2025

Projeto

ESTUDOS E PESQUISAS APLICADAS DE AUTOSSUFICIÊNCIA ENERGÉTICA DO SERPRO

Produto 2

Anexo 4 – *Regional Porto Alegre (PAE)*

Brasília, Outubro de 2025

ambiental
PESQUISAS E PROJETOS

PROJETO - ESTUDOS E PESQUISAS APLICADAS DE AUTOSSUFICIÊNCIA ENERGÉTICA DO SERPRO

Contrato: CONTRATO ORIGINAL - nº SERPRO-PPT-2025/00010

Anexo 4 – Regional Porto Alegre (PAE)



Brasília/DF
2025

Sumário

1. Descrição da Unidade 1
2. Soluções Analisadas 3
3. Dimensionamentos 6
3.1. Sistemas Fotovoltaicos e de Armazenamento de Energia 6
3.2. Parâmetros urbanísticos e adequações de infraestrutura civil (extra) 9
4. Análises Econômico-Energéticas 13
4.1. Premissas 13
4.2. Resultados 14
5. Análises Econômico-Financeiras Institucionais 17
5.1. Premissas 17
5.2. Resultados 19
6. Considerações Finais e Recomendações 23

1. Descrição da Unidade

A unidade regional do SERPRO em Porto Alegre está localizada na Av. Augusto de Carvalho, 1133 – Bairro Praia de Belas, Porto Alegre/RS, CEP 90010-390, nas coordenadas -30.0378, -51.2333. O edifício em alvenaria e concreto armado possui área construída de 3.110,01 m² (28,9%) em um lote de 10.754 m². O telhado da unidade atualmente é composto por telhas metálicas em alguns pontos e de fibrocimento em outros.

A subestação é composta por dois transformadores a óleo, de 500 kVA cada. Na enchente de 2024, o conjunto permaneceu submerso por mais de um metro. Ainda assim, à inspeção visual, os equipamentos apresentam bom estado aparente, e o ambiente dispõe de sistemas de climatização e exaustão. Atualmente, a unidade opera com gerador locado, contratado após a avaria do equipamento anterior durante a inundação. O gerador supre parcialmente a carga, sem redundância, atendendo apenas às cargas críticas alimentadas por nobreak. A Figura 1 apresenta a vista aérea da unidade do Serpro em Porto Alegre.

Figura 1: Vista Aérea da Unidade Serpro Porto Alegre.



Em termos de geração de energia, ressalta-se que a unidade não dispõe, na data de elaboração deste relatório, de sistema fotovoltaico. Ao longo deste documento, apresentam-se diferentes soluções para reduzir os gastos com energia e elevar a autossuficiência.

Na sequência, apresentam-se os resultados das simulações, cálculos e modelagens técnico-financeiras conduzidas pela equipe, com o objetivo de fornecer informações consistentes e suficientes para subsidiar a tomada de decisão quanto ao cenário mais economicamente viável e ambientalmente sustentável para a Regional Porto Alegre.

2. Soluções Analisadas

Nesta seção, são apresentadas as soluções consideradas para a autossuficiência energética e eficiência econômica da Regional Belo Horizonte do Serpro. Cada uma delas contempla combinações do ACR ou do ACL com ajustes contratuais, autoprodução de energia e sistemas de armazenamento, permitindo a comparação de seus impactos técnico-econômicos, regulatórios e institucionais ao longo do horizonte de análise de 20 anos.

- **ACR Atual**

Este cenário representa a manutenção da situação vigente, com suprimento de energia no ambiente de contratação regulada (ACR), ou seja, exclusivamente por meio do contrato atual estabelecido com a distribuidora local. Trata-se do ponto de partida para a comparação das demais alternativas, servindo como referência para mensuração dos ganhos proporcionados por eventuais ajustes contratuais ou investimentos em geração própria.

- **ACR com Ajustes Contratuais**

Neste cenário, mantém-se a operação no ACR, porém com a adoção de ajustes referentes à demanda contratada ou à modalidade tarifária que foram sugeridos no produto da Etapa 1 do presente estudo. O objetivo consiste em otimizar o perfil de contratação, reduzindo custos sem alteração estrutural da forma de suprimento de energia elétrica.

- **ACR com Ajustes Contratuais + GD**

Este cenário considera a permanência no ACR, já com os ajustes contratuais implementados, acrescida de uma geração distribuída na forma de uma usina solar fotovoltaica. A usina deve ser no modelo *grid-zero* e visa atender parte relevante do consumo da unidade, proporcionando ganhos adicionais em termos de redução da fatura de energia elétrica.

- **ACR com Ajustes Contratuais + GD + Baterias**

Esta alternativa amplia a capacidade instalada da geração fotovoltaica da estratégia anterior, mas agora associada a um sistema de armazenamento de energia elétrica em baterias. Dessa forma, o arranjo permite não apenas a geração local, mas também o aproveitamento de

excedentes de geração de energia em horários de maior valor tarifário, buscando otimizar a economia obtida frente ao cenário de referência.

- **ACL**

Neste cenário, considera-se a migração para o ambiente de contratação livre (ACL), após a implementação dos ajustes relativos ao perfil contratual e às demandas, sugeridas no produto da Etapa 1 do presente projeto. A estratégia visa capturar os benefícios da maior flexibilidade do mercado livre de energia, tanto em termos de preços como de adequação às necessidades da unidade consumidora, assim como a possibilidade de aquisição de energia proveniente exclusivamente de fontes renováveis.

- **ACL + Autoprodução Local**

Além da migração para o ACL e dos ajustes contratuais sugeridos no produto da Etapa 1 do presente estudo, este cenário prevê a instalação de usina fotovoltaica considerando o modelo de autoprodução local. A medida fortalece a independência energética da unidade e potencializa a economia frente ao custo de referência.

- **ACL + Autoprodução Local + Baterias**

Este cenário constitui a alternativa mais robusta, combinando a operação no ACL ajustado com a instalação de uma usina fotovoltaica com capacidade instalada maior que a da solução anterior, além de um sistema de baterias. Tal configuração amplia os benefícios da autoprodução local, ao possibilitar a gestão do excedente de geração, elevando a segurança e a previsibilidade dos ganhos econômicos no longo prazo.

Até a finalização da etapa 1 deste projeto, as soluções analisadas priorizaram o equilíbrio entre viabilidade econômica e ganhos de autossuficiência, englobando tanto o cenário ótimo econômico quanto o ótimo econômico com baterias. No entanto, ainda não havia sido considerada uma alternativa cujo foco principal fosse a maximização da autossuficiência energética, independentemente de restrições econômicas, ambientais ou do tempo de retorno do investimento. Essa abordagem foi demandada pela equipe do Serpro, após a finalização da etapa 1, para se avaliar o potencial técnico máximo de geração local de energia das unidades, bem como para quantificar o grau de independência possível frente ao suprimento externo.

- ACL + Autoprodução Local + Baterias – Cenário Máxima Autossuficiência

Neste cenário, propõe-se o aproveitamento integral das áreas disponíveis para instalação de sistemas de geração fotovoltaica, incluindo telhados, estacionamentos e demais superfícies aptas à implantação de painéis solares. As áreas empregadas neste cenário foram indicadas pela equipe do Serpro. A configuração mantém a operação no ambiente de contratação livre (ACL) e adota o modelo de autoprodução local, associado a um sistema de armazenamento de energia de maior capacidade.

O objetivo consiste em maximizar a autossuficiência energética da unidade, buscando reduzir ao mínimo possível a dependência da rede pública de distribuição. Essa estratégia, embora demande um investimento significativamente mais elevado e apresente maior prazo de retorno, permite avaliar o limite técnico de independência energética que a unidade pode alcançar. Entretanto, a adoção dessa configuração pode implicar desafios adicionais, como a necessidade de supressão de vegetação arbórea, eventuais intervenções em áreas verdes e o risco de ultrapassar índices de permeabilidade exigidos pela legislação urbanística vigente. Ainda assim, a solução reforça a resiliência operacional, assegura maior estabilidade no suprimento elétrico e contribui para a sustentabilidade ambiental, por meio do uso intensivo de energia proveniente de fonte renovável.

Em síntese, as soluções avaliadas permitem contrastar estratégias que vão desde a manutenção do modelo contratual atual até a adoção de alternativas avançadas de autoprodução local associadas a sistemas de armazenamento de energia. Essa abordagem comparativa oferece suporte técnico e econômico para a escolha da configuração mais compatível com os objetivos institucionais de eficiência, sustentabilidade e segurança energética da Regional Porto Alegre.

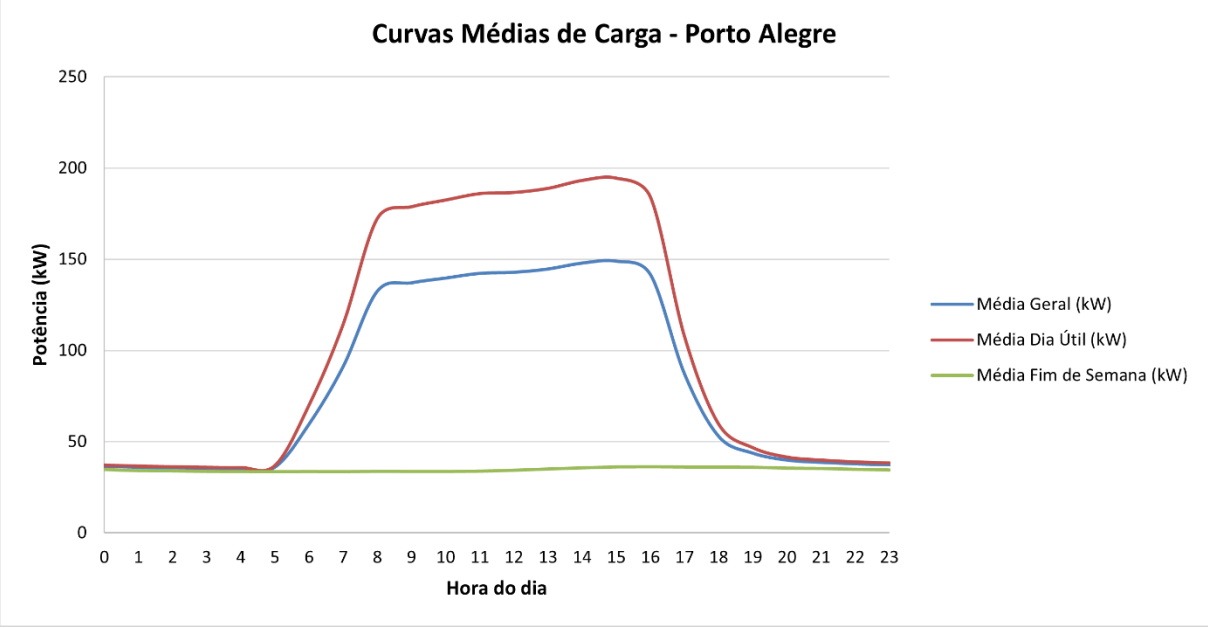
Tal relatório contempla de forma sistemática os aspectos técnicos, financeiros, regulatórios, jurídicos e ambientais de cada arranjo, oferecendo a fundamentação necessária para a comparação entre cenários. Em outras palavras, a seleção das soluções aqui apresentadas encontra respaldo direto nas análises exibidas no Relatório da Etapa 2, o que justifica a priorização das alternativas acima mencionadas para a Regional Porto Alegre.

3. Dimensionamentos

3.1. Sistemas Fotovoltaicos e de Armazenamento de Energia[1]

Atualmente, a Regional Porto Alegre do SERPRO não possui sistema fotovoltaico em operação. O consumo médio de energia elétrica da unidade é de 65,80 MWh/mês. Esse valor foi adotado como referência para o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Para a análise, foram utilizados os dados de memória de massa referentes ao período de janeiro a junho de 2025, representados na Figura 2, que ilustra as curvas médias de carga diária (dias úteis, fim de semana e geral) desta unidade

Figura 2: Curvas de Demanda e de Geração de Energia Elétrica por meio da Usina da Regional de Porto Alegre.



Com base nas informações exibidas na Figura 2, bem como nas visitas técnicas realizadas e nas reuniões com a equipe do Serpro, definiu-se o layout apresentado na Figura 3. O projeto contempla a instalação de módulos fotovoltaicos sobre a cobertura do edifício e no

[1] Especificações técnicas dos equipamentos utilizados como base de cálculos energéticos e orçamentários são apresentados no Apêndice 1.

estacionamento, na forma de *carports*.

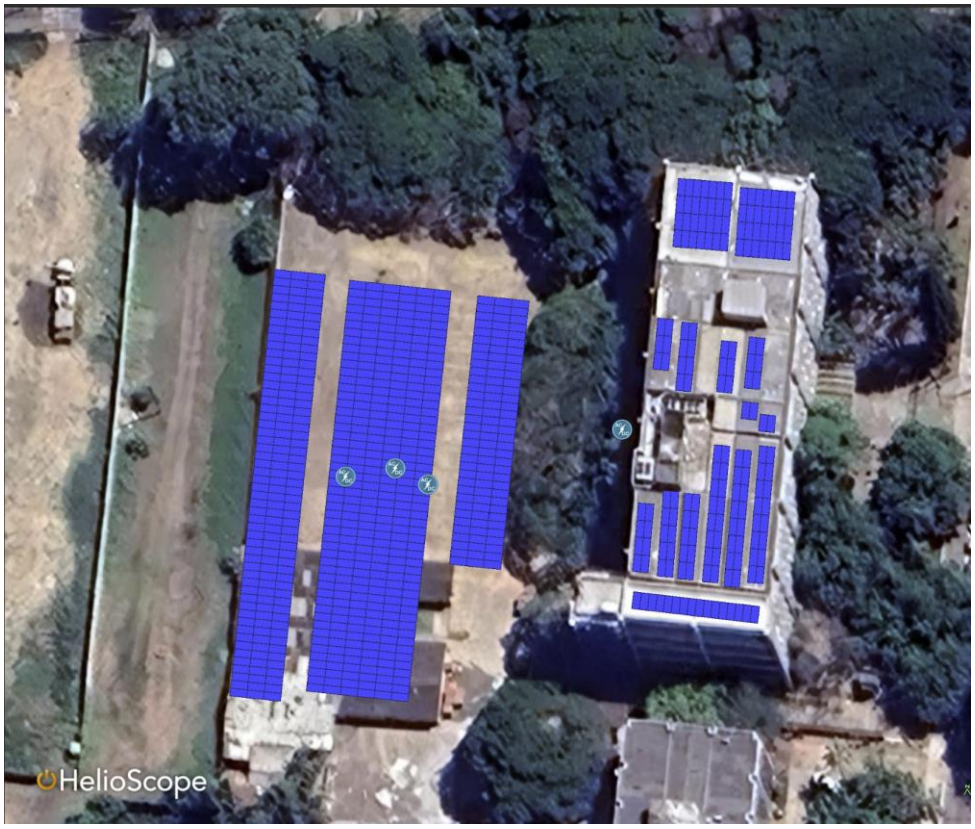
Figura 3: Vista aérea das instalações da Regional Porto Alegre do Serpro, considerando a instalação de placas fotovoltaicas utilizando-se o máximo do telhado e do estacionamento



A área disponível na unidade não é suficiente para alcançar um elevado percentual de autossuficiência. Conforme a Figura 2, em dias úteis, não há perdas por corte de geração na estratégia grid zero. Aos fins de semana, entretanto, essas perdas se fazem presentes devido à menor demanda. Diante desse comportamento, não se justifica o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia (BESS). O arranjo proposto totaliza 259,56 kWp de potência instalada, com geração média estimada de 22,06 MWh/mês, equivalente a 36,93% do consumo médio da unidade.

Conforme mencionado, por solicitação da equipe do Serpro, foi ainda considerado neste estudo o cenário de máxima autossuficiência (Figura 4).

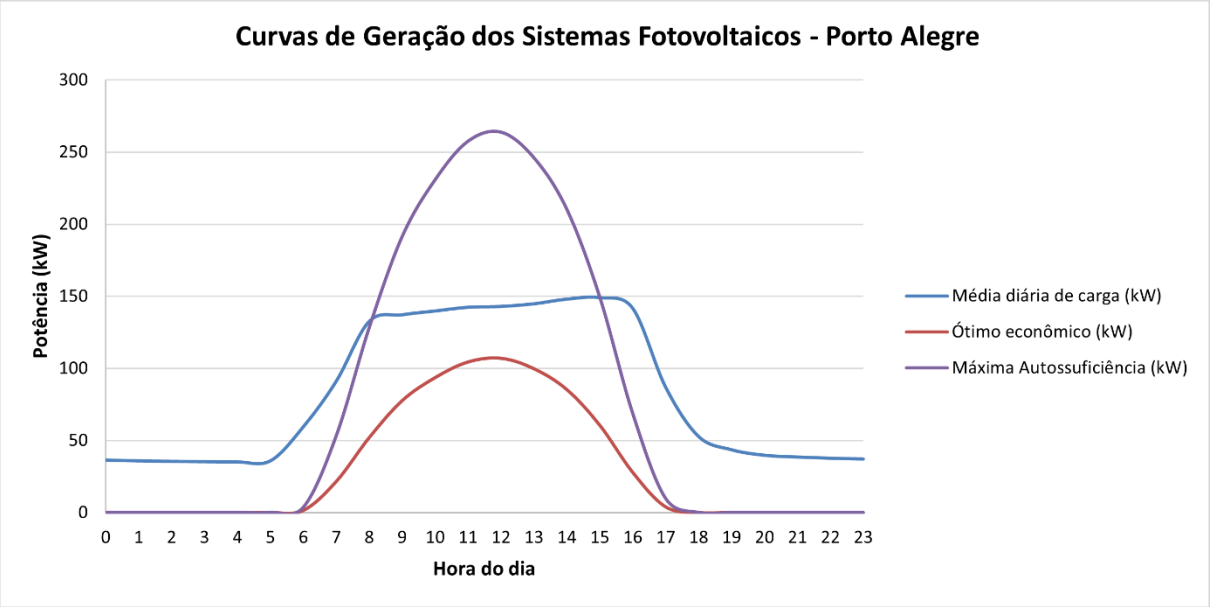
Figura 4: Vista aérea das instalações da Regional Porto Alegre, considerando a instalação de placas fotovoltaicas com foco na máxima autossuficiência



Empregando-se as áreas exibidas na figura 4 é possível obter um sistema fotovoltaico com potência igual a 503,37 kWp, equivalente a 90,37% de autossuficiência.

A figura 5 apresenta as curvas de geração dos sistemas fotovoltaicos de 259,56 e 503,37 kWp, que equivalem, respectivamente, a 36,93% e 90,37% de autossuficiência e, ainda, a curva média diária de carga da unidade de Porto Alegre.

Figura 5: Curvas de geração dos sistemas fotovoltaicos de 259,56 e 503,37 kWp e a curva média diária de carga da unidade de Porto Alegre



3.2. Parâmetros urbanísticos e adequações de infraestrutura civil (extra)

Constata-se, por meio de análise urbanística preliminar, que a área do SERPRO em Porto Alegre está situada na Macrozona 1, Unidade de Estruturação Urbana – UEU 46, Subunidade 3, conforme definido no Plano Diretor de Desenvolvimento Urbano e Ambiental do município. De acordo com a Lei de Uso e Ocupação do Solo (LUOS), prevê-se uma taxa de permeabilidade mínima de 10% para os lotes da UEU 46. Na configuração atual de ocupação, aproximadamente 91% da área encontra-se impermeabilizada por edificações e estacionamentos. Contudo, como os módulos fotovoltaicos serão instalados sobre a cobertura da edificação principal e do estacionamento, sem impermeabilização adicional do solo, a taxa de permeabilidade permanecerá inalterada (Figura 6).

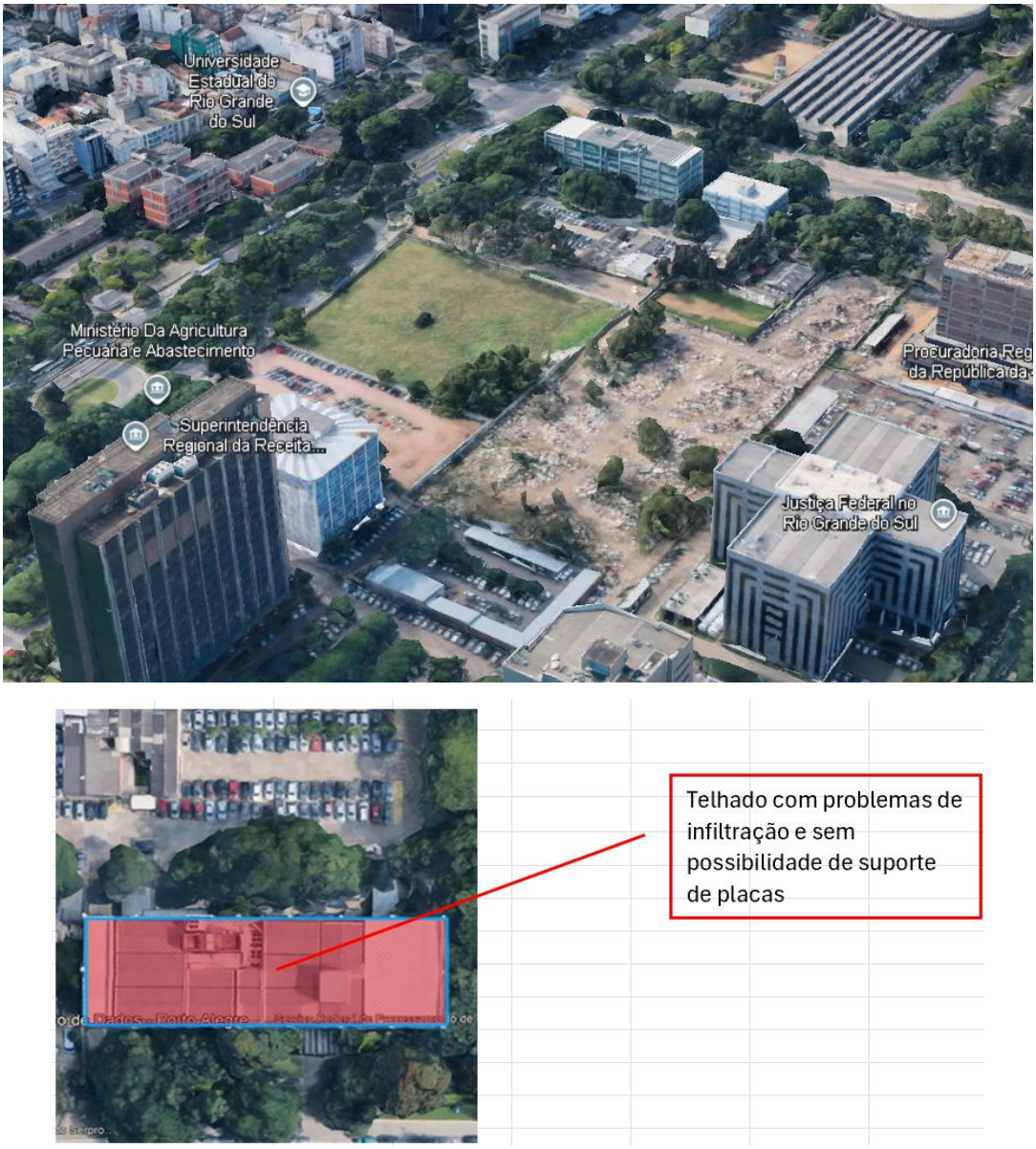
No que tange ao sombreamento por construções no entorno, avalia-se que há médio risco de impacto para o sistema fotovoltaico projetado, no médio ou longo prazo, especialmente para as projeções de estacionamento. Isso se deve ao fato de a UEU 46 prever áreas para prédios

públicos que podem ser altos, sendo que o terreno adjacente ao SERPRO encontra-se atualmente vazio. A projeção de sombras se dá exatamente neste sentido leste-oeste, ou seja, um prédio maior ali posicionado pode trazer prejuízos para as placas ali projetadas (Figura 7). Por outro lado, em diálogo com técnicos do SERPRO local, a expectativa de uma nova construção ali no curto prazo é pouco provável, especialmente considerando a ocorrência recente de drástica inundação de todo o setor em 2023.

Figura 6: Vista áerea da área impermeabilizada por edificações e estacionamentos.



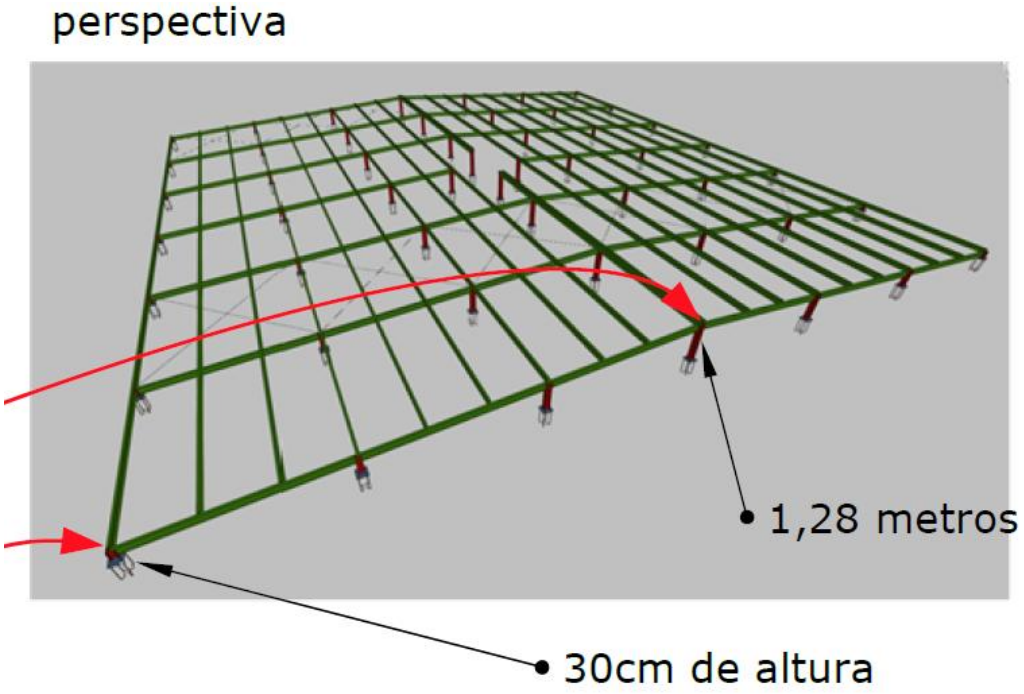
Figura 7: A. Panorama 3D da área do SERPRO considerando a área de entorno imediato; B. Projeções de áreas com painéis X remanescentes permeáveis



Para a instalação dos painéis solares previstos para a Regional Porto Alegre, identificou-se a necessidade de desenvolver projeções complementares de infraestrutura civil, denominadas “estruturas de suporte extras”, visando assegurar suporte físico adequado e seguro para a fixação dos painéis fotovoltaicos. A elaboração dessas projeções mostrou-se necessária para coberturas existentes previamente avaliadas como estruturalmente insuficientes ou comprometidas.

Com base na análise in loco e nos estudos dos projetos existentes (plantas e memoriais descritivos), foram elaboradas e dimensionadas as estruturas de suporte extras, com a consolidação de orçamento contendo lista de materiais, mão de obra e BDI. Esse detalhamento é fundamental para os cálculos e indicadores financeiros dos cenários em análise, que consideram autoprodução de energia local (Figura 8).

Figura 8: Localização e exemplo de estrutura de suporte extra projetada para a Regional de Porto Alegre.



4. Análises Econômico-Energéticas

De modo geral, a análise econômico-energética pode ser definida como a avaliação integrada de custos, benefícios e eficiência no uso da energia em diferentes alternativas tecnológicas ou de gestão, com o objetivo de identificar a opção mais viável sob os pontos de vista técnico e financeiro. No contexto do presente estudo, essa análise tem por finalidade comparar distintas soluções de autossuficiência energética para cada Regional do Serpro, levando em conta suas especificidades técnicas, legais e ambientais. Assim, o estudo articula indicadores econômicos e energéticos, fornecendo uma base sólida para a tomada de decisão estratégica acerca da solução que melhor atende aos objetivos institucionais de sustentabilidade, economia e confiabilidade operacional de cada Regional.

4.1. Premissas

Para a avaliação dos diferentes cenários de custo para o Serpro, foi necessário projetar, ao longo de um horizonte de 20 anos, as variáveis de consumo, grandezas contratadas, tarifas reguladas, preços de mercado livre, geração e armazenamento projetados para as unidades consumidoras.

No caso do consumo, utilizou-se como ponto de partida a média das últimas doze medições registradas em cada unidade. Sobre essa base, aplicou-se uma taxa de crescimento anual de 1% para grandezas relacionadas à energia e de 0,5% ao ano para grandezas relacionadas à potência.

As grandezas contratadas no ACR, foram projetadas com taxa de crescimento de 0,5% ao ano. Já com relação às tarifas reguladas, utilizou-se a tarifa atual da distribuidora, sem projeção de reajustes, uma vez que todas as estimativas foram realizadas em base real, isto é, sem atualização monetária pela inflação.

Quanto aos preços de energia no ACL, o ponto de partida foi os preços vencedores do certame realizado pelo Serpro para o atendimento das unidades consumidoras no período de 20 anos.

A partir de 2030, adotaram-se como premissa preços de mercado também em base real, ou seja, sem reajuste inflacionário.

Por fim, para a projeção de geração das usinas fotovoltaicas, considerou-se a geração média mensal esperada do sistema. Foram aplicadas taxas de degradação de eficiência de 1% no primeiro ano e de 0,4% ao ano nos períodos subsequentes, em conformidade com as especificações dos fabricantes dos módulos.

O sistema de armazenamento de energia elétrica em baterias, quando aplicado, foi dimensionado de acordo com a capacidade nominal dos equipamentos, considerando uma taxa de degradação de eficiência de 0,5% ao ano.

Todos os custos projetados ao longo do horizonte de avaliação foram trazidos a valor presente, aplicando-se como Taxa Mínima de Atratividade (TMA) o Custo Total de Capital a Mercado-WACC para o setor de tecnologia da informação estimado em 12,64% ao ano. Essa taxa de desconto assegura que a análise reflita de forma consistente o custo de oportunidade do capital da organização, permitindo avaliar em valor corrente o custo final associado a cada cenário avaliado.

4.2. Resultados

Na Tabela 1, apresentam-se os valores acumulados das faturas de energia elétrica da Regional Porto Alegre estimadas para o período de 20 anos, trazidos a valor presente, considerando os cenários avaliados neste estudo, a saber: ACR Atual (Cenário de Referência), ACR com Ajustes Contratuais, ACR com Ajustes Contratuais + GD 259,56 kWp, ACL,ACL + Autoprodução Local 259,56 KWp e ACL + Autoprodução 503,37 kWp + Baterias (cenário máximo de autossuficiência)

Tabela 1: Comparação dos custos totais das diferentes soluções analisadas, considerando o valor líquido presente para um período de 20 anos e tomando a situação contratual atual como cenário de referência.

Soluções	Parâmetro		Valor
ACR Atual (Cenário de Referência)	Total	R$	6.242.787,30

ACR com Ajustes Contratuais	Total	R$	4.801.897,96
	Economia	R$	1.440.889,34
	Economia (%)		23,1%
ACR com Ajustes Contratuais + GD 259,56 kWp	Total	R$	3.631.386,98
	Economia	R$	2.611.400,32
	Economia (%)		41,8%
ACL	Total	R$	3.421.783,60
	Economia	R$	2.821.003,70
	Economia (%)		45,2%
ACL + Autoprodução 259,56 kWp	Total	R$	2.422.804,57
	Economia	R$	3.819.982,73
	Economia (%)		61,19%
ACL + Autoprodução 259,56 kWp + Baterias	Total		R$ 2.422.804,57
	Economia		R$ 3.819.982,73
	Economia (%)		61,19%
ACL + Autoprodução 503,37 kWp + Baterias	Total		R$ 2.031.268,45
	Economia		R$ 4.211.518,85
	Economia (%)		67,46%

Da Tabela 1, é possível observar, de maneira quantitativa, as diferenças econômicas entre os cenários propostos para a Regional Porto Alegre. A manutenção da situação atual no ACR representa o maior dispêndio ao longo do horizonte de 20 anos, acumulando R$ 6.242.787,30 em faturas de energia elétrica, configurando-se, portanto, como a alternativa menos eficiente economicamente. Quando se consideram apenas os ajustes contratuais junto à distribuidora, há uma redução parcial dos custos, com o total acumulado caindo para R$ 4.801.897,96, o que equivale a uma economia de aproximadamente R$ 1.440.889,34 (23,1%) em relação ao cenário de referência, ainda que sem impacto expressivo no nível de autossuficiência energética.

A incorporação de geração distribuída de 259,56 kWp melhora sensivelmente o desempenho, com redução das faturas acumuladas para R$ 3.631.386,98, representando economia de R$ 2.611.400,32 (41,8%) frente ao ACR Atual. Todavia, o ganho permanece limitado pela potência instalada e pela estratégia de operação em grid zero.

Ainda da análise da Tabela 1, abrangendo também os cenários no ACL, é possível verificar que a migração para o ambiente livre, combinada ou não com autoprodução local, apresenta resultados significativamente superiores em termos de redução de custos. Na verdade, a simples migração para o ACL, sem considerar geração própria, acumula R$ 3.421.783,60 em faturas de energia no período de análise, o que já representa uma economia de R$ 2.821.003,70 (45,2%) em relação ao cenário ACR Atual tomado como referência.

Quando se adiciona a usina fotovoltaica de 259,56 kWp, os custos caem para R$ 2.422.804,57, alcançando uma economia acumulada de R$ 3.819.982,73 (61,19%) frente ao cenário de referência. Esse resultado demonstra ganhos expressivos, compatíveis com a maior flexibilidade contratual do ACL e com a redução da exposição à tarifa regulada.

Por fim, observa-se que o cenário ACL + Autoprodução 503,37 kWp + Baterias apresenta desempenho econômico ainda mais favorável, acumulando R$ 2.031.268,45 ao longo de 20 anos, o que representa uma economia de R$ 4.211.518,85 (67,46%) frente ao ACR Atual. Esse resultado evidencia que o aumento da potência instalada, quando associado ao armazenamento, amplia substancialmente o aproveitamento da energia gerada, elevando os ganhos econômicos e aproximando a instalação de um patamar ótimo de autossuficiência no contexto analisado.

5. Análises Econômico-Financeiras Institucionais

As análises econômico-institucionais são abordagens que integram dimensões econômicas e institucionais para avaliar a viabilidade de projetos, considerando tanto os fluxos financeiros quanto o papel de normas, regras e práticas que moldam decisões. No caso do projeto de autossuficiência energética das unidades do Serpro, esse tipo de análise permite examinar alternativas sob uma visão macro e institucional, destacando não apenas os benefícios privados, que se traduzem em ganhos diretos para cada unidade, mas também os benefícios patrimoniais, tais como a valorização de ativos e infraestrutura, assim como os benefícios socioambientais. Assim, contribui-se para um estudo de viabilidade técnica e econômica mais completo e alinhado às necessidades da empresa e da sociedade.

5.1. Premissas

Para cada cenário avaliado que envolve investimento, foi realizado o levantamento do seu *Capital Expenditure* (CAPEX). Esse cálculo contemplou os custos de aquisição e instalação dos módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação, sistemas elétricos auxiliares, bem como eventuais investimentos adicionais em sistemas de armazenamento de energia, quando aplicável. Além disso, foram considerados os custos indiretos relacionados a engenharia, licenciamento, obras civis e conexão elétrica, de forma a garantir uma estimativa realista e factível considerando a natureza e a localidade da Regional avaliada. Adicionalmente, incluiu-se no planejamento o reinvestimento previsto ao final do 15º ano de operação, destinado à repotencialização dos inversores de potência.

Para a avaliação do *Operational Expenditure* (OPEX), por sua vez, foram considerados dois custos principais associados à implantação do projeto. O primeiro, de maior relevância, refere-se à operação do ativo, com ênfase no monitoramento e acompanhamento contínuo da geração do empreendimento. Essa atividade permite identificar desvios de desempenho e subsidiar eventuais ações de manutenção corretiva ou preventiva. Tradicionalmente, esse serviço é realizado pela empresa integradora durante o primeiro ano de operação. A partir do

segundo ano, contudo, torna-se necessário terceirizar a atividade, o que gera custos adicionais ao empreendimento. O segundo custo associado ao OPEX corresponde à contratação de seguros para os equipamentos, prática que tem se consolidado como padrão de mercado em empreendimentos de porte semelhante. Esse item garante maior segurança operacional e financeira, mitigando riscos relacionados a danos materiais, falhas técnicas ou eventos externos que possam comprometer a continuidade da geração.

Assim, para a estimativa do provento econômico decorrente da implantação do sistema, foi necessário elaborar, de forma integrada, projeções de consumo, geração, custos tarifários e preços do mercado livre de energia ao longo de todo o horizonte de análise, que foi considerado como sendo de 20 anos.

Com base nessas projeções, o provento econômico foi obtido pela diferença entre o custo projetado sem a implantação do sistema de geração e o custo projetado com a implantação do sistema de geração. Assim, ele pode ser compreendido como a economia líquida proporcionada pela inserção do sistema fotovoltaico em cada cenário avaliado. Esse indicador não apenas traduz o benefício direto do projeto na redução de custos, mas também constitui a base para a avaliação de sua atratividade financeira no longo prazo. Dessa forma, foi estruturado um fluxo de caixa livre que integra o CAPEX, o OPEX e o provento econômico, que, agregado ao cômputo de outros benefícios, permitiu a apuração dos principais indicadores econômico-financeiros de investimento, visando a trajetória de autossuficiência energética do Serpro.

Os parâmetros utilizados no fluxo de caixa de 20 anos levam em conta a eficiência na geração fotovoltaica, correção tarifária, consumo de energia elétrica, investimentos patrimoniais, fatores de emissões indiretas de gases de efeito estufa e preço da tonelada de carbono no mercado.

Os indicadores econômico-financeiros do projeto de geração de energia limpa foram estimados tendo como suporte os investimentos em CAPEX e OPEX e nas externalidades positivas denominadas de benefícios privados, patrimoniais e socioambientais, os quais foram calculados a valor corrente e presente e comparados, visando à tomada de decisão, tendo

como Taxa Mínima de Atratividade (TMA) o Custo Total de Capital a Mercado-WACC para o setor de tecnologia da informação estimado em 12,64% ao ano.

Destaca-se ainda que, em conssonância com o movimento ESG de renomadas instituições empresariais, os projetos de investimentos foram aqui avaliados a partir de indicadores que consideram os benefícios privados (os quais são gerados a partir de investimentos econômicos proporcionados pelo negócio), assim denominados de benefícios privados (BP), de benefícios patrimoniais (cujos investimentos são necessários para suportar os equipamentos fotovoltaicos e de benefícios socioambientais (os quais são gerados a partir da redução de fatores de emissões de gases de efeito estufa - GEE) e traduzidos como benefícios socioambientais (BSA).

5.2. Resultados

A Regional Porto Alegre apresenta um potencial de geração fotovoltaica correspondente a 36,9% para o cenário ótimo econômico, de 36,9% para o ótimo econômico com baterias (uma vez que ambos utilizam a mesma capacidade instalada) e de 90,4% para o cenário de máxima autossuficiência. Conforme os dados da Tabela 2, para suportar potenciais de geração de **259,56 kWh** nos dois primeiros cenários, o projeto apresenta um CAPEX+OPEX, a valor presente, de **R$ 1,868,62 milhão** tanto para o cenário ótimo econômico quanto para o ótimo econômico com baterias, uma vez que o investimento base (sem baterias) permanece igual em ambos os casos. Já para o cenário de máxima autossuficiência, que requer uma capacidade instalada de **503,37 kWh**, correspondente a 90,4% de autogeração, o CAPEX+OPEX a valor presente alcança **R$ 26,218,60 milhões**, refletindo a ampliação substancial da infraestrutura fotovoltaica necessária para atender quase a totalidade do consumo da unidade.

Tabela 2: Indicadores básicos do projeto para a Regional Porto Alegre.

Indicadores Básicos	Resultados		
	Cenário ótimo Econômico	Cenário ótimo Econômico c/ Baterias	Máxima Autossuficiência
Consumo de Energia em 2024, em mil kWh	455,9	455,9	455,9
Capacidade de Autogeração Fotovoltaica, em kWh	259,56	259,56	503,37

Capacidade de Autogeração Fotovoltaica, em %	36,9%	36,9%	90,4%
CAPEX do Projeto a Valor Corrente, em R$ mil	R$ 1.799,80	R$ 1.799,80	R$ 25.094,77
OPEX do Projeto a Valor Corrente, em R$ mil	R$ 422,50	R$ 422,50	R$ 3.600,43
CAPEX + OPEX a Valor Corrente, em R$ mil	R$ 2.222,30	R$ 2.222,30	R$ 28.695,19
CAPEX + OPEX a Valor Presente, em R$ mil	R$ 1.868,62	R$ 1.868,62	R$ 26.218,60

Na Tabela 3, por sua vez, apresentam-se os principais indicadores econômico-financeiros relacionados às soluções avaliadas neste estudo que envolvem investimento, a saber: ACR com Ajustes Contratuais + GD 259,56 kWp, e ACL + Autoprodução Local 259,56 kWp. Tais indicadores foram estimados tendo como base a taxa mínima de atratividade (TMA) de 12,64% ao ano.

Tabela 3: Principais indicadores econômico-financeiros do projeto para a Regional Porto Alegre.

	ACR com Ajustes Contratuais + GD 259,56 kWp	ACR com Ajustes Contratuais + GD 259,56 kWp + Baterias	ACL + Autoprodução 259,56 kWp	ACL + Autoprodução 503,37 kWp + Baterias
Total dos Benefícios a Valor Presente em R$ mil	R$ 3.543,24	R$ 3.543,24	R$ 4.222,71	R$ 6.146,99
Total dos Custos a Valor Presente em R$ mil	R$ 1.868,62	R$ 1.868,62	R$ 2.444,56	R$ 26.311,99
Relação Benefício-Custo a Valor Presente em R$	R$ 1,90	R$ 1,90	R$ 1,73	R$ 0,23
Valor Presente Líquido (VPL) em R$ mil	R$ 1.674,62	R$ 1.674,62	R$ 1.778,16	-R$ 20.165,00
Taxa Interna de Retorno (TIR)	27,77%	27,77%	29%	-5,8%
Relação TIR/TMA	13,43%	13,43%	14,39%	-16,4%
Payback Simples (anos)	3,537	3,537	3,381	37,11
Payback Descontado (anos)	4,996	4,996	4,734	66,37

ROI do Projeto a Valor Presente	0,9	0,9	0,73	-R$ 0,77

A comparação entre as alternativas de autossuficiência energética da Regional Porto Alegre exige a avaliação integrada dos dez indicadores econômico-financeiros apresentados na Tabela 3. Para isso, emprega-se uma métrica objetiva de ranqueamento das soluções, fundamentada tanto nos critérios clássicos de análise de projetos quanto nas orientações definidas pelo Termo de Referência. Como resultado desse procedimento, as alternativas foram ordenadas da seguinte forma: ACL + Autoprodução Local 259,56 kWp apresentou a maior pontuação, com 20,70 pontos; ACR com Ajustes Contratuais + GD 259,56 kWp obteve 19,50 pontos; e a modalidade ACL + Autoprodução 503,37 kWp + Baterias registrou pontuação negativa de –61,69 pontos. Essa pontuação evidencia a superioridade das alternativas em ACL quando comparadas às demais modalidades disponíveis.

A análise dos indicadores econômico-financeiros confirma que a alternativa ACL + Autoprodução Local 259,56 kWp se destaca como a solução mais consistente para a Regional Porto Alegre. Essa modalidade apresenta Valor Presente Líquido de R$ 1.778,16 mil, Taxa Interna de Retorno de 29% e payback simples de 3,381 anos (payback descontado de 4,734 anos). Sua relação benefício-custo, igual a R$ 1,73, indica que os benefícios superam os custos descontados ao longo da vida útil do projeto. Esses resultados revelam um investimento robusto, financeiramente atrativo e com retorno em prazo adequado para projetos de geração distribuída. Em contraste, a alternativa ACL + Autoprodução 503,37 kWp + Baterias, correspondente à última coluna da Tabela 3, não se apresenta como uma solução economicamente consistente. O Valor Presente Líquido altamente negativo, de –R$ 20.165,00 mil, demonstra que os benefícios econômicos descontados não compensam os custos do investimento. A Taxa Interna de Retorno é negativa em –5,8%, resultando em relação TIR/TMA igualmente negativa (–16,4%). Os prazos de retorno são excessivamente longos, com payback simples estimado em 37,11 anos e payback descontado de 66,37 anos, valores totalmente incompatíveis com projetos de geração distribuída. Dessa forma, mesmo com maior

capacidade instalada e armazenamento energético por baterias, essa configuração não apresenta viabilidade econômica, justificando sua pontuação negativa no ranqueamento.

Diante dos resultados apresentados, a equipe do Instituto Ambiental recomenda, como ótimo econômico, o cenário ACL + Autoprodução Local 259,56 kWp.

6. Considerações Finais e Recomendações

Conforme evidenciado nas seções anteriores, a simples migração para o ACL, considerando as recomendações de demandas contratadas apresentadas no relatório da Etapa 1 deste estudo, já promove impacto significativo na redução do valor da fatura de energia elétrica da Regional Porto Alegre. Essa alternativa proporciona economia de 45,3% no horizonte de 20 anos quando comparada ao cenário ACR Atual, tornando evidente o ganho institucional associado à operação no ambiente de contratação livre. Os resultados tornam-se ainda mais expressivos quando se incorpora a autoprodução local, especialmente no modelo grid zero, capaz de elevar a eficiência energética e reduzir substancialmente os custos operacionais da unidade.

A análise integrada dos indicadores econômico-financeiros apresentados na Tabela 3 demonstra que o cenário ACL + Autoprodução Local 259,56 kWp apresenta o melhor desempenho global entre as alternativas avaliadas. Essa solução reúne VPL positivo de R$ 1.778,16 mil, TIR de 29%, relação benefício-custo de R$ 1,73 e prazos de retorno compatíveis com projetos de geração distribuída (payback simples de 3,381 anos e payback descontado de 4,734 anos). Esses indicadores evidenciam que a alternativa oferece o melhor equilíbrio entre investimento, risco e retorno, justificando sua posição como ótimo econômico da Regional Porto Alegre.

Por outro lado, a alternativa ACL + Autoprodução Local 503,37 kWp + Baterias, correspondente ao cenário de máxima autossuficiência, apresenta desempenho substancialmente inferior. O VPL negativo (–R$ 20.165,00 mil), a TIR negativa (–5,8%), a relação benefício-custo igual a R$ 0,23 e os prazos de retorno extremamente longos (payback simples de 37,11 anos e payback descontado de 66,37 anos) demonstram que a expansão de capacidade, apesar de elevar a autossuficiência para 90,4%, não se traduz em viabilidade econômica. Assim, trata-se de um cenário que só se justificaria em situação excepcional de prioridade institucional absoluta à autossuficiência, independentemente do compromisso financeiro envolvido.

À luz desses resultados, conclui-se que o cenário ACL + Autoprodução Local 259,56 kWp configura-se como a solução mais economicamente atrativa e ambientalmente consistente para a Regional Porto Alegre. Essa alternativa proporciona economia acumulada de 61,2% frente ao cenário ACR Atual, apresenta desempenho financeiro robusto e assegura nível relevante de autossuficiência energética (40,61%). Simultaneamente, entende-se que o cenário de máxima autossuficiência pode atender a análises específicas do Serpro, mas não se recomenda sua adoção devido à ausência de viabilidade econômica.

Nesse contexto, apresentam-se na Tabela 4 as recomendações de ações necessárias para adoção da solução ACL + Autoprodução Local 259,56 kWp, incluindo a atualização das demandas contratadas, a migração para o ACL e a posterior licitação e implantação da usina fotovoltaica no modelo grid zero, conforme prazos regulatórios e cronograma indicativo.

Tabela 4: Recomendações das ações a serem tomadas pelo Sepro para a adoção da solução ACL + Autoprodução Local 258,56 kWp para a Regional Porto Alegre.

Passo		Ação	Início	Fim
1	**Atualizar as Demandas Contratadas**	Solicitar à distribuidora de energia elétrica a atualização dos valores dos Montantes de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD)	Imediato	Tipicamente, entre 30 e 90 dias, contados a partir da solicitação do consumidor, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021
2	**Migrar para o ACL**	Denunciar o Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER) à distribuidora de energia elétrica	Imediato	180 dias, contados a partir da solicitação do consumidor, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021
3	**Instalar a Geração Local**	Dar início ao processo de licitação para instalação da usina fotovoltaica no modelo *grid-zero* com capacidade de geração de 258,56 kWp	Imediato	Até 18 meses, considerando um tempo transcorrido típico em empresas públicas desde o início do processo de licitação até a efetiva entrada em operação de uma usina fotovoltaica desse porte, além das obras civis necessárias