

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>3</b>
<b>2. SACRAMENTO</b>	<b>3</b>
<b>2.1. Localização e Características</b>	<b>3</b>
<b>2.2. Clima</b>	<b>4</b>
<b>2.3. Radiação Global em Minas Gerais</b>	<b>5</b>
<b>3. DIAGNÓSTICO – ESTUDO EMPREENDIDO</b>	<b>6</b>
<b>3.1. Panorama Elétrico Nacional</b>	<b>6</b>
<b>3.2. Micro e Minigeração Distribuída</b>	<b>8</b>
3.2.1. Crédito de Energia	9
3.2.2. Condições para a Adesão	9
<b>3.3. Legislação e Regulação</b>	<b>10</b>
<b>3.4. Procedimentos de Acesso</b>	<b>12</b>
3.4.1. Consulta de Acesso	13
3.4.2. Informação de Acesso	14
3.4.3. Solicitação de Acesso	14
3.4.4. Parecer de Acesso	16
3.4.5. Contratos	17
3.4.6. Vistorias e Comissionamentos	17
<b>3.5. Dados de Consumo</b>	<b>18</b>
<b>4. PROGNÓSTICO</b>	<b>23</b>
<b>4.1. Visão Geral</b>	<b>23</b>
4.1.1. Características do Gerador FV	23
4.1.2. Características do Inversor Fotovoltaico	24
<b>4.2. Implantação</b>	<b>25</b>
4.2.1. Projeto Executivo	25
4.2.2. Construção e Implantação da USF	30
4.2.3. Comissionamento	31
<b>4.3. Manutenção e Operação</b>	<b>32</b>
4.3.1. Programas Previstos	32
4.3.2. Manutenção	33

4.3.3. Operação	35
<b>5. ÍNDICES E METAS DE DESEMPENHO</b>	<b>36</b>
<b>5.1. Introdução</b>	<b>36</b>
<b>5.2. Detalhamento da Ficha dos Parâmetros</b>	<b>37</b>
<b>5.3. Descrição dos Parâmetros de Desempenho</b>	<b>38</b>
5.3.1. Índice De Desempenho Geral	38
<b>6. ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA</b>	<b>45</b>
<b>6.1. Introdução</b>	<b>45</b>
<b>6.2. Definições</b>	<b>47</b>
<b>6.3. Premissas</b>	<b>47</b>
6.3.1. Macroeconômicas	47
6.3.2. Fiscais e Tributárias	48
6.3.3. Fontes de Receitas	49
<b>6.4. Modelo de Remuneração da Concessionária</b>	<b>52</b>
6.4.1. Índices e mecanismos de reajuste	52
6.4.2. Impacto dos Indicadores de Desempenho	52
<b>6.5. Modelo de Investimentos</b>	<b>52</b>
6.5.1. Aspectos Gerais do CAPEX	52
6.5.2. Investimento na Usina Solar Fotovoltaica	53
6.5.3. Depreciação e Amortização dos Ativos	54
<b>6.6. Custos e despesas operacionais</b>	<b>55</b>
6.6.1. Modelo de Custos e Despesas	55
6.6.2. Despesas Pré-Operacionais	55
6.6.3. Seguros e Garantias	55
6.6.4. Custos e Despesas Operacionais (OPEX)	57
6.6.5. Custos e Despesas Administrativas (SG&A)	58
<b>6.7. Instrumentos de Financiamento</b>	<b>60</b>
6.7.1. Financiamentos	60
6.7.2. Índice de Cobertura dos Serviços da Dívida (ICSD)	60
<b>6.8. Estimativa do Custo de Capitais</b>	<b>61</b>
6.8.1. Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)	61
6.8.2. Custo de Capital do Acionista	62
6.8.3. Custo do Capital de Terceiros	69
6.8.4. Custo Médio Ponderado (WACC)	70

6.8.5.	Estrutura de Capital	72
<b>6.9.</b>	<b>Projeção dos Resultados</b>	<b>72</b>
<b>6.10.</b>	<b>Parâmetros de Viabilidade do Projeto</b>	<b>73</b>
<b>6.11.</b>	<b>Value for Money - Ganhos de Eficiência</b>	<b>85</b>
6.11.1.	Análise de Mérito	85
6.11.2.	Análise Qualitativa	87
6.11.3.	Elegibilidade do Projeto	87
6.11.4.	Adequabilidade	88
6.11.5.	Argumentos Contra e a Favor da PPP	90
6.11.6.	Análise Quantitativa	93
6.11.7.	Alternativa de Projeto Analisada	95
6.11.8.	Custos	95
6.11.9.	Neutralidade Competitiva	96
6.11.10.	Riscos	97
6.11.11.	Custos Adicionais Atrasos	98
6.11.12.	Financiamento	98
6.11.13.	Resultados	98
6.11.14.	Conclusão	100
<b>7.</b>	<b>ANÁLISE AMBIENTAL</b>	<b>101</b>
<b>8.</b>	<b>ANÁLISE JURÍDICA</b>	<b>109</b>
<b>8.1.</b>	<b>Visão Geral</b>	<b>109</b>
<b>8.2.</b>	<b>DESENHO E ESTRUTURAÇÃO DO MODELO JURÍDICO</b>	<b>110</b>
8.2.1.	Introdução	110
8.2.2.	Tipo de Negócio Jurídico	110
8.2.3.	Modalidade Jurídica Adotada	116
8.2.4.	Modalidade e Tipo de Licitação	119
8.2.5.	Fatores Jurídicos, Técnicos E Procedimentais Do Município De Sacramento	120
8.2.6.	Procedimento da Licitação	128
8.2.7.	Aspectos Centrais do Contrato de Concessão	131

## 1. Introdução

A Sociedade moderna é claramente dependente e beneficiada pelo uso da energia elétrica, seja no aumento da produtividade de trabalho (através de corrente elétrica), gerando iluminação por lâmpadas, seja na execução de tarefas extremamente complexas como forma de energia permitindo a transmissão via satélite, utilização de equipamentos de suporte à vida (como respiradores automáticos), ou então à manutenção da economia global por meio de linhas comunicação e parques industriais.

No setor elétrico, como em outros setores da economia, é importante buscar o equilíbrio entre oferta e demanda, permitindo o atendimento confiável ao mercado, bem como preços e remunerações justos, respectivamente para consumidores e investidores. Dado este fato, o primeiro questionamento a ser feito é: "Quando o déficit na demanda mundial por energia será corrigido com o crescimento (equilíbrio) da oferta?". Logicamente, a segunda questão deveria ser: "Como se dará este aumento?".

Ao contrário da maioria dos outros países no mundo, o Brasil tem como base, usinas hidrelétricas como matriz energética, cuja fonte é renovável. Contudo, devido à crescente demanda por energia, tempo de construção elevado para novas usinas hidrelétricas e restrições ambientais, expandir este tipo de fonte energética têm se mostrado difícil e complexo.

Uma opção que tem se mostrado viável e que alia interesses ambientais com interesses econômicos é o uso de fontes alternativas de energia. Se destacando no momento no Brasil a geração de energia solar fotovoltaica.

A energia solar fotovoltaica no mundo, tem sido uma alternativa de geração de eletricidade cada vez mais utilizada, principalmente por se tratar de uma forma de energia limpa, capaz de reduzir a poluição, dependência de combustíveis fósseis e, mais especificamente no caso do Brasil, uma proteção contra os constantes aumentos das tarifas de energia que tem sido bem acima da inflação.

Com a maior parte do seu território situado na zona tropical, o Brasil é um dos países com maior incidência de irradiação solar do mundo. Segundo o Atlas de Irradiação Solar do Brasil, diariamente incidem entre 4,5 kWh/m<sup>2</sup> a 6,3 kWh/m<sup>2</sup> no país. Isto significa que o lugar mais ensolarado da Alemanha, um dos líderes mundiais no mercado fotovoltaico, recebe 40% menos radiação solar que o lugar menos ensolarado do Brasil.

O projeto prevê ainda a instalação de sistemas fotovoltaicos de conversão de energia solar em energia elétrica, com a valorização e envolvimento de mão de obra local, incluindo as fases de pesquisas, instalações e montagem, e tem por objetivo incentivar a autossuficiência em energia pelo Governo municipal, em especial para abastecer os prédios públicos onde estão instalados os órgãos do executivo municipal.

## 2. Sacramento

### 2.1. Localização e Características

Sacramento é um município brasileiro do estado de Minas Gerais, na microrregião de Araxá.

Localiza-se a uma latitude 19°51'55" sul e a uma longitude 47°26'24" oeste, estando a uma altitude de 832 metros. Sua população estimada em 2019 (segundo o IBGE) era de 26 185 habitantes. Possui uma área de 3.080,44 km<sup>2</sup>. A densidade demográfica é de 7,78 hab./km<sup>2</sup>.



Mapa Localização Sacramento/MG

## 2.2. Clima

Segundo dados da estação meteorológica automática do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) no município, em operação desde agosto de 2006, a menor temperatura registrada em Sacramento foi de 2 °C em 7 de julho de 2019 e a maior atingiu 38,2 °C em 15 de outubro de 2014. O maior acumulado de precipitação em 24 horas chegou a 111,2 mm em 26 de novembro de 2017. Outros acumulados iguais ou superiores a 100 mm foram 110 mm em 20 de maio de 2017 (fora do período chuvoso) e 100,2 mm em 5 de dezembro de 2016. A maior rajada de vento alcançou 24 m/s (86,4 km/h) em 17 de setembro de 2013. O menor índice de umidade relativa do ar (URA) foi de 10% em setembro de 2011 (nos dias 4, 5, 6 e 7) e ainda em 23 de agosto de 2015 e 13 de agosto de 2018.

Dados climatológicos para Sacramento													[Esconder]
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
Temperatura máxima recorde (°C)	34,4	34,7	33,7	32,7	30,6	30,2	30,7	33,8	37	38,2	34,4	34,1	38,2
Temperatura máxima média (°C)	30,1	31	30,5	29,2	27,4	26,2	26,2	26,9	28,1	29,3	29,7	29,7	28,7
Temperatura mínima média (°C)	20,6	20,6	20,3	19,1	16,6	14,5	14,1	13,5	16,5	18,4	19,4	20,2	17,8
Temperatura mínima recorde (°C)	15,3	15,9	14,7	10,4	4,3	4,3	2	4,7	6,9	10,2	11,4	12,1	2
Precipitação (mm)	314,6	223,9	192,3	97,8	53,8	17,9	16,2	19	69,3	126	211,4	288	1 630,2
<i>Fonte: Jornal do Tempo (médias de temperatura)<sup>[9]</sup> e EMBRAPA (médias de precipitação)<sup>[10]</sup></i>													
<i>Fonte 2: Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) (recordes de temperatura: 19/08/2006-presente)<sup>[7][8]</sup></i>													

### 2.3. Radiação Global em Minas Gerais

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.

A figura 3 mostra o mapa da radiação solar global diária média anual sobre o Estado de Minas Gerais variando entre 4,5 e 6,5 KWh/m<sup>2</sup>/dia. Os valores máximos ocorrem na região Norte de Minas Gerais e os mínimos da região sudeste, onde se encontram as

áreas de maior altitude (Serra do Caparaó e Mantiqueira) e o regime pluviométrico é mais intenso, com totais anuais de precipitação superiores aos 1.400 mm. A massa de ar tropical marítima que atua entre o Brasil e a África é o principal fator climático que inibe a formação de nuvens e, conseqüentemente, a ocorrência de chuvas nas regiões norte e nordeste de Minas Gerais, caracterizadas como clima semiárido, com precipitações anuais entre 600 a 800 mm e altitudes entre 400 a 600m.

As cartas de radiação solar global diária mensal mostram que em Minas Gerais esta grandeza varia entre 3,0 a 7,5 kWh/m<sup>2</sup>.dia, com um período de mínimo no trimestre maio-junho-julho, em que as estações solarimétricas registram uma intensidade de radiação na faixa de 3,0 a 4,0 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Verifica-se também neste trimestre que o centro de máxima (5,0 kWh/m<sup>2</sup>.dia) ocorre sobre uma vasta região localizada no noroeste de Minas Gerais. A tendência de mínima (3,0 kWh/m<sup>2</sup>.dia) ocorre no sul e sudeste do Estado, na região de Caparaó. Já no trimestre dezembro-janeiro-fevereiro, observa-se que as estações solarimétricas registram intensidades de radiação muito altas, atingindo o valor máximo de (7,5 kWh/m<sup>2</sup>.dia). Neste período, ocorre um centro de máxima deste valor numa pequena região do noroeste de Minas Gerais, ao norte de Januária. Valores menores, mas ainda assim expressivos (muito bons), entre 6,0 e 7,0 kWh/m<sup>2</sup>.dia, ocorrem numa vasta área localizada acima do paralelo 18 (metade superior do Estado).



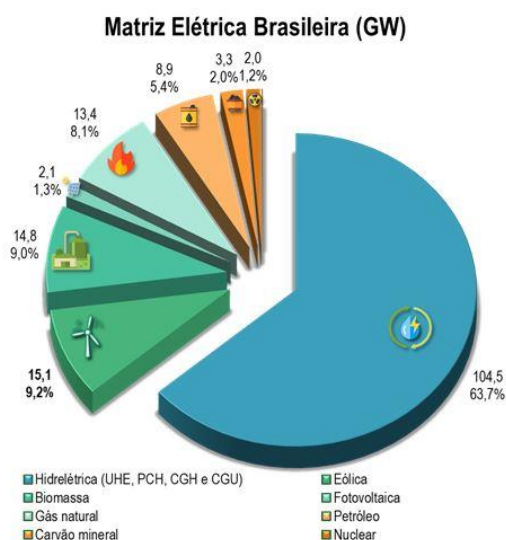
Radiação solar média diária anual no estado de Minas Gerais

### 3. Diagnóstico – Estudo Empreendido

#### 3.1. Panorama Elétrico Nacional



O sistema elétrico brasileiro apresenta-se como um sistema essencial hidrotérmico de grande porte com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários, formado pelas empresas das Regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da Região Norte. Em maio de 2017, a capacidade total de geração de energia elétrica no Brasil atingiu a marca aproximada de 152 GW com participação das diversas fontes de energia. Enquanto as termoeletricas e as hidroeletricas são consideradas fontes firmes capazes de garantir o atendimento da demanda de carga típica do sistema, fontes renováveis como a eólica e a solar fotovoltaica são consideradas fontes intermitentes de energia devido a variabilidade temporal elevada associada as condições meteorológicas presentes no local da planta.



### 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 1,7% do total da demanda de energia elétrica no Brasil é atendido por sistemas isolados (não conectados ao SIN), localizados principalmente na região amazônica.

Devido as 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. Dados disponíveis nos relatórios anuais do Balanço Energético Nacional (BEN), publicados entre os anos de 2011 e 2015, mostram um crescimento significativo na participação de combustíveis fósseis devido ao crescimento no despacho das termoeletricas para atender ao aumento da demanda de energia e a queda na participação de hidroeletricas associada a crise hídrica recente, decorrente do longo período de estiagem que atingiu grande parte do território brasileiro. Durante esse período, foi também observado o crescimento na



participação de energia renováveis não hidro, mas em proporção menor do que da geração térmica, o que demonstra que o modelo adotado para manutenção da segurança energética nacional contraria o conceito de sustentabilidade adotado atualmente.

Aliados a necessidade de diversificar as fontes de energia, existem ainda os compromissos apresentados pelo Brasil as Nações Unidas para redução de emissão de gases do efeito estufa (NDC, 2016). Esses compromissos foram ratificados em reunião na ONU realizada em setembro de 2016. O país concluiu, entre seus compromissos, a meta de alcançar 45% de participação de fontes renováveis de energia (incluindo fonte hídrica, com participação das demais renováveis entre 28% e 33% deste total) na matriz energética e reduz em 43% as emissões de gases de efeito estufa até 2030 em relação aos níveis de emissões observados em 2005.

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.

### 3.2. Micro e Minigeração Distribuída

Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se do micro e minigeração distribuídos de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade.

Os estímulos a geração distribuída se justificam pelos potenciais que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos

em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética.

De acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012, os microgeradores são aqueles com potência instalada menor ou igual a 75 KW (quilowatts), e os minigeradores, aqueles cujas centrais geradoras possuem de 76 KW a 5MW (megawatts). As fontes de geração precisam ser renováveis ou com elevada eficiência energética, isto é, com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

### 3.2.1. Crédito de Energia

A norma simplifica a conexão das pequenas centrais a rede das distribuidoras de energia elétrica e permite que a energia excedente produzida possa ser repassada para a rede (por meio de empréstimo gratuito) gerando um "crédito de energia" que será posteriormente utilizado para abater seu consumo.

Quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo desse crédito de energia não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser utilizado, quando aplicável, para abater o consumo em outro posto tarifário (Ponta / Fora Ponta), em outra unidade consumidora (desde que as unidades estejam na mesma área de concessão – mesma distribuidora) previamente cadastradas e caracterizadas como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou condomínios, ou na fatura do mês subsequente. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 (sessenta) meses.

Na prática, se um determinado ciclo de faturamento a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (KWh). Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada.

Importante ressaltar que, ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, haverá cobrança referente ao custo de disponibilidade e/ou demanda contratada.

### 3.2.2. Condições para a Adesão

Compete ao consumidor a iniciativa de instalação de micro ou minigeração distribuída. O consumidor deve analisar e optar pela instalação dos geradores, com base em diversas variáveis: tipo da fonte de energia (painéis solares, turbinas eólicas, geradores a biomassa, etc.), tecnologia dos equipamentos, porte da unidade consumidora e da central geradora, localização (rural ou urbana), valor da tarifa à qual a unidade consumidora está submetida, condições de pagamento/financiamento do projeto e existência de outras unidades consumidoras que possam usufruir dos créditos do sistema de compensação de energia elétrica.

O consumidor deverá fazer solicitações com formulário específico e ART (Anotação de Responsabilidade Técnica) de projeto por um Engenheiro Eletricista habilitado.

### 3.3. Legislação e Regulação

As principais referências regulatórias para conexão de Centrais Geradoras na rede elétrica da concessionária, são relacionadas a seguir:

- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL) – 01/10/2014.
  - Módulo 1 – introdução – definem os propósitos gerais e âmbito de aplicação dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).
  - Módulo 3 – Acesso ao sistema de Distribuição – revisão 7 – Estabelece as condições de acesso e define critérios técnicos e operacionais, requisitos de projeto, informações, dados e a implementação da conexão para acessantes novos e já existentes.
  - Módulo 4 – procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição – revisão 1 – Estabelecer os procedimentos de operação dos sistemas de distribuição, uniformiza os procedimentos para o relacionamento operacional entre os centros de operação das instalações dos acessantes e define os recursos mínimos de comunicação de voz e de dados entre os órgãos de operação dos agentes envolvidos.
  - Módulo 5 – Sistemas de Medição – revisão 4 – Estabelece os requisitos mínimos para medição das grandezas elétricas do sistema de distribuição aplicáveis ao faturamento, à qualidade da energia elétrica, ao planejamento da expansão e à operação do sistema de distribuição. Apresenta os requisitos básicos mínimos para a especificação dos materiais, equipamentos, projetos, montagem, comissionamento, inspeção e manutenção dos sistemas de medição. Estabelece procedimentos fundamentais para que os sistemas de medição sejam instalados e mantidos dentro dos padrões necessários aos processos de contabilização de energia elétrica, de uso no âmbito das distribuidoras e de contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.
  - Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações – Revisão 12 – Define e detalha o fluxo de informações entre distribuidoras, acessantes, outros agentes e entidades setoriais. Estabelece as obrigações das partes interessadas, visando atender aos procedimentos, critérios e requisitos dos módulos técnicos.
  - Módulo 8 – Qualidade de Energia – Revisão 9. Estabelece os procedimentos relativos à Qualidade da Energia Elétrica – QEE, envolvendo a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado. Define a terminologia, caracteriza

os fenômenos, parâmetros, limites e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismo que possibilitem fixar os padrões para os indicadores de qualidade do produto. Estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades da qualidade dos serviços prestados.

➤ Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema NOS

- Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes – Revisão 2.0 – 01/12/2010. Descreve os indicadores de qualidade de produto e as metodologias e procedimentos para medição e avaliação da qualidade de produto.
- Submódulo 3.6 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica – Revisão 1.1 – 16/09/2009 – estabelece os requisitos técnicos mínimos para a conexão do acessante a rede básica.
- Submódulo 12.2 – Instalação do sistema de medição para faturamento – Vigência a partir de 01/12/2010 – Estabelece as atividades necessárias a instalação do sistema de medição de faturamento (SMF), consistindo na definição da localização dos pontos de medição, elaboração e execução do projeto do SMF, aquisição de equipamentos, montagem e comissionamento do sistema nas instalações do Sistema Interligado Nacional. Define responsabilidades, etapas e prazos relativos ao processo de instalação desse sistema.

➤ Resoluções normativas da ANEEL

- Resolução normativa Nº 395 de 15 de dezembro de 2010 – Aprova a revisão 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.
- Resolução Normativa Nº 414 de 9 de setembro de 2010 – Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.
- Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012 – Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica.

- Resolução Normativa Nº 506, de 17 de setembro de 2012 – Estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalações de propriedade de distribuidora e dá outras providências.
- Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 – Altera a resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos processos de Distribuição – PRODIST.
- Resolução Normativa Nº 724, de 31 de maio de 2016 – Aprova revisões dos Módulos 3 e 5 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST e altera as Resoluções Normativas nº 395/2009, nº 414/2010 e nº 506/2012.
- Resolução Normativa Nº 728, de 31 de junho de 2016 – Altera o Módulo 8 dos procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.
- Resolução Normativa ANEEL Nº 767, de 09 de maio de 2017 – Altera os Módulos 6 e 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.
- Resolução Normativa Nº 786, de 10 de outubro de 2017 – Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

#### 3.4. Procedimentos de Acesso

Os procedimentos de acesso estão detalhados no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Consistem nas etapas para a obtenção de permissão de acesso ao sistema de distribuição, e conterão todos os critérios e requisitos para tal. O processo completo é constituído de 4 etapas:

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

Para os acessantes possuidores de Centrais Geradoras classificadas como micro ou minigeração aderentes ao sistema de compensação, apenas as etapas Solicitação de Acesso e Parecer de Acesso são obrigatórias, conforme a Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

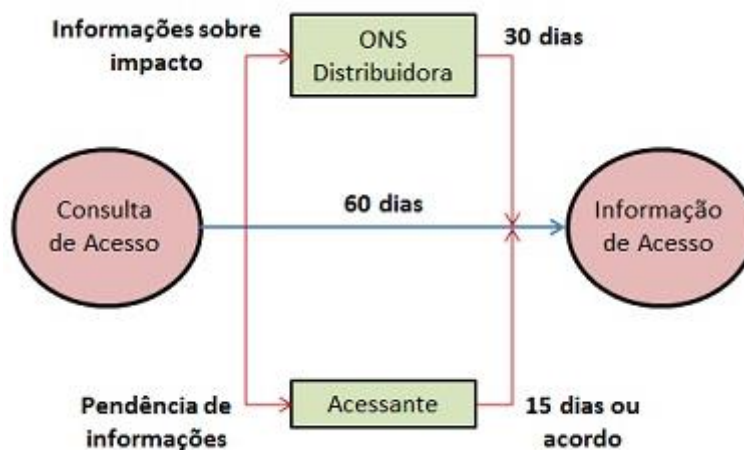
A consulta de acesso é facultativa para o acessante aderente ao Sistema de Compensação nos moldes da REN 482/2012 da ANEEL. Entretanto, se ocorrer tornará obrigatória para a Concessionária a etapa de informações de Acesso, devendo o

interessado preencher os formulários específicos estabelecidos pela concessionária, bem como os meios para envio do pedido.

### 3.4.1. Consulta de Acesso

A Consulta de Acesso é uma solicitação inicial, encaminhada à DISTRIBUIDORA pelo acessante interessado em interligar unidades de geração ao sistema de distribuição. Reúne as informações necessárias para que a Concessionária possa definir as características técnicas e econômicas da solução indicada para o acesso pretendido. Ao acessante é facultado indicar uma alternativa de conexão de seu interesse.

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



#### Interações Durante a Elaboração da Consulta de Acesso

Não há um prazo definido entre a Informação de Acesso e a Solicitação de Acesso, essas etapas são independentes e o gerador pode iniciar o processo de conexão diretamente na Solicitação de Acesso.

A concessionária, através de canais específicos, estabelece os critérios e informações mínimas para realização do pedido de Consulta de Acesso.

### 3.4.2. Informação de Acesso

A DISTRIBUIDORA deve responder gratuitamente tanto às consultas obrigatórias quanto às opcionais. Após o recebimento da Consulta de Acesso, a DISTRIBUIDORA deve realizar estudos para a definição das condições técnicas para o atendimento, segundo o critério do mínimo custo global estabelecido pela ANEEL.

Conclusos esses estudos, a DISTRIBUIDORA, por meio de sua área comercial, repassará ao acessante o documento informações de Acesso, contendo a solução para a conexão da central gerador selecionada conforme o critério do mínimo custo global, e esclarecendo os procedimentos a serem seguidos pela central geradora com vistas com vistas à posterior formalização da Solicitação de Acesso.

Caso seja necessário solicitar parecer técnico ao NOS ou a outras distribuidoras, a DISTRIBUIDORA deverá encaminhar solicitação formal, devendo o NOS ou as distribuidoras notificadas apresentarem o parecer técnico solicitado à Distribuidora Acessada em até 30 dias, contados a partir da data de recebimento da notificação formal.

O prazo para a entrega da informação de Acesso será suspenso caso essas informações sejam necessárias para o andamento do processo.

A DISTRIBUIDORA será responsável pelo acompanhamento do cumprimento dos prazos referentes a solução destas pendências.

Juntamente com a informação de Acesso, a CEMIG deverá encaminhar ao acessante 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.

Deverão ser entregues ao acessante formulários específicos sobre as características dos equipamentos de geração e da carga, de forma a permitir que a avaliação dos possíveis impactos na qualidade de tensão dos sistemas de distribuição da CEMIG.

### 3.4.3. Solicitação de Acesso

Solicitação de Acesso é o requerimento encaminhado pelo acessante à distribuidora, apresentando o projeto das instalações de conexão e solicitando formalmente a



conexão ao sistema de distribuição. Essa solicitação deverá ser encaminhada a área comercial desta Concessionária.

A Solicitação de Acesso 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 se atender aos procedimentos definidos no edital específico da licitação.

Na Solicitação de Acesso, as centrais de minigeração ou microgeração na modalidade compensação de energia são dispensadas da apresentação do Certificado de Registro ou equivalente.

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

### Prazos De Processo De Conexão De Micro E Minigeração

Os formulários de Solicitação de Acesso estão disponíveis no site eletrônico da distribuidora.

ETAPAS PARA CONEXÃO DO SISTEMA					
Etapa	Fluxo	Responsável	Microgeração	Minigeração	OBSERVAÇÕES
			Prazos		
1	Emissão do Parecer de acesso (Sem Obra)	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.
	Emissão do Parecer de acesso (Com Obra)		30 dias	60 dias	
2	Resolução de Pendência para emissão do parecer de acesso	Acessante	15 dias	15 dias	Contados a partir da notificação de pendências emitida pela Distribuidora
3	Solicitar Inspeção	Acessante	120 dias	120 dias	Até 120 dias após a emissão do parecer de acesso.
4	Realização da Inspeção	Distribuidora	7 dias	7 dias	A inspeção será realizada dentro de 7 dias após a solicitação da inspeção
5	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.
6	Conexão do sistema	Distribuidora	7 dias	7 dias	Após aprovação da inspeção a conexão será realizada dentro de 7 dias.

#### 3.4.4. 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 a solicitação de acesso previamente encaminhada pelo acessante, no qual se estabelecem as condições técnicas e comerciais de acesso, compreendendo a conexão e uso da rede, e os requisitos técnicos, orçamentos e prazos para a conexão.

Para os casos em que a conexão não exigir execução de obras de reforço ou melhorias no sistema de distribuição, a distribuidora emitira o Parecer de Acesso em até 30 dias, contados a partir da formalização da Solicitação de Acesso. Nos casos que houver necessidade de obras de reforço ou melhorias no sistema de distribuição, o prazo para emissão do parecer de acesso é de 60 dias, contando a partir da formalização da Solicitação de Acesso.

O Parecer de Acesso fornecido aos acessantes aderentes ao sistema de compensação deve conter as seguintes informações:

- Características do ponto de entrega, acompanhadas das estimativas dos respectivos custos, conclusões e justificativas;
- Características do sistema de distribuição acessado, incluindo requisitos técnicos, tensão nominal de conexão, e padrões de desempenho;
- Níveis de curto-circuito no ponto de entrega e ajustes dos reles de proteção das instalações de interligação do acessante.
- Orçamento das obras, contendo a memória de cálculo dos custos orçados, do encargo de responsabilidade da distribuidora e da participação financeira do consumidor;
- Relação das obras de responsabilidade da acessada, 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;
- Responsabilidade do acessante;
- Informações sobre equipamentos ou cargas do acessante susceptíveis de provocar distúrbios ou danos no sistema de distribuição acessada ou nas instalações de outros acessantes, bem como as soluções de correção.

### 3.4.5. Contratos

Para concretização da conexão, os acessantes deverão celebrar os contratos:

- Contrato de compra de energia regulada (CCER)
- Contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD)

Nenhuma obra pode ser iniciada sem a celebração dos contratos CCER, CUSD e a liberação formal da concessionária para o início da obra. Os contratos devem ser assinados no máximo em 90 dias após a entrega do parecer de acesso ao acessante.

Os contratos deverão possuir cláusula de eficácia, obrigando o acessante a atender aos Procedimentos de Distribuição e as normas e padrões técnicos da CEMIG, quando aplicáveis.

### 3.4.6. Vistorias e Comissionamentos

A etapa de comissionamento e vistoria da instalação autoriza a conexão da unidade geradora, desde que as obras de melhorias do sistema elétrico local e do padrão de entrada tenham sido devidamente executadas.

As vistorias são realizadas pela concessionária local, deverá avaliar a adequação das instalações do acessante aos requisitos técnicos relativos a centrais geradoras na modalidade compensação de energia constantes desta norma e da regulamentação da ANEEL.

Nesta oportunidade também caberá a concessionária realizar os testes funcionais da usina, tais como: proteção, dos esquemas de intertravamento e supervisão de barra e linha morta existentes na conexão.

Juntamente com a realização de vistoria, devera o acessante efetuar o comissionamento das instalações afetas a interligação, incluindo os ajustes de proteção informados pela concessionária.

A concessionária, ao seu critério, poderá acompanhar a realização das atividades de comissionamento que considerar relevantes para o estabelecimento da conexão.

As atividades de comissionamento deverão ser descritas em relatório, o qual, acompanhado da respectiva Anotação de Responsabilidade Técnica, deverá ser aprovado pela concessionária, incluindo os resultados dos testes das funções de proteção, considerando-se as funcionalidades e os ajustes de proteção predefinidos pela concessionária.

O prazo para a realização da Vistoria e do Comissionamento será de 7 dias, contados a partir da solicitação pelo acessante, ou, caso haja obras necessárias para a conexão, começará a ser contado a partir do primeiro dia útil subsequente ao da conclusão da obra, conforme cronograma informado pela concessionária, ou, se executada pelo interessado, do recebimento da obra pela concessionária.

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

### 3.5. Dados de Consumo

Na tabela 3, mostra o consumo médio das unidades consumidoras Convencional B3 referente aos anos de 2020/2021 do PODER CONCEDENTE.



Desta maneira, o Quadro 1 apresenta os consumos (em KWh) de energia ao longo do período de doze meses do ano 2021.

Mês	Total [KWh]	mensal
Janeiro	80.302	
Fevereiro	88.042	
Março	90.720	
Abril	84.311	
Maio	84.589	
Junho	82.266	
Julho	81.725	
Agosto	82.905	
Setembro	85.211	
Outubro	82.118	
Novembro	89.423	
Dezembro	83.499	
<b>Total kWh/Ano</b>	<b>1.015.111,00</b>	
<b>Média Mês kWh</b>	<b>84.593,00</b>	

A partir dos dados apresentados no Quadro acima temos uma média de consumo de **84.593,00 KWh/mês**.

A tabela abaixo mostra o consumo médio das unidades consumidoras Convencional B3 referente aos anos de 2020/2021 do PODER CONCEDENTE da Empresa de Serviço Autônomo de Água e Esgoto – SAAE.

Nº	Nº CLIENTE	INSTALAÇÃO	TITULAR	DISPONIBILIDADE	TARIFA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL	
1	7005376878	3003291244	SAAE RESERVATORIO E ELEVATORIO	100	RS	0,802190	23880	24120	23970	24000	20850	23370	22770	27510	26520	23760	23940	24630	<b>289.320</b>
2	7005376878	3003291245	SAAE RESERVATORIO E ELEVATORIO	100	RS	0,802190	10124	13348	9774	9740	11928	9941	10567	9941	12975	10061	10061	10060	<b>128.200</b>
3	7005376878	3003291246	SAAE RESERVATORIO E ELEVATORIO	100	RS	0,802190	12637	10513	12060	11950	9109	10663	8859	9802	9520	4442	8933	9715	<b>118.203</b>
4	7005376878	3003291247	SAAE POÇO ARTESIANO	100	RS	0,657600	3230	2830	2815	3500	3500	14339	2742	2315	2346	1944	2226	1810	<b>43.597</b>
5	7005376878	3003291249	SAAE POÇO ARTESIANO	100	RS	0,657600	2878	2500	3500	3500	3094	3399	2996	3367	3236	3500	3500	3500	<b>39.970</b>
6	7005376878	3003291250	SAAE POÇO ARTESIANO	100	RS	0,802190	5340	4719	5402	4779	4453	4900	4292	4808	4612	5500	7004	4454	<b>60.263</b>
7	7005376878	3003291254	SERVIÇO AUT A ESGOTO ESCRITORIO	50	RS	0,802190	1774	2083	2122	2106	1569	1274	1178	1402	2123	1637	2292	2010	<b>21.570</b>
8	7005376878	3003291256	SAAE POÇO ARTESIANO	100	RS	0,802190	8219	8400	8261	4652	8051	7398	7874	9859	8523	7677	8686	8295	<b>95.895</b>
9	7005376878	3003291257	SERV AUT AGUA ESGOTO MINA DA LC	100	RS	0,802190	3032	5000	3230	3499	1454	801	850	6506	1452	1573	19446	2847	<b>49.690</b>
10	7005376878	3004409432	SAAE POÇO ARTESIANO	100	RS	0,802190	7725	8616	7565	7554	8269	7708	7753	6411	7770	7809	7533	7703	<b>92.416</b>
11	7005376878	3004765142	SAAE RESERVATORIO CTRD	100	RS	0,802190	7655	15681	12435	13997	7320	5611	8226	10101	9555	6600	8235	8130	<b>113.546</b>
12	7005376878	3005296230	SAAE ESTAÇÃO TRATAMENTO AGUA	100	RS	0,802190	14080	10720	12320	12240	10960	12480	11120	13680	13280	12200	8960	21840	<b>153.880</b>
13	7005376878	3005954919	SAAE POÇO ARTESIANO	30	RS	0,802190	795	827	1101	945	662	724	856	1147	1051	1442	1456	1172	<b>12.178</b>
14	7005376878	3006117857	SAAE POÇO ARTESIANO	50	RS	0,802190	61	109	131	457	145	269	792	1227	1151	995	415	252	<b>6.004</b>
15	7005376878	3006568669	SAAE RESERVATORIO	50	RS	0,802190	1105	827	731	661	603	701	647	845	931	1000	1269	733	<b>10.053</b>
16	7005376878	3007631008	SAAE POÇO ARTESIANO	50	RS	0,802190	484	359	335	559	487	354	964	454	503	514	385	<b>5.842</b>	
17	7005376878	3012079778	POÇO ARTESIANO SAAE	50	RS	0,802190	1029	819	1031	1104	981	703	642	836	914	994	1175	893	<b>11.121</b>
18	7005376878	3013410219	BOMBA D'AGUA BAIRRO LAURO A BOR	100	RS	0,802190	1629	1545	1727	1571	2007	2155	2028	2253	2237	1073	1600	1600	<b>21.425</b>
19	7005376878	3013660845	POÇO RESIDENCIAL PORTAL DA SERRA	100	RS	0,802190	3701	1981	2653	3321	3000	3000	3000	1283	1645	1564	3208	6330	<b>34.686</b>
20	7005376878	3013955147	ELEVATORIA ALTO TORRES	100	RS	0,802190	431	207	182	232	143	92	111	177	156	250	111	79	<b>2.171</b>
<b>Total kWh/Ano</b>																	<b>1.310.350</b>		
<b>MÉDIA (kWh/mês)</b>																	<b>109.196</b>		

Desta maneira, o Quadro abaixo apresenta a soma dos consumos (em KWh) de energia nos anos de 2019-2020-2021

<b>Mês</b>	<b>Total [KWh]</b>	<b>mensal</b>
Janeiro	109.809	
Fevereiro	116.204	
Março	111.345	
Abril	110.367	
Maio	98.585	
Junho	109.882	
Julho	98.267	
Agosto	113.924	
Setembro	110.441	
Outubro	94.524	
Novembro	120.564	
Dezembro	116.440	
<b>Total kWh/Ano</b>	<b>1.310.352,00</b>	
<b>Média Mês kWh</b>	<b>109.196</b>	





## 4. Prognóstico

### 4.1. Visão Geral

A fim de referenciar uma solução técnica para obtenção da geração necessária para atender a demanda do PODER CONCEDENTE, foi simulado no Software Solergo a solução descrita abaixo.

Para fins de estruturação da modelagem técnica considerou-se que, para implantação da USF, com capacidade de geração de 2 MW, área mínima necessária deve ser de 2 hectares, e que, para redução de custos operacionais, a estrutura implantada deverá estar localizada próxima a linha de distribuição que tenha capacidade de receber a carga de energia gerada e que seja local com incidência solar adequada.

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

- O sistema fotovoltaico é composto de 1 gerador fotovoltaico composto de 4.080 módulos fotovoltaicos e 8 inversores.
- A potência nominal total é de 2.080,8 kWp para uma produção de 3.224.910,00 kWh por ano, distribuídos em uma área de 9.832,8 m<sup>2</sup>.
- Modalidade de conexão à rede de alimentação Média tensão em Trifásico com tensão fornecimento 13.800 V.

#### 4.1.1. Características do Gerador FV

CARACTERÍSTICAS DO GERADOR FOTOVOLTAICO	
Número de módulos:	4080
Número de inversores:	8
Potência nominal:	1600 kW
Performance ratio:	79,7 %

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS MÓDULOS	
Fabricante:	TRINA SOLAR
Modelo:	VERTEX TSM-DE18M (II)-510
Tecnologia de const.:	Silício monocristalino
Características elétricas	
Potência máxima:	510 Wp
Rendimento:	21,2 %
Tensão nominal:	43,2 V
Tensão em aberto:	52,1 V
Corrente nominal:	11,8 A
Corr. de curto-circuito:	12,4 A
Dimensões	
Dimensões:	1102 mm x 2187 mm
Peso:	26,5 kg

#### 4.1.2. Características do Inversor Fotovoltaico

DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR	
Fabricante:	WEG
Modelo:	SUN2000 SUN2000-215KTL-H0 (60Hz)
Número de rastreadores:	9
Entrada para rastreador:	2
Características elétricas	
Potência nominal:	200 kW
Potência máxima:	200 kW
Potência máxima por rastreador:	28,7 kW
Tensão nominal:	1500 V
Tensão máxima:	1500 V
Tensão mínima por rastreador:	500 V
Tensão máxima por rastreador:	1500 V
Tensão máxima de saída:	800 Vac
Corrente nominal de entrada CC:	270 A
Corrente máxima de entrada CC:	270 A
Corrente máxima por rastreador (MPPT):	30 A
Rendimento:	0,99

No PROJETO EXECUTIVO a ser apresentado pela CONCESSIONÁRIA deve ser considerado no cálculo de fator de performance da UFV as perdas do sistema, para garantir a produção energética da UFV, suprimindo a demanda do PODER CONCEDENTE.

A futura concessionária deverá construir e submeter à aprovação do PODER CONCEDENTE o PLANO DE IMPLANTAÇÃO E OPERAÇÃO DA UFV, 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.

## 4.2. Implantação

### 4.2.1. Projeto Executivo

A CONCESSIONÁRIA será responsável pela escolha e disponibilização e análise da área onde será instalada a UFV.

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 UFV na área definida pelo PODER CONCEDENTE.

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.

A UFV será instalada em solo através de estruturas metálicas, com inclinação em relação ao horizonte e desvio do Norte Geográfico a serem definidos. Ela é composta por módulos solares ligados em série/paralelo por meio de strings box, conectados aos respectivos inversores de frequência, conexão à rede de distribuição da concessionária de energia local, através de subestação elevadora, sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) e dispositivos de proteção.

As especificações dos materiais, equipamentos, mão de obra e documentos necessários para realização do OBJETO que foram considerados para elaboração do estudo de viabilidade e orçamento deste ANTEPROJETO são apenas para garantir o cumprimento do objetivo fim da CONCESSÃO.

As especificações técnicas mais detalhadas a respeito dos materiais, equipamentos, mão de obra e documentos deverão ser apresentadas pela CONCESSIONÁRIA no PROJETO EXECUTIVO e devem obedecer aos parâmetros definidos pelas Normas Técnicas da ABNT

a) Dos painéis solares fotovoltaicos

Os painéis solares fotovoltaicos que serão utilizados pela CONCESSIONÁRIA devem possuir certificação do INMETRO, obedecer aos parâmetros de qualidade adotados por instituições internacionais aceitas pela ABNT e classificação TIER 1.

A definição da potência e quantidade de painéis solares necessários fica a cargo da CONCESSIONÁRIA desde que respeitada a geração mínima da UFV e a área disponibilizada pelo PODER CONCEDENTE.

Deve ser considerado a taxa de degradação anual dos painéis solares fotovoltaicos conforme dados do fabricante, sendo de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA manter a produção de energia ao longo do período de contrato, devendo ser detalhado e apresentado no PROJETO EXECUTIVO entregue pela CONCESSIONÁRIA para aprovação do PODER CONCEDENTE.

b) Dos inversores solares fotovoltaicos

Os inversores FV adotados pela CONCESSIONÁRIA devem possuir certificação do INMETRO e atender aos requisitos da distribuidora de energia local para conexão à rede elétrica.

c) Das estruturas metálicas

O método de fixação dos painéis solares e equipamentos ficam a cargo da CONCESSIONÁRIA. Deverão ser observados as necessidades técnicas do local de construção da UFV.

d) Dos dispositivos de proteção

A CONCESSIONÁRIA deverá utilizar todos os métodos de proteção exigidos pela legislação vigente na época da instalação da UFV conforme a configuração escolhida, levando em consideração os componentes em corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC).

O aterramento da instalação e dos equipamentos deve seguir a legislação e Normas vigentes assegurando de forma afetiva a segurança da instalação, das pessoas e dos animais que possam interagir com a UFV. O aterramento deve ser previsto e especificado no PROJETO EXECUTIVO.

Os painéis solares fotovoltaicos e os inversores FV deverão estar conectados a strings box a fim de proteger os equipamentos contra o risco de propagação de acidentes elétricos e evitando incêndios. É de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA as avaliações e estudos necessários para escolha do SPDA mais adequado as condições da UFV. O projeto do SPDA devera compor o PROJETO EXECUTIVO.

A CONCESSIONÁRIA assume que irá empregar somente materiais de primeira qualidade e que suas especificações serão respeitadas. Qualquer modificação no PROJETO EXECUTIVO deverá ser aprovada pelo PODER CONCEDENTE. Caso julguem necessário, o PODER CONCEDENTE, o VERIFICADOR INDEPENDENTE e os órgãos de fiscalização poderão solicitar, a qualquer momento, a apresentação de certificados de ensaios de desempenho de materiais e equipamentos e fornecimentos de amostras deles.

Os materiais adquiridos deverão ser estocados de forma assegurar a conservação de suas características e qualidade para emprego no empreendimento, bem como facilitar sua inspeção. A CONCESSIONÁRIA deverá observar as orientações dos fabricantes e as boas práticas para garantir o correto armazenamento dos materiais e equipamentos.

De um modo geral, serão válidas todas as instruções, especificações e normas oficiais no que se refere a recepção, transporte, manipulação, emprego e armazenamento dos materiais a serem utilizados no empreendimento. Para realização dos serviços a CONCESSIONÁRIA manterá na obra engenheiros, mestres, operários e funcionários administrativos em número e especialização compatíveis com a natureza dos serviços bem como materiais em quantidades suficientes para a execução dos trabalhos.

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
- 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 CCTV

(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.

Durante a elaboração do PROJETO EXECUTIVO a CONCESSIONÁRIA deverá definir como será feita a execução do OBJETO, elaborar o cronograma físico-financeiro, cronograma de atividades, definir como os trabalhos serão executados, mão de obra, equipamentos e materiais necessários. Os serviços e projetos contratados ou terceirizados pela CONCESSIONÁRIA serão executados rigorosamente de acordo com as especificações do EDITAL, CONTRATO E ANEXOS.

Segundo os estudos elaborados, o prazo estimado para conclusão da construção da UFV e seu comissionamento junto da concessionaria de energia é de 09 (nove) meses. Para facilitar o entendimento das etapas consideradas durante esse período, é apresentado no Quadro abaixo o cronograma físico de referência.

Evento	Cronograma Físico de Implantação da UFV	M0	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9
1	Assinatura do Contrato	█									
2	Solicitação   Emissão do Parecer de Acesso		█	█							
3	Elaboração do Projeto Executivo		█								
4	Aprovação dos Projetos			█							
5	Compra dos Equipamentos e Materiais				█						
6	Entrega dos Equipamentos e Materiais					█	█				
7	Execução da Usina Solar FV			█	█	█	█	█			
8	Comissionamento								█		
9	Inspeção da Concessionária de Energia   Energização									█	
10	Testes de desempenho da Usina Solar FV										█

O Cronograma apresentado é apenas uma estimativa para definição dos prazos. Cabe a CONCESSIONÁRIA elaborar seu próprio Cronograma que deverá ser aprovado pelo PODER CONCEDENTE. Os trabalhos de construção da UFV deverão seguir

rigorosamente o cronograma aprovado, caso sejam necessárias modificações e/ou adequações no cronograma, a CONCESSIONÁRIA deverá comunicar previamente o PODER CONCEDENTE no prazo de 10 (dez) dias.

#### 4.2.2. Construção e Implantação da USF

A liberação para início dos serviços de instalação da UFV 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 UFV para produção de energia, deverão:

- (i) Apresentar Selo do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO);

Para atender a demanda de energia elétrica, especificada no CADERNO DE ENCARGOS e outros cadernos do EDITAL, deve ser construída uma UFV que atenda o volume total de 1.246.654,00 (um milhão duzentos e quarenta e seis mil seiscentos e cinquenta e quatro quilowatts hora/ano), em acordo com as orientações da Resolução Normativa nº 687 da ANEEL, de 24 de novembro de 2015.

A ampliação da UFV 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 UFV.

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

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

#### 4.2.3. Comissionamento

O comissionamento somente poderá ser realizado após a conclusão da UFV e deverá ser agendado com o PODER CONCEDENTE com antecedência mínima de 10 (dez) dias.

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 e de acordo com 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 equipotencial;
- 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 realizado por uma equipe técnica constituída por representantes do PODER CONCEDENTE, da CONCESSIONÁRIA, DO VERIFICADOR INDEPENDENTE, se houver, 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.

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 a equipe 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 UFV durante a etapa de operação e manutenção.

#### 4.3. Manutenção e Operação

##### 4.3.1. Programas Previstos

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 Indústria 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.

#### 4.3.2. Manutenção

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

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

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 na UFV 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 UFV, com vistas a avaliar a sua adequada operação.

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

A SPE deverá realizar, sempre que necessário, manutenção corretiva na 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 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.

O atendimento inicial para realização da manutenção corretiva deverá ocorrer em até 48 (quarenta e oito) horas da notificação da ocorrência do dano pelo PODER CONCEDENTE à SPE, sob pena de diminuição das notas aferidas para os INDICADORES e ÍNDICES DE DESEMPENHO previstos no ANEXO 3 do CONTRATO - SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO.

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

Caso a própria SPE identifique quaisquer danos na UFV, 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 UFV.

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

#### 4.3.3. 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 seis 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 ou correspondente.

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

a. Mesmo considerando-se o fato de as placas fotovoltaicas instaladas pela CONCESSIONÁRIA terem garantia quanto a seu perfeito funcionamento pelo período de 26 anos, há previsão de placas solares para reposição das que vierem a sofrer avarias ou perda total pelos motivos previstos neste item.

b. Este custo deve ser previsto pela CONCESSIONÁRIA e estar contido nos serviços, devendo os materiais a este título estar contidos nos custos mensais dos Serviços 1º ano, Serviços 2º ano, Serviços 3º ano e Serviços 4º ano em diante.

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

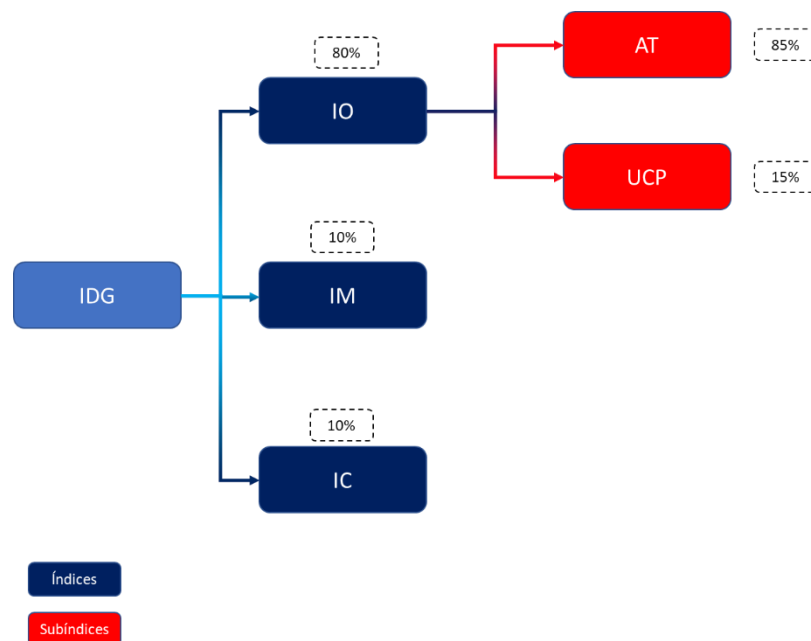
## 5. Índices e Metas de Desempenho

### 5.1. Introdução



Apresenta-se a estrutura geral do SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO na figura a seguir para melhor visualização. São demonstrados apenas os índices, subíndices e indicadores com o intuito de prezar pelo entendimento da estrutura.

O SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO é formado pelo ÍNDICE DE DESEMPENHO GERAL, seus índices e subíndices, conforme descrito abaixo:



## 5.2. Detalhamento da Ficha dos Parâmetros

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.

Índice: (Sigla)	Subíndice: (Sigla)	Indicador: (Sigla)
<b>(TÍTULO DO ÍNDICE/SUBÍNDICE/INDICADOR/SUBINDICADOR) (SIGLA)</b>		
<b>DESCRIÇÃO:</b>	(Tradução simples e concisa do indicador, descrevendo ou conceituando as variáveis que o compõem, de maneira a facilitar a interpretação do leitor)	
<b>FÓRMULA DE CÁLCULO:</b>	(Fórmula matemática com a devida tradução 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>MENSURADOR:</b>	(Responsável pela aquisição de dados e mensuração)	
<b>DOCUMENTOS COMPROBATÓRIOS:</b>	(Documentos que certificam a mensuração, de modo a possibilitar a apuração da mesma)	
<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. Ex.: horas, dias, percentual, unidades)	
<b>PERIODICIDADE:</b>	(Periodicidade de apuração dos dados. Ex.: anual, trimestral, mensal, etc)	
<b>OBSERVAÇÕES:</b>	(Parâmetros adicionais para cálculo do desempenho)	

### 5.3. Descrição dos Parâmetros de Desempenho

A seguir, seguem as descrições dos índices, subíndices, indicadores e subindicadores que compõe o SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO.

#### 5.3.1. Índice De Desempenho Geral

**DESCRIÇÃO:** 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 a UFV e da conformidade com os requisitos exigidos no CONTRATO e nos ANEXOS.

FÓRMULA DE CÁLCULO:  $IDGGV = FR = 0,8 \times IOGV + 0,1 \times IM + 0,1 \times IC$ , onde:

- **IOGF:** Índice de OPERAÇÃO GERAÇÃO FOTOVOLTAICA;
- **IM:** Índice de manutenção;
- **IC:** Índice de Conformidade.

**METODOLOGIA:** Cálculo a partir dos resultados das notas de parâmetro dos índices que compõem o IDGGF, obtidos no mesmo período de apuração.

**CONDIÇÕES:** Não se aplica.

**MENSURADOR:** CONCESSIONÁRIA. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE. Neste caso, a CONCESSIONÁRIA será a responsável pelo transporte dos responsáveis durante verificações.

**DOCUMENTOS COMPROBATÓRIOS:** Documentos dos índices que compõem o IDGGF.

**AFERIDOR:** PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE.

**UNIDADE DE MEDIDA:** Adimensional.

**PERIODICIDADE:** Trimestral.

**OBSERVAÇÕES:** Não há.

#### 5.3.1.1. Índice de Operação (IO)

**DESCRIÇÃO:** Avalia a qualidade dos SERVIÇOS prestados pela CONCESSIONÁRIA durante o PRAZO DA CONCESSÃO na operação da UFV.

FÓRMULA DE CÁLCULO:  $IO = 0,85 \times AT + 0,15 \times UCP$ , onde:

- **IO:** Índice de OPERAÇÃO;
- **AT:** Subíndice de Atendimento de Geração Mínima (AT);
- **UCP:** Subíndice de Utilização de Créditos (UCP).

**METODOLOGIA:** Cálculo a partir dos resultados das notas de parâmetro dos subíndices que compõem o IOGF, obtidos no mesmo período de apuração.

**CONDIÇÕES:** Não se aplica.

**MENSURADOR:** CONCESSIONÁRIA. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo PODER CONCEDENTE e/ou

VERIFICADOR INDEPENDENTE. Neste caso, a CONCESSIONÁRIA será a responsável pelo transporte dos responsáveis durante verificações.

**DOCUMENTOS COMPROBATÓRIOS:** Documentos dos índices que compõem o IOGF.

**AFERIDOR:** PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE.

**UNIDADE DE MEDIDA:** Adimensional.

**PERIODICIDADE:** Trimestral.

**OBSERVAÇÕES:** Não há.

(i) Subíndice de Atendimento de Geração Mínima

**DESCRIÇÃO:** Avalia o desempenho da UFV na produção de energia nos quantitativos de GERAÇÃO MÍNIMA pactuados no CONTRATO.

**FÓRMULA DE CÁLCULO:** 
$$AT = \frac{\text{Quantitativo de geração efetiva nos últimos 12 meses}}{\text{Quantitativo de geração mínima para os últimos 12 meses}}$$

**METODOLOGIA:** O método de aferição do INDICADOR será a análise trimestral do Relatório de Gestão Energética considerando o desempenho dos últimos 12 (doze) meses. A GERAÇÃO MÍNIMA para o PERÍODO DE AFERIÇÃO será calculada com base na soma da geração esperada para a UFV de acordo com a potência instalada, data de entrada em operação e degradação dos painéis fotovoltaicos.

A degradação utilizada para cálculo da GERAÇÃO MÍNIMA 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.

O "Quantitativo geração mínima para os últimos 12 meses" será calculado a partir do quantitativo anual de GERAÇÃO MÍNIMA total definido pelo CONTRATO, proporcional ao número de dias em que a UFV esteve em operação no respectivo período.

Na hipótese de AT possuir um valor superior a 1 (um), o excedente será contabilizado como saldo de crédito positivo para compensar eventual desempenho inferior à GERAÇÃO MÍNIMA em períodos posteriores por, no máximo, 24 (vinte e quatro) meses. Neste caso, o Subíndice será definido como 1 (um). O valor que exceder a nota máxima possível ficará armazenado numa conta acumulável de "Saldo", conforme fórmula abaixo:

$$\text{Saldo}_{\text{mês } i} = \text{Saldo}_{i-1} + AT_i - k_{i-1} - \text{Exp}_{i-25}, \text{ onde:}$$

Saldo<sub>mês i-1</sub> = é o acumulado remanescente do mês anterior;

AT<sub>i</sub> = Nota do Subíndice de Atendimento de Geração Mínima no mês;

k<sub>i-1</sub> = é o quantitativo descontado da conta de Saldo no mês anterior;

$Exp_{i-25}$  = é a diferença positiva, quando houver, entre a nota máxima 1 e  $AT_{i-25}$ , correspondente ao quantitativo expirado do mês anterior aos 24 meses para utilização do Saldo;

$i$  = é o mês de aferição.

Quando a medição de  $AT_i$  resultar em um valor inferior a 1 (um), e houver saldo de períodos com validade dentro dos 24 (vinte e quatro) meses, isto é, o  $Saldo_{mês\ i}$  for superior a 0 (zero), a variável " $k_i$ " definirá o valor que será somado a  $AT_i$ . O cálculo de  $k_i$  se dará pela fórmula:

$$k_{mês\ i} = 1 - AT_i$$

Considerando o quantitativo limite dado pela fórmula acima, tem-se que o Subíndice AT será calculado por uma das fórmulas abaixo:

Se " $k_{mês\ i}$ " for inferior a " $Saldo_{mês\ i}$ ", o Subíndice AT será calculado por:

$$AT_{mês\ i} = AT_{mês\ i} + k_{mês\ i}$$

Se " $k_{mês\ i}$ " for isuperior a " $Saldo_{mês\ i}$ ", o Subíndice AT será calculado por:

$$AT_{mês\ i} = AT_{mês\ i} + Saldo_{mês\ i}$$

**CONDIÇÕES:** Não se aplica.

**MENSURADOR:** CONCESSIONÁRIA. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE. Neste caso, a CONCESSIONÁRIA será a responsável pelo transporte dos responsáveis durante verificações.

**DOCUMENTOS COMPROBATÓRIOS:** Documentos dos índices que compõem o AT.

**AFERIDOR:** PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE.

**UNIDADE DE MEDIDA:** Adimensional.

**PERIODICIDADE:** Trimestral.

**OBSERVAÇÕES:** Nos primeiros 12 (doze) meses de operação, o Subíndice 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 do FATOR DE REDUÇÃO sobre a REMUNERAÇÃO ocorrerá apenas após o término dos primeiros 12 (doze) meses da FASE III – Operação e Manutenção Após a Implantação.

(ii) Subíndice de Utilização de Créditos

**DESCRIÇÃO:** Avalia a eficácia da CONCESSIONÁRIA na compensação dos créditos gerados pela UFV, seguindo as diretrizes e parâmetros do ANEXO 1 DO CONTRATO.

**FÓRMULA DE CÁLCULO:**  $UCP = 1 - \frac{\sum_{i=24}^i Cger_i - Ccomp_i}{\sum_{i=24}^i Cger_i}$ , onde:

$Cger_i$ : corresponde ao total de créditos excedentes gerados no mês "i", ou seja, a energia gerada que não foi consumida na própria unidade em que foi gerada no mês "i"; e

$Ccomp_i$ : corresponde à soma do total de créditos compensados no mês "i", com o total de créditos compensados no mês "i" cuja geração tenha ocorrido em mês diferente de "i".

**CONDIÇÕES:** Não se aplica.

**MENSURADOR:** CONCESSIONÁRIA. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE. Neste caso, a CONCESSIONÁRIA será a responsável pelo transporte dos responsáveis durante verificações.

**DOCUMENTOS COMPROBATÓRIOS:** Documentos dos índices que compõem o UCP.

**AFERIDOR:** PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE.

**UNIDADE DE MEDIDA:** Adimensional.

**PERIODICIDADE:** Trimestral.

**OBSERVAÇÕES:** Caso a SPE ainda não possua PERÍODO DE OPERAÇÃO maior ou igual a 24 (vinte e quatro) meses, o INDICADOR utilizará a janela de dados existente.

#### 5.3.1.2. Índice de Manutenção (IM)

**DESCRIÇÃO:** 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.

**FÓRMULA DE CÁLCULO:** Não se aplica

**CONDIÇÕES:** O método de aferição do ÍNDICE será a análise do tempo levado para correção de ocorrência, calculado a partir do momento da notificação da ocorrência pelo PODER CONCEDENTE para realização da devida manutenção corretiva nos equipamentos da UFV.

O procedimento de cálculo do ÍNDICE será o estabelecimento de nota a partir da pontuação obtida em cada procedimento de manutenção corretiva, segundo a tabela abaixo:

TABELA DE PONTUAÇÃO DE REALIZAÇÃO DE MANUTENÇÕES CORRETIVAS	
AValiação	PONTOS
Realização da manutenção corretiva em até 24 (vinte e quatro) horas	1

contadas da verificação da ocorrência.	
Realização da manutenção corretiva em entre 24 (vinte e quatro) e 48 (quarenta e oito) horas contadas da verificação da ocorrência.	0,8
Realização da manutenção corretiva em entre 48 (quarenta e oito) e 72 (setenta e duas) horas contadas da verificação da ocorrência.	0,6
Realização da manutenção corretiva em entre 72 (setenta e duas) e 96 (noventa e seis) horas contadas da verificação da ocorrência.	0,4
Realização da manutenção corretiva em prazo superior a 96 (noventa e seis) horas contadas da verificação da ocorrência.	0

A nota final do ÍNDICE corresponderá à média aritmética das notas obtidas em todos os procedimentos de manutenção corretiva no período verificado, sendo que, caso não haja verificação de ocorrência, será adotada a nota máxima.

**MENSURADOR:** CONCESSIONÁRIA. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE. Neste caso, a CONCESSIONÁRIA será a responsável pelo transporte dos responsáveis durante verificações.

**DOCUMENTOS COMPROBATÓRIOS:** Documentos dos índices que compõem o IM.

**AFERIDOR:** PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE.

**UNIDADE DE MEDIDA:** Adimensional.

**PERIODICIDADE:** Trimestral.

**OBSERVAÇÕES:** Não se aplica.

### 5.3.1.3. Índice de Conformidade (IC)

**DESCRIÇÃO:** Avalia o cumprimento dos prazos e o envio conforme dos Relatórios obrigatórios detalhados no item **Erro! Fonte de referência não encontrada.** do A NEXO 1 do CONTRATO – CADERNO DE ENCARGOS.

**FÓRMULA DE CÁLCULO:**  $IC = 1 - \frac{\text{Quantidade de Relatórios não Enviados}}{\text{Quantidade de Relatórios Exigidos}}$

**CONDIÇÕES:** O método de aferição do ÍNDICE será a análise da entrega dos relatórios supracitados nos prazos dispostos. Relatórios entregues de forma incompleta, com falhas ou informações incorretas serão considerados como não entregues.

**MENSURADOR:** CONCESSIONÁRIA. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE. Neste caso, a CONCESSIONÁRIA será a responsável pelo transporte dos responsáveis durante verificações.

**DOCUMENTOS COMPROBATÓRIOS:** Documentos dos índices que compõem o IC.

**AFERIDOR:** PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE.

**UNIDADE DE MEDIDA:** Adimensional.

**PERIODICIDADE:** Trimestral.

**OBSERVAÇÕES:** Não se aplica.



## 6. Análise Econômico-Financeira

### 6.1. Introdução

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 à Prefeitura Municipal de Sacramento, 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 1 (uma) USINA SOLAR FOTOVOLTAICA (USF) de 2.0 MW (dois megawatts) de potência instalada.

Para o primeiro ano de contrato está previsto a construção da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA, sendo o início da OPERAÇÃO no segundo ano de contrato, com 100% da capacidade. Durante o período de OPERAÇÃO da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA, a CONCESSIONÁRIA fará jus ao recebimento de PARCELAS REMUNERATÓRIAS MENSAS pelo PODER CONCEDENTE, conforme a proposta econômica vencedora do certame licitatório.

Estima-se que a produção anual de energia elétrica da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA resulte no montante de 3.224.825,92 kWh/ano (três milhões, duzentos e vinte e quatro mil, oitocentos e vinte e cinco e noventa e dois centésimos de quilowatt-hora ano). Deste total, a quantidade exigida pelo PODER CONCEDENTE de produção mínima de energia elétrica, ao longo da vigência do contrato, corresponde ao total anual de 2.327.083 kWh/ano (dois milhões, trezentos e vinte e sete mil e oitenta e três quilowatt-hora ano). O restante de 897.743 kWh/ano (oitocentos e noventa e sete mil, setecentos e quarenta e três quilowatt-hora ano) deverá ser explorado, como receita acessória, sendo que tais ganhos devem ser compartilhados pelo PODER CONCEDENTE, na proporção de 10% (dez por cento) da receita bruta.

Para efeitos da CONTRAPRESTAÇÃO MENSAL EFETIVA (CME), da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA, desconsiderou-se a 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.

## 6.2. Definições

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

CAPEX: sigla da expressão inglesa *Capital Expenditure* (em português, despesas de capital ou investimento em bens de capital) e que designa o montante de dinheiro despendido na aquisição (ou introdução de melhorias) de bens de capital de uma determinada empresa;

EBITDA: sigla da expressão inglesa *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* (em português, lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização);

OPEX: sigla da expressão inglesa *Operational Expenditure* (em português, despesas operacionais) e designa o montante de dinheiro que deverá ser despendido para manter em operação os bens de capital de uma determinada empresa, nomeadamente os equipamentos e instalações;

SG&A: sigla da expressão inglesa *Selling, General and Administrative Expense* (em português, despesas de vendas, gerais e administrativas) e designa o montante de dinheiro que deverá ser despendido para as atividades administrativas de uma determinada empresa, normalmente são despesas fixas e indiretas ao negócio da empresa.

## 6.3. Premissas

A USINA SOLAR FOTOVOLTAICA será destinada ao atendimento das necessidades das instalações prediais da prefeitura de Sacramento, denominada de PODER CONCEDENTE. A CONCESSÃO ADMINISTRATIVA será por 25 (vinte e cinco) anos, sendo estimado, 1 (um) ano para construção do empreendimento e 24 (vinte e quatro) de OPERAÇÃO. Após o término da CONCESSÃO ADMINISTRATIVA, todas as instalações do empreendimento serão revertidas ao PODER CONCEDENTE.

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

### 6.3.1. Macroeconômicas

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

<b>Indicadores</b>	<b>Ano 0</b>	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>	<b>Ano 10</b>	<b>Ano 15</b>	<b>Ano 20</b>
<b>IPCA</b>	3,8	3,8	3,25	3	3	3	3	3	3
<b>SELIC</b>	5,98	5,27	6,58	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
<b>CDI</b>	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15
<b>TLP</b>	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
<b>TLP - Pré</b>	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3

### 6.3.2. Fiscais e Tributárias

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

- 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.
- 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 0,65%;
- 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 3,00%;
- 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%;
- ISS (Imposto sobre Serviços) – o Modelo Econômico-Financeiro Preliminar considerou a incidência da alíquota de 0% referente à contribuição tributária municipal sobre a atividade;
- IOF (imposto sobre operações de crédito, câmbio e seguro, ou relativas a títulos ou valores mobiliários), incidente sobre os prêmios de seguros com alíquota de 7,38%.

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

<b>Imposto</b>	<b>Alíquota</b>
<b>PIS</b>	1,65%
<b>COFINS</b>	7,60%
<b>ISS</b>	0,00%
<b>CSLL</b>	9,00%
<b>IR</b>	15,00%
<b>IOF<sup>1</sup></b>	7,38%

### 6.3.3. Fontes de Receitas

#### 6.3.3.1. Contraprestação Pecuniária

A Receita de Contraprestação, Contraprestação Pública, ou, nos termos utilizados na Minuta de Edital, CONTRAPRESTAÇÃO MENSAL EFETIVA (CME) 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, reajustada anualmente pelo IPCA. 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 CME foi calculada de tal maneira que o concessionário possua um retorno pelo menos equivalente ao WACC demonstrado na seção 7 – Estimativa do custo de Capitais.

#### 6.3.3.2. Aportes Públicos

Não foi considerado qualquer tipo de aporte público por parte da Prefeitura de Sacramento. Ou seja, a totalidade dos investimentos deverá ser realizada pela Concessionária.

#### 6.3.3.3. 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.

O modelo proposto para a concessão apresenta a possibilidade de exploração de receitas acessórias e sua regra de compartilhamento com o PODER CONCEDENTE. Porém, sua ocorrência e impacto, exceto pela produção adicional de energia, não foram considerados no modelo.

---

<sup>1</sup> Imposto considerado no valor dos seguros utilizados na Modelagem.

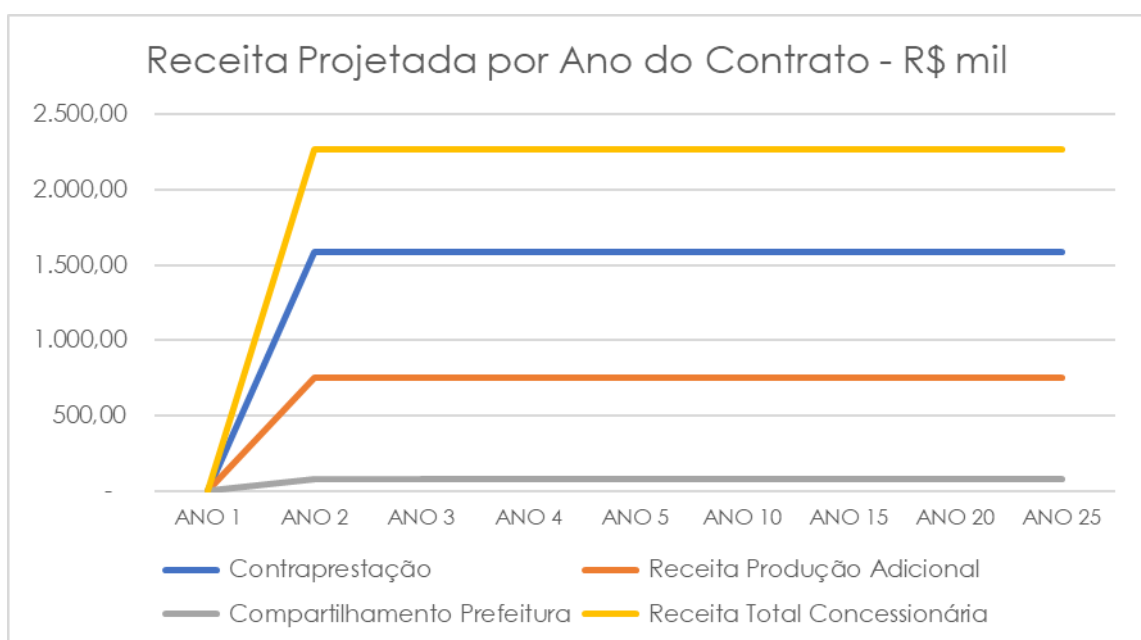
#### 6.3.3.4. Pagamento à Concessionária

Foi considerado que o pagamento da CME deve ser atrelado ao cumprimento de índices técnicos, como fator de modernização, desempenho, disponibilidade e cumprimento do cronograma de investimentos.

A receita do contrato de PPP é decorrente, basicamente, da CONTRAPRESTAÇÃO MENSAL EFETIVA, paga pelo Poder Público. O faturamento bruto é tomado, então, como o valor da CONTRAPRESTAÇÃO MENSAL MÁXIMA (CMM) 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 CMM é a adequada à operação da USV, 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 7 - Estimativa do custo de Capitais.

Em resumo, não são considerados descontos na REMUNERAÇÃO decorrentes da aplicação do FATOR DE DESEMPENHO, na forma do ANEXO 4 do CONTRATO – MECANISMO DE CÁLCULO DO PAGAMENTO DA CONCESSIONÁRIA, por ter como premissa que a SPE estará operando de forma a atender todos os encargos previstos no ANEXO 1 do CONTRATO – CADERNO DE ENCARGOS e atingindo as notas máximas do SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E DESEMPENHO.

O gráfico a seguir apresenta a receita projetada por ano do CONTRATO:



Os valores do gráfico acima são apresentados na tabela a seguir:

	<b>ANO 1</b>	<b>ANO 2</b>	<b>ANO 3</b>	<b>ANO 4</b>	<b>ANO 5</b>	<b>ANO 10</b>
<b>Contraprestação Mensal</b>	-	1.589,30	1.589,30	1.589,30	1.589,30	1.589,30
<b>Receita Produção Adicional</b>	-	751,29	751,29	751,29	751,29	751,29
<b>Compartilhamento Prefeitura</b>	-	75,13	75,13	75,13	75,13	75,13
<b>Receita Total Concessionária</b>	-	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46

	<b>ANO 15</b>	<b>ANO 20</b>	<b>ANO 25</b>
<b>Contraprestação Mensal</b>	1.589,30	1.589,30	1.589,30
<b>Receita Produção Adicional</b>	751,29	751,29	751,29
<b>Compartilhamento Prefeitura</b>	75,13	75,13	75,13
<b>Receita Total Concessionária</b>	2.265,46	2.265,46	2.265,46

#### 6.3.3.5. Capital de Giro

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

<b>PRAZOS DE CAPITAL DE GIRO</b>	<b>DIAS</b>
<b>PIS/COFINS</b>	30
<b>IR/CSLL</b>	90
<b>Receita de Contraprestação</b>	30
<b>Receitas acessórias</b>	30
<b>Salários a pagar</b>	30
<b>Fornecedores</b>	30
<b>Caixa Mínimo</b>	60

## 6.4. Modelo de Remuneração da Concessionária

### 6.4.1. Índices e mecanismos de reajuste

O contrato de concessão será reajustado anualmente pelo valor acumulado do IPCA dos 12 meses anteriores à data de sua correção.

### 6.4.2. Impacto dos Indicadores de Desempenho

O Modelo de Remuneração proposto apresenta a CME 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 FDG é apurado trimestralmente com base na correspondência com o IDG aferido pelo SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO (SMD). O IDG consiste na ponderação de 3 índices principais: Índice de Operação (IO), Índice de Manutenção (IM) e Índice de Conformidade (IC).

O FDG será determinado com base no resultado apurado do IDG no período de referência e terá um valor adimensional entre 0,7 e 1. A CME mensurada no presente estudo considerou o a obtenção do coeficiente máximo do IDG para a avaliação do fluxo de caixa.

## 6.5. Modelo de Investimentos

### 6.5.1. Aspectos Gerais do CAPEX

Os investimentos necessários para instalação da USF acontecerão de acordo com os prazos previstos no ANEXO 1 do CONTRATO – CADERNO DE ENCARGOS, observados os Indicadores de Qualidade de Serviço e as demais regras previstas no ANEXO II do EDITAL – MINUTA DO CONTRATO e nos ANEXOS do EDITAL e do CONTRATO.

A instalação da USF deverá ocorrer em terreno próprio a ser adquirido ou disponibilizado pela CONCESSIONÁRIA, e deverá receber as intervenções necessárias para a geração esperada.

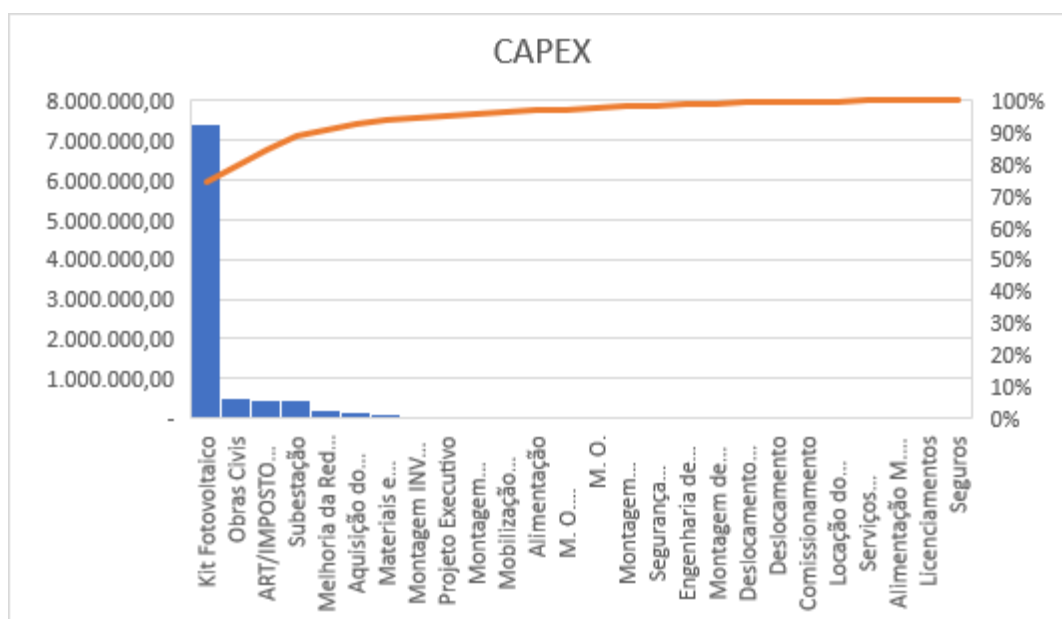


## 6.5.2. Investimento na Usina Solar Fotovoltaica

Considera-se que a demanda por energia dos prédios públicos de Sacramento é de 2.327.083 (dois milhões, trezentos e vinte e sete mil, e oitenta e três) KWh anuais.

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

Foram considerados reinvestimentos com inversores no 15º ano do contrato no valor aproximado de R\$ 747 mil.



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

<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>Total (R\$)</b>
Aquisição do Terreno	150.000,00
Projeto Executivo	70.407,69
Montagem Mecânica	36.753,12
Montagem de Módulos	32.240,00
Engenharia de Implantação	32.476,36
Montagem Elétrica	57.923,64

Montagem INV/CAB/SE/QGBT/SERV AUXILIARES	87.898,18
Locação do veículo	12.576,72
M. O.	37.800,00
M. O. Subcontratada	40.500,00
Deslocamento	17.500,00
Alimentação	44.640,00
Comissionamento	15.612,37
Deslocamento M. O. Subcontratada	22.500,00
Alimentação M. O. Subcontratada	6.250,00
Kit Fotovoltaico	7.387.116,35
Serviços Complementares	12.000,00
Mobilização Canteiro de Obras	53.530,00
Subestação	450.000,00
Materiais e Miscelâneas	133.716,24
Obras Civis	538.584,00
Seguros	5.760,00
Segurança Eletrônica	35.000,00
Licenciamentos	6.000,00
Melhoria da Rede Concessionária	200.000,00
ART/IMPOSTO/BDI/FRETE/SEGURO DE RISCO	484.764,00

### 6.5.3. Depreciação e Amortização 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.

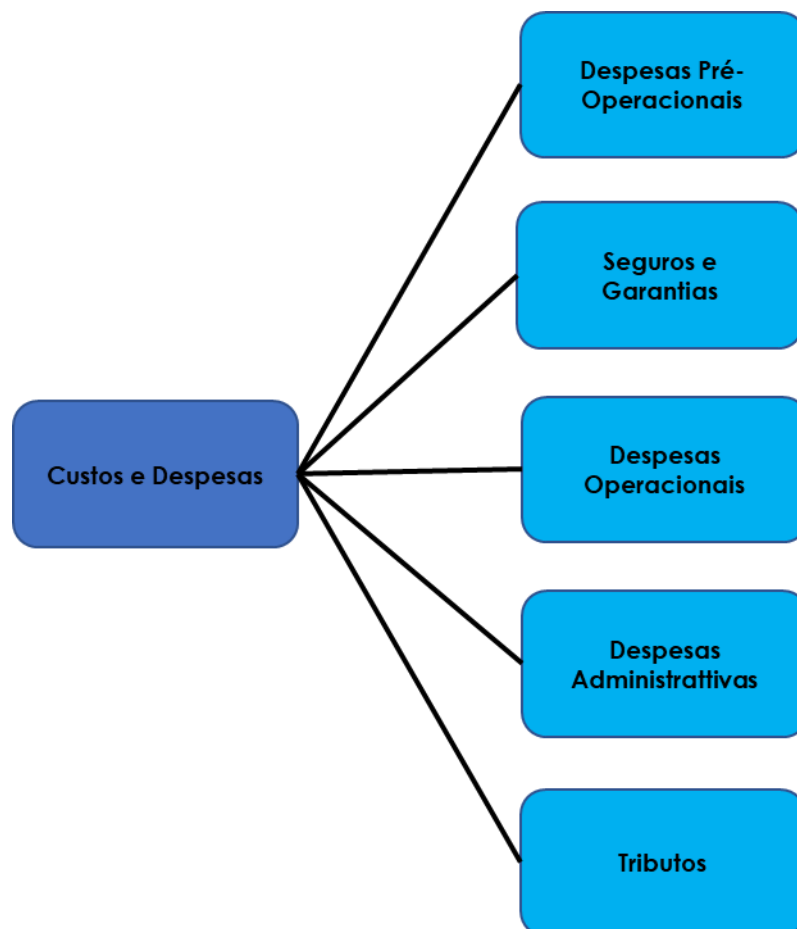
Os ativos referentes à infraestrutura da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA são reversíveis ao PODER CONCEDENTE ao fim da CONCESSÃO. Em linha com as normas contábeis brasileiras e internacionais aplicáveis ao segmento de concessão (ICPC 01 - Contratos de Concessão) esses ativos são classificados como Ativo Financeiro, 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.

## 6.6. Custos e despesas operacionais

### 6.6.1. Modelo de Custos e Despesas

O Modelo de Custos e Despesas foi projetado levando em consideração as categorias de custos apresentadas na figura abaixo:



### 6.6.2. Despesas Pré-Operacionais

<b>Despesas Pré-Operacionais (R\$ Mil)</b>	
<b>DESCRIÇÃO</b>	
Ressarcimento PMI	472,12
Constituição da SPE	50,00
<b>TOTAL</b>	<b>522,12</b>

### 6.6.3. Seguros e Garantias

São compostos pelos seguros exigidos no ANEXO II do EDITAL – MINUTA DO CONTRATO, em especial a GARANTIA DE EXECUÇÃO DO CONTRATO.

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 operação dos ativos, as garantias e seguros devem possuir coberturas que englobem todas essas atividades.

#### *6.6.3.1. 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 da Execução do Contrato:

- Garantia: 5% do valor do contrato;
- Taxa estimada: 0,60% sobre o valor da Garantia

#### *6.6.3.2. Seguros*

➤ Seguro de Riscos Nomeados (*Named Risks*) / Multirriscos:

O seguro de Riscos Nomeados<sup>2</sup>, com vigência de um ano, visa amparar os prejuízos causados por danos materiais à USF, decorrentes de acidentes súbitos e imprevistos.

---

<sup>2</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 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.

As principais coberturas a serem contratadas serão:

- Cobertura Básica de Incêndio, Raio e Explosão com importância segurada igual ao valor total do patrimônio da UFV, prédios, instalações, móveis, utensílios, estoques e equipamentos;
- Danos elétricos;
- Despesas extraordinárias;
- Alagamento;
- Venda até fumaça;
- Derramamento de sprinklers;
- Equipamentos móveis e estacionários;
- Tumultos;
- Equipamentos Eletrônicos.

A taxa estimada do referido seguro corresponde a incidência de 0,40% sobre o valor da importância segurada.

➤ Seguro de Responsabilidade Civil

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 da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA.

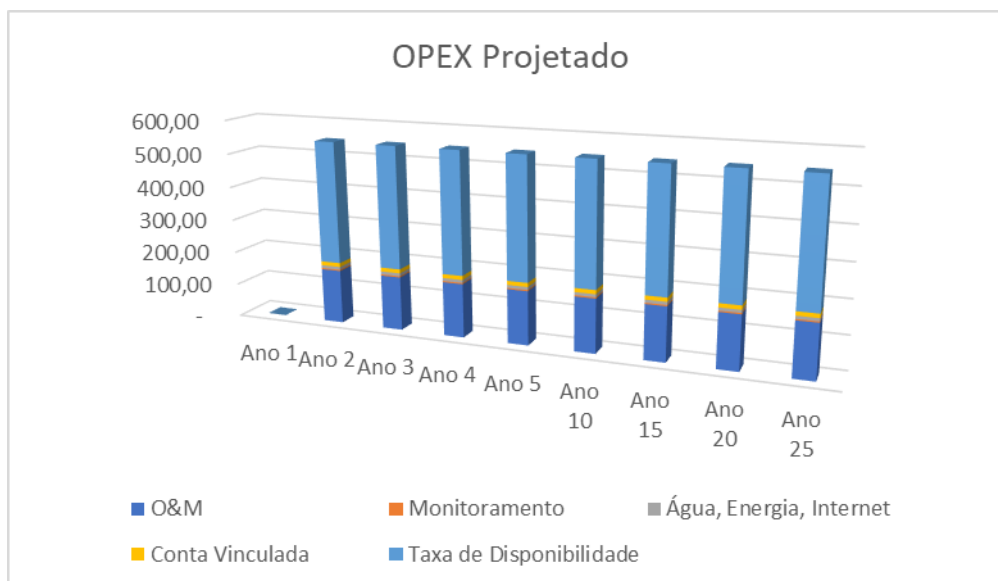
As principais coberturas a serem contratadas serão:

- Responsabilidade Civil para o Município;
- Responsabilidade Civil Empregador/Concessionário;
- Danos morais.

A taxa estimada do referido seguro corresponde a incidência de 0,70% sobre o valor da importância segurada.

#### 6.6.4. Custos e Despesas Operacionais (OPEX)

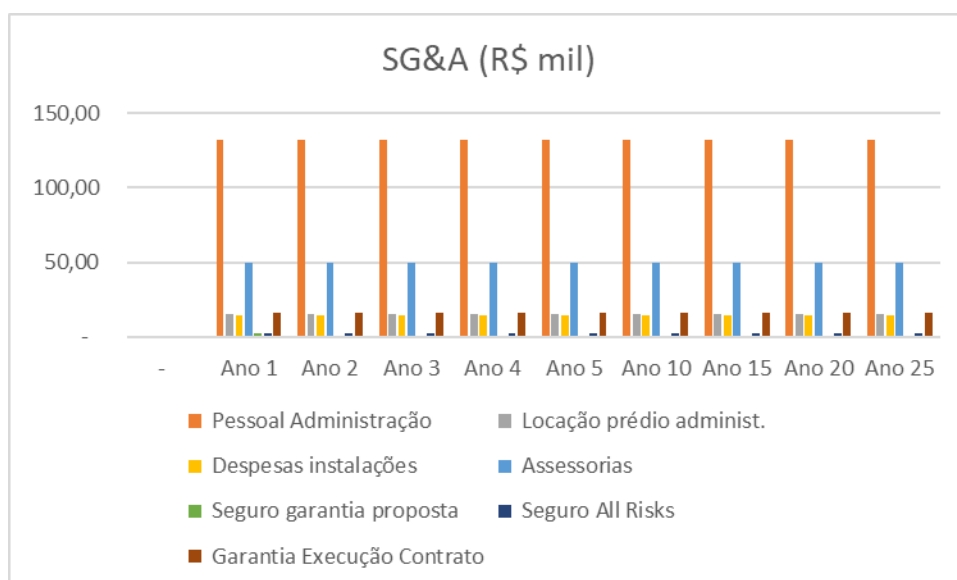
Os custos e despesas operacionais deste Plano de Negócios de Referência, assim como os investimentos, tiveram como base de informações relatórios do setor, que trouxeram subsídios quanto à potência dos sistemas fotovoltaicos, eficiência de produção energética e índice de degradação dos sistemas.



Descrição	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 25	Total (R\$ mil)
O&M	-	160,44	160,44	160,44	160,44	160,44	160,44	160,44	160,44	3.850,48
Monitoramento	-	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	90,72
Água, Energia, Internet	-	8,64	8,64	8,64	8,64	8,64	8,64	8,64	8,64	207,36
Conta Vinculada	-	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	288,00
Taxa de Disponibilidade	-	362,11	362,11	362,11	362,11	362,11	362,11	362,11	362,11	8.690,69
<b>Total por Ano (R\$ mil)</b>	<b>-</b>	<b>546,97</b>	<b>546,97</b>	<b>546,97</b>	<b>546,97</b>	<b>546,97</b>	<b>546,97</b>	<b>546,97</b>	<b>546,97</b>	<b>13.127,25</b>

#### 6.6.5. Custos e Despesas Administrativas (SG&A)

Os custos e despesas foram projetados levando em consideração o tamanho da Sociedade de Propósito Específico (SPE) e dos encargos assumidos por ela, e os valores projetados podem ser conferidos a seguir:



DESCRIÇÃO	-	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 25
Pessoal Administração	-	131,76	131,76	131,76	131,76	131,76	131,76	131,76	131,76	131,76
Locação prédio administ.	-	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Despesas instalações	-	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40
Assessorias	-	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Seguro garantia proposta	-	2,72	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguro All Risks	-	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72
Garantia Execução Contrato	-	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31
Total (R\$ mil)	-	465,82	460,38	460,38	460,38	460,38	460,38	460,38	460,38	460,38

## 6.7. Instrumentos de Financiamento

### 6.7.1. Financiamentos

O percentual de 60% correspondente ao valor estimado dos investimentos foram agregados à estrutura de capital do modelo via financiamento, nas condições apresentadas a seguir:

Item	Especificação
% Alavancagem	60%
Sistema de amortização	SAC
Prazo do Financiamento (meses)	120
Carência Principal (meses)	12
Periodicidade de Amortização (meses)	1
Custo Financeiro	9% a.a.
Custos adicionais <sup>3</sup>	1% a.a.
Índice de cobertura mínimo	1,0

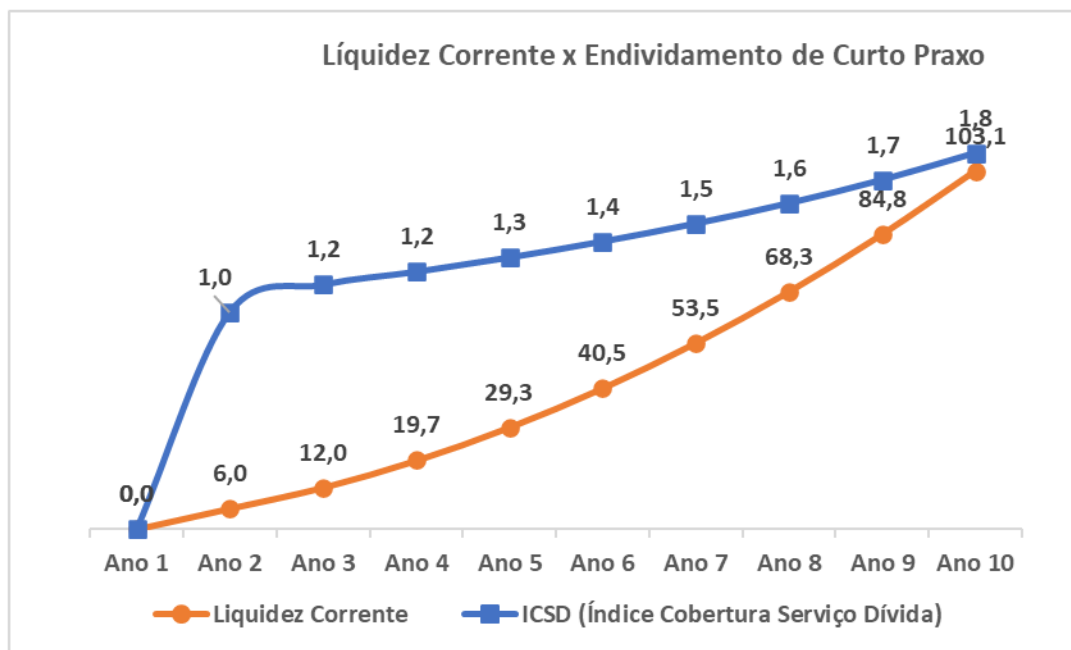
### 6.7.2. Índice de Cobertura dos Serviços da Dívida (ICSD)

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 1,0. Sendo que os resultados do gráfico a seguir indicam a crescente capacidade de pagamento do financiamento pelo projeto, sobretudo após a conclusão do período de implantação da USF:

---

<sup>3</sup> Remuneração da Instituição de Crédito, SPREAD de risco e taxas adicionais





## 6.8. Estimativa do Custo de Capitais

### 6.8.1. 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.

## 6.8.2. 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 Sacramento. As seções a seguir são dedicadas à apresentação detalhada do CAPM bem como as premissas utilizadas na mensuração de seu resultado.

### 6.8.2.1. 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;

O modelo CAPM básico não contempla todos os riscos enfrentados pelos investidores da PPP do município de Sacramento, uma vez que este modelo é desenvolvido para tratar do retorno exigido para se investir em grandes empresas dos Estados Unidos, listadas em bolsa de valores.

#### 6.8.2.2. 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 ao município de Sacramento (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:

$$K_s = R_f + \beta l \times [E(R_m) - R_f] + P_{RA}, \text{ onde:}$$

$K_e$ : 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, Sacramento e *greenfield*.

### 6.8.2.3. Prêmio de Risco País e Prêmio de Risco Adicional

O EMBI+ vem sendo oferecido pelo Banco JP Morgan, desde dezembro de 1993, como um índice de referência para as economias emergentes. Com base nos valores de negociações diárias em mercados secundários de 93 títulos de 21 economias emergentes, entre elas o Brasil, o EMBI+ compara os juros implícitos nos preços pelos quais os títulos emitidos por governos trocam de mãos, aos juros dos títulos do governo americano, considerados os mais seguros do mundo. Por utilizar como base as negociações realizadas em mercados secundários, que, por natureza, envolvem quantidade significativa de capital especulativo, o EMBI+ é uma medida bastante específica, melhor utilizada para a avaliação de investimentos de curto e médio prazo em ativos financeiros. O Prêmio de Risco País medido entre os últimos 24 meses indicou uma mediana de 3,01 pontos percentuais.

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 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% a 2,5%, a depender do setor, da fase de implementação de projetos e outros<sup>4</sup>.

Em relação ao prêmio de risco de município 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 de Sacramento, mas, visaria a aproximação do que poderia vir a ser um diferencial de prêmio razoável entre municípios e União.

A metodologia normalmente sugerida estabelece 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

---

<sup>4</sup> Muriel Atias (BNP Paribas) and Franck Bancel (ESCP Europe), Vernimmen.com, letter number 43, The Cost of capital of greenfield projects

aqui apurados são 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 sequências decrescentes. A classificação AAA, a mais alta da 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 exibe 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 BB- pela agência S&P, abaixo do *Investment grade*. A forma de mensuração do risco municipal consistiria 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 do município de Sacramento.

Por outro lado, PPPs municipais estão em grau bastante consolidado no país. Isso somado às perspectivas bastante positivas para o setor de geração distribuída no país, fez com escolhêssemos valores nulos tanto para o risco adicional municipal quanto para o prêmio *greenfield*.

#### 6.8.2.4. 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 taxa a ser utilizada corresponde à série ao valor mediano do rendimento dos Títulos americanos de 10 anos nos últimos 24 meses.

#### *6.8.2.5. Cálculo do beta*

O mercado brasileiro não apresenta empresas de energia fotovoltaica com capital aberto. Visando uma proxy para o setor foram considerados a média do beta ajustado de 24 meses dos setores de energia elétrica e concessões com ações negociadas no IBOVESPA. Uma amostra de 17 empresas nos setores indicados representa que similaridade à empresa ou ao investimento avaliado uma vez que possuem características comparáveis a tal empresa ou investimento.

O beta busca refletir uma expectativa futura. O coeficiente é um fator estatístico que reflete a expectativa normalizada da covariância entre os retornos de um ativo e do mercado. Assim sendo, para calculá-lo é preciso apenas dispor dos dados referentes ao retorno do ativo específico e do mercado como um todo.

Além de dados referentes a um ativo e ao mercado de referência, é preciso escolher uma frequência e um período de análise. A frequência se refere ao quão frequentemente observações de mudanças nos preços dos ativos e do mercado são consideradas, enquanto o período se refere ao período histórico da amostra. Dependendo do tratamento estatístico da amostra é possível estimar betas diferentes para o mesmo ativo e mercado.

Neste estudo, foram utilizados os padrões de agrupamento utilizados pela BLOOMBERG L.P. ("BLOOMBERG) como referência de padrão de mercado, a seguir:

- Frequência de observação da amostra: Semanal;
- Período histórico da amostra: 2 (dois) anos

A tabela a seguir apresenta a relação das empresas e dos títulos negociados em bolsa de valores cujas variações foram utilizadas na determinação do Beta:

<b>Empresa</b>	<b>Código do ativo</b>
<b>CEMIG</b>	CMIG3
<b>Copel</b>	CPLE3
<b>Alupar</b>	ALUP11
<b>Companhia Energética de São Paulo</b>	CESP3
<b>CPFL</b>	CPFE3
<b>Eletrobras</b>	ELET3
<b>Energias BR</b>	ENBR3
<b>Energisa</b>	ENGI3
<b>Engie</b>	EGIE3
<b>Equatorial</b>	EQTL3
<b>Light</b>	LIGT3
<b>Taesa</b>	TAE11
<b>Transmissão Paulista</b>	TRPL4
<b>Copasa</b>	CSMG3
<b>Sabesp</b>	SBSP3
<b>Sanepar</b>	SAPR4
<b>Triunfo Participações</b>	TPIS3

O coeficiente  $\beta$  de correlação é sumarizado pela equação:

$$\beta = \frac{\text{cov}(R_i, R_m)}{\text{var}(R_m)}, \text{ onde:}$$

- $\beta$  – Coeficiente Beta do ativo;
- $R_i$  – Retorno do Ativo;
- $R_m$  – Retorno esperado de investimentos compostos por um portfólio de ações representativo de índices amplos de mercado;
- $\text{Cov}(R_i, R_m)$  – Expectativa da covariância entre o retorno do ativo  $i$  e do retorno de mercado  $R_m$ ;
- $\text{Var}(R_m)$  – Expectativa da variância do retorno de mercado  $R_m$ . No caso da tabela anterior, a  $\text{Var}(R_m)$  corresponde à variância das ações mensuradas no IBOVESPA.

O valor do beta pode sofrer alterações no longo prazo em virtude do amadurecimento da empresa no que tange às melhorias nos níveis de resultados aliadas a seu grau de

alavancagem financeira. Os investidores, de forma geral, estão preocupados com as perspectivas futuras para balizar suas decisões. O caráter retrospectivo do cálculo do beta muitas vezes não se enquadra neste perfil. Para solucionar este impasse, Marshall E. Blume, criou o beta ajustado partindo do conceito de que no longo prazo, todas as empresas tendem a apresentar um beta similar ao do mercado (ou seja  $\beta = 1$ ) em virtude de seu próprio amadurecimento operacional. A partir deste princípio o beta ajustado da companhia é obtido através de uma ponderação entre seus indicadores históricos e futuros obedecendo a seguinte proporção:

$$\beta_{ajustado} = \frac{1}{3} \times \beta_{histórico} + \frac{1}{3} \times \beta_{mercado}$$

#### 6.8.2.6. Estrutura de Capital

A B3 (Brasil Bolsa Balcão) divulga os balanços trimestrais<sup>5</sup> das empresas relacionadas para a mensuração do coeficiente Beta. Baseado nessas divulgações compilamos o Endividamento (Dívida/Dívida+Equity) dessas empresas considerando a mediana de seus endividamentos nos últimos 24 meses divulgados.

#### 6.8.2.7. Cálculo do Beta Desalavancado

Os betas alavancados calculados para empresas listadas refletem a estrutura de capital de cada empresa. Eles incorporam o risco operacional de cada bem como o risco financeiro da estrutura de capital assumida pelas respectivas companhias. Para retirar os efeitos da alavancagem das empresas relacionadas à fórmula denominada "Hamada", cuja equação é expressa a seguir:

$$\beta_u = \frac{\beta_l}{[1 + (1 - T) \times (\frac{W_d}{W_e})]}, \text{ onde:}$$

- $\beta_u$  – beta desalavancado;
- $\beta_l$  – beta alavancado;
- T – Alíquota de Imposto de Renda;
- $W_d$  ou  $D/(D+E)$  – Percentual de dívida (ou capital de terceiros) na estrutura de capital;
- $W_e$  ou  $E/(D+E)$  – Percentual de equity (ou capital próprio) na estrutura de capital.

---

<sup>5</sup> [http://www.b3.com.br/pt\\_br/produtos-e-servicos/negociacao/renda-variavel/empresas-listadas.htm](http://www.b3.com.br/pt_br/produtos-e-servicos/negociacao/renda-variavel/empresas-listadas.htm)



### 6.8.2.8. Prêmio de Risco de Mercado

O percentual de 6,02% foi considerado no modelo como Equity Risk Premium (ERP). Esse valor corresponde à diferença entre os retornos do índice S&P500 e Taxa livre de risco (USD nominal).

#### 1.1.1. Síntese de Resultados para 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:

<b>Composição dos indicadores</b>	
$R_f$ = Taxa livre de risco (A)	1,90%
$P_{RA}$ = Prêmio de Risco Adicional (C+D) + Risco País (B)	3,01%
Risco País (EMBI+) (B)	3,01%
Prêmio Risco Greenfield (C)	0,0%
Prêmio Risco Municipal (D)	0,0%
$E(R_m)$ = retorno esperado sobre o índice de mercado (com exclusão da taxa livre de Risco)	6,02%
Beta desalavancado ajustado ( $\beta_u$ ajustado)	0,6031
D/(D+E)	
Tributação sobre o Lucro Real	34%
Beta alavancado ajustado ( $\beta_l$ ajustado)	1,09%
<b>Custo do Capital Próprio (<math>K_e = R_f + \beta L^* E(R_m) + P_{RA}</math>)</b>	
$K_e$ = Custo do Capital Próprio Nominal	12,93%

### 6.8.3. Custo do Capital de Terceiros

A presente seção é dedica à demonstração das premissas utilizadas na obtenção do custo de capital de terceiros ( $K_d$ ). O custo do capital de terceiros ( $k_d$ ) é entendido como a remuneração dos juros pagos pela organização em empréstimos e financiamentos.

A tabela a seguir sintetiza o custo da dívida ( $K_d$ ) utilizado para o cálculo do WACC:

<b>Composição dos indicadores</b>	
IPCA – Longo Prazo	3,21%
CPI <sup>6</sup>	1,90%
<b>Custo do Capital de Terceiros (<math>K_d</math>)</b>	

<sup>6</sup> Inflação americana

Custo total nominal	
Taxa Livre de Risco (A)	1,90%
Prêmio Risco Brasil (B)	3,01%
Risco de Crédito (C)	4,7%
$\Delta$ inflação (CPI vs IPCA)	1,31%
Custo Total Nominal R\$	12,00%
(-) Impostos	34%
$K_d$ = Custo do Capital de Terceiros Nominal	7,92%

O risco de crédito definido como 4,7% 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 e o CPI médio foi agregado ao custo total nominal. Finalmente, do custo total nominal foram excluídos os valores correspondentes ao percentual de impostos e o CPI indicando o  $K_d$  real.

#### 6.8.4. Custo Médio Ponderado (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:

<b>Cálculo WACC</b>		
Item Mesurado	% Composição do Capital	Coefficiente
Recursos Próprios ( $K_e$ )	40,00%	12,93%
Recursos Terceiros ( $K_d$ )	60,00%	7,92%
<b>WACC</b>		<b>9,92%</b>
Inflação Brasileira		3,21%
<b>WACC Nominal</b>		<b>7,00%</b>

##### 6.8.4.1. 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 (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 no início de cada ano contratual, capitalizada de um spread ou sobretaxa, mediante a aplicação da seguinte fórmula:

$$\sum_{a=1}^{t-(n-1)} VPLFCM_a = 0$$

$$VPLFCM_a = \frac{FCM_a}{(1+NTB_s \times SPREAD)^a}$$

onde:

- $\sum_{a=1}^{t-(n-1)} VPLFCM_a$  : Somatório dos FLUXOS DE CAIXA MARGINAIS do ano de origem do evento de recomposição ao último ano do fluxo de caixa Marginal [t-(n-1)];
- FCMa (FLUXO DE CAIXA MARGINAL resultante no ano): Fluxo de caixa marginal resultante no ano "a", considerando a soma entre; (i) fluxo marginal resultante do evento que deu origem à recomposição e (ii) fluxo marginal necessário para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro;
- a: Ano de origem do evento de recomposição;
- n: Ano da concessão quando ocorre o desequilíbrio observado;

- t: Ano de término da concessão;
- NTNBs: Valor médio dos últimos 12 meses das Notas do Tesouro com juros semestrais com vencimento em 15/08/2050, ou equivalente;
- Spread ou sobretaxa de Juros: Incide sobre a taxa de juros NTB-B semestral.

### 6.8.5. 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 Distribuída do município de Sacramento.

O montante de recursos aportados no modelo por intermédio de financiamentos possui uma relação semelhante à apresentada seção 6.8.2.6.

#### 6.8.5.1. Premissas de Capital Social

A integralização inicial de capital social foi de R\$ 974.665,50 (novecentos e setenta e quatro mil, seiscentos e sessenta e cinco reais, e cinquenta centavos), correspondente a um percentual aproximado de 10% do CAPEX total. Tal valor é considerado adequado para a modernização e implantação da usina de geração.

O modelo não prevê, mas certamente ocorrerá a distribuição de Dividendos a fase de investimentos iniciais da Concessão e, ao final da Concessão, será realizada a retirada do Capital Social do Projeto.

### 6.9. 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:	25	300
Prazo de Implantação - USF	1º ano	12

Premissas de Implantação – Geração Distribuída	
Geração Anual Mínima	2.041.000 KWh

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 6.8

A tabela a seguir apresenta a composição dos gastos ao longo do período de Concessão:

Item	Valores (R\$ mil)
CAPEX	9.746,66
OPEX	13.127
SG&A	5.757

#### 6.10. 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 6.8 - 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:

Parâmetro Avaliado	Resultado Aferido
Valor Contrato (R\$ mil)	38.143
TIR Projeto	12,90% a.a.
VPL	5.439
Payback Descontado	11 anos

## Quadro de Usos e Fontes

Usos (R\$ mil)	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7
Tributos	-	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)
Despesas	-	(1.386,09)	(1.386,09)	(1.386,09)	(1.386,09)	(1.386,09)	(1.386,09)
Seguros e Garantias	(21,75)	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-
Redução de Capital	-	-	-	-	-	-	-
Investimentos	(9.746,65)	-	-	-	-	-	-
Amortização da Dívida	-	(596,50)	(596,50)	(596,50)	(596,50)	(596,50)	(596,50)
Juros	-	(596,50)	(596,50)	(536,85)	(477,20)	(417,55)	(357,90)
<b>Total</b>	<b>(9.768,40)</b>	<b>(2.687,98)</b>	<b>(2.687,98)</b>	<b>(2.628,33)</b>	<b>(2.568,68)</b>	<b>(2.509,03)</b>	<b>(2.449,38)</b>
<b>Fontes (R\$ mil)</b>							
Receitas Operacionais	-	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46
Aporte de Equity	3.976,64	-	-	-	-	-	-
Financiamentos	5.964,95	-	-	-	-	-	-
Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>9.941,59</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>
Usos (R\$ mil)	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14
Tributos	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)
Despesas	(1.386,09)	(1.386,09)	(1.386,09)	(1.386,09)	(546,97)	(546,97)	(546,97)
Seguros e Garantias	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-
Redução de Capital	-	-	-	-	-	-	-
Investimentos	-	-	-	-	-	-	-
Amortização da Dívida	(596,50)	(596,50)	(596,50)	(596,50)	-	-	-
Juros	(298,25)	(238,60)	(178,95)	(119,30)	(59,65)	-	-
<b>Total</b>	<b>(2.389,73)</b>	<b>(2.330,08)</b>	<b>(2.270,43)</b>	<b>(2.210,78)</b>	<b>(715,51)</b>	<b>(655,86)</b>	<b>(655,86)</b>
<b>Fontes (R\$ mil)</b>							
Receitas Operacionais	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46
Aporte de Equity	-	-	-	-	-	-	-
Financiamentos	-	-	-	-	-	-	-
Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>

Usos (R\$ mil)	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Tributos	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)
Despesas	(546,97)	(546,97)	(546,97)	(546,97)	(546,97)	(546,97)
Seguros e Garantias	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)
Dividendos	-	-	-	-	-	-
Redução de Capital	-	-	-	-	-	-
Investimentos	(747,01)	-	-	-	-	-
Amortização da Dívida	-	-	-	-	-	-
Juros	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>(1.402,88)</b>	<b>(655,86)</b>	<b>(655,86)</b>	<b>(655,86)</b>	<b>(655,86)</b>	<b>(655,86)</b>
<b>Fontes (R\$ mil)</b>						
Receitas Operacionais	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46
Aporte de Equity	-	-	-	-	-	-
Financiamentos	-	-	-	-	-	-
Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>

Usos (R\$ mil)	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Tributos	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)	(89,86)
Despesas	(546,97)	(546,97)	(546,97)	(546,97)	(546,97)
Seguros e Garantias	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)	(19,03)
Dividendos	-	-	-	-	-
Redução de Capital	-	-	-	-	-
Investimentos	-	-	-	-	-
Amortização da Dívida	-	-	-	-	-
Juros	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>(655,86)</b>	<b>(655,86)</b>	<b>(655,86)</b>	<b>(655,86)</b>	<b>(655,86)</b>
<b>Fontes (R\$ mil)</b>					
Receitas Operacionais	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46	2.265,46
Aporte de Equity	-	-	-	-	-
Financiamentos	-	-	-	-	-
Receitas Financeiras	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>	<b>2.265,46</b>

## Demonstração de Resultados

**DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ mil)**

DESCRIÇÃO	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>0</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>
Deduções da Receita Operacional	0	(30)	(30)	(30)	(30)	(30)	(30)
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>0</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>
Custos dos Serviços Prestados	0	(547)	(547)	(547)	(547)	(547)	(547)
Custos Depreciação e Amortização	0	(839)	(839)	(839)	(839)	(839)	(839)
<b>Lucro Bruto</b>	<b>0</b>	<b>849</b>	<b>849</b>	<b>849</b>	<b>849</b>	<b>849</b>	<b>849</b>
<i>Margem bruta</i>	<i>0,0%</i>	<i>38,0%</i>	<i>38,0%</i>	<i>38,0%</i>	<i>38,0%</i>	<i>38,0%</i>	<i>38,0%</i>
SG&A	(233)	(230)	(230)	(230)	(230)	(230)	(230)
SG&A - Depreciação	0	0	0	0	0	0	0
<i>SG&amp;A/ROL</i>	<i>0,0%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>
<b>Resultado Operacional (EBIT)</b>	<b>(233)</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>
Receitas Financeiras	0	0	0	0	0	0	0
Despesas Financeiras	0	0	0	0	0	0	0
Resultado Não Operacional	0	0	0	0	0	0	0
<b>Lucro Antes do IR/CSLL</b>	<b>(233)</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>
Imposto de Renda	0	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	2	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)
Contribuição Social	0	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>(231)</b>	<b>559</b>	<b>559</b>	<b>559</b>	<b>559</b>	<b>559</b>	<b>559</b>
<b>Margem Líquida</b>	<b>0,0%</b>	<b>25,0%</b>	<b>25,0%</b>	<b>25,0%</b>	<b>25,0%</b>	<b>25,0%</b>	<b>25,0%</b>

**DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ mil)**

DESCRIÇÃO	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>
Deduções da Receita Operacional	(30)	(30)	(30)	(30)	(30)	(30)	(30)
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>
Custos dos Serviços Prestados	(547)	(547)	(547)	(547)	(547)	(547)	(547)
Custos Depreciação e Amortização	(839)	(839)	(839)	(839)	0	0	0
<b>Lucro Bruto</b>	<b>849</b>	<b>849</b>	<b>849</b>	<b>849</b>	<b>1.688</b>	<b>1.688</b>	<b>1.688</b>
<i>Margem bruta</i>	<i>38,0%</i>	<i>38,0%</i>	<i>38,0%</i>	<i>38,0%</i>	<i>75,5%</i>	<i>75,5%</i>	<i>75,5%</i>
SG&A	(230)	(230)	(230)	(230)	(230)	(230)	(230)
SG&A - Depreciação	0	0	0	0	0	0	0
<i>SG&amp;A/ROL</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>
<b>Resultado Operacional (EBIT)</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
Receitas Financeiras	0	0	0	0	0	0	0
Despesas Financeiras	0	0	0	0	0	0	0
Resultado Não Operacional	0	0	0	0	0	0	0
<b>Lucro Antes do IR/CSLL</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>619</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
Imposto de Renda	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)
Contribuição Social	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>559</b>	<b>559</b>	<b>559</b>	<b>559</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>
<b>Margem Líquida</b>	<b>25,0%</b>	<b>25,0%</b>	<b>25,0%</b>	<b>25,0%</b>	<b>62,6%</b>	<b>62,6%</b>	<b>62,6%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>



**DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ mil)**

DESCRIÇÃO	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>
Deduções da Receita Operacional	(30)	(30)	(30)	(30)	(30)	(30)
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>
Custos dos Serviços Prestados	(547)	(547)	(547)	(547)	(547)	(547)
Custos Depreciação e Amortização	0	0	0	0	0	0
<b>Lucro Bruto</b>	<b>1.688</b>	<b>1.688</b>	<b>1.688</b>	<b>1.688</b>	<b>1.688</b>	<b>1.688</b>
<i>Margem bruta</i>	<i>75,5%</i>	<i>75,5%</i>	<i>75,5%</i>	<i>75,5%</i>	<i>75,5%</i>	<i>75,5%</i>
SG&A	(230)	(230)	(230)	(230)	(230)	(230)
SG&A - Depreciação	0	0	0	0	0	0
<i>SG&amp;A/ROL</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>
<b>Resultado Operacional (EBIT)</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
Receitas Financeiras	0	0	0	0	0	0
Despesas Financeiras	0	0	0	0	0	0
Resultado Não Operacional	0	0	0	0	0	0
<b>Lucro Antes do IR/CSLL</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
Imposto de Renda	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)
Contribuição Social	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>
<b>Margem Líquida</b>	<b>62,6%</b>	<b>62,6%</b>	<b>62,6%</b>	<b>62,6%</b>	<b>62,6%</b>	<b>62,6%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>

**DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ mil)**

DESCRIÇÃO	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>	<b>2.265</b>
Deduções da Receita Operacional	(30)	(30)	(30)	(30)	(30)
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>	<b>2.235</b>
Custos dos Serviços Prestados	(547)	(547)	(547)	(547)	(547)
Custos Depreciação e Amortização	0	0	0	0	0
<b>Lucro Bruto</b>	<b>1.688</b>	<b>1.688</b>	<b>1.688</b>	<b>1.688</b>	<b>1.688</b>
<i>Margem bruta</i>	<i>75,5%</i>	<i>75,5%</i>	<i>75,5%</i>	<i>75,5%</i>	<i>75,5%</i>
SG&A	(230)	(230)	(230)	(230)	(230)
SG&A - Depreciação	0	0	0	0	0
<i>SG&amp;A/ROL</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>	<i>10,3%</i>
<b>Resultado Operacional (EBIT)</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
Receitas Financeiras	0	0	0	0	0
Despesas Financeiras	0	0	0	0	0
Resultado Não Operacional	0	0	0	0	0
<b>Lucro Antes do IR/CSLL</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
Imposto de Renda	(27)	(27)	(27)	(27)	(27)
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)
Contribuição Social	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>
<b>Margem Líquida</b>	<b>62,6%</b>	<b>62,6%</b>	<b>62,6%</b>	<b>62,6%</b>	<b>62,6%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>	<b>65,2%</b>

**Balanco Patrimonial**

**BALANÇO 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>Ano 6</b>	<b>Ano 7</b>
<b>Total Ativo Circulante</b>	<b>0</b>	<b>204</b>	<b>409</b>	<b>674</b>	<b>999</b>	<b>1.383</b>	<b>1.827</b>
Caixa / Bancos Conta Movimento	0	13	219	484	809	1.193	1.637
Estoques	0	2	2	2	2	2	2
Clientes	0	189	189	189	189	189	189
Adiantamentos e Outros Créditos	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Ativo Não Circulante</b>	<b>9.747</b>	<b>8.908</b>	<b>8.068</b>	<b>7.229</b>	<b>6.390</b>	<b>5.551</b>	<b>4.712</b>
Realizável à Longo Prazo	0	0	0	0	0	0	0
Imobilizado	9.747	8.908	8.068	7.229	6.390	5.551	4.712
Intangível	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total do Ativo</b>	<b>9.747</b>	<b>9.111</b>	<b>8.477</b>	<b>7.903</b>	<b>7.389</b>	<b>6.934</b>	<b>6.539</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>Ano 6</b>	<b>Ano 7</b>
<b>Total Passivo Circulante</b>	<b>36</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>
Fornecedores	0	30	30	30	30	30	30
<b>Déficit de Caixa</b>	<b>36</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Empréstimos e Financiamentos	0	0	0	0	0	0	0
Obrigações Fiscais à Pagar	(0)	4	4	4	4	4	4
Obrigações de Pessoal à Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Adiantamentos de Clientes	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos a Pagar	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total do Passivo Não Circulante</b>	<b>5.965</b>	<b>5.368</b>	<b>4.772</b>	<b>4.175</b>	<b>3.579</b>	<b>2.982</b>	<b>2.386</b>
Passivo Exigível a Longo Prazo	5.965	5.368	4.772	4.175	3.579	2.982	2.386
Outros Passivos Não Circulante	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Patrimônio Líquido</b>	<b>3.746</b>	<b>3.708</b>	<b>3.671</b>	<b>3.694</b>	<b>3.776</b>	<b>3.918</b>	<b>4.119</b>
Capital Social Subscrito	3.977	3.977	3.977	3.977	3.977	3.977	3.977
Lucro (Prejuízo) Acumulados	0	(231)	(268)	(305)	(283)	(201)	(59)
Lucro (Prejuízo) do Exercício	(231)	(37)	(37)	22	82	142	201
<b>Total do Passivo</b>	<b>9.747</b>	<b>9.111</b>	<b>8.477</b>	<b>7.903</b>	<b>7.389</b>	<b>6.934</b>	<b>6.539</b>

**BALANÇO PATRIMONIAL (R\$ mil)**

<b>ATIVO</b>	<b>Ano 8</b>	<b>Ano 9</b>	<b>Ano 10</b>	<b>Ano 11</b>	<b>Ano 12</b>	<b>Ano 13</b>	<b>Ano 14</b>
<b>Total Ativo Circulante</b>	<b>2.331</b>	<b>2.894</b>	<b>3.517</b>	<b>4.200</b>	<b>5.539</b>	<b>6.937</b>	<b>8.336</b>
Caixa / Bancos Conta Movimento	2.141	2.704	3.327	4.010	5.348	6.747	8.145
Estoques	2	2	2	2	2	2	2
Clientes	189	189	189	189	189	189	189
Adiantamentos e Outros Créditos	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Ativo Não Circulante</b>	<b>3.873</b>	<b>3.034</b>	<b>2.195</b>	<b>1.355</b>	<b>1.355</b>	<b>1.355</b>	<b>1.355</b>
Realizável à Longo Prazo	0	0	0	0	0	0	0
Imobilizado	3.873	3.034	2.195	1.355	1.355	1.355	1.355
Intângível	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total do Ativo</b>	<b>6.204</b>	<b>5.928</b>	<b>5.712</b>	<b>5.555</b>	<b>6.894</b>	<b>8.293</b>	<b>9.691</b>

<b>PASSIVO</b>	<b>Ano 8</b>	<b>Ano 9</b>	<b>Ano 10</b>	<b>Ano 11</b>	<b>Ano 12</b>	<b>Ano 13</b>	<b>Ano 14</b>
<b>Total Passivo Circulante</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>
Fornecedores	30	30	30	30	30	30	30
<b>Déficit de Caixa</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Empréstimos e Financiamentos	0	0	0	0	0	0	0
Obrigações Fiscais à Pagar	4	4	4	4	4	4	4
Obrigações de Pessoal à Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Adiantamentos de Clientes	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos a Pagar	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total do Passivo Não Circulante</b>	<b>1.789</b>	<b>1.193</b>	<b>596</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Passivo Exigível a Longo Prazo	1.789	1.193	596	0	0	0	0
Outros Passivos Não Circulante	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Patrimônio Líquido</b>	<b>4.380</b>	<b>4.701</b>	<b>5.081</b>	<b>5.521</b>	<b>6.860</b>	<b>8.258</b>	<b>9.657</b>
Capital Social Subscrito	3.977	3.977	3.977	3.977	3.977	3.977	3.977
Lucro (Prejuízo) Acumulados	142	403	724	1.105	1.545	2.883	4.282
Lucro (Prejuízo) do Exercício	261	321	380	440	1.339	1.398	1.398
<b>Total do Passivo</b>	<b>6.204</b>	<b>5.928</b>	<b>5.712</b>	<b>5.555</b>	<b>6.894</b>	<b>8.293</b>	<b>9.691</b>

**BALANÇO PATRIMONIAL (R\$ mil)**

<b>ATIVO</b>	<b>Ano 15</b>	<b>Ano 16</b>	<b>Ano 17</b>	<b>Ano 18</b>	<b>Ano 19</b>	<b>Ano 20</b>
<b>Total Ativo Circulante</b>	<b>8.987</b>	<b>10.385</b>	<b>11.784</b>	<b>13.182</b>	<b>14.581</b>	<b>15.979</b>
Caixa / Bancos Conta Movimento	8.797	10.195	11.594	12.992	14.390	15.789
Estoques	2	2	2	2	2	2
Clientes	189	189	189	189	189	189
Adiantamentos e Outros Créditos	0	0	0	0	0	0
<b>Total Ativo Não Circulante</b>	<b>2.102</b>	<b>2.102</b>	<b>2.102</b>	<b>2.102</b>	<b>2.102</b>	<b>2.102</b>
Realizável à Longo Prazo	0	0	0	0	0	0
Imobilizado	2.102	2.102	2.102	2.102	2.102	2.102
Intangível	0	0	0	0	0	0
<b>Total do Ativo</b>	<b>11.089</b>	<b>12.488</b>	<b>13.886</b>	<b>15.285</b>	<b>16.683</b>	<b>18.082</b>

<b>PASSIVO</b>	<b>Ano 15</b>	<b>Ano 16</b>	<b>Ano 17</b>	<b>Ano 18</b>	<b>Ano 19</b>	<b>Ano 20</b>
<b>Total Passivo Circulante</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>
Fornecedores	30	30	30	30	30	30
Déficit de Caixa	0	0	0	0	0	0
Empréstimos e Financiamentos	0	0	0	0	0	0
Obrigações Fiscais à Pagar	4	4	4	4	4	4
Obrigações de Pessoal à Pagar	0	0	0	0	0	0
Adiantamentos de Clientes	0	0	0	0	0	0
Dividendos a Pagar	0	0	0	0	0	0
<b>Total do Passivo Não Circulante</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Passivo Exigível a Longo Prazo	0	0	0	0	0	0
Outros Passivos Não Circulante	0	0	0	0	0	0
<b>Total Patrimônio Líquido</b>	<b>11.055</b>	<b>12.454</b>	<b>13.852</b>	<b>15.251</b>	<b>16.649</b>	<b>18.048</b>
Capital Social Subscrito	3.977	3.977	3.977	3.977	3.977	3.977
Lucro (Prejuízo) Acumulados	5.680	7.079	8.477	9.876	11.274	12.672
Lucro (Prejuízo) do Exercício	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398
<b>Total do Passivo</b>	<b>11.089</b>	<b>12.488</b>	<b>13.886</b>	<b>15.285</b>	<b>16.683</b>	<b>18.082</b>

**BALANÇO PATRIMONIAL (R\$ mil)**

<b>ATIVO</b>	<b>Ano 21</b>	<b>Ano 22</b>	<b>Ano 23</b>	<b>Ano 24</b>	<b>Ano 25</b>
<b>Total Ativo Circulante</b>	<b>17.378</b>	<b>18.776</b>	<b>20.175</b>	<b>21.573</b>	<b>22.971</b>
Caixa / Bancos Conta Movimento	17.187	18.586	19.984	21.383	22.781
Estoques	2	2	2	2	2
Clientes	189	189	189	189	189
Adiantamentos e Outros Créditos	0	0	0	0	0
<b>Total Ativo Não Circulante</b>	<b>2.102</b>	<b>2.102</b>	<b>2.102</b>	<b>2.102</b>	<b>2.102</b>
Realizável à Longo Prazo	0	0	0	0	0
Imobilizado	2.102	2.102	2.102	2.102	2.102
Intangível	0	0	0	0	0
<b>Total do Ativo</b>	<b>19.480</b>	<b>20.879</b>	<b>22.277</b>	<b>23.675</b>	<b>25.074</b>

<b>PASSIVO</b>	<b>Ano 21</b>	<b>Ano 22</b>	<b>Ano 23</b>	<b>Ano 24</b>	<b>Ano 25</b>
<b>Total Passivo Circulante</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>
Fornecedores	30	30	30	30	30
Déficit de Caixa	0	0	0	0	0
Empréstimos e Financiamentos	0	0	0	0	0
Obrigações Fiscais à Pagar	4	4	4	4	4
Obrigações de Pessoal à Pagar	0	0	0	0	0
Adiantamentos de Clientes	0	0	0	0	0
Dividendos a Pagar	0	0	0	0	0
<b>Total do Passivo Não Circulante</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Passivo Exigível a Longo Prazo	0	0	0	0	0
Outros Passivos Não Circulante	0	0	0	0	0
<b>Total Patrimônio Líquido</b>	<b>19.446</b>	<b>20.844</b>	<b>22.243</b>	<b>23.641</b>	<b>25.040</b>
Capital Social Subscrito	3.977	3.977	3.977	3.977	3.977
Lucro (Prejuízo) Acumulados	14.071	15.469	16.868	18.266	19.665
Lucro (Prejuízo) do Exercício	1.398	1.398	1.398	1.398	1.398
<b>Total do Passivo</b>	<b>19.480</b>	<b>20.879</b>	<b>22.277</b>	<b>23.675</b>	<b>25.074</b>

**Fluxo de Caixa**

**FLUXO DE CAIXA (R\$ mil)**

DESCRIÇÃO	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7
<b>(=) EBITDA</b>	<b>(233)</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
(-) Variação de Capital de Giro	(0)	(156)	0	0	0	0	0
(-) Investimentos (Capex)	(9.747)	0	0	0	0	0	0
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	2	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)
<b>(=) Fluxo Caixa Disponível Empresa (FCDE)</b>	<b>(9.978)</b>	<b>1.242</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>
(+) Receitas Financeiras	0	0	0	0	0	0	0
(+) Venda de Ativos	0	0	0	0	0	0	0
(+) Resultado Não Operac.	0	0	0	0	0	0	0
(+) Aporte de Capital	3.977	0	0	0	0	0	0
(+) Novos Financiamentos	5.965	0	0	0	0	0	0
(-) Amortizações de Financiamentos	0	(596)	(596)	(596)	(596)	(596)	(596)
(-) Despesas Financeiras	0	(596)	(596)	(537)	(477)	(418)	(358)
(-) Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
(-) Distribuição Lucro	0	0	0	0	0	0	0
<b>(=) Fluxo de Caixa do Período</b>	<b>(36)</b>	<b>49</b>	<b>205</b>	<b>265</b>	<b>325</b>	<b>384</b>	<b>444</b>
(+) Saldo Inicial de Caixa	0	(36)	13	219	484	809	1.193
<b>(=) Fluxo de Caixa Final</b>	<b>(36)</b>	<b>13</b>	<b>219</b>	<b>484</b>	<b>809</b>	<b>1.193</b>	<b>1.637</b>

**FLUXO DE CAIXA (R\$ mil)**

DESCRIÇÃO	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14
<b>(=) EBITDA</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
(-) Variação de Capital de Giro	0	0	0	0	0	0	0
(-) Investimentos (Capex)	0	0	0	0	0	0	0
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)
<b>(=) Fluxo Caixa Disponível Empresa (FCDE)</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>
(+) Receitas Financeiras	0	0	0	0	0	0	0
(+) Venda de Ativos	0	0	0	0	0	0	0
(+) Resultado Não Operac.	0	0	0	0	0	0	0
(+) Aporte de Capital	0	0	0	0	0	0	0
(+) Novos Financiamentos	0	0	0	0	0	0	0
(-) Amortizações de Financiamentos	(596)	(596)	(596)	(596)	0	0	0
(-) Despesas Financeiras	(298)	(239)	(179)	(119)	(60)	0	0
(-) Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
(-) Distribuição Lucro	0	0	0	0	0	0	0
<b>(=) Fluxo de Caixa do Período</b>	<b>504</b>	<b>563</b>	<b>623</b>	<b>683</b>	<b>1.339</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>
(+) Saldo Inicial de Caixa	1.637	2.141	2.704	3.327	4.010	5.348	6.747
<b>(=) Fluxo de Caixa Final</b>	<b>2.141</b>	<b>2.704</b>	<b>3.327</b>	<b>4.010</b>	<b>5.348</b>	<b>6.747</b>	<b>8.145</b>

**FLUXO DE CAIXA (R\$ mil)**

DESCRIÇÃO	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
<b>(=) EBITDA</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
(-) Variação de Capital de Giro	0	0	0	0	0	0
(-) Investimentos (Capex)	(747)	0	0	0	0	0
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)
<b>(=) Fluxo Caixa Disponível Empresa (FCDE)</b>	<b>651</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>
(+) Receitas Financeiras	0	0	0	0	0	0
(+) Venda de Ativos	0	0	0	0	0	0
(+) Resultado Não Operac.	0	0	0	0	0	0
(+) Aporte de Capital	0	0	0	0	0	0
(+) Novos Financiamentos	0	0	0	0	0	0
(-) Amortizações de Financiamentos	0	0	0	0	0	0
(-) Despesas Financeiras	0	0	0	0	0	0
(-) Dividendos	0	0	0	0	0	0
(-) Distribuição Lucro	0	0	0	0	0	0
<b>(=) Fluxo de Caixa do Período</b>	<b>651</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>
(+) Saldo Inicial de Caixa	8.145	8.797	10.195	11.594	12.992	14.390
<b>(=) Fluxo de Caixa Final</b>	<b>8.797</b>	<b>10.195</b>	<b>11.594</b>	<b>12.992</b>	<b>14.390</b>	<b>15.789</b>

**FLUXO DE CAIXA (R\$ mil)**

DESCRIÇÃO	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
<b>(=) EBITDA</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>	<b>1.458</b>
(-) Variação de Capital de Giro	0	0	0	0	0
(-) Investimentos (Capex)	0	0	0	0	0
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)
<b>(=) Fluxo Caixa Disponível Empresa (FCDE)</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>
(+) Receitas Financeiras	0	0	0	0	0
(+) Venda de Ativos	0	0	0	0	0
(+) Resultado Não Operac.	0	0	0	0	0
(+) Aporte de Capital	0	0	0	0	0
(+) Novos Financiamentos	0	0	0	0	0
(-) Amortizações de Financiamentos	0	0	0	0	0
(-) Despesas Financeiras	0	0	0	0	0
(-) Dividendos	0	0	0	0	0
(-) Distribuição Lucro	0	0	0	0	0
<b>(=) Fluxo de Caixa do Período</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>	<b>1.398</b>
(+) Saldo Inicial de Caixa	15.789	17.187	18.586	19.984	21.383
<b>(=) Fluxo de Caixa Final</b>	<b>17.187</b>	<b>18.586</b>	<b>19.984</b>	<b>21.383</b>	<b>22.781</b>



## 6.11. Value for Money - Ganhos de Eficiência

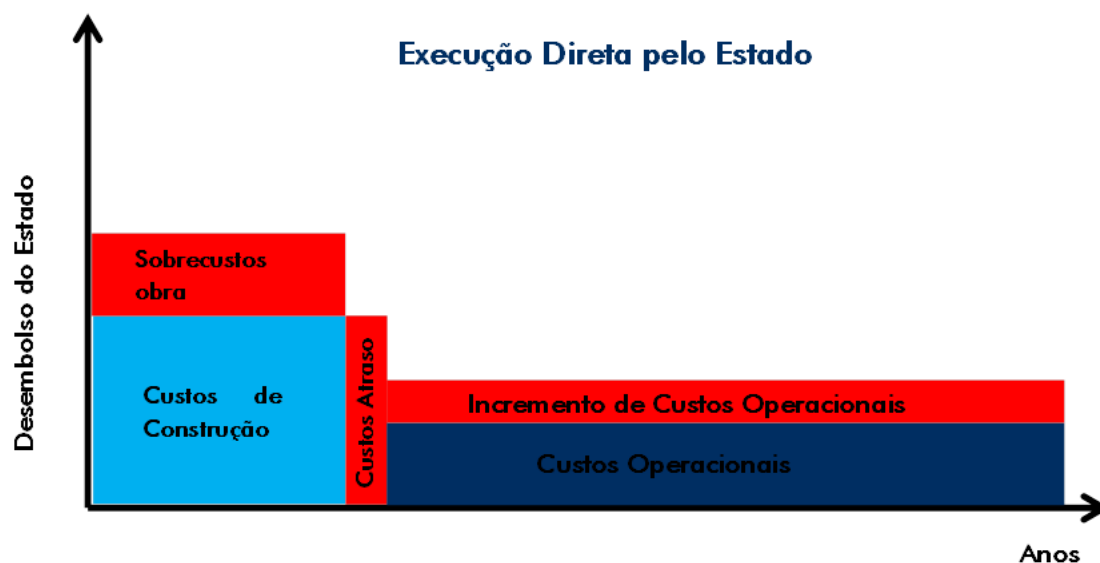
### 6.11.1. Análise de Mérito

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 nº 8.666/93, 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.



*Esquema Comparativo Execução Direta x PPPs*

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 mesmos 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.

### 6.11.2. 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.

### 6.11.3. 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.

#### 1) O Prazo do Contrato encontra-se entre 5 e 35 anos?

Os estudos preveem concessão pelo prazo de 25 anos, que se enquadra no limite máximo estabelecido pela lei das PPPs.

#### 2) O valor do investimento é superior a R\$ 10.000.000,00 (vinte 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.

#### 3) 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 25 anos.

4) 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.

5) 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.

6) 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.

#### 6.11.4. Adequabilidade

1) 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.

2) 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, tanto em termos de escopo, quanto em termos de escala para o seu escopo. Porém o setor privado já atua em 100 contratos de Parceria Público-

Privada no país, em vários 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.

3) Os custos de fornecimento do serviço podem ser corretamente estimados pelo setor privado?

Sim. Apesar de inovador na junção das disciplinas em um único contrato e de também ser inovador na definição de PPP como formato contratual, há um mercado considerável de fornecimento e execução destes serviços. No caso desta empresa 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.

4) 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, 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.

5) 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.

6) Os serviços delegados estão sujeitos a mudanças frequentes? O contrato pode tornar-se obsoleto?

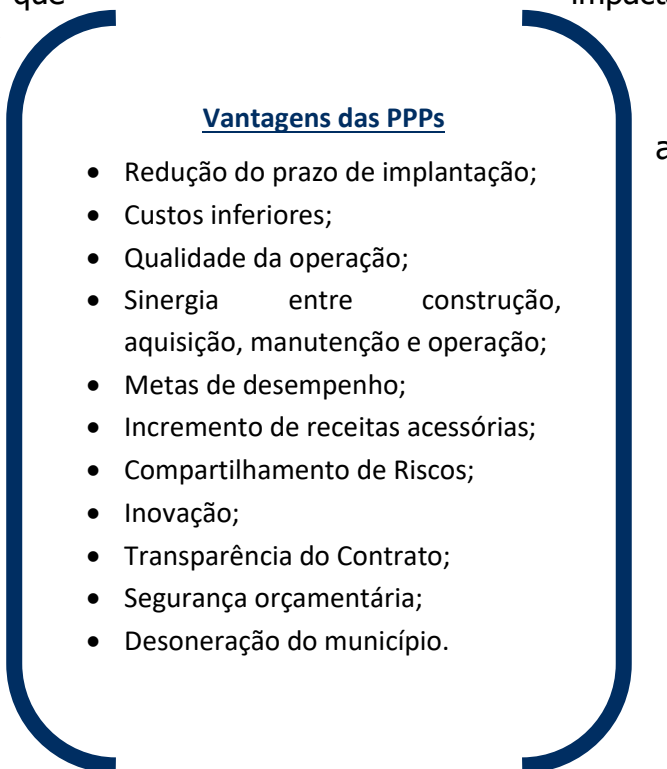
Os serviços intensivos em tecnologia como os que formam o escopo deste Projeto estão imersos em um universo de constantes inovações e mudanças. Para a mitigação deste risco, estão previstas revisões constantes e periódicas no Quadro de Indicadores de Desempenho, de forma sincronizada e imediatamente 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.

7) 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 a 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 mineiros 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, continuidade e a atualidade dos serviços.



**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 do município.

#### 6.11.5. 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 tópicos levantados são comentados adiante, com avaliação do potencial de alguns itens na geração fotovoltaica.

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 ao Município 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 do município 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 pelo município 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, definido contratualmente.

**Desoneração do município.** A parceria atrai capital privado para o financiamento de infraestrutura e permite ao município diluir pagamentos longo da execução do contrato.

#### Desvantagens das PPPs

- Estudos e editais mais complexos;
- Incorporação de riscos à remuneração do setor privado;
- Contrato de Longo prazo;
- Custo superior de financiamento.

é

ao

Adicionalmente, são vantagens específicas do Projeto a redução de custos com energia elétrica. 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. O custo de elaboração dos estudos que subsidiam uma PPP é elevado, 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 pelo município através da realização do PMI.

**Prazos elevados x mudanças no interesse do município.** No caso deste Projeto isto parece ser pouco relevante, pois não se vislumbram reduções na intenção do município 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



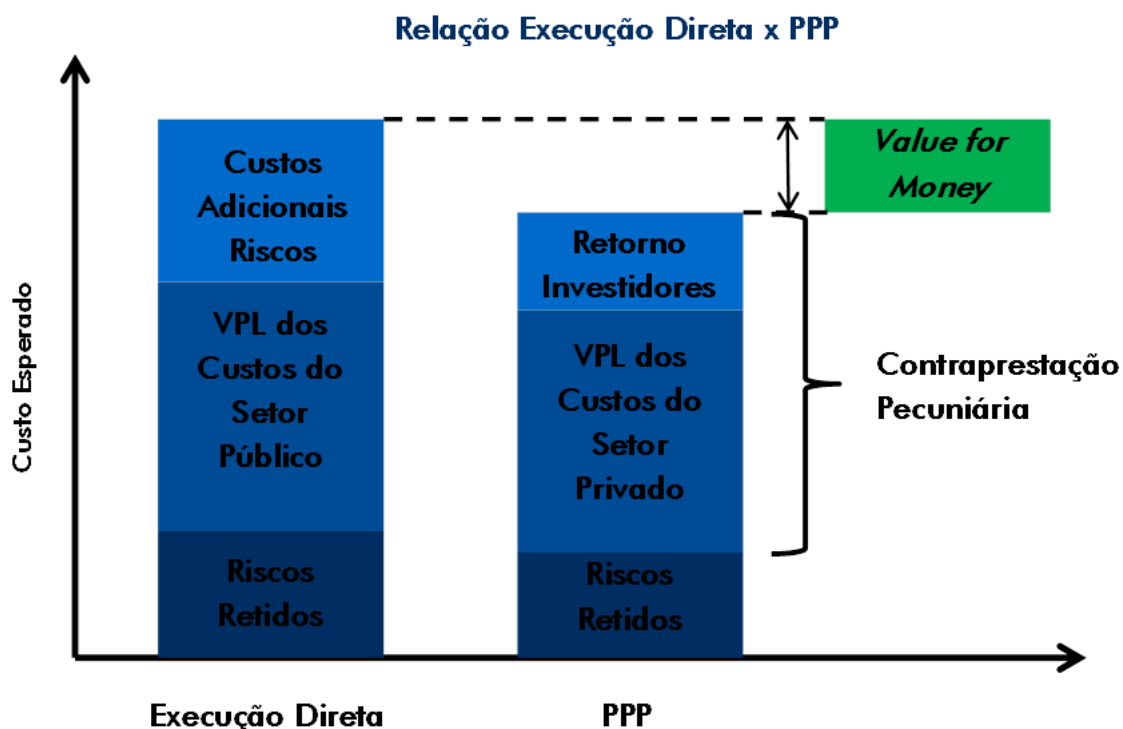
projeto. Ainda assim, como se verá logo adiante, isto não é capaz de tornar a opção privada menos atraente.

**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 o município decorrentes da gestão mais eficiente do setor privado, de forma a compensar e superar o valor de remuneração do capital privado.

#### 6.11.6. 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 o município é inferior em relação à execução direta. Pela perspectiva do Poder Concedente, a relação pode ser entendida pela Figura abaixo:



### *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 ao município 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 município deve arcar apenas se for o responsável direto pela execução e operação do empreendimento.

Parte considerável do risco atrelado à execução direta pelo município 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.

#### 6.11.7. Alternativa de Projeto Analisada

O projeto de concessão administrativa de energia fotovoltaica de Sacramento envolve a geração de energia fotovoltaica para atender a demanda dos prédios públicos da administração pública direta e indireta, feita pela 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.

#### 6.11.8. Custos

A adoção de diferenciais de custos entre a execução direta pelo município 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.

<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 vida do projeto.</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 Positivo falhas</b>	<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>
----------------------------------	---

#### Premissas Qualitativas

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.

	<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>

Diferenciais adotados entre custos de execução direta x PPP

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 consequentemente sua tributação;
- Exclusão dos gastos com seguros.

Estes ajustes iniciais resultaram no Comparador do Setor Público bruto.

#### 6.11.9. 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.

#### 6.11.10. 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.

<b>Custo de Construção e Aquisição de Equipamentos: (R\$ mil)</b>					<b>9.746,65</b>
Efeito dos Erros de Impacto	Impacto	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)		
Concepção no Custo	Percentual	(R\$ MIL)			
Redução	-4%	-389,86	5,0%	-19,49	
Sem desvio	0		7,5%		
Aumento +	9%	877,20	30,0%	263,16	
Aumento ++	15%	1.462,00	45,0%	657,90	
Aumento +++	25%	2.436,66	12,5%	304,58	
<b>Valor do risco</b>					<b>1.206,15</b>

Aumento dos Custos decorrentes de Erros de Concepção

<b>Custo de Construção e Aquisição de Equipamentos: (R\$ mil)</b>					<b>9.746,65</b>
---	--	--	--	--	-----------------

Efeito dos Erros de Impacto Concepção no Custo	de Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-4%	-389,86	5,0%	-19,49
Sem desvio	0		7,5%	
Aumento +	9%	877,20	30,0%	263,16
Aumento ++	15%	1.462,00	45,0%	657,90
Aumento +++	25%	2.436,66	12,5%	304,58
<b>Valor do risco</b>				<b>1.206,15</b>

Riscos de custos adicionais de operação

<b>Riscos de Custos adicionais de operação: (R\$ mil)</b>				<b>R\$ 18.884,71</b>
Efeito dos Erros de Impacto Concepção no Custo	de Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-10%	-1.888,47	5,0%	-94,42
Sem desvio	0		7,5%	-
Aumento +	8%	1.510,78	30,0%	453,23
Aumento ++	15%	2.832,71	45,0%	1.274,72
Aumento +++	25%	4.721,18	12,5%	590,15
<b>Valor do risco</b>				<b>2.223,68</b>

#### 6.11.11. Custos Adicionais 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. Os riscos referentes ao atraso seguiram a alocação anual estabelecida na Tabela.

#### 6.11.12. 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.

#### 6.11.13. 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 pelo município quando executa 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 município 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 o Município para construção e operação direta e implantação da usina já descontada as receitas acessórias, se aproxima de R\$ 4,635 milhões. O dispêndio na forma de contraprestação pecuniária para a viabilização de uma PPP com as mesmas características operacionais possibilita uma redução de 12,15% no custo líquido para o Município. 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.

#### 6.11.14. 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 25 anos, que envolvem o ciclo completo de vida do empreendimento, foi orçada uma economia R\$ 4,635 milhões em valor presente para os cofres públicos.**

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.



## 7. Análise Ambiental

O licenciamento ambiental constitui em um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente, no qual órgãos ambientais competentes verificam e analisam a viabilidade ambiental da localização, instalação, ampliação e operação das atividades ou empreendimentos que utilizam recursos naturais, visando à promoção do desenvolvimento socioeconômico e sustentável.

Empreendimentos ou atividades utilizadoras de recursos ambientais considerados efetiva ou potencialmente poluidores, bem como dos que possam causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento ambiental ou da Autorização Ambiental de Funcionamento (AAF).

Conforme a resolução nº237 de 19 de dezembro de 1997, do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), a licença ambiental é definida da seguinte forma:

**Licença Ambiental:** ato administrativo pelo qual o órgão ambiental competente, estabelece as condições, restrições e medidas de controle ambiental que deverão ser obedecidas pelo empreendedor, pessoa física ou jurídica, para localizar, instalar, ampliar e operar empreendimentos ou atividades utilizadoras dos recursos ambientais consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou aquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental.

Outros conceitos pertinentes à temática devem ser elucidados:

**Licenciamento Ambiental:** procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso.

**Estudos Ambientais:** são todos e quaisquer estudos relativos aos aspectos ambientais relacionados à localização, instalação, operação e ampliação de uma atividade ou empreendimento, apresentado como subsídio para a análise da licença requerida, tais como: relatório ambiental, plano e projeto de controle ambiental,

relatório ambiental preliminar, diagnóstico ambiental, plano de manejo, plano de recuperação de área degradada e análise preliminar de risco.

**Impacto Ambiental Regional:** é todo e qualquer impacto ambiental que afete diretamente (área de influência direta do projeto), no todo ou em parte, o território de dois ou mais Estados.

A norma estabelece também, as competências federais, estaduais e municipais da atividade de licenciamento ambiental. O licenciamento ambiental será de competência do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), quando o empreendimento apresentar ao menos um destes critérios:

- I. localizadas ou desenvolvidas conjuntamente no Brasil e em país limítrofe; no mar territorial; na plataforma continental; na zona econômica exclusiva; em terras indígenas ou em unidades de conservação do domínio da União.
- II. localizadas ou desenvolvidas em dois ou mais Estados;
- III. cujos impactos ambientais diretos ultrapassem os limites territoriais do País ou de um ou mais Estados;
- IV. destinados a pesquisar, lavrar, produzir, beneficiar, transportar, armazenar e dispor material radioativo, em qualquer estágio, ou que utilizem energia nuclear em qualquer de suas formas e aplicações, mediante parecer da Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN;
- V. bases ou empreendimentos militares, quando couber, observada a legislação específica.

Compete aos órgãos ambientais estaduais ou distrito federal, realizarem o licenciamento ambiental, quando o empreendimento apresentar ao menos um destes critérios:

I - localizados ou desenvolvidos em mais de um Município ou em unidades de conservação de domínio estadual ou do Distrito Federal;

II - localizados ou desenvolvidos nas florestas e demais formas de vegetação natural de preservação permanente relacionadas no artigo 2º da Lei nº 4.771, de 15 de setembro de 1965, e em todas as que assim forem consideradas por normas federais, estaduais ou municipais;

III - cujos impactos ambientais diretos ultrapassem os limites territoriais de um ou mais Municípios;

IV – delegados pela União aos Estados ou ao Distrito Federal, por instrumento legal ou convênio.

A competência será municipal, quando o empreendimento apresentar impacto ambiental local e quando for delegado pelo estado por normativa legal ou por convênio.

Caberá ao órgão ambiental competente definir os estudos ambientais pertinentes para o processo de licenciamento.

Art. 3º- A licença ambiental para empreendimentos e atividades consideradas efetiva ou potencialmente causadoras de significativa degradação do meio dependerá de prévio estudo de impacto ambiental e respectivo relatório de impacto sobre o meio ambiente (EIA/RIMA), ao qual dar-se-á publicidade, garantida a realização de audiências públicas, quando couber, de acordo com a regulamentação.

Parágrafo único. O órgão ambiental competente, verificando que a atividade ou empreendimento não é potencialmente causador de significativa degradação do meio ambiente, definirá os estudos ambientais pertinentes ao respectivo processo de licenciamento.

O processo de licenciamento deverá ser feito na seguinte ordem, a saber:

- a) Definição pelo órgão ambiental competente, com a participação do empreendedor, quanto aos documentos, projetos e estudos ambientais (devem ser feitos por profissionais legalmente habilitados), essenciais para o início do licenciamento;
- b) Requerimento da licença ambiental pelo empreendedor, apresentado os documentos pertinentes, projetos e estudos ambientais, com devida publicidade;
- c) Análise por parte do órgão ambiental competente, participante do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), das informações enviadas pelo empreendedor e, se necessário, serão feitas visitas técnicas;
- d) Se couber e de acordo com a regulamentação pertinente serão feitas audiências públicas;
- e) Pedido de esclarecimentos e complementações pelo órgão ambiental, quando couber;
- f) Emissão de parecer técnico conclusivo e, se necessário, parecer jurídico;
- g) Realização de deferimento ou indeferimento do pedido de licença, com devida publicidade.

Salienta-se que para o procedimento de licenciamento ambiental deverá constar, obrigatoriamente, a certidão da Prefeitura Municipal, atestando que o empreendimento ou atividade estão em conformidade com a legislação aplicável ao uso e ocupação do solo e, se for o caso, autorização de supressão de vegetação e outorga de uso da água.

As atividades que forem consideradas de pequeno porte terão procedimentos mais facilitados, e as atividades ou empreendimentos que visam o aprimoramento do desempenho ambiental também são beneficiados, com procedimentos mais simplificados, para a emissão da licença ambiental, conforme o art. 12 da Resolução CONAMA Nº 237, de 19 de dezembro de 1997:

- Poderão ser estabelecidos procedimentos simplificados para as atividades e empreendimentos de pequeno potencial de impacto ambiental, que deverão ser aprovados pelos respectivos Conselhos de Meio Ambiente.
- Poderá ser admitido um único processo de licenciamento ambiental para pequenos empreendimentos e atividades similares e vizinhos ou para aqueles integrantes de planos de desenvolvimento aprovados, previamente, pelo órgão governamental competente, desde que definida a responsabilidade legal pelo conjunto de empreendimentos ou atividades.
- Deverão ser estabelecidos critérios para agilizar e simplificar os procedimentos de licenciamento ambiental das atividades e empreendimentos que implementem planos e programas voluntários de gestão ambiental, visando a melhoria contínua e o aprimoramento do desempenho ambiental.

Os custos decorrentes das despesas realizadas pelo órgão ambiental competente deverão ser ressarcidos pelo empreendedor que deverá ser estabelecido por dispositivo legal, sendo facultado ao empreendedor acesso à planilha de custos realizados pelo órgão ambiental para a análise da licença.

Caberá ao órgão ambiental competente estabelecer os prazos, para cada tipo de licença, , levando em consideração que os prazos de validade da Licença Prévia (LP), da Licença de Instalação (LI), e da Licença de Operação (LO) deverão ser, no mínimo, o estabelecido pelo cronograma de elaboração do projetos relativos ao empreendimento ou atividade, pelo cronograma de instalação do empreendimento, ou do plano de controle ambiental, respectivamente, não podendo ser superior a 5 (cinco) anos no caso da LP, 6 (seis) anos no caso da LI e de no mínimo de 4 (quatro) anos e no máximo de 10 (dez) anos.

Se tratando de empreendimento em Usina Solar Fotovoltaica, o licenciamento ambiental ficará a cargo do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), representada pelo IBAMA, e dos órgãos estaduais e municipais de meio ambiente.

O CONAMA prevê licenciamento diferenciado para USF de diferentes portes, estabelecendo regras específicas para as 4 (quatro) faixas de potência, conforme esquematizado abaixo:

<b>Potência de saída do inversor</b>	<b>Licença requerida</b>	<b>Documentação necessária</b>	<b>Nível de detalhamento</b>	<b>Resolução de referência</b>	<b>Prazo</b>
<b>Até 1MW</b>	Licença de operação	FCE – Formulário de Caracterização do Empreendimento	Baixo. Preenchimento de formulário com as características do empreendimento	CONAMA 01/86	15 dias
<b>1MW &lt; Pot &lt; 10MW</b>	Licença prévia	RCA – Relatório de Controle Ambiental	Médio. Necessário profissionais com conhecimento em licenciamento ambiental.	CONAMA 01/86 CONAMA 237/97 CONAMA 279/01	60 dias
	Licença de instalação	PCA – Plano de Controle Ambiental			60 dias
	Licença de operação	Reunião Técnica			60 dias
<b>10MW &lt; Pot &lt; 80 MW</b>	Licença prévia	RCA – Relatório de Controle Ambiental	Médio. Necessário profissionais com conhecimento em licenciamento ambiental.	CONAMA 01/86 CONAMA 237/97	Até 2 anos
	Licença de instalação	PCA – Plano de Controle Ambiental			
	Licença de operação	Reunião Técnica			
<b>Acima de 80MW</b>	Licença prévia	EIA/RIMA	Alto. Necessário profissionais especializados em licenciamento ambiental	CONAMA 01/86 CONAMA 237/97	Até 2 anos
	Licença de instalação	PCA – Plano de Controle Ambiental			
	Licença de operação	Reunião Técnica			

As usinas de minigeração distribuída com potência entre 1MW e 5MW estão sujeitas ao processo de licenciamento ambiental, requerendo as Licenças Prévia (LP), de Instalação (LI) e de Operação (LO). Define-se como:

a) Licença Prévia (LP): corresponde à licença concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade, aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação, observados os planos municipais, estaduais ou federais de uso e ocupação do solo;

b) Licença de Instalação (LI): autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante; e

c) Licença de Operação (LO): autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação.

Por derradeiro, há viabilidade ambiental para a construção e operação das Usinas Solares Fotovoltaicas. Ademais, é importante que a CONCESSIONÁRIA busque constantemente controlar, reduzir e compensar os impactos ambientais em todas as suas atividades. Para isso é importante o empenho para a elaboração de uma Política de Gestão Ambiental a fim de promover uma maior compreensão, organização e planejamento das ações da empresa, sobre os impactos dos seus produtos e serviços ao meio ambiente.

Nesse sentido surgiram diversas instituições de normatização, como ISO – International Organization for Standardization –, a EMAS - Eco-Management and Audit Scheme – a nível europeu e a ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas – no Brasil. Todas elas têm como objetivo agir como auxiliadoras na estruturação e facilitação do controle sobre sua organização na busca contínua de melhoria da relação indústria-meio ambiente.

Todas estas questões levantam a importância das políticas ambientais nas organizações, em especial nas instituições comumente associadas a temas ecologicamente amigáveis, tal como uma usina de produção de energia renovável. Dessa forma são recomendáveis as seguintes práticas sustentáveis:

- a) Possuir política ambiental adequada ao negócio e buscar melhorias contínuas ao desempenho ambiental da empresa;
  
- b) Considerar as políticas públicas relativas ao meio ambiente nos processos internos, buscando identificar e controlar resíduos gerados;
  
- c) Promover o treinamento e conscientização de seus colaboradores internos e externos acerca da importância da dimensão ambiental ao negócio, através de divulgação e ações de educação ambiental, visando o envolvimento de todos com a implementação das presentes diretrizes;
  
- d) Ter um programa de auditoria ambiental periódica, utilizando indicadores, e arquivar todos os resultados relativos a cada uma delas, que servirão de suporte para o aperfeiçoamento das fases de planejamento, implantação e operação;
  
- e) Promover ações, em sua área de influência, que contribuam para definir estratégias de conservação da natureza e de valorização humana e cultural, com respeito ao princípio da unidade do ambiente, expresso na diversidade e integridade da sociedade e dos ecossistemas naturais;
  
- f) Promover a cooperação técnica com instituições de ensino e pesquisa no desenvolvimento de estudos e projetos relativos às interações entre energia elétrica, meio ambiente e desenvolvimento sustentável;
  
- g) Promover o aperfeiçoamento profissional e tecnológico, buscando a minimização dos aspectos ambientais negativos e otimização dos positivos no empreendimento;
  
- h) Promover e estimular iniciativas de conservação de energia, por meio de sistemas de produção e distribuição mais eficientes, buscando o uso racional dos recursos naturais, a minimização dos impactos ambientais e a conservação da biodiversidade, num contexto de estratégia empresarial voltada para a sustentabilidade;
  
- i) Assegurar procedimentos adequados desde o desenvolvimento do projeto, aquisição, acondicionamento, manuseio e descarte de produtos perigosos, insalubres

e/ou contaminantes, bem como prevenir a poluição e estimular a prática de reciclagem e reaproveitamento de materiais;

j) Evitar o desperdício de água e energia;

k) Estabelecer processo contínuo de comunicação e esclarecimento ao público sobre questões relacionadas à energia elétrica e às ações ambientais;

l) Promover programas e ações ambientais de forma articulada com outros setores e instituições.



## 8. Análise Jurídica

### 8.1. Visão Geral

Neste Capítulo será abordada a modelagem jurídica do projeto de parceria público-privada de geração de energia fotovoltaica do município de Sacramento, contemplando os seguintes tópicos:

1. Desenho e Estruturação do Modelo Jurídico;
2. Procedimento da Licitação;
3. Aspectos Centrais do Contrato de Parceria Público-Privada
4. Minutas de Instrumentos Licitatórios e Demais Documentos Necessários à Implementação do Projeto:
  - Minuta de Decreto Municipal 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. (documentos à parte)

## 8.2. DESENHO E ESTRUTURAÇÃO DO MODELO JURÍDICO

### 8.2.1. Introdução

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.

### 8.2.2. 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 8.666, de 21 de junho de 1993).

#### 8.2.2.1. 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 a 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.

#### *8.2.2.2. 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.

### 8.2.2.3. Contratos Administrativos Tradicionais

As contratações públicas fundamentadas na Lei Federal nº 8.666, de 21 de junho de 1993 (Lei de Licitações), 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 além da Lei Federal nº 8.666, de 21 de junho de 1993 (Lei de Licitações), está em vigor a Lei Federal nº. 14.133/2021 que, de igual forma, dispõe sobre licitações e contratos administrativos.

A Lei Federal nº 14.133/2021 deu prazo certo para revogação da lei 8.666/93, dois anos a partir da sua publicação no diário oficial, a teor do que consta no art. 193, II (BRASIL, 2021), ressalvado o que dispõe o mesmo artigo no seu inciso I.

Até que a Lei Federal 8.666/93 seja inteiramente revogada a Administração Pública poderá utilizar qualquer dos dois normativos para licitar, no entanto, é vedada a combinação delas, a teor do que crava o art. 191 da lei 14.133/2021.

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, quando se está diante dos ditames da Lei Federal nº 8.666, de 21 de junho de 1993.

Diante da nova Lei de Licitações, que extinguiu no seu bojo com as modalidades tomada de preços e do convite, a escolha das modalidades de licitação deixará de observar o critério do valor estimado da contratação, conforme estabelece a Lei Federal nº 8.666, de 21 de junho de 1993.

Com efeito, o vulto econômico da contratação representa na Lei 8.666/1993 o principal critério de escolha entre a concorrência, tomada de preços e o convite. De outro norte, o concurso, o leilão e o pregão já não possuíam relação direta com o valor da contratação.

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, quando o ente público optar por aplicar na nova sistemática.

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.

Também, nestes contratos administrativos há vedação expressa (vide art. 7º, §3º da Lei de Licitações 8.666/93) a que o contratado financie as obras e serviços, o que muitas vezes, contraria o ideal do próprio objeto.

### 8.2.3. 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. Devendo 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 a 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 a Prefeitura, seu usuário direto, e sendo a produção de energia adicional uma forma de receita acessória*, 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.



A respeito do tema, Carlos Ari Sundfeld ensina que 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 Poder Público do Município de Sacramento 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 à Prefeitura Municipal de Sacramento, 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 da Prefeitura de Sacramento, promovendo benefícios diretos ao contribuinte. Com a sobra de recursos, toda a comunidade de Sacramento, 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.

Tais atividades são perfeitamente compatíveis 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 fotovoltaica.

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.

#### 8.2.4. 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 à Administração Pública Municipal o enriquecimento através 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.

## 8.2.5. Fatores Jurídicos, Técnicos E Procedimentais Do Município De Sacramento

### 8.2.5.1. Lei Autorizativa da Concessão

Não se pode olvidar, ainda, da discussão sobre a necessidade de autorização legislativa para a delegação de serviços públicos à iniciativa privada. Com efeito, não há, na Constituição da República, dispositivo que preveja a necessidade de edição de lei específica para permitir a concessão de serviços públicos.

O que a Constituição da República preceitua é que incumbe à Administração Pública, na forma da lei, a prestação de serviços públicos diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, e diz que a lei disciplinará as concessões. As expressões “na forma da lei” e “a lei disporá sobre”, contidas no do art. 175 da Constituição da República, remetem às normas gerais sobre contratações, incluídas as concessões, as quais foram editadas pela União no âmbito de sua competência privativa.

A Lei que regula a parceria público-privada institui normas gerais para licitação e contratação de PPPs no âmbito dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios e tem por fundamento a Constituição Federal, precisamente no seu art. 22, XXVII.

A Lei 11.079/2004 tem abrangência nacional, sendo aplicada a todas as esferas federativas; todavia, deverão ser observadas de forma subsidiária os regramentos contidos nas Leis 8.666/93 (licitações), 8.987/95 (concessões e permissões), 14.133/2021, nova lei de licitações, e 9.074/1995 que “estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências”.

Urge consignar que a competência da União para legislar sobre normas gerais, por certo, e à toda evidência, não exclui a competência dos Estados, Distrito Federal e Municípios de criar normas suplementares, a teor do que crava o art. 24, §2º, e 30, II, da C/1988.

A PPP administrativa é permitida tanto a serviços públicos quanto a serviços comuns do Estado. O artigo 2º, §2º, da Lei 11.079/04, dá-lhe o conceito:

“§ 2º 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.”

Aos serviços diretamente executados para a Administração é que se denomina neste trabalho de serviços comuns, cujo objetivo é suprir uma necessidade própria do Estado. Aos serviços diretamente executados para a Administração é que se denomina neste trabalho de serviços comuns, cujo objetivo é suprir uma necessidade própria do Estado prestando-lhe diretamente utilidades mediante a devida contraprestação pecuniária. São os serviços dispostos no artigo 6º da Lei de Licitações, Lei Federal nº. 8.666/93.

A distinção entre a PPP patrocinada cujo objeto é um serviço público e PPP administrativa se encerra na ausência nesta de qualquer cobrança de tarifa, em que à Administração competirá a completa remuneração do concessionário, sendo esta a usuária indireta do serviço público prestado.

Cumprido repisar que os serviços ora descritos, sejam destinados exclusivamente ao Estado, seja um serviço público, apresentam uma complexidade diversa dos demais serviços objetos de licitação e concessões comuns, pois, da mesma forma que na PPP patrocinada, exige-se investimentos superiores a R\$ 10 milhões para criação, ampliação ou recuperação de infraestrutura, sendo que objeto deste contrato não se limitará somente à execução da obra, mas incluirá, necessariamente, o dever de utilização desta estrutura para a prestação de um serviço.

Tendo em vista o disposto acima, e sem prejuízo das discussões travadas no âmbito doutrinário e até mesmo judicial sobre a constitucionalidade de tais dispositivos à luz do princípio da separação, independência e harmonia entre os Poderes, para os fins do presente estudo, considerou-se desnecessária a edição de lei específica que autorize a delegação de prestação de serviços ao ente privado.

#### *8.2.5.2. Instauração de Processo Administrativo*

A sugestão é que o procedimento de licitação siga de acordo com o que é traçado pela Lei Federal nº. 8.666/93, tendo em vista sua maior solidez, com relação aos entendimentos jurisprudenciais e doutrinários.

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:

#### **Termo de Abertura e Autuação do Processo Administrativo Licitatório**

O processo administrativo deve estar devidamente autuado em sequência cronológica, numerado e rubricado, contendo em cada volume os respectivos termos de abertura e encerramento (Orientação Normativa nº 2/2009 AGU).

### Nomeação da Comissão Especial de Licitação

Caso o Município de Sacramento não tenha nomeado comissão permanente de licitação ou não deseje utilizá-la, far-se-á necessário proceder à nomeação da comissão especial, composta por no mínimo, 3 (três) membros, sendo pelo menos 2 (dois) deles servidores qualificados pertencentes aos quadros permanentes dos órgãos da Administração Pública Municipal responsáveis pela licitação.

Esta comissão será responsável por receber, examinar e julgar todos os documentos relativos à licitação e ao cadastramento de licitantes.

Caso o Município já tenha constituído a comissão, importante juntar ao processo administrativo a portaria/ato administrativo que nomeia a comissão permanente/especial de licitação, logo após o termo de abertura e autuação do processo administrativo.

Também, deverá o presidente da comissão proceder à certificação de juntada da nomeação da comissão.

### Autorização de Abertura de Procedimento Administrativo Licitatório

É a autorização da autoridade competente que demonstre a conveniência e a oportunidade da contratação.

O presidente da Comissão deverá proceder à certificação de juntada da autorização.

### 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.

#### 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.

#### Manifestação da Secretaria Municipal do Meio Ambiente

Manifestação da Secretaria Municipal 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.

#### Decreto que regulamenta realização de Audiência Pública

O Decreto vai estabelecer as regras para a realização de audiência pública destinada à divulgação e discussão da minuta de edital e respectiva minuta do contrato de concessão.

A minuta de Decreto sugerida segue anexa ao presente Caderno.

O presidente da comissão deverá juntar cópia do Decreto, bem como proceder à certificação de juntada. Também caberá ao presidente juntar as publicações e lavrar

certidão atestando que o Decreto foi publicado no Diário Oficial e em jornal de grande circulação.

#### 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.

#### Aviso de início da Consulta Pública e convocação para a Audiência 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-á 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 audiência pública são abordadas de forma mais aprofundada no tópico abaixo.

#### Certificação de publicação do aviso de Consulta e Audiência 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.

#### 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.



## Encaminhamento do Processo Administrativo à Procuradoria Geral do Município para aprovação da versão final do edital e anexos

Encaminhamento do processo administrativo à Procuradoria para exame e aprovação das minutas do edital, do contrato de concessão e demais anexos, nos termos do parágrafo único do art. 38, da Lei de Licitações.

Além de proceder ao encaminhamento do processo administrativo à Procuradoria é importante fazer constar o encaminhamento em livro de protocolo.

## Parecer da Procuradoria Geral do Município de Sacramento

Manifestação da procuradoria acerca dos documentos a ela submetidos.

Juntada do parecer exarado pela procuradoria ao processo administrativo.

## Aviso de licitação contendo o extrato do edital

O aviso de licitação contendo o extrato do edital deverá ser publicado no Diário Oficial do Município e em jornal 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.

### (iii) 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.

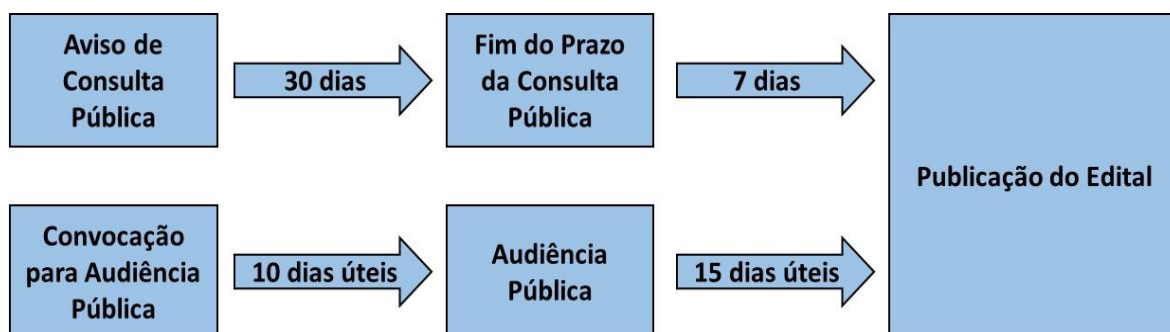
### *8.2.5.3. Procedimento para a Realização de Audiência e Consulta Públicas*

Nos termos do art. 39, da Lei de Licitações, sempre que o valor estimado para uma licitação for superior a R\$ 150.000.000 (cento e cinquenta milhões de reais), o processo licitatório será iniciado, obrigatoriamente com uma audiência pública, para fins de discussão e esclarecimento das dúvidas que possam vir a surgir sobre o Projeto. Embora não seja este o caso do objeto hora modelado, aconselhamos que a audiência pública seja realizada, para fins de transparência e publicidade do objeto.

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.



*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 Municipal. 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 Municipal que, deverá avaliar a viabilidade de alteração do edital e de seus anexos.

## 8.2.6. 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 8.666/93, 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 a Implantação, operação e manutenção de Usina de Geração Distribuída do município de Sacramento.

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:

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;

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 melhor classificada na etapa de abertura da proposta comercial. Será considerada classificada em primeiro lugar a licitante que oferecer o menor preço na proposta comercial.

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.

## 8.2.7. Aspectos Centrais do Contrato de Concessão

### *8.2.7.1. Prazo de vigência do contrato de concessão*

Em consonância com a modelagem econômico-financeira, o prazo contratual vislumbrado para o Projeto é de 25 (vinte e cinco) 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.

### *8.2.7.2. Natureza das receitas e seu compartilhamento com o poder concedente*

A Concessionária deverá aferir receitas provenientes da contraprestação pecuniária paga pelo Município ao longo do projeto.

Em caso de receitas acessórias, o compartilhamento será feito na proporção de 10% (dez) para o Município e 90% (noventa) para a Concessionária.

### *8.2.7.3. 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.

### *8.2.7.4. 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 assumira 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 consequências 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 perante o tribunal arbitral especialmente para este fim, no caso de descumprimento das normas contratuais pelo Poder Concedente.

#### (i) Riscos do Poder Concedente

Constituem riscos suportados exclusivamente pelo PODER CONCEDENTE, que poderão ensejar REEQUILÍBRIO ECONÔMICO- FINANCEIRO DO CONTRATO:

a) Mudanças nas especificações do OBJETO do CONTRATO por solicitação do PODER CONCEDENTE, decorrentes de nova legislação ou regulamentações públicas brasileiras, com exceção daquelas evidenciadas no ANEXO 1 do CONTRATO - CADERNO DE ENCARGOS e outros ANEXOS do CONTRATO.

b) Incorporação de novas tecnologias ao OBJETO do CONTRATO, solicitadas pelo PODER CONCEDENTE.

c) Qualquer modificação unilateral do CONTRATO de CONCESSÃO ADMINISTRATIVA, imposta pelo PODER CONCEDENTE.

d) Ações ou omissões ilícitas do PODER CONCEDENTE ou de quem lhe represente.

e) Redução de custos da CONCESSIONÁRIA, decorrente de incentivos ou facilidades de qualquer gênero oferecidos pelo PODER CONCEDENTE, demais entes da Federação ou entidades integrantes de sua administração indireta, tais como, linhas de crédito especiais, benefícios oriundos da celebração de convênios, de incentivos fiscais, de facilidades tecnológicas oferecidas, de transferência de conhecimento, de disponibilização ou subsídio de serviços necessários ao funcionamento dos serviços do CONTRATO sem ônus para a CONCESSIONÁRIA, dentre outros.

- f) Mudança na legislação tributária que altere custos da obra, custos operacionais ou custos de manutenção de equipamentos, exceto imposto incidente sobre a renda ou sobre a receita bruta.
- g) Atrasos decorrentes da negociação com a companhia elétrica que fornece energia à Administração Pública.
- h) Ocorrência de eventos de força maior ou caso fortuito, exceto quando seu seguro possa ser contratado junto a instituições seguradoras, no mercado brasileiro, na data da ocorrência ou quando houver apólices vigentes que cubram o evento.
- i) Atrasos decorrentes da não obtenção de autorizações, licenças e permissões PRÉVIAS de órgãos da Administração Pública Federal, Estadual e Municipal exigidas para construção ou operação da(s) infraestrutura(s) relacionadas ao OBJETO do CONTRATO, e quaisquer outras instalações para o funcionamento, exceto se decorrente de fato imputável à CONCESSIONÁRIA.<sup>7</sup>
- j) Quaisquer alterações legais federais/estaduais/municipais ou de agências reguladoras que tenham implicação direta com o OBJETO do CONTRATO e que afetem no resultado econômico-financeiro do CONTRATO.
- k) Descumprimento de suas obrigações contratuais ou regulamentares, incluindo, mas não se limitando, ao descumprimento de prazos aplicáveis ao PODER CONCEDENTE previstos no CONTRATO e/ou na legislação vigente.
- l) Alterações na metodologia de cálculo dos índices de desempenho, que eventualmente seja aprovada pelo PODER CONCEDENTE.
- m) Solicitar à concessionária de energia local a ampliação da rede de energia, nos casos em que for necessário a expansão da infraestrutura de transmissão.

---

<sup>7</sup> Este item não exime a responsabilidade de a CONCESSIONÁRIA prever, em seu calendário, possíveis atrasos na obtenção de autorizações, licenças e permissões com o Poder Público; bem como a responsabilidade de a CONCESSIONÁRIA obter as autorizações, licenças e permissões de instalação e operação do equipamento.

n) Repassar dados, documentos ou outras informações à CONCESSIONÁRIA que estejam desatualizados, incorretos ou imprecisos e que afetem na correta execução do CONTRATO.

## (ii) Riscos da Concessionária

Salvo os riscos expressamente alocados ao PODER CONCEDENTE conforme expressos acima, a CONCESSIONÁRIA é exclusiva e integralmente responsável por todos os demais riscos relacionados à presente concessão, não sendo, portanto, fatores que gerem o REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DO CONTRATO:

a) Aumento de preço nos insumos para a execução das OBRAS, salvo aqueles que decorram diretamente de mudanças legais, conforme disposto no Contrato.

b) Elaboração do planejamento e projeto executivo referente à execução deste CONTRATO, bem como a verificação dos dados disponibilizados no EDITAL e seus ANEXOS.

c) Risco de erros na manipulação dos dados oferecidos pelo PODER CONCEDENTE na elaboração do Plano de Negócios e na elaboração da proposta de preço vinculados ao CONTRATO.

d) Investimentos, custos ou despesas adicionais decorrentes da elevação dos custos operacionais e de compra, manutenção, retrabalho, mudança da origem do material ou transporte dos equipamentos.

e) Risco de obtenção de financiamento, envolvendo disponibilidade de fundos, taxas de juros, ou quaisquer outros fatores que afetem o financiamento.

f) Estimativa incorreta do custo dos investimentos a serem realizados pela CONCESSIONÁRIA.

g) Investimentos, custos ou despesas adicionais necessárias para o atendimento das especificações técnicas determinadas pelo PODER CONCEDENTE ou de quaisquer

das obrigações contratuais, para manutenção do nível de serviço estabelecido e da qualidade na prestação dos serviços previstos no CONTRATO.

- h) Estimativa incorreta do cronograma de execução dos investimentos.
- i) Prejuízos decorrentes de falha na segurança no local de realização das OBRAS.
- j) Risco de furto, roubo, vandalismo, depredações e abalroamento.
- k) Atrasos no cumprimento do cronograma de construção em virtude de condições temporais adversas.
- l) Riscos de não funcionamento da(s) Usina Solar(es) Fotovoltaica(s) por falhas técnicas.
- m) Aumento do custo de capital, inclusive os resultantes de aumento das taxas de juros.
- n) Riscos do não fornecimento de energia elétrica ao PODER CONCEDENTE.
- o) Riscos e despesas relacionados a não existência de acesso à rede elétrica de distribuição próxima ao local de construção da Usina Solar Fotovoltaica.
- p) Aumento de custo dos financiamentos captados pela CONCESSIONÁRIA.
- q) Aumento de custos causados direta ou indiretamente relacionada a avanços tecnológicos obrigatórios e que afetem o OBJETO do CONTRATO.
- r) Variação das taxas de câmbio e de inflação.

s) Prejuízos a terceiros, causados direta ou indiretamente pela CONCESSIONÁRIA ou por qualquer outra pessoa física ou jurídica a ela vinculada, em decorrência de OBRAS ou da prestação dos serviços relacionados ao OBJETO do CONTRATO.

t) Prejuízos decorrentes de erros na realização das OBRAS que ensejem a necessidade de refazer parte ou a totalidade das OBRAS.

u) Atrasos decorrentes da não obtenção de autorizações, licenças e permissões da Administração Pública Federal, Estadual e Municipal exigidas para construção ou operação das novas instalações, exceto se decorrente de fato imputável ao Poder Público.

v) Atraso na entrega de instalações, equipamentos e documentos necessários no final do período da construção.

w) Imperfeições nos projetos de engenharia quanto às normas urbanísticas e ambientais.

x) Risco pela variação dos custos - a CONCESSIONÁRIA assume o risco pela variação dos custos de seus insumos, mão de obra e financiamento em qualquer condição, principalmente em situações de:

- Ocorrência de dissídio, acordo ou convenção coletiva de trabalho ou outros motivos que aumentem os custos de pessoal.
- Ineficiências ou perdas econômicas decorrentes de falhas, de negligência, de inépcia ou de omissão na exploração adequada do OBJETO do CONTRATO.
- Ocorrência de greve do seu pessoal ou a interrupção ou falha de fornecimento de materiais e serviços realizados por funcionários contratados pela CONCESSIONÁRIA ou pelas SUBCONTRATADAS e prestadoras de serviços à CONCESSIONÁRIA.
- Ocorrência de acidentes de trabalho.

y) Risco de roubo ou furto de bens durante o período de pré-implantação, implantação, operação, encerramento e pós-operação da infraestrutura relacionada ao OBJETO do CONTRATO.

z) A incidência de responsabilidade civil, administrativa, trabalhista, ambiental, tributária e criminal por fatos que possam ocorrer durante a execução das OBRAS relacionadas ao OBJETO do CONTRATO, incluídos os custos gerados por condenações ou pelo acompanhamento de ações judiciais.

aa) Falência, falha no desempenho e atraso nas entregas das subcontratadas e fornecedores.

bb) Danos causados aos bens públicos afetos ao serviço.

cc) Os gastos para manutenção e consertos do ativo, não cobertos pelas apólices de seguros ou garantias do fabricante.

dd) Mudanças dos projetos apresentados pela CONCESSIONÁRIA que não tenham sido solicitadas pelo PODER CONCEDENTE

ee) Riscos de não cumprimento das condicionantes ambientais, caso existam.

ff) Qualquer ônus financeiro decorrente do risco de contaminação do solo, do ar e dos recursos hídricos, ou quaisquer outros eventos que causem poluição e ensejam na necessidade de reparação de danos ambientais.

gg) Ocorrência de danos causados à vizinhança e moradores da região onde será construída a(s) Usina(s) Solar(es) Fotovoltaica(s) decorrentes de fatos imputáveis à CONCESSIONÁRIA.

hh) Ocorrência de eventos de força maior ou caso fortuito quando a sua cobertura seja aceita por instituições seguradoras, no mercado brasileiro.

- ii) Destruição, roubo, furto ou perda de BENS REVERSÍVEIS e de suas receitas.
  
- jj) Quaisquer tipos de danos causados aos equipamentos, veículos, infraestruturas, ferramentas e outros itens afetos ao OBJETO do CONTRATO por fatos imputáveis à CONCESSIONÁRIA.
  
- kk) Custos gerados por condenações ou pelo acompanhamento de ações judiciais movidas por ou contra terceiros.
  
- ll) Riscos decorrentes de eventual incapacidade do mercado em fornecer-lhe os bens e insumos necessários à prestação dos serviços OBJETO do CONTRATO.
  
- mm) Riscos relacionados à contratação de mão de obra não qualificada para o serviço exigido.
  
- nn) Valorização ou depreciação dos BENS REVERSÍVEIS.
  
- oo) Variação na efetivação das RECEITAS ACESSÓRIAS ou projetos associados.
  
- pp) Ineficiências ou perdas econômicas decorrentes de falhas na organização dos serviços relacionados ao OBJETO do CONTRATO realizados pela CONCESSIONÁRIA.
  
- qq) A redução de receita em decorrência da aplicação dos índices de desempenho e qualidade, constantes do SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E DESEMPENHO.
  
- rr) Riscos relacionados à dificuldade de acesso à rede de distribuição de energia da região, bem como da não obtenção de parecer de acesso à rede.
  
- ss) Riscos de não fornecer a demanda mínima necessária ao PODER CONCEDENTE.

tt) Riscos de atraso do cronograma de fornecimento de créditos de energia elétrica ao PODER CONCEDENTE, estando a CONCESSIONÁRIA sujeita a multas definidas nos demais ANEXOS deste CONTRATO.

### (iii) Caso Fortuito e Causa Maior

Consideram-se caso fortuito e força maior, com as consequências estabelecidas no CONTRATO de concessão, os eventos imprevisíveis e inevitáveis, alheios às partes, e que tenham um impacto direto sobre o desenvolvimento das obras, serviços e atividades da concessão administrativa.

a) Caso fortuito é toda situação decorrente de fato alheio à vontade das partes, porém proveniente de atos humanos. Constituem nomeadamente caso fortuito: atos de guerra, hostilidades, invasão ou terrorismo e inexecução do contrato de concessão por alteração na estrutura político administrativa do PODER CONCEDENTE que, diretamente, afetem as obras, serviços e atividades compreendidos no contrato.

b) Força maior consiste no fato resultante de situações independentes da vontade humana. Constituem nomeadamente força maior: epidemias globais, radiações atômicas, graves inundações, ciclones, tremores de terra e outros cataclismos naturais, que, diretamente, afetem as obras, serviços e atividades compreendidos no contrato.

c) Na ocorrência de caso fortuito ou força maior, cujas consequências não sejam cobertas por seguro em condições comerciais viáveis, deverá ser realizado, em comum acordo entre as partes, reequilíbrio econômico-financeiro do contrato ou a extinção da concessão administrativa, observado o disposto no contrato.

#### *8.2.7.5. Garantias a serem promovidas pela concessionária*

Não obstante a discricionariedade da Administração Pública em estabelecer (ou não) a exigência de garantia de execução do contrato, os estudos que ora se apresenta concluíram pela necessidade de se fixar garantias em favor da Administração Pública Municipal.

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 foi a onerosidade em torno da própria exigência da garantia. Via de regra, o oferecimento de garantia representa um valor que será agregado à proposta comercial, o que equivale dizer que os custos dessa exigência serão repassados diretamente ao Poder Concedente. No entanto, ao ponderar os benefícios decorrentes da existência de garantia em favor do Poder Concedente, especialmente a possibilidade de ágil reposição de prejuízos em que possa incorrer em caso de inadimplemento da concessionária, os estudos concluíram que a exigência de garantia constitui um bom "custo-benefício" para Administração Pública Municipal.

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 e 1% (um por cento) do valor do contrato, a fim de assegurar o fiel cumprimento das obrigações contratuais.

#### *8.2.7.6. Estruturação de garantias pelo município*

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), 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 pelo Município ganha relevância. A experiência mostra que 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."*

Nesses termos, o PODER CONCEDENTE abrirá conta-garantia específica, aberta em instituição financeira, que atuará como agente fiduciário, especificamente para a garantia de adimplemento de valores devidos pela Administração Municipal à CONCESSIONÁRIA.

Em situação normal, os recursos voltam a ser transferidos normalmente aos caixas do Tesouro Municipal. Contudo, em caso de inadimplemento da contraprestação pública, os recursos da conta depósito serão transferidos diretamente à concessionária.

De outro lado, sempre que houver o inadimplemento da contraprestação pública, o agente fiduciário ficaria responsável por transferir recursos da conta-garantia 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.

#### *8.2.7.7. 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 pensadas 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.

#### *8.2.7.8. 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.

#### *8.2.7.9. 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.

#### *8.2.7.10. 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, definida previamente em contrato, segundo as regras previstas no regulamento vigente na data em que a arbitragem for iniciada, naquilo que não conflite com o previsto no contrato de concessão.

#### *8.2.7.11. 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.