

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

JEAN MARCOS DALLE LASTE

SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA VERSUS
MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO PARA UMA UNIDADE DE
ARMAZENAMENTO DE GRÃOS

CURITIBA

2024

JEAN MARCOS DALLE LASTE

SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA VERSUS
MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO PARA UMA UNIDADE DE
ARMAZENAMENTO DE GRÃOS

Trabalho de conclusão de curso apresentado como
requisito à obtenção título de Especialista no curso
MBA em Gestão Estratégica em Energias Naturais
Renováveis, Setor de Ciências Agrárias, na
Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Romani

CURITIBA

2024

RESUMO

O avanço das energias renováveis se torna cada vez mais comum ao passo que novos esforços são realizados para a mitigar o uso de combustíveis mais poluentes. O Brasil é um país com grande aproveitamento dos recursos renováveis na sua matriz energética. Dentre as fontes renováveis mais utilizadas, a energia solar fotovoltaica teve um grande crescimento nos últimos anos. Porém, a crescente injeção de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos na rede elétrica pode trazer problemas como a inversão do fluxo de potência, limitando novos empreendimentos. A partir de janeiro de 2024, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) passou a ser acessível a todos os consumidores conectados à rede de média e alta tensão, classificados como “grupo A”. Na região Oeste do Paraná, condomínios de armazenagem de grãos (silos) buscam soluções para baratear as despesas nas unidades. O presente estudo teve como objetivo comparar duas opções de investimento para estas unidades de armazenamento. Foram analisadas as possibilidades de instalação de um sistema fotovoltaico para abatimento de energia via Sistema de Compensação de Energia Elétrica ou migração para o Mercado Livre de Energia. Na análise realizada, foi possível observar que a opção de investimento em energia solar se apresenta como uma escolha interessante, visto a constante queda nos valores dos equipamentos solares. Porém, possíveis orçamentos de obras na rede elétrica podem inviabilizar a instalação destes sistemas. A migração para o ACL é uma opção que deve ser considerada, apresentando-se viável nas condições de estudo realizadas.

Palavras-chave: Energia Solar 1. Ambiente de Contratação Livre 2. Sistema de Compensação de Energia Elétrica 3.

ABSTRACT

The advances of renewable energy are becoming increasingly common as new efforts are made to mitigate the use of more polluting fuels. Brazil is a country with great use of renewable resources in its energy matrix. Among the most used renewable sources, photovoltaic solar energy has seen great growth in recent years. However, the increasing injection of energy generated by photovoltaic systems into the electrical grid can cause problems such as the inversion of power flow, limiting new developments. From January 2024, the Free Contracting Environment (FCE) became accessible to all consumers connected to the medium and high voltage network, classified as “group A”. In the western region of Paraná, grain storage condominiums are looking for solutions to reduce costs in the units. The present study aimed to compare two investment options for these storage units. The possibilities of installing a photovoltaic system to reduce energy via net metering or migration to the FCE were analyzed. In the analysis carried out, it was possible to observe that the option of investing in solar energy presents itself as an interesting choice, given the constant drop in the value of solar equipment. However, possible budgets for electrical network reinforcements may make the installation of this systems unfeasible. Migration to the FCE is an option that should be considered, as it is viable under the study conditions.

Keywords: Solar Energy 1. Free Contracting Environment 2. Net Metering 3.

1 INTRODUÇÃO

O crescimento das fontes renováveis na matriz energética mundial já é uma tendência, ao passo que novos esforços são realizados para a mitigar o uso de combustíveis mais poluentes. O Brasil é um país com grande aproveitamento dos recursos renováveis na sua matriz energética. Dentre as fontes renováveis mais utilizadas no país, a energia solar fotovoltaica é uma das fontes que mais cresceu nos últimos anos. Conforme relatório da EPE (2024) as plantas de geração solar fotovoltaica se destacaram no Brasil em 2023, aumentando sua capacidade instalada em cerca de 55% em relação a 2022, alcançando um total de 37.843 GW. Deste total, cerca de 70% correspondeu à capacidade em micro e minigeração distribuída (MMGD).

Não apenas em território brasileiro, mas no mundo todo, a energia solar é conceituada como uma das fontes mais promissoras quando se trata da transição energética para fontes mais limpas. É o que indica o artigo de Nijse et al. (2023), onde é relatado que os planos de descarbonização em todo o mundo exigem fontes de energia com zero carbono para serem amplamente implantadas até 2050 ou 2060. Neste cenário, a energia solar, que vem se tornando mais atraente economicamente nos últimos anos, é alvo de investimentos. Os autores indicam que a fonte solar está gradualmente chegando a dominar os mercados globais de eletricidade, porém surgem incertezas, como por exemplo a instabilidade da rede num país dominado pelas energias renováveis e a disponibilidade de financiamento suficiente em economias subdesenvolvidas.

O avanço da energia solar fotovoltaica no Brasil está relacionado a uma série de fatores. É indicado no documento “Atlas Brasileiro de Energia Solar” de Pereira et al. (2017) que o Brasil possui um potencial considerável para geração fotovoltaica em todo seu território, apresentando valores de irradiação mais constantes durante o ano (menor variabilidade) se comparado a países onde a tecnologia já está bem estabelecida, como Alemanha, Espanha, Itália, Portugal e França.

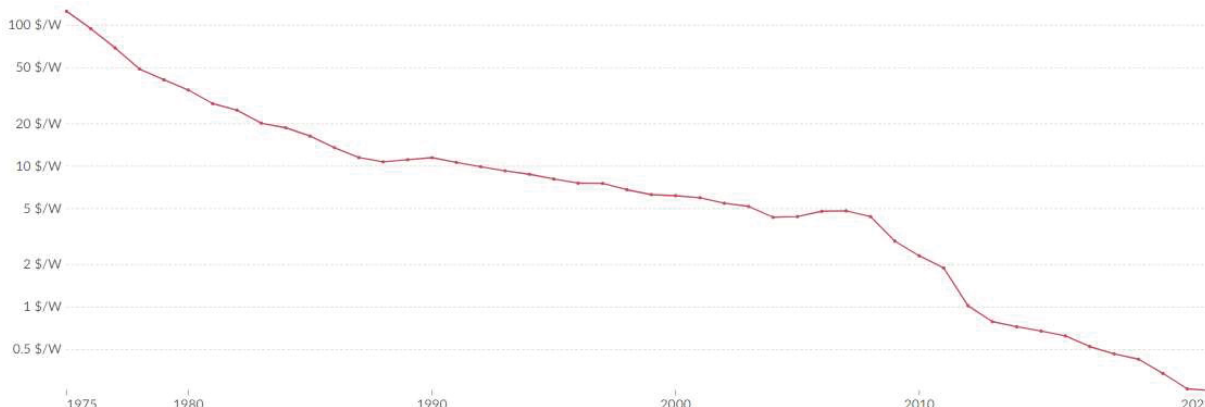
Além do grande potencial para geração, alguns acontecimentos foram de grande importância para o crescimento da energia solar na matriz energética brasileira. Destaca-se primeiramente a criação da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL (REN 482/2012), que é considerada um marco da Geração Distribuída (GD) no país, prevendo o acúmulo de créditos de energia que é utilizado até hoje, sendo

posteriormente atualizada até chegar à Lei 14.300/22 de 06 de janeiro de 2022, que institui o marco legal da micro e minigeração distribuída de energia.

Conforme o Balanço Energético Nacional 2022 (BEN 2022), tratando apenas de GD em 2021, a energia solar fotovoltaica representou 88,3% de participação na geração de energia, com 9.019 GWh e potência instalada de 8.771 MW. De acordo com texto publicado pela Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) em fevereiro de 2023, a maior parte dos projetos de GD são do grupo residencial (48,6%), sendo geralmente sistemas de menor porte e menor custo, o que torna a instalação mais simples e rápida, permitindo uma veloz expansão do setor.

Além disso, num panorama geral, os preços dos módulos vêm sofrendo uma queda considerável, conforme dados do Our World in Data (2023), observados na FIGURA 1. Com o preço para implantação dos sistemas diminuindo e tornando a tecnologia mais acessível e competitiva em relação às fontes de energia convencionais, a energia solar se torna cada vez mais atraente.

FIGURA 1 – EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DOS MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS



FONTE: Our World in Data (2023).

Na região Oeste do Paraná, a redução das taxas de juros de linhas de crédito públicas e privadas fomentou a união de produtores na construção de condomínios de armazenagem de grãos dentro de suas fazendas (silos). Muitas destas unidades estão classificadas no grupo A de faturamento e há um interesse dos próprios produtores a buscar soluções para baratear as despesas nas unidades. Considerando que o consumo de energia destes condomínios é elevado, existe a possibilidade de implantação de sistemas fotovoltaicos de energia solar para abatimento das suas faturas, principalmente através do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Entretanto, o aumento de números de projetos solares fotovoltaicos via Sistema De Compensação De Energia Elétrica também traz consequências. Em 2023, conforme documento apresentado pelo Canal Solar (2023), a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) suspendeu as solicitações dos projetos fotovoltaicos sob a alegação de saturação na rede elétrica, informando não haver capacidade de escoamento da energia em parte de suas subestações. Também conforme o Canal Solar (2024), diversas empresas saíram do mercado de energia solar em MG desde que a CEMIG começou a reprovar pedidos de conexão para projetos de MMGD em sua área de concessão, alegando inversão de fluxo de potência em suas redes elétricas. Desta forma, surgem incertezas neste mercado, visto que possíveis barreiras, como custos elevados de obras na rede repassados pelas concessionárias, podem ter um impacto considerável no retorno deste tipo de investimento.

Uma nova opção que surge para os condomínios de armazenagem de grãos que participam do grupo A de faturamento é o Mercado Livre de Energia. Conforme a portaria normativa nº 50/2022, de 27 de setembro de 2022, a partir de janeiro de 2024, o Mercado Livre de Energia passou a ser acessível a todos os consumidores conectados à rede de média e alta tensão, classificados como “grupo A”.

A abertura do o Mercado Livre de Energia surge como uma nova possibilidade para redução de custos destas unidades. Todavia, conforme o Art. 9º da Lei nº 14.300, os consumidores livres, especiais ou parcialmente livres não podem fazer parte do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Desta forma, são necessárias análises e estudos mais aprofundados a fim de verificar quais os enquadramentos tarifários ou modalidades de energia solar se tornam mais interessantes para cada caso.

O presente trabalho busca explorar as diferenças entre a instalação de um sistema fotovoltaico para abatimento de energia via Sistema de Compensação de Energia Elétrica ou migração para o Mercado Livre de Energia para um condomínio de armazenagem de grãos. Para tal, são utilizados dados de consumo elétrico obtidos de uma unidade consumidora real instalada na zona rural do município de Palotina, oeste do Paraná. A unidade é voltada ao recebimento da safra de soja e de milho dos produtores, apresentando atividades bastante sazonais, enquadrada no modelo de tarifação horosazonal verde, com valores de tarifas diferenciadas para consumo em postos tarifários na ponta (PT), das 18h00min até as 21h00min e fora de ponta (FPT), no restante do dia, sendo atendida em tensão contratada de 13,2 kV.

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA

A unidade consumidora utilizada como base para o estudo se enquadra como uma tarifa do grupo A, sendo atendida em tensão contratada de 13,2 kV, no modelo de tarifação horosazonal verde, subclasse A4. Desta forma, possui tarifas diferenciadas para consumo em postos tarifários na PT e FPT. A demanda contratada da unidade é de 400 kW para todos os períodos.

A TABELA 1 traz os dados de demanda e consumo elétrico registrados pela unidade estudada, obtidos através do histórico de faturas cedido por uma unidade real de armazenamento de grãos para os anos de 2021 e 2022.

TABELA 1 – DADOS DE DEMANDA E CONSUMO DA UNIDADE

Mês/Ano	Demanda PT (kW)	Demanda FPT (kW)	Consumo PT (kWh)	Consumo FPT (kWh)	Consumo Total (PT + FPT) (kWh)
Jan/2022	11,52	60,48	350	4.492	4.842
Fev/2022	11,52	207,36	323	9.752	10.075
Mar/2022	180	267,84	1.236	30.718	31.954
Abr/2022	17,28	285,12	470	23.943	24.413
Mai/2022	38,88	207,36	459	21.403	21.862
Jun/2022	11,52	76,32	458	5.938	6.396
Jul/2022	97,92	267,84	660	8.270	8.930
Ago/2022	612	614,88	15.984	167.328	183.312
Set/2022	460,80	639,36	5.448	10.4762	110.210
Out/2022	10,08	276,48	427	22.021	22.448
Nov/2021	24,48	116,64	320	5.089	5.409
Dez/2021	10,08	66,24	302	4.605	4.907
SOMA	-	-	26.437	408.321	434.758
MÉDIA	123,84	257,16	2.203,08	34.026,75	36.229,83

FONTE: O autor (2024).

Portanto, conforme apresentado na TABELA 1, o consumo médio da unidade é de 2.203,08 kWh na PT e 34.026,75 kWh na FPT, totalizando 36.229,83 kWh. Observa-se que o consumo apresenta uma variação considerável durante o ano, com uma pequena elevação no período de recebimento de soja (março a maio de 2022) e uma grande elevação no período do recebimento de milho (agosto a outubro de 2022), o que demonstra que o milho exige maior energia em sua armazenagem.

Devido ao enquadramento tarifário da unidade como horosazonal verde, tarifas com valores diferenciados são incididas sobre cada posto tarifário. Cada posto tarifário conta com duas parcelas que compõem sua tarifa total: a parcela da Tarifa de

Energia (TE) e a parcela da Tarifa de Uso do Sistema (TUSD), que incidem sobre o consumo mensal de energia dado em kWh.

Para realização do estudo, foram obtidas as tarifas de energia do último relatório emitido pela ANEEL no momento de realização do estudo, descritas na tabela 1 do documento RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.336, DE 18 DE JUNHO DE 2024, para uma unidade do subgrupo A4 enquadrada como modalidade VERDE para a Companhia Paranaense de Energia (COPEL). As tarifas de energia correspondentes a cada posto tarifário estão descritas em sequência na TABELA 2.

TABELA 2 – TARIFAS DA COPEL PARA SUBGRUPO A4 – MODALIDADE VERDE

Posto Tarifário	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	Total (R\$/kWh)
PT	1,2512	0,43489	1,68609
FPT	0,09275	0,27554	0,36829

FONTE: ANEEL (2024).

2.2 DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR

Os dados de irradiação média mensal foram obtidos junto ao banco de dados do programa SunData v3.0 disponibilizado em domínio eletrônico pelo Centro de Referência das Energias Solar e Eólica (CRESESB, 2024), vinculado ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás). Foram usados valores de irradiação solar convertidos do plano horizontal para o plano inclinado com ângulo igual à latitude local (24° N) para a cidade de Palotina/PR, onde se localiza a unidade consumidora em questão, com média de 5,05 kWh/m².dia. Os valores de irradiação média mensal estão descritos na TABELA 3.

TABELA 3 – DADOS DE IRRADIAÇÃO MÉDIA MENSAL DE PALOTINA/PR (kWh/m².dia)

Mês	Irradiação (kWh/m ² .dia)
Janeiro	5,56
Fevereiro	5,48
Março	5,51
Abril	5,05
Maio	4,30
Junho	4,03
Julho	4,15
Agosto	5,08
Setembro	4,87
Outubro	5,20
Novembro	5,61
Dezembro	5,79
MÉDIA	5,05

FONTE: CRESESB (2024).

2.3 ESTUDO PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO NA MODALIDADE SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, a Lei 14.300/22 de 06 de janeiro de 2022, que institui o marco legal da micro e minigeração distribuída de energia, rege o sistema de compensação de energia elétrica. A lei classifica como microgeração distribuída uma “central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras”; e como minigeração distribuída uma “central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW, menor ou igual a 5 MW as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras”.

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico na modalidade de compensação de energia, foram definidos alguns parâmetros. O cálculo de estimativa de geração fotovoltaica mensal, dada em kWh/mês foi realizado através da EQUAÇÃO 1. Como a geração solar se dá somente no período diurno, considerou-se que toda a potência ativa seria injetada no sistema no posto tarifário fora de ponta (FPT).

$$Geração = I * nFV * pFV * \eta_{sist} * 30dias \quad (1)$$

Onde,

- *Geração* é a geração de energia média mensal estimada para cada mês, dada em kWh;
- *I* é a irradiação solar diária média no local, dada em kWh/m².dia;
- *nFV* é o número total de módulos fotovoltaicos do sistema, dado em unidades;
- *pFV* é a potência individual de cada módulo fotovoltaico, dada em kWp;
- *η_{sist}* é a eficiência do sistema fotovoltaico (perdas), dada em porcentagem;

Primeiramente, foram utilizados os dados de irradiação (I) para a cidade de Palotina/PR (TABELA 3). A potência dos módulos fotovoltaicos (pFV) foi definida em 550 Wp, por ser uma das potências de módulos mais comercializadas no momento de realização do trabalho. As perdas do sistema (η_{sist}) foram definidas em 0,75, considerando perdas por aquecimento dos componentes, sujeira, dentre outras.

Tendo os dados de consumo da unidade, apresentados na TABELA 1, com média de 34.026,75 kWh consumidos na FPT e 2.203,08 kWh consumidos na PT, foi estimado a geração necessária para abater todo o consumo da unidade.

Como dito anteriormente, foi considerado que toda a geração fotovoltaica injetada no sistema ocorre na FPT. De acordo com Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, “caso o excedente de energia ou o crédito de energia sejam utilizados em postos tarifários distintos da injeção de energia correspondente, deve-se observar a relação entre o componente tarifário TE energia do posto em que a energia foi injetada e o do posto em que foi alocada, aplicáveis à unidade consumidora que os recebeu”.

Desta forma, o Fator de Ajuste aplicado para abatimento na PT com excedente gerado no FPT é dado pela EQUAÇÃO 2.

$$FatorAjuste = \frac{TE_{FPT}}{TE_{PT}} \quad (2)$$

Aplicando os valores das tarifas para o caso de estudo, temos que:

$$FatorAjuste = \frac{0,43489}{0,27554} = 1,578$$

Portanto, a geração necessária em kWh para abater o consumo total da unidade deve ser o consumo de 34.026,75 kWh, no posto FPT, somado ao valor de 2.203,08 kWh multiplicado pelo “FatorAjuste” obtido na EQUAÇÃO 2. Desta forma, aplicando o fator de ajuste, o consumo FP será 3.476,46 kWh. Portanto, a geração total necessária para o abatimento do sistema será de 37.503,21 kWh.

Usando os valores indicados e isolando a variável “ n_{FV} ” na EQUAÇÃO 1, obtemos o número total de módulos fotovoltaicos (n_{FV}) de aproximadamente 600 módulos da potência de 550 Wp, totalizando uma potência total de módulos de 330 kWp. Portanto, o sistema proposto se enquadraria na modalidade de minigeração

distribuída, atendendo os critérios do sistema de compensação de energia elétrica conforme a Lei 14.300/22.

Utilizando os dados na EQUAÇÃO 1, obtemos uma geração de energia mensal média de 37.515,00 kWh. Os dados referentes a cada mês estão detalhados na TABELA 4 a seguir:

TABELA 4 – GERAÇÃO MENSAL ESTIMADA

Mês	Geração solar fotovoltaica (kWh)
Janeiro	41.283
Fevereiro	40.689
Março	40.912
Abril	37.496
Maio	31.928
Junho	29.923
Julho	30.814
Agosto	37.719
Setembro	36.160
Outubro	38.610
Novembro	41.654
Dezembro	42.991
MÉDIA	37.515

FONTE: O autor (2024).

Para realizar uma análise financeira do investimento, foi estimado o valor de investimento de um sistema fotovoltaico deste porte. Dentro os custos, estão inclusos o custo dos equipamentos do sistema solar (módulos, inversores, cabeamento CC), os custos de materiais extras, necessários para realizar a ligação elétrica do sistema fotovoltaico a rede da distribuidora (cabeamento CA, quadros de distribuição, equipamentos de proteção, eletrodutos, entre outros), custos da instalação do sistema, custos de projeto, custos da estrutura de fixação dos módulos e obras civis para sua instalação.

Também foram considerados possíveis custos de obras na rede elétrica, visto que por ser um sistema de grande porte, podem ser necessários reforços que devem ser indicados pela distribuidora de energia quando enviado a solicitação de conexão do sistema fotovoltaico a rede elétrica.

Os valores apresentados se baseiam em valores de sistemas fotovoltaicos comercializados no período de realização do estudo. Os custos de equipamentos do sistema solar utilizado foram obtidos através de uma média de valores de distribuidores de renome no mercado. É importante destacar que alguns custos apresentados podem variar, principalmente os custos de obra na rede, visto que a distribuidora de energia pode realizar diferentes análises conforme novos sistemas

são instalados e verificar a necessidade ou não de reforços na rede elétrica. O valor apresentado não repercute necessariamente nos preços de obra utilizados pela distribuidora de energia no momento. Foi adotado neste estudo um custo de obra de rede elevado, justamente visando se mesmo assim o sistema fotovoltaico teria um retorno de investimento interessante. Seguem os dados na TABELA 5, a seguir:

TABELA 5 – CUSTOS PARA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Item	Custo (R\$)
Equipamento do sistema solar	412.988,54
Materiais extras	40.000,00
Estrutura de fixação e obras civis	180.000,00
Instalação	45.000,00
Projeto	45.000,00
Obra de rede	1.000.000,00
TOTAL	1.722.988,54

FONTE: O autor (2024).

Portanto, foi estimado um valor de cerca de R\$ 1.722.988,54 para implantação do sistema solar. Por fim, com o custo de implantação do sistema fotovoltaico para abatimento de energia via Sistema de Compensação de Energia Elétrica, foi realizada uma análise de retorno do investimento. Neste cenário, conforme descrito anteriormente, considera-se que todo o consumo da unidade (37.503,21 kWh) seria abatido pela energia gerada pelo sistema fotovoltaico. O cálculo de economia gerada por ano, portanto, encontra-se exposto na EQUAÇÃO 3 a seguir, onde a economia é igual ao valor total de consumo da unidade na PT e FPT, que será abatido pelo sistema fotovoltaico.

$$EconAnual = ConsPT * (PTte + PTtUSD) + ConsFPT * (FPTte + FPTtUSD) \quad (3)$$

Onde,

- *EconAnual* é o valor em R\$ de economia no ano considerando que todo o consumo da unidade será abatido;
- *ConsPT* é o valor de consumo na PT anual apresentado na TABELA 1, dado em kWh;
- *PTte* é o valor da tarifa TE na PT, apresentado na TABELA 2, dado em R\$/kWh
- *PTtUSD* é o valor da tarifa TUSD na PT, apresentado na TABELA 2, dado em R\$/kWh;

- *ConsFPT* é o valor de consumo na FPT anual apresentado na TABELA 1, dado em kWh;
- *FPTte* é o valor da tarifa TE na FPT, apresentado na TABELA 2, dado em R\$/kWh
- *FPTtUSD* é o valor da tarifa TUSD na FPT, apresentado na TABELA 2, dado em R\$/kWh;

O valor de economia anual foi reajustado anualmente adotando a hipótese de uma perda anual de 0,7% de rendimento dos módulos fotovoltaicos de reajuste de 8% tarifas de energia reajustados. Os dados do dimensionamento encontram-se na TABELA 6.

TABELA 6 – DIMENSIONAMENTO DE APLICAÇÃO DE SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICO

Ano	Rendimento dos painéis	Geração Anual (kWh/ano)	TarifaPT	TarifaFPT	% de ajuste da tarifa	Economia Gerada/ano (R\$)	Retorno do Investimento (R\$)	Economia Acumulada (R\$)
1	100,0%	450178	1,68609	0,36829	0%	194.955,70	-1.528.032,84	194.955,70
2	99,3%	447027	1,82098	0,39775	8%	209.078,29	-1.318.954,54	404.034,00
3	98,6%	443897	1,96666	0,42957	8%	222.654,36	-1.096.300,19	626.688,35
4	97,9%	440790	2,12399	0,46394	8%	235.452,17	-860.848,01	862.140,53
5	97,2%	437705	2,29391	0,50105	8%	247.242,68	-613.605,33	1.109.383,21
6	96,5%	434641	2,47742	0,54114	8%	257.806,25	-355.799,08	1.367.189,46
7	95,9%	431598	2,67561	0,58443	8%	266.939,41	-88.859,67	1.634.128,87
8	95,2%	428577	2,88966	0,63118	8%	274.461,35	185.601,68	1.908.590,22
9	94,5%	425577	3,12083	0,68168	8%	280.219,87	465.821,55	2.188.810,09
10	93,9%	422598	3,37050	0,73621	8%	284.096,53	749.918,08	2.472.906,62

FONTE: O autor (2024).

O retorno esperado de investimento de implantação do sistema fotovoltaico para abatimento via Sistema de Compensação de Energia Elétrica ocorreu entre sete a oito anos após a instalação do sistema, nas condições apresentadas acima. Não foram considerados possíveis custos com manutenções nem troca de equipamentos.

É interessante observar que os custos de obra na rede apresentam uma porcentagem considerável do orçamento. Caso o investimento fosse realizado sem nenhum custo de obra de rede, o retorno de investimento seria em torno de três a quatro anos. Custos de obra de rede mais elevados podem tornar o retorno do

investimento muito longo e conseqüentemente, inviabilizar a instalação de sistemas desse porte.

2.4 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Existem alguns requisitos para adesão ao ACL. Anteriormente, somente consumidores com demanda contratada superior a 500 kW poderiam escolher serem atendidos no Mercado Livre de Energia. Entretanto, a partir de 2024, todas as unidades cadastradas no grupo A de faturamento (conectados em Média ou Alta tensão) podem aderir esta modalidade, conforme a Portaria 50/2022 do Ministério de Minas e Energia (MME). As principais diferenciações entre o Ambiente de contratação regulado (ACR) e o Ambiente de contratação livre (ACL) são que, no ACR, o consumidor paga duas tarifas de energia, a TUSD e a TE. Já no ACL, o consumidor continua conectado na distribuidora de energia, mas paga apenas a TUSD. A tarifa TE não é paga para a distribuidora, sendo negociado um preço direto com o gerador ou através de uma comercializadora, que faz o intermédio. Além disso, o consumidor do Mercado livre não pode participar do sistema de compensação de energia elétrica. O ACL também não possui bandeiras tarifárias, apesar de possuir outros mecanismos para épocas de escassez. Existem alguns cuidados que devem ser tomados ao ingressar ao ACL. A distribuidora de energia pode exigir até 5 anos para o consumidor livre voltar ao Mercado Regulado (ABRACEEL, 2023)

Ainda conforme a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia, ABRACEEL (2023), existem benefícios em participar do ACL, como a contratação de energia mais barata, visto que a negociação pode ser realizada direto com o gerador ou através de uma comercializadora que faz o intermédio. Com o propósito de incentivar investimentos em empreendimentos de fontes renováveis, outro benefício é o desconto na tarifa TUSD, que acontece apenas no caso de compra de energia de fontes incentivadas, como é o caso das pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, cogeração qualificada, eólica e solar. Vendedores e compradores de energia incentivada podem obter descontos na tarifa TUSD de 50% a 100%.

Os custos do ACL diferem do ACR, sendo eles: Custo de energia, Perdas, Encargos EER, ESS e Contribuições, Conta Escassez, Conta Covid, Custos de gestão ou Assessoria, e o “risco exposição”. Existe ainda um possível custo de migração para o ACL (ajustes na cabine de medição), mas é um custo que ocorre apenas na

migração, não sendo um custo recorrente. O estudo de Altoé (2023) traz um levantamento dos custos de adequação do Sistema de Medição para Faturamento no processo de migração ao ACL. O autor indica custos na faixa de R\$ 50.000,00 a R\$ 80.000,00 para adequação do sistema de medição ao migrar para o Mercado Livre de Energia, porém indica que os valores podem divergir tanto entre as normativas da ANEEL e ONS, quanto entre as próprias distribuidoras.

O risco de exposição está relacionado as possíveis variações de consumo de energia que o consumidor pode estar sujeito, caso o dimensionamento não seja exato. O consumidor que precisa contratar uma demanda de energia não prevista, fica exposto ao custo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Conforme a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2023), o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o resultado de cálculos realizados por modelos computacionais (Newave, Decomp e Dessem) que determina os valores da energia elétrica que foi produzida, mas não contratada pelos agentes do mercado. O cálculo do PLD é complexo pois deve levar em consideração uma série de fatores, como as condições hidrológicas, os preços de combustível, as demandas de energia, a disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, a expectativa de geração de usinas não despachada centralizadamente, dentre outros fatores. Anteriormente, a formação do PLD energia era feita em base diária e divulgado semanalmente. A partir de janeiro de 2021, o cálculo é realizado de hora em hora, sendo divulgado diariamente pela CCEE.

Os contratos firmados no ACL devem ser muito bem dimensionados para que o consumidor não fique dependente do preço do PLD e acabe tendo problemas com a contratação de uma energia com preço mais alto do que o previsto.

2.5 ESTUDO PARA MIGRAÇÃO PARA MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Para o levantamento de migração da unidade para o Mercado Livre de Energia, algumas considerações foram realizadas. Primeiramente, a tarifa é classificada como horosazonal verde, portanto possui apenas um valor de demanda para PT e FPT. Além disso, está classificada na subclasse A4. Essa classificação é importante devidos as tarifas que incidem sobre essa subclasse.

Conforme apresentado na TABELA 1, o consumo médio mensal da unidade é de 2.203,08 kWh na PT e 34.026,75 kWh na FPT, totalizando 36.229,83 kWh médio

mensal. A contratação de energia no Mercado Livre deve ser suficiente para esse consumo. Normalmente nos contratos é utilizado um conceito de MW médio. Desta forma, dividindo o consumo médio mensal pelo número de horas de um mês (720 horas) e dividindo por mil, obtemos o valor do MW médio. A EQUAÇÃO 4 indica este cálculo a seguir.

$$MW_{\text{médio}} = \frac{36.229,83}{720 \cdot 1000} = 0,0503 \text{ MW} \quad (4)$$

Portanto, o valor de 0,0503 MW deve ser utilizado para a contratação de energia no Mercado Livre.

Dois aspectos muito importantes para a contratação de energia no ACL são a sazonalidade e a flexibilidade. A sazonalidade trata das variações de consumo já prevista ao longo dos meses de um ano. A flexibilidade trata de possíveis variações de consumo durante um mês de um ano para o outro. Tanto a sazonalidade quanto a flexibilidade podem impactar diretamente no preço de contratação da energia no ACL.

A unidade em questão, apresenta uma sazonalidade considerável durante o ano, devido as características de armazenamento de grãos, apresentando uma elevação no consumo nos períodos de recebimento de soja (março a maio de 2022) e de milho (agosto a outubro de 2022). É necessário que o consumidor preveja em contrato essa variação para evitar problemas futuros e esclareça os meses que há uma previsão de maior consumo para evitar depender de contratação conforme os preços definidos pelo PLD.

É interessante também considerar a flexibilidade, visto que o consumo mensal pode variar de um ano para outro, principalmente no caso da unidade abordada no estudo, que trabalha com armazenamento de grãos. Apesar de existir uma certa previsibilidade de meses de maior consumo, essa variação pode ser expressiva, visto as diferenças de período de safra de um ano para o outro. A flexibilidade serve justamente para prever uma margem maior de consumo em certo período do ano.

Visando realizar um estudo de entrada ao ACL, novamente foram utilizadas as tarifas de aplicação descritas na tabela 1 do documento RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.336, DE 18 DE JUNHO DE 2024, sendo o último relatório emitido pela ANEEL no momento de realização do estudo, com os valores das tarifas de energia da distribuidora COPEL. Ainda neste documento, na tabela 11, estão apresentados os valores de encargos de da Conta Covid e da Conta Escassez,

aplicável a consumidores migrantes para o ACL. Os valores das tarifas da distribuidora foram ajustados com impostos de ICMS e PIS/COFINS. O cálculo das tarifas com os impostos foi realizado através da EQUAÇÃO 5, sendo:

$$Tarifa\ com\ impostos = \frac{Tarifa\ da\ distribuidora}{\frac{1 - aliquota\ PIS/COFINS}{1 - aliquota\ ICMS}} \quad (5)$$

Foram considerados os valores de 18% para ICMS e 5% para PIS/COFINS, obtidos da tarifa de energia da unidade em questão. A TABELA 7, a seguir, apresenta os principais dados das tarifas de energia para o dimensionamento realizado.

TABELA 7– TARIFAS DA COPEL REAJUSTADAS COM IMPOSTOS PARA SUBGRUPO A4 – MODALIDADE VERDE

Item	Tarifas sem impostos	Tarifas com impostos
TUSD Demanda	24,22 R\$/kW	31,09 R\$/kW
TUSD PT	1.251,20 R\$/MWh	1.606,16 R\$/MWh
TUSD FPT	92,75 R\$/MWh	119,06 R\$/MWh
TE PT	434,89 R\$/MWh	558,27 R\$/MWh
TE FPT	275,54 R\$/MWh	353,71 R\$/MWh
Conta COVID	4,08 R\$/MWh	5,24 R\$/MWh
Conta ESCASSEZ	3,63 R\$/MWh	4,66 R\$/MWh

FONTE: ANEEL (2024).

Com os dados das tarifas de energia, foi possível realizar o dimensionamento das faturas médias mensais de um consumidor no ACR e um consumidor no ACL. Foram desconsiderados possíveis valores adicionais de Bandeiras Tarifárias ou outras cobranças como Iluminação Pública, cobranças adicionais, juros, devido a alta variação destas cobranças.

Primeiramente, foi realizado o dimensionamento da unidade no ACR. A EQUAÇÃO 6 apresenta o valor pago pela demanda de energia, utilizando os dados de demanda já apresentados na TABELA 1, multiplicado pela tarifa de demanda com impostos e adicionando a parcela da demanda não consumida, também reajustada com o valor dos impostos, conforme expressa a seguir.

$$Dem = DemMed * TarDem + (DemCont - DemMed) * (TarDem * (1 - ICMS)) \quad (6)$$

Onde,

- *Dem* é o valor em R\$ pago pela demanda de energia;

- *DemMed* é o valor de demanda média calculado para a unidade em kW;
- *TarDem* é o valor da tarifa de demanda já com impostos em R\$/kW;
- *DemCont* é o valor de demanda contratada para a unidade em kW;
- *ICMS* é o imposto indicado na fatura no valor de 18%.

Desta forma, substituindo os valores na EQUAÇÃO 5, temos que:

$$Dem = 257,16 * 31,09 + (400 - 257,16) * (31,09 * (1 - 18\%))$$

$$DemACR = R\$ 11.637,07$$

Os demais valores que o consumidor irá pagar no ACR foram obtidos multiplicando os respectivos consumos em kWh pelos valores das tarifas com impostos, sendo apresentados na TABELA 8 em sequência.

TABELA 8 – DIMENSIONAMENTO DE FATURA MÉDIA MENSAL DO CONSUMIDOR NO ACR

Item	Consumo	Tarifas com impostos	Valor
Demanda média	257,16 kW	31,09 R\$/kW	R\$ 11.637,07
Energia PT – TUSD	2.203 kWh	1.606,16 R\$/MWh	R\$ 3.538,51
Energia PT - TE	2.203 kWh	558,27 R\$/MWh	R\$ 1.229,91
Energia FPT - TUSD	34.027 kWh	119,06 R\$/MWh	R\$ 4.051,32
Energia FPT – TE	34.027 kWh	353,71 R\$/MWh	R\$ 12.035,60
TOTAL	-	-	R\$ 32.492,40

FONTE: O autor (2024).

Desta forma, nas condições apresentadas, o consumidor teria uma fatura média mensal de cerca de R\$ 32.492,40 no ACR.

Para o estudo do Mercado Livre, algumas hipóteses foram adotadas. Como dito anteriormente, no ACL a tarifa TE não é paga diretamente para a distribuidora, sendo negociado um preço direto com o gerador ou através de uma comercializadora.

Desta forma, foi preciso estimar um valor de compra de energia para a unidade em questão. A ABRACEEL (2024) divulga mensalmente boletins com os valores médios de energia no ACL. O valor médio pago para energia incentivada no longo prazo para o mês de setembro de 2024 foi de 190 R\$/MWh, conforme observado na FIGURA 2.

FIGURA 2 – PREÇO MÉDIO DA ENERGIA NO MÊS DE SETEMBRO DE 2024



FONTE: ABRACEEL (2024).

Como exposto anteriormente, tanto a sazonalidade quanto a flexibilidade podem impactar diretamente no preço de contratação da energia no ACL. Considerando que a unidade apresenta um perfil de consumo sazonal e também necessita de uma certa flexibilidade devido as possíveis variações de consumo de uma safra para outra, para o presente estudo, foi considerado a compra de energia incentivada no valor de 300 R\$/MWh com PIS/COFINS já incluso no preço ofertado e com 50% de desconto na TUSD. Este valor foi adotado também com base nos valores das tarifas de TE pagas pelo consumidor, nos valores de 434,89 R\$/MWh PT e 275,54 R\$/MWh FPT. Desta forma, é possível analisar se, mesmo com a compra de energia um pouco acima do valor pago pela tarifa de TE na FPT, a migração ao Mercado Livre seria viável, devido ao desconto de 50% da TUSD obtido pela compra de energia incentivada.

A seguir são apresentadas as equações utilizadas para o dimensionamento do sistema no ACL. A EQUAÇÃO 7 apresenta o desconto na tarifa de demanda obtido com a isenção de 50% da TUSD.

$$\text{Tarifa Demanda ACL} = \text{Tarifa Demanda com impostos} * 50\% \quad (7)$$

$$\text{Tarifa Demanda ACL} = 31,09 * 50\% = 15,55 \text{ R\$/kW}$$

Aplicando os valores na EQUAÇÃO 6, apresentada anteriormente, obtemos o seguinte valor para demanda paga no ACL.

$$Dem = 257,16 * 15,55 + (400 - 257,16) * (15,55 * (1 - 18\%)) \quad (6)$$

$$Dem_{ACL} = R\$ 5.818,53$$

Na tarifa horosazonal Verde, ainda existe um desconto no encargo da TUSD na tarifa de Energia PT, calculado conforme a EQUAÇÃO 8, a seguir:

$$EnerTUSDPTdesc = (TUSDPT - TUSDFPT) * (1 - DescTUSD) + TUSDFPT \quad (8)$$

Onde,

- *EnerTUSDPTdesc* é o valor em R\$/MWh é o valor da parcela de tarifa TUSD Energia PT com desconto da compra de energia incentivada;
- *TUSDPT* é o valor em R\$/MWh da tarifa Energia PT – TUSD, apresentada na Tabela 8;
- *TUSDFPT* é o valor em R\$/MWh da tarifa Energia FPT – TUSD, apresentada na Tabela 8;
- *DescTUSD* é o valor de desconto obtido pela compra de energia incentivada, dado em %.

Portanto, substituindo os valores na EQUAÇÃO , temos que:

$$EnerTUSDPTdesc = 1.606,16 - 119,06 * (1 - 50\%) + 119,0$$

$$EnerTUSDPTdesc = 862,61 R\$/MWh$$

Desta forma, é possível perceber que apenas com o desconto na tarifa TUSD proporcionado pela compra de energia incentivada no ACL, já se obtém uma economia considerável na demanda contratada pela unidade e na parcela da tarifa TUSD de energia FPT.

A compra da energia definida em 300 R\$/MWh com PIS/COFINS também precisa ser reajustada com o valor de imposto do ICMS, conforme EQUAÇÃO 9.

$$EnergiaACL \text{ com impostos} = \frac{\text{Preço da energia}}{(1-IC)} \quad (9)$$

$$EnergiaACL \text{ com impostos} = \frac{300}{(1-18\%)} = 365,85 \text{ R\$/MWh}$$

Por fim, é necessário calcular o consumo da unidade considerando as perdas do sistema, que são cobrados na parcela da energia e giram em torno de 3%, conforme cálculos da CCEE. Desta forma, o consumo de energia calculado em 36.229,83 kWh deve ser reajustado com acréscimo de 3%, considerando as perdas do sistema, sendo utilizado o valor de 37.316,73 kWh para compra de energia e custos dos Demais Encargos Setoriais da CCEE. Também foi considerado um valor de Demais Encargos Setoriais CCEE de 30 R\$/MWh mensais e um valor de Gestão / Assessoria / Consultoria de R\$500,00 mensais.

Finalmente, com todos os dados apresentados acima, foi calculado o valor médio mensal das faturas de um cliente no ACL, que se encontra na TABELA 9.

TABELA 9 – DIMENSIONAMENTO DE FATURA MÉDIA MENSAL DO CONSUMIDOR NO ACL

Item	Consumo	Tarifa	Valor
Demanda	257,16 kW	15,55 R\$/kW	R\$ 5.818,53
Energia PT – TUSD	2.203 kWh	862,61 R\$/MWh	R\$ 1.900,41
Energia PT - TE	-	-	-
Energia FPT - TUSD	34.027 kWh	119,06 R\$/MWh	R\$ 4.051,32
Energia FPT – TE	-	-	-
Conta COVID	36.229,83 kWh	5,24 R\$/MWh	R\$ 189,75
Conta ESCASSEZ	36.229,83 kWh	4,66 R\$/MWh	R\$ 168,82
COMPRA DE ENERGIA	37.316,73 kWh	365,85 R\$/MWh	R\$ 13.652,46
Demais Encargos Setoriais CCEE	37.316,73 kWh	30 R\$/MWh	R\$ 1.119,50
Gestão / Assessoria / Consultoria	1	R\$ 500,00	R\$ 500,00
TOTAL	-	-	R\$ 27.400,80

FONTE: O autor (2024).

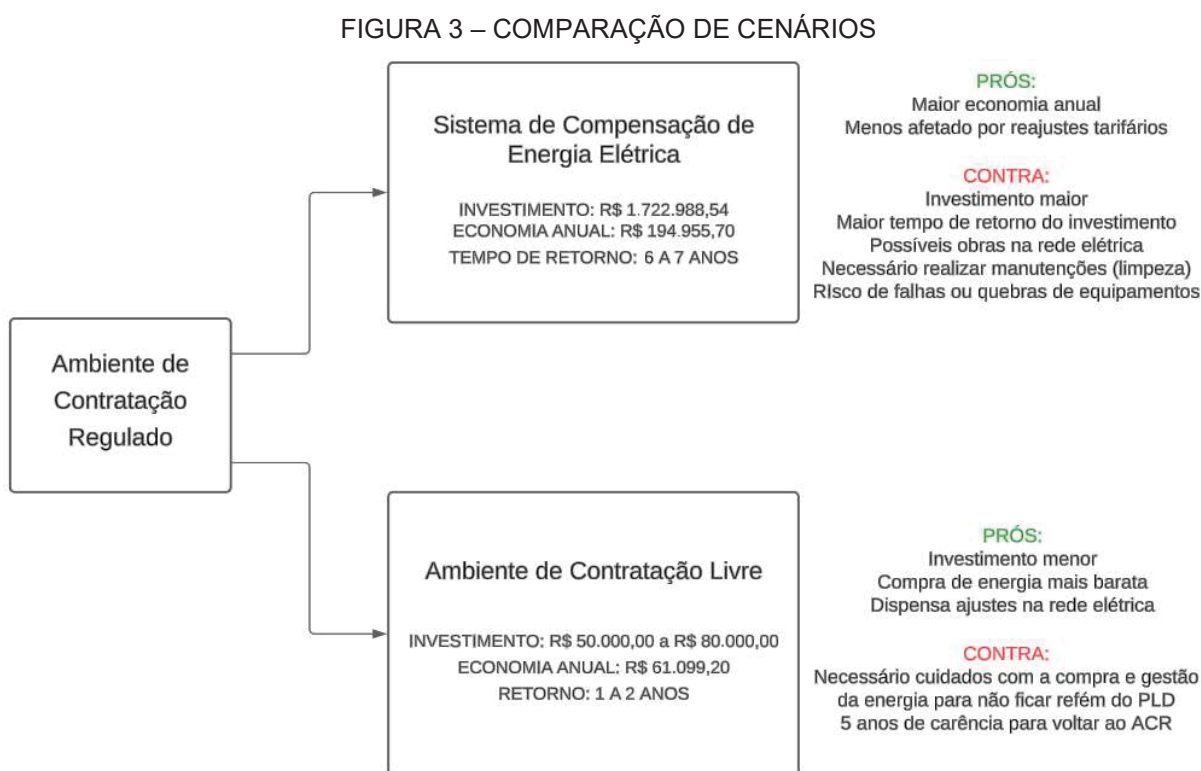
Observa-se que nas condições e hipóteses apresentadas, o consumidor teria uma fatura média mensal de cerca de R\$ 27.400,80 no ACL, enquanto a fatura média mensal no ACR foi de R\$ 32.492,40, o que significa uma economia mensal de R\$ 5.091,60, que representa 16% na tarifa de energia, caso a presente unidade migrasse ao Mercado Livre de Energia nas condições adotadas. É interessante observar que o valor pago pela compra de energia no ACL e o valor pago na tarifa TE no ACR são

muito próximos, sendo boa parte do benefício de migração ao ACL vindo do desconto concedido na tarifa TUSD pela compra de energia incentivada.

Também é importante indicar que estes valores tratam apenas da comparação mensal entre os custos de tarifa de energia entre o ACL e o ACR. Também existe um custo de adequação do sistema de medição ao migrar ao Mercado Livre de Energia, que conforme Altoé (2023) pode variar em torno de R\$ 50.000,00 a R\$ 80.000,00 conforme já exposto anteriormente, sendo um custo com retorno relativamente rápido, visto a economia média de R\$ 5.091,60 mensal ou R\$ 61.099,20 anual ao migrar do ACR ao ACL.

2.6 COMPARAÇÃO DE CENÁRIOS

Por fim, a FIGURA 3 traz um resumo dos diferentes cenários abordados no estudo, com base no primeiro ano de investimento.



FONTE: O autor (2024)

Comparando os cenários descritos neste estudo, foi possível observar que o investimento em energia solar fotovoltaica via Sistema de Compensação de Energia Elétrica apresenta um maior valor de economia anual e o consumidor é menos afetado

pelos de reajustes tarifários. Porém, o valor financeiro necessário para instalação do sistema é maior e o retorno do investimento demora mais tempo para acontecer. Também se faz necessário realizar manutenções, como limpezas e possível troca de equipamentos, além da possibilidade de acontecer quebras de equipamentos e sinistros, podendo ser necessário a contratação de seguros para maior segurança e proteção do consumidor.

Além disso, como já abordado anteriormente, possíveis custos de obra de rede que venham a surgir podem inviabilizar a instalação de sistemas desse porte. No cenário apresentado, foi utilizado um custo de rede elevado e o retorno esperado de investimento de implantação do sistema fotovoltaico ocorreu entre sete a oito anos após a instalação do sistema. Caso o investimento fosse realizado sem nenhum custo de obra de rede, o retorno de investimento seria em torno de três a quatro anos.

A migração ao Mercado Livre de Energia é uma opção interessante, visto que o investimento para adesão ao ACL necessita de um valor menor e retorna em menos tempo. Também não são necessário ajustes na rede elétrica, desde que a demanda de consumo da unidade se mantenha a mesma. Porém, é importante destacar que um dimensionamento incorreto para contratação de energia no ACL é muito prejudicial, visto que a distribuidora de energia pode exigir uma carência de até 5 anos para o consumidor livre voltar ao ACR. Desta forma, é muito importante ter uma boa assessoria, que realize o correto dimensionamento e compra de energia, além de acompanhar todos os detalhes da gestão de energia elétrica, para que o consumidor não fique sujeito a contratar energia ao preço estabelecido pelo PLD.

3 CONCLUSÃO

O presente estudo trouxe uma abordagem de comparação entre a instalação de um sistema fotovoltaico para abatimento de energia via Sistema de Compensação de Energia Elétrica ou migração para o Mercado Livre de Energia, que desde janeiro de 2024 passou a ser acessível a todos os consumidores conectados à rede de média e alta tensão, classificados como “grupo A”. Para tal, foram utilizados dados de um condomínio de armazenamento de grãos com histórico de consumo anual sazonal, localizado na região oeste do Paraná.

O investimento em energia solar via Sistema de Compensação de Energia Elétrica se mostrou uma opção viável, visto que os custos dos equipamentos dos sistemas fotovoltaicos sofreram uma queda considerável nos últimos anos. Porém, recentemente, algumas distribuidoras têm adotado uma postura mais criteriosa quanto aos orçamentos de solicitação de conexão do sistema fotovoltaico a rede elétrica, alegando sobrecarga e inversão de fluxo de potência da rede elétrica.

Desta forma, surge a opção de migração para o ACL. De forma resumida, o Mercado Livre de Energia dá protagonismo ao consumidor de energia elétrica, permitindo a escolha da fonte de energia e parceiros comerciais, períodos de contratação, eventuais flexibilidades no consumo e outras necessidades específicas. É uma opção que pode ser considerada, caso o investimento em um Sistema de Compensação de Energia Elétrica não seja viável.

O Mercado Livre de Energia apresenta diferentes opções de contratação de energia, que podem impactar diretamente na economia esperada ao se adentrar nessa modalidade. É sempre importante destacar que o presente estudo adotou certas hipóteses que podem diferir de uma situação real e cada caso deve ser analisado individualmente. Nas condições adotadas neste estudo, a migração do ACR para o ACL se apresentou viável, com economia mensal de 16%. Entretanto, é necessário um contrato de compra de energia com um detalhamento correto do perfil de consumo de cada unidade, principalmente no caso de condomínios de armazenamento de grãos, considerando que as unidades apresentam um perfil de consumo sazonal e também necessita de uma certa flexibilidade devido as possíveis variações de consumo de uma safra para outra.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Boletim Abraceel de energia livre**: Setembro 2024. 2024. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2024/09/Boletim-Mensal-Abraceel-Setembro.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2024.

ALTOÉ, Giovanna Bezerra Oliveira. **Análise do impacto da adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) no processo de migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL)**. 2023. 52 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade de Brasília, Brasília, 2023. Disponível em: https://bdm.unb.br/bitstream/10483/35060/1/2023_GiovannaBezerraOliveiraAltoe_tcc.pdf. Acesso em: 20 set. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA (ABRACEEL). **Cartilha do Mercado Livre de Energia**: um guia para quem deseja comprar livremente sua energia elétrica!. 2023. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/10/Cartilha-do-Mercado-Livre-de-Energia.pdf>. Acesso em: 05 jun. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (ABGD). **Geração própria de energia elétrica alcança 18 GW de capacidade**. 2023. Disponível em: <https://www.abgd.com.br/porta/geracao-propria-de-energia-eletrica-alcanca-18-gwde-capacidade/>. Acesso em: 14 jun 2023.

BRASIL. **Lei nº 14.300**, de 06 de janeiro de 2022. Brasília, 4 ago. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 10 ago. 2024.

BRASIL. **Portaria Normativa nº 50**, de 27 de setembro de 2024. 185. ed. Brasília, 28 set. 2022. Seção 1, p. 188. Disponível em: <https://in.gov.br/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>. Acesso em: 10 ago. 2024.

BRASIL. **Resolução Homologatória Aneel nº 3.336**, de 18 de junho de 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243336ti.pdf>. Acesso em: 18 ago. 2024.

BRASIL. **Resolução Normativa Aneel nº 1.000**, de 7 de dezembro de 2021. 238. ed. Brasília, 20 dez. 2021. Seção 1, p. 206. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em: 15 ago. 2024.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Preço de Liquidação das Diferenças**. 2023. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051_2_1.pdf. Acesso em: 18 set. 2024.

CANAL SOLAR. **Cemig trava projetos e causa prejuízo às empresas do setor solar**. 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/cemig-trava-projetos-e-caoa-prejuizo-as-empresas-do-setor-solar/>. Acesso em: 17 set. 2024.

CANAL SOLAR. **Inversão de fluxo: 1,2 mil empresas fecharam as portas em MG**. 2024. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/inversao-fluxo-empresas-fechadas-cemig/>. Acesso em: 17 set. 2024.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA (CRESESB). **Potencial Solar – SunData v 3.0**. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso em 14 jul 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional Relatório Síntese 2023**. 2023 Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf. Acesso em: 01 jun. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Anuário estatístico de energia elétrica 2024**: ano base 2023. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet-2024.pdf>. Acesso em: 07 jun. 2024.

NIJSSE, Femke J. M. M. *et al.* **The momentum of the solar energy transition**. *Nature Communications*, [S.L.], v. 14, n. 1, 17 out. 2023. Springer Science and Business Media LLC. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1038/s41467-023-41971-7>. Acesso em: 17 jul. 2024.

OUR WORLD IN DATA. **Solar photovoltaic module price**. 2023. Disponível em: <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices>. Acesso em: 07 ago. 2024.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: https://cenariossolar.editorabrasilenergia.com.br/wpcontent/uploads/sites/8/2020/11/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_compre ssed.pdf. Acesso em: 05 jun. 2024.