

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

**ISABELLA BASILIO ROSSATO**

**REVISÃO DO CONTRATO DE DEMANDA E ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DE  
GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA EM UMA UNIDADE INDUSTRIAL DE  
ARMAZENAMENTO DE GRÃOS**

**MEDIANEIRA**

**2023**

**ISABELLA BASILIO ROSSATO**

**REVISÃO DO CONTRATO DE DEMANDA E ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DE  
GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA EM UMA UNIDADE INDUSTRIAL DE  
ARMAZENAMENTO DE GRÃOS**

**Demand contract revision and energy self-generation utilization analysis in an  
industrial grain storage unit**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação  
apresentada como requisito para obtenção do título  
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Filipe Marangoni.

Coorientador: Evandro André Konopatzki.

**MEDIANEIRA**

**2023**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

ISABELLA BASILIO ROSSATO

REVISÃO DO CONTRATO DE DEMANDA E ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DE  
GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA EM UMA UNIDADE INDUSTRIAL DE  
ARMAZENAMENTO DE GRÃOS

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentado  
como requisito para obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia elétrica da Universidade Tecnológica Federal do  
Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 16/junho/2023

---

Filipe Marangoni  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Evandro André Konopatzki  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Cristiane Lionço de Oliveira  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

José Airton Azevedo dos Santos  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

MEDIANEIRA  
2023

Dedico essa conquista a minha família, pelos momentos em que estive ausente mesmo com o coração desejando estar presente.

## AGRADECIMENTOS

Deixo registrada a minha gratidão a todas as pessoas que contribuíram de diversas formas para que eu alcançasse a conquista da conclusão desse curso, a vocês que foram alavanca na minha vida e me ajudaram a passar por todos os desafios que encontrei pelo caminho.

Primeiramente, sou grata a Deus por ter me sustentado e caminhado comigo até aqui.

Agradeço a minha irmã Isadora, minha maior saudade durante todos os momentos ausentes, que me deu forças para não desistir.

Não poderia deixar de agradecer ao meu pai e a minha mãe que sempre me encorajaram a buscar meus sonhos, foi por vocês que dei cada passo. Seu incentivo constante foi o que me sustentou por inúmeras vezes em que dividimos as dificuldades da distância, e para fazê-los orgulhosos cheguei até aqui.

Sou grata pelos meus amigos próximos, com quem dividi os momentos difíceis e também de conquistas. E pelos meus familiares que também contribuíram de alguma forma com a minha graduação.

Gostaria de agradecer aos meus orientadores Dr. Filipe e Dr. Evandro por todos os ensinamentos acadêmicos e de vida, pela paciência e dedicação com que me guiaram durante o desenvolvimento desse trabalho. Lhes desejo muito sucesso, e os parabênzinhos por honrarem a profissão de educadores com tanta humanidade e carisma.

Agradeço aos professores da banca, e a secretaria do curso, pela cooperação.

Enfim, a todos os que por algum motivo contribuíram para a realização desta pesquisa.

## RESUMO

Neste trabalho foram considerados os dados da fatura de energia elétrica de uma unidade armazenadora de grãos (UAG) no estado do Mato Grosso do Sul. Devido ao funcionamento da empresa depender dos períodos de sazonalidade da safra, durante os meses de recebimento de grãos ocorre o aumento das despesas com energia elétrica. Diante disso, o trabalho possui o objetivo de realizar a revisão, a adequação do contrato de demanda e avaliar a utilização de geração própria de energia elétrica, buscando reduzir as despesas com energia elétrica. Para isso foi realizada a verificação da modalidade tarifária horária (MTH), a análise considerou o perfil de demanda e consumo de energia identificando a MTH verde sendo mais vantajosa. No cenário atual, usado como referência, a despesa anual da empresa com energia elétrica é de R\$ 110.910,09. Apenas com a adequação do contrato de demanda (de 130 kW para 115 kW) já seria obtida 2,23% de economia no ano. A empresa possui um valor de R\$ 100 mil destinados a investimento em geração própria de energia. Com a compra de um sistema fotovoltaico de R\$ 104.462,00 seria obtida uma economia anual de R\$ 16.385,90 com energia elétrica (14,77%). Com o aluguel de um grupo motor gerador (GMG) a diesel de 25 kVA (para ser utilizado somente no horário de ponta) o valor da despesa anual com energia elétrica aumentou. No entanto, como nesse caso não seria comprado o sistema fotovoltaico, foi analisada a possibilidade do investimento dos R\$ 100 mil no Tesouro SELIC, o que renderia em torno de R\$ 10 mil em 1 ano. O rendimento foi utilizado para a redução das despesas com o aluguel do GMG, e neste caso a economia obtida seria de 8,24%. Como conclusão recomenda-se à UAG permanecer na MTH Verde, a adequação do contrato de demanda para 115 kW, e a compra do sistema fotovoltaico. Desta forma a despesa com energia elétrica seria reduzida em 14,77%.

**Palavras-chave:** energia elétrica - consumo; geração de energia fotovoltaica; recursos energéticos.

## ABSTRACT

This research focuses on analyzing the electricity billing data of a grain storage unit (GSU) located in the state of Mato Grosso do Sul, Brazil. The company's expenses on electricity significantly increase during the grain-receiving months due to its dependence on seasonal crop periods. Consequently, the objective of this study is to review and adjust the demand contract while evaluating the feasibility of implementing an own electricity generation system in order to reduce energy costs. The analysis involved verifying the hourly tariff modality (HTM) and considering the demand and energy consumption profiles, ultimately identifying the green HTM as the most advantageous option. In the current reference scenario, the annual electricity expenses amount to R\$ 110,910.09. By adjusting the demand contract from 130 kW to 115 kW, annual savings of R\$ 2,476.41 can be achieved. The company has allocated R\$ 100,000.00 for investment in own energy generation. With the purchase of a photovoltaic system costing R\$ 104,462.00, an annual energy cost reduction of R\$ 16,385.90 (14.77%) can be obtained. Additionally, by renting a 25 kVA diesel generator set (to be used only during peak hours), the annual electricity expenses would increase to R\$ 112,438.80. In the case where the amount is not invested in the photovoltaic system, the possibility of investing R\$ 100,000.00 in the Treasury SELIC was analyzed, resulting in an estimated return of R\$ 10,668.08 in one year. This return was used to reduce the expenses associated with the diesel generator set, resulting in savings of R\$ 6,662.96 (8.24%). Based on the findings, it is recommended for the GSU to remain in the green HTM, adjust the demand contract to 115 kW, and acquire a photovoltaic system. This approach would lead to a reduction in electricity expenses of 14.77%.

**Keywords:** electric energy - consumption; photovoltaic power generation; energy resources.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 – Períodos de Sazonalidade na empresa estudada.....                              | 23 |
| Figura 2 – Detalhamento das parcelas da demanda para o cenário atual .....                | 26 |
| Figura 3 – Despesa anual com demanda para o cenário atual .....                           | 27 |
| Figura 4 – Identificação da Demanda Ótima para a MTH Verde.....                           | 29 |
| Figura 5 – Detalhamento das parcelas da demanda para a MTH Verde .....                    | 30 |
| Figura 6 – Despesa anual com demanda para o MTH Verde .....                               | 30 |
| Figura 7 – Identificação da Demanda Ótima para a MTH Azul no horário de ponta Verde.....  | 31 |
| Figura 8 – Detalhamento das parcelas da demanda para a MTH Azul no horário de ponta ..... | 32 |
| Figura 9 – Despesa anual com demanda para a MTH Azul no horário de ponta .....            | 32 |
| Figura 10 – Simulação de Geração Fotovoltaica.....  | 34 |
| Figura 11 – Rendimento dos R\$ 100 mil aplicados no Tesouro SELIC.....                    | 40 |

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 – Custos das tarifas.....  | 15 |
| Tabela 2 – Critérios para Demanda Faturada .....                              | 18 |
| Tabela 3 – Histórico de Consumo e Demanda da UAG 2021 - 2022.....             | 22 |
| Tabela 4 – Despesa anual com consumo para o cenário atual.....                | 28 |
| Tabela 5 – Despesa anual para o cenário atual.....                            | 28 |
| Tabela 6 – Despesa anual para a MTH Verde .....                               | 30 |
| Tabela 7 – Despesa anual para a MTH Azul.....                                 | 33 |
| Tabela 8 – Geração, consumo e despesa mensal com o sistema fotovoltaico ..... | 35 |
| Tabela 9 – Cálculo com consumo mensal no horário de ponta.....                | 37 |
| Tabela 10 – Cálculo de custo da geração do GMG.....                           | 38 |
| Tabela 11 – Despesa anual pela concessionária comparada com uso do GMG .....  | 39 |
| Tabela 12 – Cálculo de economia .....   | 40 |
| Tabela 13 – Comparação entre cenários .....                                   | 41 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|        |  |
|--------|--|
| ANEEL  | Agência Nacional de Energia Elétrica                   |
| CIP    | Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação     |
| COFINS | Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social |
| DC     | Demanda Contratada                                     |
| DF     | Demanda Faturada                                       |
| DM     | Demanda Medida   |
| FV     | Fotovoltaico   |
| GD     | Geração Distribuída                                    |
| ICMS   | Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços        |
| kV     | Quilovolts   |
| kW     | Quilowatts   |
| kWh    | Quilowatt-hora   |
| MS     | Mato Grosso do Sul                                     |
| MTH    | Modalidade Tarifária Horária                           |
| PIB    | Produto Interno Bruto                                  |
| PIS    | Programa de Integração Social                          |
| TE     | Tarifas de Energia                                     |
| TIR    | Taxa Interna de Retorno                                |
| TUSD   | Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição              |
| UAG    | Unidade armazenadora de grãos                          |
| UC     | Unidade Consumidora                                    |
| VPL    | Valor Presente Líquido                                 |

## SUMÁRIO

|            |   |           |
|------------|---|-----------|
| <b>1</b>   | <b>INTRODUÇÃO</b> .....   | <b>11</b> |
| <b>2</b>   | <b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....                                  | <b>14</b> |
| <b>2.1</b> | <b>Classe de Consumidor</b> .....                                   | <b>14</b> |
| <b>2.2</b> | <b>Modalidade Tarifária</b> .....                                   | <b>15</b> |
| 2.2.1      | Cálculo da Modalidade Tarifária Horária Verde.....                  | 15        |
| 2.2.2      | Cálculo da Modalidade Tarifária Horária Azul .....                  | 16        |
| <b>2.3</b> | <b>Tributos</b> .....   | <b>17</b> |
| <b>2.4</b> | <b>Modalidades de Contratação de Demanda</b> .....                  | <b>17</b> |
| 2.4.1      | Demanda Ótima .....   | 18        |
| <b>2.5</b> | <b>Geração Distribuída</b> .....                                    | <b>19</b> |
| <b>2.6</b> | <b>Indicadores Econômicos</b> .....                                 | <b>19</b> |
| <b>3</b>   | <b>MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....                                    | <b>22</b> |
| <b>3.1</b> | <b>Empresa em Estudo</b> .....                                      | <b>22</b> |
| <b>3.2</b> | <b>Métodos</b> .....  | <b>23</b> |
| <b>4</b>   | <b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....                                 | <b>25</b> |
| <b>4.1</b> | <b>Cenário Atual</b> .....  | <b>26</b> |
| <b>4.2</b> | <b>Ajuste do Contrato de Demanda e Modalidade Tarifária</b> .....   | <b>28</b> |
| 4.2.1      | MTH Verde com cálculo da demanda ótima.....                         | 29        |
| 4.2.2      | MTH Azul com cálculo da demanda ótima .....                         | 31        |
| <b>4.3</b> | <b>Utilização de Fontes Alternativas de Energia</b> .....           | <b>33</b> |
| 4.3.1      | Cenário com a compra do sistema fotovoltaico .....                  | 34        |
| 4.3.2      | Cenário com o aluguel do grupo motor gerador .....                  | 37        |
| 4.3.3      | Cenário com aluguel do GMG e investimento do montante disponível .. | 40        |
| <b>4.4</b> | <b>Comparação dos Cenários</b> .....                                | <b>41</b> |
| <b>5</b>   | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....                                   | <b>43</b> |
| <b>5.1</b> | <b>Sugestões para trabalhos futuros</b> .....                       | <b>44</b> |
|            | <b>REFERÊNCIAS</b> .....  | <b>45</b> |
|            | <b>ANEXO A - Dados da fatura da unidade consumidora</b> .....       | <b>47</b> |
|            | <b>ANEXO B - Dados do orçamento do sistema fotovoltaico</b> .....   | <b>49</b> |
|            | <b>ANEXO C - Dados do catálogo do grupo motor gerador</b> .....     | <b>51</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

A maior responsável por manter a economia do Brasil com saldo positivo é a área de produtos primários provenientes do agronegócio, segundo a Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil em 2021 o setor alcançou participação de 27,4% no Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro, a maior desde 2004 quando foi de 27,53% (CEPEA; CNA, 2022). Isso demonstra que grande parte do giro de capital do país está atrelado a comercialização de grãos como soja e milho, fazendo com que esse mercado seja valorizado ainda mais.

Segundo Paturca (2014) o armazenamento de grãos constitui uma rede indispensável no setor agrícola, já que é responsável por receber a produção, conservá-la em condições físicas, químicas e biológicas ideais para, então, redistribuí-la posteriormente ao consumidor. Portanto, a Unidade Armazenadora de Grãos (UAG) é uma indústria de caráter relevante para o agronegócio, e para a economia brasileira.

Outro fator considerável tratando-se de economia nacional é o custo da energia elétrica, com a crise energética agravada pela escassez hídrica, a energia é um dos recursos básicos mais caros no país atualmente, mediante isso, não só as residências, mas também as empresas, indústrias e todos os grandes consumidores buscam economizar e usar melhor a energia.

Focando em indústrias a opção mais interessante para nortear uma redução de despesas com a fatura é a eficiência energética, isso representa benefícios significativos devido à racionalização dos recursos energéticos vinculados à redução do consumo e aumento consequente da eficiência (SGARBI; FOSSA, 2017). Ou seja, buscar sempre fazer o melhor aproveitamento da energia, com qualidade, reduzindo desperdícios.

Dentro da UAG os grãos passam por diversos processos, como limpeza, secagem, estocagem e por fim, a expedição. Para isso, a indústria conta com vários motores, elevadores, secadores e outros componentes que exigem uma quantidade significativa de energia elétrica. Visando aplicar a eficiência energética em uma do Mato Grosso do Sul (MS), o presente trabalho avalia a melhor modalidade tarifária para ser utilizada e realiza a adequação do contrato de demanda.

Além disso, todo o trabalho realizado pela UAG possui a particularidade de depender da cultura dos grãos. Existem períodos chamados de entressafras, que

ocorrem durante o fim de uma safra e o início do próximo plantio, em que tempo o armazém reduz o consumo de energia elétrica, pois não há um grande volume de entrada e saída de grãos. Dessa forma, a diferença de consumo de energia entre os períodos de safra e entressafra geram uma sazonalidade no perfil da Unidade Consumidora (UC).

O problema enfrentado pela UC está justamente na questão da sazonalidade, pois dependendo do período do ano o consumo energético é tão grande que a Demanda Contratada (DC) sofre ultrapassagens que refletem em multas na fatura. Ao mesmo tempo que em outros meses, a energia consumida é tão pequena que sobra energia disponibilizada pela concessionária para a unidade, fazendo com que pague por uma demanda que não foi utilizada, mas que estava "reservada" para a mesma. Em vista disso, para que a UAG possa lidar de maneira inteligente com essa característica, é necessário entender o perfil de consumo para então fazer a escolha do valor mais adequado para o contrato de demanda.

Essa indústria atualmente se enquadra grupo "A4" que se refere às unidades consumidoras de tensão maior que 2,3 kV e faz parte da Modalidade Tarifária Horária (MTH) Verde, em que a principal característica é o pagamento de uma tarifa única de demanda de potência, enquanto a tarifa de consumo é dividida em horário de ponta e fora ponta.

Para esse grupo de tensão existe outra opção de MTH, a Azul, nela há diferenciação de contratos de demanda nos horários de ponta e fora ponta, e também a tarifa de consumo se divide em dois preços nesses mesmos horários. O presente trabalho ao definir a demanda adequada também avalia a possibilidade de mudança ou permanência de modalidade de tarifa horária, sob a perspectiva econômica de reduzir despesas de fatura de energia.

O perfil de consumo é útil para definir o que a UAG pode fazer em relação ao enquadramento tarifário e ao ajuste do contrato de demanda e ainda assim ter o suprimento de sua demanda, ou seja, fazer o melhor uso possível de energia pela perspectiva econômica. Para contribuir na redução das despesas com energia elétrica pode-se considerar a utilização de fontes alternativas de energia para suprimento parcial de energia, como a fotovoltaica ou, a geração através de geradores a diesel, levando a UAG a fazer parte da geração distribuída no Brasil.

Para isso, são definidas a modalidade tarifária e o valor da potência para a adequação do contrato de demanda e a fim de reduzir a despesa com o consumo de

energia elétrica da concessionária são estudadas duas possibilidades, a compra de um de um sistema fotovoltaico (FV) ou o aluguel de grupo motor gerador a diesel. Assim será realizado o orçamento para as duas fontes e por último a comparação levando-se em conta a economia que será obtida.

As soluções propostas de adequar o contrato de demanda e acrescentar uma fonte de suprimento parcial de energia são importantes para a economia da indústria em questão, já que a mesma enfrenta grande dificuldade na gestão energética devido aos períodos de sazonalidade.

O presente trabalho possui o objetivo de realizar a revisão e a adequação do contrato de demanda (caso seja necessário) e avaliar a utilização de geração de energia própria, buscando reduzir as despesas com energia elétrica em uma unidade armazenadora de grãos no estado do Mato Grosso do Sul. Os objetivos específicos deste trabalho consistem nos seguintes itens listados abaixo:

- a) Analisar o perfil de demanda e consumo de energia da UAG para revisão do contrato de demanda e verificação de qual a melhor modalidade tarifária para a unidade consumidora ser enquadrada;
- b) Verificar a viabilidade para a utilização de fonte de energia fotovoltaica (adquirida) ou grupo motor gerador a diesel (alugado) durante o horário de ponta nos meses de colheita para suprimento parcial de energia;
- c) Comparar a economia que seria obtida com a utilização das duas fontes de energia propostas, identificando a fonte que proporciona a maior redução das despesas relacionadas à energia elétrica.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os principais conceitos para compreender o perfil da UC objeto de estudo desse trabalho serão apresentados neste capítulo, dentre eles destacam-se a modalidade tarifária e a tributação aplicadas pela Energisa, as possíveis opções de contratação de demanda, como geradores a diesel ou um sistema de geração fotovoltaica podem contribuir para a redução de despesas com energia da indústria e por último quais indicadores econômicos serão usados no estudo.

### 2.1 Classe de Consumidor

A Resolução Normativa 1000 (2021b) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define que as unidades consumidoras podem ser agrupadas conforme a tensão em Quilovolts (kV) que estão conectadas, nela apresenta-se a divisão de grupos em alta e baixa tensão.

Para as unidades consumidoras enquadradas no grupo A (alta tensão) são considerados seis subgrupos, de acordo com as seguintes faixas de tensão:

- Subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;
- Subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- Subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV;
- Subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- Subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e
- Subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição;

A unidade consumidora em estudo possui a tensão de conexão de 13,8 kV, portanto, seu subgrupo de enquadramento é o A4. A partir disso serão estudados os componentes da fatura desse subgrupo.

## 2.2 Modalidade Tarifária

Para alta tensão, a concessionária Energisa, que atende a UAG em estudo, oferece duas opções: Modalidade Tarifária Horária (MTH) Verde e Modalidade Tarifária Horária Azul. Ambas estão disponíveis para contratação pelas unidades consumidoras do subgrupo A4. Os contratos são baseados no horário de consumo, ou seja, dependendo como for o consumo da indústria nos horários fora ponta e de ponta, a mesma pode optar pela tarifa que atende melhor a sua necessidade.

Atualmente encontra-se contratada a MTH Verde, que possui as tarifas apresentadas na Tabela 1, nela também podem ser observados os valores da MTH Azul. Através desses dados de cobrança das duas modalidades será desenvolvido o estudo de verificação para o melhor enquadramento da UC.

**Tabela 1 – Custos das tarifas**

| A4 (13,8 kV)      | Dem. Cont. (R\$/kW) |            | Dem. Ultrap. (R\$/kW) |            | Cons. (R\$/kW) |            |
|-------------------|---------------------|------------|-----------------------|------------|----------------|------------|
|                   | Ponta               | Fora Ponta | Ponta                 | Fora Ponta | Ponta          | Fora Ponta |
| Azul sem tributo  | 71,5                | 25,3       | 143                   | 50,06      | 0,49535        | 0,35097    |
| Azul com tributo  | 88,52               | 30,99      | 177,04                | 61,98      | 0,61327        | 0,43452    |
| Verde sem tributo | -                   | 25,03      | -                     | 50,06      | 2,22888        | 0,35097    |
| Verde com tributo | -                   | 30,99      | -                     | 61,98      | 2,75949        | 0,43452    |

**Fonte: Adaptado de Energisa (2022) e ANEEL (2021a)**

As Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifas de Energia (TE) são reajustadas conforme a Resolução Homologatória 2855 (ANEEL, 2021a), a vigência continua valendo no ano de 2022 pois houve uma prorrogação no prazo com validade até que saia a homologação anual 2022. Essas tarifas possuem alterações na cobrança para o caso de autoprodução de energia, fora esse caso específico a concessionária não aplica isenção.

### 2.2.1 Cálculo da Modalidade Tarifária Horária Verde

Nessa modalidade há o contrato de uma tarifa única de demanda de potência, enquanto a tarifa de consumo é dividida em ponta e fora de ponta. A fatura nesse caso é composta da soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem (PROCEL, 2011).

A parcela do Consumo calcula-se com a multiplicação da tarifa de consumo no horário de ponta ( $TC_p$ ) com o consumo medido na ponta ( $CM_p$ ) mais a tarifa de consumo fora da ponta ( $TC_{FP}$ ) vezes o consumo medido fora da ponta ( $CM_{FP}$ ) conforme a Equação (1).

$$Pcon = (TC_p \times CM_p) + (TC_{FP} \times CM_{FP}) \quad (1)$$

A parcela da Demanda calcula-se multiplicando a tarifa da demanda ( $TD$ ) pela DC apresentada na equação (2).

$$Pdem = (TD) + (DC) \quad (2)$$

A parcela da Ultrapassagem calcula-se multiplicando a tarifa de ultrapassagem ( $TU$ ) com a diferença entre a Demanda Medida ( $DM$ ) e a DC, como mostra a Equação (3).

$$PU = TU \times (DM - DC) \quad (3)$$

### 2.2.2 Cálculo da Modalidade Tarifária Horária Azul

Nesse enquadramento há diferenciação de contratos de demanda nos horários de ponta e fora ponta, e também a tarifa de consumo se divide em dois valores nesses mesmos horários. A composição da fatura com a soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem encontra-se na Equação (4). Para a parcela do Consumo, o cálculo permanece igual à MTH Verde (1),

$$Pcon = (TC_p \times CM_p) + (TC_{FP} \times CM_{FP}) \quad (4)$$

Parcela da Demanda, o cálculo consiste na tarifa da demanda na ponta multiplicada pela demanda consumida na ponta mais a parte da tarifa de demanda fora de ponta ( $TD_{FP}$ ) multiplicada pela demanda consumida fora de ponta com a ( $DC$ ) resultando na Equação (5).

$$Pdem = (TD_p \times DC_p) + (TD_{FP} + DC_{FP}) \quad (5)$$

Parcela da Ultrapassagem, soma-se a tarifa de ultrapassagem na ponta ( $TU_p$ ) multiplicada pela diferença entre a demanda medida na ponta ( $DM_p$ ) e a

demanda consumida na ponta ( $DC_P$ ) com a tarifa de ultrapassagem fora de ponta ( $TU_{FP}$ ) multiplicada pela diferença entre a demanda medida fora de ponta ( $DM_{FP}$ ) e a demanda contratada fora de ponta ( $DC_{FP}$ ), conforme a Equação (6).

$$PU = [TU_P \times (DM_P - DC_P)] + [TU_{FP} \times (DM_{FP} - DC_{FP})] \quad (6)$$

### 2.3 Tributos

A fatura que chega ao consumidor possui valores de impostos embutidos ao valor final, assim como é cobrada a tarifa horária escolhida de acordo com a DC, o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são tributos federais cobrados pela União e direcionados para os programas sociais do Governo Federal. A ANEEL fornece o valor do tributo sem o encargo e a responsabilidade da concessionária é calcular e incluir no valor final da fatura (PROCEL, 2011).

Outro imposto cobrado é o Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) que é regulamentado pelo código tributário de cada estado, no caso do MS é cobrado alíquota de 17% em todas as classes de consumo de alta tensão, isentando apenas o Poder Público Municipal e variando a alíquota nas faixas de baixa tensão (ENERGISA, 2021). Há também a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação (CIP), que não será considerada.

### 2.4 Modalidades de Contratação de Demanda

Segundo a resolução normativa 1000 de 2021 da ANEEL a demanda é a média das potências elétricas ativas solicitadas ao sistema elétrico pela carga instalada em operação na UC, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em Quilowatts (kW). Esse valor pode ser mensurado, a DM é a maior demanda de potência ativa medida durante o período de faturamento, ou seja, será considerado o maior valor entre os 2880 valores que foram registrados ao longo de 1 mês (MARANGONI et al., 2015).

A concessionária entrega ao consumidor a demanda sob forma de contrato, a DC nada mais é que a demanda de potência ativa (em kW) a ser obrigatória e

continuamente disponibilizada pela distribuidora, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento (ANEEL,2021b).

Caso a UC gaste energia além da prevista na DC a resolução 1000 (ANEEL, 2021b) conjectura que se os valores medidos excederem em mais de 5% (cinco por cento) os valores contratados, deve ser adicionada ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem (a tarifa de ultrapassagem corresponde ao dobro da tarifa de demanda).

#### 2.4.1 Demanda Ótima

A teoria da Demanda Ótima segundo Marangoni et al. (2015) vem da necessidade de fazer a melhor escolha de demanda para a UC. Possui 3 critérios, apresentados na Tabela 2, dois critérios são devido à ocorrência de pagamentos de uma quantia extra (desnecessária): quando a DM fica abaixo da DC, paga-se a DC, ou quando a DM excede o limite e ocorre a cobrança pela ultrapassagem mais a DM. O terceiro critério acontece quando a DM está entre os valores de DC e o limite da ultrapassagem, então paga-se a própria DM.

| <b>Critério</b>   | <b>Dem. Fat</b> |
|-------------------|-----------------|
| $D_m < D_c$       | $D_c$           |
| $D_c < D_m < D_t$ | $D_m$           |
| $D_l < D_m$       | $D_m < D_u$     |

**Fonte: Adaptado de ANEEL (2021b)**

Para evitar pagamentos desnecessários nos casos considerados nos critérios, é necessária a adequação da demanda, para isso, o método desenvolvido por Marangoni et al. (2015) realiza os cálculos através de uma planilha eletrônica com uma faixa de valores de DC para encontrar qual valor resultaria no menor valor total faturado, ou seja, a Demanda Ótima de acordo com o histórico dos valores de DM para um período de 12 meses.

## 2.5 Geração Distribuída

A geração de energia elétrica próxima ao consumidor final é chamada de Geração Distribuída (GD), sua principal vantagem é a redução de perdas devido a distância curta entre gerador e consumidor e pode ser utilizada para suprimento total ou parcial de uma UC.

Existem dois tipos de GD segundo a resolução normativa 482 (ANEEL, 2012), a Microgeração e a Minigeração, sendo a primeira com potência instalada menor ou igual a 75 kW e a segunda com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW. Para ambas é possível fazer compensação de energia, em que o excedente de energia produzida na GD é injetado na rede elétrica da concessionária e resulta em créditos que podem ser usados pelo consumidor.

Uma opção atrativa para indústrias (e demais consumidores enquadrados no grupo A) é o uso de GD através de geradores para operação a fim de reduzir a demanda máxima, que na verdade são geradores a diesel que são colocados em funcionamento nos horários em que haveria ultrapassagens ou no horário de ponta, em que o custo da energia é mais caro (INEE, 2004). Tais geradores podem ser alugados, contribuindo para o uso principal nos períodos de sazonalidade em que a indústria possui maior consumo de energia.

Outra opção que tem se popularizado bastante é o a utilização de sistemas fotovoltaicos, com eles é possível aproveitar a irradiação solar para gerar energia elétrica. Durante o dia a energia é consumida ao mesmo tempo em que é gerada, fazendo com que o consumidor economize a energia elétrica que seria paga para a concessionária. Enquanto nos períodos da noite ou em dias nublados a UC usa a energia da concessionária, e ainda pode utilizar os créditos (caso o consumidor tenha) para abater do valor final da fatura.

## 2.6 Indicadores Econômicos

A análise do investimento versus lucro é fundamental para tomar a decisão de escolha entre a geração FV e o GMG. Para isso é necessário analisar indicadores econômicos, que são valores usados pela engenharia econômica para mensurar o desempenho econômico de alguma aplicação (SILVA, 2021).

O indicador de Payback é o tempo em que o dinheiro investido é recuperado, ou seja, o tempo que leva para quitação do investimento. Isso pode ser analisado através do fluxo de caixa, o tempo de payback é o período em que as entradas se igualam com as saídas (LIMA, 2019).

Existem dois tipos de payback o simples e o descontado. Neste trabalho foi utilizado apenas o payback simples, de acordo com a Equação (7).

$$PB_s = \frac{\textit{Investimento Inicial}}{\textit{Ganhos no período analisado}} \quad (7)$$

O PB simples não considera o valor do dinheiro no tempo, busca encontrar o número de períodos em que o dinheiro investido retorna ao fluxo de caixa dividindo o valor inicial de investimento pelos ganhos (entradas) no período analisado, que é o tempo de quitação (SILVA, 2021).

Outro indicador é o Valor Presente Líquido (VPL) que representa o valor do dinheiro no tempo, segundo LIMA (2019) é o valor presente do fluxo de caixa descontado ao custo de capital. Quanto maior for o VPL, melhor será a viabilidade para o projeto. É um dos métodos mais utilizados para seleção e viabilidade de projetos financeiros e é calculado através do somatório dos fluxos de caixa descontados, de acordo com a Equação (8) (SILVA, 2021).

$$VPL = \sum \frac{F_c}{(1 + i)^n} \quad (8)$$

Na Equação (8)  $F_c$  é o fluxo de caixa,  $n$  é o tempo analisado e  $i$  é o fator da inflação e taxa de juros, que pode ser calculado de acordo com a Equação (9) (SILVA, 2021). Na equação (9),  $j$  é a taxa de juros e  $t$  a taxa de inflação.

$$VPL = \frac{1 + j}{(1 + t)} - 1 \quad (9)$$

Além desses indicadores há também a Taxa Interna de Retorno (TIR), que é a taxa que iguala o fluxo de caixa operacional ao valor a ser investido no projeto. Ou seja, a TIR é a taxa que iguala a VPL a zero, assim, quanto maior a TIR, melhor será o projeto (LIMA, 2019). O cálculo de TIR pode ser feito usando a Equação (10) em

que “ $i$ ” é a taxa interna de retorno,  $FC_j$  o fluxo de caixa genérico e “ $j$ ” é o período de  $j = [0; n]$  (SILVA, 2021).

$$\sum_{j=0}^n [FC_j \times (\frac{1}{(1 + TIR)})^j] \quad (10)$$

Quando o VPL for igual à zero, em consequência é obtida a taxa de retorno, que é ótima se for superior à taxa de atratividade ou custo de oportunidade/capital (LIMA, 2019), ou seja, a TIR de um investimento deve ser superior ao custo do capital inicial.

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentadas informações sobre a empresa que será o objeto de estudo, bem como, a sequência para o desenvolvimento do trabalho.

#### 3.1 Empresa em Estudo

A empresa fica localizada no estado do Mato Grosso do Sul. Está enquadrada da modalidade tarifária Verde, subgrupo A4, e possui atualmente o valor de 130 kW para a Demanda Contratada.

Com o objetivo de reduzir a despesa com energia elétrica, o responsável pela empresa informou que foi destinado um montante de R\$ 100 mil para investir em geração própria e realizar a compra de uma fonte alternativa de energia.

A partir de uma fatura de energia elétrica fornecida pela empresa foi possível coletar dados referentes aos 12 meses entre os anos de 2021 e 2022. A Tabela 3 apresenta os dados de DM em kW e consumo em Quilowatt-hora (kWh), o valor da DC é de 130 kW e a empresa teve nesse período uma despesa anual de R\$ 110.910,09 com as faturas de energia elétrica.

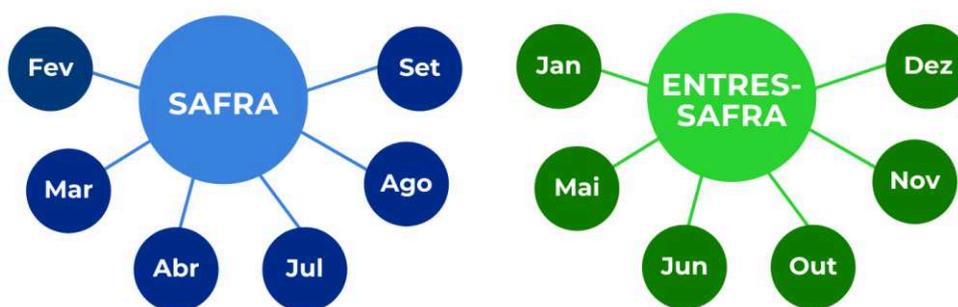
**Tabela 3 – Histórico de Consumo e Demanda da UAG 2021 - 2022**

| Mês    | Ponta                  |                     | Fora de Ponta          |                     |
|--------|------------------------|---------------------|------------------------|---------------------|
|        | Consumo Faturado (kWh) | Demanda Medida (kW) | Consumo Faturado (kWh) | Demanda Medida (kW) |
| mar/22 | 1255                   | 82,66               | 13927                  | 141,45              |
| fev/22 | 139                    | 4,43                | 2418                   | 65,07               |
| jan/22 | 102                    | 2,05                | 3382                   | 3,08                |
| dez/21 | 103                    | 5,13                | 4613                   | 64,58               |
| nov/21 | 102                    | 3,08                | 3588                   | 93,28               |
| out/21 | 103                    | 0,05                | 3418                   | 0,92                |
| set/21 | 1235                   | 92,25               | 21421                  | 119,8               |
| ago/21 | 889                    | 59,53               | 12346                  | 120,29              |
| jul/21 | 105                    | 1,97                | 1719                   | 38,13               |
| jun/21 | 107                    | 3,81                | 3888                   | 93,85               |
| mai/21 | 133                    | 4,18                | 5926                   | 107,13              |
| abr/21 | 1609                   | 88,81               | 26948                  | 137,76              |

Fonte: Adaptado de Energisa MS

Nota-se que os dados de DM possuem uma variação considerável entre os meses, como em janeiro de 2022 que se mediu 3,08 kW fora de ponta e em fevereiro de 2022 que o valor foi de 65,07 kW fora de ponta. Isso ocorre devido à sazonalidade da safra, para melhor entendimento a Figura 1 esclarece quais meses fazem parte dos períodos de safra e entressafra, dessa forma a variação entre janeiro e fevereiro se justifica.

**Figura 1 – Períodos de Sazonalidade na empresa estudada**



**Fonte: Autoria própria (2023)**

Durante os meses em azul (safra) a UAG está recebendo os grãos que serão armazenados, enquanto durante os meses em verde (entressafra) acontece o período de manutenção do armazém, e o produto é embarcado para ser entregue conforme as vendas efetuadas pela empresa.

### 3.2 Métodos

Inicialmente foi utilizada uma planilha eletrônica para a realização de cálculos levando em consideração o enquadramento da empresa tanto na MTH Azul como na MTH Verde.

Através dos dados do histórico de DM e com o valor da DC, é possível fazer a comparação dos valores para enquadrá-los nos critérios desenvolvidos no método apresentado por Marangoni et al. (2015) apresentados na seção 2.4.1 a fim de encontrar o valor de demanda ótima através da planilha eletrônica, e demonstrar graficamente o novo valor de demanda otimizada para ser contratada.

Partindo-se do valor de demanda ótima e analisando o horário de funcionamento da UAG é possível se determinar em qual modalidade tarifária a empresa melhor se enquadra.

Na sequência são avaliadas as duas opções de fonte alternativa, a compra de um sistema fotovoltaico ou o aluguel de geração a diesel.

Para o sistema fotovoltaico foi feito um orçamento com custo de acordo com o valor máximo disponível para investimento. O orçamento apresenta a estimativa de geração mensal do sistema. Com a utilização dos dados de consumo da UAG e da geração do sistema FV é possível se determinar a economia que será obtida.

A partir do investimento e da economia são realizados os cálculos para os indicadores financeiros.

Para a utilização do GMG inicialmente foram identificados os meses em que ocorre o maior consumo de energia elétrica, e qual deve ser a potência do GMG. Na sequência foram feitas consultas a sites e catálogos de empresas que alugam os geradores.

Foi calculado o custo da geração do GMG para cada kWh. A partir dos dados de consumo da UAG e da geração do GMG (considerando a custo da geração e o valor do aluguel) foi identificado se haveria economia na sua utilização.

Como a empresa possui um valor destinado à compra de fontes alternativas que não seria utilizado (no caso do aluguel do GMG), foi feita a simulação para a aplicação desse montante, e o rendimento foi utilizado para abater a despesa com o aluguel do GMG.

Ao final das simulações são apresentados gráficos e tabelas com os resultados. Todos os resultados são comparados, analisados e explicados.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A empresa analisada (uma Unidade Armazenadora de Grãos) possui forte característica de uso sazonal de energia, especialmente durante os meses em que ocorre o período de safra. Os meses com maior consumo de energia elétrica e também os maiores registros de demanda são março, setembro, agosto e abril, conforme pôde ser observado na Tabela 3 da seção 3.1. Portanto, é de suma importância que esses meses sejam levados em consideração para as simulações propostas.

Outro ponto relevante para as análises quanto à utilização das fontes de energia é que a empresa reservou um montante aproximado de R\$ 100.000,00 para a realização de investimentos em fontes alternativas. Assim, esse valor se torna imprescindível para a simulação da fonte fotovoltaica, já que esse valor implica como limitante de investimento.

Inicialmente será considerado o cenário atual (seção 4.1), apenas para a projeção da despesa com energia elétrica para os próximos 12 meses. Na sequência será verificado o enquadramento tarifário, Modalidade Tarifária Horária (MTH) Azul ou Verde, juntamente com o cálculo de um valor otimizado para a Demanda Contratada (seção 4.2).

Foram selecionadas duas fontes alternativas para a geração de energia elétrica (seção 4.3): um sistema fotovoltaico, com geração durante todo o ano somente no horário fora de ponta, um sistema com grupo motor gerador (GMG) a diesel, que será alugado somente nos 4 meses de maior consumo, sendo utilizados somente durante o horário de ponta. E também um terceiro caso em que o montante de investimento da empresa é aplicado em um investimento cujos rendimentos serão usados para abater as despesas do GMG.

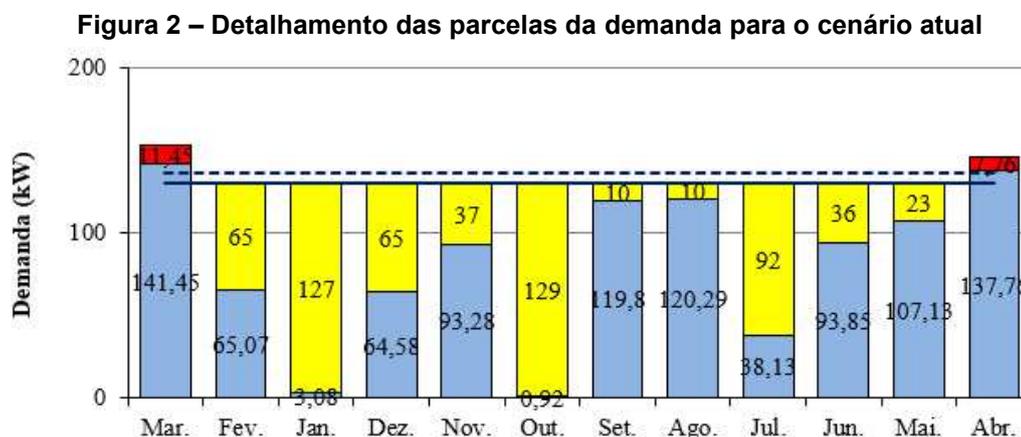
Por último entrará em pauta a comparação entre todos os cenários desenvolvidos (seção 4.4) buscando uma visão mais assertiva quanto as economias anuais de cada caso estudado para identificação das opções que melhor se encaixam à unidade consumidora.

#### 4.1 Cenário Atual

Para simular o cenário atual da UAG foram usados os dados apresentados na seção 3.1 na Tabela 3. Foi identificada qual seria a despesa com energia elétrica (consumo e demanda) para os próximos 12 meses, com o objetivo de utilizar este cenário como referência.

Devido à UC utilizar a modalidade tarifária horária Verde, para o cenário atual não foi necessário realizar a simulação da demanda no período de ponta. Assim, a simulação do cenário atual contempla na parcela da demanda um único contrato, e na parcela de consumo as tarifas para cada período (horário de ponta e fora de ponta).

Após a realização dos cálculos em uma planilha eletrônica, foi gerado o gráfico que pode ser visto na Figura 2. Nas barras azuis os valores de Demanda Medida (DM), que foi realmente usada, nas barras amarelas a parcela da demanda que foi paga sem ter sido usada, em vermelho o valor de ultrapassagem. A linha azul refere-se a DC atual de 130 kW e a linha tracejada o limite contratual.



Fonte: Autoria própria (2023)

Nota-se que independente da Demanda Contratada (DC) ter sido utilizada ou não, a UC deve pagar o valor cheio da "reserva" que é a DC. Nos meses de janeiro e outubro (meses em que acontece a entressafra) ocorrem os menores registros de Demanda Medida. Por outro lado, em meses como março e abril (safra) a DM superou a DC, havendo a necessidade do pagamento da demanda e ultrapassagem.

Nos meses de março e abril ocorreu ultrapassagem, ou seja, a demanda contratada não atende os períodos de maior uso energético da UC, enquanto nos demais meses há sobra de demanda (com fundo amarelo), como em janeiro e em outubro que a demanda medida foi muito menor.

Usando o valor da tarifa da DC de R\$ 30,99 por kW (conforme a Tabela 1 apresentada na seção 2.2), e a tarifa da ultrapassagem de R\$ 61,98 foi calculado o valor faturado. Na Figura 3 os valores exibidos são os valores faturados de demanda para cada mês (em azul) e a ultrapassagem (em vermelho), resultando em um total anual de despesa com a parcela da demanda de R\$ 50.130,35.

Na Figura 3 é possível observar o valor da fatura de cada mês, em março e abril a fatura contemplou a despesa de ultrapassagem em vermelho no gráfico. Nos demais meses o faturamento foi efetuado pela demanda contratada já que a utilização da demanda pela UC foi menor, fazendo com que a fatura nesses meses esteja no limite estipulado (linha contínua azul).



**Fonte: Autoria própria (2023)**

Comparando o gráfico de demanda (Figura 2) com o gráfico de despesas (Figura 3) pode ser observado que na UAG há muita diferença de uso da demanda entre os meses de safra e entressafra, assim há a possibilidade de análise do contrato de demanda, com o objetivo de reduzir os custos, principalmente diminuindo os valores pagos sem uso (em amarelo na Figura 2).

Para o consumo de energia elétrica realizou-se a soma dos valores de consumos mensais para os respectivos períodos fora ponta e ponta, a partir dos dados de consumo apresentados na Tabela 3 da seção 3.1.

Desta forma foi obtido o valor do consumo anual em quilowatts-hora apresentado na primeira coluna da Tabela 4. Os valores das tarifas consideradas para cada período foram de R\$ 0,43 fora de ponta e de R\$ 2,76 no horário de ponta, conforme foi apresentado na Tabela 1 da seção 2.2.

**Tabela 4 – Despesa anual com consumo para o cenário atual**

| <b>Horário</b>    | <b>Consumo anual (kW.h)</b> | <b>Tarifa da MTH Verde</b> | <b>Despesa anual</b> |
|-------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------|
| <b>Fora Ponta</b> | 103.594                     | R\$ 0,43                   | R\$ 44.545,42        |
| <b>Ponta</b>      | 5.882                       | R\$ 2,76                   | R\$ 16.234,32        |

**Fonte: Autoria própria (2023)**

A parcela de consumo consistiu na soma das despesas obtidas nos dois períodos (ponta e fora de ponta), cujo valor resultou em 60.779,74 reais. Para a despesa anual com energia elétrica foram somadas as duas parcelas (demanda e consumo) e o resultado pode ser observado na Tabela 5.

**Tabela 5 – Despesa anual para o cenário atual**

| <b>Parcela</b>    | <b>Despesa Anual</b> |
|-------------------|----------------------|
| <b>de Demanda</b> | R\$ 50.130,35        |
| <b>de Consumo</b> | R\$ 60.779,74        |
| <b>Total</b>      | R\$ 110.910,09       |

**Fonte: Autoria própria (2023)**

O total anual de despesa da UAG projetado para os próximos 12 meses é de 110.910,09 reais. Este cálculo do cenário atual servirá como referência para se calcular a economia que poderia ser obtida pelos próximos cenários.

#### **4.2 Ajuste do Contrato de Demanda e Modalidade Tarifária**

Como a empresa se enquadra no grupo A, subgrupo A4, seria possível a utilização da Modalidade Tarifária Horária Azul, ou MTH Verde. Desta forma, será feita a comparação entre as duas modalidades para identificar a mais vantajosa.

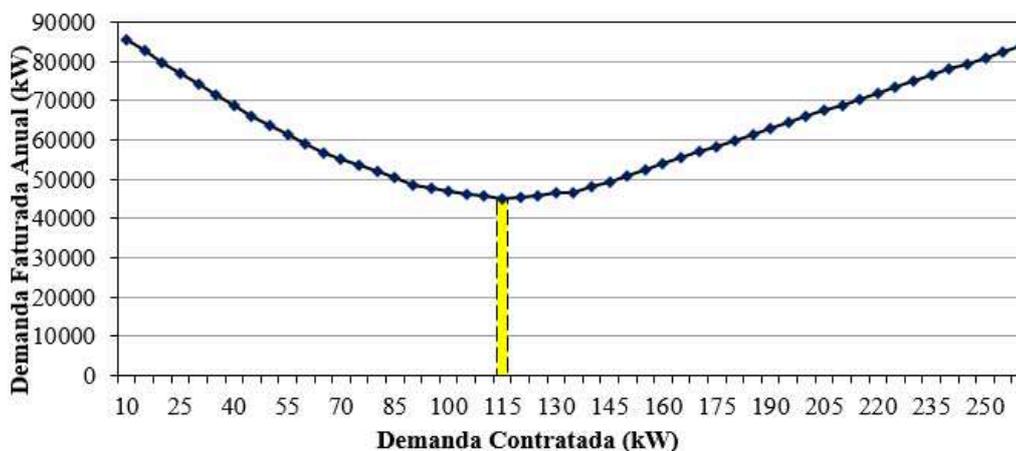
A partir dos registros de demanda, será calculado qual seria o valor ótimo do contrato de demanda para os horários de ponta e fora de ponta.

#### 4.2.1 MTH Verde com cálculo da demanda ótima

Conforme a Tabela 1 apresentada na seção 2.2, a tarifa da MTH Verde para a demanda fora ponta é de R\$ 30,99 por kW e a ultrapassagem possui a tarifa de R\$ 61,98 por kW. Nessa modalidade não se aplica o contrato de duas demandas (uma para ponte a outra para fora de ponta), mas sim uma tarifa única.

A aplicação dos critérios para se obter a demanda ótima foi feita de acordo com Marangoni et al. (2015). Com a utilização de uma planilha eletrônica é feita a variação dos valores de DC para encontrar a Demanda Faturada (DF) em cada mês, e a soma para encontrar o total anual. Para a simulação apresentada na Figura 4 utilizou-se uma faixa de 10 kW a 260 kW com incremento de 5 kW, esses valores estão no eixo X, e no eixo Y a demanda total anual. Destacado em amarelo está o valor da demanda ótima encontrado, que para este caso é de 115 kW.

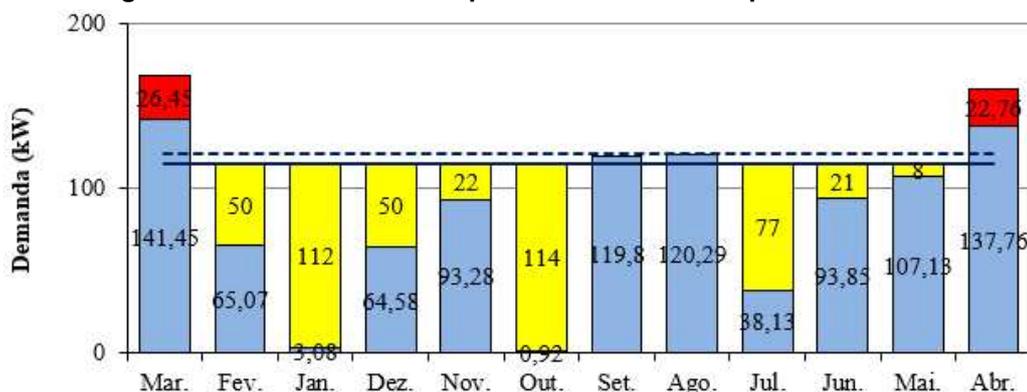
**Figura 4 – Identificação da Demanda Ótima para a MTH Verde**



Fonte: Autoria própria (2023)

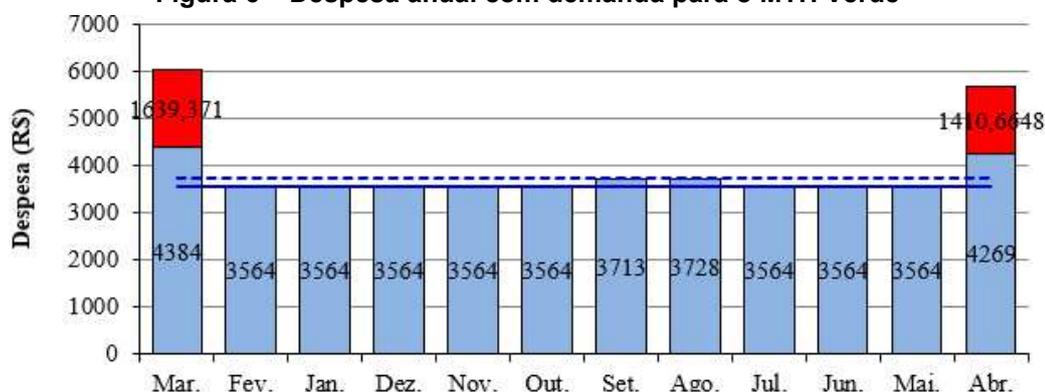
Em seguida, substitui-se o valor da DC na planilha para gerar o gráfico com a identificação detalhada de cada parcela de demanda.

Na Figura 5 pode ser observado que os valores de demanda pagas sem terem sido utilizadas (em amarelo) foram reduzidos e os gráficos em azul, que se referem ao valor da Demanda Medida, ficaram bem ajustados como nos meses de setembro e agosto. Nos meses de março e abril continuou ocorrendo a ultrapassagem, no entanto esse gasto pode ser compensado pela economia dos meses anteriores. Nos meses de setembro e agosto a Demanda Medida ficou dentro do limite de tolerância.

**Figura 5 – Detalhamento das parcelas da demanda para a MTH Verde**

Fonte: Autoria própria (2023)

A nova despesa com o total anual da demanda, exibida na Figura 6, foi de R\$ 47.653,94 por ano, em comparação com o gasto da demanda do cenário de referência (cenário atual) apresentada na seção 4.1 a economia foi de R\$ 2.476,41 só com esse ajuste. Mesmo acontecendo ultrapassagem nos meses de março e abril, houve um melhor aproveitamento da demanda que antes era paga sem usar.

**Figura 6 – Despesa anual com demanda para o MTH Verde**

Fonte: Autoria própria (2023)

Na Tabela 6 observa-se que a parcela do consumo permaneceu a mesma do cenário atual, pois já é contratada a MTH Verde, e na simulação de demanda ótima foi alterado somente o valor da DC.

**Tabela 6 – Despesa anual para a MTH Verde**

| Parcela      | Despesa (R\$)     |
|--------------|-------------------|
| de Demanda   | 47.653,94         |
| de Consumo   | 60.779,74         |
| <b>Total</b> | <b>108.433,68</b> |

Fonte: Autoria própria (2023)

Para o cálculo da despesa total anual com energia elétrica foi realizada a soma entre as parcelas de consumo e de demanda. Desta forma, a despesa obtida para a MTH Verde com a utilização do valor ótimo para o contrato de demanda é de R\$ 108.433,68 no ano.

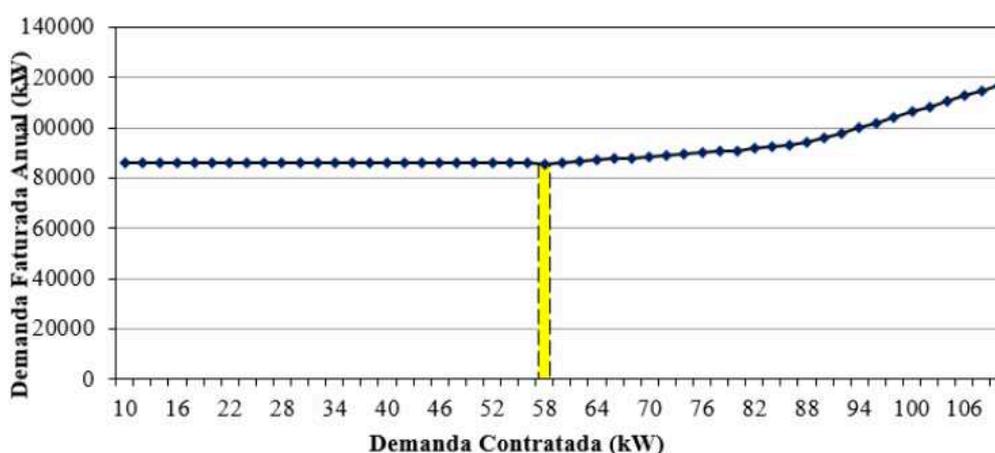
#### 4.2.2 MTH Azul com cálculo da demanda ótima

Nessa modalidade tarifária há duas contratações de demanda, uma para o período fora ponta e outra para o horário de ponta, as tarifas das modalidades (Azul e Verde) possuem o mesmo valor para a demanda fora ponta, por isso, manteve-se a demanda ótima de 115 kW obtida anteriormente na simulação da MTH Verde, cuja despesa anual foi de 47.653,94 reais.

Uma nova simulação foi realizada com os dados de demanda medida no horário de ponta (apresentados na seção 3.1 na Tabela 3) para encontrar a melhor demanda (demanda ótima) para o período de ponta. Considerou-se o custo de R\$ 88,52 por kW para a demanda contratada e R\$ 177,04 para a ultrapassagem.

Para a simulação apresentada na Figura 7 utilizou-se a DC em uma faixa de 10 kW a 110 kW com incremento de 2 kW, em amarelo está o valor da demanda ótima encontrado, que para este caso é de 58 kW.

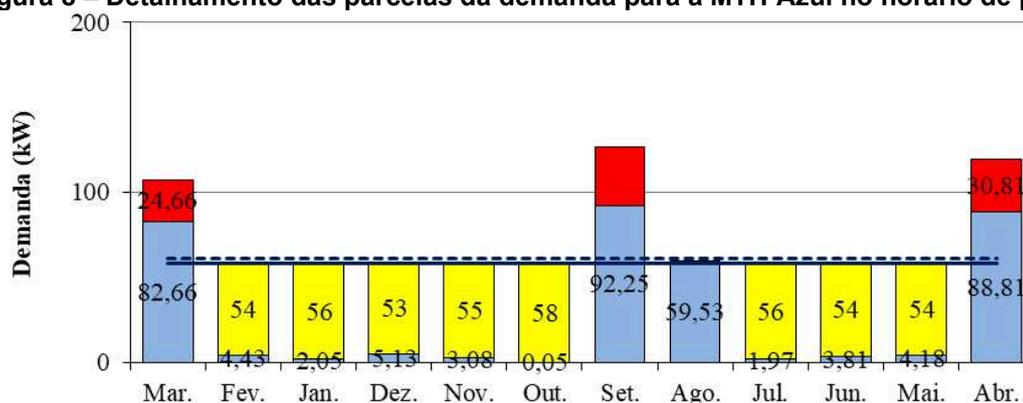
**Figura 7 – Identificação da Demanda Ótima para a MTH Azul no horário de ponta Verde**



**Fonte: Autoria própria (2023)**

Em seguida, utilizou-se o valor de 58 kW para novamente aplicar os critérios da demanda faturada, resultando na Figura 8.

**Figura 8 – Detalhamento das parcelas da demanda para a MTH Azul no horário de ponta**

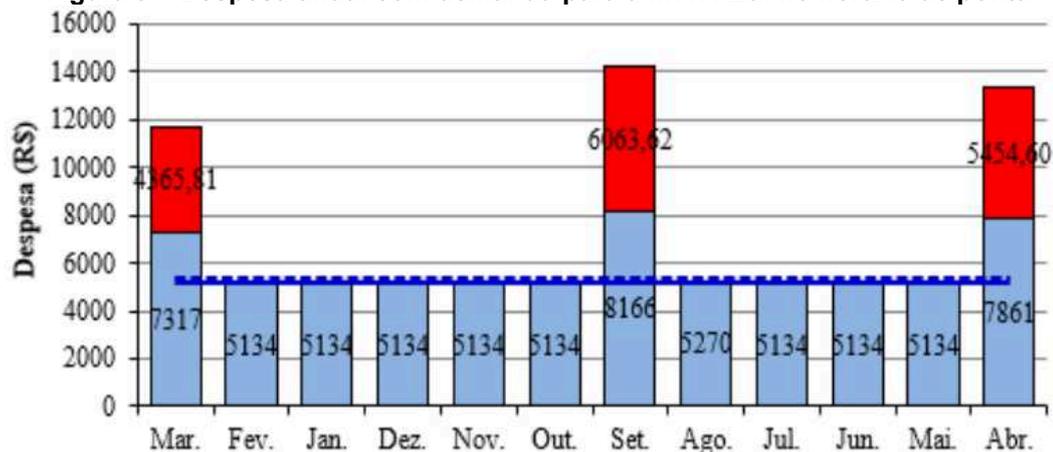


Fonte: Autoria própria (2023)

Os meses de março, setembro e abril resultaram em ultrapassagens de uso de demanda além do limite, enquanto nos demais meses os valores de demanda foram bem baixos. Isso ocorre, pois nos meses de entressafra o expediente se encerra as 18h, enquanto nos meses de safra a empresa continua em operação até o horário que for necessário.

Foram realizados os cálculos de demanda faturada para todos os meses usando as tarifas de demanda e ultrapassagens para o horário de ponta, resultando na Figura 9 em que a simulação apresenta o valor mais elevado de ultrapassagem no mês de setembro.

**Figura 9 – Despesa anual com demanda para a MTH Azul no horário de ponta**



Fonte: Autoria própria (2023)

A despesa anual faturada dessa simulação foi de R\$ 85.571,40 reais no horário de ponta, esse valor compõe parte da parcela da demanda, que deve ser somada com a demanda faturada no período fora de ponta (R\$ 47.653,94) para obter a parcela final da demanda. Assim, a parcela resultou em R\$ 133.224,40 de demanda para a MTH Azul.

Para o cálculo da parcela do consumo durante o período fora ponta o valor faturado permanece igual ao calculado na MTH Verde (44.545,42). Já para o consumo no horário de ponta a tarifa é de 0,613 reais por kW, dessa forma multiplicou-se o consumo anual de 5.882 kW por essa tarifa e obteve-se o consumo faturado de 3.605,66 reais no horário de ponta.

Todas as partes que compõem a fatura da MTH Azul calculadas nesse tópico são apresentadas na Tabela 7. Pode ser observado que a despesa total resultante foi de R\$ 181.375,49 reais no ano.

**Tabela 7 – Despesa anual para a MTH Azul**

| <b>Despesa</b>            | <b>Valor (R\$)</b> |
|---------------------------|--------------------|
| <b>Demanda Fora Ponta</b> | 47.653,94          |
| <b>Demanda Ponta</b>      | 85.571,40          |
| <b>Consumo Fora Ponta</b> | 44.545,42          |
| <b>Consumo Ponta</b>      | 3.605,66           |
| <b>Total</b>              | 181.375,49         |

**Fonte: Autoria própria (2023)**

Em comparação com o resultado obtido na simulação da MTH Verde que resultou em 108.433,68 reais no ano, a MTH Azul torna-se menos atrativa para a unidade consumidora já que sua simulação obteve um acréscimo de 72.941,81 reais no ano. Assim, a UAG deve permanecer com a modalidade tarifária horária Verde e realizar o ajuste do contrato de demanda para o valor de 115 kW.

### **4.3 Utilização de Fontes Alternativas de Energia**

Como citado no início do Capítulo 4, será verificada a viabilidade para utilização de duas fontes alternativas para a geração de energia elétrica. O objetivo da utilização de uma fonte própria é reduzir a despesa com energia elétrica que é paga para a concessionária.

A primeira fonte considerada é um sistema fotovoltaico que irá gerar energia em todos os meses, somente no horário fora de ponta. A segunda fonte é um grupo motor gerador (GMG) a diesel, que deverá ser alugado somente nos 4 meses de maior consumo, sendo utilizado durante o horário de ponta.

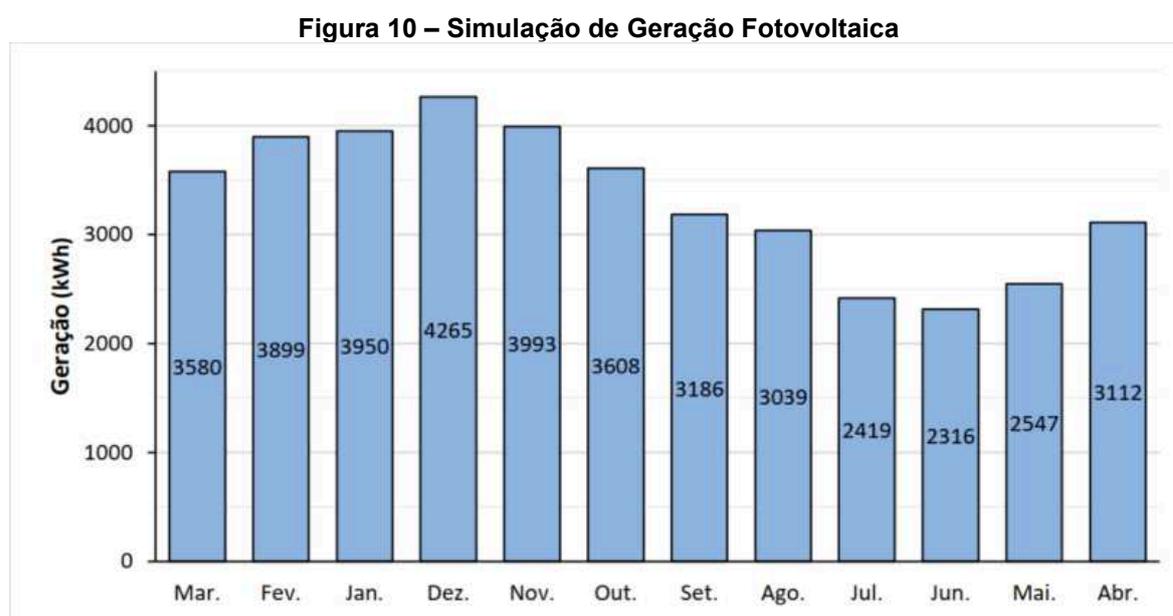
#### 4.3.1 Cenário com a compra do sistema fotovoltaico

A consideração fundamental para o dimensionamento das fontes alternativas é que a UAG (empresa deste estudo) informou que possui em torno de R\$ 100 mil destinados ao investimento em fontes alternativas. Desta forma, em contato com uma empresa que comercializa e instala sistemas fotovoltaicos, foi realizado o pedido de um sistema com o custo total em torno de R\$ 100 mil.

A empresa forneceu um orçamento (que pode ser observado no Anexo B) cujo investimento necessário é de R\$ 104.462,00 com estimativa de geração anual de 39.912 kWh e geração média mensal de 3.326 kWh.

O orçamento contempla um inversor de 20 kW com tensão de 380 V da marca GROWATT, para suportar 50 painéis fotovoltaicos de 545 W da marca Longi, além dos cabos de 6 mm para a conexão do sistema e os perfis e estruturas de alumínio para sustentação dos painéis. É válido lembrar que a empresa possui em torno de 100 mil reais para investimento, isso significa que esse orçamento (de R\$ 104 mil) será considerado.

Na Figura 10 pode ser observada a estimativa de geração mensal do sistema. Durante os meses de novembro a fevereiro os valores estimados de geração são os maiores apresentados durante o ano, sendo próximos a 4 kWh. Nos meses de maio a julho a geração estimada foi menor que 2,6 kWh.



Fonte: Adaptado do orçamento

A partir dos dados de consumo no horário fora de ponta (apresentados na Tabela 3 da seção 3.1) é possível calcular o cenário com a geração fotovoltaica simulada. Na Tabela 8, a energia fornecida pela concessionária que deverá continuar sendo utilizada é obtida ao calcular a diferença entre a energia consumida e a energia gerada pelo sistema FV durante o mesmo mês.

**Tabela 8 – Geração, consumo e despesa mensal com o sistema fotovoltaico**

| <b>Mês</b>   | <b>Consumo F.P. (kWh)</b> | <b>Geração FV. (kWh)</b> | <b>Energia da concessionária (kWh)</b> | <b>Energia excedente (kWh)</b> | <b>Despesa sem FV. (R\$)</b> | <b>Despesa com FV. (R\$)</b> |
|--------------|---------------------------|--------------------------|--|--------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| <b>Mar.</b>  | 13.927                    | 3.580                    | 10.347                                 | 0                              | 5.988,61                     | 4.449,21                     |
| <b>Fev.</b>  | 2.418                     | 3.899                    | 0                                      | 1.481                          | 1.039,74                     | 0,00                         |
| <b>Jan.</b>  | 3.382                     | 3.950                    | 0                                      | 568                            | 1.454,26                     | 0,00                         |
| <b>Dez.</b>  | 4.613                     | 42,65                    | 4.570,35                               | 0                              | 1.983,59                     | 1.965,25                     |
| <b>Nov.</b>  | 3.588                     | 3.993                    | 0                                      | 405                            | 1.542,84                     | 0,00                         |
| <b>Out.</b>  | 3.418                     | 3.608                    | 0                                      | 190                            | 1.469,74                     | 0,00                         |
| <b>Set.</b>  | 21.421                    | 3.186                    | 18.235                                 | 0                              | 9.211,03                     | 7.841,05                     |
| <b>Ago.</b>  | 12.346                    | 3.039                    | 9.307                                  | 0                              | 5.308,78                     | 4.002,01                     |
| <b>Jul.</b>  | 1.719                     | 2.419                    | 0                                      | 700                            | 739,17                       | 0,00                         |
| <b>Jun.</b>  | 3.888                     | 2.316                    | 1.572                                  | 0                              | 1.671,84                     | 675,96                       |
| <b>Mai.</b>  | 5.926                     | 2.547                    | 3.379                                  | 0                              | 2.548,18                     | 1.452,97                     |
| <b>Abr.</b>  | 26.948                    | 3.112                    | 23.836                                 | 0                              | 11.587,64                    | 10.249,48                    |
| <b>Total</b> |                           |                          |  |                                | <b>44.545,42</b>             | <b>30.635,93</b>             |

**Fonte: Autoria própria (2023)**

Para calcular a despesa foi considerada a tarifa de consumo do horário fora de ponta de 0,43 reais por kWh, valor retirado da fatura da concessionária ENERGISA que pode ser observada no Apêndice A, sem considerar o aumento dessa tarifa no próximo ano e também sem considerar as bandeiras tarifárias.

Durante os meses de janeiro, fevereiro, julho, outubro e novembro o consumo foi menor que a geração, assim na quarta coluna da Tabela 8 podem ser observados os valores de energia excedente para esses meses.

Para os demais meses não houve geração de energia excedente, a energia consumida foi maior que a gerada, dessa forma, ainda existem valores de energia a serem faturados. Nesse caso os valores foram apresentados na terceira coluna da Tabela 8 chamados de energia da concessionária.

Anualmente a despesa com energia elétrica é de R\$ 44.545,42 enquanto com a instalação e uso da geração FV proposta, essa despesa anual seria reduzida para R\$ 30.635,93 uma economia de R\$ 13.909,49 no ano.

Sem levar em consideração os créditos obtidos a partir da produção de energia excedente, a economia com a utilização do sistema fotovoltaico seria de 31,23%. Este poderia ser considerado como o pior cenário para a geração FV, pois para qualquer quantidade de crédito gerado (independente de impostos e descontos) a economia será maior ainda.

Foram realizados os cálculos para os indicadores financeiros de acordo com a seção 2.6. O payback simples foi de 7 anos e meio. A Taxa Interna de Retorno (TIR) foi de 5,576%. O valor presente Líquido (VPL) foi de -31.194,34 reais.

Deve ser destacado que toda esta análise foi feita para o pior caso de acordo com os 4 itens apresentados a seguir:

- 1) Não foi considerado o crédito obtido com a geração de energia excedente;
- 2) Não foi considerado o aumento anual da tarifa da concessionária;
- 3) Não foi considerada a utilização das bandeiras tarifárias;
- 4) Foi utilizada a taxa SELIC atual, que é de 13,75%.

Desta forma, se forem considerados os itens 1, 2 e 3, a despesa com a energia elétrica irá aumentar (irá ser maior que os atuais R\$ 44.545,42), e a economia com a utilização do sistema fotovoltaico também irá aumentar (seria maior do que os atuais R\$ 13,909 mil). Conseqüentemente, irá melhorar o resultado dos três indicadores financeiros.

O resultado negativo do VPL indica que considerando este pior cenário o investimento não é viável. Deve ser destacado que foi considerado um período de 10 anos e a taxa SELIC utilizada para o cálculo (maio de 2023) foi de 13,75% ao ano. No entanto, com o aumento da economia obtida e/ou com a redução da taxa SELIC o resultado do VPL será cada vez melhor.

Ao optar por não comprar o sistema fotovoltaico, o gestor da UAG poderia investir o valor destinado a fontes alternativas (R\$ 100 mil) no Tesouro SELIC e receber o rendimento com a taxa de 13,75% ao ano. A partir da redução da taxa SELIC, deveriam ser recalculados os indicadores financeiros para novamente analisar a viabilidade para a compra do sistema FV.

#### 4.3.2 Cenário com o aluguel do grupo motor gerador

Como pôde ser observado na Tabela 3 (histórico do consumo e demanda) no Capítulo 3, o maior consumo de energia elétrica ocorre nos quatro meses que representam o período de colheita. Destaca-se que o consumo nos meses de colheita chega a ser 10 vezes maior que nos outros meses.

Uma alternativa a ser considerada para a UAG seria investir na geração própria somente durante os meses de colheita. Nesse caso, não seria necessário adquirir um sistema, mas seria interessante alugar geradores para suprir a demanda de energia nesse período.

Com base na Tabela 9, é possível observar o consumo mensal durante o horário de ponta. Esse valor foi dividido por 20 dias úteis (considerando que não há horário de ponta nos finais de semana) e dividido pelas 3 horas do horário de ponta. Para os 4 meses de maior consumo (destacados em vermelho) obteve-se uma média de 20 kWh. Esse é o valor necessário para a geração própria.

**Tabela 9 – Cálculo com consumo mensal no horário de ponta**

| <b>Mês</b>  | <b>Consumo Ponta (kWh)</b> | <b>Por dia (/20)</b> | <b>Por hora (/3)</b> |
|-------------|----------------------------|----------------------|----------------------|
| <b>Mar.</b> | <b>1255</b>                | <b>62,75</b>         | <b>20,92</b>         |
| <b>Fev.</b> | 139                        | 6,95                 | 2,32                 |
| <b>Jan.</b> | 102                        | 5,1                  | 1,70                 |
| <b>Dez.</b> | 103                        | 5,15                 | 1,72                 |
| <b>Nov.</b> | 102                        | 5,1                  | 1,70                 |
| <b>Out.</b> | 103                        | 5,15                 | 1,72                 |
| <b>Set.</b> | <b>1235</b>                | <b>61,75</b>         | <b>20,58</b>         |
| <b>Ago.</b> | <b>889</b>                 | <b>44,45</b>         | <b>14,82</b>         |
| <b>Jul.</b> | 105                        | 5,25                 | 1,75                 |
| <b>Jun.</b> | 107                        | 5,35                 | 1,78                 |
| <b>Mai.</b> | 133                        | 6,65                 | 2,22                 |
| <b>Abr.</b> | <b>1609</b>                | <b>80,45</b>         | <b>26,82</b>         |
| <b>Mar.</b> | <b>1255</b>                | <b>62,75</b>         | <b>20,92</b>         |

**Fonte: Autoria própria (2023)**

A partir dessa análise inicial foi realizado o acesso ao website de uma empresa que realiza o aluguel de grupo motor-gerador (GMG) a diesel que disponibiliza seu catálogo online.

Foi identificado um gerador de 25 kVA, cujas informações técnicas do fabricante (consultadas no catálogo) estão apresentadas no Anexo C. De acordo com essas características, o GMG possui uma capacidade de geração de 20 kWh e possui um fator de potência (FP) de 0,8.

Com base no cálculo da média mensal de consumo por hora no período de ponta apresentada na última coluna da Tabela 9, será necessário que o GMG forneça pelo menos 20 kW por hora durante as 3 horas do período de ponta, portanto, esse gerador seria adequado para a UAG já que atende essa capacidade de geração de energia.

Por meio do mesmo site, obteve-se a informação de que o GMG consome entre 4 e 6 litros de diesel por hora. Portanto, para uma análise cautelosa, considerou-se o consumo de 6 litros por hora como o pior cenário de consumo de combustível pelo gerador, mesmo que possa ocorrer um consumo menor.

Foi realizado o cálculo do custo da geração em uma planilha eletrônica, com os dados apresentados na Tabela 10. Para esse cálculo, considerou-se o preço atual (maio de 2023) do diesel, que é de R\$ 5,20 no posto de combustível. Esse valor foi multiplicado pelo consumo máximo de diesel, representando o pior caso. Em seguida, o resultado obtido foi dividido pela capacidade de geração horária, resultando em um custo de geração de R\$ 1,56 por kWh.

**Tabela 10 – Cálculo de custo da geração do GMG**

| Diesel (R\$) | Litros por hora | Diesel * L/h | Capacidade de Geração (kWh) | Custo da geração |
|--------------|-----------------|--------------|-----------------------------|------------------|
| R\$ 5,20     | 6               | R\$ 31,20    | 20                          | R\$ 1,56         |

**Fonte: Autoria própria (2023)**

Para dar continuidade a análise foi necessário consultar novamente informações disponibilizadas pela empresa fornecedora do GMG. De acordo com o site, o aluguel para 1 mês seria de R\$ 2.751,00.

Na Tabela 11 é apresentado o consumo mensal, exclusivamente durante o horário de ponta. Caso fosse utilizada a energia fornecida pela concessionária em todos os meses, o valor do consumo seria multiplicado pela tarifa da concessionária de R\$ 2,76. Dessa forma, foram obtidos os valores correspondentes apresentados na coluna “Sem GMG”. Assim, a despesa anual com consumo no período de ponta seria R\$ 16.234,32.

Considerando o aluguel do GMG durante os 4 meses de colheita, o GMG seria utilizado para suprir toda a energia no horário de ponta. Durante os 8 meses em que a empresa não se encontra em período de colheita não seria alugado o GMG, e a empresa continuaria utilizando integralmente energia elétrica fornecida pela concessionária.

Na Tabela 11, os meses do período de colheita estão indicados em vermelho. Pode ser observado o valor do aluguel em cada mês, e na coluna da direita observa-se a despesa com a geração própria, que foi calculada com a multiplicação da capacidade de geração (20kWh) pelo custo (R\$ 1,56). A despesa total obtida com a utilização do GMG (em 4 meses), somada a despesa com a energia da concessionária (em 8 meses) foi de R\$ 20.239,44.

**Tabela 11 – Despesa anual pela concessionária comparada com uso do GMG**

|             | Consumo Ponta (kWh) | Sem GMG                  |                          | Com GMG            |                          |
|-------------|---------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------|--------------------------|
|             |                     | Despesa do consumo Ponta | Despesa do consumo Ponta | Aluguel do gerador | Despesa de geração (R\$) |
| <b>Mar.</b> | <b>1255</b>         | R\$ 3463,80              |                          | R\$ 2571           | R\$ 1872                 |
| <b>Fev.</b> | 139                 | R\$ 383,64               | R\$ 383,64               |                    |                          |
| <b>Jan.</b> | 102                 | R\$ 281,52               | R\$ 281,52               |                    |                          |
| <b>Dez.</b> | 103                 | R\$ 284,28               | R\$ 284,28               |                    |                          |
| <b>Nov.</b> | 102                 | R\$ 281,52               | R\$ 281,52               |                    |                          |
| <b>Out.</b> | 103                 | R\$ 284,28               | R\$ 284,28               |                    |                          |
| <b>Set.</b> | <b>1235</b>         | R\$ 3408,60              |                          | R\$ 2571           | R\$ 1872                 |
| <b>Ago.</b> | <b>889</b>          | R\$ 2453,64              |                          | R\$ 2571           | R\$ 1872                 |
| <b>Jul.</b> | 105                 | R\$ 289,80               | R\$ 289,80               |                    |                          |
| <b>Jun.</b> | 107                 | R\$ 295,32               | R\$ 295,32               |                    |                          |
| <b>Mai.</b> | 133                 | R\$ 367,08               | R\$ 367,08               |                    |                          |
| <b>Abr.</b> | <b>1609</b>         | R\$ 4440,84              |                          | R\$ 2571           | R\$ 1872                 |

**Fonte: Autoria própria (2023)**

Para essa consideração, com a utilização da energia da concessionária a despesa anual seria de R\$ 16.234,32, enquanto ao utilizar o GMG esse valor sobe para R\$ 20.239,44. Como não houve economia o uso do GMG essa aplicação torna-se inviável. No entanto, para o próximo cenário analisado, será considerado o GMG e o rendimento do investimento.

### 4.3.3 Cenário com aluguel do GMG e investimento do montante disponível

Conforme citado anteriormente, a empresa possui disponível o montante em torno de R\$ 100 000,00 para investir em fontes de geração própria. Como a análise anterior foi de um aluguel de GMG, esse valor não havia sido considerado nos cálculos. Caso o montante não seja usado na compra do FV é possível realizar o investimento do valor, aplicando, por exemplo, no Tesouro SELIC.

Com a utilização de uma calculadora de investimentos gratuita disponível no site de um banco digital (NUBANK, 2023) foi realizada a simulação que pode ser observada na Figura 11. Ao aplicar os R\$ 100 mil no Tesouro SELIC com a taxa atual (13,75% a.a.) seria obtido o rendimento líquido de R\$ 10.668,08 em 1 ano.



Fonte: Adaptado de Nubank (2023)

Na Tabela 12 pode ser observado que o rendimento anual, que seria obtido com o investimento (R\$ 10.668,08), foi utilizado para abater a despesa com o aluguel e a geração do GMG. Desta forma, seria obtida uma economia de 41,04% com a utilização do GMG.

**Tabela 12 – Cálculo de economia**

| Energia Concessionária | GMG (com abatimento das despesas) | Nova economia com o uso do GMG | Percentual de economia |
|------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|------------------------|
| R\$ 16.234,32          | R\$ 9.571,36                      | R\$ 6.662,96                   | 41,04%                 |

Fonte: Autoria própria (2023)

O uso do GMG com o aproveitamento dos rendimentos para a redução das despesas gerou maior economia que somente o uso do GMG, vale ressaltar que essa economia é referente somente ao consumo no horário de ponta.

#### 4.4 Comparação dos Cenários

Na Tabela 13 é demonstrada a comparação entre os cenários analisados neste trabalho. Na primeira linha estão os valores utilizados como referência para os demais cálculos (seção 4.1), nesse cenário a despesa anual foi de R\$ 110.910,09 e só com o ajuste do contrato de demanda (seção 4.2) já seria possível se obter 2,23% de economia.

**Tabela 13 – Comparação entre cenários**

| Cenário                           |           | Parcela de Consumo (R\$) | Despesa do Consumo (R\$) | Despesa de Demanda (R\$) | Despesa total anual (R\$) | Economia      |        |
|-----------------------------------|-----------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------|--------|
| <b>Atual</b>                      | <i>FP</i> | 44.545,42                | 60.779,74                | 50.130,35                | <b>110.910,09</b>         | -             | -      |
|                                   | <i>PT</i> | 16.234,32                |                          |                          |                           |               |        |
| <b>Ajuste MTH Verde e Demanda</b> | <i>FP</i> | 44.545,42                | 60.779,74                | 47.653,94                | <b>108.443,68</b>         | R\$ 2.476,41  | 2,23%  |
|                                   | <i>PT</i> | 16.234,32                |                          |                          |                           |               |        |
| <b>FV</b>                         | <i>FP</i> | 30.635,93                | 46.870,25                | 47.653,94                | <b>94.524,19</b>          | R\$ 16.385,90 | 14,77% |
|                                   | <i>PT</i> | 16.234,32                |                          |                          |                           |               |        |
| <b>GMG</b>                        | <i>FP</i> | 44.545,42                | 64.784,86                | 47.653,94                | <b>112.438,80</b>         | -R\$ 1.528,71 | -1,38% |
|                                   | <i>PT</i> | 20.239,44                |                          |                          |                           |               |        |
| <b>GMG + Rendim.</b>              | <i>FP</i> | 44.545,42                | 54.116,78                | 47.653,94                | <b>101.770,72</b>         | R\$ 9.140,31  | 8,24%  |

Fonte: Autoria própria (2023)

A compra do sistema FV é a opção mais vantajosa para a unidade consumidora, pois apresenta um percentual de 14,77% de economia anual. Mesmo com o resultado do VPL sendo negativo, pois para esse cálculo foi considerado o cenário com as piores condições (seção 4.3.1). Vale lembrar que não foi considerado o reajuste anual da tarifa da concessionária, nem a geração de créditos de energia, nem a aplicação de bandeiras tarifárias. Além disso, a tendência é que o valor da taxa SELIC (que atualmente é considerado muito elevado) em breve comece a ser reduzido.

O aluguel do GMG (seção 4.3.2) mostrou-se inviável. Mas deve ser destacado que a empresa poderá manter investido todo o valor que foi destinado para a geração própria de energia (R\$ 100 mil). Desta forma, foi feita a consideração para o cenário do GMG com o investimento (seção 4.3.3), no qual o rendimento do investimento está sendo utilizado para abater as despesas com o aluguel.

Para o cenário de utilização do GMG juntamente com os rendimentos, a economia foi a segunda maior, apresentando percentual de 8,24%. Também deve ser destacado que foi considerado o pior cenário, no qual o GMG utiliza 6 litros de diesel por hora, não foi feita uma negociação para a compra de diesel e não foi negociado um contrato para reduzir o valor do aluguel do GMG.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com base nas análises das Modalidades Tarifárias Horárias Verde e Azul, foi possível identificar que a MTH Verde representa a melhor opção para a empresa. O cenário calculado demonstrou um aumento anual de despesas ao optar pela MTH Azul em comparação com a MTH Verde. Portanto, para o ajuste da MTH, é recomendado que a UAG permaneça no contrato Verde e faça a adequação do contrato de demanda para 115 kW.

Foi realizada a simulação para a aquisição do sistema fotovoltaico e o aluguel de um Grupo Motor Gerador (GMG). O estudo com a utilização de energia FV demonstrou uma economia total de R\$ 16.385,90 no ano. Por outro lado, a análise do uso do GMG durante o horário de ponta revelou-se inviável, pois não resultou em economia em comparação com o cenário de referência. No entanto, caso a empresa invista o valor que possui disponível e deduza os rendimentos do aluguel e das despesas com geração, o uso do GMG se torna uma opção interessante.

O indicador econômico de valor presente líquido aplicado na análise do sistema FV foi negativo, isso ocorreu especialmente por que seu cálculo utiliza a taxa SELIC do banco central, que atualmente está muito elevada, junto a isso o estudo foi desenvolvido considerando o pior cenário. Por outro lado, mesmo com VPL negativo o sistema FV revelou-se ser a melhor opção, pois ao comparar a economia com redução da despesa anual com os demais cenários, a FV foi a que obteve maior percentual de economia.

Até que ocorra a redução da Taxa SELIC e o cálculo do VPL indique a viabilidade para a compra do sistema fotovoltaico, poderia ser considerado o último cenário. No entanto, seria necessário que um funcionário da UAG ficasse responsável por realizar o investimento, sacar periodicamente os rendimentos, negociar o contrato de aluguel, negociar o valor e realizar a compra do diesel, e monitorar constantemente a economia gerada.

## 5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestão para trabalhos futuros seria interessante realizar as devidas atualizações com relação aos parâmetros utilizados de tarifas e preços, além da possibilidade de realizar novas simulações, dentre elas sugere-se:

- Considerar novos cenários para o custo da geração com o GMG a partir da negociação do contrato de aluguel diretamente com uma empresa (ou algumas empresas), e a negociação do preço de compra do diesel;
- Analisar os dados de demanda horária para, além da utilização do GMG no horário de ponta, utilizar o GMG para a realização do corte de pico de demanda e a redução do valor da demanda contratada;
- Realizar uma Auditoria Energética na UAG para identificar e analisar as instalações elétricas, os equipamentos e todos os processos, com foco na eficiência energética;
- Refazer as análises após um ano, pois os valores das tarifas da concessionária, a taxa SELIC, o valor do diesel, e o valor do investimento necessário para a compra do sistema fotovoltaico, provavelmente sofreram alterações.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL 414**: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída. [S.l.], 2012.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA ANEEL 2855**: Homologa o resultado do reajuste tarifário anual de 2021, as tarifas de energia – te e as tarifas de uso do sistema de distribuição – tusd referentes à energia mato grosso do suldistribuidora de energia s.a. - ems. [S.l.], 2021. 9 p.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL 1000**: Regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. [S.l.], 2021. 170 p. Substitui a ANEEL n 414:2010, 470:2011, 901:2020.
- CEPEA; CNA. Pib do agronegócio. *In*: CNA/CPEA (Ed.). **Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil**. [S.l.]: Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada ESALQ/USP, 2022. p. 1–19.
- ENERGISA. **Tributos e outros encargos**. 2021. Energisa para sua empresa - site oficial. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/impostos-outros-encargos.aspx>.
- ENERGISA. **Tipos de tarifa**. 2022. Energisa para sua empresa - site oficial. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/empresa/Paginas/pequenas-e-medias-empresas/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx>.
- INEE, Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O que é Geração Distribuída**. 2004. INEE - site oficial. Acesso em 23 de maio de 2022. Disponível em: [http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp).
- LIMA, Fabiano Roberto S. de. **Viabilidade Econômica e Financeira de Projetos**. Volta Redonda, RJ: FERP, 2019. 144 p.
- LOXAM DEGRAUS. **Catálogo de locação**. 2023. LOXAM DEGRAUS locação de equipamentos - site oficial. Acesso em 20 de abril de 2023. Disponível em: <https://www.degraus.com.br/catalogo.pdf>.
- LOXAM DEGRAUS. **Gerador de energia 25 Kva (diesel)**. 2023. LOXAM DEGRAUS locação de equipamentos - site oficial. Acesso em 20 de abril de 2023. Disponível em: <https://degraus.com.br/produto/grupo-gerador-25-kva-diesel/>.
- LOXAM DEGRAUS. **Saiba quantos kW gera o gerador de energia de 25 kVA**. 2023. LOXAM DEGRAUS locação de equipamentos - site oficial. Acesso em 20 de abril de 2023. Disponível em: <https://degraus.com.br/saiba-quantos-kw-gera-o-gerador-de-energia-25-kva-diesel/>.
- MARANGONI, Filipe; FERREIRA, Samir de Oliveira; KONOPATZKI, Evandro André. Determination of great demand for ensuring excellence in energy management. *In*: CNEG (Ed.). **Congresso Nacional de excelência em gestão**. [S.l.]: Inovarse, 2015. p. 1–17.

NUBANK. **Simulador de investimentos**. 2023. Nubank NUInvest – site oficial. Acesso em: 24 de abril de 2023. Disponível em: <https://www.nuinvest.com.br/simulador-de-investimentos.html>.

PATURCA, Elaine Y. Caracterização das estruturas de armazenagem de grãos: um estudo de caso no mato grosso. Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz ESALQ/USP. 2014.

PROCEL. **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**. [S.l.], 2011.

SGARBI, Felipe de A.; FOSSA, Alberto José. **Gestão de energia - guia para aplicação da norma ABNT ISO 50001**. [S.l.], 2017.

SILVA, Bruna Porfírio. Análise técnica e econômica para implementação de aerogeradores na universidade tecnológica federal do paraná, campus medianeira. Trabalho de Conclusão de Curso. 2021.

**ANEXO A - Dados da fatura da unidade consumidora**

| INDICADORES DE QUALIDADE   |                  |               |       |                      | CONSUMO DOS ÚLTIMOS 12 MESES |                  |                              |                |                  |                |                           |             |                            |        |           |     |                  |  |
|--|------------------|---------------|-------|----------------------|------------------------------|------------------|------------------------------|----------------|------------------|----------------|---------------------------|-------------|----------------------------|--------|-----------|-----|------------------|--|
| LIMITES DA ANEEL   | MENSAL           | APUR.         | TRIM. | ANUAL                | MÊS                          | CONSUMO FATURADO | DEMANDA MEDIDA               | CONS. FAT.     | CONSUMO FATURADO | DEMANDA MEDIDA | ERE                       | DRE         | ERE                        | DRE    | CONS.     | ERE |                  |  |
| DIC  | 5,00             | 0,00          | 0,00  | 0                    | MAR/22                       | 1255             | 82,66                        | 0,00           | 13927            | 141,45         | 0                         |             | 2593                       | 17,958 | 0         | 0   |                  |  |
| FIC  | 4,00             | 0,00          | 0,00  | 0,00                 | FEV/22                       | 139              | 4,43                         | 0,00           | 2418             | 65,07          | 0                         |             | 970                        |        | 0         | 0   |                  |  |
| DMIC   | 5,00             | 0,00          |       |                      | JAN/22                       | 102              | 2,05                         | 0,00           | 3382             | 3,08           | 0                         |             | 820                        |        | 0         | 0   |                  |  |
| DICRI  | 8,00             |               |       |                      | DEZ/21                       | 103              | 5,13                         | 0,00           | 4613             | 64,58          | 0                         |             | 410                        |        | 0         | 0   |                  |  |
|  |                  |               |       |                      | NOV/21                       | 102              | 3,08                         | 0,00           | 3588             | 93,28          | 0                         |             | 205                        |        | 0         | 0   |                  |  |
| <b>Conjunto:</b>   |                  |               |       |                      | OUT/21                       | 103              | 0,05                         | 0,00           | 3418             | 0,92           | 0                         |             | 224                        | 8,58   | 0         | 0   |                  |  |
|  |                  |               |       |                      | SET/21                       | 1235             | 92,25                        | 0,00           | 21421            | 119,80         | 0                         |             | 2359                       | 9,6    | 0         | 0   |                  |  |
| <b>Referência:</b>   |                  |               |       | 02/2022              | AGO/21                       | 889              | 59,53                        | 0,00           | 12346            | 120,29         | 0                         |             | 1211                       | 9,91   | 0         | 0   |                  |  |
| <b>Tensão Contratada:</b>  | 13800            |               |       |                      | JUL/21                       | 105              | 1,97                         | 0,00           | 1719             | 38,13          | 0                         |             | 301                        |        | 0         | 0   |                  |  |
| <b>Limite Adequado:</b>  | 12834            |               |       |                      | JUN/21                       | 107              | 3,81                         | 0,00           | 3888             | 93,85          | 0                         |             | 438                        |        | 0         | 0   |                  |  |
|  |                  |               |       |                      | MAI/21                       | 133              | 4,18                         | 0,00           | 5926             | 107,13         | 0                         |             | 423                        |        | 0         | 0   |                  |  |
|  |                  |               |       |                      | ABR/21                       | 1609             | 88,81                        | 0,00           | 26948            | 137,76         | 0                         |             | 4750                       | 15,87  | 0         | 0   |                  |  |
| <small>DIC: Horas que o cliente ficou sem energia<br/> FIC: Vezes que o cliente ficou sem energia<br/> DMIC: Duração da maior interrupção de energia no período<br/> DICRI: Duração da interrupção individual em dia crítico</small> |                  |               |       |                      |                              | PONTA            |                              | INTERME-DIARIA | FORA DE PONTA    |                | PONTA                     |             | FORA DE PONTA              |        | RESERVADO |     |                  |  |
| *FATURAMENTO PELA MÉDIA/MÍNIMO   |                  |               |       |                      |                              |                  |                              |                |                  |                |                           |             |                            |        |           |     |                  |  |
| COMPOSIÇÃO DO CONSUMO  |                  |               |       | ESTRUTURA DO CONSUMO |                              |                  |                              |                |                  |                |                           |             |                            |        |           |     |                  |  |
|  |                  |               |       | DADOS DA LEITURA     |                              |                  | Leitura Anterior: 28/02/2022 |                |                  |                | Leitura Atual: 31/03/2022 |             |                            |        | Dias: 31  |     | DADOS DO CONSUMO |  |
| DESCRIÇÃO  | VALOR (R\$)      | %             | UN.   | POSTO                | ATUAL                        | ANTERIOR         | K                            | PERDAS (%)     | FAT. POT.        | AJ. FAT. POT.  | MEDIDO                    | FATURADO    |                            |        |           |     |                  |  |
| Serviço de distribuição  | 3.778,30         | 23,63         | KWH   | Ponta                | 715,4349                     | 713,613          | 100                          | 2,5            | 0                | 0              | 186,74475                 | 186,74475   |                            |        |           |     |                  |  |
| Compra de energia  | 5.149,74         | 32,21         | KWH   | FPonta               | 12433,3083                   | 12309,4686       | 100                          | 2,5            | 0                | 0              | 12693,56925               | 12693,56925 |                            |        |           |     |                  |  |
| Serviço de transmissão   | 604,57           | 3,78          | KW    | Ponta                | 0,9348                       | 0                | 100                          | 2,5            | 0                | 0              | 95,817                    | 0           |                            |        |           |     |                  |  |
| Encargos setoriais   | 1.896,01         | 11,86         | KW    | FPonta               | 1,3872                       | 0                | 100                          | 2,5            | 0                | 0              | 142,188                   | 142,188     |                            |        |           |     |                  |  |
| Impostos diretos e encargos  | 4.559,86         | 28,52         | ULTP  | FPonta               | 1,3872                       | 0                | 100                          | 2,5            | 0                | 0              | 142,188                   | 12,188      |                            |        |           |     |                  |  |
| Outros serviços  | 0,00             | 0,00          | ERE   | Ponta                | 92,187                       | 92,1033          | 100                          | 2,5            | 0                | 0              | 8,57925                   | 8,57925     |                            |        |           |     |                  |  |
| <b>Total</b>   | <b>15.988,48</b> | <b>100,00</b> | ERE   | FPonta               | 1600,3305                    | 1591,7658        | 100                          | 2,5            | 0                | 0              | 877,88175                 | 877,88175   |                            |        |           |     |                  |  |
| Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (Ref 02/2022): R\$ 2.107,68  |                  |               | DRE   | Ponta                | 0,3639                       | 0                | 100                          | 2,5            | 0                | 0              | 37,29975                  | 0           |                            |        |           |     |                  |  |
|  |                  |               | DRE   | FPonta               | 1,5117                       | 0                | 100                          | 2,5            | 0                | 0              | 154,94925                 | 12,76125    |                            |        |           |     |                  |  |
|  |                  |               |       | DADOS DA DEMANDA     | Demanda Contratada Ponta:    |                  |                              |                | Fora Ponta: 130  |                |                           |             | * K : Constante do Medidor |        |           |     |                  |  |

| DESCRIPTIVO                   |   |            |                     |                     |                   |                       |              |            |                             |                     |                        |
|-------------------------------|---|------------|---------------------|---------------------|-------------------|-----------------------|--------------|------------|-----------------------------|---------------------|------------------------|
| CCI                           | DESCRIÇÃO                                 | QUANTIDADE | TARIFA SEM TRIBUTOS | TARIFA COM TRIBUTOS | VALOR TOTAL (R\$) | BASE CALC. ICMS (R\$) | % ALÍQ. ICMS | ICMS (R\$) | BASE CALC. PIS/COFINS (R\$) | PIS (R\$) (1,0845%) | COFINS (R\$) (4,9955%) |
| 0601                          | Consumo em kWh - Ponta                    | 186,745    | 2,228880            | 2,759490            | 515,32            | 515,32                | 14           | 72,14      | 443,18                      | 4,81                | 22,14                  |
| 0601                          | Consumo em kWh - Fora Ponta               | 12.693,569 | 0,350970            | 0,434510            | 5.515,65          | 5.515,65              | 14           | 772,20     | 4.743,46                    | 51,44               | 236,96                 |
| 0601                          | Adic. B. Vermelha                         |            |                     |                     | 2.264,42          | 2.264,42              | 14           | 317,03     | 1.947,40                    | 21,12               | 97,28                  |
| 0601                          | Energia Reativa Exced em kWh - Ponta      | 8,579      | 0,270540            | 0,334940            | 2,87              | 2,87                  | 14           | 0,40       | 2,47                        | 0,03                | 0,12                   |
| 0601                          | Energia Reativa Exced em kWh - Fponta     | 877,882    | 0,270540            | 0,334940            | 294,04            | 294,04                | 14           | 41,16      | 252,87                      | 2,74                | 12,63                  |
| 0602                          | Demanda de Potência Medida - Fora Ponta   | 142,188    | 25,030000           | 30,988760           | 4.406,23          | 4.406,23              | 14           | 616,87     | 3.789,35                    | 41,09               | 189,30                 |
| 0602                          | Demanda Potência Reativa Exced - F Ponta  | 12,761     | 25,030000           | 30,988760           | 395,45            | 395,45                | 14           | 55,36      | 340,09                      | 3,69                | 16,99                  |
| 0602                          | Demanda Potência Ativa - Ultrap - F Ponta | 12,188     | 50,060000           | 61,977530           | 755,38            | 755,38                | 14           | 105,75     | 649,63                      | 7,04                | 32,45                  |
| <b>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</b> |   |            |                     |                     |                   |                       |              |            |                             |                     |                        |
| 0807                          | CONT.IL.PUB-CIP MUNICIPAL                 |            |                     |                     | 1.839,12          | 0,00                  | 0            | 0,00       | 0,00                        | 0,00                | 0,00                   |

**ANEXO B - Dados do orçamento do sistema fotovoltaico**

## Valor do Sistema

À vista: R\$ 104.462,00

ou

48X DE R\$ 3.717,50 | 60X DE R\$ 3.340,72

\* Valores calculados de acordo com a taxa média de juros

\* Proposta valida até o dia: 07-10-2022 ou até quando durarem os estoques

## Geração de Energia

**Potência:** 27.25 kWp

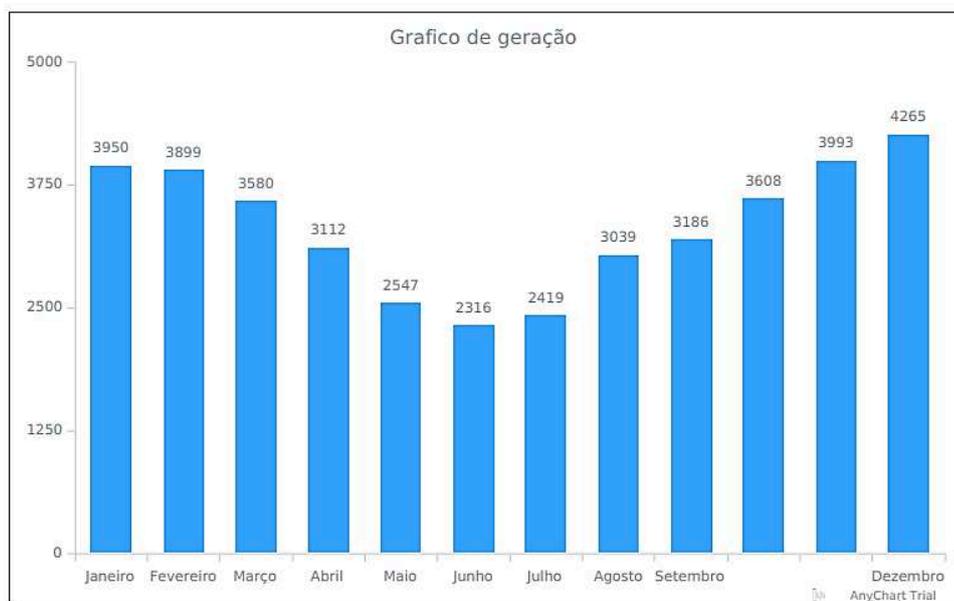
**Estimativa de geração anual:** Aproximadamente 39.912 kWh

**Geração média mensal:** Aproximadamente 3.326 kWh

**Demanda Contratada:** 110 kW

**Consumo fora de ponta:** Média 2.900 kWh

**Consumo ponta:** Média 100 kWh



### O kit gerador de energia fotovoltaico de 27.25kWp é composto por:

**Descrição:** 27.25 kWp LONGI MONO 545W INVERSOR INV ON GRID GROWATT MID 20KTL3-X 20kW 2 MPPT 380V, KIT ESTRUTURA ROSCA DUPLA METAL

**Telhado:** Paraf Metal | **Área Útil:** 150 m<sup>2</sup> | **Peso sobre o telhado:** 1800 kg (com estrutura)

### Os itens presentes no projeto são:

| Descrição  | Qte |
|--|-----|
| INVERSOR INV ON GRID GROWATT MID 20KTL3-X              | 1   |
| PAINEL SOLAR LONGI 545W LR5-72HPH-545M MONO HALF CELL  | 50  |
| CABO SOLAR PRETO 6 mm <sup>2</sup> REICON              | 150 |
| KIT ESTRUTURA ROSCA DUPLA METAL 4 PLACAS               | 13  |
| CABO SOLAR VERMELHO 6 mm <sup>2</sup> REICON           | 150 |
| PERFIL ALUMINIO 2.4 METROS TIPO H                      | 13  |
| CONECTOR MC4 2 PARES [POSITIVO+NEGATIVO] STAUBLI/CHINT | 8   |

### GARANTIA FABRICANTE:

Garantia de 10 anos sobre o Inversor GROWATT.

Garantia de 12 Anos sobre as placas Longi(545W) e uma garantia de desempenho linear de 25

anos Seguro de 1 Ano sobre o qualquer dano natural Porto Seguro

**ANEXO C - Dados do catálogo do grupo motor gerador**

## Informações técnicas \*

|                      |                     |
|----------------------|---------------------|
| Motor                | Diesel              |
| Potência de Saída    | 25 kVA              |
| Tensão nominal       | 220 / 380 / 440 V   |
| Peso                 | 910 kg              |
| Medidas(CxLxA)       | 1,88 x 0,86 x 1,2 m |
| Fechamento           | Trifásico           |
| Capacidade do tanque | 75 l                |

A PARTIR DE

**R\$ 85,71** / DIA

### Quantos kW gera o gerador de energia 25 kVA (Diesel)

Um gerador de energia 25 kVA (Diesel) pode gerar até 20 kW aproximadamente, dependendo do fator de potência das máquinas. Sabendo disso, você deve ter certeza se ele é o ideal para suas necessidades. Veja a quantidade de maquinário que o local possui antes da locação.

O **gerador de energia 25 kVA (Diesel)** consome, em média, de 4 a 6 litros por hora.