

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM CLIENTES DO GRUPO A COM MICROGERAÇÃO FV

Energy storage at group A customers with microgeneration FV.

José Luandson Martins Frazão

martinslluandson@gmail.com

Manoel Henrique de Oliveira Pedrosa Filho

Manoel@pesqueira.ifpe.edu.br

RESUMO

Diante do alto custo da tarifa de energia em clientes do grupo A sobre o consumo nos horários de ponta, se viu a necessidade de soluções que pudessem suprir o consumo nesses horários de forma mais econômica. Logo, o armazenamento de energia aliado com a microgeração FV é uma possível solução a se empregar, pensando nisso foi levantada a possibilidade da inserção desta solução. No decorrer do trabalho foram levantados alguns cenários com possíveis soluções além do armazenamento de energia, como por exemplo, o diesel para suprir esse consumo de forma mais barata. Pensando em uma análise mais completa, foi realizado o estudo com duas Unidades Consumidoras com perfis de consumo na ponta muito diferente, para assim saber se os cenários com possíveis soluções apresentariam a mesma viabilidade ou não. Através de dados de consumos das unidades consumidoras foi possível realizar o dimensionamento tanto de sistemas solares fotovoltaicos, como de banco de baterias, gerador diesel e assim compará-los. Através de softwares como PVSyst foi possível realizar as simulações necessárias, e por meio do Excel pode ser feito as análises financeiras. No final deste trabalho foi possível perceber que sistemas de armazenamento de energia ainda não são viáveis para todos os perfis de consumo. Em unidades consumidoras em que o funcionamento é fora do horário de ponta os sistemas com armazenamento apresentaram viabilidade e se mostraram competitivos com geradores a diesel para a mesma finalidade, já quando a unidade consumidora além de funcionar no horário fora ponta, também funciona no horário de ponta, o armazenamento de energia ainda não se mostrou viável.

Palavras-chave: Armazenamento de energia. Gerador diesel. Tarifas horo-sazonais. Sistemas Fotovoltaicos.

ABSTRACT

Given the high cost of energy tariffs for Group A clients during peak consumption hours, there was a recognized need for solutions that could meet consumption during

these times more economically. Therefore, the storage of energy combined with photovoltaic microgeneration is a potential solution to consider. In the course of the work, various scenarios were explored, considering alternative solutions such as diesel to meet consumption more cost-effectively. To conduct a more comprehensive analysis, a study was conducted with two consumer units having significantly different peak consumption profiles. This aimed to determine whether the scenarios with potential solutions would be equally viable or not. Using consumption data from the consumer units, it was possible to dimension both photovoltaic solar systems and battery banks, along with diesel generators, allowing for a comparative analysis. Simulations were performed using software such as PVSyst, and financial analyses were conducted using Excel. In conclusion, it was observed that energy storage systems are not yet feasible for all consumption profiles. For consumer units with low energy consumption during peak hours, these systems proved to be viable and competitive with diesel generators for the same purpose. However, in cases of high consumption, energy storage is still not economically viable.

Keywords: Energy Storage Diesel Generator. Energy Tarrifs. Photovoltaic Systems.

1 INTRODUÇÃO

O armazenamento de energia elétrica, de acordo com EPE (2019), faz menção ao processo de acumulação utilizando alguma tecnologia específica com o propósito de utilização em momentos subsequentes. Essa capacidade de armazenamento pode se tornar algo fundamental para gerenciar as flutuações na demanda e na geração de energia, permitindo a utilização da energia quando é mais necessária, mesmo que a geração não esteja ocorrendo simultaneamente com a demanda.

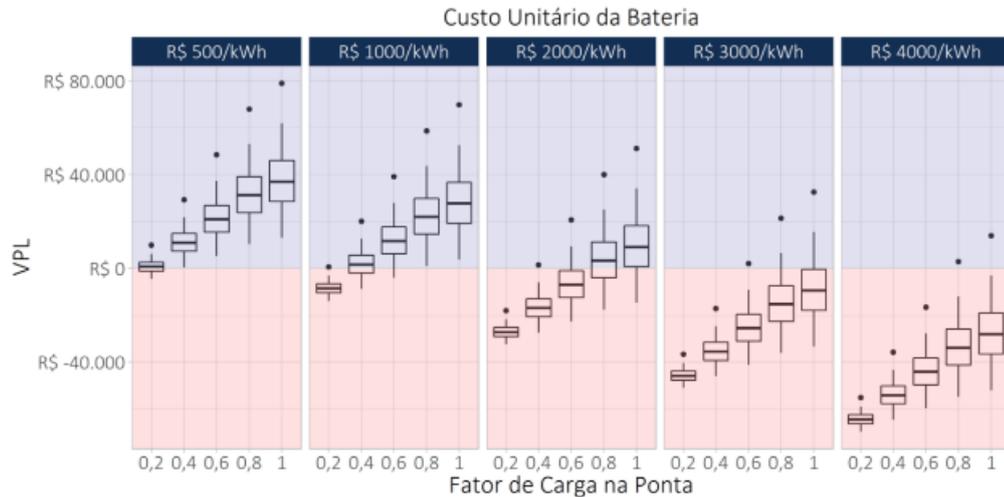
Os sistemas de armazenamento de energia elétrica constituem um dos pilares essenciais na transição energética. De acordo com a organização Ember, em 2021, 10% da eletricidade gerada no mundo provinha de fontes eólicas e solares que são fontes de geração intermitentes (SOUZA, 2022). As mudanças recentes no sistema elétrico brasileiro introduzem novos desafios ao planejamento e à operação do sistema elétrico nacional. Estas são marcadas pelo aumento na participação de fontes de geração variável e a diminuição da capacidade de armazenamento de energia nos reservatórios das usinas hidrelétricas devido a fatores climáticos que afetam o país em determinadas épocas do ano.

O sistema elétrico brasileiro passa a enfrentar desafios não apenas relacionados à escassez de energia, como no passado, mas também à escassez de potência (EPE, 2019). Diante desse crescimento no uso de fontes de energia intermitente, o armazenamento de energia assume uma importância fundamental para viabilizar uma maior integração dessas fontes no Sistema Interligado Nacional (SIN), reduzindo a intermitência da geração de energia (IBERDROLA, 2022).

Seguindo nesta linha, em 2022, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) divulgou o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) (EPE, 2022). O capítulo 9.4 trata do armazenamento de energia elétrica por meio de baterias de íon-lítio em unidades consumidoras.

O gráfico da Figura 1 ilustra a distribuição do Valor Presente Líquido (VPL) em relação a diferentes fatores de carga, com base em vários valores de custo unitário das baterias.

Figura 1 - Variação do VPL do investimento em baterias com tarifa horo sazonal A4 Verde para diferentes Fatores de Carga na ponta (FCp) em relação ao custo da bateria.



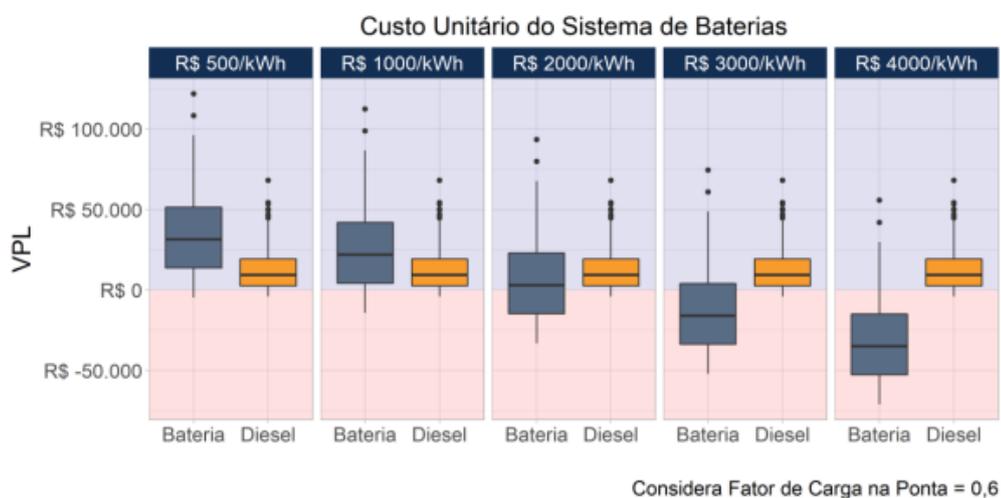
Fonte: EPE, 2022.

Observa-se, na Figura 1, que o VPL é negativo para qualquer fator de carga nas simulações apresentadas, considerando o custo de bateria acima de R\$ 3.000/kWh, mostrando que não há a viabilidade do investimento em armazenamento nestes casos.

Com custo de R\$ 500,00/kWh pode-se notar que os investimentos em baterias tornam-se viáveis a partir de fatores de carga igual ou superior a 0,2, já para R\$ 2.000,00/kWh o mesmo investimento só seria viável para consumidores com fator de carga na ponta acima de 0,6. (EPE, 2022).

Outro gráfico interessante é o mostrado na Figura 2, que compara o VPL em relação ao custo de baterias e do diesel considerando um FCp igual a 0,6.

Figura 2 - Diferença entre o VPL do investimento em baterias (vida útil de 20 anos) e o VPL do investimento em geração diesel para uso no horário de ponta A4 Verde, em relação ao custo das baterias.



Fonte: EPE, 2022.

De acordo com a Figura 2, com preços de R\$ 500,00/kWh, as baterias são mais vantajosas em relação ao diesel, mas para o valor de R\$ 2000,00/kWh há um equilíbrio entre o diesel e as baterias. Isso mostra que o diesel ainda é competitivo para suprimento de energia em horários de ponta, entretanto sabemos que um gerador a diesel, gera ruído, emissão de gases e dentre outros poluentes. (EPE, 2022)

EPE (2022) relata que, no Brasil, as baterias para esta finalidade ainda são pouco utilizadas diante do seu elevado custo e das poucas possibilidades de aplicação com retorno financeiro. Desta forma, o mercado de baterias no Brasil principalmente baterias de íon-lítio é bastante pequeno, com poucos fornecedores e modelos disponíveis, considerando uma projeção de redução de preço de 8,3% a.a.

Esta previsão que pode variar de acordo com o cenário, principalmente pelo fato do aumento da produção dos carros elétricos e como estes usam este tipo de baterias, é possível que ocorra um aumento do número de fornecedores e conseqüentemente a redução do preço (EPE, 2019).

Um outro estudo com esta temática, porém desenvolvido para consumidores do grupo A, foi o de Caurio (2021) que analisou a redução de gastos com energia elétrica deste através de um sistema de armazenamento, juntamente com a microgeração com sistema solar fotovoltaico (SSFV).

Tendo conhecimento de todos esses aspectos, este trabalho pretende realizar um estudo de viabilidade de inserção de um sistema de armazenamento de energia elétrica por meio de baterias. Comparando-se as tecnologias de chumbo-ácido e Lítio para unidades consumidoras do grupo A, subgrupo A4, de forma que no horário fora de ponta ocorra o armazenamento de energia e no horário de ponta as baterias sejam descarregadas, em um processo conhecido como arbitragem (*time-shift* ou deslocamento de ponta), visando uma economia nas faturas de energia. Outra comparação será feita com a utilização do diesel para suprir a energia consumida no horário de ponta.

O estudo proposto será realizado em duas unidades consumidoras do subgrupo A4, tarifária horo sazonal (THS) verde, entretanto com perfis de consumo diferentes para assim testar a metodologia e analisar se há algum cenário com viabilidade. As unidades consumidoras são o Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Pernambuco (IFPE), Campus Pesqueira e a Indústria de laticínios e derivados Uziel Valério, situada na cidade de Venturosa – PE.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Tarifação de energia

Como o propósito deste estudo é analisar clientes do grupo A, subgrupo A4, que possuem tensão de conexão igual ou superior a 2,3 kV e igual ou inferior a 25 kV, estes são sujeitos à tarifação baseada tanto no consumo de energia ativa e reativa quanto na demanda ativa. Estas são determinadas de acordo com postos tarifários, os quais, segundo ANEEL (2022), se referem ao "período em horas no qual as tarifas são aplicadas de maneira diferenciada ao longo do dia". No caso de tensão de conexão menor que 69 kV, existem duas modalidades de THS: azul e verde.

A modalidade THS verde, implica em uma cobrança com base em um único valor de demanda, já a azul, por sua vez, envolve duas tarifas de demanda (ponta e fora ponta).

Em relação às tarifas de consumo ativo, este é tarifado de duas formas: durante o horário de ponta, que, na região Nordeste, tem início às 17:30 e termina às 20:30, e no horário fora de ponta abrange as horas restantes (NEOENERGIA, 2022).

No período de ponta, a tarifa sobre o consumo ativo na modalidade THS verde pode ser cerca de 377% superior ao valor cobrado durante o período fora de ponta, conforme indicado na Tabela 1.

Tabela 1 – Tarifas modalidade horo sazonal verde

A4 - HORO SAZONAL VERDE	TARIFA R\$/KWh
Consumo ativo na ponta	1,9804
Consumo ativo fora ponta	0,41459
Consumo reativo excedente	0,33909
Demanda ativa	22,87
Demanda reativa excedente	22,87
Ultrapassagem	45,74

Fonte: Adaptado de Neoenergia (2023).

Por outro lado, na modalidade THS azul, observa-se que o valor da tarifa de consumo ativo no horário de ponta é aproximadamente 51% superior ao valor cobrado no horário fora de ponta, o que representa uma diferença significativamente menor em comparação com a modalidade THS verde. No entanto, ao analisarmos a discrepância no que se refere ao valor da demanda, constata-se um aumento de aproximadamente 140% em relação ao horário fora de ponta, como evidenciado na Tabela 2.

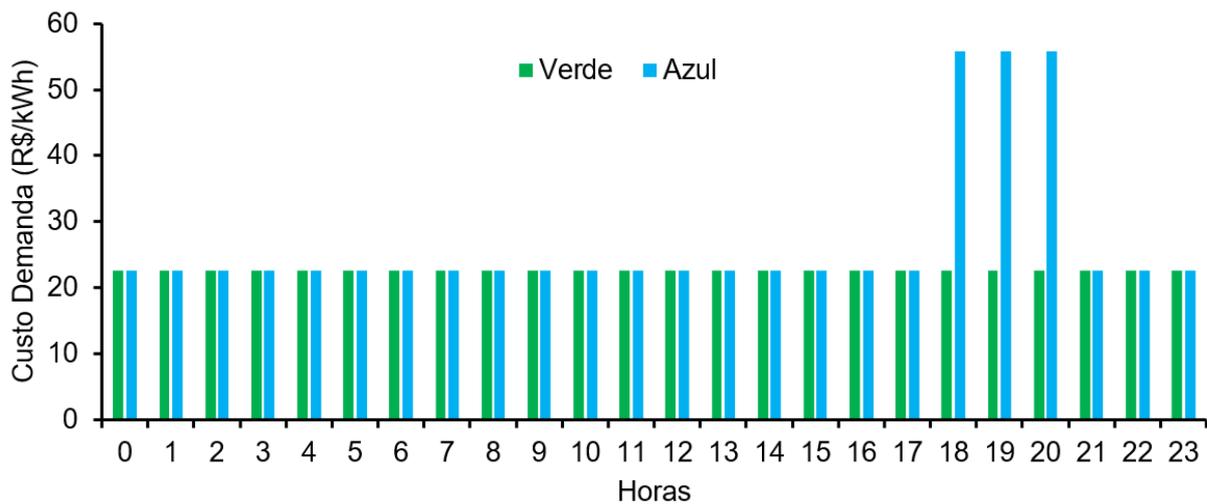
Tabela 2 – Tarifas modalidade horo sazonal azul

A4 - HORO SAZONAL AZUL	TARIFAS R\$/ KWh
Consumo ativo na ponta	0,62564
Consumo ativo fora ponta	0,41459
Consumo reativo excedente	0,33909
Demanda ativa na ponta	55,80
Demanda ativa fora ponta	22,87
Demanda Rea. Exc. na Ponta e Fora Ponta	22,87
Ultrapassagem na Ponta	111,60
Ultrapassagem fora Ponta	45,74

Fonte: Adaptado de Neoenergia, 2023.

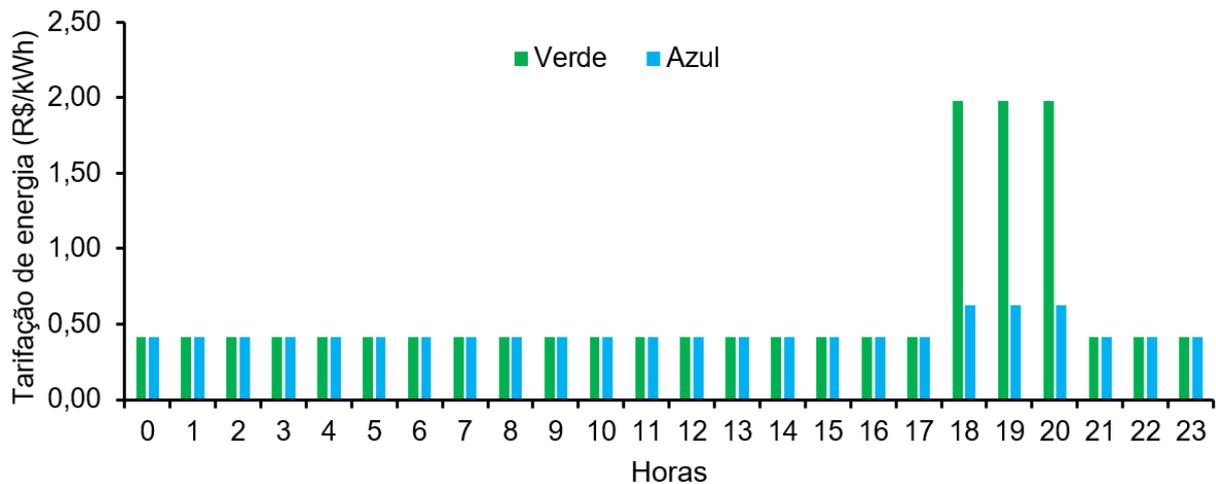
Para ilustrar a dinâmica da tarifação deste grupo, as Figuras 3 e 4 mostram uma comparação entre os valores aplicados pela Neoenergia Pernambuco. A Figura 3 é referente aos valores de demanda em R\$/kW e a Figura 4 indica os valores de consumo ativo em R\$/kWh.

Figura 3 - Valor de demanda para THS verde e azul em R\$/kW.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4 – Valor das tarifas para THS verde e Azul em R\$/kWh



Fonte: Autoria própria, 2023.

Como é notório na Figura 3, pode-se ver que o custo da demanda na modalidade THS azul no horário de ponta é mais que o dobro em relação ao custo fora de ponta, enquanto na THS verde o custo de demanda é único durante todo o dia.

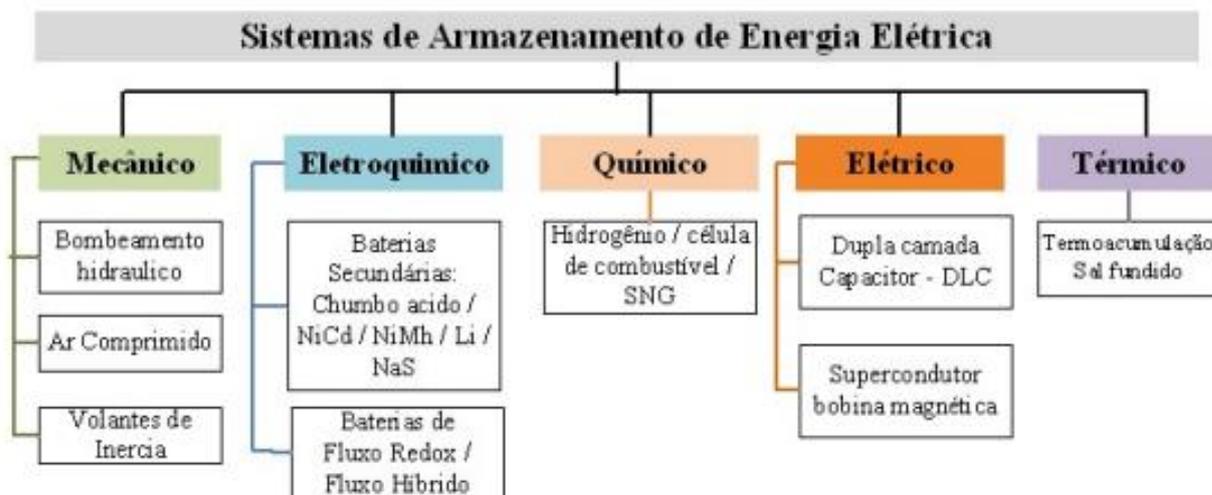
Já na Figura 4, é perceptível a disparidade nos custos de energia, sendo notável que o custo de energia durante o período de ponta, representado pela THS verde, é o dobro do valor fora do horário de ponta. Tal observação levanta questionamentos acerca das possíveis medidas que podem ser adotadas para atenuar essa demanda energética, mediante a utilização de tecnologias que possam suprir as necessidades da Unidade Consumidora (UC) e, ao mesmo tempo, reduzir os custos associados.

2.2 Armazenamento de energia elétrica

Atualmente, o emprego de fontes de geração de energias renováveis, como a solar e a eólica, que são consideradas fontes de energia intermitentes, tem impulsionado significativamente o uso de sistemas de armazenamento de energia em conjunto (SOUZA *et al.*, 2020).

Existem diversas modalidades para o armazenamento de energia, tais como armazenamento mecânico, eletroquímico, térmico, elétrico ou químico. Cada uma dessas abordagens apresenta características distintas e formas específicas de realizar o armazenamento, como evidenciado na Figura 5.

Figura 5 - Meios de armazenamento de energia.



Fonte: SOUZA *et al.* (2020)

Os dois próximos itens abordam as tecnologias de armazenamento eletroquímico que serão utilizadas nas análises deste trabalho.

2.2.1 Baterias de Chumbo ácido

A tecnologia das baterias chumbo-ácido, dentro das opções de armazenamento de energia, é considerada a mais desenvolvida. Essas baterias são recarregáveis e têm benefícios como custo baixo, facilidade de produção, e uma vida útil razoável quando usadas adequadamente. Por isso, são amplamente aceitas em várias aplicações de mercado. No entanto, para aplicações estáticas de grande escala no setor elétrico, estas baterias têm desvantagens, como o uso de materiais tóxicos na sua construção, baixa densidade de energia e potência, manutenção problemática e vida útil limitada.

Sua durabilidade varia dependendo da aplicação, a taxa e o número de ciclos de carga e descarga. Para garantir maior vida útil, é recomendável seguir a prática de descarga superficial, ou seja, uma profundidade máxima de descarga inferior a 20%. Mesmo com essas limitações, no setor elétrico, as baterias chumbo-ácido são usadas para fornecer energia a equipamentos de controle e chaveamento em subestações e plantas de geração, e a escolha entre baterias ventiladas ou seladas depende da duração do suprimento de energia armazenada (Caurio, 2021).

2.2.2 Baterias de Íon Lítio

As baterias de íon-lítio recarregáveis são amplamente empregadas em dispositivos eletrônicos e têm sido a escolha preferencial para veículos, incluindo híbridos e veículos elétricos puros. Nos últimos anos, as baterias de íon-lítio têm emergido como a tecnologia de crescimento mais rápido em aplicações estacionárias de armazenamento de energia, especialmente em sistemas fotovoltaicos isolados da rede (off-grid).

A maior parte dos sistemas de armazenamento em uso no mundo hoje em dia emprega baterias de íons de lítio. Essas baterias apresentam características

tecnológicas extremamente atraentes para fins energéticos, como, longa vida útil, alta densidade de energia e eficiência elevada na carga e descarga, que pode ultrapassar os 90% quando consideramos unidades individuais (ENEL, 2022)

2.3 Geração distribuída solar fotovoltaica (GDFV)

A GDFV é uma forma sustentável de produzir energia elétrica a partir da radiação solar, geralmente em residências, empresas e instalações de qualquer porte. Ela envolve a instalação de painéis solares fotovoltaicos nos telhados ou em áreas próximas, que convertem a radiação solar em energia elétrica. Esse tipo de geração de energia tem crescido significativamente em todo o mundo devido a uma série de benefícios e incentivos (FARIAS, 2018).

A GDFV desempenha um papel crucial na transição para fontes de energia mais limpas e sustentáveis, capacitando os consumidores a gerarem sua própria energia de maneira eficiente e econômica, ao mesmo tempo em que contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa e o combate às mudanças climáticas (FARIAS, 2018).

Quando se menciona o conceito de GDFV, este é frequentemente associado à capacidade de produzir energia durante o dia para posterior utilização, como, por exemplo, durante a noite. Neste contexto, a regulamentação dessa forma de geração de energia desempenha um papel fundamental.

Uma das leis que regulamenta esta modalidade de geração é a Lei nº 14.300/2022, que abrange algumas questões como, solicitação de aumento de potência fornecida quando necessário, responsabilidades financeiras, compensação de energia elétrica. Dentre outros fatores importantes, um artigo importante desta lei foi o artigo 27º que fala a respeito da tarifa do fio B que passou a ser paga um percentual após a Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022.

2.4 Gerador diesel

O gerador a diesel, também conhecido como grupo motor gerador (GMG), é um equipamento que converte energia mecânica, proveniente de um motor a combustão a diesel, em energia elétrica. Esses geradores são amplamente utilizados em várias aplicações, especialmente quando é necessária uma fonte confiável de energia elétrica.

Os GMG apresentam distintos modos de operação, são eles: o modo standby, o modo prime e o modo contínuo. No modo standby, esses geradores são utilizados em situações de emergência, onde são acionados apenas ocasionalmente ao longo do ano, quando a fonte primária de energia, frequentemente as empresas distribuidoras deixam de fornecer eletricidade. Nesse cenário, é recomendado que a carga aplicada corresponda a 80% da capacidade nominal do gerador, o que permite até aproximadamente 200 horas de funcionamento anual (RODRIGUES, 2022).

Já no modo prime, os GMG são dimensionados para operar a 70% de sua potência de forma contínua, sem um limite de horas definido. Além disso, eles podem suportar sobrecargas de até 10% da potência nominal por uma hora, com intervalos de 12 horas, limitados a um total de 25 horas anuais. Normalmente, este

modo de operação é empregado para atender à demanda durante horários de pico ou para reduzir os custos de energia durante períodos de tarifação mais elevada.

No modo contínuo, os geradores são utilizados quando há cargas constantes e operam de forma contínua em paralelo com a rede elétrica. Geralmente, esse modo de operação é adotado por entidades que trabalham com cogeração de energia ou empresas de distribuição de eletricidade.

2.5 Indicadores financeiros (TIR, VPL, Payback)

Para as estimativas dos indicadores financeiros, foram utilizados:

- Inflação energética: 10,92% a.a.
- Inflação: 6,6% a.a.
- TMA: 15% a.a.

A inflação energética utilizada nesse trabalho levou em conta a média dos últimos 6 reajustes de tarifa da Neoenergia Pernambuco para fazer o reajuste das tarifas ao longo de 15 anos. Já inflação, índice IPCA, foi a média dos últimos 10 anos, extraído do site <https://meubolsoemdia.com.br/Materias/inflacao-2023>. A Taxa Mínima de Atratividade (TMA), foi escolhido por conta que no decorrer na realização do presente trabalho, a renda fixa, CDI, estava em 13,65% a.a, Logo foi estabelecido um retorno acima.

2.5.1 VPL (Valor Presente Líquido)

VPL é uma métrica financeira amplamente utilizada em análises de investimentos e projetos. O VPL é uma ferramenta que permite avaliar a viabilidade econômica de um projeto ao calcular o valor presente de todos os fluxos de caixa futuros associados a ele.

O cálculo do VPL é feito através da Equação 1,

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FCt}{(1 + TMA^t)} \quad (1)$$

Onde:

VPL = Valor Presente Líquido.

FCt = Fluxos de caixa em cada período "t".

TMA = Taxa de desconto utilizada para trazer os valores futuros para o valor presente.

t = Tempo.

Se o VPL for positivo, significa que o projeto provavelmente é viável, uma vez que a soma dos fluxos de caixa futuros supera o investimento inicial. Se o VPL for negativo, o projeto não será economicamente viável e provavelmente não será realizado (FERREIRA, 2017).

O VPL é uma ferramenta útil para tomar decisões de investimento, pois ajuda a determinar se um projeto pode gerar um retorno financeiro adequado, considerando o valor do dinheiro no tempo. Além disso, permite comparar diferentes projetos e escolher o que oferece o maior VPL, desde que outros fatores, como riscos e estratégias empresariais, sejam considerados em conjunto com a análise do VPL.

2.5.2 TIR (Taxa interna de retorno)

A TIR é uma métrica financeira usada para avaliar a atratividade de um investimento ou projeto. A TIR é expressa como uma taxa percentual e representa a taxa de desconto que faz com que o Valor Presente Líquido (VPL) de todos os fluxos de caixa futuros de um projeto seja igual a zero (FERREIRA, 2017).

Em outras palavras, a TIR é a taxa de retorno que um projeto deve gerar para igualar o investimento inicial ao valor presente de todos os fluxos de caixa futuros. Quanto maior a TIR, mais atrativo é o projeto, pois indica uma taxa de retorno mais elevada em comparação com a taxa de desconto utilizada.

A TIR é calculada por meio de métodos numéricos ou por meio de ferramentas financeiras, como planilhas eletrônicas, calculadoras financeiras ou programas de análise financeira. O cálculo envolve a busca pela taxa que torna o VPL igual a zero, resolvendo a Equação 2:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FCt}{(1 + TMA \times TIR^t)} = 0 \quad (2)$$

Onde:

TIR = Taxa Interna de Retorno.

FCt = representa os fluxos de caixa em cada período "t".

n = número de períodos

Se a TIR calculada for maior que a taxa mínima exigida de retorno (taxa de desconto), o projeto é considerado atrativo, e a taxa indica o retorno esperado do investimento. Se a TIR for menor que a taxa mínima exigida, o projeto poderá não ser considerado atrativo, isto dependerá se o investidor ainda considerar este retorno como viável.

2.5.3. Payback (tempo de retorno)

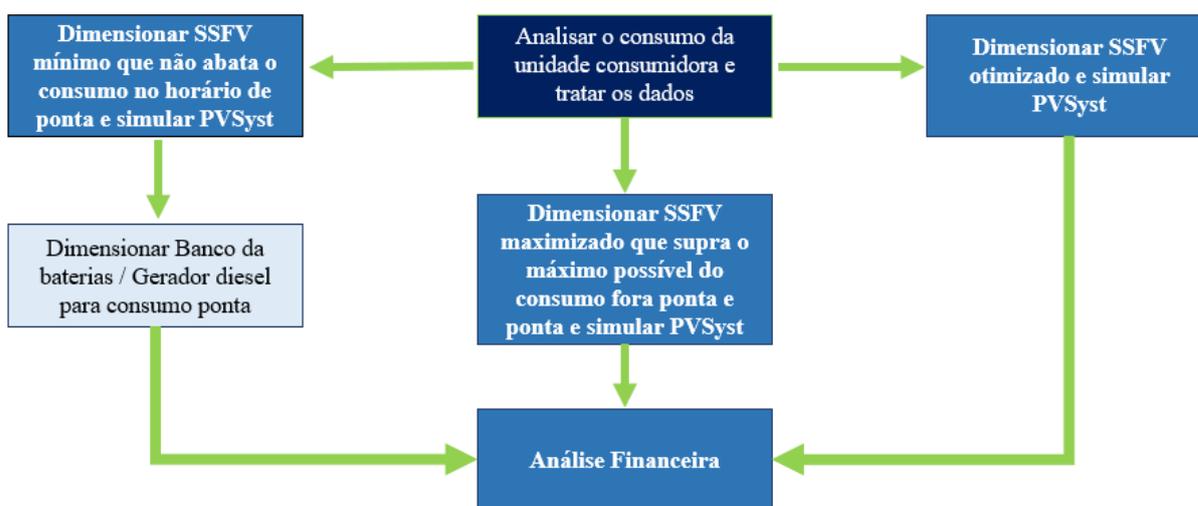
Existem dois métodos para calcular o Payback: o Payback simples, que leva em consideração apenas os fluxos de caixa sem considerar que o capital é investido ao longo do tempo, e sem levar em consideração que o valor do capital investido não permanecerá constante ao longo dos anos. Por outro lado, o Payback descontado incorpora uma correção monetária com base na valorização ou desvalorização da moeda. Nesse contexto, torna-se imperativo incluir alguns conceitos adicionais no cálculo, como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e o Valor Presente Líquido (VPL). Estes últimos desempenham um papel essencial ao ajustar os fluxos de caixa para refletir adequadamente o valor do dinheiro ao longo do tempo, proporcionando

uma análise mais abrangente e precisa da viabilidade financeira do investimento (FERREIRA, 2017).

3 METODOLOGIA

Como o objetivo do trabalho é reduzir os custos da fatura das UCs no horário de ponta por meio de armazenamento de energia em baterias, foram construídos cenários que permitissem avaliar a viabilidade com base nos custos de energia do horário de ponta e de implantação das soluções tecnológicas. Na Figura 6 podemos ver o resumo da metodologia seguida para o presente trabalho.

Figura 6 – Metodologia



Fonte: Autoria própria.

3.1 Cenários

3.1.1 Sistema otimizado

Este cenário consiste em realizar o dimensionamento de um SSFV com base em seus dados de consumo de ponta e fora de ponta, utilizando a Equação 3.

$$Peak = \frac{E \times P_{sol}}{GPOA \times Pr} \quad (3)$$

Onde:

- E – Energia consumida diariamente pelas cargas (kWh)
- P_{sol} – Irradiância de referência (1 kW/m²)
- GPOA – Irradiância no plano dos módulos (kWh/m². dia)
- Pr – Coeficiente de desempenho
- Peak – Potência de pico do gerador fotovoltaico (kWp)

Os dados de irradiância no plano horizontal (GPOA) foram obtidos do site www.radiacaosolar.com.br.

A energia consumida (E) foi calculada utilizando a Equação 4.

$$E = \frac{\sum \text{Consumo FP} + \frac{\sum \text{Consumo P}}{\text{Fatordeajuste}}}{365} \quad (4)$$

O fator de dimensionamento do inversor utilizado no dimensionamento foi de 70%.

Este sistema proporciona uma economia global, pois a energia gerada será utilizada para compensar inicialmente a consumida no posto em que foi gerada (horário fora de ponta), sendo o excedente convertido conforme o fator de ajuste calculado pela Equação 5.

$$\text{Fatordeajuste} = \frac{TE_{\text{foraponta}}}{TE_{\text{ponta}}} \quad (5)$$

A TE fora ponta que é a componente tarifária referente à energia consumida fora da ponta vale 320,94 R\$/MWh e a TE ponta vale 531,99 R\$/MWh sem impostos (Neoenergia, 2023). Com estes valores o Fator de ajuste utilizado neste trabalho é de 0,60.

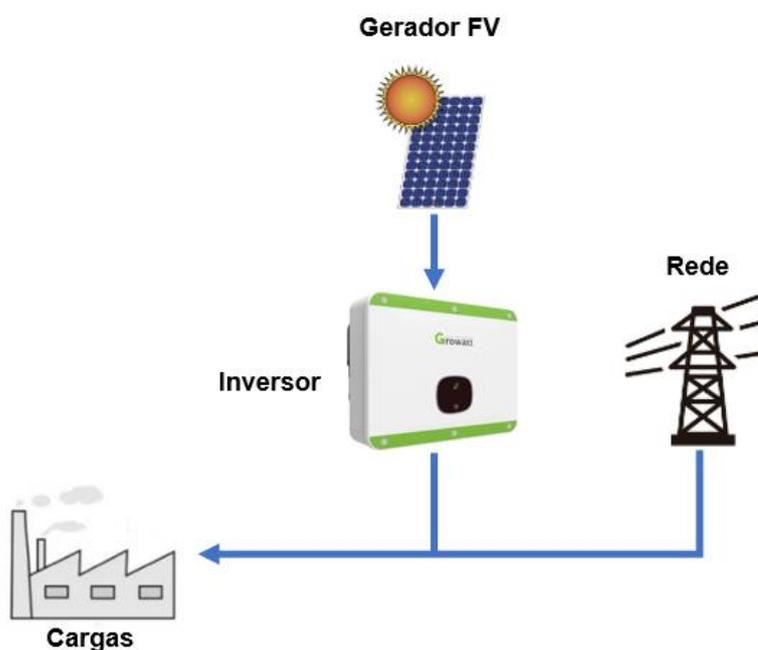
A consequência deste dimensionamento é que a potência deste sistema deverá ser maior pois o fator de ajuste é um valor menor que 1. Isto significa que apenas uma parcela da energia injetada fora da ponta será considerada na compensação no horário de ponta.

Nas simulações foram consideradas as seguintes perdas: sujidade, LID (efeito de degradação induzida pela luz), descasamento dos módulos, perdas ôhmicas nos cabos.

Após a definição da potência do gerador fotovoltaico e dos inversores, foram realizadas várias simulações utilizando o PVSyst com o objetivo de definir uma configuração de sistema que produzisse o mínimo possível de créditos.

A Figura 7 apresenta o esquema deste cenário.

Figura 7 – Sistema solar fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: Autoria própria.

3.1.2 Sistema maximizado

Os resultados de simulação do sistema otimizado mostram que embora ele não produza créditos que se acumulem excessivamente, a fatura de energia elétrica ainda apresenta valores de consumo na ponta.

O sistema maximizado é dimensionado de forma a que não haja valores a serem pagos devido ao consumo de energia no horário de ponta, em todos os meses, e seu esquema é o mesmo da Figura 7.

A definição deste sistema segue o mesmo procedimento do sistema otimizado, com a diferença que, a potência dele é aumentada gradualmente de forma que após as simulações, não se constate energia no horário de ponta que não seja compensada. Isso implica na geração de energia suficiente para cobrir tanto o consumo durante os períodos de fora ponta quanto ponta, em todos os meses do ano.

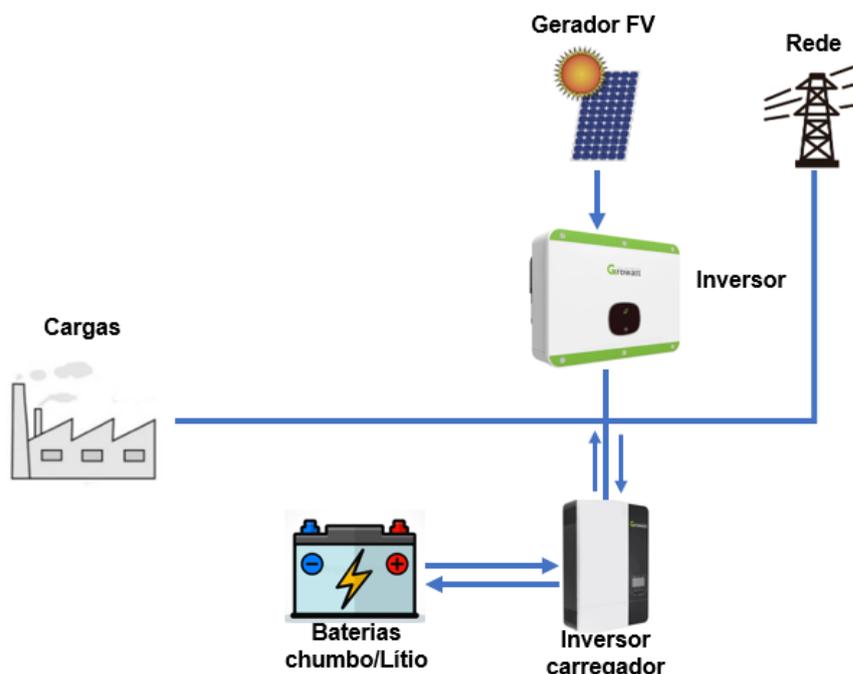
A consequência deste sistema é a geração excessiva de créditos que não serão utilizados para compensação ao longo do tempo.

3.1.3 Sistema mínimo com baterias de chumbo-ácido

Este SSFV foi dimensionado de forma a não injetar energia na rede que provoque compensação no consumo de ponta. Seu dimensionamento tem como base o sistema otimizado que foi sendo gradativamente reduzido, por meio de simulações, até que não seja verificada qualquer compensação no consumo no horário de ponta. Quantidade de energia considerada no seu dimensionamento é a soma direta da energia fora de ponta com a energia na ponta, sem a utilização do fator de ajuste.

O esquema deste cenário é mostrado na Figura 8. Neste, o consumo de energia no horário de ponta será suprido pelo sistema de armazenamento com baterias de chumbo-ácido, que serão carregadas pela rede no horário fora de ponta. O volume de energia resultante deste deslocamento de carga da ponta para fora da ponta foi considerado no dimensionamento do SSFV.

Figura 8 – Sistema solar fotovoltaico conectado à rede com sistema de armazenamento e inversor carregador.



Fonte: Autoria própria.

Como este sistema utiliza inversor carregador, o dimensionamento deste levou em consideração a Equação 6. A quantidade de energia consumida na ponta (EP) deve ser considerada para o maior mês de consumo, para que o sistema seja capaz de fornecer energia para os outros meses. O número de dias de ponta em cada mês deve ser verificado conforme ANEEL (2022). O resultado é dividido por 3, que é a quantidade de horas de ponta.

$$Potência_{ponta} = \frac{EP}{\frac{Ndp}{3}} \quad (6)$$

Onde:

EP – Energia consumida na ponta (mês de maior consumo - pior caso)

Ndp – Número de dias com horário de ponta no maior mês de consumo

Para o dimensionamento da bateria, a energia consumida da ponta no mês de maior consumo é dividida pela quantidade de dias de ponta (3 h). A profundidade de descarga utilizada para este tipo de bateria foi de 20 %, recomendado pelo fabricante. É fundamental destacar que, devido ao ciclo diário de carga e descarga a que estão sujeitas, as baterias devem ser armazenadas em locais bem ventilados e protegidas contra condições climáticas adversas (PINHO *et al.*, 2014).

O dimensionamento do banco de baterias está intrinsecamente ligado à quantidade de energia a ser armazenada, a qual, por sua vez, mantém uma relação direta com a demanda ou consumo. Além disso, diversos outros parâmetros, como a profundidade de descarga, a tensão operacional do banco e sua capacidade de carga, são minuciosamente avaliados para assegurar um dimensionamento preciso. Para este dimensionamento foi utilizada a equação 7.

$$N_{baterias} = \frac{EP/N_{dp}}{DOD \times V_{bateria} \times A_{bateria}} \quad (7)$$

Onde:

$N_{baterias}$ = Quantidade de baterias

DOD = Profundidade de descarga da bateria

$V_{bateria}$ = Tensão da bateria (V)

$A_{bateria}$ = Capacidade da bateria (Ah)

3.1.4 Sistema mínimo com baterias de íons-lítio

O SSFV é dimensionado exatamente da mesma forma que o anterior, a única diferença são as características técnicas da bateria que é de íons-lítio. A tensão do rack é de 48 V e a profundidade de descarga indicada pelo fabricante é de 80 %. O esquema deste é o mesmo da Figura 8.

3.1.5 Sistema mínimo com gerador diesel

O SSFV é dimensionado da mesma forma que o anterior, com algumas diferenças:

- apenas a energia de fora ponta é que foi considerada para o dimensionamento do SSFV;
- não há deslocamento de carga da ponta para fora de ponta;
- não será utilizado nem inversor carregador nem bateria.

O GMG é que fornecerá a energia consumida no horário de ponta. Para o seu dimensionamento, foi considerado o maior consumo mensal, da mesma forma que com armazenamento de baterias, com a diferença de que o fator de potência também deve ser utilizado. A potência do gerador em kVA é calculada com a Equação 8.

$$S_{gerador} = \frac{Potêncianaponta}{\cos(\varnothing)} \quad (8)$$

Onde:

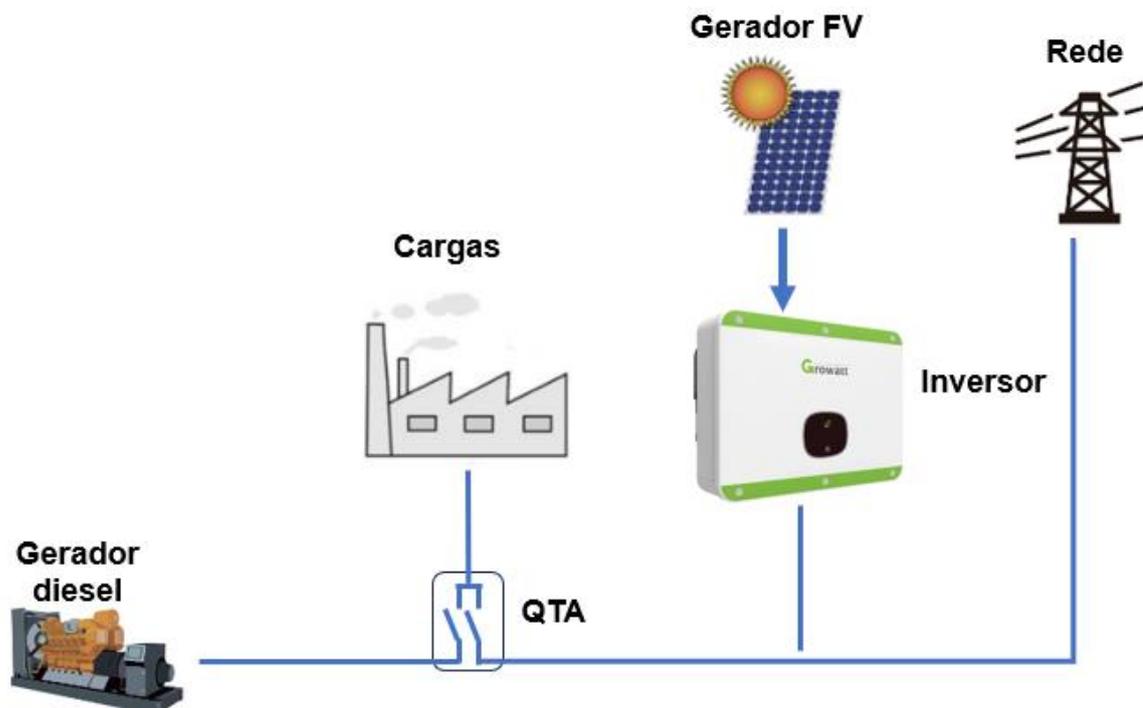
$S_{gerador}$ = Potência do gerador (KVA)

Potência na ponta - calculada com a Equação 6

$\cos(\varnothing)$ = Fator de potência da carga

O esquema deste cenário está indicado na Figura 9.

Figura 9 – Sistema solar fotovoltaico conectado à rede com gerador a diesel



Fonte: Autoria própria.

Neste contexto durante o horário fora de ponta as cargas da UC recebem alimentação tanto da rede elétrica quanto do SSFV. Durante o horário de ponta, o Quadro de Transferência Automático (QTA) atua desconectando a UC da rede elétrica e estabelecendo a conexão com o gerador a diesel, garantindo de maneira automática o suprimento de energia durante o horário de ponta.

3.2 Perfil do cliente - caso 1

O cliente analisado no estudo de caso 1, foi um cliente da cidade de Venturosa – PE, localizado na Avenida Capitão Justino Alves, com as seguintes coordenadas, latitude 8°34'35.584"S, longitude 36°52'49.39"W é uma indústria do ramo de laticínios e derivados, onde seu funcionamento é predominantemente no horário fora de ponta.

A unidade consumidora é classificada como A4 - THS verde, onde ela possui uma subestação aérea de 150 KVA e demanda contratada de 85 kW. Isso significa que, desde que a geração de energia fotovoltaica não exceda essa potência, a demanda pode ser ampliada sem a necessidade de um novo contrato de demanda, exigindo apenas a inclusão de um termo aditivo de demanda.

Os dados de consumo do cliente são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Consumo da Unidade Consumidora de Venturosa – PE.

Mês	Consumo ponta (kWh)	Consumo fora ponta (kWh)
1	57,24	10593
2	56,56	12400
3	71,47	11666
4	75,99	13610
5	62,67	14301
6	82,05	13985
7	60,56	13244
8	68,05	11754
9	47,3	12114
10	54,04	11810
11	155,9	14886
12	74,96	12594

Fonte: Adaptado a partir da fatura de energia, Neoenergia.

3.3 Perfil do cliente - caso 2

O segundo estudo de caso foi o IFPE – Campus Pesqueira, este fica localizado na cidade de Pesqueira no bairro do Prado, nas margens da BR 232, no km 208, e possui as seguintes coordenadas geográficas latitude 8°22'2.518"S, longitude 36°40'48.94"W. É uma instituição de ensino que funciona das 07:00 até as 22:15, com períodos de férias e recesso escolar, o que faz com que alguns meses do ano, o seu consumo tenha uma redução.

A unidade consumidora também é classificada como A4 - THS verde, onde ela possui uma subestação aérea de 300 KVA e demanda contratada de 150 KW. Os dados de consumo do cliente são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Consumo da Unidade Consumidora IFPE Campus Pesqueira.

Mês	Consumo ponta (kWh)	Consumo fora ponta (kWh)
1	2744,6	14035
2	2193,8	11129
3	2702,9	14626
4	1691,92	7300
5	1027,69	5126
6	2010,36	10614
7	735,95	7981
8	2208,27	14445
9	2277,15	15515

Mês	Consumo ponta (kWh)	Consumo fora ponta (kWh)
10	1416,49	7581
11	959,67	4681
12	1996,56	11415

Fonte: Adaptado a partir da fatura de energia, Neoenergia.

4 RESULTADOS E ANÁLISE

Na presente seção, serão apresentados e discutidos os resultados obtidos no âmbito deste estudo. A análise minuciosa dos dados coletados e a implementação das metodologias propostas proporcionaram uma visão aprofundada do tema proposto.

4.1 Caso 1 – Indústria de Laticínios da cidade venturosa - PE

Para este caso a energia média diária calculada com a Equação 4, foi de 425,03 kWh, já considerados o consumo na ponta e o fator de ajuste.

4.1.1 Sistema otimizado, caso 1

Utilizando o valor da energia média calculada foi possível realizar o dimensionamento de um SSFV para atender às necessidades do cliente, empregando a Equação 3 com um Fator de Desempenho (PR) de 0,75. Essa equação resultou em uma potência do gerador fotovoltaico de 102,16 kWp. O dimensionamento do inversor para o sistema foi conduzido mediante a aplicação da Equação 3, considerando um Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI) de 0,7, resultando em uma potência de inversor de 71,72 kW.

Para realizar a simulação foi escolhido o módulo da Jinko modelo JKM565M-7RL4 com potência de 565 Wp e o inversor da Growatt modelo MID40KTL3-X com potência de 40 kW.

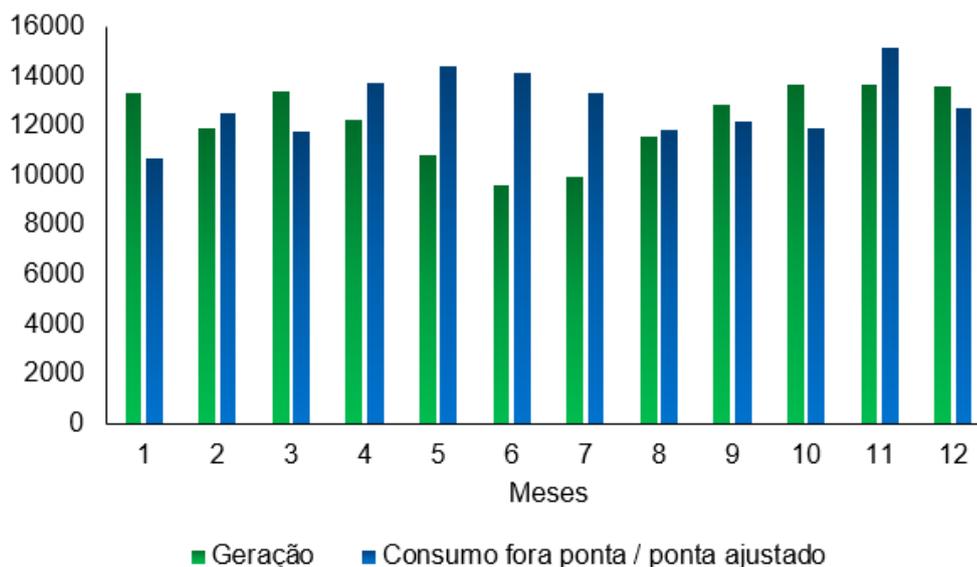
Esse sistema foi distribuído da seguinte forma: 180 módulos FV de 565 kWp (102 kWp) distribuídos em 10 strings com 18 módulos em série conectados a dois inversores modelo MID40KTL3-X de 40 kW cada um. O FDI deste sistema foi 1,27.

Ao simular esse sistema, observou-se uma acumulação de créditos que serão perdidos ao longo do tempo. Diante disso, utilizando o software PVSyst, foram conduzidas várias simulações reduzindo o sistema até identificar um sistema considerado como 'ideal' para o cliente, o qual não produzirá créditos em excesso.

O sistema encontrado foi distribuído da seguinte maneira: 162 módulos FV de 565 Wp (91,5 kWp) distribuídos em 9 strings com 18 módulos em série conectados a dois inversores Growatt MID36KTL3-X de 36 kW. O FDI deste sistema foi de 1,27.

A Figura 10 apresenta o gráfico comparativo entre geração e consumo do sistema otimizado.

Figura 10 – Geração x Consumo fora de ponta e ponta ajustada (kWh)

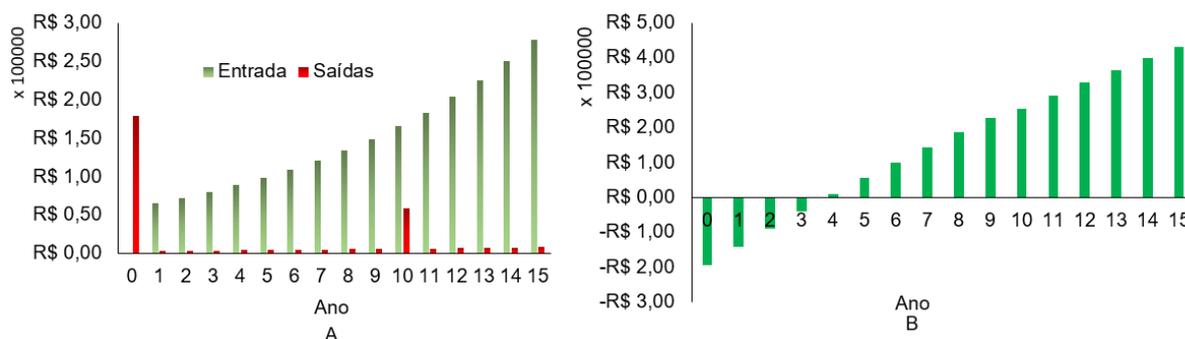


Fonte: Autoria própria.

A Figura 10 exibe os registros de consumo fora da ponta adicionados com o consumo da ponta ajustado pelo fator de ajuste e geração de energia do SSFV. É possível observar que em alguns meses do ano a produção de energia não é suficiente para atender ao consumo e em outros meses, há um excedente de geração de energia que produzirá créditos de energia, como por exemplo nos meses 1, 3, 9, 10, 12, os quais serão utilizados posteriormente para compensar a menor geração nos meses com menor produção, ou seja, podemos considerar esse sistema como um sistema balanceado.

Com o intuito de obter informações precisas em relação ao investimento, foram consultados os preços oferecidos por uma empresa especializada em energia solar fotovoltaica na nossa região, referentes a um sistema com as características mencionadas. Para a aquisição de um sistema desse porte, seria necessário desembolsar um montante inicial (CAPEX) de R\$ 171.060,19, além de incorrer em um custo inicial anual de manutenção (OPEX) estimado em cerca de R\$ 3.521,74. Esse custo de manutenção abrange atividades como capinagem do local de instalação, limpeza e monitoramento do sistema. Foi considerado também um OPEX relativo à troca do inversor no 10º ano de operação, onde podemos ver melhor no gráfico da Figura 11A.

Figura 11 – Fluxo de caixa (entradas e saídas financeiras) e Payback

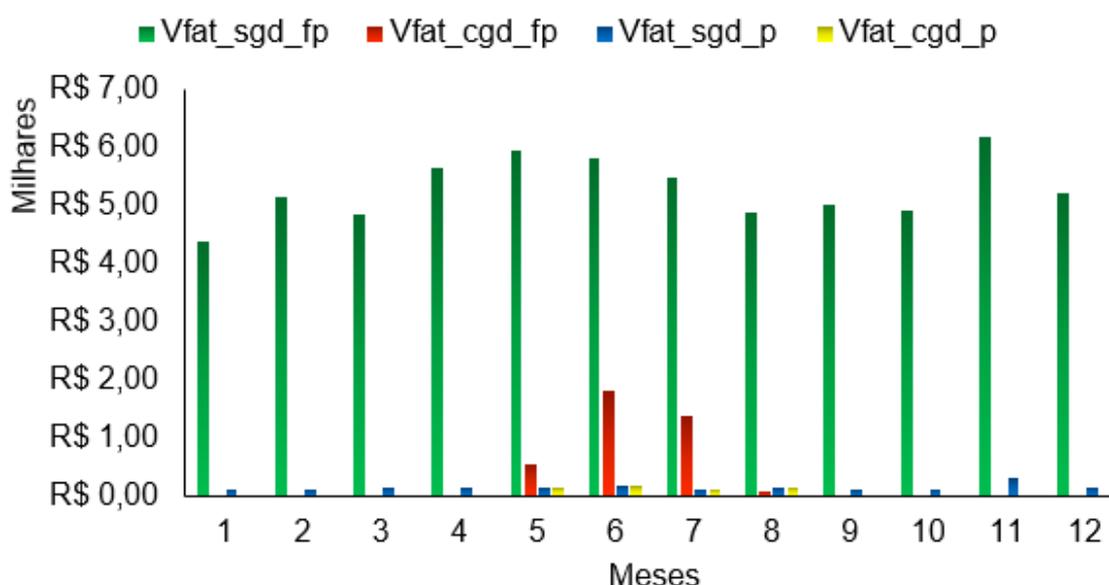


Fonte: Autoria própria.

O gráfico da Figura 11A mostra as entradas e saída, o ano 0 indica o CAPEX do sistema, já nos anos posteriores podemos notar as entradas que são o quanto o cliente passa a economizar, também tem as saídas que é o OPEX do sistema, que envolve os custos de manutenção e operação do sistema, podemos ver que a economia passa a aumentar ao longo dos anos e isso se dá devido a inflação energética que faz com que todos os anos as tarifas de energia sejam ajustadas, semelhantemente ocorre com as saídas que passam a ficar mais caras devido a inflação. Na Figura 11B é fluxo de caixa resultante das entradas e saídas em valor presente, dá para notar que o Payback desse investimento fica entre o 3º e 4º ano, mas exatamente em 3,48 anos. O VLP deste cenário é R\$ R\$ 447.854,99 e a TIR foi de 45%.

O gráfico da Figura 12 mostra os valores pagos estimados para o primeiro ano para este cliente com este cenário.

Figura 12 – Energia faturada com e sem o SSFV otimizado



Fonte: Autoria própria.

Vfat_sgd_fp = Valor da fatura sem geração distribuída fora ponta

Vfat_sgd_p = Valor da fatura sem geração distribuída ponta

Vfat_cgd_fp = Valor da fatura com geração distribuída fora ponta

Vfat_cgd_p = Valor da fatura com geração distribuída na ponta

É possível verificar que os únicos meses em que o cliente irá pagar algum valor referente a consumo é nos meses 5, 6, 7, 8, consequentemente nestes meses ele também irá pagar valores no horário de ponta.

Em conformidade com todos os parâmetros estabelecidos na nova Lei 14.300, onde foi considerado o custo do fio B nos 15 anos de análise, esse sistema registrou uma economia no primeiro ano de 93,36%, o que representa um valor financeiro total de R\$60.805,15.

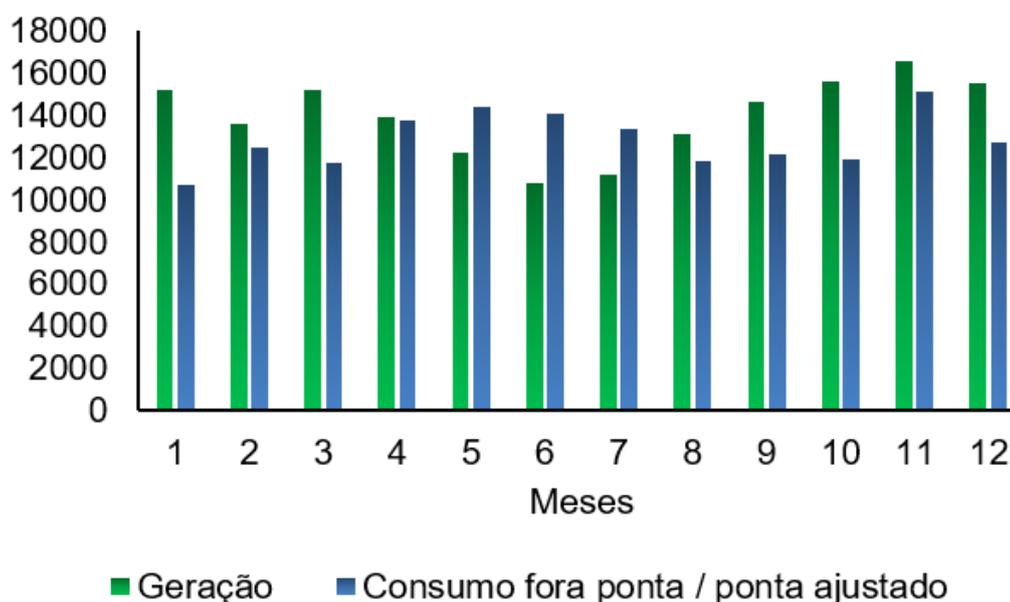
4.1.2. Sistema maximizado, caso 1

Como já citado anteriormente esse sistema estabelece que não haja valores a serem pagos devido ao consumo de energia no horário de ponta, ou seja, esse sistema deve suprir totalmente o consumo da UC.

Semelhante ao sistema otimizado onde fomos fazendo várias simulações e distribuição de sistemas, foi possível encontrar uma configuração maximizada, com 176 módulos JKM565M-7RL4 com potência de 565 Wp (99,4 kWp) e dois inversores MID 40KTL3-X com potência de 40 kW (80 kW). Os módulos foram distribuídos em 16 strings cada uma com 11 módulos em série. O FDI do sistema é de 1,27

Na Figura 13 é possível ver o comparativo entre a geração e o consumo do UC.

Figura 13 - Geração x Consumo fora de ponta e ponta ajustada (kWh)



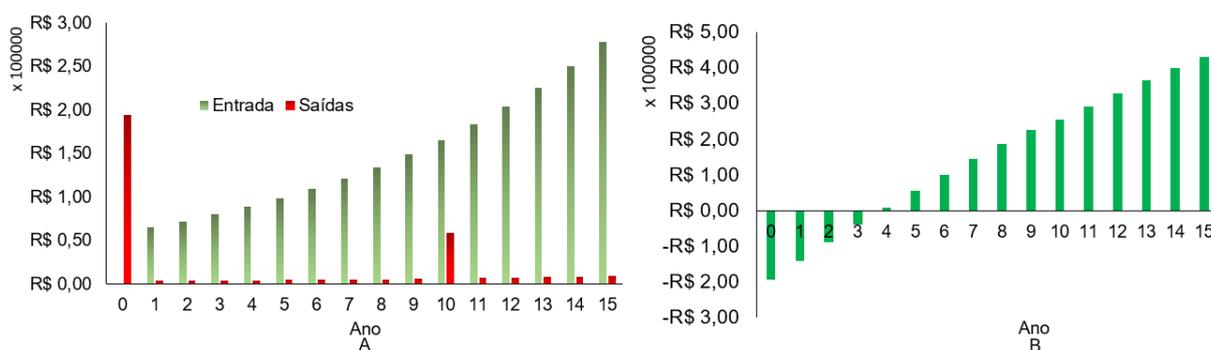
Fonte: Autoria própria.

Ao analisar a Figura 13 podemos perceber que apenas nos meses 5, 6 e 7 a geração é menor que o consumo, entretanto há um acúmulo de créditos nos meses anteriores que consegue suprir o déficit de geração, inclusive no final do primeiro ano terá sido gerado cerca de 13234 créditos que ao decorrer de cada ano só irá crescer cada vez mais, até chegar o tempo em que esses créditos serão perdidos.

Além de ser um sistema um pouco mais caro também tem um acúmulo de créditos excessivo.

Para a aquisição de um sistema desse porte, seria necessário desembolsar um montante inicial (CAPEX) de R\$193.923,30, além de incorrer em um custo anual de manutenção (OPEX) estimado em cerca de R\$3.666,67. Esse custo de manutenção abrange atividades como capinagem do local de instalação, limpeza e monitoramento do sistema. Também foi considerado o OPEX relativo à troca do inversor no 10º ano de operação, onde podemos ver melhor no gráfico da Figura 14A.

Figura 14 – A - Fluxo de caixa (entradas e saídas financeiras) e B - Payback

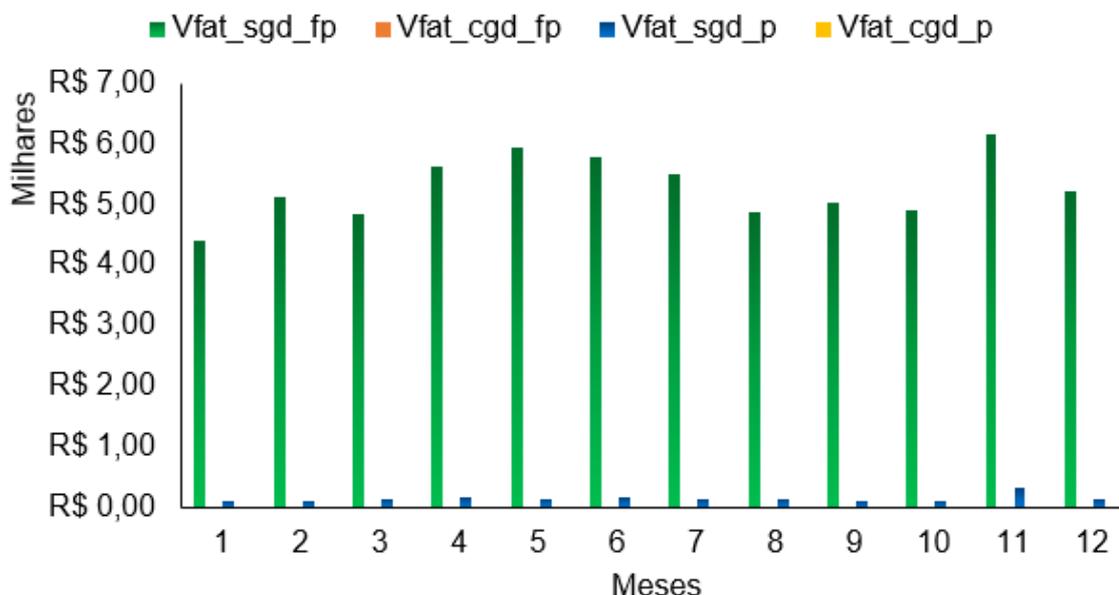


Fonte: Autoria própria.

O gráfico da Figura 14A mostra as entradas e saída, o ano 0 indica o CAPEX do sistema, já nos anos posteriores podemos notar as entradas que são o quanto o cliente passa a economizar, também tem as saídas que é o OPEX do sistema, que envolve os custos de manutenção e operação do sistema, podemos ver que a economia passa a aumentar ao longo dos anos e isso se dá devido a inflação energética que faz com que todos os anos as tarifas de energia sejam ajustadas, semelhantemente ocorre com as saídas que passam a ficar mais caras devido a inflação. Na Figura 14B é o fluxo de caixa resultante das entradas e saídas em valor presente, dá para notar que o Payback desse investimento fica entre o 3º e 4º ano, mas exatamente em 3,8 anos. O VLP deste cenário é R\$ 431.256,98 e a TIR foi de 42%.

O gráfico da Figura 15 mostra os valores pagos estimados para o primeiro ano para este cliente com este cenário.

Figura 15 – Energia faturada com SSFV maximizado



Fonte: Autoria própria.

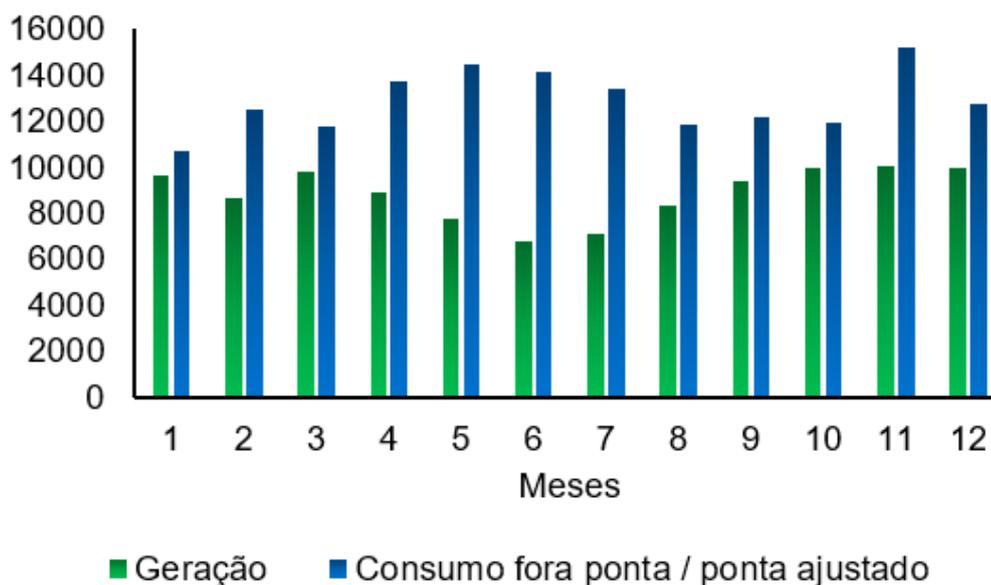
Analisando o gráfico da Figura 15 fica comprovada a análise da Figura 13, podemos ver que após a implantação desse sistema, o cliente consegue zerar a sua energia a ser faturada, entretanto esse sistema tem uma geração anual de créditos acumulados de 13.234 kWh.

Esse sistema registrou uma economia anual de 100%, o que representa um valor financeiro total de R\$65.131,41. Essa solução se mostra viável, entretanto além do investimento ser maior, ainda vai ter excedente de créditos que são uma perda ao longo do tempo.

4.1.3. Sistema mínimo com baterias, caso 1

Seguindo um raciocínio parecido com o do tópico 4.1.1, onde após dimensionar o sistema a partir dos dados da UC, foram realizadas variações do sistema dimensionado de início através do PVSyst com o intuito de diminuir esse sistema de tal modo que em nenhum dos meses a geração iria gerar créditos para ser compensado no próximo posto tarifário que seria o de ponta.

No gráfico da Figura 15 é possível ver o comportamento desse sistema comparado com o consumo. O sistema possui 112 módulos jinko modelo JKM565M-7RL4 com potência de 565 Wp (63,3) kWp e dois inversores Huawei modelo SUN2000-36KTL-M3 de 36 kW, os módulos foram distribuídos em 16 strings com 7 módulos em série. O FDI desse sistema é 0,8. Na Figura 16 é possível ver o comparativo entre a geração e o consumo do UC.

Figura 16 – Geração x Consumo fora de ponta e ponta ajustada (kWh)

Fonte: Autoria própria, 2023.

De acordo com o Gráfico da Figura 16, a geração de energia nunca excede ou iguala o consumo da UC. Diante desse cenário, surge a possibilidade de implementar sistemas de armazenamento de energia, como baterias de chumbo-ácido ou de lítio, a fim de abater esse consumo na ponta e avaliar sua viabilidade financeira.

4.1.3.1. Bateria de chumbo – ácido

Tendo em vista que, com base na Figura 16, a geração fotovoltaica não influencia o consumo durante a ponta, optamos por considerar o maior mês de consumo na ponta para em seguida dimensionar um banco de baterias para essa carga, visando garantir que o banco supra esse consumo.

Inicialmente, optamos por considerar uma bateria de chumbo-ácido do modelo MS234Ah, a qual fornece uma energia de 2640 Wh, tem uma capacidade de 220 Ah, o DOD de 20% e tensão 12V. Foi calculado com a Equação 7, uma quantidade de 14,76, que foi arredondado para 16, pois ao montar quatro arranjos em paralelo, onde cada arranjo é ligado 4 baterias formando um banco de 48 V.

O propósito desse banco de baterias é que ele seja carregado pela rede elétrica. Porém, descarregue dentro do horário de ponta (3 h). Desta forma, é necessária a utilização de um inversor carregador para essas baterias com potência suficiente, cujo dimensionamento é realizado por meio da aplicação da Equação 10.

$$Inv_c = \frac{N_{baterias} \times P_b \times DOD}{N_{horasc}} \quad (10)$$

Onde:

Inv_c = Potência do inversor carregador

P_b = Energia da bateria (dado do fabricante)

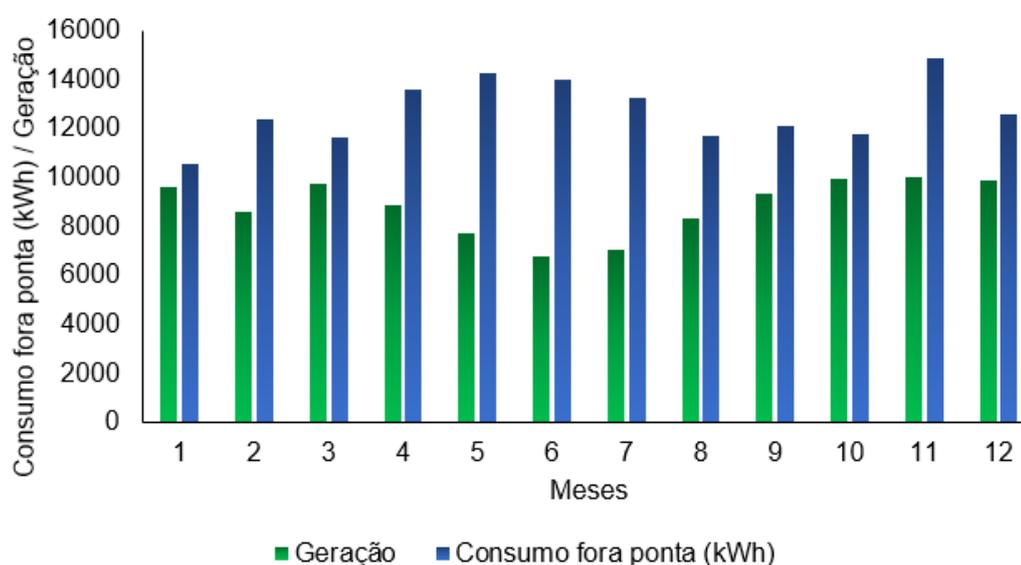
DOD = Profundidade de descarga (20 %)

Nhorasc = Número de horas para descarregar a bateria (3 h)

Aplicando essa equação foi encontrado uma potência necessária de 2.816 W, com isso optamos por utilizar um modelo da Growatt SPF3500ES com potência de 3,5 kW que opera eficazmente com uma tensão de carregamento de 48V.

Conforme mencionado anteriormente, a carga dessas baterias será realizada durante o período fora ponta, enquanto a descarga ocorrerá nos horários de ponta. Isso resultará na transferência da carga do horário de ponta para o período fora de ponta. O Gráfico da Figura 17 ilustra o novo perfil de consumo resultante dessas alterações.

Figura 17 – Novo perfil de consumo após o deslocamento da ponta.



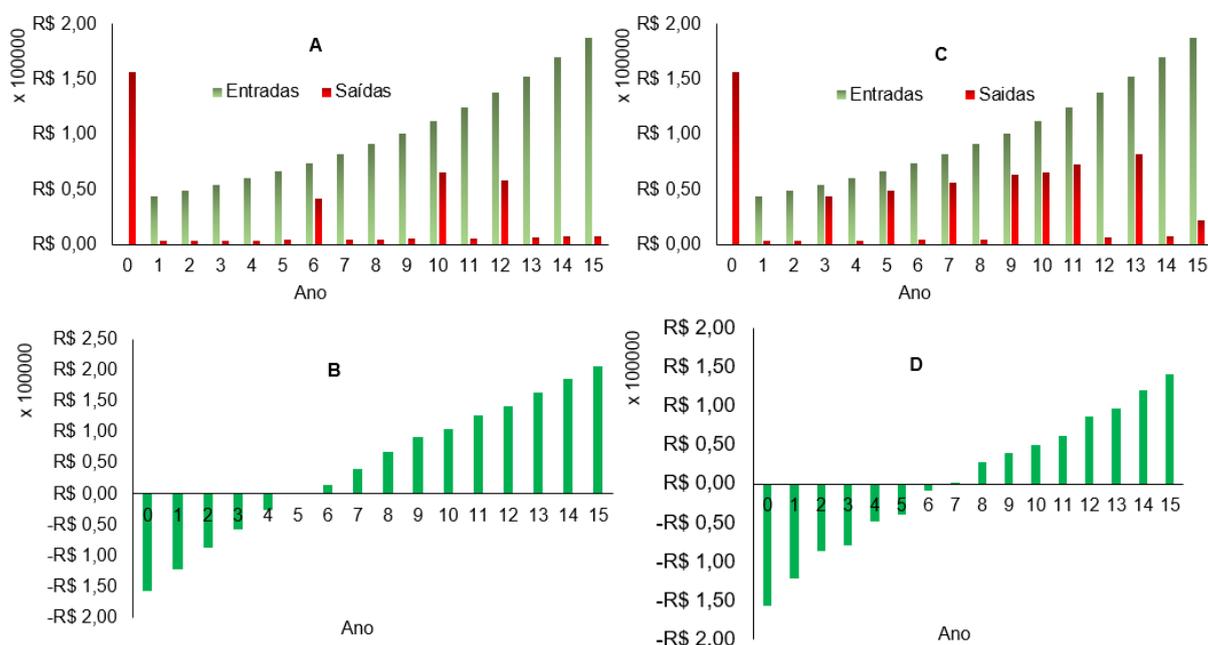
Fonte: Autoria própria, 2023.

Como este cliente tem um leve consumo no horário de ponta, podemos ver que analisando graficamente o “deslocamento” de carga não influenciou consideravelmente, pois o consumo na ponta representa 0,56% do consumo total.

Para implementar essa combinação de sistemas, o cliente precisaria realizar um investimento total inicial (CAPEX) no valor de R\$156.260,88 (SSFV R\$ 123.403,74), inversor carregador R\$ 5.671,14 e banco de baterias R\$ 27.184,00) enquanto o custo médio anual de manutenção (limpeza, capinação e monitoramento) (OPEX) é de R\$3.359,20. Nesse cenário também foi considerado a troca dos inversores fotovoltaicos e os inversores carregadores de acordo com a garantia estabelecida pelo fabricante.

As análises financeiras consideraram duas possibilidades de troca da bateria: tempo de vida útil médio estabelecido pelo fabricante e garantia da bateria pelo fabricante (2 anos).

Figura 18 – Fluxo de caixa: entradas e saídas financeiras (A – troca da bateria por vida útil e C – troca por garantia) e Payback (B – troca da bateria por vida útil e D – troca por garantia), para bateria de chumbo-ácido



Fonte: Autoria própria.

No cenário considerando a vida útil média das baterias de chumbo Figuras 18A e 18B, que é de aproximadamente 6 anos, dependendo do ciclo de funcionamento, percebemos que só irão existir duas trocas de baterias, nos anos 6 e 12, e uma troca do inversor do SSFV. Também percebemos que no Payback para esse cenário com essa possibilidade fica entre o 4° e 5° ano, mais precisamente em 4,96 anos. A TIR foi 32,67%, e o VPL de R\$206.717,54.

Quando optamos por considerar a garantia, que se estende por 2 anos, ou seja, a substituição das baterias a cada dois anos, como podemos ver na Figura 18C, percebemos que o Payback Figura 18D passou a ser entre o 6° e 7° ano, mais precisamente 6,95 anos. A TIR também apresentou uma queda para 27,43%, e o VPL também reduziu para R\$140.572,6.

4.1.3.2. Bateria de Íon-Lítio

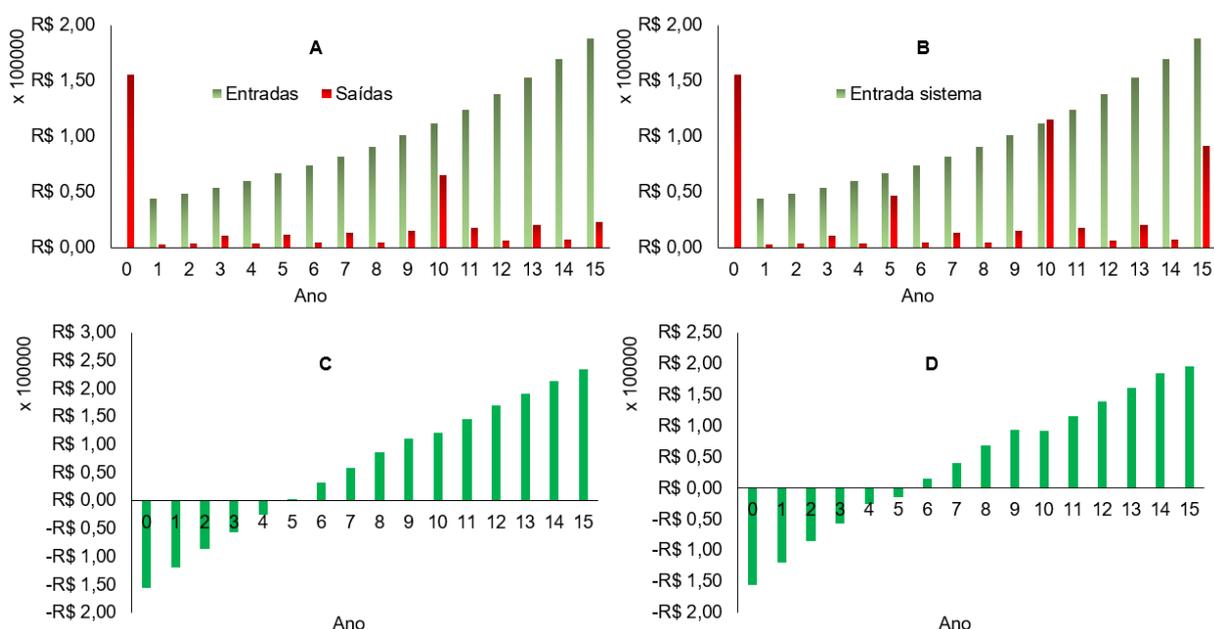
A segunda forma de armazenamento é por meios de baterias de Lítio, seguindo a mesma ideia de como dimensionar a bateria de chumbo foi replicado para lítio levando em conta seus parâmetros técnicos, a bateria escolhida foi uma moura modelo 48MLS100, com uma energia de 4,8 kWh, DOD de 80% que possibilita 6000 ciclos, tem uma capacidade de 100 Ah e 48 V. Foi calculada com a Equação 7, uma quantidade de 2 baterias, que foram conectadas no inversor da Growatt modelo SPF3500ES com potência de 3,5 kW, as baterias foram ligadas em paralelo.

Para implementar essa combinação de sistemas, o cliente precisaria realizar um investimento total inicial (CAPEX) no valor R\$ R\$ 155.301,02 (SSFV R\$ 123.403,74), inversor carregador R\$ 5.671,14 e banco de baterias R\$ 26.234,17) enquanto o custo médio anual de manutenção (limpeza, capinação e

monitoramento) (OPEX) é de R\$3.359,20. Nesse cenário também foi considerado a troca dos inversores fotovoltaicos e os inversores carregadores de acordo com a garantia estabelecida pelo fabricante.

As análises financeiras consideraram duas possibilidades de troca da bateria: tempo de vida útil determinado pelo DOD e considerando um ciclo por dia (23 anos) e garantia da bateria pelo fabricante (5 anos).

Figura 19 – Fluxo de caixa: entradas e saídas financeiras (A – troca da bateria por vida útil e C – troca por garantia) e Payback (B – troca da bateria por vida útil e D – troca por garantia), para bateria de lítio.



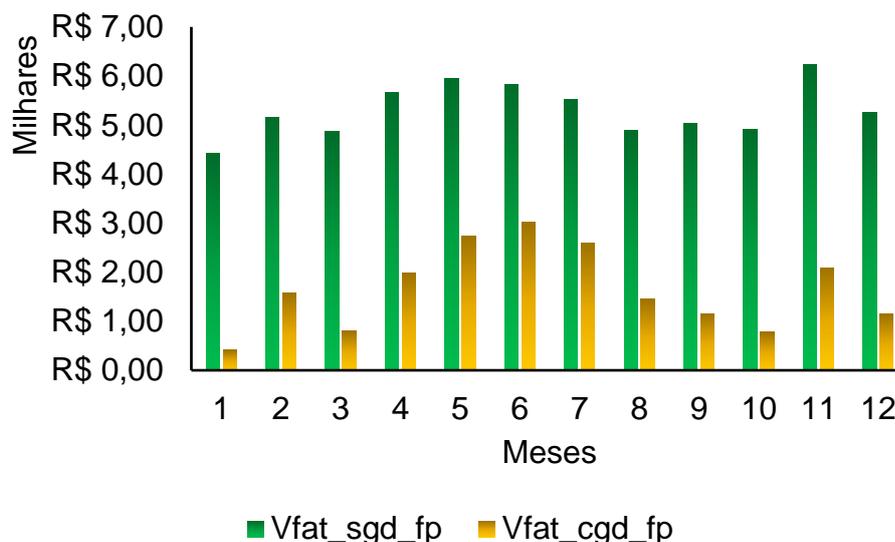
Fonte: Autoria própria.

Analisando a Figura 19 que retrata a análise financeira do cenário com baterias de Lítio, a Figura 19A, que considera a troca das baterias apenas no final da sua vida útil, podemos ver que a maior saída financeira é no ano 10, devido a troca dos inversores carregadores, neste caso não há troca de baterias. Na Figura 19C podemos ver que o Payback dessa possibilidade ficou entre o 4° e 5° ano, mas exatamente em 4,92 anos, a TIR é de 34,36% e o VPL foi de R\$233.788,49. Já na Figura 19B que é levado em conta a garantia das baterias, podemos perceber três grandes saídas de capital, nos anos 5, 10 e 15, isso se dá devido a troca das baterias.

No ano 10 podemos perceber que a saída de capital é maior que as entradas, isso porque além da troca das baterias também tem a troca dos inversores do SSFV, na Figura 19D podemos ver que isso influenciou no Payback, passou a ser entre o 5° e 6° ano, mas exatamente 5,5 anos, os indicadores também sofreram alterações, a TIR caiu para 32,18% e o VPL foi para R\$ 195.649,49.

O gráfico da Figura 20 mostra os valores pagos estimados para o primeiro ano para este cliente com este cenário.

Figura 20 – Energia faturada com SSFV mínimo e baterias (chumbo e lítio)



Fonte: Autoria própria.

Nesse cenário e com as duas possibilidades, como a ideia é que o consumo da ponta seja deslocado para o fora ponta, que no caso seria o momento em que as baterias estão sendo carregadas, para no momento da ponta as baterias serem descarregadas, ambos os sistemas apresentaram uma economia de 67,26 % o que representa R\$ 44.051,01.

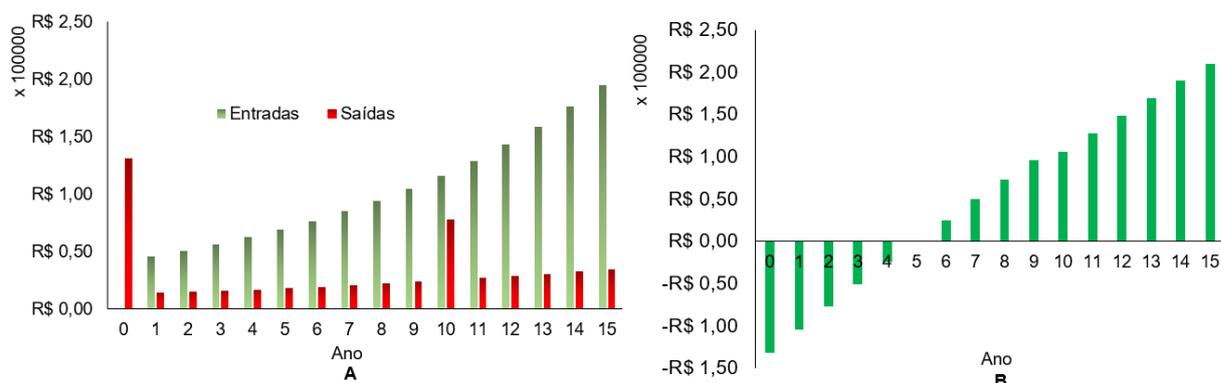
4.1.4. Sistema mínimo com gerador diesel, caso 1

O sistema mínimo nesse cenário para seu dimensionamento a ideia foi levar em conta apenas a energia fora de ponta, pois neste caso não há deslocamento da energia da ponta para fora de ponte; e em seguida aplicar a Equação 3 e 4, com a diferença que na Equação 4 o consumo ponta e o fator de ajuste não entram. Entretanto, como o consumo da ponta na UC representa 0,56 % é muito pequeno, decidimos optar por continuar usando o sistema mínimo dos tópicos anteriores.

O gerador diesel também foi levado em conta o pior caso, ou seja, o mês em que o consumo na ponta foi o maior de todos os outros, visando assim garantir que o gerador suprisse o consumo do cliente. Para isso foi aplicado a Equação 6. Que resultou numa potência necessária na ponta de 2,598 kW, com esse valor é possível fazer uso da Equação 8, e assim encontrar um gerador que tenha uma potência de 3,25kVA, entretanto esse gerador irá trabalhar no modo prime logo eles são dimensionados para operar a 70% de sua potência de forma contínua, logo o gerador precisa ser de 3,78kVA. Logo o gerador escolhido comercialmente foi um Branco BD-6500 de 4,5 kVA.

Para implementação desse cenário, o CAPEX é R\$ 131.035,64 (SSFV R\$ 123.405,74) e o GMG R\$ 7.629,90) enquanto o custo médio anual de manutenção do SSFV (limpeza, capinação e monitoramento) e do GMG (manutenção, combustível, troca de óleo, filtros) (OPEX) é R\$14.238,00. Nesse cenário também foi considerado a troca dos inversores fotovoltaicos de acordo com a garantia estabelecida pelo fabricante

Figura 21 – A - Fluxo de caixa (entradas e saídas financeiras) e B - Payback

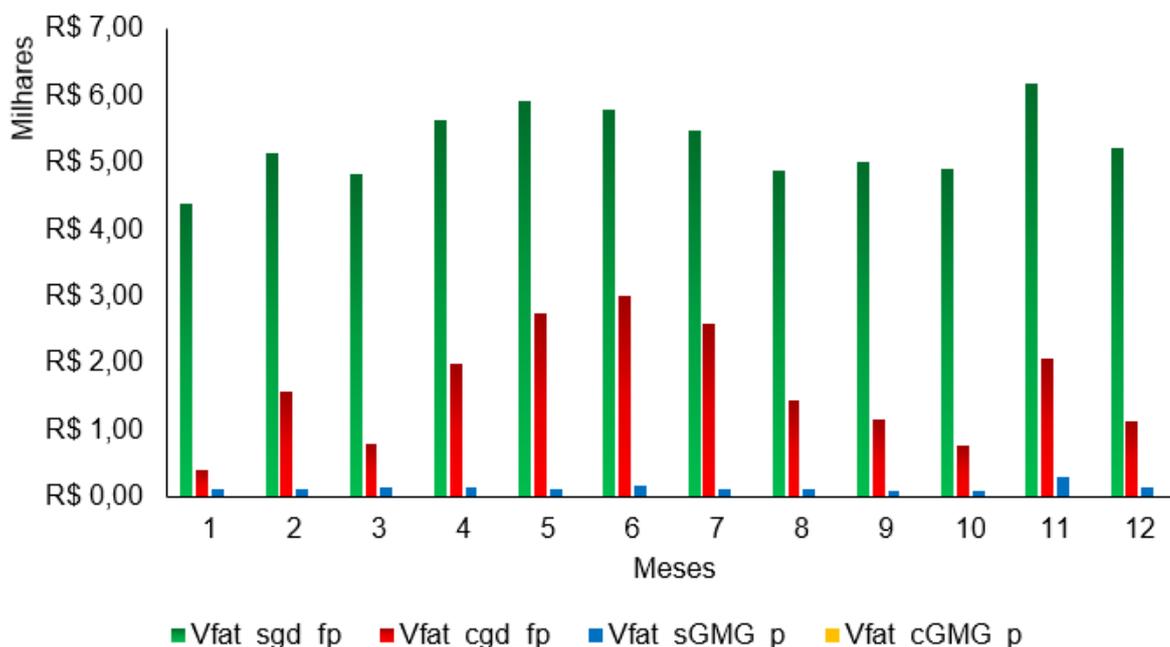


Fonte: Autoria própria.

Quando se analisa a Figura 21A, percebemos que esse cenário é o que apresenta o maior valor de saídas entre todos os cenários, isso se dá principalmente devido ao alto preço do diesel. Esse sistema apresenta um Payback de aproximadamente 5 anos, uma TIR de 35 % e um VPL de R\$ 210.099,65.

O gráfico da Figura 22 mostra os valores pagos estimados para o primeiro ano para este cliente com este cenário.

Figura 22 – Energia faturada com e sem SSFV mínimo e com e sem o GMG diesel.



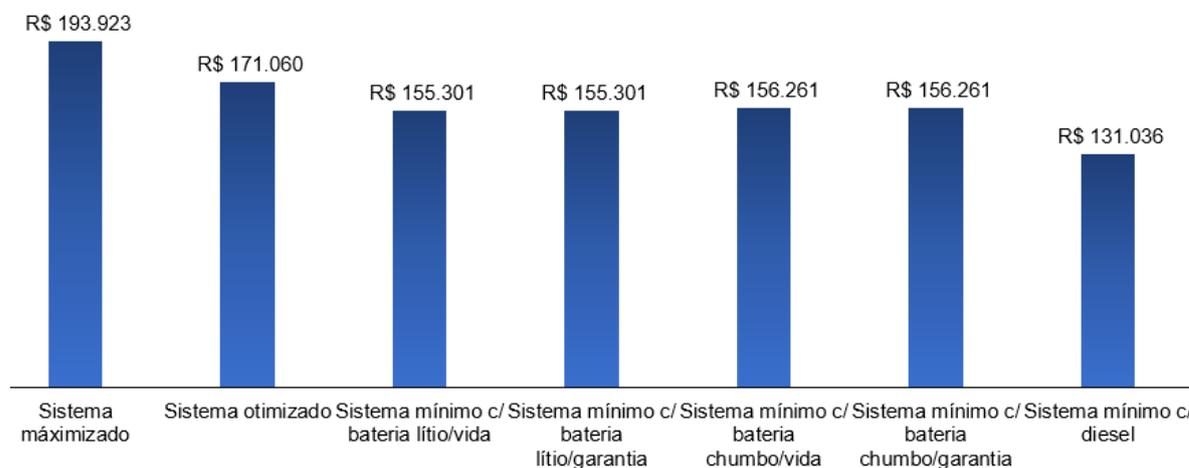
Fonte: Autoria própria.

Neste cenário, o SSFV também oferece uma economia em relação ao consumo fora ponta, a diferença é não há deslocamento de consumo ponta para fora ponta, pois o GMG a diesel é quem supre este consumo, como podemos ver na Figura 22.

4.1.5. Comparativo dos cenários

Visando apresentar os resultados para este caso de forma mais didática, a seguir as Figuras 23, 24, 25, 26 e 27 comparam os respectivos indicadores: CAPEX, Economia, VPL, TIR e Payback.

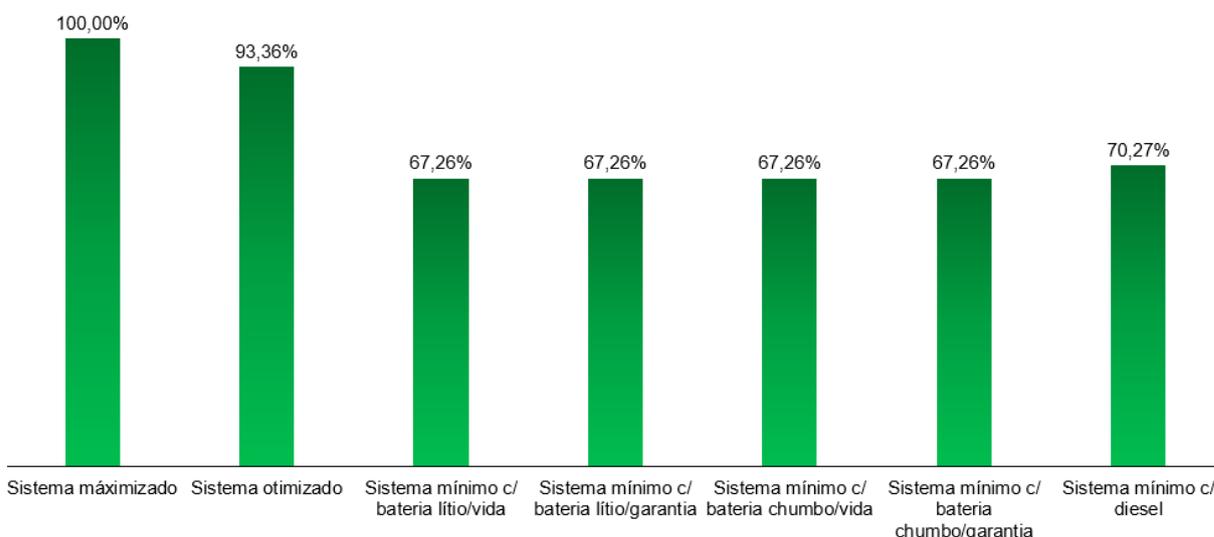
Figura 23– CAPEX



Fonte: Autoria própria.

O gráfico da Figura 23 mostra os CAPEX dos cenários analisados para este caso. Pode-se observar que o menor CAPEX é a solução com SSFV mínimo mais GMG Diesel e o maior é o SSFV maximizado. Os CAPEX dos cenários com baterias e SSFV são praticamente os mesmos, pois embora a bateria de chumbo-ácido seja mais barata, são necessárias mais baterias devido ao baixo DOD. Já para as baterias de íon-lítio, o DOD é maior, que resulta em menos baterias, mas o custo é mais elevado.

Figura 24 – Economia (%)

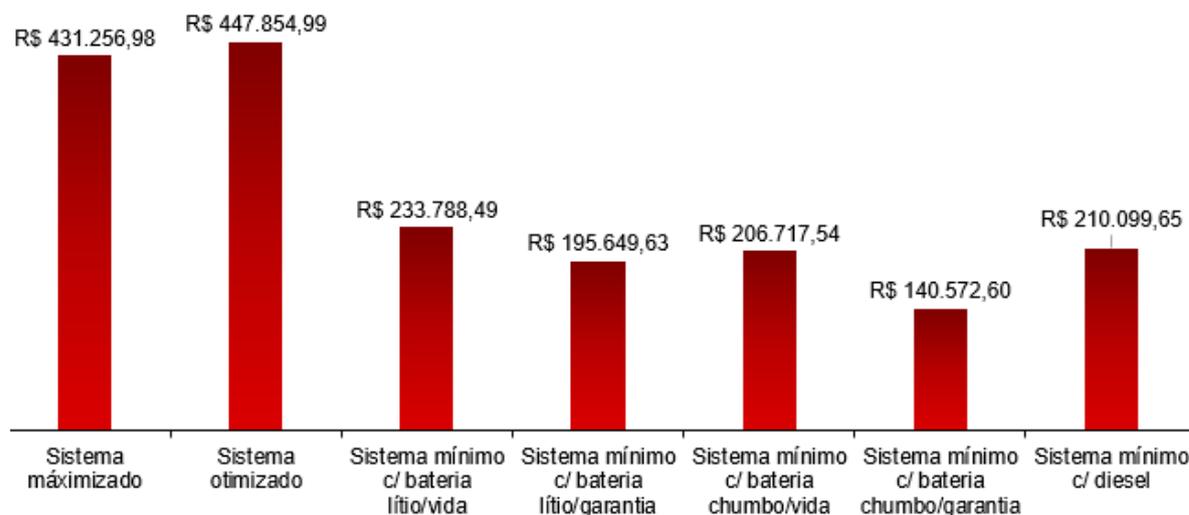


Fonte: Autoria própria.

A Figura 24 apresenta a redução de custo com a energia elétrica para o cliente em estudo. É possível observar que independente da tecnologia de armazenamento,

a economia para os cenários com bateria e GMG diesel em conjunto com SSFV apresentam praticamente a mesma economia, que é menor que os cenários com apenas SSFV, pois como o SSFV mínimo que é utilizado com armazenamento, foi definido de forma a não compensar os consumos da ponta em nenhum dos meses, ele deixa de compensar a parte da energia nos horários fora da ponta.

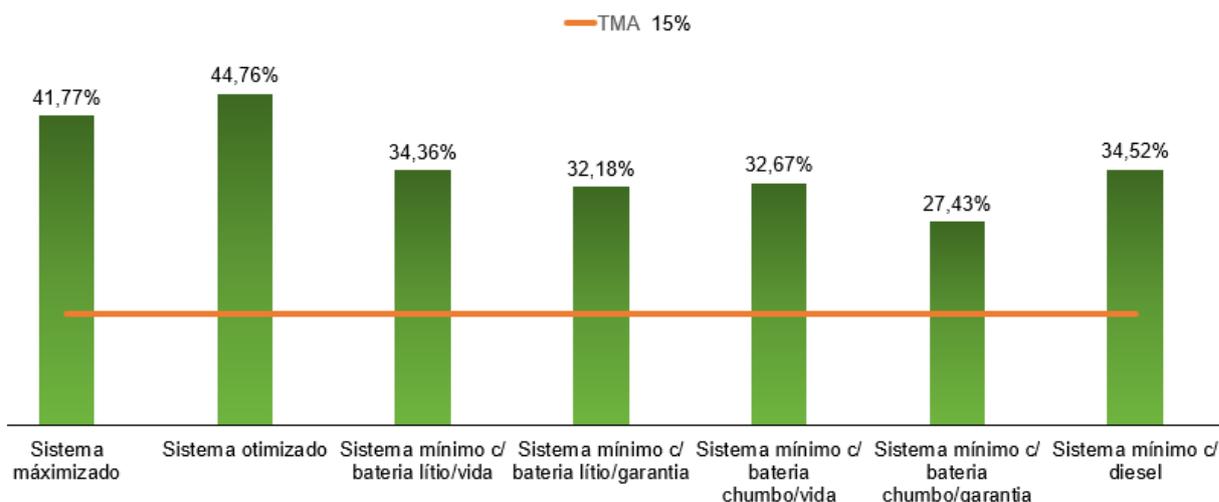
Figura 25 – Valor Presente Líquido (VPL)



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 25, é possível observar que todos os cenários exibem VPL positivo, indicando que cada cenário é viável e proporciona retornos financeiros superiores aos investimentos realizados. É notório que os SSFV são os que apresentaram maior VPL ou sejam a rentabilidade é maior, já o SSFV mínimo com baterias de chumbo e lítio apresentam um VPL menor. Quando é considerado a troca das baterias de acordo com a garantia dos fabricantes esse VPL cai ainda mais. O GMG a diesel também mostrou um indicador melhor que os cenários com SSFV mínimo com bateria de chumbo considerando tanto a vida útil como garantia e o SSFV mínimo com baterias de lítio considerando a garantia do lítio. Conclui-se que, embora os SSFV continuem a ser a opção mais vantajosa, a possibilidade de armazenamento de energia, conforme delineado nos cenários avaliados, demonstra-se viável e competitiva em relação às soluções baseadas em diesel.

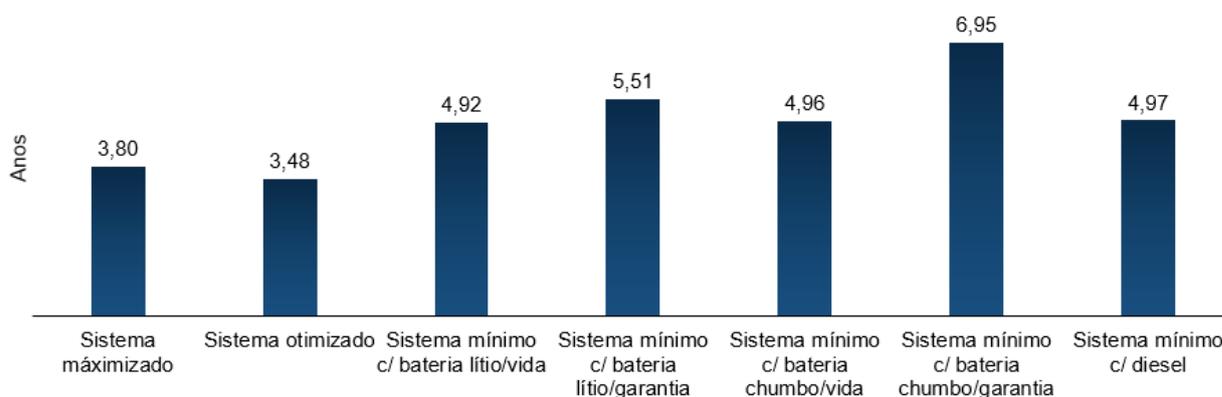
Figura 26 – Taxa Interna de Retorno (TIR)



Fonte: Autoria própria.

A Figura 26 podemos comparar a TIR de cada cenário com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), percebemos que todos os cenários apresentam a TIR está bem acima do esperado mostrando que todos os cenários são viáveis.

Figura 27 – Payback



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 27 percebemos que os cenários do SSFV maximizado e otimizado que são os que apresentam maior viabilidade, também são os que apresentam o menor tempo de retorno.

4.2. Caso 2 – IFPE Campus Pesqueira

Para este caso, a energia média diária calculada com a Equação 4, foi de 441,25 kWh, já considerados o consumo na ponta e o fator de ajuste.

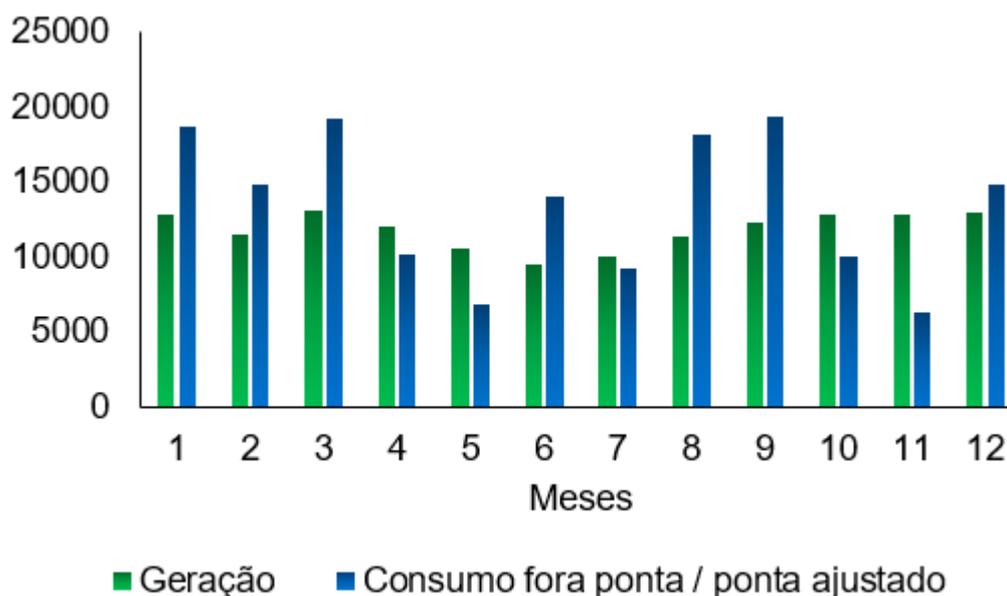
4.2.1. Sistema otimizado, caso 2

Aplicando a mesma metodologia do sistema otimizado do caso 1, aqui no caso 2, foi encontrado um sistema com 170 módulos Jinko modelo JKM565M-7RL4 com potência de 565 Wp e dois inversores modelo MID36KTL3-X, onde os módulos

foram distribuídos em 10 strings com 17 módulos em série. Esse sistema fornece uma potência de 96,1 kWp e um FDI de 1,33.

A Figura 28 apresenta o gráfico comparativo entre geração e consumo do sistema otimizado.

Figura 28 – Geração x Consumo fora de ponta e ponta ajustada (kWh)

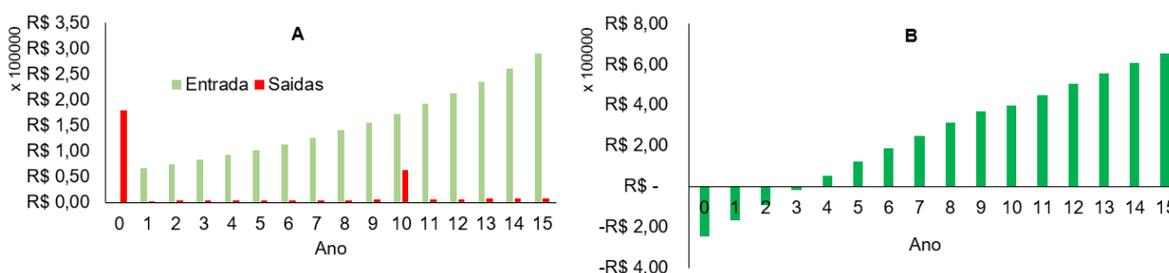


Fonte: Autoria própria.

Na Figura 28, podemos ver que neste segundo caso, o consumo da UC é superior quando comparado ao do caso 1. Embora haja menos meses em que a geração é maior que o consumo, no final deste ano de análise, esse sistema gera 6968 kWh em créditos, porém isso não é um problema pois quando olhamos o gráfico é possível perceber que nos três primeiros meses, haverá um consumo bem superior à geração, logo esses créditos serão utilizados.

O investimento (CAPEX) para aquisição deste sistema é de R\$ 179.507,60 já o OPEX que é custo de manutenção e operação do sistema é em média R\$ 3.775,42. Foi considerado também um OPEX relativo à troca do inversor no 10º ano de operação, onde podemos ver melhor no gráfico da Figura 29A.

Figura 29 – A - Fluxo de caixa (entradas e saídas financeiras) e B - Payback



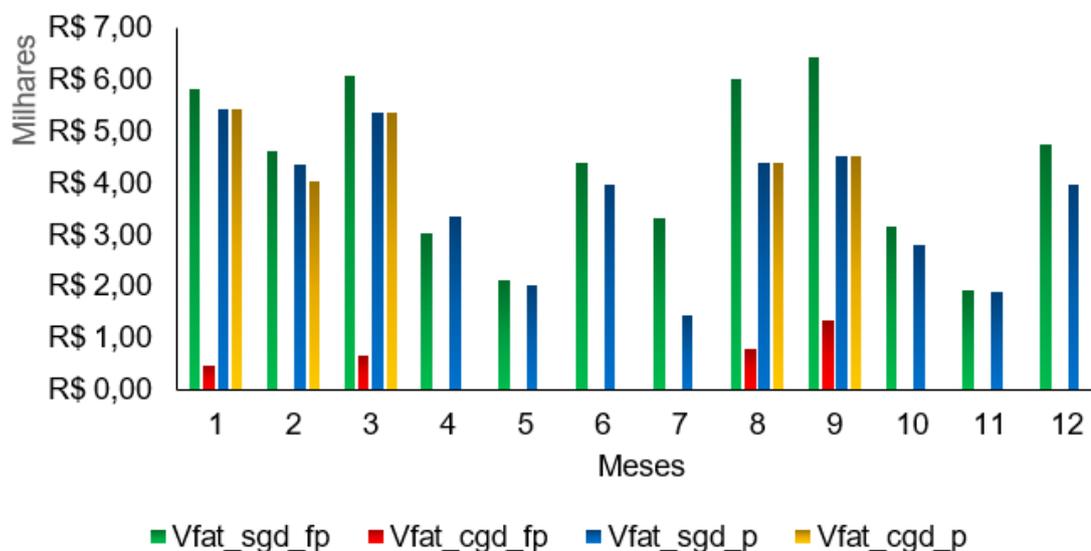
Fonte: Autoria própria.

Podemos ver que na Figura 29A temos valores considerados baixos em relação as entradas, o único ano que podemos observar uma saída de maior valor é no 10º ano, isso se dá por conta da troca dos inversores do SSFV.

Já na Figura 29B é o gráfico onde é feito a soma dessas entradas e saídas e é obtido o Payback, que como podemos ver ficou entre o 3º e 4º ano, mas exatamente em 3,33 anos. A TIR desse cenário foi de 46,28 %, o VPL de R\$ 475.982,57.

O gráfico da Figura 30 mostra os valores pagos estimados para o primeiro ano para este cliente com este cenário.

Figura 30 – Energia faturada com e sem SSFV otimizado



Fonte: Autoria própria.

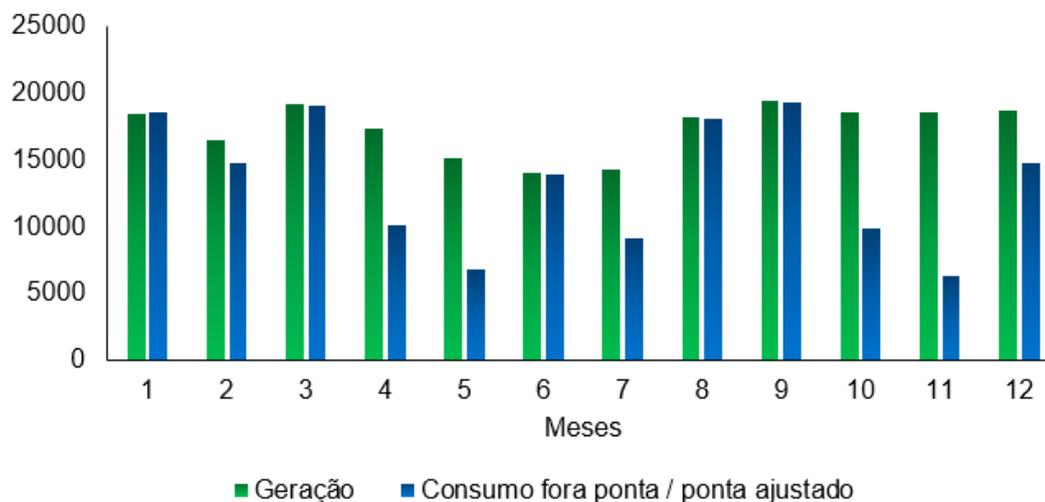
Na Figura 30 podemos perceber que nesse cenário o SSFV em 8 meses o sistema é capaz de zerar o valor da fatura de energia fora ponta (barras vermelhas) e nos outros 4 uma redução de mais 70 % no valor da fatura. Já a fatura da ponta em 7 meses é possível perceber que o sistema é capaz de zerar o valor da fatura na ponta e em 1 mês oferece uma leve redução. Esse sistema oferece uma economia de 71,64 % o que corresponde um valor de R\$ 68.126,65.

4.2.2. Sistema maximizado, caso 2

Semelhante ao sistema otimizado onde fomos fazendo várias simulações e distribuição de sistemas, sistema composto por 230 módulos Jinko modelo JKM565M-7RL4 de 565 kWp e dois inversores Growatt modelo MAX50KTL3LV, de 50 kW, os módulos são distribuídos em 23 strings cada uma com 10 módulos em série, esse sistema fornece uma potência de 130 kWp e um FDI de 1,30.

Na Figura 31 é possível ver o comparativo entre a geração e o consumo do UC.

Figura 31 - Geração x Consumo fora de ponta e ponta ajustada (kWh)

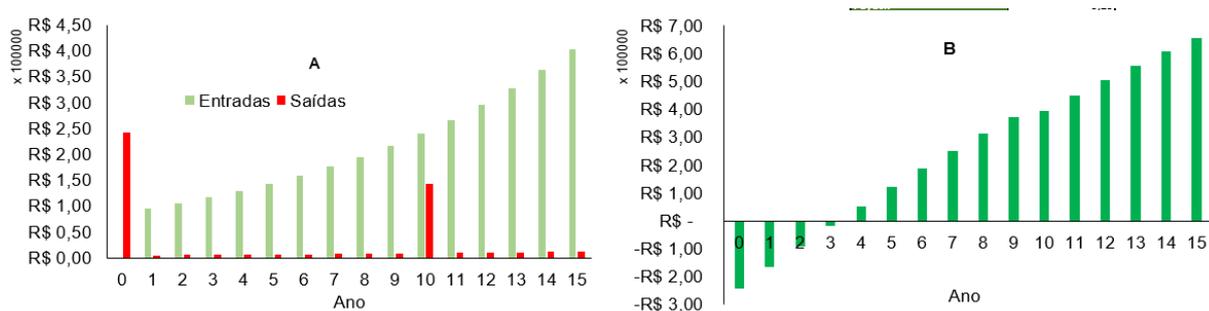


Fonte: Autoria própria.

Analisando o gráfico podemos ver que esse cenário consegue suprir muito bem o consumo fora de ponta e ponta, apenas no primeiro mês do primeiro ano que a geração é um pouco menor, entretanto, nas simulações realizadas constatou-se que esse sistema gera um excedente de créditos muito grande, no final de um ano este cenário gerou 44.848 kWh, logo no segundo todo o consumo da UC será compensado, mas, embora supra praticamente todo o consumo da UC, ele se mostra um sistema muito superdimensionado, pois todos esses créditos não serão usados e conseqüentemente serão perdidos em 60 meses.

O investimento para implantação desse sistema (CAPEX) é de R\$242.863,23, com um custo média de manutenção OPEX de R\$4.790,00. Também foi considerado o OPEX relativo à troca do inversor no 10º ano de operação, onde podemos ver melhor no gráfico da Figura 32A.

Figura 32 – A - Fluxo de caixa (entradas e saídas financeiras) e B - Payback



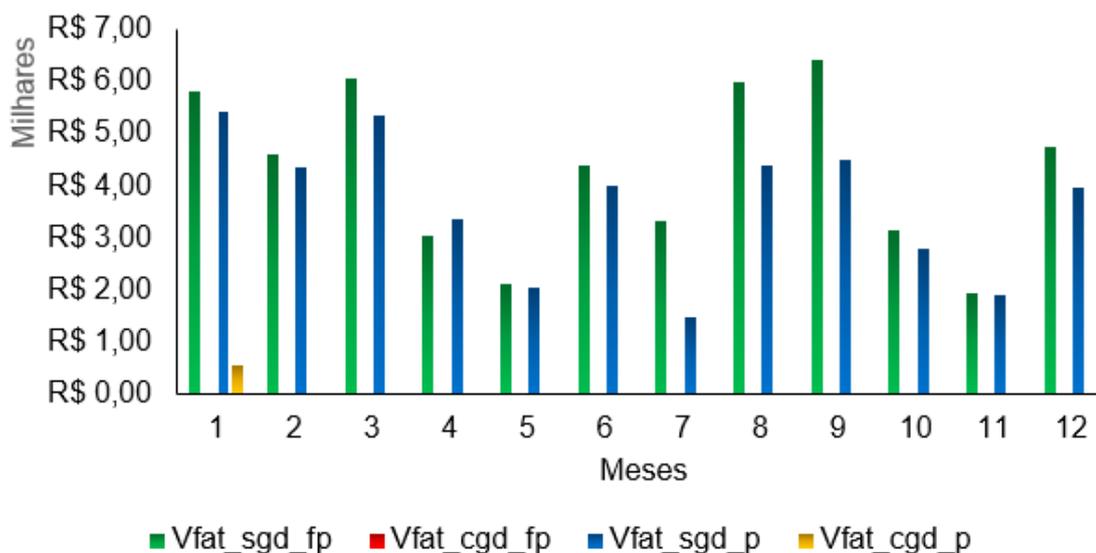
Fonte: Autoria própria.

O gráfico da Figura 32A mostra as entradas e saída, o ano 0 indica o CAPEX do sistema, já nos anos posteriores podemos notar as entradas que são o quanto o cliente passa a economizar, também tem as saídas que é o OPEX do sistema, que envolve os custos de manutenção e operação do sistema, podemos ver que a economia passa a aumentar ao longo dos anos e isso se dá devido a inflação energética que faz com que todos os anos as tarifas de energia sejam ajustadas, semelhantemente ocorre com as saídas que passam a ficar mais caras devido a

inflação. Na Figura 32B é o fluxo de caixa resultante das entradas e saídas em valor presente, dá para notar que o Payback desse investimento fica entre o 3° e 4° ano, mas exatamente em 3,23 anos. O VLP deste cenário é R\$ 654.350,59 e a TIR foi de 47,11%.

O gráfico da Figura 33 mostra os valores pagos estimados para o primeiro ano para este cliente com este cenário.

Figura 33 – Energia faturada com SSFV otimizado



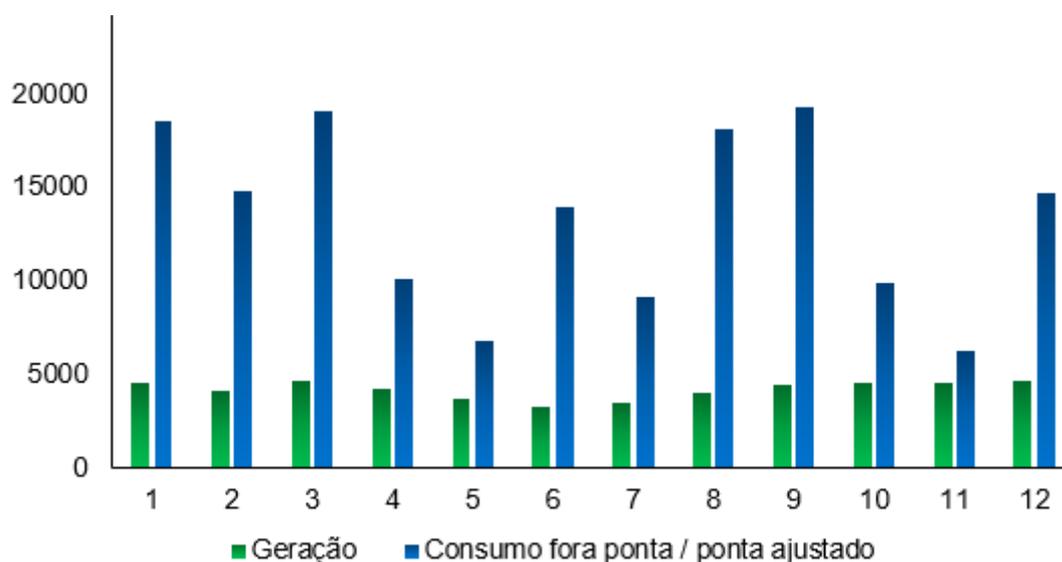
Fonte: Autoria própria.

Como podemos ver na Figura 33, apenas no primeiro mês do primeiro ano que esse cliente ainda pagará um pouco de energia faturada na ponta, porém no restante dos meses do ano ele estará isento desse custo, pois esse sistema é capaz de compensar esse custo e ainda acumular créditos. Esse sistema registrou uma economia no primeiro ano de 99,41 %, o que representa um valor financeiro total de R\$ 94.543,75.

4.2.3. Sistema mínimo com baterias, caso 2

Seguindo o mesmo raciocínio do tópico 4.1.3, após dimensionar o sistema a partir dos dados da UC do caso 1, fomos fazendo variações do sistema dimensionado de início através do PVSyst com o intuito de diminuir esse sistema de tal modo que em nenhum dos meses a geração iria gerar créditos para ser compensado no próximo posto tarifário que seria o de ponta.

No gráfico da Figura 34 é possível ver o comportamento desse sistema comparado com o consumo. O sistema possui 56 módulos jinko modelo JKM565M-7RL4 com potência de 565 Wp (31,6) kWp e um inversor Growatt modelo MID40KTL3-X de 40 kW, os módulos foram distribuídos em 4 strings com 14 módulos em série. O FDI desse sistema é 0,79. Na Figura 33 é possível ver o comparativo entre a geração e o consumo do UC.

Figura 34 – Geração x Consumo fora de ponta e ponta ajustada (kWh)

Fonte: Autoria própria.

De acordo com o gráfico da Figura 34, a geração de energia nunca excede ou iguala o consumo da UC. Diante desse cenário, surge a possibilidade de implementar sistemas de armazenamento de energia, como baterias de chumbo-ácido ou de lítio, de modo a abater o consumo na ponta.

4.2.3.1. Baterias de chumbo - ácido, caso 2

Tendo em vista que, com base na Figura 34, a geração fotovoltaica não influencia o consumo durante a ponta, optamos por considerar o maior mês de consumo na ponta para em seguida dimensionar um banco de baterias para essa carga, visando garantir que o banco supra esse consumo.

Também foi utilizado a bateria de chumbo-ácido do modelo MS234Ah, a qual fornece uma energia de 2640 Wh, tem uma capacidade de 220 Ah, o DOD de 20% e tensão 12V. Foi calculado com a Equação 7 uma quantidade de 273,6 baterias.

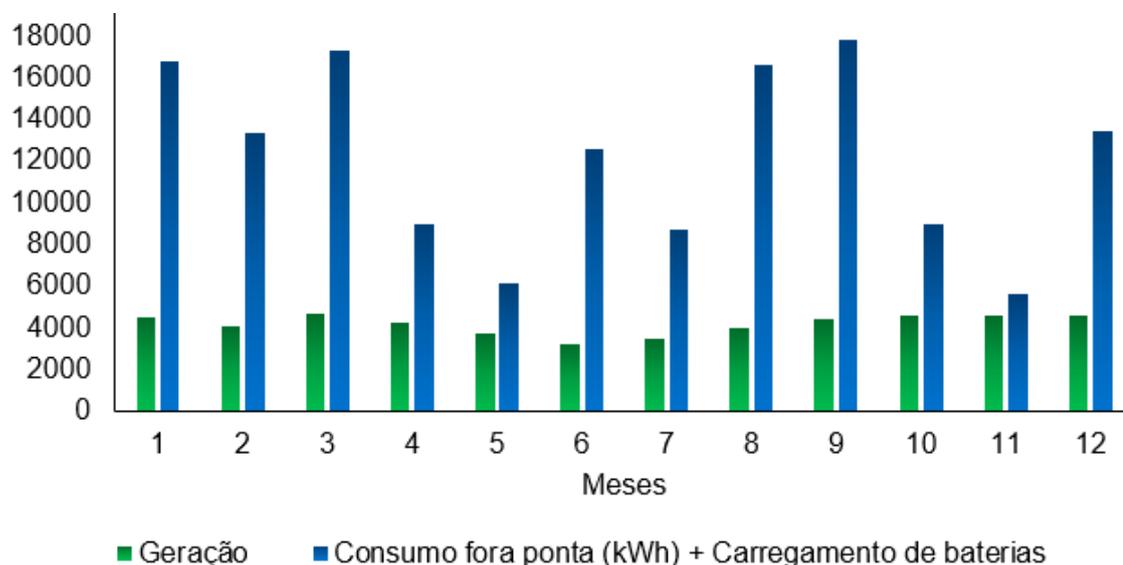
O propósito desse banco de baterias é que ele seja carregado pela rede elétrica. Porém, descarregue dentro do horário de ponta (3 h). Desta forma, é necessária a utilização de um inversor carregador para essas baterias com potência suficiente, cujo dimensionamento é realizado por meio da aplicação da Equação 10. Foi encontrado uma potência necessária de 48,58 kW, com isso optamos por utilizar 10 inversores da Growatt modelo SPF5000ES com potência de 5 kW que opera eficazmente com uma tensão de carregamento de 48V. Não foram encontrados no mercado inversores carregadores de maior potência.

As baterias ficaram distribuídas em um bloco de 6 inversores em paralelo e outro de 4 inversores em paralelo. Em cada inversor foram ligados 7 arranjos de baterias em paralelo, onde cada arranjo contém 4 baterias em série. Logo, foi encontrado um total de 280 baterias.

A carga dessas baterias será realizada durante o período fora de ponta, enquanto a descarga ocorrerá nos horários de ponta. Isso resultará na transferência

da carga do horário de ponta para o período fora de ponta. O gráfico da Figura 35 ilustra o novo perfil de consumo resultante dessas alterações.

Figura 35 – Novo perfil de consumo



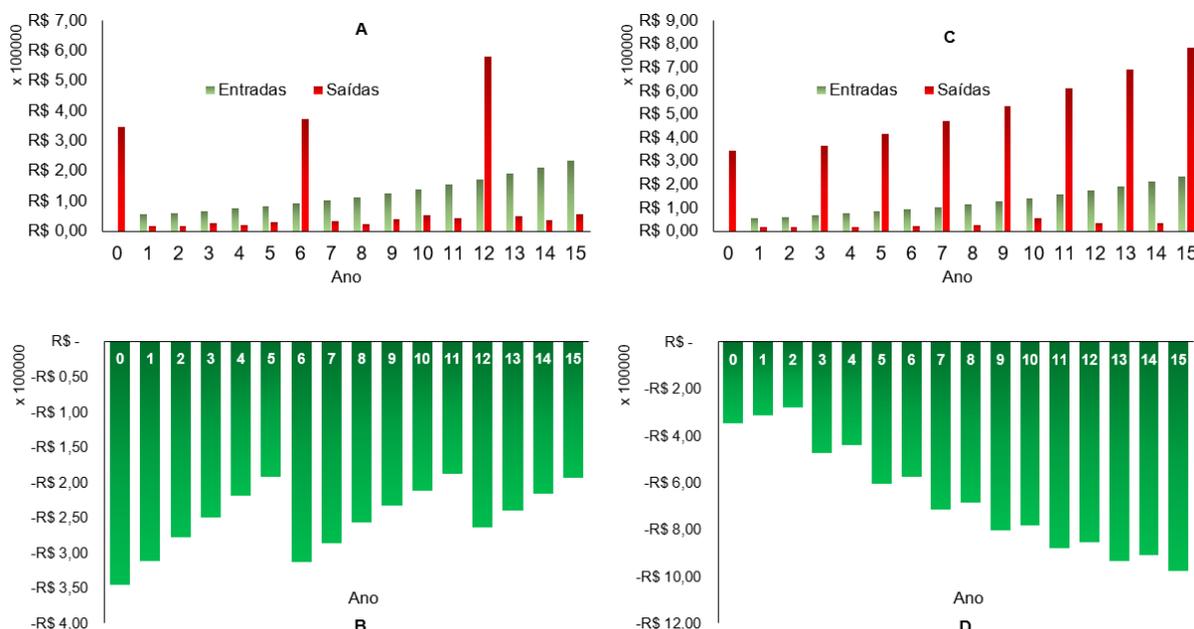
Fonte: Autoria própria, 2023.

Como a transferência de consumo para o fora de ponta podemos ver que o consumo fica um pouco menor quando comparado com o consumo fora de ponta e ponta ajustado da Figura 34.

Para implementar essa combinação de sistemas, o cliente precisaria realizar um investimento total inicial (CAPEX) no valor de R\$ 405.478,62 (SSFV R\$ 59.131,92), inversor carregador R\$ 66.011,7 e banco de baterias R\$ 280.335,00) enquanto o custo médio anual de manutenção (limpeza, capinação e monitoramento) é de R\$2.000,00 para o SSFV e um custo de R\$ 14.016,35 com manutenção, monitoramento, limpeza das baterias (OPEX). Nesse cenário também foi considerado a troca dos inversores fotovoltaicos e os inversores carregadores de acordo com a garantia estabelecida pelo fabricante.

As análises financeiras consideraram duas possibilidades de troca da bateria: tempo de vida útil médio estabelecido pelo fabricante e garantia da bateria pelo fabricante (2 anos).

Figura 36 – Fluxo de caixa: entradas e saídas financeiras (A – troca da bateria por vida útil e C – troca por garantia) e Payback (B – troca da bateria por vida útil e D – troca por garantia), para bateria de chumbo-ácido



Fonte: Autoria própria.

Analisando a Figura 36A que é quando foi levado em conta a possibilidade da troca das baterias a cada 6 anos, onde no ano 0 a saída de capital representa o CAPEX, também é possível perceber que nos anos 6 e 12 há um valor muito alto de saída, e isso se dá por conta da troca do banco de baterias. Na Figura 36B que é Payback, é notório que o investimento começa se pagar a partir do ano 1, entretanto devido a troca das baterias nos anos já citados anteriormente, é possível que o gráfico sofre uma queda, que demonstra a saída de capital maior que a entrada, logo o projeto não irá se pagar.

Analisando a Figura 36C é perceptível que essa possibilidade se torna ainda pior, pois há saídas de capital para troca das baterias a cada dois anos, e como vemos no gráfico da Figura 36D, o projeto também não se pagará.

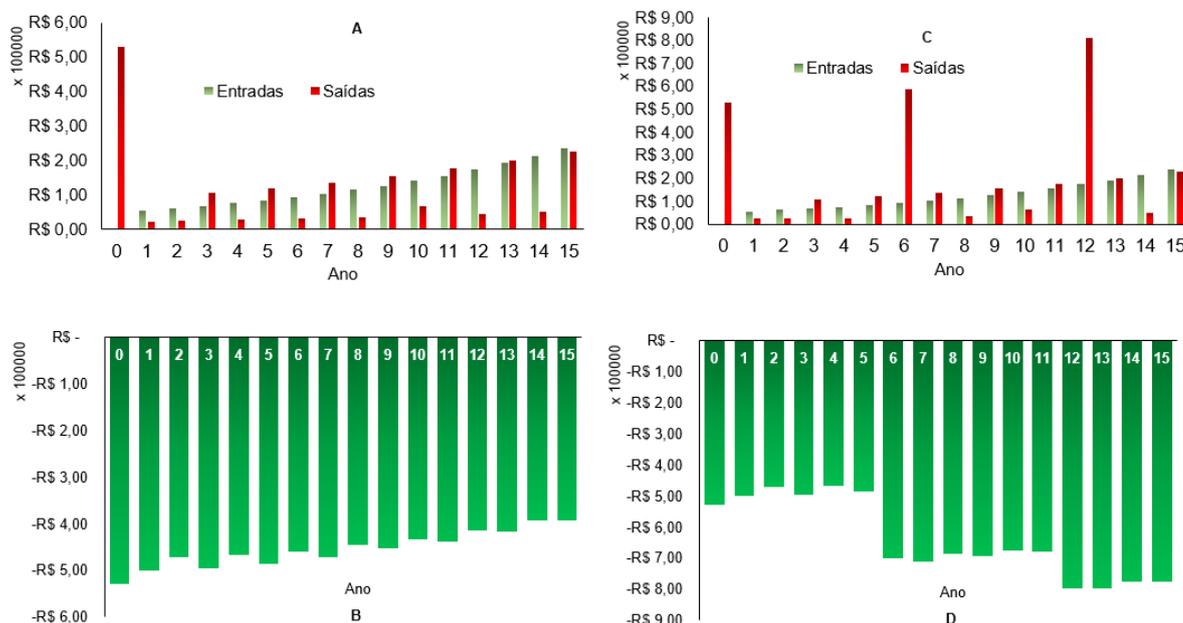
4.2.3.2. Baterias de Íon - Lítio, caso 2

A segunda forma de armazenamento é por meios de baterias de Lítio, seguindo a mesma ideia de como dimensionar a bateria de chumbo foi replicado para lítio levando em conta seus parâmetros técnicos, a bateria escolhida foi uma UniPower modelo UPLFP48, com uma energia de 4,8 kWh, DOD de 80% que possibilita 6000 ciclos, tem uma capacidade de 100 Ah e 48 V. Foi calculado com a Equação 7 uma quantidade de 38 baterias, que foram conectadas no inversor da Growatt modelo SPF5000ES com potência de 5 kW, onde as baterias foram distribuídas em dois conjuntos de inversores, o primeiro com 6 inversores em paralelo e o segundo com 4 inversores em paralelo, onde 9 inversores ficaram com 4 baterias em paralelo e 1 inversor com 2 baterias em paralelo.

Para implementar essa combinação de sistemas, o cliente precisaria realizar um investimento total inicial (CAPEX) no valor R\$ 527.988,08 (SSFV R\$ 58.131,92), inversor carregador R\$ 66.011,17 e banco de baterias R\$ 402.844,46; enquanto o custo médio anual de manutenção (limpeza, capinação e monitoramento) é de R\$ 2.000,00 e R\$ 20.142,22 com manutenção (monitoramento, limpeza das baterias, testes) (OPEX). Nesse cenário também foi considerado a troca dos inversores fotovoltaicos e os inversores carregadores de acordo com a garantia estabelecida pelo fabricante.

As análises financeiras consideraram duas possibilidades de troca da bateria: tempo de vida útil determinado pelo DOD e considerando um ciclo por dia (23 anos) e garantia da bateria pelo fabricante (5 anos).

Figura 37 – Fluxo de caixa: entradas e saídas financeiras (A – troca da bateria por vida útil e C – troca por garantia) e Payback (B – troca da bateria por vida útil e D – troca por garantia), para bateria de Íon-Lítio



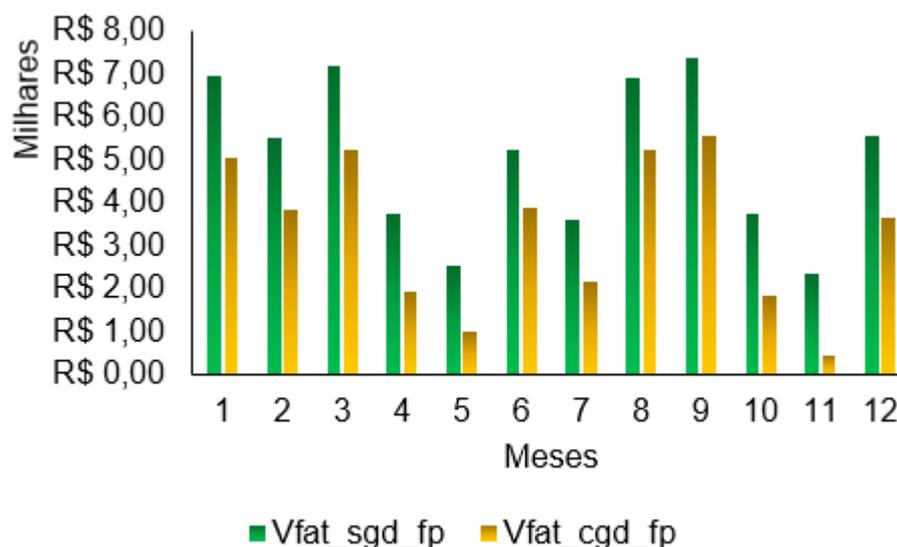
Fonte: Autoria própria.

Analisando a Figura 37A que é quando foi levado em conta a possibilidade da troca das baterias de acordo com a vida útil das baterias, as baterias de lítio de acordo com DOD e o número de ciclos, dá uma vida útil média de 20 anos, ou seja, no horizonte da análise financeira não irá existir troca das baterias. O gráfico também mostra que no ano 0 a saída de capital representa o CAPEX, também é possível perceber que a cada 2 anos é necessário a troca dos inversores carregadores que representa um valor maior que as entradas financeiras. Na Figura 37B que é Payback, podemos perceber que o gráfico não alcança um valor positivo, ou seja não se paga.

Agora analisando a Figura 37C é perceptível que essa possibilidade se torna ainda pior, pois há saídas de capital para troca das baterias a cada 6 anos, e como vemos no gráfico da Figura 37D o projeto também não se pagará e se torna cada vez pior.

O gráfico da Figura 38 mostra os valores pagos estimados para o primeiro ano para este cliente com este cenário.

Figura 38 – Energia faturada com SSFV otimizados baterias (chumbo e lítio)



Fonte: Autoria própria.

Nesse cenário e com as duas possibilidades, como a ideia é que o consumo da ponta seja deslocado para o fora ponta, que no caso seria o momento em que as baterias estão sendo carregadas, para no momento da ponta as baterias serem descarregadas, ambos os sistemas apresentaram uma economia de 58,07 % o que representa R\$ 55.229,25.

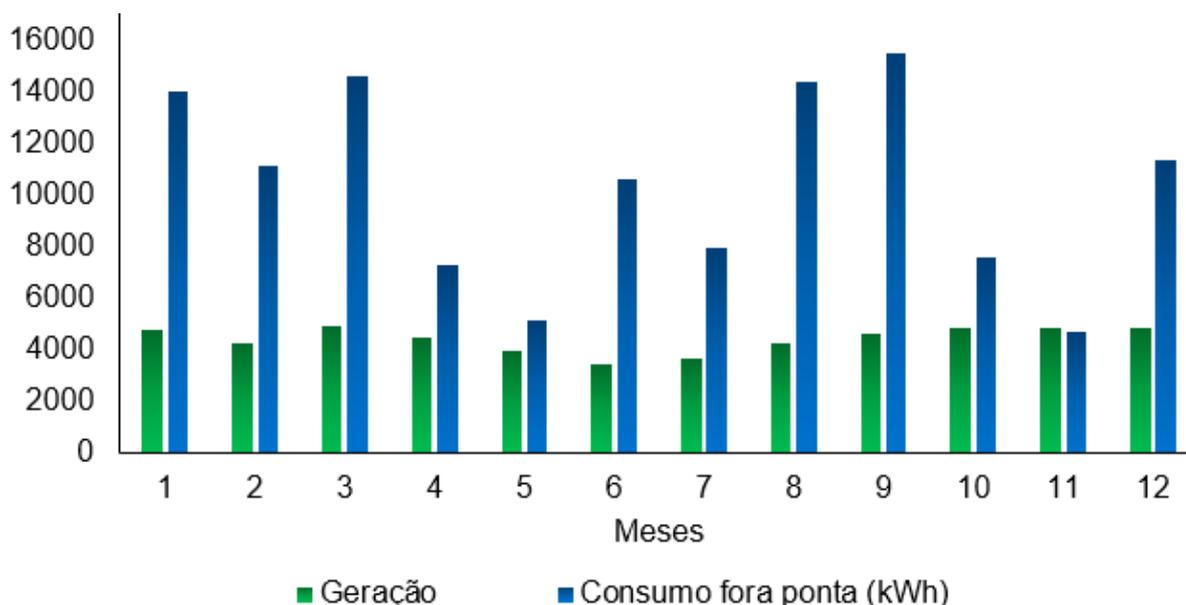
4.2.4. Sistema mínimo com gerador diesel, caso 2

O sistema mínimo nesse cenário para seu dimensionamento a ideia foi levar em conta apenas a energia fora de ponta, pois neste caso não há deslocamento da energia da ponta para fora de ponte; e em seguida aplicar a Equação 3 e 4, com a diferença que na Equação 4 o consumo ponta e o fator de ajuste não entram logo valor de energia diária (E) para o dimensionamento desse SSFV foi reduzido para 341 kWh.

Além disso foram feitas simulações visando diminuir o sistema de modo que ele não ultrapasse o consumo do fora ponta em nenhum dos meses, entretanto achamos um sistema que em um dos meses a geração foi um pouco superior ao consumo, mesmo assim optamos por utilizar esse sistema, pois já tínhamos feito muitas simulações. Com isso o sistema mínimo encontrado ele é composto por 60 módulos da Jinko modelo KM565M-7RL4 e potência de 565 Wp e um inversor Growatt modelo MID25KTL3-X de 25 kWp, os módulos foram distribuídos em 4 strings cada uma com 15 módulos em série, esse sistema fornece uma potência de 33,9 kWp com um FDI de 1,36.

A Figura 39 apresenta o gráfico comparativo entre geração e consumo do sistema otimizado.

Figura 39 – Geração x Consumo fora de ponta (kWh)



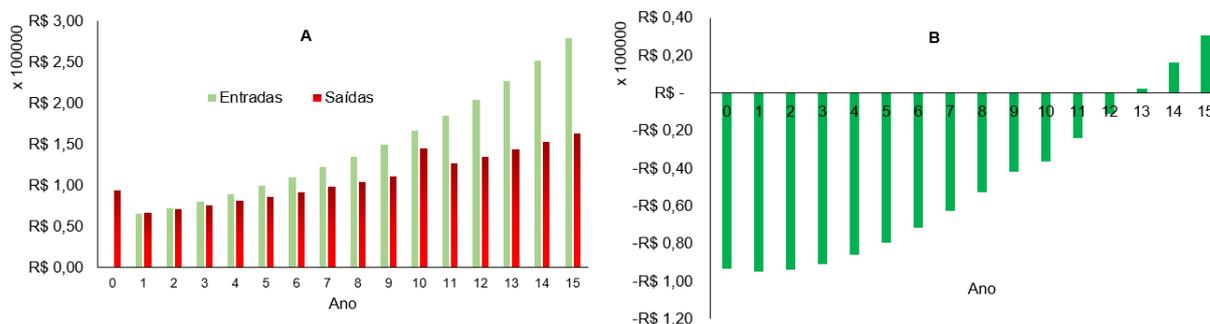
Fonte: Autoria própria.

Podemos ver que a geração é bem inferior ao consumo na maioria dos meses, exceto no mês 11 que a geração foi levemente maior que o consumo e influenciou um pouquinho na ponta.

De maneira igual ao caso 1, foi dimensionado um gerador a diesel para essa UC com uma potência de 68,79 kVA, entretanto o modelo comercial encontrado e escolhido foi um de 72 kVA da marca multidiesel modelo 4RT55-110D.

O investimento nesse cenário (CAPEX) é de R\$155.773,92 (SSFV R\$ 59.131) enquanto o custo médio anual de manutenção do SSFV (limpeza, capinação e monitoramento) e do GMG (manutenção, combustível, troca de óleo, filtros) (OPEX) é de R\$ 34270. O OPEX desse sistema foi maior do que todos os outros cenários e a maior parte desse valor se dá pelo custo de operação com combustível. Nesse cenário também foi considerado a troca dos inversores fotovoltaicos acordo com a garantia estabelecida pelo fabricante.

Figura 40 - A -Fluxo de caixa (entradas e saídas financeiras) e B - Payback

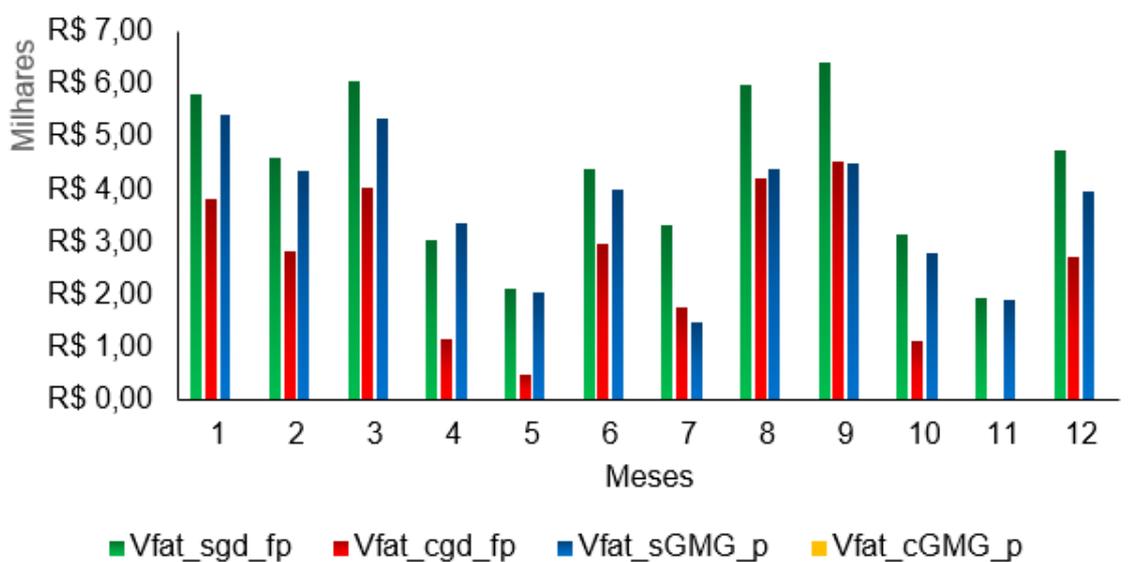


Fonte: Autoria própria.

Quando se analisa a Figura 40A, percebemos que esse cenário é o que apresenta o maior valor de saídas entre todos os cenários, isso se dá principalmente devido ao alto preço do diesel. Esse sistema apresenta um Payback de aproximadamente 13 anos, uma TIR de 18,37 % e um VPL de R\$ 30.738,92.

O gráfico da Figura 41 mostra os valores pagos estimados para o primeiro ano para este cliente com este cenário.

Figura 41 – Energia faturada com e sem SSFV mínimo e com e sem GMG diesel



Fonte: Autoria própria.

Vfat_sGMG_p – Valor da fatura sem Grupo de motor gerador ponta

Vfat_cGMG_p – Valor da fatura com Grupo de motor gerador ponta

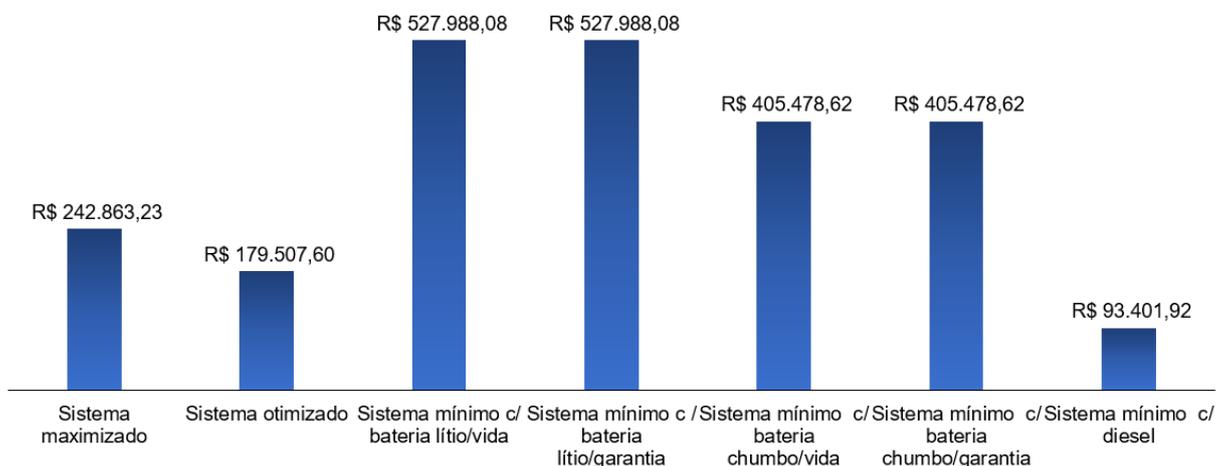
Neste cenário é perceptível que apenas no mês 11 que o SSFV é capaz produzir uma geração maior que o consumo o que ocasionou em zerar a fatura deste mês, enquanto no restante dos meses esse SSFV só consegue oferecer uma redução.

O GMG entra com intuito de suprir o consumo no horário de ponta, conseqüentemente a fatura irá ser zero, que é comprovado pelo gráfico.

4.2.5. Comparativo dos cenários

Visando apresentar os resultados para este caso de forma mais didática, a seguir as Figuras 42, 43, 44, 45 e 46 comparam os respectivos indicadores: CAPEX, Economia, VPL, TIR e Payback.

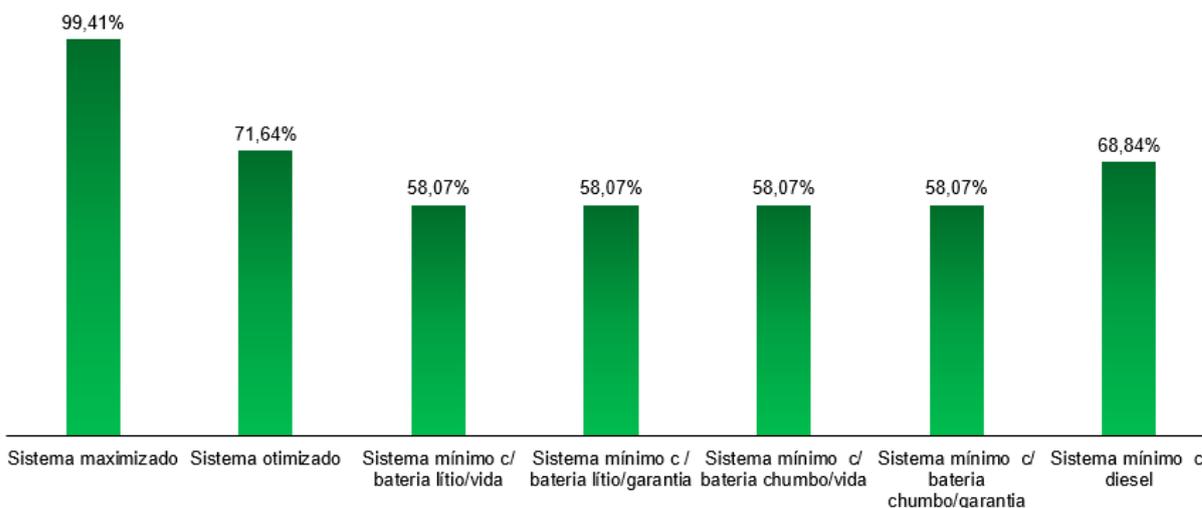
Figura 42 – CAPEX



Fonte: Autoria própria.

Analisando os investimentos iniciais de cada cenário, é perceptível que as opções mais caras financeiramente são justamente as com armazenamento, isso porque as baterias de lítio embora possuam uma capacidade maior de armazenamento de energia ainda tem seu preço elevado, já as baterias de chumbo, por terem uma capacidade de armazenamento de energia menor e um DOD também pequeno, são necessárias mais baterias.

Figura 43 – Economia (%)

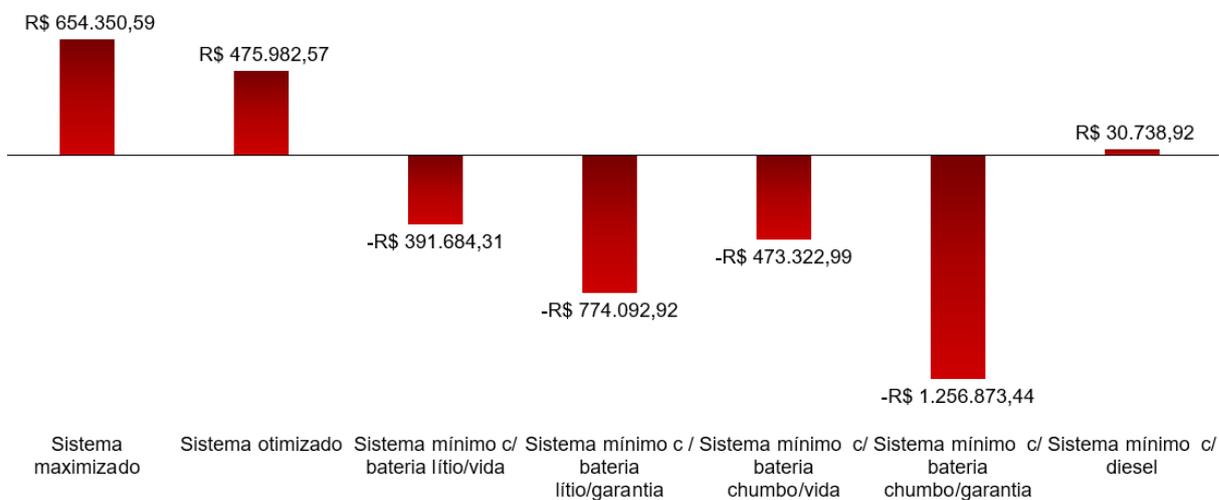


Fonte: Autoria própria.

Como podemos perceber os sistemas de armazenamento apresentam uma economia próxima a 60 % que é inferior ao GMG a diesel, o SSFV desses dois cenários é bem parecido, entretanto a diferença de economia acontece porque as

baterias vão ser carregadas por meio da rede elétrica, ou seja vai haver apenas um deslocamento de consumo, já o GMG entra direto para abater o consumo na ponta.

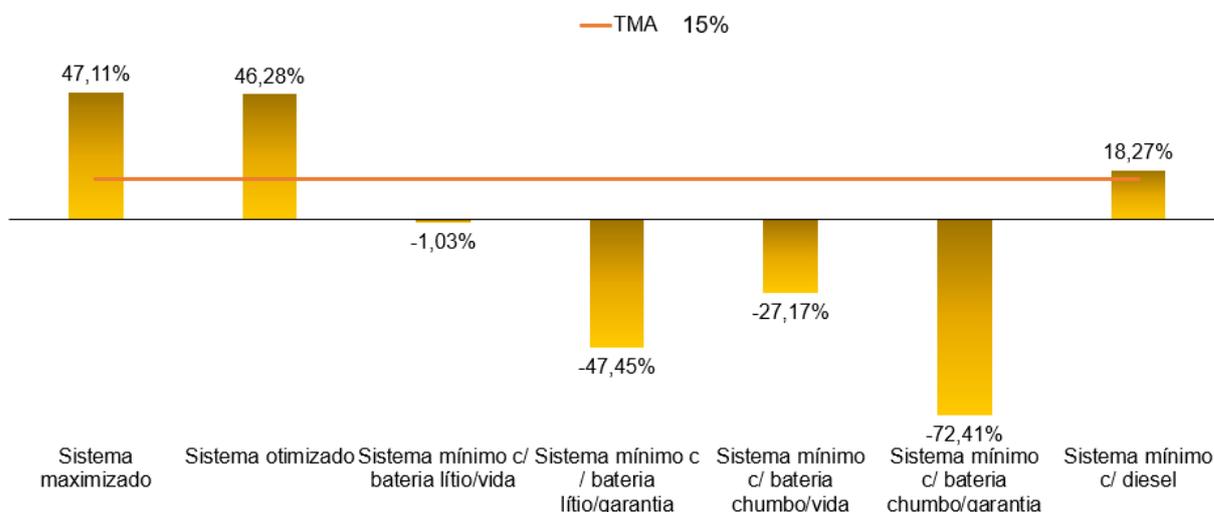
Figura 44 – Valor Presente Líquido (VPL)



Fonte: Autoria própria.

A Figura 44 mostra os valores do VPL para cada cenário. Como é perceptível nenhuma das alternativas com armazenamento de energia em baterias teve um valor positivo, logo analisando esse indicador já é possível ver que não seria viável utilizar umas dessas alternativas. Já o GMG a diesel apresentou um VPL positivo, ou seja, seria possível optar esse cenário. Já os SSFV otimizado e maximizado foram os que se saíram melhor, logo que seriam o melhor investimento a se fazer.

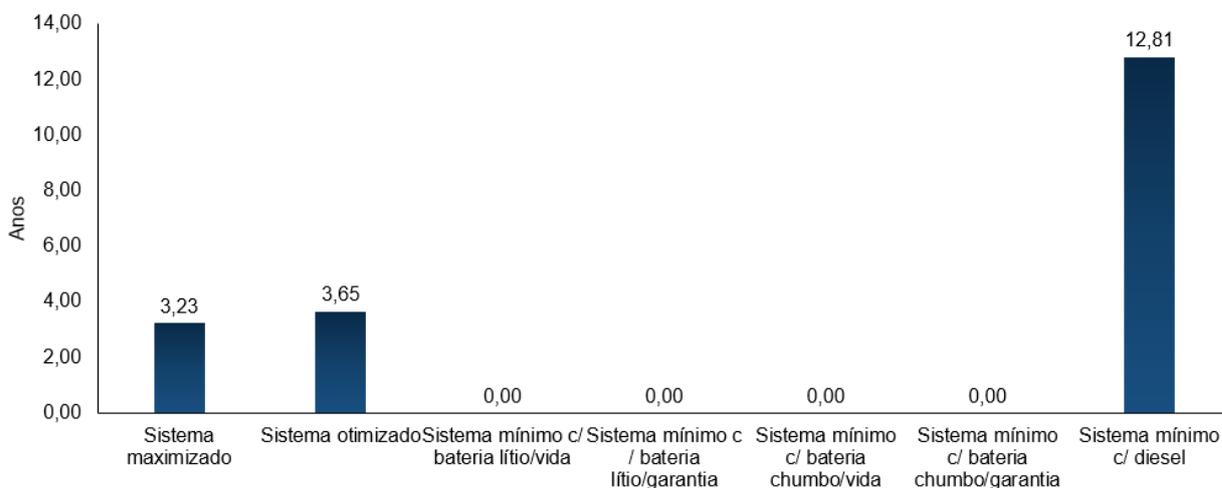
Figura 45 – Taxa Interna de Retorno (TIR)



Fonte: Autoria própria.

Analisando a Figura 45 podemos ver que semelhantemente com o gráfico da Figura 44, a TIR para os sistemas de armazenamento foi abaixo da TMA que era a taxa mínima desejada. Já o GMG ficou positivo e acima do desejado, logo é viável. Os SSFV também apresentaram uma TIR bem acima do desejado, se mostrando a solução mais viável.

Figura 46 – Payback



Fonte: Autoria própria.

Quando se vem analisar o Payback que é tempo de retorno daquele investimento, podemos ver os sistemas com armazenamento nem se quer conseguem se pagar, isso se dá principalmente pelo alto custos das baterias. Já o GMG é o que apresenta maior tempo de Payback, ou seja, o que irá demorar mais para se pagar, e os SSFV, neste estudo de caso além de apresentar o menor Payback apresentou os melhores indicadores financeiros.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo buscou analisar a viabilidade econômica da inserção de um sistema mínimo de geração fotovoltaica com armazenamento de energias por meio de baterias em clientes do grupo A subgrupo A4, no decorrer do estudo foi levantado o comparativo de alguns cenários como: somente um SSFV otimizado e um SSFV mínimo com GMG a diesel com o intuito de comparar e ver qual se mostraria viável. Ao longo desta pesquisa, foram analisados e discutidos diferentes aspectos, permitindo uma visão mais abrangente sobre o armazenamento de energia. Diante das análises realizadas, algumas considerações se destacam:

Primeiramente, após a análise do primeiro caso em que o UC possui um consumo de energia na ponta considerado pequeno foi possível mostrar que todos os cenários em estudos se mostraram viável, todos mostraram um retorno acima da TMA, destacando que um SSFV bem dimensionado ainda seria a melhor solução. O SSFV mínimo com baterias proporcionou uma economia de aproximadamente 60 % além de mostrar apresentar indicadores financeiros muito bom, diante disso é possível destacar que esta possibilidade já vem se mostrando competitiva com o GMG diesel quando a UC não tem seu principal consumo no horário de ponta.

Quando partiu para o segundo caso em que UC funciona no horário de ponta, as análises financeiras já mostraram um cenário oposto ao primeiro caso em relação aos cenários com armazenamento de energia, todos os cenários com armazenamento independente de ser com baterias de chumbo-ácido ou Íon-Lítio se mostraram inviáveis financeiramente. Já os cenários com o SSFV otimizado e maximizado continuaram mostrando-se viáveis para este segundo caso. O SSFV

com GMG diesel continuo sendo viável financeiramente, mesmo apresentando um maior Payback.

Esses resultados demonstram que o armazenamento de energia em determinadas situações, como o caso 1, já se mostram competitivas com geradores a diesel, entretanto, no segundo caso em que a UC apresenta um consumo alto na ponta, o armazenamento de energia com baterias para a finalidade deste estudo ainda não é viável.

Com o desenvolvimento crescente dos carros elétricos que utilizam baterias de Íon-Lítio, possa ser que no decorrer dos anos esse tipo de bateria se torne mais acessível financeiramente, o que pode deixar essa solução mais barata.

Durante o desenvolvimento deste trabalho, algumas limitações foram identificadas.

As baterias de chumbo-ácido com maior capacidade de armazenamento de energia não foram possíveis obter os custos dessas baterias, pois os fabricantes encontrados solicitam um cadastro com CNPJ por exemplo, diante disso foi usado custos de baterias encontrados no mercado em algumas lojas, como minha casa solar e Neosolar. Também encontramos algumas limitações em encontrar inversores carregadores de alta potência no mercado, por isso tivemos que montar arranjos com diversos inversores no caso dois por exemplo.

É importante ressaltar que o presente estudo não esgota todas as possibilidades de análise sobre armazenamento de energia, deixando espaço para futuras investigações. Questões como armazenamento de energia para backup, para diminuir consumo, sistemas híbridos, armazenamento de energia sem SSFV, apresentam-se como oportunidades para ampliar e aprofundar o conhecimento sobre o tema.

Por fim, conclui-se que este estudo oferece uma contribuição significativa para a compreensão do armazenamento de energia em clientes do grupo A, subgrupo A4. Espera-se que os resultados e as reflexões aqui apresentados possam servir como ponto de partida para novas pesquisas e para o aprimoramento contínuo deste campo de conhecimento.

REFERENCIAS

ANEEL. Modalidades tarifarias. GOV, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 13 de agosto de 2022.

ANEEL. Procedimentos de regulação tarifária – Proret. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret> . Acesso em: 28 de julho de 2023.

CAURIO, Alice P. Análise da aplicação de sistemas de armazenamento e sistemas fotovoltaicos para redução de custos de energia elétrica de clientes do grupo A. Trabalho de Conclusão de Curso apresentado no Departamento de Engenharia de Energia UFRGS, 2021.

EPE. Plano decenal de expansão de energia 2031. EPE, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031> Acesso em: 07 de setembro de 2022.

EPE. Sistemas de Armazenamento em Baterias. EPE, 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf. Acesso em: 12 de agosto de 2022.

IBERDROLA. Armazenamento de Energia: a Chave para um Futuro Descarbonizado. 2022. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/armazenamento-eficiente-de-energia>. Acesso em: 12 de agosto de 2022.

IMPRESA NACIONAL, Resolução normativa ANEEL Nº 1.000, 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em 27 de agosto de 2022.

NEOENERGIA PERNAMBUCO. Composição tarifaria, 2023. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/web/pernambuco/sua-casa/tarifas>. Acesso 27 de agosto de 2023.

PINHO, João Tavares; Galdino, Marcos Antonio: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos; Grupo de Trabalho de Energia Solar-(GTES); Rio de Janeiro, 2014.

REPOSITORIO DIGITAL UFRG. Análise da aplicação de sistemas de armazenamento e sistemas fotovoltaicos para redução de custos de energia elétrica de clientes do grupo A, 2021. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/224413> . Acesso em 29 de agosto de 2022.

SOUZA, A. S.; MARIANO, J. D'Ângela; JUNIOR, J. U. Sistemas fotovoltaicos de 10 kWp conectados à rede com armazenamento de energia em Curitiba. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. 2020.

SOUZA, Marcia. Fontes eólica e solar produziram 10% da energia global em 2021. Ciclo vivo, 2022. Disponível em: <https://ciclovivo.com.br/planeta/energia/fontes-eolica-e-solar-produziram-10-da-energia-global-em-2021/#:~:text=Energia-Fontes%20eólica%20e%20solar%20produziram%2010%25%20da%20energia%20global%20em, enquanto%20a%20eólica%20aumentou%2014%25.&text=Um%20novo%20recorde%20no%20setor,eólica%20e%20da%20energia%20solar>. Acesso em 27 de agosto de 2022.

SANTOS, Jair. Projeto de uma microgeração fotovoltaica aplicada a uma residência de Curitiba, 2018. Repositório UTFPR. Disponível em: https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/10166/1/CT_COELE_2018_2_05.pdf . Acesso: 28 de Julho de 2023.

FERREIRA, Marcelo Ferreira. Engenharia econômica descomplicada. 1º Edição. Biblioteca Pearson: Editora Intersaberes, 2017.

ENEL GREEN POWER, Sistemas de armazenamento com baterias de lítio. Disponível: <https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renoveveis/armazenamento/baterias-de-litio> . Acesso 05 de novembro de 2023.

RODRIGUES, Jaciele. Regime de operação dos geradores. Grupo de geradores cummins, 2022. Disponível em: <https://www.gruposgeradorescummins.com.br/noticias/regimes-de-operacao-dos-grupos-geradores> . Acesso 05 de novembro de 2023.