variação de Capital de Giro	-22,33	-24,26	-14,51	-24,65	-20,76
(-) Investimentos (Capex)	-3.628,80	0,00	-510,80	0,00	0,00
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	-2.295,45	-2.461,10	-2.676,28	-2.861,81	-3.074,26
(+) Aporte Governamental					
<b>(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)</b>	<b>12.538,91</b>	<b>17.180,59</b>	<b>17.809,27</b>	<b>19.283,93</b>	<b>20.403,22</b>
(+) Venda de Ativos	-	-	117,24	-	-
(+) Novos Financiamentos	-	-	-	-	-
(-) Amortizações de Financiamentos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Despesas Financeiras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)</b>	<b>12.538,91</b>	<b>17.180,59</b>	<b>17.926,51</b>	<b>19.283,93</b>	<b>20.403,22</b>
(+) Aporte de Capital					
<b>(=) Fluxo de Caixa do Período</b>	<b>12.538,91</b>	<b>17.180,59</b>	<b>17.926,51</b>	<b>19.283,93</b>	<b>20.403,22</b>
(+) Saldo Inicial de Caixa	52.108,00	64.646,91	81.827,50	99.754,00	119.037,94
<b>(=) Fluxo de Caixa Final</b>	<b>64.646,91</b>	<b>81.827,50</b>	<b>99.754,00</b>	<b>119.037,94</b>	<b>139.441,16</b>

Fluxo de Caixa (R\$ mil)				
DESCRIÇÃO	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23
<b>(=) EBITDA</b>	<b>24.879,21</b>	<b>26.315,41</b>	<b>27.926,30</b>	<b>29.362,46</b>
(-) Variação de Capital de Giro	-21,59	-22,46	-18,67	-28,98
(-) Investimentos (Capex)	0,00	0,00	-510,80	0,00
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	-3.295,22	-3.525,01	-3.782,75	-4.012,54
(+) Aporte Governamental				
<b>(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)</b>	<b>21.562,40</b>	<b>22.767,94</b>	<b>23.614,08</b>	<b>25.320,94</b>
(+) Venda de Ativos	-	-	117,24	-
(+) Novos Financiamentos	-	-	-	-
(-) Amortizações de Financiamentos	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Despesas Financeiras	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)</b>	<b>21.562,40</b>	<b>22.767,94</b>	<b>23.731,32</b>	<b>25.320,94</b>
(+) Aporte de Capital	-	-	-	-
<b>(=) Fluxo de Caixa do Período</b>	<b>21.562,40</b>	<b>22.767,94</b>	<b>23.731,32</b>	<b>25.320,94</b>
(+) Saldo Inicial de Caixa	139.441,16	161.003,55	183.771,50	207.502,82
<b>(=) Fluxo de Caixa Final</b>	<b>161.003,55</b>	<b>183.771,50</b>	<b>207.502,82</b>	<b>232.823,76</b>

Fluxo de Caixa (R\$ mil)				
DESCRIÇÃO	Ano 24	Ano 25	Ano 26	Ano 27
<b>(=) EBITDA</b>	<b>30.977,99</b>	<b>32.658,14</b>	<b>34.405,50</b>	<b>36.261,84</b>
(-) Variação de Capital de Giro	-25,26	-26,27	-27,32	-4,00
(-) Investimentos (Capex)	0,00	0,00	0,00	-354,48
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	-4.271,02	-4.539,85	-4.819,43	-5.207,83
(+) Aporte Governamental				
<b>(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)</b>	<b>26.681,70</b>	<b>28.092,02</b>	<b>29.558,75</b>	<b>30.695,52</b>
(+) Venda de Ativos	-	-	-	39,08
(+) Novos Financiamentos	-	-	-	-
(-) Amortizações de Financiamentos	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Despesas Financeiras	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)</b>	<b>26.681,70</b>	<b>28.092,02</b>	<b>29.558,75</b>	<b>30.734,60</b>
(+) Aporte de Capital	-	-	-	-
<b>(=) Fluxo de Caixa do Período</b>	<b>26.681,70</b>	<b>28.092,02</b>	<b>29.558,75</b>	<b>30.734,60</b>
(+) Saldo Inicial de Caixa	232.823,76	259.505,46	287.597,49	317.156,24
<b>(=) Fluxo de Caixa Final</b>	<b>259.505,46</b>	<b>287.597,49</b>	<b>317.156,24</b>	<b>347.890,84</b>

## **12.10. Value for Money – Ganhos de Eficiência**

### **12.10.1. Análise de Mérito**

A Análise de Mérito tem por objetivo demonstrar a conveniência e a oportunidade da contratação via Parceria Público-Privada por meio da avaliação qualitativa e quantitativa. O estudo busca garantir que a adoção da parceria crie valor para a sociedade, subsidiando a escolha da modalidade de contratação pelas razões certas.

A parte quantitativa envolve a construção e comparação de dois fluxos de caixa. Um deles, chamado de Comparador do Setor Público, representa os custos de fornecimento do serviço diretamente pelo município, através de licitações de obra, de equipamentos, seguindo os trâmites da Lei Federal de Licitações, para posterior execução de serviços de operação e manutenção de forma direta.

O outro fluxo de caixa representa os custos de fornecimento dos serviços pelo setor privado em uma PPP, como estabelecido na Lei Federal nº 11.079/2004, incluindo diferenças de custos devido à maior eficiência da gestão privada, da correta repartição de riscos no contrato, diferenças tributárias e remuneração de capital próprio. Essa estimativa é chamada de Projeto Privado de Referência (PPR).

O PPR permite a visualização de todo o custo do empreendimento sob a gestão privada, mas o interesse fundamental em uma Análise de Mérito é o valor das contraprestações pecuniárias exigidas do Poder Concedente para a adequada remuneração do investidor privado. Essa perspectiva dos custos sob a ótica do Poder Público é facilmente entendida e resumida na figura abaixo. A Parceria Público-Privada tem como uma das vantagens mais cruciais a previsibilidade do gasto público. No contrato da PPP, determina-se o valor dos aportes e das contraprestações que serão pagas durante toda a concessão e, além disso, eles somente serão pagos em sua integralidade quando satisfeitos os critérios de qualidade resumidos na Nota

de Desempenho, com a plena operação do empreendimento. A execução direta, por sua vez, apresenta um alto grau de incerteza, com todos os sobrecustos, atrasos e erros de cálculo impactando diretamente no caixa do município.

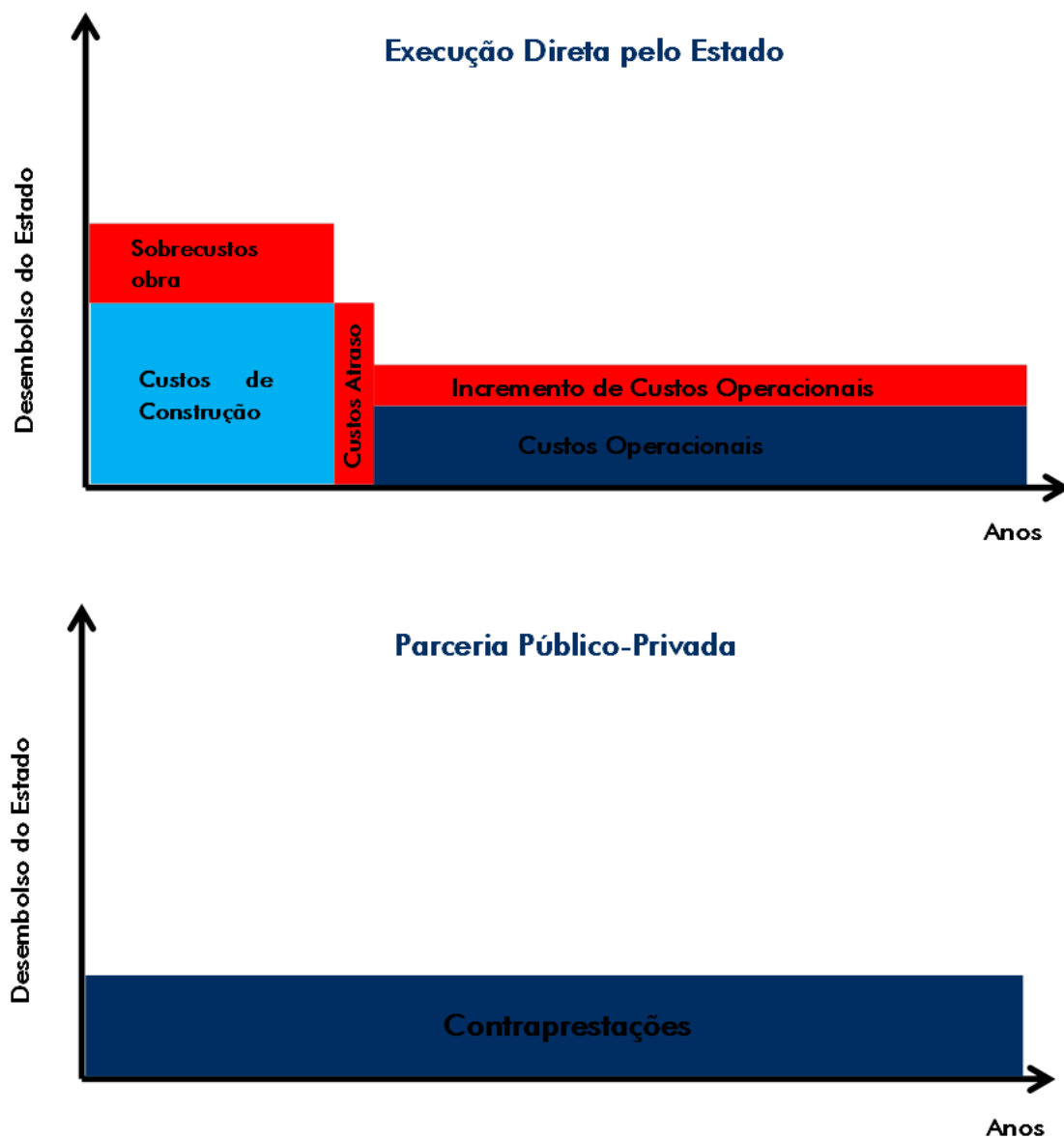


Figura 26 - Diferença de Custos entre a Execução Direta e a PPP

Um conceito imprescindível de uma análise de mérito é a comparação justa entre projetos estritamente equivalentes. Deve-se considerar que a execução direta pelo poder público manterá os parâmetros de qualidade que estão sendo exigidos do

parceiro privado, partindo dessa premissa o cálculo dos custos. Evita-se assim que uma alternativa de menor custo exclusivamente por ser de pior qualidade seja considerada mais vantajosa. Na mesma linha, o fluxo de caixa do Comparador do Setor Público deve ser ajustado para eliminar diferenças inerentes à Administração Pública, como carga tributária reduzida em relação ao cobrado pelo parceiro privado. Adicionalmente, é parte fundamental da estimativa a introdução de variáveis dos custos de implantação e operação de acordo com a entidade executora, o parceiro privado ou o município.

A análise qualitativa, por sua vez, deve avaliar a conformidade do projeto em relação às restrições impostas pela Lei nº 11.079/04, a Lei Federal de PPPs, a sua adequabilidade, viabilidade e potencial de ganhos. A análise deve discutir também aspectos não financeiramente quantificáveis, mas de importância relevante para justificar a execução do projeto.

#### **12.10.2. Análise Qualitativa**

A dificuldade de previsão das variáveis de contratos complexos e de longo prazo torna a análise qualitativa tão importante e essencial quanto às estimativas da análise qualitativa que trazem consigo uma considerável incerteza. A análise qualitativa avança além do verificado na análise quantitativa realçando que os objetivos de longo prazo e estratégicos do poder público, também, devem ser considerados no processo de escolha da modalidade de contratação. Em muitos aspectos, é uma análise intrinsecamente subjetiva, mas que possui o importante papel de apresentar vantagens não verificadas em um cronograma financeiro, como

as externalidades positivas do projeto, a indução de desenvolvimento, a importância do adiantamento da obra, entre outros.

#### **12.10.2.1. Elegibilidade do Projeto**

O passo inicial da análise qualitativa é a verificação do enquadramento do empreendimento estudado nas exigências e condicionantes da Lei das PPPs. Segue uma lista de perguntas com esse objetivo.

##### **O Prazo do Contrato encontra-se entre 5 e 35 anos?**

Os estudos prevêem concessão pelo prazo de até 35 anos, que se enquadra no limite máximo estabelecido pela lei das PPPs.

##### **O valor do investimento é superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais)?**

A imposição de um valor mínimo justifica-se pela maior complexidade e custo da contratação via PPP, que só compensaria em projetos de maior vulto. No Projeto só os investimentos em bens de capital ultrapassam o valor em questão e justifica, portanto, o tempo e os recursos dedicados à elaboração de uma parceria.

##### **O escopo do empreendimento não está restrito exclusivamente ao fornecimento de mão-de-obra ou ao fornecimento e instalação de equipamentos ou à execução de obra pública?**

O escopo do contrato inclui a construção e operação do empreendimento, com prazo total de 27 anos.

##### **É possível repartir os riscos contratuais entre o parceiro público e o parceiro privado de forma objetiva?**

Neste mesmo Relatório elaboramos uma matriz de riscos detalhada, com a devida alocação de riscos entre o setor público e o privado.

**É possível estabelecer critérios objetivos de avaliação do desempenho do parceiro privado?**

Sim. A concessionária terá uma Nota de Desempenho calculada mensalmente por meio da composição de indicadores relacionados à qualidade do serviço.

**É possível vincular a remuneração do parceiro privado ao alcance de metas e padrões de desempenho e disponibilidade?**

O pagamento da Contraprestação Pecuniária mensal está relacionado ao nível da Nota de Desempenho acima mencionado, cujos parâmetros serão estabelecidos em contrato. O contrato também preverá punições à recorrência no não atendimento dos padrões, existindo a possibilidade de abertura de processo de caducidade.

A resposta afirmativa à lista de questões garante a elegibilidade do projeto, no sentido de cumprimento dos requisitos exigidos em lei. Adicionalmente, deve-se verificar a adequabilidade do projeto, o que envolve não apenas o cumprimento de exigências legais, mas a avaliação de pontos que indiquem que a contratação por PPP é uma alternativa viável para o referido serviço, com possibilidade de reais ganhos de eficiência.

**12.10.2.2. Adequabilidade**

**Está assegurada a qualidade do serviço mesmo com o incentivo a redução de custos?**

Os indicadores componentes da Nota de Desempenho da Concessionária abarcam uma gama ampla de aspectos relacionados à qualidade do serviço. O não cumprimento de padrões mínimos implica em desconto no valor da Contraprestação Pecuniária, reduzindo a receita da concessionária. O mecanismo de progressividade

de penalidade em caso de reincidência e a possibilidade de abertura de processo de caducidade em caso de desempenho recorrentemente pouco satisfatório ou insatisfatório também são fortes incentivos ao cumprimento dos parâmetros de qualidade estabelecidos em contrato.

**Grau de interesse privado no setor, experiências semelhantes no país. A PPP terá sucesso? Existem razões para supor que a PPP promoverá ganhos em relação às alternativas?**

O Projeto é pioneiro por ser uma PPP de geração fotovoltaica para um Consórcio de Municípios. Porém o setor privado já atua em alguns contratos de Parceria Público-Privada de geração fotovoltaica no país, e em vários outros setores, e vários dos contratos foram pioneiros quando da sua licitação. Além disso, uma TIR superior à Taxa Mínima de Atratividade calculada para o negócio é capaz de garantir o interesse do setor privado no Projeto.

Em termos de custos, estudos sobre as PPPs em operação no país, indicam redução próxima a 10% nos custos de operação. Há, portanto, evidência de ganhos financeiros na gestão privada.

**Os custos de fornecimento do serviço podem ser corretamente estimados pelo setor privado?**

Sim. Há um mercado considerável de fornecimento e execução destes serviços. No caso deste consórcio responsável pelos estudos, que é uma soma das várias disciplinas necessárias, a junção destas várias disciplinas se deu de forma satisfatória e com geração de sinergia, resultando em uma modelagem robusta e acurada.

**A integração das atividades desse contrato de PPP gera oportunidades de ganhos de eficiência e redução de custos?**

Sim. O contrato prevê a construção e operação do empreendimento pela mesma SPE, em todos os Municípios, o que incentivará a redução de custos ao longo de todo o ciclo de vida do projeto, com a construção de um projeto durável e de custo de manutenção reduzido.

**Existem restrições ao desenvolvimento do Projeto, tais como a obtenção aprovações, licenças, desapropriações e outras, que possam afetar a execução do contrato de PPP? Como isto é tratado?**

Felizmente licenciamentos e desapropriações não são fortemente presentes neste Projeto. Além disto, todos os riscos foram devidamente identificados e alocados junto à parte que a melhor pode suportar. E medidas mitigadoras como reequilíbrio econômico-financeiro, penalidades e revisões periódicas estão previstos em Contrato.

**Os serviços delegados estão sujeitos a mudanças freqüentes? O Contrato pode tornar-se obsoleto?**

Os serviços intensivos em tecnologia como os que formam o escopo deste Projeto estão imersos em um universo de constantes inovações e mudanças. Para a mitigação deste risco, estão previstas revisões constantes e periódicas no Quadro de Indicadores de Desempenho, de forma sincronizada e imediatamente anterior às “ondas” de investimento e de reposição de dispositivos e equipamentos previstos, visando garantir a atualidade, eficiência, eficácia e efetividade durante todo o período contratual.

**Os serviços são sensíveis do ponto de vista político, por exemplo, em caso de falhas?**

O escopo do Projeto prevê a execução dos serviços sem que se altere o “dia a dia” do usuário final, ou seja, do cidadão. Então, em tese, e à primeira vista, trata-se de um objeto pouco suscetível a influências políticas e da opinião pública. O que não torna menos importante que se garanta a qualidade e continuidade dos serviços durante a execução do contrato. Seu propósito é aumentar a eficiência e a efetividade de várias Políticas Públicas que trarão enorme impacto à vida dos cidadãos ainda que estes efeitos não sejam de percepção imediata pela população. A correta alocação de riscos, os mecanismos de aferição periódica da qualidade que impactam o pagamento público do serviço, penalidades progressivas e mecanismos de revisão periódicas servirão para garantir a qualidade, a continuidade e a atualidade dos serviços.

### **12.10.2.3. Argumentos Contra e a Favor da PPP**

A adoção de Parcerias Público-Privadas permite o desenvolvimento de projetos de longa maturação com redução dos impactos em investimentos estatais prioritários no curto prazo, sendo uma forma de driblar limitações financeiras temporais. Desta forma, a parceria permite tirar do papel projetos não sustentáveis financeiramente, mas de alto retorno socioeconômico. Abaixo, um resumo das principais vantagens e desvantagens da adoção de uma PPP, em relação à execução direta ou concessão tradicional pelo município. Os

#### **Vantagens das PPPs**

- Redução do prazo de implantação;
- Custos inferiores;
- Qualidade da operação;
- Sinergia entre construção, aquisição, manutenção e operação;
- Metas de desempenho;
- Incremento de receitas acessórias;
- Compartilhamento de Riscos;
- Inovação;
- Transparência do Contrato;
- Segurança orçamentária;
- Desoneração dos Municípios.

tópicos levantados são comentados adiante, com avaliação do potencial de alguns itens na concessão de energia solar.

Dentre os aspectos positivos de uma PPP, podemos citar:

**Flexibilidade e Expertise.** A gestão privada traz inovação à prestação do serviço público, sem as amarras de uma concessão tradicional. Isso é estimulado pelo fato do contrato de PPP ser um contrato de resultados, pois na fase de operação o parceiro privado precisa atender parâmetros de qualidade, sem seguimento de pormenores detalhados. A maior flexibilidade do gestor privado permite mais negociações e inovações, o que reduz custos.

**Melhoria da qualidade das Obras e Equipamentos adquiridos.** Quando o poder público realiza uma licitação tradicional para construção de infraestrutura, ou o fornecimento de equipamentos, o responsável contratado não tem incentivos para fazê-la de forma a minimizar o custo de manutenção, o que reduz o retorno de investimentos em infraestrutura executados diretamente pelo município. A PPP não apenas atrai financiamento privado, como ao atrelar ao responsável pelas obras e equipamentos a manutenção e operação, consegue gerar eficiência, através de melhores práticas construtivas e de aquisição. Há, portanto, forte incentivo para redução de custos no ciclo de vida completo do contrato ao invés de apenas no custo da construção. Essa característica das PPPs torna-se ainda mais importante quando vemos que os governos tendem a dar mais enfoque na incorporação de novas estruturas do que na manutenção das existentes.

**Incentivo ao alto desempenho.** As PPPs atrelam contratualmente o pagamento das contraprestações pecuniárias ao cumprimento de metas de desempenho. Assim os usuários são diretamente beneficiados

**Bens revertidos aos Municípios em boas condições.** Pelos motivos relatados acima, relacionados à melhores escolhas de aquisição, redução do custo de manutenção e incentivo ao desempenho, ao final da concessão o bem é revertido ao município em boas condições de uso.

**Obras e início dos serviços sem atrasos.** Com prazo fixo de contrato e remuneração dependente da parcela fruível do serviço operado, o parceiro privado tem incentivos para realizar obras e aquisições o mais rápido possível, e dentro do cronograma estipulado.

**Compartilhamento de Riscos.** Na PPP, os riscos são alocados à parte com melhores condições de mitigá-los. O setor privado possui maior flexibilidade e agilidade, sem as amarras da burocracia, para absorver e gerir determinados riscos inerentes à atividade.

**Maior potencial para exploração de receitas complementares ou acessórias.** Devido em grande parte à flexibilidade do setor privado na negociação de espaços comerciais e espaços publicitários, e na venda de serviços a particulares utilizando a infraestrutura da concessão. Isso permite a desoneração do valor cobrado diretamente dos municípios via contraprestação.

**Transparência.** As exigências dos contratos de PPP garantem aos usuários e ao público em geral o acompanhamento do nível de qualidade do serviço ao longo do tempo de forma clara, objetiva e quantificável. A execução do serviço por uma empresa privada parcial ou completamente remunerada pelos municípios através de critérios claros e quantificáveis dá ao cidadão maior poder de fiscalização e reclamação.

**Segurança orçamentária.** Em comparação à execução no âmbito do município, a PPP provê considerável certeza orçamentária. Os valores das contraprestações são determinados em contrato. Além de saber o quanto irá pagar, o poder público também sabe o que irá receber: nível de qualidade do serviço o qual, também, é definido contratualmente.

#### Desvantagens das PPPs

- Estudos e editais mais complexos;
- Incorporação de riscos à remuneração do setor privado;
- Contrato de Longo prazo;
- Custo superior de financiamento.

**Desoneração dos municípios.** A parceria atrai capital privado para o financiamento de infraestrutura e permite aos municípios diluir pagamentos ao longo da execução do contrato.

Adicionalmente, é vantagem específica do Projeto a redução de custos com energia. São externalidades positivas do projeto, com enormes ganhos sociais, que não estão refletidas nos fluxos de caixa da análise quantitativa e que serão tratados mais adiante no presente relatório. Diante dessas vantagens, as principais características da opção privada tomam especial relevância.

Entre os aspectos potencialmente negativos de uma PPP, pode-se citar:

**Custo licitatório mais alto.** A PPP exige maior tempo de maturação e elaboração dos estudos e editais. Os custos de elaboração dos estudos que subsidiam uma PPP são elevados, devido à complexidade do arranjo e às exigências legais. Portanto, a parceria é recomendada para projetos de maior vulto, o que justifica o piso legal de ao menos R\$ 10 milhões de contrato. Nesse sentido, o Projeto, com seu vulto significativo, compensa os estudos de PPP, que parcialmente foram dirimidos pelos municípios através da realização da MIP.

**Prazos elevados x mudanças no interesse dos Municípios.** No caso deste Projeto isto parece ser pouco provável, pois não se vislumbram reduções na intenção dos municípios em aperfeiçoar e amplificar sua capacidade de fiscalização.

**Custo financeiro do setor privado.** Geralmente, o valor dos juros cobrados em empréstimos para o setor privado é maior, comparado às linhas disponíveis para o setor público. O maior custo de financiamento do setor privado é precificado, e repassado pelo parceiro privado em sua proposta de preços, o que atua no sentido de encarecer o projeto. Ainda assim, como se verá logo adiante, isto não é capaz de tornar a opção privada menos atraente.

**Exigência de retorno sobre investimentos privados.** Naturalmente o setor privado investe em um projeto em busca de remuneração adequada ao seu capital investido. A taxa de remuneração é adicionada às propostas, atuando no sentido de encarecê-lo em relação à execução direta. Justamente para este tipo de crítica é que se faz uma análise quantitativa mais detalhada, que comprove ganhos financeiros para os municípios decorrentes da gestão mais eficiente do setor privado, de forma a compensar e superar o valor de remuneração do capital privado.

### **12.10.3. Análise Quantitativa**

A adoção de Parcerias Público-Privadas abre uma janela para o aumento do investimento em infraestrutura, adiantando-os, mas com comprometimento de recursos públicos futuros. Diante da escassez de recursos do município, é preciso verificar se o investimento no Projeto se justifica. A escolha entre PPP, ou entre adquirir, construir, operar e manter por conta própria, deve ser a da lógica da maior eficiência do gasto público e do maior retorno para a sociedade.

Na análise quantitativa, a contratação do empreendimento via PPP apresenta mérito quando o custo financeiro para os Municípios é inferior em relação à execução direta. Pela perspectiva do Poder Concedente, a relação pode ser entendida pela Figura abaixo:

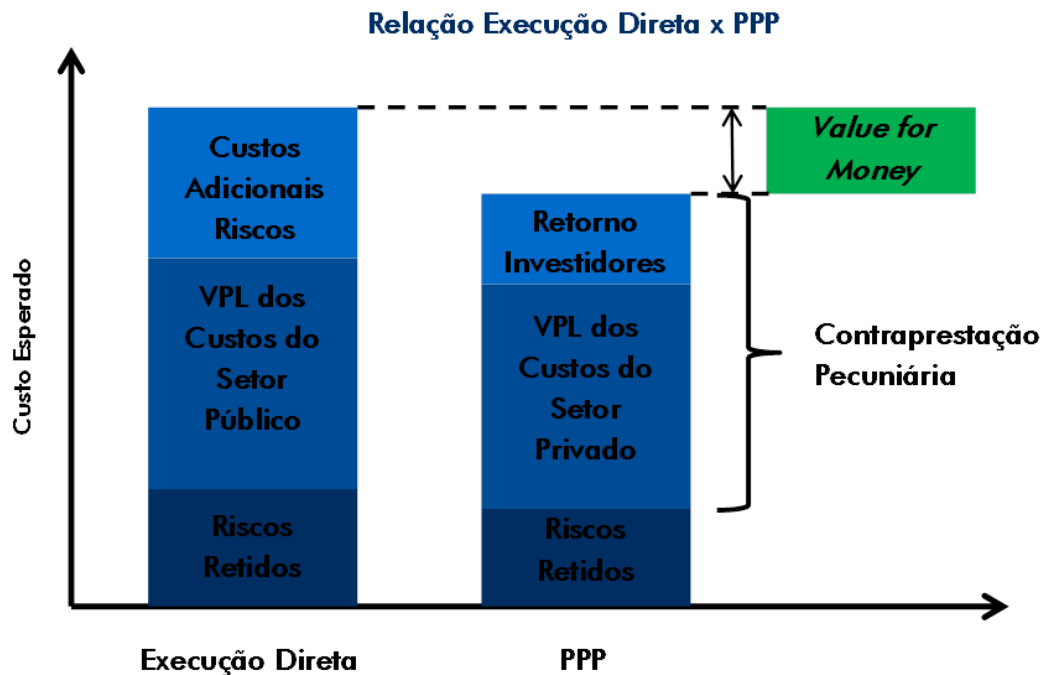


Figura 27 - Arcabouço Conceitual do Value for Money

A Análise Quantitativa envolve a estimativa dos custos prováveis de fornecimento do serviço diretamente pelo Poder Público (Comparador do Setor Público - CSP, ou *Public Sector Comparator* - PSC) em comparação aos custos prováveis de fornecimento pelo parceiro privado (Projeto Privado de Referência - PPR) através de uma Sociedade de Propósito Específico - SPE. Os fluxos de caixa orçados dos dois projetos são trazidos a valor presente, após os devidos ajustes no tocante a tributos, riscos, custos licitatórios, custos financeiros e de seguros, e servem de referência para a verificação do custo presente líquido de cada alternativa de projeto, para escolha do arranjo institucional mais adequado.

Idealmente, o CSP deve considerar o custo de provimento dos serviços nas mesmas condições do exigido para o parceiro privado. Ou seja, mesmo que a experiência prática demonstre que o Poder Público apresenta menor padrão de qualidade na manutenção e operação dos serviços, para fins de comparabilidade justa deve-se quantificar os custos de manutenção do mesmo padrão.

O Comparador do Setor Público, também, deve ser ajustado pelos riscos transferidos para o setor privado. Todos esses riscos serão precificados pelas proponentes em suas propostas, de forma que a comparação justa deve considerar os custos esperados para mitigação desses riscos por parte do governo. Deve-se proceder, também, a correção da neutralidade competitiva, que ajusta o modelo às vantagens do governo por ser governo, como no recolhimento de impostos.

Como a Figura acima explicita, parte considerável do custo esperado da execução direta é oriunda dos riscos. Os riscos retidos são aqueles que continuam alocados aos municípios (na figura do COMAM, o Poder Concedente) mesmo quando há contratação da PPP. Pode ser de interesse quantificar esses riscos para avaliação do custo total esperado do empreendimento, mas no caso da Análise de Mérito, essa é uma fase dispensável, pois em ambas as situações os custos decorrentes da ocorrência desses riscos são igualmente arcados pelo município. Eles não servem, portanto, para diferenciar o CSP do PPR.

A outra parcela dos riscos, que aparecem no gráfico como "Custos Adicionais Riscos", inclui os riscos alocados ao parceiro privado. Esses riscos são precificados pelo parceiro privado, e parcialmente securitizados. Portanto, sob a ótica do município, os custos desses riscos já estão considerados na PPP. Para a comparação ser justa, é

preciso um ajuste apenas ao CSP, pois são riscos que o Poder Concedente deve arcar apenas se for o responsável direto pela execução e operação do empreendimento.

Parte considerável do risco atrelado à execução direta pelos municípios está relacionada à incerteza em relação ao valor dos custos, seja da obra, operação, ou resultado de atrasos e impactos na demanda. Além disso, o valor dos gastos não é garantia do nível de qualidade alcançado pelo serviço. Já na contraprestação privada, além do nível de gasto estar determinado desde o início do contrato, o valor cheio das contraprestações somente será efetivado com o cumprimento dos parâmetros de desempenho.

#### **12.10.3.1. Alternativa do Projeto Analisada**

O projeto de concessão administrativa de geração fotovoltaica dos Municípios do COMAM envolve a concessão de várias usinas para a iniciativa privada. Os estudos consolidados indicam a alternativa com melhor viabilidade.

Diante disto, a análise dos ganhos decorrentes da contratação por meio de PPP constante deste relatório trabalhou com as estimativas orçadas para esta alternativa.

#### **12.10.3.2. Custos**

A adoção de diferenciais de custos entre a execução direta pelos municípios e PPP parte de premissas qualitativas resumidas na Tabela abaixo, consulta à literatura nacional e internacional sobre o Comparador do Setor Público e opinião de especialistas.

[Tabela 34 - Premissas Qualitativas](#)

<b>Custo</b>	<b>Impacto da adoção da PPP</b>	<b>Justificativa</b>
<b>Investimentos em infraestrutura</b>	Levemente Positivo	<b>A maior eficiência do setor privado atua no sentido de reduzir os custos de construção da obra. No entanto, por ser responsável, também, pela manutenção do empreendimento por um longo período, a empresa privada deve optar por técnicas construtivas mais elaboradas e com melhores materiais, favorecendo a redução do custo operacional no restante do ciclo de</b>
<b>Pessoal</b>	Positivo	<b>Devido aos investimentos na fase de construção e busca de eficiência, o setor privado conseguirá o mesmo nível de qualidade operacional com menor quantidade de pessoal. Ademais, possui maior flexibilidade na gestão de pessoal.</b>
<b>Manutenção</b>	Positivo	<b>Devido aos investimentos na fase de construção e melhores práticas de gestão, o custo de manutenção será menor na gestão privada.</b>
<b>Riscos de falhas</b>	Positivo	<b>O controle do projeto, construção e operação, além do temor do impacto financeiro de interrupções, faz com que a gestão privada trabalhe com menor probabilidade de falhas como atrasos.</b>

A determinação dos valores adotados para cálculo do CSP e do PPR da análise de mérito do Projeto considerou os valores encontrados nos estudos de *Value for Money* de modelagens já executadas de outras PPPs nacionais, as particularidades dos setores que compõem o Projeto, a opinião de especialistas, e manuais de referência internacionais, como o elaborado pelo Ministério das Finanças holandês, que estabelece economia de 5% na construção executada por meio de PPP e de 20% na fase de operação.

Tabela 35 - Diferenciais Adotados entre Custos de Execução Direta e PPPs

<b>Item</b>	<b>Execução</b>	<b>PPP</b>
-------------	-----------------	------------

<b>Custo de Construção / Investimentos</b>	100%	<b>95%</b>
<b>Mão de Obra</b>	100%	<b>80%</b>
<b>Despesas de Manutenção</b>	100%	<b>90%</b>
<b>Despesas operacionais</b>	100%	<b>95%</b>
<b>Despesas administrativas</b>	100%	<b>85%</b>
<b>Outras Despesas</b>	<b>100%</b>	<b>95%</b>

Para a análise de mérito foi construído um novo fluxo de caixa, do Projeto Público de Comparação, com os seguintes ajustes:

- Correção dos custos;
- Eliminação das receitas provenientes de contraprestações, e conseqüentemente sua tributação;
- Exclusão dos gastos com seguros.
  - Estes ajustes iniciais resultaram no Comparador do Setor Público bruto.

#### **12.10.3.3. Neutralidade Competitiva**

A neutralidade competitiva ajusta o Comparador do Setor Público bruto aos diferenciais relacionados às vantagens inerentes ao Poder Público, em comparação ao setor privado. Em Parcerias Público-Privadas, as diferenças devem-se, essencialmente, a tributos que incidem de forma diferenciada sobre as receitas e os lucros do parceiro privado e que não estão presentes no fornecimento dos serviços no âmbito do governo.

Para comparação justa e sob mesmas condições, o valor destinado ao pagamento dos tributos, excluído na montagem do Comparador Público bruto, é reinserido no fluxo de caixa. A exclusão e reinserção objetiva deixar evidente que esse não é um gasto incorrido durante a execução pública, mas sim um ajuste de neutralidade competitiva para tornar a comparação justa. Apresentado de forma discriminada, o impacto é diretamente verificado.

Outro ajuste usualmente efetuado no CSP é o ajuste aos riscos transferidos ao setor privado. Nesta análise, consideramos dois tipos de riscos. Um são os riscos segurados pelo setor privado. Apesar de, usualmente, o setor público não contratar seguros, o valor dos prêmios contratados pelo setor privado pode ser considerado o valor esperado dos gastos que o poder público efetuará com a ocorrência dos riscos. Por isso, o fluxo de caixa do Comparador do Setor Público mantém os valores gastos com seguros do Projeto Privado de Referência. Os outros riscos alocados ao setor privado foram tratados de forma separada, como explicado na seção seguinte. Esses gastos foram excluídos do CSP bruto, e são reincorporados à análise ajustada.

#### **12.10.3.4. Riscos**

Os demais riscos alocados ao setor privado foram agrupados em quatro categorias, definidas pelos seus impactos no andamento do Projeto:

- Erros de Concepção;
- Riscos de custos adicionais de construção / aquisição de equipamentos;
- Riscos de custos adicionais de operação;
- Risco de atrasos.

Os custos derivados destes riscos são apresentados nas tabelas abaixo. Os três primeiros foram calculados por meio da probabilidade de desvios em relação aos valores inicialmente estimados. Já o risco de atraso considera o postergamento das contraprestações decorrente de atrasos no cronograma previsto.

[Tabela 36 - Aumento dos Custos decorrentes de Erros de Concepção](#)

Custo de Erros de Concepção: (R\$ mil)				108.907,30
Efeito dos Erros de Concepção no Custo	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-4%	-4.356,29	5,00%	-217,81
Sem desvio	0	0,00	7,50%	0,00
Aumento +	9%	9.801,66	30,00%	2.940,50
Aumento ++	15%	16.336,09	45,00%	7.351,24
Aumento +++	25%	27.226,82	12,50%	3.403,35
<b>Valor do risco</b>	<b>9,00%</b>		<b>20,00%</b>	<b>13.477,28</b>

Tabela 37 - Custos Adicionais na Construção e Aquisição de Equipamentos

Custo de Construção e Aquisição de Equipamentos: (R\$ mil)				108.907,30
Efeito dos Custos Adicionais	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-4%	-4.356,29	5,00%	-217,81
Sem desvio	0	0,00	7,50%	0,00
Aumento +	10%	10.890,73	30,00%	3.267,22
Aumento ++	15%	16.336,09	45,00%	7.351,24
Aumento +++	25%	27.226,82	12,50%	3.403,35
<b>Valor do risco</b>	<b>9,20%</b>			<b>13.804,00</b>

Tabela 38 - Risco de Custos Adicionais de Operação

Custo de Operação: (R\$ mil)				287.887,54
Efeito dos Custos Adicionais de Operação	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-10%	-28.788,75	5,00%	-1.439,44
Sem desvio	0	0,00	7,50%	0,00
Aumento +	8%	23.031,00	30,00%	6.909,30
Aumento ++	15%	43.183,13	45,00%	19.432,41
Aumento +++	25%	71.971,88	12,50%	8.996,49
<b>Valor do risco</b>	<b>7,60%</b>			<b>33.898,76</b>

Tabela 39 - Risco com Atrasos

<b>Custo Atrasos (R\$ mil)</b>				<b>108.907,30</b>
Efeito dos Custos Adicionais de Atraso	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-10%	-10.890,73	2,50%	-272,27
Sem desvio	0	0,00	10,00%	0,00
Aumento +	8%	8.712,58	30,00%	2.613,78
Aumento ++	15%	16.336,09	35,00%	5.717,63
Aumento +++	25%	27.226,82	22,50%	6.126,04
<b>Valor do risco</b>	<b>7,60%</b>			<b>14.185,18</b>

Tabela 40 - Risco com Aditivos de Investimentos (escopo)

<b>Custo Aditivos Investimentos (R\$ mil)</b>				<b>108.907,30</b>
Efeito dos Custos Adicionais de Atraso	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-10%	-10.890,73	0,00%	0,00
Sem desvio	0	0,00	64,63%	0,00
Aumento +	8%	8.712,58	12,50%	1.089,07
Aumento ++	15%	16.336,09	15,00%	2.450,41
Aumento +++	25%	27.226,82	7,87%	2.143,96
<b>Valor do risco</b>	<b>7,60%</b>			<b>5.683,45</b>

Tabela 41 - Risco com Aditivos de Despesas (Escopo)

<b>Custo Aditivos Despesas (R\$ mil)</b>				<b>287.887,54</b>
Efeito dos Custos Adicionais de Atraso	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-10%	-28.788,75	0,00%	0,00
Sem desvio	0	0,00	64,63%	0,00
Aumento +	8%	23.031,00	12,50%	2.878,88
Aumento ++	15%	43.183,13	15,00%	6.477,47
Aumento +++	25%	71.971,88	7,87%	5.667,38
<b>Valor do risco</b>	<b>7,60%</b>			<b>15.023,73</b>

### 12.10.3.5. Custos Adicionais dos Atrasos

Os valores calculados dos riscos foram adicionados ao fluxo de caixa do Projeto Público de Comparação. Os riscos relacionados ao risco de construção / aquisição forma distribuídos proporcionalmente aos dispêndios ocorridos em cada ano.

#### **12.10.3.6. Financiamento**

Finalmente, para efeitos de comparação, considerou-se o PPR não alavancado. Embora na prática de uma PPP o parceiro privado use o expediente do financiamento principal e até do chamado empréstimo-ponte, considerou-se que no Fluxo de Caixa do Setor Público os recursos são oriundos do tesouro. Então a retirada do financiamento se deu para assegurar a neutralidade competitiva.

#### **12.10.3.7. Custos Licitatórios Adicionais**

A contratação via PPP, ao consolidar diversos serviços e aquisições em um único contrato de longo prazo, gera uma economia administrativa significativa para o Poder Público, pois substitui a necessidade de múltiplos e contínuos processos licitatórios que seriam necessários na execução direta. Cada processo licitatório, no âmbito da Administração Pública, incorre em custos operacionais e administrativos substanciais.

Para quantificar essa economia, utilizou-se como base o estudo "Quanto custa um processo administrativo de compras e contratação de serviços? O Caso da Secretaria de Saúde do Município de Feira de Santana na Bahia", publicado nos Anais do Congresso Brasileiro de Custos em 2013. Este artigo fornece custos médios para diferentes modalidades de licitação.

Os valores de 2013 foram atualizados para a data atual (considerando fevereiro de 2026 como referência para o fechamento da análise) utilizando o Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M) acumulado no período. Considerando a complexidade e a duração do contrato de PPP (27 anos), que abrange implantação, operação e manutenção de múltiplas unidades, estima-se que a PPP substitua, aproximadamente, 420 (21, se considerarmos em consórcio) processos licitatórios

anuais que seriam realizados para contratação de obras, aquisição de equipamentos, serviços de manutenção e outros ao longo da vigência, conforme tabela abaixo:

Tabela 42 - Contratações Via Setor Público

Contratações Setor Público						
DESCRIÇÃO	Total	Ano 01	Ano 02	Ano 03	Ano 04	Ano 05
Projeto Executivo	20	20				
Construção e Comissionamento das Usinas	40	20				
Operação das Usinas	120	20				
Manutenção das Usinas	120	20				
Gestão com Distribuidoras	120	20				

Contratações Setor Público						
DESCRIÇÃO	Ano 06	Ano 07	Ano 08	Ano 09	Ano 10	Ano 11
Projeto Executivo						
Construção e Comissionamento das Usinas						
Operação das Usinas	20					20
Manutenção das Usinas	20					20
Gestão com Distribuidoras	20					20

Contratações Setor Público						
DESCRIÇÃO	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17
Projeto Executivo						
Construção e Comissionamento das Usinas			20			
Operação das Usinas					20	
Manutenção das Usinas					20	
Gestão com Distribuidoras					20	

Contratações Setor Público					
DESCRIÇÃO	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22
Projeto Executivo					
Construção e Comissionamento das Usinas					
Operação das Usinas				20	
Manutenção das Usinas				20	
Gestão com Distribuidoras				20	

Contratações Setor Público					
DESCRIÇÃO	Ano 23	Ano 24	Ano 25	Ano 26	Ano 27
<b>Projeto Executivo</b>					
<b>Construção e Comissionamento das Usinas</b>					
<b>Operação das Usinas</b>				<b>20</b>	
<b>Manutenção das Usinas</b>				<b>20</b>	
<b>Gestão com Distribuidoras</b>				<b>20</b>	

Por fim, multiplicou-se o custo médio atualizado de cada modalidade de licitação pelo número estimado de processos substituídos ao longo dos 27 anos do contrato.

### 12.10.3.8. Resultados

Os fluxos de caixa não alavancados do CSP e do PPR foram ajustados a valor presente utilizando-se a mesma taxa de desconto. Os valores estão categorizados segundo os seguintes critérios:

**Custos.** Na Parceria Público-Privada, representa os valores das contraprestações do Poder Público. Na execução direta, representa os custos diretos de investimentos e da operação pelo município, descontado o valor das receitas acessórias.

**Ajuste de Neutralidade Competitiva.** Presente apenas no fluxo de caixa Projeto Público de Comparação, ajustado à comparação com o empreendimento privado. Representa os valores dos impostos e seguros que seriam pagos sob execução privada, mas que não estão presentes no fluxo de caixa das despesas diretas do Comparador do Setor Público bruto.

**Riscos.** Também presentes apenas no fluxo de caixa Projeto Público de Comparação, representa a precificação dos riscos reassumidos pelos municípios quando executam o projeto diretamente. Esses riscos são derivados de atrasos e custos adicionais de operação e construção que foram transferidos ao setor privado na PPP. Portanto, são riscos precificados pelo setor privado, ainda que com diferentes custos e

probabilidades e a sua eventual ocorrência na PPP não significa custos adicionais ao poder público. Na execução direta, sim.

**Ganhos Líquidos / Mérito / Value for Money.** Diferença no valor presente de todos os custos estimados da execução direta em relação à parceria público-privada. Representa os ganhos líquidos em valor presente do Consórcio ao executar o projeto via parceria.

O fluxo da execução pública contém, além do fluxo de caixa livre do projeto, os ajustes de custo, neutralidade de risco, necessários para a formação do CSP propriamente dito.

A estimativa evidencia significativa redução do custo esperado da execução via parceria público-privada, em relação à execução no âmbito do governo. O custo adicional para os Municípios em conjunto, para troca, manutenção e operação direta já descontada as receitas acessórias, se aproxima de **R\$ 25,265 milhões**. O dispêndio na forma de contraprestação pecuniária para a viabilização de uma PPP com as mesmas características operacionais possibilita uma redução de **7,72%** no custo líquido para os Municípios. Esse resultado indica a conveniência da contratação dos serviços em regime de PPP.

É notável que grande parte dos custos adicionais da operação direta deve-se ao valor dos riscos de atraso e sobrecusto realocados no Setor Público. No contrato de PPP fixam-se as despesas ao longo do tempo, diante do cumprimento de requisitos de qualidade. Por sua vez, o histórico de atrasos e sobrecustos de aquisições públicas impõe uma estimativa de aumento dos gastos do governo em montante significativo na execução direta.

Partindo das premissas de ganhos de eficiência da gestão privada, que são comprovadamente observados em contratos de PPP em andamento no país, ficam fundamentados os ganhos econômicos da execução via PPP em relação à execução direta.

Abaixo, o Comparador do Setor Público:

Tabela 43 - Comparador do Setor Público

<b>Comparador do Setor Público</b>				
<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>VPL</b>	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>
<b>Contratação PPP</b>	<b>301.838,10</b>	<b>69,01</b>	<b>6.530,86</b>	<b>20.003,08</b>
Fluxo de Receitas	301.838,10	69,01	6.530,86	20.003,08
<b>Contratação Tradicional</b>	<b>327.103,59</b>	<b>29.456,88</b>	<b>97.337,12</b>	<b>43.256,44</b>
Gastos	264.141,80	20.298,89	69.187,69	32.986,44
Investimentos	95.892,05	17.965,76	62.928,13	19.577,20
Custos e Despesas	113.797,69	2.323,30	5.328,91	10.558,79
Neutralidade Competitiva	54.452,06	9,83	930,65	2.850,44
Transferências de Riscos	62.961,80	9.157,98	28.149,43	10.270,00
Erros de Concepção	11.866,64	2.223,26	7.787,36	2.422,68
Sobrepço Aquisição	12.154,32	2.277,16	7.976,14	2.481,41
Sobrepço Operação	13.399,68	273,57	627,48	1.243,30
Sobrepços Atrasos (tempo)	12.489,94	2.340,04	8.196,39	2.549,93
Custos com Procedimentos Licitatórios	2.108,33	985,14	0,00	0,00
Aditivos Investimentos (escopo)	5.004,23	937,56	3.283,97	1.021,66
Aditivos Despesas (escopo)	5.938,66	121,24	278,10	551,02

<b>Comparador do Setor Público</b>				
<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>	<b>Ano 6</b>	<b>Ano 7</b>
<b>Contratação PPP</b>	<b>22.355,69</b>	<b>23.249,91</b>	<b>24.179,91</b>	<b>25.147,11</b>
Fluxo de Receitas	22.355,69	23.249,91	24.179,91	25.147,11
<b>Contratação Tradicional</b>	<b>16.182,36</b>	<b>16.212,64</b>	<b>16.936,26</b>	<b>17.214,94</b>
Gastos	14.294,56	14.338,96	14.471,48	15.120,11
Investimentos	0,00	0,00	0,00	510,80
Custos e Despesas	11.108,87	11.025,84	11.025,84	11.025,84
Neutralidade Competitiva	3.185,69	3.313,11	3.445,64	3.583,46
Transferências de Riscos	1.887,80	1.873,69	2.464,78	2.094,83
Erros de Concepção	0,00	0,00	0,00	63,21
Sobrepço Aquisição	0,00	0,00	0,00	64,74
Sobrepço Operação	1.308,07	1.298,29	1.298,29	1.298,29
Sobrepços Atrasos (tempo)	0,00	0,00	0,00	66,53
Custos com Procedimentos Licitatórios	0,00	0,00	591,09	0,00
Aditivos Investimentos (escopo)	0,00	0,00	0,00	26,66
Aditivos Despesas (escopo)	579,73	575,40	575,40	575,40

<b>Comparador do Setor Público</b>				
<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>Ano 8</b>	<b>Ano 9</b>	<b>Ano 10</b>	<b>Ano 11</b>
<b>Contratação PPP</b>	<b>26.152,99</b>	<b>27.199,11</b>	<b>28.287,08</b>	<b>29.418,56</b>
Fluxo de Receitas	26.152,99	27.199,11	28.287,08	29.418,56
<b>Contratação Tradicional</b>	<b>16.626,33</b>	<b>16.775,40</b>	<b>17.111,40</b>	<b>18.096,19</b>
Gastos	14.752,64	14.901,72	15.237,71	15.631,42
Investimentos	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos e Despesas	11.025,84	11.025,84	11.025,84	11.025,84
Neutralidade Competitiva	3.726,80	3.875,87	4.211,87	4.605,57
Transferências de Riscos	1.873,69	1.873,69	1.873,69	2.464,78
Erros de Concepção	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrepço Aquisição	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrepço Operação	1.298,29	1.298,29	1.298,29	1.298,29
Sobrepços Atrasos (tempo)	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos com Procedimentos Licitatórios	0,00	0,00	0,00	591,09
Aditivos Investimentos (escopo)	0,00	0,00	0,00	0,00
Aditivos Despesas (escopo)	575,40	575,40	575,40	575,40

Comparador do Setor Público				
DESCRIÇÃO	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
<b>Contratação PPP</b>	<b>30.595,30</b>	<b>31.819,11</b>	<b>33.091,88</b>	<b>34.415,55</b>
Fluxo de Receitas	30.595,30	31.819,11	33.091,88	34.415,55
<b>Contratação Tradicional</b>	<b>18.819,43</b>	<b>19.162,40</b>	<b>24.046,41</b>	<b>25.299,04</b>
Gastos	16.724,59	17.288,71	20.736,32	21.854,31
Investimentos	510,80	0,00	2.862,72	3.628,80
Custos e Despesas	11.025,84	11.025,84	11.025,84	11.025,84
Neutralidade Competitiva	5.187,95	6.262,87	6.847,75	7.199,66
Transferências de Riscos	2.094,83	1.873,69	3.310,09	3.444,73
Erros de Concepção	63,21	0,00	354,26	449,06
Sobrepço Aquisição	64,74	0,00	362,85	459,95
Sobrepço Operação	1.298,29	1.298,29	1.298,29	1.298,29
Sobrepços Atrasos (tempo)	66,53	0,00	372,87	472,65
Custos com Procedimentos Licitatórios	0,00	0,00	197,03	0,00
Aditivos Investimentos (escopo)	26,66	0,00	149,39	189,37
Aditivos Despesas (escopo)	575,40	575,40	575,40	575,40

Comparador do Setor Público				
DESCRIÇÃO	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19
<b>Contratação PPP</b>	<b>35.792,17</b>	<b>37.223,86</b>	<b>38.712,82</b>	<b>40.261,33</b>
Fluxo de Receitas	35.792,17	37.223,86	38.712,82	40.261,33
<b>Contratação Tradicional</b>	<b>21.052,10</b>	<b>21.612,16</b>	<b>21.277,92</b>	<b>21.711,04</b>
Gastos	18.587,32	19.517,33	19.404,23	19.837,35
Investimentos	0,00	510,80	0,00	0,00
Custos e Despesas	11.025,84	11.025,84	11.025,84	11.025,84
Neutralidade Competitiva	7.561,48	7.980,68	8.378,38	8.811,50
Transferências de Riscos	2.464,78	2.094,83	1.873,69	1.873,69
Erros de Concepção	0,00	63,21	0,00	0,00
Sobrepço Aquisição	0,00	64,74	0,00	0,00
Sobrepço Operação	1.298,29	1.298,29	1.298,29	1.298,29
Sobrepços Atrasos (tempo)	0,00	66,53	0,00	0,00
Custos com Procedimentos Licitatórios	591,09	0,00	0,00	0,00
Aditivos Investimentos (escopo)	0,00	26,66	0,00	0,00
Aditivos Despesas (escopo)	575,40	575,40	575,40	575,40

<b>Comparador do Setor Público</b>				
<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>Ano 20</b>	<b>Ano 21</b>	<b>Ano 22</b>	<b>Ano 23</b>
<b>Contratação PPP</b>	<b>41.871,78</b>	<b>43.546,65</b>	<b>45.288,52</b>	<b>47.100,06</b>
Fluxo de Receitas	41.871,78	43.546,65	45.288,52	47.100,06
<b>Contratação Tradicional</b>	<b>22.161,48</b>	<b>23.221,03</b>	<b>23.867,84</b>	<b>23.623,83</b>
Gastos	20.287,79	20.756,25	21.773,01	21.750,14
Investimentos	0,00	0,00	510,80	0,00
Custos e Despesas	11.025,84	11.025,84	11.025,84	11.025,84
Neutralidade Competitiva	9.261,95	9.730,41	10.236,37	10.724,30
Transferências de Riscos	1.873,69	2.464,78	2.094,83	1.873,69
Erros de Concepção	0,00	0,00	63,21	0,00
Sobrepço Aquisição	0,00	0,00	64,74	0,00
Sobrepço Operação	1.298,29	1.298,29	1.298,29	1.298,29
Sobrepços Atrasos (tempo)	0,00	0,00	66,53	0,00
Custos com Procedimentos Licitatórios	0,00	591,09	0,00	0,00
Aditivos Investimentos (escopo)	0,00	0,00	26,66	0,00
Aditivos Despesas (escopo)	575,40	575,40	575,40	575,40

<b>Comparador do Setor Público</b>				
<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>Ano 24</b>	<b>Ano 25</b>	<b>Ano 26</b>	<b>Ano 27</b>
<b>Contratação PPP</b>	<b>48.984,06</b>	<b>50.943,42</b>	<b>52.981,16</b>	<b>55.100,41</b>
Fluxo de Receitas	48.984,06	50.943,42	52.981,16	55.100,41
<b>Contratação Tradicional</b>	<b>24.150,78</b>	<b>24.698,82</b>	<b>25.859,86</b>	<b>26.467,12</b>
Gastos	22.277,10	22.825,13	23.395,08	24.439,96
Investimentos	0,00	0,00	0,00	354,48
Custos e Despesas	11.025,84	11.025,84	11.025,84	11.025,84
Neutralidade Competitiva	11.251,25	11.799,29	12.369,24	13.059,64
Transferências de Riscos	1.873,69	1.873,69	2.464,78	2.027,16
Erros de Concepção	0,00	0,00	0,00	43,87
Sobrepço Aquisição	0,00	0,00	0,00	44,93
Sobrepço Operação	1.298,29	1.298,29	1.298,29	1.298,29
Sobrepços Atrasos (tempo)	0,00	0,00	0,00	46,17
Custos com Procedimentos Licitatórios	0,00	0,00	591,09	0,00
Aditivos Investimentos (escopo)	0,00	0,00	0,00	18,50
Aditivos Despesas (escopo)	575,40	575,40	575,40	575,40

#### **12.10.4. Conclusão**

O resultado da análise de ganhos de eficiência derivado da contratação por meio de Parceria Público-Privada indica considerável redução dos dispêndios esperados do poder público na parceria em comparação à execução direta. Ao longo de 27 anos, que envolvem o ciclo completo de vida do empreendimento, foi orçada uma economia **R\$ 25,265,50 milhões** em valor presente para os cofres públicos. Além, é claro, da economia mínima de 25% com a conta de energia.

Portanto, é possível afirmar que somados os valores entre economias na compra de materiais e os ganhos de operação e economia gerada na conta de energia (**R\$ 300,107 milhões**), os valores que refletem os ganhos pela modalidade de parceria público-privada são estimados em **R\$ 325,375 milhões** ao longo dos 27 anos de vigência do contrato.

Concomitante aos resultados financeiros, os aspectos qualitativos apontados no estudo reforçam os benefícios oriundos de um contrato de parceria, como o adiantamento das aquisições de equipamentos, maior previsibilidade dos gastos e garantia de qualidade, incentivos à inovação, incentivos à adoção de técnicas de melhor qualidade e menor custo de manutenção, entre outros.

### ***12.11. Gastos com PPPs e Receita Corrente Líquida: Enquadramento Legal e Peculiaridades da PPP de Geração Fotovoltaica***

#### **12.11.1. Limite Legal de 5% da Receita Corrente Líquida**

A sustentabilidade fiscal dos entes federativos é uma preocupação central na estruturação de Parcerias Público-Privadas no Brasil. Nesse sentido, o artigo 28 da Lei nº 11.079/2004 estabelece uma salvaguarda fiscal fundamental ao determinar

que a União fica impedida de conceder garantias ou realizar transferências voluntárias aos Estados, Distrito Federal e Municípios quando a soma das despesas de caráter continuado, derivadas dos contratos de PPPs já contratados por esses entes, exceder 5% (cinco por cento) da Receita Corrente Líquida (RCL) do exercício anterior.

Essa limitação não se restringe apenas ao ano corrente, mas também estabelece uma perspectiva de longo prazo: as despesas anuais dos contratos vigentes nos dez anos subseqüentes não podem ultrapassar 5% da RCL projetada para os respectivos exercícios. Tal mecanismo visa assegurar que os compromissos assumidos em PPPs não comprometam a capacidade fiscal futura dos entes públicos, preservando sua autonomia financeira e capacidade de investimento em outras áreas prioritárias.

#### **12.11.2. A Portaria STN/MF nº 138/2023: Racionalização e Incentivo às PPPs**

Reconhecendo que a aplicação rígida do limite de 5% poderia inibir a contratação de PPPs economicamente vantajosas, o Ministério da Fazenda editou a Portaria STN/MF nº 138/2023. Esta normativa representa um marco na racionalização da restrição imposta pelo art. 28 da Lei das PPPs, buscando incentivar a contratação de parcerias por Estados e Municípios mediante uma interpretação mais técnica e econômica do comprometimento da RCL.

A Portaria estabelece que, para fins de cálculo do limite de 5% da RCL, não devem ser computadas duas categorias específicas de despesas:

**i) Substituição de Despesas Preexistentes:** As despesas já realizadas de forma recorrente nos serviços e bens que serão objeto da PPP. Essa exclusão reconhece que, quando o Poder Público já possui gastos regulares com determinado serviço, a

PPP não representa um novo comprometimento fiscal, mas sim uma substituição da forma de prestação do serviço, potencialmente com maior eficiência e menor custo.

ii) **Aportes para Bens Reversíveis:** Os aportes de recursos em favor do parceiro privado para a realização de obras e aquisição de bens reversíveis, conforme disposto no § 2º do art. 6º da Lei nº 11.079/2004. Essa exclusão fundamenta-se no fato de que tais investimentos resultam em ativos que retornarão ao patrimônio público ao final do contrato, não configurando, portanto, um gasto definitivo, mas sim um investimento em infraestrutura pública.

### **12.11.3. Peculiaridades da PPP Solar: Enquadramento Favorável**

A PPP solar para os 20 Municípios Partícipes do COMAM apresenta características que se alinham perfeitamente com as disposições da Portaria STN/MF nº 138/2023, resultando em um enquadramento fiscal extremamente favorável:

#### **Substituição de Despesas Preexistentes com Energia Elétrica**

Os municípios partícipes já possuem gastos recorrentes e obrigatórios com energia elétrica para o funcionamento de suas unidades consumidoras. Esses gastos representam despesas correntes inevitáveis e crescentes, sujeitas às variações tarifárias e aos reajustes anuais das distribuidoras de energia.

Com a implementação da PPP solar, esses gastos preexistentes com energia elétrica serão substituídos pelas contraprestações pecuniárias pagas à concessionária. Mais do que uma simples substituição, o Projeto prevê uma **redução mínima de 25% nos custos energéticos dos municípios**, configurando não apenas uma troca de modalidade de pagamento, mas uma otimização fiscal com economia real de recursos públicos.

Dessa forma, conforme estabelecido na Portaria STN/MF nº 138/2023, esses valores **não devem ser computados** no cálculo do limite de 5% da RCL, uma vez que

representam despesas que os municípios já realizavam de forma recorrente, apenas com maior eficiência e menor custo.

### **Investimento em Bens Reversíveis**

As usinas fotovoltaicas a serem construídas e operadas no âmbito da PPP constituem bens reversíveis de alto valor patrimonial. Ao término do contrato, estimado em 27 anos, todo o parque de geração solar (painéis fotovoltaicos, inversores, estruturas de suporte, sistemas de monitoramento, infraestrutura elétrica) será revertido aos Municípios.

Essa característica é fundamental para o enquadramento fiscal da PPP, pois os aportes e contraprestações destinados à construção e aquisição desses ativos **não representam gastos definitivos**, mas sim investimentos em infraestrutura pública que resultarão em patrimônio municipal ao final da concessão. Conforme a Portaria STN/MF nº 138/2023, esses valores também **não devem ser computados** no limite de 5% da RCL.

### **Vantagem Fiscal Dupla**

A combinação dessas duas características resulta em uma vantagem fiscal dupla para os municípios:

**Economia Imediata:** Redução mínima de 25% nos gastos com energia elétrica em relação aos custos atuais.

**Desoneração do Limite de RCL:** As contraprestações da PPP não serão computada no limite de 5% da RCL, preservando a capacidade fiscal dos municípios para outras contratações e investimentos.

**Patrimônio Futuro:** Ao final do contrato, os municípios receberão um parque de geração solar que continuará produzindo energia limpa e renovável, proporcionando economia permanente em suas contas de energia.

#### **12.11.4. Sustentabilidade Fiscal, Conformidade Regulatória e Transparência**

A PPP solar em desenvolvimento para os 20 Municípios Partícipes do COMAM apresenta características que, conforme nosso entendimento, permitem a exclusão de suas despesas do cálculo do limite de 5% da Receita Corrente Líquida (RCL), conforme estabelecido pelo artigo 28 da Lei nº 11.079/2004 e pela Portaria STN/MF nº 138/2023. Isso se deve à substituição de despesas preexistentes com energia elétrica e ao investimento em bens reversíveis que retornarão ao patrimônio público ao final do contrato.

No entanto, em compromisso com os princípios de transparência e responsabilidade fiscal, realizaremos a projeção do comprometimento da RCL com as contraprestações pecuniárias desta PPP. Essa iniciativa visa fornecer informações claras e acessíveis à sociedade e aos órgãos de controle, assegurando a publicidade dos impactos financeiros do contrato e reforçando a confiança na gestão pública.

A apresentação desses dados, mesmo quando não obrigatória para fins do limite legal, demonstra o compromisso dos municípios com a gestão fiscal transparente e permite que todos os stakeholders - cidadãos, órgãos de controle, Ministério Público e demais interessados - tenham acesso completo às informações sobre os compromissos financeiros assumidos, facilitando o acompanhamento e a fiscalização da execução contratual.

Essa postura proativa de transparência, aliada aos benefícios econômicos, ambientais e patrimoniais da geração solar, posiciona a PPP como um instrumento

exemplar de modernização da gestão energética municipal, que respeita não apenas os princípios legais de responsabilidade fiscal, mas também os mais elevados padrões de accountability e transparência na administração pública.

#### **12.11.5. Cálculo do Impacto da RCL**

##### **12.11.5.1. Fonte Primária de Dados**

Inicialmente obtivemos, junto ao site do Tribunal de Contas do Estado de São Paulo<sup>18</sup>, os últimos 48 valores mensais de RCL declarados, para cada um dos 20 Municípios. Os valores anuais se encontram na tabela abaixo.

[Tabela 44 - Receita Corrente Líquida - Municípios Partícipes](#)

---

<sup>18</sup> <https://transparencia.tce.sp.gov.br/conjunto-de-dados>. Acesso em 20/02/2026

Receita Corrente Líquida (R\$ mil)				
Município	Anos			
	2022	2023	2024	2025
Aramina*	376.123,97	412.277,23	435.039,66	490.604,88
Batatais	2.870.982,26	3.231.187,70	3.612.899,36	3.956.142,71
Brodowski	1.349.991,54	1.492.236,27	1.650.774,11	1.753.504,38
Buritizal	455.980,55	519.580,29	580.478,89	606.110,73
Cristais Paulista	491.803,30	562.517,94	621.574,60	684.628,23
Ipuã	997.819,69	1.037.448,39	1.131.074,87	1.227.240,04
Ituverava	2.352.075,97	2.480.395,81	2.842.968,65	2.993.254,59
Jardinópolis	2.394.524,14	2.683.297,04	2.888.191,74	3.110.205,18
Jeriquara	311.830,32	347.724,15	372.763,07	413.054,52
Miguelópolis	1.211.719,27	1.328.893,38	1.493.597,59	1.595.696,51
Morro Agudo	2.049.733,19	2.305.291,57	2.436.456,79	2.599.962,86
Nuporanga	594.741,78	663.716,83	710.903,63	766.260,60
Orlândia	2.701.189,68	3.020.329,88	2.869.376,20	3.005.198,12
Patrocínio Paulista	900.429,69	997.718,29	1.124.784,43	1.255.974,68
Pedregulho	929.262,04	1.051.718,45	1.123.822,03	1.250.884,56
Restinga	442.365,70	497.629,01	533.021,39	585.709,96
Sales Oliveira	667.872,52	760.156,70	824.907,22	885.584,71
Santo Antônio da Alegria	457.270,93	492.178,72	568.726,30	606.301,82
São José da Bela Vista	409.022,27	447.426,11	509.406,37	529.203,08
Serrana	1.981.056,92	2.161.383,93	2.339.557,75	2.478.515,57

\*Pelo fato de o valor de dezembro de 2025 não estar disponível, adotou-se em substituição o valor de dezembro de 2021 como o primeiro da coluna “2022”, e assim por diante.

### 12.11.5.2. Deflacionamento dos Valores

Na seqüência, deflacionamos os valores anuais obtidos pelo IPCA, utilizando o janeiro de 2026 como data-base. Os valores anuais obtidos estão na tabela abaixo.

Tabela 45 - Receita Corrente Líquida em Valores Reais - Municípios Partícipes

Receita Corrente Líquida - Valores Reais (R\$ mil)				
Município	Anos			
	2022	2023	2024	2025
Aramina*	436.391,14	452.157,41	456.052,08	490.604,88
Batatais	3.331.006,09	3.543.745,21	3.787.402,40	3.956.142,71
Brodowski	1.566.303,67	1.636.582,47	1.730.506,50	1.753.504,38
Buritizal	529.043,32	569.840,04	608.516,02	606.110,73
Cristais Paulista	570.606,03	616.931,13	651.596,65	684.628,23
Ipuã	1.157.702,54	1.137.802,29	1.185.705,79	1.227.240,04
Ituverava	2.728.954,31	2.720.328,12	2.980.284,03	2.993.254,59
Jardinópolis	2.778.204,04	2.942.856,29	3.027.691,40	3.110.205,18
Jeriquara	361.795,58	381.360,01	390.767,53	413.054,52
Miguelópolis	1.405.875,73	1.457.439,17	1.565.738,35	1.595.696,51
Morro Agudo	2.378.166,47	2.528.285,78	2.554.137,66	2.599.962,86
Nuporanga	690.038,58	727.919,13	745.240,27	766.260,60
Orlândia	3.134.007,27	3.312.490,80	3.007.967,07	3.005.198,12
Patrocínio Paulista	1.044.707,53	1.094.229,03	1.179.111,51	1.255.974,68
Pedregulho	1.078.159,76	1.153.452,72	1.178.102,63	1.250.884,56
Restinga	513.246,93	545.765,40	558.766,32	585.709,96
Sales Oliveira	774.887,21	833.687,77	864.750,24	885.584,71
Santo Antônio da Alegria	530.540,46	539.787,89	596.195,78	606.301,82
São José da Bela Vista	474.560,81	490.706,30	534.010,70	529.203,08
Serrana	2.298.486,05	2.370.457,75	2.452.558,39	2.478.515,57

### 12.11.5.3. Cálculo da Taxa Média de Crescimento Anual

Para cada município, calculou-se a taxa média de crescimento anual da RCL utilizando a fórmula:

$$TMCA = [(RCL_f \div RCL_i)^{\frac{1}{n}}] - 1, \text{ onde:}$$

TMCA: Taxa Média de Crescimento Anual;

RCL<sub>f</sub>: Receita Corrente Líquida do último (mais recente) tranche de 12 meses;

RCL<sub>i</sub>: Receita Corrente Líquida do primeiro (mais longínquo) tranche de 12 meses;

n: número de anos entre RCL<sub>i</sub> e RCL<sub>f</sub>.

TMCA	
Município	TMCA (%)
Aramina	3,98%
Batatais	5,90%
Brodowski	3,83%
Buritizal	4,64%
Cristais Paulista	6,26%
Ipuã	1,96%
Ituverava	3,13%
Jardinópolis	3,83%
Jeriquara	4,52%
Miguelópolis	4,31%
Morro Agudo	3,02%
Nuporanga	3,55%
Orlândia	-1,39%
Patrocínio Paulista	6,33%
Pedregulho	5,08%
Restinga	4,50%
Sales Oliveira	4,55%
Santo Antônio da Alegria	4,55%
São José da Bela Vista	3,70%
Serrana	2,55%

#### 12.11.5.4. Projeção dos Resultados

Aplicando a Taxa de Crescimento, projetamos os resultados para os 27 anos de concessão.

Tabela 47 - RCL Projetada - Municípios Partícipes

RCL Projetada (R\$ mil)					
Município	Ano 01	Ano 02	Ano 03	Ano 04	Ano 05
Aramina	510.133,49	530.439,45	551.553,69	573.508,39	596.336,99
Batatais	4.189.582,92	4.436.797,74	4.698.599,97	4.975.850,38	5.269.460,50
Brodowski	1.820.750,69	1.890.575,88	1.963.078,85	2.038.362,28	2.116.532,80
Buritizal	634.218,47	663.629,67	694.404,79	726.607,07	760.302,70
Cristais Paulista	727.490,99	773.037,28	821.435,09	872.862,97	927.510,61
Ipuã	1.251.335,29	1.275.903,62	1.300.954,31	1.326.496,84	1.352.540,87
Ituverava	3.086.925,31	3.183.527,36	3.283.152,46	3.385.895,23	3.491.853,22
Jardinópolis	3.229.465,69	3.353.299,23	3.481.881,15	3.615.393,53	3.754.025,44
Jeriquara	431.706,66	451.201,07	471.575,79	492.870,55	515.126,92
Miguelópolis	1.664.503,64	1.736.277,76	1.811.146,81	1.889.244,25	1.970.709,29
Morro Agudo	2.678.400,04	2.759.203,55	2.842.444,79	2.928.197,30	3.016.536,84
Nuporanga	793.495,01	821.697,39	850.902,14	881.144,89	912.462,52
Orlândia	2.963.449,13	2.922.280,14	2.881.683,08	2.841.650,00	2.802.173,07
Patrocínio Paulista	1.335.497,06	1.420.054,43	1.509.965,57	1.605.569,45	1.707.226,53
Pedregulho	1.314.403,19	1.381.147,23	1.451.280,46	1.524.974,99	1.602.411,65
Restinga	612.070,37	639.617,16	668.403,71	698.485,83	729.921,83
Sales Oliveira	925.892,68	968.035,29	1.012.096,06	1.058.162,27	1.106.325,22
Santo Antônio da Alegria	633.887,70	662.728,70	692.881,92	724.407,07	757.366,57
São José da Bela Vista	548.781,16	569.083,54	590.137,02	611.969,38	634.609,43
Serrana	2.541.606,11	2.606.302,61	2.672.645,95	2.740.678,07	2.810.441,94

RCL Projetada (R\$ mil)					
Município	Ano 06	Ano 07	Ano 08	Ano 09	Ano 10
Aramina	620.074,30	644.756,47	670.421,12	697.107,35	724.855,84
Batatais	5.580.395,69	5.909.678,23	6.258.390,76	6.627.679,78	7.018.759,44
Brodowski	2.197.701,14	2.281.982,25	2.369.495,52	2.460.364,90	2.554.719,08
Buritizal	795.560,92	832.454,21	871.058,39	911.452,79	953.720,45
Cristais Paulista	985.579,59	1.047.284,12	1.112.851,81	1.182.524,51	1.256.559,24
Ipuã	1.379.096,23	1.406.172,98	1.433.781,34	1.461.931,76	1.490.634,87
Ituverava	3.601.127,06	3.713.820,50	3.830.040,56	3.949.897,61	4.073.505,46
Jardinópolis	3.897.973,17	4.047.440,56	4.202.639,26	4.363.789,04	4.531.118,09
Jeriquara	538.388,31	562.700,10	588.109,73	614.666,78	642.423,05
Miguelópolis	2.055.687,13	2.144.329,25	2.236.793,67	2.333.245,18	2.433.855,73
Morro Agudo	3.107.541,46	3.201.291,56	3.297.869,97	3.397.362,01	3.499.855,58
Nuporanga	944.893,24	978.476,61	1.013.253,60	1.049.266,64	1.086.559,65
Orlândia	2.763.244,56	2.724.856,86	2.687.002,45	2.649.673,92	2.612.863,98
Patrocínio Paulista	1.815.320,05	1.930.257,54	2.052.472,32	2.182.425,18	2.320.606,03
Pedregulho	1.683.780,46	1.769.281,10	1.859.123,37	1.953.527,74	2.052.725,86
Restinga	762.772,63	797.101,91	832.976,21	870.465,06	909.641,14
Sales Oliveira	1.156.680,34	1.209.327,40	1.264.370,73	1.321.919,39	1.382.087,42
Santo Antônio da Alegria	791.825,69	827.852,64	865.518,77	904.898,66	946.070,27
São José da Bela Vista	658.087,06	682.433,26	707.680,15	733.861,07	761.010,55
Serrana	2.881.981,65	2.955.342,39	3.030.570,54	3.107.713,61	3.186.820,36

RCL Projetada (R\$ mil)					
Município	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Aramina	753.708,86	783.710,38	814.906,11	847.343,60	881.072,27
Batatais	7.432.915,55	7.871.509,78	8.335.984,15	8.827.865,77	9.348.771,86
Brodowski	2.652.691,72	2.754.421,57	2.860.052,73	2.969.734,82	3.083.623,17
Buritizal	997.948,21	1.044.227,00	1.092.651,91	1.143.322,48	1.196.342,84
Cristais Paulista	1.335.229,09	1.418.824,24	1.507.653,07	1.602.043,24	1.702.342,92
Ipuã	1.519.901,53	1.549.742,81	1.580.169,98	1.611.194,54	1.642.828,23
Ituverava	4.200.981,48	4.332.446,73	4.468.026,05	4.607.848,17	4.752.045,88
Jardinópolis	4.704.863,36	4.885.270,87	5.072.596,10	5.267.104,28	5.469.070,87
Jeriquara	671.432,70	701.752,33	733.441,09	766.560,81	801.176,10
Miguelópolis	2.538.804,65	2.648.279,01	2.762.473,96	2.881.593,04	3.005.848,58
Morro Agudo	3.605.441,23	3.714.212,26	3.826.264,75	3.941.697,71	4.060.613,11
Nuporanga	1.125.178,12	1.165.169,18	1.206.581,59	1.249.465,89	1.293.874,37
Orlândia	2.576.565,40	2.540.771,09	2.505.474,05	2.470.667,36	2.436.344,22
Patrocínio Paulista	2.467.535,84	2.623.768,56	2.789.893,19	2.966.536,04	3.154.363,09
Pedregulho	2.156.961,17	2.266.489,43	2.381.579,43	2.502.513,58	2.629.588,64
Restinga	950.580,37	993.362,11	1.038.069,28	1.084.788,54	1.133.610,44
Sales Oliveira	1.444.994,03	1.510.763,88	1.579.527,29	1.651.420,51	1.726.586,00
Santo Antônio da Alegria	989.115,14	1.034.118,48	1.081.169,42	1.130.361,10	1.181.790,94
São José da Bela Vista	789.164,45	818.359,90	848.635,46	880.031,07	912.588,18
Serrana	3.267.940,77	3.351.126,09	3.436.428,90	3.523.903,08	3.613.603,92

RCL Projetada (R\$ mil)					
Município	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Aramina	916.143,51	952.610,77	990.529,61	1.029.957,83	1.070.955,49
Batatais	9.900.415,07	10.484.609,10	11.103.274,68	11.758.445,88	12.452.276,79
Brodowski	3.201.879,10	3.324.670,11	3.452.170,12	3.584.559,71	3.722.026,39
Buritizal	1.251.821,96	1.309.873,87	1.370.617,87	1.434.178,81	1.500.687,33
Cristais Paulista	1.808.922,11	1.922.173,93	2.042.516,15	2.170.392,68	2.306.275,21
Ipuã	1.675.083,01	1.707.971,07	1.741.504,84	1.775.697,01	1.810.560,49
Ituverava	4.900.756,10	5.054.120,06	5.212.283,37	5.375.396,24	5.543.613,55
Jardinópolis	5.678.781,84	5.896.534,16	6.122.636,18	6.357.408,05	6.601.182,22
Jeriquara	837.354,50	875.166,60	914.686,16	955.990,29	999.159,58
Miguelópolis	3.135.462,08	3.270.664,57	3.411.697,05	3.558.810,92	3.712.268,39
Morro Agudo	4.183.116,03	4.309.314,68	4.439.320,56	4.573.248,54	4.711.216,93
Nuporanga	1.339.861,23	1.387.482,54	1.436.796,41	1.487.863,00	1.540.744,59
Orlândia	2.402.497,90	2.369.121,79	2.336.209,34	2.303.754,12	2.271.749,78
Patrocínio Paulista	3.354.082,46	3.566.447,12	3.792.257,70	4.032.365,55	4.287.675,89
Pedregulho	2.763.116,44	2.903.424,64	3.050.857,56	3.205.776,96	3.368.563,01
Restinga	1.184.629,61	1.237.944,95	1.293.659,80	1.351.882,14	1.412.724,83
Sales Oliveira	1.805.172,69	1.887.336,31	1.973.239,66	2.063.052,95	2.156.954,16
Santo Antônio da Alegria	1.235.560,77	1.291.777,04	1.350.551,08	1.411.999,25	1.476.243,23
São José da Bela Vista	946.349,75	981.360,34	1.017.666,16	1.055.315,13	1.094.356,94
Serrana	3.705.588,09	3.799.913,71	3.896.640,39	3.995.829,24	4.097.542,94

RCL Projetada (R\$ mil)				
Município	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24
Aramina	1.113.585,07	1.157.911,52	1.204.002,40	1.251.927,94
Batatais	13.187.048,59	13.965.177,09	14.789.220,63	15.661.888,53
Brodowski	3.864.764,88	4.012.977,35	4.166.873,71	4.326.671,94
Buritizal	1.570.280,10	1.643.100,17	1.719.297,18	1.799.027,76
Cristais Paulista	2.450.665,00	2.604.094,64	2.767.130,11	2.940.372,80
Ipuã	1.846.108,47	1.882.354,39	1.919.311,95	1.956.995,12
Ituverava	5.717.095,04	5.896.005,46	6.080.514,68	6.270.797,92
Jardinópolis	6.854.303,89	7.117.131,48	7.390.037,18	7.673.407,41
Jeriquara	1.044.278,24	1.091.434,31	1.140.719,79	1.192.230,84
Miguelópolis	3.872.343,02	4.039.320,14	4.213.497,38	4.395.185,22
Morro Agudo	4.853.347,63	4.999.766,22	5.150.602,04	5.305.988,37
Nuporanga	1.595.505,69	1.652.213,12	1.710.936,04	1.771.746,09
Orlândia	2.240.190,05	2.209.068,75	2.178.379,81	2.148.117,20
Patrocínio Paulista	4.559.151,27	4.847.815,19	5.154.755,95	5.481.130,75
Pedregulho	3.539.615,17	3.719.353,18	3.908.218,10	4.106.673,39
Restinga	1.476.305,81	1.542.748,30	1.612.181,10	1.684.738,78
Sales Oliveira	2.255.129,34	2.357.773,03	2.465.088,62	2.577.288,74
Santo Antônio da Alegria	1.543.410,22	1.613.633,22	1.687.051,26	1.763.809,71
São José da Bela Vista	1.134.843,12	1.176.827,10	1.220.364,29	1.265.512,16
Serrana	4.201.845,77	4.308.803,61	4.418.484,07	4.530.956,43

RCL Projetada (R\$ mil)			
Município	Ano 25	Ano 26	Ano 27
Aramina	1.301.761,16	1.353.578,00	1.407.457,42
Batatais	16.586.049,97	17.564.743,43	18.601.186,67
Brodowski	4.492.598,39	4.664.888,06	4.843.784,98
Buritizal	1.882.455,75	1.969.752,63	2.061.097,81
Cristais Paulista	3.124.461,76	3.320.076,03	3.527.937,20
Ipuã	1.995.418,16	2.034.595,58	2.074.542,19
Ituverava	6.467.035,88	6.669.414,89	6.878.127,14
Jardinópolis	7.967.643,45	8.273.161,94	8.590.395,50
Jeriquara	1.246.067,95	1.302.336,16	1.361.145,25
Miguelópolis	4.584.707,53	4.782.402,11	4.988.621,37
Morro Agudo	5.466.062,48	5.630.965,79	5.800.844,01
Nuporanga	1.834.717,44	1.899.926,93	1.967.454,08
Orlândia	2.118.275,00	2.088.847,38	2.059.828,58
Patrocínio Paulista	5.828.170,05	6.197.182,25	6.589.558,56
Pedregulho	4.315.206,03	4.534.327,74	4.764.576,23
Restinga	1.760.561,99	1.839.797,70	1.922.599,48
Sales Oliveira	2.694.595,73	2.817.242,02	2.945.470,63
Santo Antônio da Alegria	1.844.060,57	1.927.962,73	2.015.682,32
São José da Bela Vista	1.312.330,29	1.360.880,48	1.411.226,81
Serrana	4.646.291,78	4.764.562,98	4.885.844,78

Por fim, comparando com a projeção de pagamentos da Contraprestação Pecuniária anuais (somatório dos valores da Contraprestação Mensal Máxima num dado ano), para cada Municípios, calculamos o grau de comprometimento, com duas casas decimais e em percentual, da RCL esperado.

Tabela 48 - Percentual de Comprometimento da RCL projetado - Municípios Partícipes

Comprometimento da RCL Projetado (%)				
MUNICÍPIO	Ano 01	Ano 02	Ano 03	Ano 04
Aramina	0,00%	0,02%	0,07%	0,07%
Batatais	0,00%	0,02%	0,06%	0,07%
Brodowski	0,00%	0,02%	0,05%	0,05%
Buritizal	0,00%	0,03%	0,09%	0,10%
Cristais Paulista	0,00%	0,03%	0,08%	0,08%
Ipuã	0,00%	0,01%	0,04%	0,04%
Ituverava	0,00%	0,03%	0,08%	0,09%
Jardinópolis	0,00%	0,02%	0,06%	0,07%
Jeriquara	0,00%	0,03%	0,09%	0,10%
Miguelópolis	0,00%	0,01%	0,04%	0,04%
Morro Agudo	0,00%	0,01%	0,03%	0,04%
Nuporanga	0,00%	0,02%	0,07%	0,08%
Orlândia	0,00%	0,02%	0,05%	0,05%
Patrocínio Paulista	0,00%	0,02%	0,07%	0,07%
Pedregulho	0,00%	0,02%	0,06%	0,06%
Restinga	0,00%	0,02%	0,05%	0,06%
Sales Oliveira	0,00%	0,03%	0,08%	0,08%
Santo Antônio da Alegria	0,00%	0,02%	0,07%	0,07%
São José da Bela Vista	0,00%	0,03%	0,09%	0,10%
Serrana	0,00%	0,01%	0,04%	0,04%

Comprometimento da RCL Projetado (%)				
MUNICÍPIO	Ano 05	Ano 06	Ano 07	Ano 08
Aramina	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Batatais	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Brodowski	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Buritizal	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%
Cristais Paulista	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
Ipuã	0,04%	0,05%	0,05%	0,05%
Ituverava	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%
Jardinópolis	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Jeriquara	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Miguelópolis	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
Morro Agudo	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
Nuporanga	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
Orlândia	0,06%	0,06%	0,06%	0,07%
Patrocínio Paulista	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Pedregulho	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Restinga	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Sales Oliveira	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
Santo Antônio da Alegria	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
São José da Bela Vista	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Serrana	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%

Comprometimento da RCL Projetado (%)				
MUNICÍPIO	Ano 09	Ano 10	Ano 11	Ano 12
Aramina	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Batatais	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Brodowski	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Buritizal	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%
Cristais Paulista	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Ipuã	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Ituverava	0,09%	0,09%	0,09%	0,10%
Jardinópolis	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Jeriquara	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Miguelópolis	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
Morro Agudo	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
Nuporanga	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
Orlândia	0,07%	0,07%	0,08%	0,08%
Patrocínio Paulista	0,07%	0,06%	0,06%	0,06%
Pedregulho	0,06%	0,06%	0,06%	0,05%
Restinga	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Sales Oliveira	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
Santo Antônio da Alegria	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
São José da Bela Vista	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Serrana	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%

Comprometimento da RCL Projetado (%)				
MUNICÍPIO	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16
Aramina	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Batatais	0,06%	0,05%	0,05%	0,05%
Brodowski	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Buritizal	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%
Cristais Paulista	0,07%	0,07%	0,07%	0,06%
Ipuã	0,05%	0,05%	0,05%	0,06%
Ituverava	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Jardinópolis	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Jeriquara	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Miguelópolis	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
Morro Agudo	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
Nuporanga	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
Orlândia	0,09%	0,09%	0,10%	0,10%
Patrocínio Paulista	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Pedregulho	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Restinga	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Sales Oliveira	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
Santo Antônio da Alegria	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
São José da Bela Vista	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Serrana	0,04%	0,04%	0,05%	0,05%

Comprometimento da RCL Projetado (%)				
MUNICÍPIO	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Aramina	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Batatais	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Brodowski	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Buritizal	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%
Cristais Paulista	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Ipuã	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Ituverava	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Jardinópolis	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Jeriquara	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%
Miguelópolis	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
Morro Agudo	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
Nuporanga	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
Orlândia	0,11%	0,11%	0,12%	0,13%
Patrocínio Paulista	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Pedregulho	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Restinga	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Sales Oliveira	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
Santo Antônio da Alegria	0,07%	0,07%	0,06%	0,06%
São José da Bela Vista	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Serrana	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%

Comprometimento da RCL Projetado (%)				
MUNICÍPIO	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24
Aramina	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Batatais	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Brodowski	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Buritizal	0,09%	0,09%	0,08%	0,08%
Cristais Paulista	0,06%	0,06%	0,06%	0,05%
Ipuã	0,06%	0,06%	0,06%	0,07%
Ituverava	0,10%	0,10%	0,10%	0,11%
Jardinópolis	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Jeriquara	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%
Miguelópolis	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
Morro Agudo	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
Nuporanga	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%
Orlândia	0,13%	0,14%	0,15%	0,16%
Patrocínio Paulista	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Pedregulho	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Restinga	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Sales Oliveira	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
Santo Antônio da Alegria	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
São José da Bela Vista	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%
Serrana	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%

Comprometimento da RCL Projetado (%)			
MUNICÍPIO	Ano 25	Ano 26	Ano 27
Aramina	0,07%	0,07%	0,07%
Batatais	0,04%	0,04%	0,04%
Brodowski	0,05%	0,05%	0,05%
Buritizal	0,08%	0,08%	0,08%
Cristais Paulista	0,05%	0,05%	0,05%
Ipuã	0,07%	0,07%	0,07%
Ituverava	0,11%	0,11%	0,11%
Jardinópolis	0,07%	0,07%	0,07%
Jeriquara	0,09%	0,09%	0,09%
Miguelópolis	0,04%	0,04%	0,04%
Morro Agudo	0,04%	0,04%	0,05%
Nuporanga	0,09%	0,09%	0,09%
Orlândia	0,17%	0,18%	0,18%
Patrocínio Paulista	0,05%	0,04%	0,04%
Pedregulho	0,05%	0,05%	0,05%
Restinga	0,05%	0,05%	0,05%
Sales Oliveira	0,08%	0,07%	0,07%
Santo Antônio da Alegria	0,06%	0,06%	0,06%
São José da Bela Vista	0,10%	0,10%	0,10%
Serrana	0,05%	0,05%	0,05%

Temos uma média de comprometimento de 0,06%, com o valor máximo sendo 0,1084% (Ituverava, ano 27 da Concessão).

## **13. Modelagem Jurídica**

### **13.1. Introdução**

Neste capítulo será abordada a modelagem jurídica do projeto de parceria público-privada para a construção e operação de usinas solares fotovoltaica para atender a demanda dos municípios aderentes pertencentes ao Consórcio de Municípios da Alta Mogiana (COMAM) “Projeto”, contemplando os seguintes tópicos:

- I.Desenho e Estruturação do Modelo Jurídico;
- II.Procedimento da Licitação;
- III.Aspectos Centrais do Contrato de Parceria Público-Privada
- IV.Minutas de Instrumentos Licitatórios e Demais Documentos Necessários à Implementação do Projeto:
  - Minuta de ato normativo que regulamenta a realização de audiência pública;
  - Justificativa da Concessão;
  - Minuta de Edital de Licitação e seus Anexos; e
  - Minuta do Contrato de Concessão e seus Anexos.

Os estudos técnicos, pesquisas e análises que comporão este trabalho terão como finalidade desenvolver um projeto que demonstre, objetivamente, ao COMAM, qual o modelo mais adequado de estruturação do projeto para construção e operação de usinas solares fotovoltaica, visando a utilização pelos municípios aderentes.

O modelo a ser apresentado levará em consideração características tecnológicas, econômicas e financeiras, jurídicas, de gestão operacional e manutenção, bem como mecanismos para integração socioeconômica e promoção da sua sustentabilidade sob os aspectos econômicos e sociais.

## 13.2. Desenho e Estruturação do Modelo Jurídico

Os estudos técnicos elaborados para a viabilização do Projeto foram realizados por uma equipe multidisciplinar, integrada por consultores com reconhecida capacitação técnica em suas respectivas áreas de atuação.

Dedicamo-nos, neste Capítulo, à identificação dos temas necessários a esta estruturação e a tecer os comentários legais pertinentes.

### 13.2.1. Arcabouço Legal

Importante trazer o conjunto de normas legais, mesmo que parcial, que fará base dos estudos jurídicos e irá nortear os modelos da Estruturação de geração de energia fotovoltaica para atender a demanda dos prédios públicos dos municípios aderentes.

<b>Marco Regulatório</b>	<b>Dispositivos</b>
<b>Constituição Federal</b>	Art. 30. Compete aos Municípios:  V - organizar e prestar, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, os serviços públicos de interesse local, incluído o de transporte coletivo, que tem caráter essencial;
	Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

<b>Lei Federal</b>  <b>n.º 5.172/1966</b>	Dispõe sobre o Sistema Tributário Nacional e institui normas gerais de direito tributário aplicáveis à União, Estados e Municípios.
<b>Lei Federal n.º</b>  <b>8.987/1995</b>	Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.
<b>Lei Federal n.º</b>  <b>11.079/ 2004</b>	Institui normas gerais para licitação e contratação de parceria público-privada no âmbito da administração pública.
<b>Lei Federal n.º</b>  <b>11.107/2005</b>	Dispõe sobre normas gerais de contratação de consórcios públicos e dá outras providências.
<b>Lei Federal n.º</b>  <b>14.133/2021</b>	Lei de Licitações e Contratos Administrativos.
<b>Resolução</b>  <b>Normativa da</b>  <b>ANEEL n.º</b>  <b>903/2020</b>	Aprova a reestruturação e a revisão dos Procedimentos de Rede e estabelece procedimentos e critérios para alterações.
<b>Resolução</b>  <b>Normativa da</b>  <b>ANEEL n.º</b>  <b>956/2021</b>	Estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, revoga as Resoluções Normativas nº 395, de 15 de dezembro de 2009; nº 424, de 17 de dezembro de 2010; nº 432, de 5 de abril de 2011 e dá outras providências.

<b>Resolução Normativa da ANEEL n.º 1.000/2021</b>	Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL n.º 414, de 9 de setembro de 2010; n.º 470, de 13 de dezembro de 2011; n.º 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências.
<b>Resolução Normativa da ANEEL n.º 1.059/2023</b>	Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas n.º 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências.

### 13.2.2. Consórcios Públicos

Os Consórcios Públicos são pessoas jurídicas de direito público ou de direito privado, criados, exclusivamente, por entes da Federação (União, Estados, Municípios e Distrito Federal), mediante aprovação de lei, que têm, por finalidade, a reunião de recursos financeiros, técnicos e administrativos, para a gestão associada de serviços ou a realização de objetivos/finalidades de interesse comum.

Os Consórcios Públicos têm matriz constitucional no art. 241, que assim estabelece:

*Art. 241. A União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios disciplinarão por meio de lei os Consórcios Públicos e os convênios de cooperação entre os entes federados, autorizando a gestão associada de serviços públicos, bem como a transferência total ou parcial de encargos, serviços, pessoal e bens essenciais à continuidade dos serviços transferidos.*

O dispositivo constitucional foi disciplinado pela Lei Federal nº 11.107, de 6 de abril de 2005 (“Lei Federal nº 11.107/2005” ou “Lei dos Consórcios Públicos”). De acordo com referida lei, os Consórcios Públicos podem possuir personalidade jurídica de Direito Público - no caso de constituir associação pública, mediante a vigência das leis de ratificação do protocolo de intenções (“Protocolo de Intenções” - art. 3º, da Lei dos Consórcios Públicos) - ou de Direito Privado - mediante o atendimento dos requisitos da legislação civil.

O Consórcio Público, independentemente do regimento escolhido (público ou privado), deverá observar as normas de direito público no que concerne à realização de licitação, à celebração de contratos, à prestação de contas e à admissão de pessoal - que será regida pela Consolidação das Leis do Trabalho (“CLT”).

O Consórcio Público deve possuir estatuto social que disponha sobre a organização e o funcionamento de cada um de seus órgãos constitutivos, sendo obrigatório, por lei, a existência de uma Assembléia Geral.

Para cumprimento de seus objetivos/finalidades, o Consórcio Público poderá firmar convênios, contratos, acordos de qualquer natureza, bem como receber auxílios, contribuições e subvenções sociais ou econômicas de outras entidades e órgãos do governo; poderá, ainda, promover desapropriações e instituir servidões, nos termos de declaração de utilidade ou necessidade pública, ou interesse social, e ser contratado pela administração direta ou indireta dos entes da Federação consorciados, dispensada a licitação (art. 2.º, § 1º, incisos I a III, da Lei dos Consórcios Públicos).

Ao Consórcio Público cabe, ainda, a possibilidade de emissão de documentos de cobrança e o exercício de atividades de arrecadação de tarifas e outros preços

públicos pela prestação de serviços ou pelo uso ou outorga de uso de bens públicos por eles administrados ou, mediante autorização específica, pelo ente da Federação consorciado.

Os entes consorciados somente poderão repassar recursos financeiros ao Consórcio Público mediante contrato de rateio (“Contrato de Rateio”), o qual será formalizado em cada exercício financeiro e seu prazo de vigência não deverá ser superior ao das dotações que o suportam, com execução dos contratos que tenham por objeto exclusivamente projetos consistentes em programas e ações contemplados em plano plurianual ou a gestão associada de serviços públicos custeados por tarifas ou outros preços públicos, sendo vedado o repasse de recursos para o atendimento de despesas genéricas, inclusive transferências ou operações de crédito.

A retirada de qualquer ente do Consórcio dependerá de ato formal de seu representante na Assembléia Geral, observadas as formalidades previstas no Contrato de Consórcio Público, sendo que **a retirada do ente não prejudicará as obrigações já constituídas**, inclusive os Contratos de Programa, cuja extinção dependerá de prévio pagamento das indenizações devidas.

Por possuir natureza contratual, os entes consorciados, isolados ou em conjunto, bem como a própria pessoa jurídica do Consórcio, podem exigir, do ente consorciado inadimplente, o cumprimento das obrigações assumidas, especialmente das estabelecidas no Contrato de Rateio.

#### **13.2.2.1. O Consórcio Público Como Poder Concedente**

Uma das finalidades principais do Consórcio Público é a reunião de recursos financeiros, técnicos e administrativos, para promoção da mútua gestão associada de serviços ou da realização de objetivos de interesse comum dos entes envolvidos.

No presente caso, o Consórcio Público (COMAM), composto pelos 20 municípios participantes, surge da necessidade de união, uma vez que alguns desses municípios, individualmente, não teriam capacidade para implementar um projeto estruturado e robusto, como uma Parceria Público-Privada (PPP) voltada para a geração de energia fotovoltaica. Essa limitação é decorrente do tamanho reduzido desses municípios, os quais não dispõem de recursos financeiros suficientes para assumir um projeto de longo prazo que exige vultosos investimentos.

Diante desse cenário, o Consórcio busca colaboração de outros entes interessados que compartilhem objetivos similares aos dos municípios menores. Essa parceria é crucial para possibilitar a cooperação mútua e viabilizar a concretização do projeto, superando as limitações individuais dos municípios e fortalecendo a eficácia da iniciativa.

A utilização de um Consórcio Público composto por Municípios interessados em implementar um Projeto de PPP se mostra uma alternativa viável para mitigar entraves enfrentados por Municípios menores, que se utilizarão da gestão associada, por meio da contratação de uma PPP, via Consórcio Público, tendo, como objetivo a implantação de usinas solares fotovoltaicas por um único concessionário.

Nesse sentido, tendo em vista que o Consórcio Público de Municípios será o arranjo a ser utilizado para gerir a implantação e gestão de usinas solares visando atender as demandas de energia dos imóveis vinculados às administrações públicas municipais, passa-se a expor como deverá ser o arranjo jurídico necessário para a gestão associada desses serviços.

Tendo o COMAM personalidade jurídica própria ele será o responsável pela condução do processo licitatório destinado à escolha do parceiro privado, uma vez que os Municípios aderentes delegaram a ele a gestão associada deste serviço.

Dessa forma, o COMAM, considerada a delegação da gestão associada ao Consórcio Público, é o responsável pela assinatura do contrato de PPP com o parceiro privado, futuro concessionário.

### **13.2.3. Tipo de Negócio Jurídico**

A escolha pela modalidade de contratação a ser adotada na implementação de determinado projeto não é aleatória e depende da natureza dos serviços contratados, dos estudos de viabilidade e dos riscos envolvidos, bem como de fatores políticos e institucionais, dentre outros.

Para estabelecer qual modelo é o mais adequado à consecução do objeto do contrato a ser celebrado, é necessário analisar, ainda que sucintamente, os principais elementos de cada uma das alternativas de contratação admitidas pelo ordenamento jurídico, a saber: (i) parceria público-privada: concessão patrocinada e concessão administrativa, (ii) concessão comum, e (iii) contratação administrativa tradicional (com fundamento na Lei Federal nº 14.133, de 01 de abril de 2021).

#### **13.2.3.1. Parceria Público-Privada**

Inicialmente, é preciso definir o que vem a ser uma parceria público-privada.

As parcerias público-privadas (“PPPs”) são instrumentos introduzidos no ordenamento jurídico pátrio, que visam permitir a viabilização econômica de projetos que, de outra forma, seriam inexecutáveis.

O instituto se divide em duas principais modalidades: (i) as concessões patrocinadas, em que a remuneração da concessionária se fundamenta, basicamente, na cobrança de tarifa dos usuários pelo serviço prestado e na contraprestação pública desembolsada pelo Poder Concedente, como forma de viabilizar economicamente o projeto, e (ii) as concessões administrativas, em que a remuneração da concessionária é, basicamente, oriunda de uma contraprestação pública, desembolsada pelo Poder Concedente. Em ambas as modalidades, é possível haver também o pagamento de aporte público pelo Poder Concedente com o objetivo de custear a realização de obras e a aquisição de bens reversíveis, com a finalidade de minimizar custos financeiros do projeto e otimizar a eficiência da modalidade de contratação.

A primeira modalidade pode ser empregada, exemplificativamente, para rodovias, transporte de passageiros e estações rodoviárias. Por sua natureza - e por referência expressa no art. 2º, §1º da Lei Federal nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004 (“Lei Federal de PPP”) -, a concessão patrocinada se aproxima da denominada “concessão comum”, ou seja, do regime concessório previsto na Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (“Lei das Concessões”), sendo o principal diferenciador entre as duas modalidades de concessão o pagamento, pelo Poder Público, da contraprestação pública, em complementação à tarifa arrecadada junto aos usuários.

Já a segunda é aplicável na prestação de serviços em que a cobrança da tarifa dos usuários é vedada por lei, ou quando o principal receptor dos serviços públicos é a própria Administração Pública (ex.: iluminação pública, geração de energia fotovoltaica para atender os prédios públicos, hospitais, escolas, presídios, etc.).

Em vista de sua complexidade, vulto, e longa duração, uma das principais características dos contratos de PPP é o oferecimento, pelo Poder Concedente, de garantias de pagamento da contraprestação pecuniária e do aporte público devido pelo parceiro público à concessionária, em uma das várias modalidades admitidas pelo ordenamento jurídico vigente.

É necessário analisar se o serviço objeto da concessão é um serviço público strictu sensu, ou seja, cuja finalidade imediata é oferecer determinada utilidade ou comodidade material fruível diretamente pela coletividade (ex.: transporte, água, energia elétrica, etc.) ou um serviço público não diretamente usufruído pela coletividade, ou seja, mera atividade material prestada à Administração que beneficia a coletividade de forma indireta (ex.: serviços administrativos internos, serviços diplomáticos, trabalhos de pesquisa, etc.).

Quando a contratação envolver a prestação de serviços públicos direta e individualmente fruíveis pelos usuários, caberia à Administração Pública optar pelo regime da concessão comum ou pela concessão patrocinada. A concessão administrativa é recomendável quando não for factível a individualização da tarifa (ex.: a implantação de presídios) ou quando a Administração Pública for a própria usuária, direta ou indireta, dos serviços prestados.

#### **13.2.3.2. Concessão Comum**

A concessão de serviços públicos, precedidos ou não da realização de obras públicas, não é matéria nova no ordenamento jurídico brasileiro, sendo o instituto regulado pela Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Como é de notório conhecimento, as concessões foram empregadas em inúmeros projetos em todo o país, nos mais diversos setores e atividades.

Em suma, a concessão é o mecanismo através do qual o Poder Público delega ao particular a exploração de determinado serviço público, fixando as condições mínimas de qualidade para tanto, tendo a concessionária o direito de ver suas atividades remuneradas pela cobrança de tarifas dos usuários. Ressalta-se que as concessões de serviços públicos permeiam a vida cotidiana de boa parte da população brasileira, notadamente em vista das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, da distribuição e tratamento de água e esgoto e aeroportos.

O principal elemento diferenciador das concessões sob o regime jurídico da Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 – as denominadas “concessões comuns” – para as PPPs, tratadas no tópico anterior, é que aquelas são autossustentáveis do ponto de vista econômico, enquanto estas são, por essência, deficitárias. A consequência básica de tal diferença é que, enquanto nas PPPs o Poder Concedente deve aportar recursos públicos na concessionária, a título de contraprestação pública pelos serviços prestados, nas concessões comuns (i) isso não existe, e (ii) pode, inclusive, ocorrer de a concessionária ter que pagar ao Poder Concedente um montante pré-fixado pela outorga da concessão.

Ainda no que se refere às diferenças para o mecanismo das PPPs, a Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, não determinou patamares mínimos no que se refere ao valor e prazo de duração dos contratos, permitindo uma maior flexibilidade na sua pactuação pela Administração Pública. Cumpre ressaltar, contudo, que a vigência dos contratos deve, obrigatoriamente, estar atrelada à amortização dos investimentos da concessionária.

### **13.2.3.3. Contratos Administrativos Tradicionais**

As contratações públicas fundamentadas na Lei Federal nº 8.666, de 21 de junho de 1993 (Lei de Licitações) revogada pela Lei 14.133, de 01 de abril de 2021, estão entre as mais usualmente utilizadas pelos órgãos da Administração direta e indireta. Referido diploma legal, que substituiu o Decreto Lei nº 2.300, de 21 de novembro de 1986, regula não só a realização dos procedimentos de licitação (concorrências, tomadas de preços, cartas-convite, concursos e leilões), como também o aperfeiçoamento e a execução dos contratos administrativos em geral, aplicando-se, inclusive subsidiariamente, aos contratos de concessão de serviço público “comum” e às PPPs.

Insta mencionar que atualmente está em vigor a Lei Federal nº. 14.133/2021 que dispõe sobre licitações e contratos administrativos que passa a reger as contratações pública e, da mesma forma, é aplicada de subsidiária aos contratos de concessão de serviços públicos “comum”. E às PPPs.

As modalidades de licitações encartadas pela nova legislação são: o pregão, a concorrência, o concurso, o leilão e o diálogo competitivo, sendo esta última a grande novidade. O novo diploma legal extinguiu as modalidades “tomada de preços” e “convite”, previstas na Lei 8.666/1993.

Ressalta-se que, diversamente das PPPs e das concessões de serviços públicos, os contratos administrativos sujeitos exclusivamente à mencionada Lei de Licitações apresentam um grau de complexidade significativamente menor.

Vale notar, ainda, que, diversamente das PPPs, não existem valores de licitação mínimos ou máximos para a celebração dos contratos administrativos regrados pela Lei de Licitações, devendo a Administração apenas, na modelagem da contratação, adequar o valor da contratação à modalidade licitatória. A Lei nº 14.133/2021 prevê

que a definição da modalidade de licitação deverá ser feita apenas em razão das características de seu objeto, ou seja, daquilo que será, não havendo mais restrições de valores.

O diálogo competitivo, inovação apresentada pela nova Lei de Licitações, não possui vinculação expressa com o vulto do contrato, mas os parâmetros de sua utilização, atrelados, por exemplo, às inovações tecnológicas e complexidade técnica, direcionarem, possivelmente, para contratos de maior vulto.

Portanto, a partir da Lei Federal nº 14.133/2021, a definição da modalidade de licitação a ser utilizada pela Administração Pública dependerá do objeto a ser contratado.

A realização de contratações individuais para cada produto ou serviço que poderia compor o leque de obrigações de uma única concessionária de serviço público, no entanto, resulta na perda da eficiência inerente à economia de escala, importando na elevação de custos. Ressalta-se que, neste cenário, a totalidade dos desembolsos com os contratos sairá dos cofres públicos, não sendo aplicável a cobrança de tarifa dos usuários.

Ademais, os contratos administrativos tradicionais, cujo objeto seja a prestação de serviços de forma continuada, estão limitados a um prazo de vigência máximo de 5 (cinco) anos, demandando maiores gastos materiais e de pessoal com procedimentos licitatórios constantes, sem prejuízo do risco de que os diversos procedimentos licitatórios resultem na interrupção, ainda que temporária, da prestação de serviços públicos essenciais à população.

#### **13.2.4. Modalidade Jurídica Adotada**

Pelo exposto acima, conclui-se que a opção pela modalidade de concessão a ser adotada (comum, patrocinada ou administrativa) não é discricionária, visto que cada espécie de concessão deve ser selecionada de acordo com as particularidades de cada projeto.

Primeiramente, deve-se observar a possibilidade de remuneração do concessionário exclusivamente por receitas tarifárias advindas diretamente da prestação dos serviços, mediante arrecadação de tarifas cobradas diretamente dos usuários. Caso a resposta seja negativa, não se mostra adequado o regime de concessão comum, visto não haver a possibilidade de se executar o contrato exclusivamente por meio das tarifas cobradas dos usuários do serviço.

De igual modo, por depender parcialmente das tarifas arrecadadas diretamente na prestação dos serviços, não se mostra adequada a concessão patrocinada quando os serviços deixarem de comportar tal espécie de remuneração. Deve o Poder Concedente optar, então, pelo regime de concessão administrativa, que comporta apenas o pagamento de contraprestação pecuniária por parte do Poder Público.

E reside justamente na forma de remuneração da concessionária nas concessões comuns e patrocinadas à sua inviabilidade de aplicação para o Projeto. Isso porque o regime das concessões comuns e patrocinadas pressupõe a transferência de determinado serviço público rentável e divisível para a prestação pelo parceiro privado. A sua execução dependerá da existência de usuários individualizados, em relação aos quais se faria possível a instituição de tarifas, a cobrança pela parcela efetivamente usufruída do serviço prestado.

Como, no Projeto, haverá a prestação de serviços de geração de energia fotovoltaica, executados exclusivamente para os municípios aderentes, seus usuários diretos, e

podendo ser a produção de energia adicional uma forma de receita acessória, com a impossibilidade fática de verificação da parcela efetivamente utilizada por cada um dos cidadãos, não será possível a cobrança de tarifas. Dessa forma, o modelo resta inviabilizado para a modelagem da concessão em pauta.

Nos termos da Lei Federal de PPPs, a “concessão administrativa é o contrato de prestação de serviços de que a Administração Pública seja a usuária direta ou indireta, ainda que envolva execução de obra ou fornecimento e instalação de bens”. Nessa modalidade de concessão, o objeto contratual não diz respeito, invariavelmente, a alguma atividade que possa ser enquadrada na noção de serviço público. Ao revés: a concessão administrativa pode ser utilizada – e, em verdade, o modelo se propõe a isso – para a contratação de quaisquer serviços pela Administração. O que, ressalta-se, é o caso.

O objeto da concessão administrativa pode consistir igualmente na transferência de um serviço público para a iniciativa privada, que o prestará aos usuários, ainda que não exista cobrança de tarifa. Nesta hipótese, a Administração Pública será considerada usuária indireta dos serviços.

Na concessão administrativa de serviços ao Estado, o objeto do contrato consistirá na prestação de serviços à própria Administração Pública. Nesse caso, haverá o oferecimento de determinadas utilidades à própria Administração, que será havida como usuária direta dos serviços, remunerando o parceiro privado pela sua execução.

No caso do Projeto, o serviço a ser contratado pelo COMAM será o de implantação, operação e manutenção de Usina para geração distribuída de energia solar fotovoltaica destinada ao suprimento da demanda energética de unidades consumidoras vinculadas aos municípios aderentes, com gestão de serviços de

compensação de créditos de energia elétrica. As atividades a serem desempenhadas e os respectivos investimentos a cargo do parceiro privado terão como objetivo primordial a adequada prestação dos serviços, a adequação da infraestrutura física e todos os demais componentes necessários para a satisfação do interesse público inerente à contratação.

O Projeto almeja a economia de recursos gastos com o consumo de energia elétrica dos municípios aderentes, promovendo benefícios diretos ao contribuinte. Com a sobra de recursos, toda a comunidade dos municípios aderentes, usuária de serviços públicos, será beneficiada com a sua execução, ainda que, individualmente, não se consiga estimar os benefícios experimentados por cada cidadão. Portanto, o Projeto desaguará em benefício para toda a coletividade, tendo em vista o ganho econômico advindo deste empreendimento, posto que, a longo prazo, desafogará os cofres públicos.

Tal atividade é perfeitamente compatível com a modalidade da concessão administrativa, tal como prevista na Lei Federal de PPPs.

Reside, aí, a grande vantagem da concessão administrativa para o Projeto: a possibilidade de remuneração integral pela prestação dos serviços advir exclusivamente de pagamentos realizados pela Administração Pública. Dessa forma, excluímos os modelos em que a remuneração da concessionária pudesse se dar por meio da cobrança de tarifa.

No que tange à remuneração da concessionária, a Lei Federal de PPPs apresenta as formas diversas para a instituição da contraprestação pública. Nos termos da lei de PPPs, a remuneração do contratado, observada a natureza jurídica do instituto escolhido para viabilizar a parceria, poderá ser feita mediante a utilização isolada ou combinada das seguintes alternativas (art. 6º):

- (i) Ordem bancária;
- (ii) Cessão de créditos não tributários;
- (iii) Outorga de direitos em face da Administração Pública;
- (iv) Outorga de direitos sobre bens públicos dominicais;
- (v) Outros meios admitidos em lei;

Resta clara, na redação da Lei Federal de PPPs, a existência de diversas possibilidades para a estruturação de pagamentos em favor do parceiro privado. É possível, ainda, a combinação dos mecanismos previstos da lei, de forma a que se possa utilizar, efetivamente, diferentes bens e recursos municipais no bojo dos contratos de concessão.

De todo modo, a contraprestação pública, no Projeto, será pecuniária. Os valores estarão vinculados à adequação dos serviços prestados, a qual será mensurada por meio de indicadores de desempenho a serem estabelecidos contratualmente.

Em resumo: a geração de energia fotovoltaica é atrativa por diversos fatores, em especial, pela utilização de energia limpa e renovável e considerável redução no custo de geração se comparado ao valor que é pago para a concessionária de energia elétrica.

A concessão administrativa, portanto, mostra-se como a melhor opção para a contratação de parceiro privado para a prestação de serviços de Geração de Energia Fotovoltaica, visto que se trata de modalidade híbrida de contratação, possuindo tanto caráter de contrato de empreitada, por promover a realização de obras públicas, como também o do desempenho de serviços públicos.

Inviável a cobrança direta de tarifas pelo seguinte motivo: no caso da energia fotovoltaica é a administração pública quem frui, de forma direta, o serviço prestado.

Além disso, ressalta-se novamente que as concessões administrativas são perfeitamente compatíveis, e indicadas, aos projetos em que não é possível identificar os usuários diretos do serviço ofertado, como é o caso da Geração de Energia para atender a demanda dos prédios públicos.

Em face das alternativas de modelagens mencionadas acima e considerando as especificidades do Projeto, a modelagem que mais se adequa à sua consecução é a parceria público-privada.

### **13.2.5. Possibilidade de Modelagem Conjunta de PPP Envolvendo os Municípios Aderentes do Comam**

O objetivo de se contratar uma PPP por meio de um Consórcio Público é o de consolidar em um único contrato a prestação de serviços em benefício dos Municípios que o integram, aproveitando os ganhos de escala e sinergia.

Assim, por se tratar de único projeto de PPP, para fins de modelagem do estudo da PPP do Consórcio Público, conclui-se pela existência de um indicador referencial para aquele grupo de Municípios, baseado em premissas gerais de receita de acordo com a demanda de energia atual de cada município.

O indicador referenciado foi baseado em um critério de demanda de energia de cada município, suficiente para atender os prédios e serviços públicos municipais.

Assim, criou-se um Indicador referenciado a um percentual, de acordo com a demanda energética de cada município. Para se chegar a tal Indicador, considerando-se a totalidade dos Municípios pretendentes a integrar o projeto, tem-se o valor da contraprestação mínima a ser paga por KW/h.

Dessa forma o presente modelo se mostra adequado pois, juridicamente, os ganhos de sinergia e de escala decorrentes da PPP conjunta estariam considerados e compartilhados, proporcionalmente, entre os Municípios, conforme da demanda energética de cada um.

#### **13.2.5.1. Aspectos Contratuais Modalidade Jurídica Adotada**

Considerando que o COMAM é dotado de personalidade jurídica, tem-se como legítima a deflagração de licitações em nome próprio, bem como a efetiva formalização de contratações investidas na figura de Poder Concedente, tendo como objeto a gestão associada de serviços públicos prestados a cargo dos entes consorciados.

Significa dizer que o Contrato de PPP será formado por uma contraprestação global, composta por parcelas de contraprestação individualizadas para cada Município. Com isso, a estrutura contratual deixará claro que os recursos de um determinado Município serão utilizados para pagar a parcela da contraprestação daquele Município, o que sustentará a viabilidade jurídica da contratação integrada dos serviços de geração de energia por meio de usinas fotovoltaicas.

Com relação ao critério de julgamento da PPP, tem-se que “maior desconto em relação à tarifa de energia” que equivale a “menor valor da Contraprestação a ser paga pela Administração Pública” é o critério utilizado para o julgamento no âmbito das PPPs de Geração de Energia Fotovoltaica (art. 12, da Lei Federal n. 11.079/2004), tendo em vista que os serviços não englobam serviços de natureza predominantemente intelectual, cuja licitação poderia utilizar a combinação dos critérios de menor valor da contraprestação com melhor técnica.

Considerando a multiplicidade das parcelas que vão compor a contraprestação pública envolvida no contrato, foi adotado que o critério de julgamento englobe o menor valor de contraprestação global mensal máxima.

#### **13.2.5.2. A Operacionalização das Contas Vinculadas**

Tendo em vista a necessidade de se ter um orçamento individualizado, por Município, optou-se pela criação e manutenção de uma conta vinculada por ente consorciado, administradas por um único agente depositário, a ser contratado pelo Consórcio Público e pela futura Concessionária da PPP.

Tendo em vista que se terá orçamentos individualizados, é importante que a Concessionária possua uma contabilidade individualizada para cada um dos Municípios, de modo a se justificar o valor da contraprestação a ser paga pelo Poder Concedente e a composição de referido valor.

Dessa forma, evita-se alegações acerca da existência de subsídio cruzado, evidenciando-se que as receitas tributárias arrecadadas pelos entes consorciados serão depositadas em suas contas vinculadas e revertidas em seu próprio proveito.

Para além de afastar questionamentos acerca da legalidade do arranjo proposto, a segregação de contas vinculadas individualizadas contribuirá para o cenário no qual um dos entes consorciados opte por se dissociar do Consórcio Público.

O fato de operacionalizar contas vinculadas individualizadas faz com que se tenha para cada Município uma conta vinculada individual, que poderá ser administrada por um agente de pagamento, tal como ocorre nas PPPs municipais. A diferença é que os recursos destas contas vinculadas serão utilizados para pagar a parcela da contraprestação inerente ao Município, mediante depósito em conta centralizadora da Concessionária.

Com isso, ainda que haja várias contas vinculadas, o contrato com o agente de pagamento será unificado e a gestão dos pagamentos ficará a cargo do Consórcio Público e do Verificador Independente.

### **13.2.5.3. A Alteração da Composição do Consórcio Público**

A estrutura robusta dos Consórcios Públicos vincula as Partes às obrigações assumidas desde o ato de sua constituição, não sendo possível sua alteração, retirada ou extinção sem o atendimento de requisitos legais pertinentes.

Conforme se depreende do art. 11 da Lei de Consórcios Públicos, a eventual retirada de um dos entes consorciados ou a extinção do Contrato de Consórcio Público, não prejudica as obrigações já constituídas, permanecendo os entes denunciante responsáveis pelas obrigações assumidas em nome do Consórcio.

*Lei dos Consórcios Públicos.*

*Art. 11. A retirada do ente da Federação do consórcio público dependerá de ato formal de seu representante na assembléia geral, na forma previamente disciplinada por lei.*

*§ 1º Os bens destinados ao consórcio público pelo consorciado que se retira somente serão revertidos ou retrocedidos no caso de expressa previsão no contrato de consórcio público ou no instrumento de transferência ou de alienação.*

*§ 2º A retirada ou a extinção de consórcio público ou convênio de cooperação não prejudicará as obrigações já constituídas, inclusive os contratos, cuja extinção dependerá do pagamento das indenizações eventualmente devidas.*

*Art. 12. A alteração ou a extinção de contrato de consórcio público dependerá de instrumento aprovado pela assembleia geral, ratificado mediante lei por todos os entes consorciados.*

*§ 2o Até que haja decisão que indique os responsáveis por cada obrigação, os entes consorciados responderão solidariamente pelas obrigações remanescentes, garantindo o direito de regresso em face dos entes beneficiados ou dos que deram causa à obrigação.*

Os artigos transcritos contêm aspectos relevantes atinentes à alteração ou à extinção dos Contratos de Consórcio Público, a saber:

- (i) A retirada de ente consorciado dependerá de ato formal de seu representante em Assembleia Geral, que deverá aprovar a sua retirada, ratificada mediante lei por todos os entes consorciados;
- (ii) Os bens destinados ao Consórcio Público, pelo ente consorciado retirante, somente serão revertidos ou retrocedidos no caso de expressa previsão no Contrato de Consórcio Público ou no instrumento de transferência ou de alienação;
- (iii) A retirada ou a extinção de Consórcio Público não prejudicará as obrigações já constituídas, inclusive os contratos, cuja extinção dependerá do pagamento das indenizações eventualmente devidas.

Caso um dos Municípios queira encerrar o Contrato de PPP, aplicar-se-á, subsidiariamente, os ritos previstos na Lei Federal n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (“Lei Geral de Concessões”).

Com vistas a resguardar os interesses da futura Concessionária e dos futuros investidores na PPP foi criado um mecanismo que indique que a retirada de um determinado número de Municípios do Consórcio Público pode dar ensejo ao encerramento prematuro do Contrato de PPP, hipótese na qual a Concessionária fará jus ao pagamento de indenização.

**13.2.5.4. Providências Jurídico-Orçamentárias Prévias à Licitação**

Considerando a atual jurisprudência do Tribunal de Contas do Estado de São Paulo e os dispositivos legais aplicáveis, é imprescindível que, antes da deflagração do processo licitatório para seleção do parceiro privado, a Administração Pública observe rigorosamente os requisitos jurídico-orçamentários exigidos pela Lei Federal nº 11.079/2004, pela Lei de Responsabilidade Fiscal (LC nº 101/2000) e pela Lei Federal nº 14.133/2021 (Lei de Licitações e Contratos Administrativos), de modo a assegurar a regularidade da contratação da Parceria Público-Privada. Assim, recomenda-se que o gestor público **de cada um dos Municípios Partícipes** adote, obrigatoriamente, as seguintes medidas preliminares:

- a) Reserva de Recursos: Promover a demonstração inequívoca da existência de recursos orçamentários suficientes para suportar as contraprestações devidas à futura concessionária, em conformidade com o art. 150, da Lei nº 14.133/2021.
- b) Atendimento à LRF: Instruir o processo com documentação técnica que comprove o cumprimento dos arts. 15 e 16 da Lei Complementar nº 101/2000, notadamente:
  - estimativa do impacto orçamentário-financeiro em cada exercício;
  - demonstração da origem dos recursos para custeio;
  - comprovação de que a despesa não afeta negativamente as metas de resultados fiscais fixadas na Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO).
- c) Afetação das Metas Fiscais: Anexar estudo detalhado demonstrando que as obrigações financeiras decorrentes do contrato não comprometem o atingimento das

metas fiscais estabelecidas no anexo de metas fiscais da LDO, nos termos do art. 10, I, b, da Lei nº 11.079/2004.

d) Estimativa do Impacto Financeiro: Elaborar e incluir no processo administrativo planilha de impacto financeiro discriminando, por exercício financeiro, os valores estimados para pagamento da contraprestação pública, conforme art. 10, II, da Lei nº 11.079/2004.

e) Inclusão no PPA: Assegurar a previsão expressa do objeto da PPP e das respectivas despesas no Plano Plurianual vigente, ou promover sua inclusão por meio de alteração legislativa, em conformidade com o art. 10, V, da Lei nº 11.079/2004.

f) Declaração do Ordenador de Despesa: Obter declaração formal do ordenador de despesa competente, atestando a compatibilidade das obrigações contratuais da parceria com o PPA, a LDO e a LOA, nos termos do art. 10, III, da Lei nº 11.079/2004.

g) Envio de Informações aos Órgãos de Controle: Providenciar o envio tempestivo de todas as informações relativas à PPP ao Senado Federal e à Secretaria do Tesouro Nacional, conforme exigido pelo art. 28 da Lei nº 11.079/2004, utilizando os sistemas eletrônicos oficiais.

O cumprimento integral dessas exigências constitui condição antecedente para a validade jurídica do edital de licitação, a mitigação de riscos de nulidade contratual e a salvaguarda da Administração quanto à responsabilização administrativa e à reprovação de contas pelos órgãos de controle externo.

### **13.2.6. Modalidade e Tipo de Licitação**

Como acima dito, os estudos consideram que os serviços inseridos no âmbito do Projeto serão outorgados mediante parceria público-privada, sendo então obrigatório

que a licitação aconteça sob a modalidade de concorrência ou diálogo competitivo, nos termos do art. 10º da Lei de PPPs:

*“Art. 10. A contratação de parceria público-privada será precedida de licitação na modalidade concorrência ou diálogo competitivo, estando a abertura do processo licitatório condicionada a: [...]”*

Quanto ao critério de julgamento a ser adotado, os estudos têm apontado para a realização de uma licitação cujo critério de julgamento mais adequado é do tipo menor preço.

Sendo assim, o critério de julgamento ora proposto se amolda aos serviços a serem concedidos.

Ademais, a adoção deste critério de julgamento na modelagem jurídica não apenas transfere ao particular a prestação dos serviços públicos e o custo dela decorrente, como também garante ao Consórcio Público benefícios por meio do processo licitatório.

Ressalta-se que os serviços inseridos no âmbito do Projeto em referência devem ter alto índice de qualidade, o que nos leva a entender que a experiência e *know how* dos licitantes devem ser considerados quando de sua escolha. Tais elementos embasaram as exigências de qualificação técnica presentes no edital, que nortearão a seleção do licitante vencedor.

### **13.2.7. Fatores Jurídicos, Técnicos e Procedimentais do Consórcio Público**

#### **13.2.7.1. O Estatuto Social do Comam, Suas Finalidades e Competência**

O COMAM, Consórcio de Municípios da Alta Mogiana, foi constituído sob as premissas do que dispõe o Código Civil Brasileiro e Lei 11.107/2005, Lei dos Consórcio Públicos, com a adesão de mais de 30 municípios com os respectivos protocolos de intenções ratificados pelas Câmaras Municipais.

Dentre as finalidades previstas no Estatuto Social, é oportuno destacar as previsões contidas nos incisos I, II e VIII do art. 4º, e art. 5º, I, alínea “f”:

*Art. 7º. São finalidades do COMAM:*

*I - Representar o conjunto dos entes que o integram, em matéria de interesses comuns, perante quaisquer outras entidades de direito público e privado, nacionais e internacionais, mediante decisão da Assembléia Geral;*

*II - Implementar iniciativas de cooperação entre o conjunto dos entes para atender às suas demandas e prioridades, no plano de desenvolvimento urbano integrado, para promoção do desenvolvimento da Região e, em especial, para atender aos interesses perante as demais esferas constitucionais de governo;*

*[...]*

*VIII - Prestar serviços públicos de interesse comum, observados os limites constitucionais. Entende-se por serviços públicos o conjunto de atividades essenciais, assim consideradas pelo ordenamento jurídico, prestadas diretamente pelo consórcio ou mediante delegação executiva “latu sensu”, tendo em vista atender ao interesse geral e sob a regência dos princípios constitucionais do direito administrativo.*

**Artigo 5º.** São finalidades específicas do COMAM, ficando o mesmo autorizado a atuar, através de ações regionais, como gestor, articulador, planejador ou executor, nas seguintes áreas:

[...]

*III - Gestão dos Serviços de Iluminação Pública e Geração de Energia Sustentável de interesse dos Municípios Consorciados, com a capacidade de:*

*a) Elaborar planos e projetos de iluminação pública municipal e geração de energia solar para implantação do serviço, expansão do atendimento, inovação do sistema e outros correlatos;*

*b) Administrar planos, projetos e atividades de implantação, expansão e inovação do serviço municipal de iluminação pública e geração de energia solar;*

*c) Executar planos, projetos e atividades de implantação, expansão e inovação do serviço municipal de iluminação pública e geração de energia solar.*

*d) Elaborar planos e projetos de operação e manutenção das instalações de iluminação pública e outros correlatos;*

*e) Administrar planos, projetos e atividades de operação e manutenção das instalações de iluminação pública e geração de energia solar;*

*f) Executar planos, projetos e atividades de operação e manutenção das instalações de iluminação pública e geração de energia solar;*

*g) Realizar licitação própria ou compartilhada para objetos pertinentes e cujo edital preveja contratos a serem celebrados pelo COMAM ou pela administração direta ou indireta dos Municípios consorciados;*

*h) Realizar eventos e ações compartilhadas ou cooperadas de divulgação, formação, capacitação e treinamento em temas de iluminação pública e geração de energia sustentável, bem como em assuntos correlatos ou afins;*

*i) Realizar ações compartilhadas que visem assegurar os direitos dos cidadãos quanto aos aspectos relacionados ao serviço de iluminação pública e geração de energia sustentável;*

*j) Promover e executar estudos, projetos e serviços técnicos de engenharia elétrica, administração de banco de dados, desenvolvimento de sistemas de informação e geoprocessamento e outros relacionados à administração do serviço de iluminação pública municipal e geração de energia solar;*

*k) Planejar, organizar, dirigir, controlar e prestar serviços de iluminação pública e geração de energia solar, nos termos de contrato de programa;*

*l) Adquirir e administrar materiais e bens tangíveis ou intangíveis para o seu funcionamento do serviço de iluminação pública e para a geração de energia solar;*

*m) Realizar estudos, planos, projetos, serviços, consultoria e assessoria nas áreas de administração, tributação, auditoria, controle interno e contabilidade exclusivamente relacionados à implantação, administração e execução do serviço de iluminação pública para os Municípios Consorciados;*

*n) Apoiar, fomentar e desenvolver intercâmbio de experiências e de informações sobre iluminação pública e geração e energia solar, entre os entes consorciados;*

*o) Exercer competências privativas ou comuns constitucionalmente ou legalmente pertencentes aos Municípios consorciados quanto a produção de energia solar e o serviço público de iluminação de logradouros e atividades afins, correlatas, suplementares ou intermediárias.*

Diante dos dispositivos citados, não há dúvidas quanto a competência do COMAM para delegar os serviços relacionados à geração de energia para suas instalações.

### **13.2.7.2. Instauração de Processo Administrativo Licitatório**

A sugestão é que o procedimento de licitação siga de acordo com o que é traçado pelas Leis Federais nº 11.079/2004 e nº. 14.133/2021, tendo em vista sua maior solidez e seguirá as fases: preparatória, divulgação de edital de licitação, apresentação de propostas, julgamento, habilitação, recursal e de homologação.

A licitação deve ser iniciada com a abertura de processo administrativo, que deverá seguir estritamente as determinações da legislação de regência, em homenagem ao princípio da legalidade. Abaixo descrevemos o passo-a-passo para a instauração do processo administrativo:

#### **(i) Termo de Abertura e Autuação do Processo Administrativo Licitatório**

O processo administrativo deve estar devidamente autuado em seqüência cronológica, numerado e rubricado, contendo em cada volume os respectivos termos de abertura e encerramento (Orientação Normativa nº 2/2009 AGU).

#### **(ii) Nomeação da Comissão Especial de Licitação**

Deve ser nomeada pelo COMAM uma comissão especial de licitação, composta por no mínimo, 3 (três) membros que devem ser servidores efetivos ou empregados públicos dos quadros permanentes dos órgãos das Administrações Públicas Municipais responsáveis pela licitação.

Esta comissão será responsável por receber, examinar e julgar todos os documentos relativos à licitação e ao cadastramento de licitantes.

Também, deverá o presidente da comissão proceder à certificação de juntada da nomeação da comissão.

(iii) **Autorização de Abertura de Procedimento Administrativo Licitatório**

É a autorização da assembléia geral que demonstre a conveniência e a oportunidade da contratação.

O presidente da Comissão deverá proceder à certificação de juntada da autorização.

(iv) **Justificativa da Concessão**

Identificação das razões que justifiquem a opção pela delegação dos serviços sob a forma de concessão de serviços públicos.

A justificativa da concessão deverá ser juntada ao processo administrativo, com certificação de juntada.

No caso concreto, os estudos desenvolvidos no âmbito do presente Edital de Chamamento podem ser utilizados para embasar a elaboração do instrumento pelo Poder Concedente.

(v) **Certificação de Publicação da Justificativa da Concessão**

O presidente da comissão deverá juntar ao processo administrativo cópia da publicação da justificativa no Diário Oficial dos Municípios e em jornal de grande circulação, bem como certificar a juntada.

(vi) **Manifestação das Secretarias Municipais do Meio Ambiente**

Manifestação das Secretarias Municipais de Meio Ambiente, confirmando a desnecessidade de licenciamento ambiental para a realização das atividades da concessionária, acompanhada da documentação negativa aplicável.

O presidente da comissão deverá proceder à certificação de juntada da manifestação e dos documentos que a acompanharem.

(vii) **Regulamentação da realização de Audiência Pública**

O Presidente da Assembléia Geral deve emitir documentos que estabeleça as regras para a realização de audiéncia pública destinada à divulgação e discussão da minuta de edital e respectiva minuta do contrato de concessão.

A minuta do regulamento sugerido segue anexa ao presente Caderno.

O presidente da comissão deverá juntar cópia do regulamento, bem como proceder à certificação de juntada. Também caberá ao presidente juntar as publicações e lavrar certidão atestando que o Regulamento foi publicado no Diário Oficial e em jornal de grande circulação.

(viii) **Juntada e certificação de juntada da minuta de edital e seus anexos**

Juntada da minuta do edital e seus anexos, com certificação pelo presidente da comissão de licitação.

(ix) **Aviso de início da Consulta Pública e convocação para a Audiéncia Pública**

Aviso no qual a Administração torna público a todos os interessados que será aberta consulta pública, em observância ao princípio da proporcionalidade, sendo submetida, para conhecimento de qualquer cidadão a minuta de edital e do contrato, informando, ainda, a justificativa para a contratação, a identificação do objeto, o prazo de duração do contrato, o valor estimado, fixando o prazo mínimo de 30 (trinta) dias, cujo termo dar-se- pelo menos 7 (sete) dias antes da data prevista para a publicação do edital, para recebimento de perguntas, esclarecimentos e sugestões.

A consulta pública e audiéncia pública são abordadas de forma mais aprofundada no tpico abaixo.

(x) **Certificação de publicação do aviso de Consulta e Audiéncia Pública**

Além de juntar o aviso de início de consulta pública e convocação de audiência pública ao processo administrativo, o presidente da comissão deverá juntar as publicações do aviso e lavrar certidão atestando que o aviso foi devidamente publicado.

(xi) **Juntada da ata da Audiência Pública, com as manifestações escritas recebidas**

O presidente da comissão deverá juntar ao processo administrativo a ata da audiência pública na qual deverá constar todas as perguntas, esclarecimentos e sugestões recebidas, bem como as respostas dadas pela Administração Pública Municipal.

(xii) **Encaminhamento do Processo Administrativo à assessoria jurídica do poder concedente para aprovação da versão final do edital e anexos**

Encaminhamento do processo administrativo à assessoria jurídica para o controle prévio de legalidade, nos termos do art. 53, da Nova Lei de Licitações.

Além de proceder ao encaminhamento do processo administrativo à assessoria jurídica é importante fazer constar o encaminhamento em livro de protocolo.

(xiii) **Parecer da Assessoria Jurídica do poder concedente**

Manifestação da Assessoria Jurídica acerca dos documentos a ela submetidos.

Juntada do parecer exarado pela da Assessoria Jurídica ao processo administrativo.

(xiv) **Aviso de licitação contendo o extrato do edital**

O aviso de licitação contendo o inteiro teor do edital e seus anexos deverá ser publicado e mantido no Portal Nacional de Contratações Públicas (PNCP).

Também deverá ser publicado o extrato do edital no Diário Oficial do Consórcio e em jornal diário de grande circulação.

O inteiro teor do edital e seus anexos deverá ser disponibilizando no órgão responsável pela licitação e em sítio eletrônico, para acesso pelos interessados.

O aviso deverá ser juntado ao processo administrativo e sua juntada deverá ser certificada pelo presidente da comissão.

(xv) **Certificação de publicação do Aviso de Licitação**

O presidente da comissão deverá juntar a publicação do aviso de licitação no Diário Oficial e em jornal de circulação, procedendo à certificação.

É recomendável que todos os atos e documentos aqui mencionados sejam disponibilizados no sítio eletrônico do órgão responsável pela licitação para maior transparência do certame.

**13.2.7.3. Procedimento Para Realização de Audiência e Consulta Pública**

Nos termos do art. 21, da nova Lei de Licitações, a “Administração poderá convocar, com antecedência mínima de 8 (oito) dias úteis, audiência pública, presencial ou a distância, na forma eletrônica, sobre licitação que pretenda realizar, com disponibilização prévia de informações pertinentes, inclusive de estudo técnico preliminar e elementos do edital de licitação, e com possibilidade de manifestação de todos os interessados” para fins de discussão e esclarecimento das dúvidas que possam vir a surgir sobre o Projeto.

Embora não haja um imperativo para a realização da audiência pública, recomendamos a sua realização com o intuito de promover a transparência e a publicidade em relação ao objeto em questão.

Via de regra, a consulta pública deverá ter prazo de duração não inferior a 30 (trinta) dias para o recebimento das perguntas, esclarecimentos e sugestões da população.

A audiência pública, por sua vez, deverá ser convocada, no mínimo, 10 (dez) dias úteis antes da data definida e o edital poderá ser publicado apenas 15 (quinze) dias úteis após a sua realização.

A imagem abaixo ilustra, de maneira didática, os prazos a serem observados pela Administração Pública.

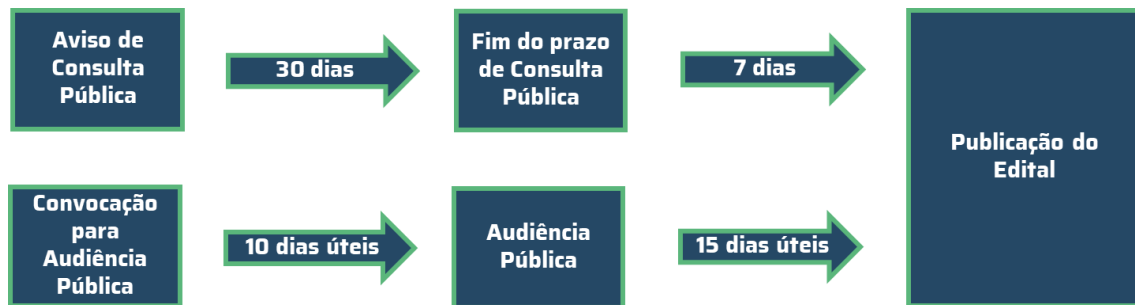


Figura 28 - Passos e Prazos na Publicação de Edital de Concessão

Todas as perguntas, esclarecimentos e sugestões recebidas na consulta e na audiência pública serão devidamente respondidas pela Administração Pública Concedente. As repostas, escritas e motivadas, estarão disponíveis no sítio eletrônico do órgão responsável pela licitação.

Todas as contribuições e sugestões recebidas deverão ser analisadas pela Administração Pública Concedente que, deverá avaliar a viabilidade de alteração do edital e de seus anexos.

### **13.3. Procedimento da Licitação**

O procedimento para concessão de serviço público deverá obedecer às normas atinentes à licitação e contrato administrativo contidas nas Leis 11.079/2004 e 14.133/2021, bem como as disposições específicas da Lei de Concessões.

Conforme exposto, os estudos têm apontado para a realização de concessão administrativa, por meio de concorrência pública, cujo critério de julgamento mais adequado é do tipo de menor preço.

Iniciado o procedimento licitatório e publicado o edital, aqueles que desejarem participar do certame deverão entregar, na sessão pública de abertura dos envelopes, os seguintes documentos: (i) documentos de credenciamento e garantia da proposta; (ii) documentos de habilitação; (iii) proposta comercial.

Os documentos comprobatórios dos poderes de representação dos representantes credenciados deverão ser apresentados na sessão de abertura dos envelopes. Cada licitante poderá ter até 2 (dois) representantes credenciados, aos quais é garantida a possibilidade de intervir e praticar atos durante as sessões públicas do procedimento licitatório.

Ainda no que se refere aos documentos de credenciamento, os interessados, individualmente ou reunidos em consórcio, deverão entregar termo de compromisso de constituição de Sociedade de Propósito Específico (SPE), por meio do qual se comprometem a constituir a SPE caso saírem-se vencedores da licitação. Para garantir independência em relação às demais partes e atividades envolvidas no Projeto, o edital fixa o conteúdo mínimo do termo de constituição da SPE.

Também, deverá ser entregue pelos interessados garantia da proposta cujo valor equivalerá a 1% (um por cento) do valor estimado do contrato. Esta exigência garante ao Poder Concedente que o interessado tem capacidade de participar da licitação e honrará os termos de sua proposta comercial.

Os documentos de habilitação compreendem a habilitação jurídica, a qualificação econômico-financeira, a regularidade fiscal e trabalhista, a qualificação técnica, e o cumprimento do disposto no art. 7º, inciso XXXIII, da Constituição da República.

As exigências de habilitação atestam que o interessado em participar do certame tem capacidade - jurídica, técnica e econômica - de executar o objeto do contrato de concessão. A comprovação de capacidade fixada pelo edital confere ao Poder Concedente, previamente, a segurança de que os serviços públicos serão prestados com qualidade e eficiência que se espera.

Assim, os critérios de qualificação técnica dos interessados em participar do certame observam estritamente aos ditames legais, especialmente o princípio da isonomia e da seleção da proposta mais vantajosa para Implantação, operação e manutenção de Usina de Geração Distribuída dos municípios aderentes ao projeto.

Com relação às exigências de qualificação técnica propriamente ditas, obviamente, não se prega a inclusão no edital de condições que comprometam, restrinjam ou frustrem o caráter competitivo do certame. Recomenda-se, porém, exigir a experiência e a solidez adequadas e necessárias para a segura consecução do Projeto, no qual há o fornecimento de bens, execução de atividades e prestação de serviços que demandam especialização técnica, com possibilidade de variações de execução com repercussões significativas sobre a qualidade, prazo e preço.

Como bem explica a melhor doutrina:

*“O direito de licitar, ainda que abstrato, não é absoluto. É um direito condicionado, também na acepção definida pela doutrina processualista. O direito de licitar se subordina ao preenchimento de certas exigências, previstas na lei e no ato convocatório. Essas exigências se referem quer à pessoa do licitante quer à proposta por ele formulada. A Lei e o ato convocatório estabelecem certos requisitos como*

*indispensáveis para a disputa.” (Marçal Justen Filho. Comentários à Lei de Licitações e Contratos Administrativos. SP, Dialética, 2012, 15ª ed., p. 452).*

Por essa razão, exige-se comprovação de requisitos de qualificação técnico-operacional relativos a serviços com características técnicas similares ao objeto da licitação, senão veja-se:

(i) Para fins de tal comprovação será considerada a apresentação de atestado(s) emitidos por pessoas jurídicas de direito público ou privado, que demonstrem que o licitante tenha executado serviços de construção e/ou operação de usinas solares fotovoltaicas com no mínimo **50%** do quantitativo total de geração mínima de energia indicados no Edital e anexos;

Especificamente com relação à qualificação técnico-operacional, optou-se pela exigência de quantitativos equivalentes a **12 MWp** anuais, plenamente compatíveis com o escopo do contrato e em linha com as orientações fornecidas pelos Tribunais de Contas.

A proposta comercial é incondicional e deverá registrar valor mensal que a licitante pretende receber do Poder Concedente pela prestação dos serviços.

O interessado deverá, ainda, elaborar um plano de negócios que demonstre a viabilidade de sua proposta comercial, e que deverá acompanhá-la.

Aberta a sessão pública da concorrência e proclamados recebidos os documentos, a comissão de licitação deverá dar início a abertura dos envelopes. Credenciados os representantes dos interessados, a comissão deverá verificar as garantias de proposta.

Só serão abertas as propostas comerciais dos interessados cujas garantias forem aceitas.

Serão abertos tão somente o envelope de documentação da licitante mais bem classificada na etapa de abertura da proposta comercial. Será considerada classificada em primeiro lugar a licitante que oferecer o menor preço na proposta comercial.

Serão habilitadas para a ETAPA DE VIVA-VOZ a licitante classificada preliminarmente em primeiro lugar e as licitantes que tenham ofertado valor de CONTRAPRESTAÇÃO MENSAL MÁXIMA até **20%** (vinte por cento) superior ao menor valor apresentado.

Tendo em vista a complexidade da concessão em exame, bem como a relevância do interesse público envolvido, a licitação deve ser processada com o adequado foco na qualificação técnica dos interessados e, por isso, deve seguir a ordem supramencionada.

## **13.4. Aspectos centrais do Contrato de Concessão**

### **13.4.1. Prazo de Vigência do Contrato de Concessão**

Em consonância com a modelagem econômico-financeira, o prazo contratual vislumbrado para o Projeto é de 27 (vinte e sete) anos, visando a maximizar a qualidade na prestação dos serviços e, ao mesmo tempo, balanceando as obrigações da concessionária, de forma a assegurar a viabilidade econômica da concessão.

O contrato poderá ser prorrogado, desde que observe o limite previsto no art. 5º, I da Lei Federal 11.079/2004, para atender ao interesse público, observado o disposto no Contrato.

#### **13.4.2. Natureza das Receitas e Seu Compartilhamento com O Poder Concedente**

A Concessionária deverá aferir receitas provenientes da contraprestação pecuniária paga pelos Municípios ao longo do projeto por meio do contrato de programa celebrado com o poder concedente COMAM.

Em caso de receitas acessórias, o compartilhamento será feito na proporção de **10% (dez) para os Municípios e 90% (noventa) para a Concessionária.**

#### **13.4.3. Obrigações das Partes**

As obrigações atribuídas às partes estão devidamente discriminadas no contrato de concessão administrativa.

Para além disso, o detalhamento das obrigações a cargo da concessionária, especialmente no que toca à especificação para execução de obras e prestação de serviço, consta nos Anexos do Edital.

Caso a Concessionária opte pela aquisição de usinas já implantadas, obriga-se a:

I - Apresentar documentação comprobatória da aquisição e regularização dominial;

II - Apresentar laudos de inspeção técnica e performance, sob responsabilidade de empresa certificadora independente;

III - Integrar tais ativos ao patrimônio reversível ao final da concessão.

#### **13.4.4. Mecanismos de Mitigação de Risco**

A alocação dos riscos entre o Poder Concedente e a concessionária no presente Projeto foi estabelecida de forma que cada uma das partes assuma os riscos mais afetos às suas competências.

Isto posto, o contrato de concessão administrativa ora apresentado além de alocar os riscos de forma efetiva, definiu algumas obrigações preventivas/mitigatórias para a concessionária e para o Poder Concedente.

Veja-se que a cooperação entre o poder público e a Concessionária é essencial para a efetiva mitigação e/ou gerenciamento dos riscos relacionados ao Projeto.

Para garantir que haja cooperação entre as partes, o contrato determina expressamente o dever de cooperação entre o poder público e a concessionária.

Por fim, caso haja a ocorrência de eventos danosos que onere a execução do contrato, de forma imprevisível ou previsível, mas com conseqüências imprevisíveis, deverá ser reestabelecido o equilíbrio da equação econômico-financeira do contrato como forma derradeira de mitigação do risco.

A princípio, a determinação precisa dos riscos a serem suportados por cada uma das partes poderia levar-nos a crer que não haveria necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro em caso de ocorrência de algum dos eventos danosos já disciplinados pelo contrato de concessão, uma vez que os custos atinentes a seu gerenciamento já teriam sido considerados na proposta apresentada pela concessionária.

No entanto, os contratos de concessão caracterizam-se por sua complexidade e longa duração, sendo quase impossível prever todos os eventos com potencial de impactar o acordo ao longo de sua execução. Assim, mudanças sociais, políticas, econômicas,

tecnológicas e jurídicas, impossíveis de serem previstas quando da celebração do contrato, poderão desafiar revisão contratual.

No que toca especificamente às sanções, tem-se que as falhas e defeitos no cumprimento das obrigações contratuais deverão ser sanadas, no prazo estabelecido pelo Poder Concedente, sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas no contrato de concessão. As disposições gerais sobre as sanções contratuais estão dispostas no contrato.

Com efeito, o Poder Concedente poderá, também, intervir na concessão administrativa, com o fim de assegurar a adequação da execução das obrigações contratuais ou, até mesmo, declarar a caducidade da concessão.

À concessionária, por sua vez, é conferido o direito de rescindir o contrato, mediante ação proposta especialmente para este fim, no caso de descumprimento das normas contratuais pelo Poder Concedente.

#### **13.4.5. Garantias a Serem Promovidas Pela Concessionária**

Os contratos de Parcerias Público-Privadas (PPPs) requerem, em todas as circunstâncias, garantias e seguros por parte do concessionário para assegurar o cumprimento de determinados encargos. Nesse contexto, os estudos apresentados estabeleceram as garantias em favor da Administração Pública Municipal, em consonância com as disposições da Lei nº 11.079/2004, especialmente no que concerne ao art. 5º, VIII.

O primeiro aspecto considerado para tanto diz respeito à complexidade da concessão. Tendo em vista estas questões, o risco de descumprimento das obrigações

contratuais, bem como o prejuízo decorrente de má execução do contrato são bastante elevados, ensejando a necessidade do estabelecimento de garantia.

O segundo aspecto considerado refere-se à onerosidade associada à exigência de garantia. Em geral, a apresentação de garantias implica na inclusão de um valor adicional na proposta comercial, o que significa que os custos dessa exigência serão repassados diretamente ao Poder Concedente. Contudo, ao ponderar sobre os benefícios advindos da existência de garantias em favor do Poder Concedente, especialmente a rápida reparação de prejuízos em caso de inadimplemento por parte da concessionária, os estudos concluíram que a imposição de garantias constitui uma relação de "custo-benefício" favorável para o Poder Concedente.

Assim, de acordo com o contrato de concessão proposto, a concessionária deverá garantir a execução do contrato. Para tanto, deverá manter em favor do Poder Concedente garantia de execução do contrato no importe de 5% (cinco por cento) do valor do contrato durante o período de construção, e 2,5% após este período, a fim de assegurar o fiel cumprimento das obrigações contratuais.

#### **13.4.6. Estruturação de Garantias Pelos Municípios**

Um passo crucial na implementação de um programa de parcerias público-privadas reside na estruturação das garantias públicas, visando proteger o parceiro privado contra o risco de inadimplemento por parte do parceiro público. Dependendo das características específicas do projeto, essa garantia pode ser considerada indispensável para atrair o interesse de investidores e viabilizar a concretização da PPP.

Portanto, além das garantias a serem prestadas pelo concessionário, os contratos de parceria público-privada podem prever garantia pública, estruturada pelo parceiro

público com vistas a acautelar o parceiro privado com relação ao pagamento das contraprestações públicas (e de outros créditos originados da concessão).

Nessa ordem de idéias, fica evidenciado que a qualidade e eficácia da garantia prestada pelo parceiro público influenciará de forma substancial no custo financeiro da PPP. Ademais, quanto menor os riscos, menor será o custo de financiamento. Por certo que as instituições financiadoras necessariamente considerarão as modalidades, a liquidez e a eficácia da garantia pública integrada para o fim de definir as taxas de financiamento.

Importante consignar que os contratos de parcerias público-privadas são financeiramente vultosos e de longo prazo, nos quais o pagamento da contraprestação pecuniária (e, em alguns casos, também do aporte público) afigura-se como elemento indispensável ao desenvolvimento e à viabilidade do empreendimento, uma vez que o pagamento dessas obrigações pelo poder público é essencial para assegurar ao parceiro privado a amortização e o retorno de seus investimentos. A essa realidade, somam-se: (i) o risco de que eventuais mudanças de ordem política afetem os fluxos financeiros dos projetos; (ii) o histórico de pagador do governo brasileiro, em todas as esferas da Federação; e (iii) o regime de pagamentos por meio de precatórios (artigo 100, da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, daqui em diante referido como “Constituição da República”), ao qual se submetem os credores das pessoas jurídicas de direito público (União, Estados, Distrito Federal e municípios, suas autarquias e fundações públicas de direito público).

A garantia pública tem como objetivo mitigar riscos financeiros da Concessionária quanto ao recebimento da Contraprestação Pública paga pelo Poder Concedente, garantido a plena execução do Contrato.

Em se tratando de uma concessão administrativa, em que o fluxo de pagamentos pela prestação dos serviços advém exclusivamente do pagamento das contraprestações, a garantia pública a ser prestada pelos Municípios ganha relevância. A experiência mostra que, segundo já explicitado acima, as modelagens com a presença de garantias públicas robustas atraem o interesse dos investidores, ao transmitirem ao mercado a mensagem de que o Poder Concedente está engajado em um projeto de longo prazo.

A Lei nº 11.079 expressamente previu, em seu art. 8º, as modalidades de garantia que podem ser oferecidas aos parceiros privados.

*“Art. 8º As obrigações pecuniárias contraídas pela Administração Pública em contrato de parceria público-privada poderão ser garantidas mediante:*

*I) vinculação de receitas, observado o disposto no inciso IV do art. 167 da Constituição Federal;*

*II) instituição ou utilização de fundos especiais previstos em lei;*

*III) contratação de seguro-garantia com as companhias seguradoras que não sejam controladas pelo poder público;*

*IV) garantia prestada por organismos internacionais ou instituições financeiras que não sejam controladas pelo poder público;*

*V) garantias prestadas por fundo garantidor ou empresa estatal criada para essa finalidade;*

*VI) outros mecanismos admitidos em lei.”*

Vale destacar que, por força do nosso regime constitucional (art. 100, CF), todos os entes que possuem personalidade de direito público (as pessoas da União, do Distrito Federal, dos estados e dos municípios, e as suas respectivas autarquias) estarão submetidos ao regime de precatórios. Em razão disso, os créditos reconhecidos judicialmente contra essas Administrações acabam tendo de submeter-se a esse procedimento. Essa condição favorece a ampliação dos custos de transação, pois retarda o recebimento de créditos de particulares em face da Administração.

Diante desse cenário, sugere-se que cada município participante proceda com a abertura de uma contragarantia dedicada, em uma instituição financeira designada para atuar como agente fiduciário. Essa conta será exclusivamente destinada a garantir o cumprimento dos valores devidos pela Administração Municipal à CONCESSIONÁRIA.

Sempre que houver o inadimplemento da contraprestação pública, o agente fiduciário ficaria responsável por transferir recursos da contragarantia para a concessionária, com o devido conhecimento de tal fato pelo Poder Público local.

Adicionalmente, e de forma a complementar tal garantia, conferindo maior atratividade para o projeto, o Poder Público Municipal poderia complementar a referida estrutura com recursos oriundos do Fundo de Participação dos Municípios - FPM, por meio da adoção da mesma sistemática.

Vale ressaltar, mais uma vez, que um dos aspectos fundamentais para o sucesso de modelagens de PPPs diz respeito à saúde financeira e à segurança jurídica das garantias que serão prestadas pelo parceiro público em favor do parceiro privado, para a cobertura de eventuais inadimplementos que possam ocorrer ao longo da

execução contratual. Assim, quanto mais robusta, maiores são as chances de sucesso do Projeto, tendo em vista a sua maior atratividade para a iniciativa privada.

Conforme poderá ser visto em anexo ao Edital, buscou-se dar maior robustez e segurança jurídica com a criação desta conta depósito para a atratividade da parceria público-privada.

#### **13.4.7. Do Equilíbrio Econômico-Financeiro do Contrato de Concessão Administrativa**

Mantem-se o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão sempre que atendidas as condições do contrato e mantida a alocação de riscos nele estabelecida.

As hipóteses que ensejam a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro estão descritas no contrato de concessão, sem prejuízo de outras que sejam verificadas pelas partes ao longo da vigência do contrato. As hipóteses foram estruturadas conforme os riscos identificados e explicitados na matriz de risco. No contrato são elencadas hipóteses que ensejam recomposição de equilíbrio especificamente para a concessionária ou para o Poder Concedente, bem como eventos que podem afetar ambos, conforme o caso (ex.: aumento ou redução da alíquota de tributos).

O requerimento de recomposição será obrigatoriamente instruído com relatório técnico ou laudo pericial que demonstre incisivamente o desequilíbrio. Também, deverá conter: (i) a identificação precisa do evento que dá ensejo ao pedido de reequilíbrio; (ii) a comprovação dos gastos, diretos e indiretos, efetivamente incorridos pela Concessionária, decorrentes do evento que deu origem ao pleito; (iii) a data da ocorrência e provável duração da hipótese que enseja a recomposição; (iv) a estimativa da variação de investimentos, custos ou despesas, receitas e do resultado econômico da concessão; (v) a demonstração circunstanciada dos

pressupostos e parâmetros utilizados para as estimativas dos impactos do evento gerador do desequilíbrio sobre o fluxo de caixa da Concessionária, em caso de avaliação de eventuais desequilíbrios futuros; (vi) qualquer alteração necessária nos serviços objeto do contrato; (vii) eventual necessidade de aditamento do contrato; e (viii) eventual necessidade de liberação do cumprimento de quaisquer obrigações, de qualquer das partes.

A decisão sobre o reequilíbrio será motivada pelo Poder Concedente, tendo força auto executória, sem prejuízo de eventual decisão arbitral.

A recomposição poderá ser implementada pelos seguintes mecanismos, empregados isolada ou conjuntamente:

- (i) indenização, quando a favor da CONCESSIONÁRIA;
- (ii) alteração do valor da TARIFA;
- (iii) alteração no cronograma de investimentos;
- (iv) alteração das especificações mínimas dos equipamentos;
- (v) alteração das especificações mínimas dos SERVIÇOS; ou
- (vi) redução ou prorrogação do prazo da CONCESSÃO.

#### **13.4.8. Sanções e Mecanismos de Fiscalização da Concessão**

A concessionária deverá cumprir e respeitar as cláusulas e condições do contrato e da proposta comercial apresentada, submetendo-se plenamente à regulamentação existente ou a que venha a ser editada pelo Poder Concedente, aos prazos e às instruções da fiscalização do Poder Concedente, cumprindo as condicionantes para a execução do objeto da concessão administrativa.

O Poder Concedente fiscalizará a execução do contrato. Para tanto, deverá ter acesso irrestrito aos bancos de dados da concessionária, assim como às suas instalações. A concessionária será obrigada a reparar, corrigir, interromper, suspender ou substituir, às suas expensas e no prazo fixado pelo Poder Concedente, as falhas ou defeitos verificados na execução das obras ou na prestação dos serviços.

O Poder Concedente se valerá de serviço técnico de verificação independente para auxiliá-lo no acompanhamento da execução do contrato a ser celebrado com a concessionária, bem como na avaliação do sistema de mensuração de desempenho, no cálculo da contraprestação mensal efetiva e na aferição do cumprimento das demais obrigações assumidas pela concessionária.

#### **13.4.9. Extinção da Concessão e Reversão de Bens**

O contrato de concessão poderá ser extinto por (i) advento do termo contratual; (ii) encampação; (iii) caducidade; (iv) rescisão; (v) anulação; ou (vi) ocorrência de caso fortuito ou força maior impeditiva da execução do contrato.

Todas as formas de extinção da concessão estão devidamente disciplinadas no contrato, com menção expressa aos mecanismos para cálculo de indenizações porventura devidas em decorrência de investimentos em bens reversíveis ainda não amortizados e sobre a própria reversão destes para o patrimônio público.

#### **13.4.10. Mecanismos de Resolução de Conflitos**

Para a solução de eventuais divergências acerca da interpretação ou execução do contrato, inclusive aquelas relacionadas à recomposição do equilíbrio econômico-financeiro, poderá ser instaurado procedimento de mediação para solução amigável, a ser conduzido por um comitê técnico especialmente constituído.

Todo e qualquer conflito de interesses que decorra da execução do contrato de concessão será resolvido por meio de arbitragem, a teor da autorização contida na Lei 11.079/2004, no seu art. 11, III.

As Partes, de comum acordo, designarão a instituição arbitral que conduzirá o procedimento de acordo com o seu Regulamento de Arbitragem. Não havendo consenso entre as Partes, o Poder Concedente indicará uma das seguintes instituições: Centro de Arbitragem e Mediação da Câmara de Comércio do Brasil-Canadá (CAM-CCBC), Corte de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional (CCI) ou Câmara de Mediação e Arbitragem Empresarial Brasil (CAMARB).

#### **13.4.11. Execução Anômala do Contrato**

O descumprimento das obrigações e condições estabelecidas no contrato de concessão ensejará a aplicação de penalidades de advertência, multa, suspensão temporária de participação em licitação e impedimento de contratar com o Poder Concedente e declaração de inidoneidade para licitar e para contratar com a Administração Pública.

As penalidades serão aplicadas de forma gradativa e proporcional à gravidade da infração, nos termos do contrato de concessão.

O Poder Concedente poderá intervir na concessão com o fim de assegurar a adequação da prestação dos serviços, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes, nas hipóteses estabelecidas pelo contrato.

### **13.5. Minutas de Instrumentos Licitatórios e Demais Documentos Necessários à Implementação do Projeto**

Anexo I - Minuta de ato normativo que regulamenta a realização de audiência pública

Anexo II - Justificativa da Concessão;

Anexo III - Minuta de Edital de Licitação e seus Anexos;

Anexo IV - Minuta de Contrato de Concessão e seus Anexos.

ATO NORMATIVO Nº[•], de [•] de [•] de 202[•].

Regulamenta a realização de Audiência Pública destinada à divulgação e discussão da minuta de edital e respectiva minuta do contrato de concessão administrativa para prestação dos serviços de geração de energia por meio de usinas fotovoltaicas para atender à demanda energética dos prédios públicos dos Municípios aderentes pertencentes ao COMAM.

O PREFEITO DO MUNICÍPIO DE BATATAIS, Presidente do COMAM, no uso das atribuições que lhe confere o Estatuto Social;

RESOLVE:

Art. 1.º A realização da Audiência Pública, aberta a qualquer pessoa, sociedade ou entidade civil interessada, tem por objetivo dar conhecimento, informar, esclarecer, receber sugestões e críticas a respeito da minuta de edital e respectiva minuta do contrato da concessão administrativa para prestação dos serviços de geração de energia por meio de usinas fotovoltaicas para atender à demanda energética dos prédios públicos dos Municípios aderentes ao projeto, fica agendada para o dia [•], às [•] horas na [•], localizada na [•], em Franca/SP.

Art. 2.º A Audiência Pública contará com uma Mesa Coordenadora dos trabalhos.

§1.º A Mesa Coordenadora da Audiência Pública será composta pelas seguintes autoridades:

- a) [•], como Presidente da mesa;
- b) [•], como Coordenador Geral do Evento;
- c) [•], como Secretário do Evento;
- d) O Presidente do COMAM, Sr. [•] ou outro diretor (a) por ele indicado, desempenhando a função de Secretário(a) Adjunto(a) do Evento;
- e) Outras autoridades/Representantes.

§2.º. Caberá ao [•], designado para secretariar os trabalhos da Audiência Pública ora regulamentada, a responsabilidade por:

- a) Promover o registro das pessoas participantes na Audiência Pública em lista de presença apropriada, contendo nome, telefone, número de documento de identidade, bem como a sua condição de representante de alguma entidade, empresa, associação, conselho, clube de serviço, etc.;
- b) Promover a anotação das exposições e debates ou gravação da Audiência Pública;
- c) Providenciar a distribuição de formulário para perguntas aos participantes interessados;
- d) Elaborar Ata da Audiência Pública contendo a síntese dos fatos relevantes, bem como as perguntas, esclarecimentos e sugestões dos participantes e as respostas da Administração Pública.

Art. 3.º A Audiência Pública ora regulamentada terá início com a formação da Mesa Coordenadora dos trabalhos, no local, data e horário fixados no artigo 1º.

Art. 4.º A Audiência Pública ora regulamentada observará a seguinte programação:

- I - abertura realizada pelo Presidente do COMAM ou seu representante;
- II - leitura do Ato Normativo que regulamenta a Audiência Pública;
- III - exposição das minutas do edital e do respectivo contrato de concessão administrativa;
- IV - recebimento das perguntas, esclarecimentos e sugestões encaminhadas pelos participantes através de formulário próprio;
- V - resposta às perguntas, esclarecimentos e sugestões recebidos;
- VI - encerramento realizado pelo Coordenador Geral do Evento;
- VII - palavra final do Presidente ou seu representante.

§1.º Cada pessoa presente terá direito à manifestação direcionada à Mesa Coordenadora dos trabalhos, por escrito, em formulário próprio.

§2.º As perguntas, esclarecimentos e sugestões deverão ser respondidas preferencialmente na Audiência Pública, observando-se a ordem de recebimento.

§3º Aquelas perguntas, esclarecimentos e sugestões que não forem respondidas na Audiência Pública serão ser respondidas por escrito e estarão à disposição dos interessados no sítio eletrônico [•].

§4.º A critério do Coordenador Geral do Evento representantes de outros órgãos e entidades públicas poderão ser convidados a prestar esclarecimentos técnicos e jurídicos sobre o assunto objeto da presente Audiência Pública.

§5.º O tempo total de realização da Audiência Pública não poderá exceder a 120 (cento e vinte) minutos.

Art. 5.º A Audiência Pública será suspensa a critério do Coordenador Geral do Evento, caso sejam infringidas as normas constantes do presente regulamento ou acaso ocorra qualquer intervenção não permitida nos trabalhos.

Art. 6.º Eventuais dúvidas e casos omissos serão resolvidos pela Mesa Coordenadora dos trabalhos.

Art. 7.º Este Ato Normativo entrará em vigor na data de sua publicação.

Franca, [●] de [●] de 202[●].

---

Presidente do COMAM

FORMULÁRIO

AUDIÊNCIA PÚBLICA

Ato Normativo COMAM n.º [•]

(Divulgação e discussão das minutas do edital e respectivo contrato da concessão administrativa para prestação dos serviços de geração de energia por meio de usinas fotovoltaicas para atender à demanda energética dos prédios públicos dos Municípios aderentes).

Perguntas/Esclarecimentos/Sugestões

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

NOME:.....

ENTIDADE REPRESENTADA:.....

ENDEREÇO:.....

\_\_\_\_\_  
ASSINATURA

**ANEXO III - JUSTIFICATIVA DA CONCESSÃO****ATO DE JUSTIFICATIVA**

De acordo com o disposto no art. 5º da Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, na Lei Federal nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004, e no Estatuto do COMAM, fica justificada a contratação de empresa privada, sob a forma de concessão administrativa, para implantação, operação e manutenção de centrais de geração distribuída de energia elétrica, por meio de usinas fotovoltaicas, bem como a prestação dos serviços correlatos necessários à sua adequada gestão operacional e ao atendimento indireto das unidades consumidoras vinculadas aos prédios utilizados pela Administração Pública dos Municípios aderentes, observadas as normas regulatórias aplicáveis.

A contratação se justifica por razões de interesse público, eficiência administrativa, economicidade e obtenção de serviço adequado, nos seguintes termos:

Da justificativa para a contratação consorciada e para a gestão associada

1.1. A concessão administrativa por meio do Consórcio Público COMAM, formado por Municípios aderentes, justifica-se pela necessidade de estruturação de um projeto regionalizado, com ganho de escala, padronização técnica e maior capacidade de governança, fiscalização e gestão contratual.

1.2. Há Municípios que, isoladamente, não dispõem de condições técnicas, operacionais e financeiras para promover, estruturar e sustentar um projeto robusto

e de longo prazo, como uma PPP de geração fotovoltaica, que demanda investimentos relevantes, gestão especializada e mecanismos de desempenho contínuo. A atuação consorciada viabiliza a cooperação federativa e a realização de objetivos comuns, com redução de custos transacionais e mitigação de riscos de implementação.

1.3. A gestão associada, conduzida pelo COMAM, permite a contratação integrada de um único prestador, com obrigações uniformes e indicadores padronizados, o que aumenta a eficiência e reduz assimetrias de execução e fiscalização entre Municípios de diferentes portes.

Da necessidade e adequação da concessão administrativa

2.1. O projeto tem por finalidade reduzir o dispêndio público com energia elétrica nas unidades consumidoras vinculadas aos prédios utilizados pela Administração Pública, mediante a implantação e operação, por parceiro privado especializado, de infraestrutura de geração distribuída fotovoltaica e serviços associados.

2.2. A adoção do modelo de concessão administrativa mostra-se adequada porque transfere ao parceiro privado a responsabilidade pela implantação, operação e manutenção das usinas, com alocação de riscos compatível, exigência de desempenho e remuneração condicionada à efetiva disponibilidade e qualidade da solução entregue.

2.3. As Administrações Municipais não dispõem, em seus quadros funcionais, de pessoal com qualificação técnica suficiente para operar e manter, com eficiência e segurança, um sistema de geração distribuída próprio. Caso cada Município tivesse de internalizar a operação, seria necessária a contratação adicional estimada de aproximadamente cinco profissionais por ente, com custos permanentes e

dificuldades de formação e retenção de equipe especializada. A contratação integrada por PPP supera tais entraves e assegura capacidade técnica continuada.

Da eficiência, do serviço adequado e dos mecanismos de desempenho

3.1. A contratação por PPP permitirá a definição contratual de indicadores de desempenho e de disponibilidade, com critérios objetivos de mensuração, fiscalização e abatimentos na contraprestação em caso de descumprimento, assegurando regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade tecnológica e transparência na prestação dos serviços.

3.2. A atuação fiscalizatória será realizada pelo Poder Concedente, por meio do COMAM, com participação e acompanhamento dos Municípios aderentes, o que tende a aumentar a efetividade do controle, a padronização dos procedimentos de verificação e a eficiência administrativa na gestão do contrato.

Da economicidade e da objetividade do critério de julgamento

4.1. As Administrações Municipais, para atender à demanda de energia elétrica dos prédios públicos, suportam atualmente dispêndio anual aproximado de R\$ 25.479.645,79 (vinte e cinco milhões, quatrocentos e setenta e nove mil, seiscentos e quarenta e cinco reais e setenta e nove centavos). O Edital prevê economia mínima de 25 por cento sobre esse valor, o que representa benefício econômico relevante ao erário.

4.2. Para assegurar julgamento objetivo, isonômico e transparente, o critério de seleção da proposta adota o maior desconto percentual em relação à tarifa pública da distribuidora aplicável ao Subgrupo B3 (Administração Pública), parâmetro oficial, verificável e publicamente divulgado, cujo resultado se refletirá na menor

contraprestação mensal máxima devida pelo Poder Concedente à Concessionária, conforme metodologia definida no Edital e em seus anexos.

4.3. A adoção desse critério preserva a competitividade do certame, pois os licitantes competem oferecendo maior desconto, o que, por equivalência matemática e econômica, conduz à menor contraprestação e, portanto, à proposta mais vantajosa para a Administração Pública.

Dos dados gerais do projeto

5.1. Local: áreas a serem disponibilizadas pelos Municípios aderentes, conforme condições estabelecidas no Edital e no contrato, observadas as autorizações e regularizações necessárias.

5.2. Potência total estimada a ser instalada: 24,0 MWp.

5.3. Prazo da concessão: 27 (vinte e sete) anos, estabelecido com base na necessidade de viabilização econômico-financeira do investimento, na amortização dos ativos e na adequada gestão do ciclo de vida, incluindo operação, manutenção e reposições programadas ao longo da vigência contratual.

Diante do exposto, resta demonstrado que a contratação, sob a forma de concessão administrativa, atende ao interesse público e aos princípios aplicáveis, viabiliza a implantação do projeto em escala regional, assegura serviço adequado por meio de metas e indicadores de desempenho, e promove relevante economicidade ao reduzir o dispêndio público com energia elétrica, razão pela qual fica formalmente justificada a instauração do procedimento licitatório e a contratação pretendida no âmbito do COMAM.

Franca, [•] de [•] de [•].



## PPP Solar do COMAM

---

Presidente COMAM