

**CENTRO UNIVERSITÁRIO DA FUNDAÇÃO ASSIS GURGACZ
RAUL MARÇAL BATISTA**

**ANÁLISE FINANCEIRA DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
PARA UM CONSUMIDOR LIVRE COMO AUTOPRODUTOR**

**CASCABEL
2023**

**CENTRO UNIVERSITÁRIO DA FUNDAÇÃO ASSIS GURGACZ
RAUL MARÇAL BATISTA**

**ANÁLISE FINANCEIRA DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
PARA UM CONSUMIDOR LIVRE COMO AUTOPRODUTOR**

Estudo de caso concreto apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Universitário da Fundação Assis Gurgacz para obtenção de parcela de nota na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II.

Professor(a): Esp. Ederson Zanchet

**CASCADEL
2023**

AGRADECIMENTOS

Gostaria de iniciar expressando minha mais profunda gratidão a Deus, fonte de toda sabedoria e luz, que me guiou durante este percurso acadêmico. Sua presença em minha vida é a bússola que norteia meus passos e, por isso, a Ele dedico minha mais sincera gratidão.

À minha amada esposa Nubia, que esteve ao meu lado durante toda essa jornada, meu agradecimento é imenso. Suas palavras de incentivo, compreensão e apoio incondicional foram fundamentais para que eu pudesse focar e persistir nessa trajetória. Cada vitória é nossa, e seu amor é a força que me impulsiona.

À minha querida Mãe Maria e meu amado Pai Barnabé, pessoas de garra e exemplos de determinação, agradeço por sempre acreditarem em mim e por serem meus portos seguros. Seu amor e apoio foram a luz que iluminou os caminhos mais difíceis, e cada conquista é também de vocês, pois suas presenças são meus alicerces.

Aos meus respeitáveis professores, expresso meu profundo agradecimento. Suas orientações sábias, ensinamentos valiosos e paciência ao compartilhar conhecimentos foram alicerces fundamentais para este trabalho. Cada um de vocês contribuiu de maneira única para a minha formação acadêmica e profissional. Sou imensamente grato por tudo que aprendi com cada um. Seu legado permanecerá em minha trajetória, sendo uma constante fonte de inspiração.

RESUMO

Este estudo é uma análise sobre a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e a avaliação financeira da instalação de usinas fotovoltaica para consumidores na modalidade de autoprodução de energia. Particularmente, centra-se no estudo de caso da Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE) e seu Hospital Universitário. Explora-se a possibilidade de extrapolar essas análises para outros consumidores com características semelhantes por meio de uma planilha de cálculos automatizada. A partir de 2024, a migração para o ACL torna-se possível e relevante para todos os consumidores atendidos em alta tensão, portanto é provável que a autoprodução cresça visto como a geração distribuída tem crescido nos últimos anos. O estudo inclui estimativas de custos, cálculos de indicadores financeiros e diferentes cenários de compra de energia, também se utiliza do aumento no preço da energia ao longo do tempo visando uma análise realista. Os resultados indicam que a autoprodução de energia pode ser economicamente vantajosa, especialmente por reduzir os custos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) em certos casos. O estudo destaca a necessidade de expandir essa análise para outros casos, promovendo uma compreensão abrangente da viabilidade da autoprodução de energia no mercado livre.

Palavras chave: Autoprodutor de energia, sistema fotovoltaico, ambiente de contratação livre.

ABSTRACT

This study is an analysis of the migration to the Free Contracting Environment (FCE) and the financial evaluation of installing photovoltaic plants for consumers in the self-generation of energy mode. It particularly focuses on the case study of the State University of Western Paraná (Unioeste) and its University Hospital. The possibility of extrapolating these analyses to other consumers with similar characteristics is explored through an automated calculation spreadsheet. Starting in 2024, migration to the FCE becomes possible and relevant for all consumers supplied at high voltage, thus the likelihood of self-generation increasing given the growth of distributed generation in recent years. The study includes cost estimates, financial indicator calculations, and different energy purchasing scenarios. It also considers the rise in energy prices over time for a realistic analysis. The results indicate that self-generation of energy can be economically advantageous, especially in reducing costs in the Distribution System Usage Tariff (TUSD) in certain cases. The study emphasizes the need to expand this analysis to other cases, promoting a comprehensive understanding of the viability of self-generation of energy in the free market.

Keywords: Self-Energy Producer, Photovoltaic System, Free Contracting Environment.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Consumidores ACR e ACL.....	12
Figura 2.2 - Balanço energético.....	18
Figura 2.3 - Autoprodução <i>in situ</i> e remota.....	20
Figura 2.4 - Sistema <i>On-Grid</i>	26
Figura 2.5 - Sistema com dois graus de liberdade de rastreamento	30
Figura 2.6 - Irradiância solar durante um dia	31
Figura 2.7 - Curva de geração solar média diária de todo o SIN	31
Figura 2.8 - Diagrama de Fluxo de Caixa	33
Figura 3.1 – Metodologia para análise de implantação de uma usina APE, no ACL.....	37
Figura 3.2 - Gráfico do modelo proposto	43
Figura 3.3 – Gráfico do ponto de equilíbrio hipotético	46
Figura 3.4 – Gráfico de <i>payback</i> para um cliente hipotético.....	47
Figura 4.1 – Demanda diária média.....	48
Figura 4.2 – Gráfico do ponto de equilíbrio	50
Figura 4.3 - Preços de sistemas FV	51
Figura 4.4 - Geração diária média	52
Figura 4.5 – Demanda diária com o sistema fotovoltaico	52

LISTA DE SIGLAS

CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo nivelado de energia)
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
CCEAL	Contrato de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Livre
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PIE	Produção Independente de Energia
APE	Autoprodutor de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
SPE	Sociedade de Propósito Específico
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor

HSP	Horas de Sol Pleno
SIN	Sistema Interligado Nacional
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
CAPEX	Capital Expenditure
OPEX	Operacional Expenditure
COPEL [®]	Companhia Paranaense de Energia
HUOP	Hospital Universitário do Oeste do Paraná
UNIOESTE	Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
PIS	Programa de Integração Social
CONFIS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
EER	Energia de Reserva

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
2	REFERENCIAL TEÓRICO	11
2.1	SETOR ELÉTRICO DO BRASIL	11
2.2	ESTRUTURA DO MERCADO DE ENERGIA	11
2.2.1	Mercado ACR	12
2.2.2	Componentes tarifárias do ACR.....	13
2.2.3	Mercado ACL.....	14
2.2.4	Tipo de consumidores ACL.....	15
2.2.5	Contratos no ACL	15
2.2.6	Modulação de contratos	16
2.2.7	Mercado de curto prazo.....	17
2.3	AUTOPRODUTOR	19
2.3.1	Alocação de geração própria para APE e PIE	22
2.3.2	Conexão ao sistema de distribuição	23
2.4	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	25
2.4.1	SISTEMA DE GERAÇÃO	25
2.4.2	MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS	26
2.4.3	INVERSORES FOTOVOLTAICOS.....	27
2.4.4	INSTALAÇÃO DE MÓDULOS SOLARES.....	29
2.4.5	CURVA CARACTERISTICA.....	30
2.5	MÉTODOS ECONÔMICOS	32
2.5.1	Fluxo de Caixa	32
2.5.2	Método do Valor Presente Líquido	33
2.5.3	Taxa Mínima de Atratividade.....	34
2.5.4	Taxa Interna de Retorno	34
2.5.5	Tempo de Retorno do Capital	35
2.5.6	Custo Nivelado de Energia - LCOE.....	35
3	METODOLOGIA	37
3.1	CONSUMIDOR.....	38
3.2	VIBILIDADE DE MIGRAÇÃO	39
3.3	MODELO PROPOSTO PARA O SISTEMA FOTOVOLTAICO	42
3.4	RETORNO FINANCEIRO	44

3.5	DESENVOLVIMENTO DA PLANILHA	44
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	48
4.1	CONSUMIDOR.....	48
4.2	MIGRAÇÃO PARA O ACL	49
4.3	SISTEMA FOTOVOLTAICO	51
4.4	ANÁLISE FINANCEIRA.....	53
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	54
6	REFERÊNCIAS	56
	APÊNDICE A – Histórico de consumo.....	61
	APÊNDICE B – Dados de demanda média diária.....	62
	APÊNDICE C – Análise da usina comprando energia convencional, economia de 10%.	63
	APÊNDICE D – Análise da usina comprando energia incentivada 50%, economia de 10%.	64
	APÊNDICE E – Análise da usina comprando energia incentivada 100%, economia de 10%.	65
	APÊNDICE F – Análise da usina comprando energia convencional, economia de 30%	66
	APÊNDICE G – Análise da usina comprando energia incentivada 50%, economia de 30%	67
	APÊNDICE H – Análise da usina comprando energia incentivada 100%, economia de 30%	68

1 INTRODUÇÃO

A contemporaneidade demanda soluções energéticas eficientes e sustentáveis, realçando a importância da análise aprofundada da viabilidade financeira dos sistemas fotovoltaicos. Este estudo concentra-se em investigar essa viabilidade para consumidores que planejam migrar para o mercado livre, optando simultaneamente por se tornarem autoprodutores de energia. A partir de 2024, todos os consumidores atendidos em alta tensão terão a possibilidade de migrar para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Nesse contexto, torna-se de suma importância analisar as opções viáveis de geração fotovoltaica para esses consumidores.

No escopo deste trabalho, a análise se dedica a examinar as implicações financeiras decorrentes da adoção de um sistema fotovoltaico por consumidores interessados em produzir sua própria energia no ACL. A base dessa análise financeira consistirá em verificar o método do *break even* desenvolvido no *Microsoft Excel*[®], incluindo a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL), o *Payback* composto e o Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE). Tais métricas proporcionam um critério para a avaliação da viabilidade econômica desse empreendimento.

O cerne dessa pesquisa não se restringe à avaliação de dados numéricos, mas envolve, também, a exploração do possível impacto dessa transição para a autoprodução de energia no cenário energético em sua totalidade. A investigação é orientada por uma indagação central: a adoção mais ampla de tais sistemas por consumidores livres poderia catalisar um novo segmento no mercado de energia? A resposta a essa questão tem o potencial de desencadear mudanças consideráveis na configuração energética vigente.

Busca-se compreender se, para além dos benefícios financeiros, a geração de energia limpa por meio de sistemas fotovoltaicos pode também influenciar a consciência ambiental dos maiores consumidores de energia, muitos dos quais integram o mercado livre. Ao concluir essa investigação, é esperado alcançar uma compreensão mais aprofundada da viabilidade financeira da produção própria de energia por meio de sistemas fotovoltaicos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O objetivo deste capítulo é desenvolver um embasamento teórico, para a execução da proposta estabelecida anteriormente, por meio da retomada de literaturas, artigos e documentos acadêmicos.

2.1 SETOR ELÉTRICO DO BRASIL

Segundo Cortez (2020), a reforma do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) teve início em 1993, com a criação da Lei 8.631, que extinguiu o regime de remuneração garantida e estabeleceu o regime tarifário para o serviço público de energia elétrica. A partir dessa mudança, passou a ser comum a criação de contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. A promulgação da Lei 9.074, em 1995, que criou a figura do consumidor livre e o Produtor Independente de Energia, marcou a evolução e a formatação do setor elétrico brasileiro.

Atualmente, o modelo de comercialização de energia elétrica é baseado em contratos bilaterais, que podem ser firmados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil é baseado em contratos bilaterais que podem ser firmados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL), segundo Cortez (2020). De acordo com o autor, no ACR, os contratos de energia elétrica são firmados entre as distribuidoras e os vencedores dos leilões de energia elétrica, permitindo que os geradores financiem os empreendimentos, utilizando como garantias os recebíveis desses contratos. Já no ACL, os contratos são realizados por meio de comercialização bilateral ou leilões particulares de energia, livremente negociados entre as partes, em um ambiente comercial separado do ambiente operacional centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O autor ainda ressalta que as diferenças entre os montantes contratados de geração e consumo de energia elétrica e os valores efetivamente verificados são tratadas de maneira centralizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

2.2 ESTRUTURA DO MERCADO DE ENERGIA

O sistema de comercialização de energia pode ser definido em duas modalidades, de

acordo com o Decreto Nº 5.163, de 30 de junho de 2004, em seu Art. 1º, § 2º, inciso I e II:

I - Ambiente de Contratação Regulada - ACR o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

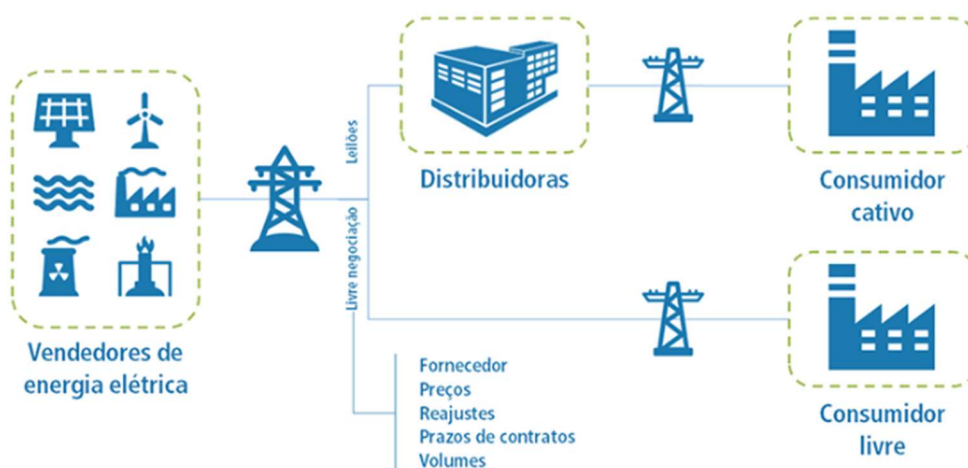
II - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

Com essa definição destaca-se as duas modalidades de compra de energia ACR e ACL, onde, segundo o Decreto 5163, em seu Art. 56 caput, expõe-se que:

Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pelos agentes, seja no ACR ou no ACL, deverão ser registrados na CCEE, segundo as condições e prazos previstos em procedimento de comercialização específico, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL, nos casos aplicáveis.

A figura 2.1 exemplifica as duas modalidades e seus agentes.

Figura 2.1 - Consumidores ACR e ACL



Fonte: TOGAWA (2018)

Pode-se também verificar o macroprocesso de fornecimento de energia elétrica para o consumidor ACR e ACL, na figura 2.1.

2.2.1 Mercado ACR

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) refere-se ao segmento do mercado em que ocorrem as negociações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e distribuidoras. Essas negociações são precedidas de licitação e seguem regras e procedimentos específicos de comercialização. Existem exceções a tal prática em casos previstos pela lei. No ACR, as distribuidoras de energia adquirem blocos de energia em leilões promovidos pelos agentes vendedores, que podem ser geradores, produtores independentes ou comercializadores. Essas aquisições são formalizadas através de contratos bilaterais entre as partes, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), conforme o Art. 27 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

2.2.2 Componentes tarifárias do ACR

Segundo a resolução normativa ANEEL n.º 1.000/2021, pode-se dizer que a tarifa de energia elétrica dos consumidores cativos é dividida em duas parcelas: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A primeira parcela refere-se aos custos relacionados à compra de energia por parte das distribuidoras e é cobrada igualmente de todos os tipos de consumidores conectados ao sistema de distribuição. Já a TUSD, que se equivale ao custo de um pedágio para a entrega da energia, depende das características do consumidor, sendo que consumidores que estão a maiores distâncias da fonte energética pagarão mais pelo TUSD. É importante ressaltar que a distribuidora de energia tem a obrigação de atender 100% do seu mercado cativo.

O ACR (Ambiente de Contratação Regulada) possui uma distinção dos consumidores em grupos tarifários, baseados em seu nível de tensão de conexão. O Grupo A é composto por consumidores em alta e média tensão, com tensão de conexão acima de 2,3 kV. Este grupo se divide em seis subgrupos, cada um determinado pela tensão de atendimento, pode-se verificar a distinção listada de a a f:

- a. Subgrupo A1 (23 kV ou mais);
- b. Subgrupo A2 (de 88 a 138 kV);
- c. Subgrupo A3 (69 kV);
- d. Subgrupo A3a (de 30 a 44 kV);
- e. Subgrupo A4 (de 2,3 a 25 kV);
- f. Subgrupo AS (para sistemas subterrâneos);

Já o Grupo B abrange os consumidores conectados em tensão abaixo de 2,3 kV, incluindo, geralmente, clientes residenciais. Esse grupo também é dividido em quatro subgrupos, cada um determinado pela natureza da atividade do consumidor. Verifica-se a divisão listada de a a d:

- a. Subgrupo B1 (residencial);
- b. Subgrupo B2 (rural);
- c. Subgrupo B3 (demais classes);
- d. Subgrupo B4 (iluminação pública);

Essa diferenciação em grupos tarifários é essencial para definir as tarifas de energia elétrica que os consumidores devem pagar, baseado em sua tensão de conexão e atividade. Isto garante uma cobrança justa e equilibrada das tarifas de energia elétrica no ACR, segundo ANEEL nº 1.000/2021.

2.2.3 Mercado ACL

No mercado ACL, o consumidor possui uma liberdade de comércio da sua energia. Partindo dessa premissa, ele pode se beneficiar de contratos firmados diretamente com os agentes geradores, que por sua vez exigem suas condições para fornecimento de determinada quantidade de energia vendida em MWh. Logo, pode-se denominar esses contratos como bilaterais, de modo que, quando as solicitações de cada uma das partes forem atingidas, fecha-se o contrato, conforme a ABRACEEL (2019).

Os contratos são muito vantajosos para ambas as partes. Porém, pode-se perguntar quem entrega essa energia acordada pelas partes. Isto fica a cargo das distribuidoras locais, logo o consumidor livre não está isento dos encargos TUSD, a contabilização da geração por parte do agente gerador e consumo por parte do consumidor é contabilizado totalmente pela CCEE. Logo, com todos os requisitos necessários para a entrada no mercado livre completos, o consumidor necessita apenas de uma adequação na medição, que no ACR fica a cargo da distribuidora e no ACL fica a cargo do consumidor e regulado pela CCEE, segundo ABRACEEL (2019).

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o mercado livre de energia elétrica no Brasil cresceu 6,6% entre dezembro de 2021 e agosto de 2022,

alcançando a marca de 10.585 agentes consumidores. Esse segmento já corresponde por mais de 35% do consumo total de eletricidade no país. Ademais, a CCEE aponta que o crescimento está relacionado à maior viabilidade financeira, previsibilidade orçamentária e à possibilidade de escolha de fontes de energia renovável.

2.2.4 Tipo de consumidores ACL

Ao entrar no mercado livre, é necessário verificar em qual dos tipos de consumidor livre a unidade se encontra. O mercado livre pode ser dividido em dois tipos de consumidores principais que são consumidor especial e consumidor livre (ANEEL, 2021).

O consumidor especial pode ser definido como o consumidor ou conjunto de consumidores que por consentimento de interesses possui ou possuam juntos uma demanda de até 500kW. Para se enquadrar nessa categoria, segundo ANEEL (2021), o consumidor deve, obrigatoriamente, adquirir energia incentivada, estabelecida no parágrafo 5º do Art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

O consumidor livre é definido como o consumidor, atendido em qualquer tensão que, por sua vez, escolheu a opção de compra de energia elétrica, conforme estabelecidas no art. 15 e no art.16 da Lei nº 9.074, que determina os limites de demanda mínimos alterados pela Portaria Nº 465, de 12 de março de 2019, onde se estabelece uma demanda mínima decrescente citada de a a c:

- a. 1.500 kW a partir de 1º de janeiro de 2021;
- b. 1000 kW a partir de 1º de janeiro de 2022;
- c. 500 kW a partir de 1º de janeiro de 2023;

No caso, a ANEEL é encarregada de realizar e apresentar estudos regulamentadores, para que seja permitida a abertura do mercado livre aos consumidores com carga inferior a 500kW, segundo a (Portaria Nº 465, 2019).

2.2.5 Contratos no ACL

No mercado livre, o consumidor pode escolher as empresas comercializadoras e geradoras de energia elétrica, enquanto as empresas distribuidoras e transmissoras são designadas por região, por meio de contratos de concessão ou permissão. Para MARRARA

(2019), a duração dos contratos pode ser separada entre de curto e longo prazo, sendo eles listados de a a b:

- a. **Contratos de longo prazo:** São celebrados com duração maior do que seis meses e oferecem condições mais favoráveis em relação ao preço da energia, baseado nas condições de mercado no momento do fechamento do contrato. Esses contratos isentam o consumidor das flutuações do Mercado de Curto Prazo.
- b. **Contratos de curto prazo:** Têm duração menor ou igual a seis meses e podem ser celebrados por opção do consumidor ou quando há diferença entre a quantidade de energia contratada e a efetivamente consumida. Esses contratos são registrados no Mercado de Curto Prazo, onde ocorre a contabilização e liquidação financeira das diferenças entre os montantes de energia contratados e os verificados.

Segundo a CCEE (2023), a modulação pode ser definida como “distribuição do volume mensal de energia por período de comercialização, ao longo do mês” e sazonalização em “distribuição do volume anual de energia para os meses do ano”. Para comercializar energia no ACL, esses são critérios importantes, em razão de promoverem a melhor modulação contratual do consumidor.

2.2.6 Modulação de contratos

O processo de definição dos montantes e vigência em um contrato de energia consiste em determinar os volumes contratados em MW médio para um determinado período, de acordo com um perfil de entrega validado pelas partes envolvidas. Esse perfil de entrega pode ser único, mantendo o mesmo montante ao longo da vigência do contrato, embora possa variar, com diferentes montantes para diferentes períodos de vigência, conforme CCEE (2023).

A definição dos montantes e vigência permite a discretização da sazonalidade do agente, ou seja, a consideração das variações sazonais na demanda ou na oferta de energia elétrica ao longo do ano. O perfil de entrega, previamente validado, estabelece como a energia contratada será distribuída ao longo dos períodos de comercialização, independentemente da periodicidade do registro do contrato (semanal) ou da contabilização (mensal).

A modulação no Contrato de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL), para CUNHA (2022), refere-se ao processo de determinação dos valores de energia em cada período de comercialização. A distribuição do montante mensal ou da vigência é feita

de acordo com um perfil de entrega previamente validado entre as partes. Caso a modulação não seja realizada ou validada dentro dos prazos estabelecidos, o CCEAL é, automaticamente, modulado pelo Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) de forma proporcional, dividindo o total de energia pelo número de horas do mês ou da vigência (modulação *flat*).

Para facilitar a modulação do CCEAL, os agentes podem, em acordo mútuo, vincular a modulação à medição de ativos de geração, consumo ou, ainda, conforme o perfil de geração das usinas integrantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), em consonância a CCEE (2023). Existem três formas distintas de Modulação Vinculada no CCEAL, sendo elas listadas de a a c:

- a. Modulação de CCEAL, conforme Carga ou conjunto de Cargas: Nessa modalidade, a modulação é realizada com base no perfil de medição de uma carga específica ou de um conjunto de cargas modeladas na CCEE. Isto é semelhante ao CCEAL firmado entre empresas do mesmo grupo econômico, em que a parte compradora pertence à categoria de distribuição.
- b. Modulação de CCEAL, conforme Geração ou conjunto de Usinas: Essa funcionalidade vincula a modulação do CCEAL ao perfil de medição de uma usina específica ou de um conjunto de usinas modeladas na CCEE. Dessa forma, a distribuição da energia contratada é determinada com base na geração registrada por essas usinas.
- c. Modulação de CCEAL conforme MRE: Nessa modalidade, as contrapartes de um CCEAL podem modular o contrato de acordo com o perfil realizado pelo conjunto de usinas que integram o MRE em todo o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Essas diferentes formas de modulação vinculada no CCEAL permitem que a modulação do contrato seja realizada de forma automática pela CCEE, seguindo um perfil pré-estabelecido atrelado à medição de ativos específicos ou conjunto de ativos, desde que haja acordo entre as partes.

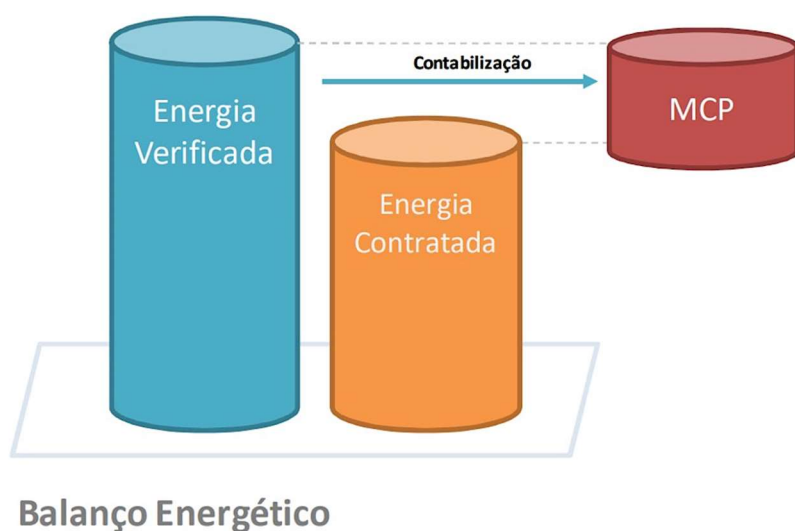
2.2.7 Mercado de curto prazo

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) possui a responsabilidade de realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Sistema Interligado Nacional (SIN) e promover a liquidação financeira das operações de compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), conforme previsto no Decreto nº 5.163/2004.

A contabilização realizada pela CCEE envolve o registro das diferenças entre a energia produzida ou consumida e a energia contratada, levando em consideração os contratos e os dados de medição registrados. Essas diferenças, positivas ou negativas, são valoradas com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é determinado por período de comercialização e por submercado. O PLD é calculado com base no custo marginal de operação do sistema elétrico, limitado por um preço mínimo e máximo estabelecidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), de acordo com o Decreto nº 5.163/2004.

Segundo CCEE (2023), com base nas informações dos volumes contratados e volumes medidos, a CCEE realiza o cálculo da contabilização e computa as quantidades negociadas no MCP, conforme vemos na figura 2.2:

Figura 2.2 - Balanço energético



Fonte: CCEE (2023)

O MCP corresponde à diferença apurada no balanço energético de cada agente da CCEE. Ele reflete as transações realizadas no mercado de curto prazo.

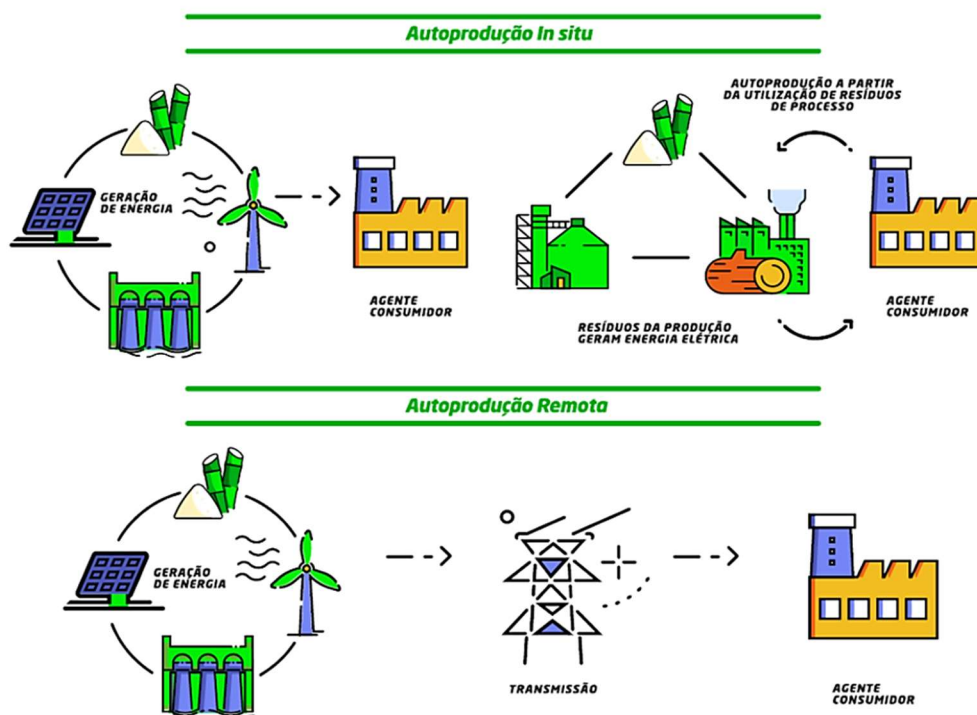
Em resumo, a CCEE desempenha um papel fundamental na contabilização e liquidação financeira das transações de energia elétrica, considerando as diferenças entre os volumes contratados e medidos, utilizando o PLD como referência para valorar essas discrepâncias. O MCP representa a diferença apurada no balanço energético de cada agente no processo de contabilização, conforme CCEE (2023).

2.3 AUTOPRODUTOR

No aspecto do ACL, a autoprodução pode ser separada em duas modalidades: Produção Independente de Energia (PIE) e Autoprodução (APE). Ambas são descritas e regulamentadas pelo Decreto nº 2003 (1996), em seu art. 2º:

- I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;
- II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Segundo CUNHA (2022), por meio da Autoprodução de Energia (APE), as empresas assumem e gerenciam os riscos relacionados ao preço e à garantia de fornecimento de energia, resultando em redução de custos e garantindo maior competitividade em suas atividades. Além disso, ao produzir sua própria energia, as empresas podem seguir uma política interna personalizada de produção e consumo, fortalecendo seu controle sobre esse insumo e agregando valor estratégico ao seu produto. A APE pode ser implantada fisicamente junto à carga (*in situ*), conforme ilustrado de forma exemplificativa na Figura 2.3, ou de forma remota, onde a geração e o consumo ocorrem em locais distintos. Nesse último caso, também pode ser necessário utilizar as redes de transmissão/distribuição de forma onerosa.

Figura 2.3 - Autoprodução *in situ* e remota

Fonte: PANORAMA (2020)

Segundo PIMENTEL (2021), um dos modelos de geração pode ser chamado de a autoprodução equiparada à produção independente de energia, através de arranjos societários, que está presente nos termos do Art. 26 da Lei 11.488, de 15 de junho de 2007, a definição dos requisitos cumulativos para tal equiparação:

- I - Que venha a participar de sociedade de propósito específico constituída para explorar, mediante autorização ou concessão, a produção de energia elétrica;
- II - Que a sociedade referida no inciso I deste artigo inicie a operação comercial a partir da data de publicação desta Lei;
- III - que a energia elétrica produzida no empreendimento deva ser destinada, no todo ou em parte, para seu uso exclusivo.

§ 1º A equiparação de que trata este artigo limitar-se-á à parcela da energia destinada ao consumo próprio do consumidor ou a sua participação no empreendimento, o que for menor.

§ 2º A regulamentação deverá estabelecer, para fins de equiparação, montantes mínimos de demanda por unidade de consumo.

§ 3º Excepcionalmente, em até 120 (cento e vinte) dias contados da data de publicação desta Lei, os investidores cujas sociedades de propósito específico já tenham sido constituídas ou os empreendimentos já tenham entrado em operação comercial poderão solicitar à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL a equiparação de que trata este artigo.

§ 4º A participação no empreendimento de que trata o § 1º será calculada como o menor valor entre:

- I - A proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade de

propósito específico outorgada; e

II - O produto da proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade diretamente participante da sociedade de propósito específico outorgada pela proporção estabelecida no inciso I.

Para CUNHA (2021), Um modelo de negócio clássico para APE envolve o consumidor investindo na instalação de uma usina geradora para uso exclusivo, assumindo todos os riscos relacionados. Isto oferece isenção de encargos setoriais sobre a energia autoconsumida, como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Além disso, o consumidor pode vender o excedente de energia no mercado. Esse modelo garante maior previsibilidade dos custos e melhor controle operacional, sendo ideal para consumidores com alta demanda energética que necessitam de estabilidade de preços e segurança no fornecimento. Outro modelo de negócio interessante para APE é a locação de cotas de usinas para consumidores finais no Ambiente de Contratação Livre (ACL), proporcionando segurança no fornecimento para os consumidores e estabilidade de receita para os geradores através de contratos de longo prazo.

O quadro 2.1, segundo PIMENTEL (2021), ilustra os benefícios em relação à isenção de encargos setoriais sobre a energia autoconsumida para os modelos de negócio mencionados, como a PIE, a APE por meio da construção de empreendimento próprio, a APE por locação de ativos e a APE equiparada a PIE:

Quadro 2.1 - Benefícios tarifários para cada modelo de negócio de geração no ACL

ENCARGOS INCIDENTES	PIE	PIE - EQUIPARADO	APE - LONGE DA CARGA	APE JUNTO Á CARGA
ESS	Incidência Normal	Incidência Normal	Parte do ESS	Não incide
EER	Incidência Normal	Incidência Normal	Não incide	Não incide
CDE	Incidência Normal	Não incide	Não incide	Não incide
PROINFRA	Incidência Normal	Não incide	Não incide	Não incide
TDSEE	Incidência Normal	Incide acima de 5MW	Incide acima de 5MW	Incide acima de 5MW
		Não incide até 5 MW	Não incide até 5 MW	Não incide até 5 MW
TUSD	Regra Normal	Regra Normal	Regra Normal	Regra Normal
ICMS	Incidência Normal	Incidência Normal	Pode não incidir - Ação Judicial	Não incide
P&D	Não incide	Não incide	Não incide	Não incide

Fonte: PIMENTEL (2021)

Conforme a definição dada no decreto nº 2003 (1996), pode-se perceber que não se trata da comercialização da energia gerada. Logo, essa permissão deu-se, subsequentemente, pelo decreto nº 5163 de 30 de julho de 2004, onde estabelece as regras gerais de comercialização de energia elétrica, com a especificação, no art 1 § 3º, sobre a possibilidade de um autoprodutor comercializar seu eventual e temporário excedente de energia.

2.3.1 Alocação de geração própria para APE e PIE

Para um autoprodutor ou autoprodutor equiparado conseguir utilizar a energia gerada para abater seu próprio consumo faz-se necessária a alocação de geração que lhes proporcionam redução dos encargos a serem pagos com relação à energia elétrica. Segundo a CCEE (2023), pode-se dizer que a alocação de geração tem por finalidade garantir o registro adequado da geração de energia pelos autoprodutores e consumidores equiparados a autoprodutores, permitindo a contabilização correta do consumo e a aplicação dos procedimentos necessários para o abatimento dos encargos relacionados.

No caso da Alocação de Geração para Autoprodutores (APE), os agentes podem utilizar a energia gerada por eles mesmos para abater o consumo registrado em sua unidade consumidora. Isto é feito valorando o consumo resultante ao custo dos encargos presentes na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou Transmissão (TUST). Dessa forma, eles reduzem os encargos a serem pagos.

No caso da Alocação de Geração para Participantes de Sociedade de Propósito Específico (SPE), o processo é semelhante. Os participantes de uma SPE de geração podem destinar a energia gerada para uso exclusivo das cargas relacionadas à SPE, abatendo, assim, o consumo registrado. Novamente, o consumo é valorado ao custo dos encargos, para reduzir os pagamentos devidos.

Para diferenciar APE de um PIE, destacou-se as diferenças para a Alocação de Geração para Autoprodutores segundo CCEE (2023), de a até c:

- a. A geração mensal resultante da contabilização de cada usina é atribuída ao consumo mensal do agente que possui a propriedade da usina.
- b. Toda a geração mensal é contabilizada juntamente com o consumo mensal, exceto a geração vendida, que é a quantidade de energia vendida de contratos do mesmo tipo de energia de outorga da usina, acima da quantidade comprada deste mesmo tipo de energia.

- c. A alocação de geração própria é efetuada integralmente, abatendo apenas a geração vendida no caso de existir, a partir do mês de janeiro do ano seguinte.

Já para a Alocação de Geração para Participantes de Sociedade de Propósito Específico (PIE), verifica-se de a até d:

- a. A geração passível de alocação é a geração mensal resultante da contabilização de cada usina, na proporção da participação do consumidor no consórcio ou na SPE.
- b. É realizada uma verificação anual dos contratos bilaterais de repasse de autoprodução para verificar o uso exclusivo da energia gerada.
- c. Se o montante médio anual dos contratos de repasse de autoprodução for igual ou superior à energia de propriedade do consumidor participante do consórcio ou da SPE, as quantidades de alocação de geração própria são integralmente efetivadas.
- d. Caso o montante médio anual seja menor, a quantidade faltante é abatida da alocação de geração própria a partir do mês de janeiro do ano seguinte.

Em resumo, segundo CCEE (2023), pode-se mencionar que a diferença principal está na forma como a geração é atribuída ao consumo e na verificação do uso exclusivo da energia gerada. Para os autoprodutores (APE), a alocação de geração própria é baseada na geração total, abatendo apenas a geração vendida. Já para os participantes de consórcio ou SPE (PIE), a alocação de geração própria é baseada na proporção de participação do consumidor e é verificado anualmente se os contratos de repasse de autoprodução são suficientes para respaldar o uso exclusivo da energia gerada.

2.3.2 Conexão ao sistema de distribuição

A Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020, tem por finalidade definir os procedimentos para a obtenção de outorga ou autorização da exploração de centrais geradoras de distintas fontes e comunicação de implantação das pequenas centrais geradoras de capacidade instalada reduzida. A resolução classifica como centrais de capacidade reduzida as centrais geradoras com potências instaladas de até 5MW, em seu Art. 3º, conforme segue abaixo:

IV - Central Geradora com capacidade instalada reduzida: instalação de produção de

energia elétrica a partir de fonte eólica, solar, térmica ou outras fontes alternativas, com potência instalada igual ou inferior a 5.000 kW.

Os procedimentos a serem tomados para conexão de centrais geradoras APE em redes de distribuição ou de transmissão estão documentados no Módulo 3 do o Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Tais etapas estão elencadas de a a h:

- a. Solicitação de Conexão: O autoprodutor de energia interessado deve realizar a solicitação formal de conexão da central geradora junto à distribuidora de energia elétrica responsável pela área de atendimento.
- b. Análise de Viabilidade: A distribuidora realiza uma análise técnica, para avaliar a viabilidade da conexão da central geradora, considerando aspectos como a capacidade da rede de distribuição, a estabilidade do sistema e a qualidade do fornecimento de energia.
- c. Estudo de Conexão: Com base na análise de viabilidade, a distribuidora elabora um estudo de conexão, que inclui o dimensionamento dos equipamentos de proteção e medição necessários, a definição do ponto de conexão e a avaliação dos impactos na rede.
- d. Celebração do Contrato de Conexão: Após a aprovação do estudo de conexão, o autoprodutor e a distribuidora celebram um contrato de conexão, que estabelece as condições e responsabilidades para a conexão da central geradora à rede de distribuição.
- e. Execução das Obras e Instalações: O autoprodutor é responsável por executar as obras e instalações necessárias para conectar a central geradora à rede de distribuição, de acordo com as especificações técnicas definidas no contrato de conexão.
- f. Inspeção e Homologação: Após a conclusão das obras, a distribuidora realiza uma inspeção, com o intuito de verificar a conformidade das instalações da central geradora. Se estiverem em conformidade, a distribuidora emite uma homologação da conexão.
- g. Operação e Monitoramento: Após a homologação, o autoprodutor inicia a operação da central geradora, ficando sujeito ao monitoramento e à fiscalização da distribuidora de energia elétrica.
- h. Faturamento e Remuneração da Energia: A energia gerada pelo autoprodutor é medida e faturada pela distribuidora, de acordo com as regras estabelecidas no contrato de conexão.

Após a ativação da central geradora reduzida, o consumidor Autoprodutor deve seguir as diretrizes do Módulo 4 do PRODIST, em que se estabelece os procedimentos operativos do sistema de distribuição. Em tal conjunto de normas, consta que o agente autoprodutor é responsável pela operação e manutenção da sua central geradora, garantindo a segurança e confiabilidade do sistema.

2.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração de energia fotovoltaica é baseada no efeito fotovoltaico, descoberto por Edmond Becquerel em 1839. Esse efeito ocorre quando um semicondutor, como o silício, absorve a luz visível e gera uma diferença de potencial nos extremos do material, TIGRE (2020).

2.4.1 SISTEMA DE GERAÇÃO

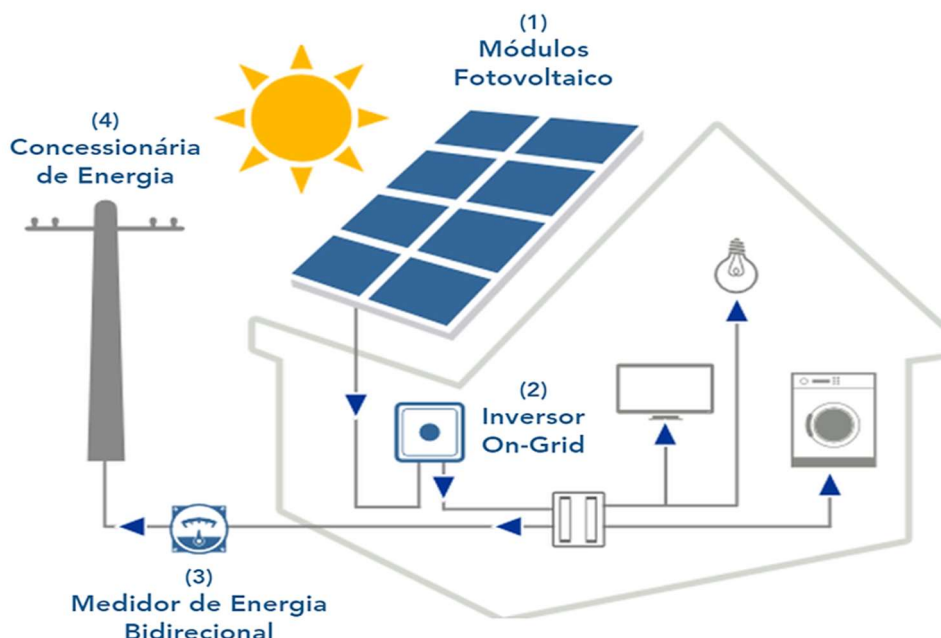
O sistema de geração fotovoltaica pode ser composto de 2 itens principais que são os inversores e módulos, onde os módulos são responsáveis pela captação da energia e o inversor é o instrumento pelo qual a energia solar é transformada em corrente contínua CC, que, por sua vez, é convertida para uma corrente alternada CA, possibilitando, assim, a conexão de cargas habituais, para consumir a energia gerada.

Os sistemas de geração podem ser instalados de em 3 modalidades diferentes, sendo elas listadas de a a c:

- a. Sistema *Off-Grid*: É um sistema autônomo que não está conectado à rede elétrica. Utiliza painéis solares para gerar energia, baterias para armazená-la e um inversor para converter a corrente contínua em corrente alternada.
- b. Sistema *On-Grid*: É um sistema conectado à rede elétrica. Os painéis solares geram energia, que é convertida em corrente alternada pelo inversor e pode ser usada nos pontos de consumo ou alimentando a rede elétrica.
- c. Sistema Híbrido: Combina características dos sistemas *off-grid* e *on-grid*. Utiliza painéis solares para gerar energia, baterias para armazená-la e um inversor que permite a conexão com a rede elétrica. Oferece flexibilidade para utilizar a energia solar de forma autossuficiente ou aproveitar a rede elétrica quando necessário.

Na figura 2.4, pode-se verificar o funcionamento de um sistema *On-Grid*:

Figura 2.4 - Sistema *On-Grid*



Fonte: SUNEASY (2023)

Para a modalidade Autoprodução, os métodos de instalação podem ser um dos 3 citados, pois, como já referenciado anteriormente, o decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, estabelece as regras gerais de comercialização de energia elétrica, em que há a possibilidade de um autoprodutor comercializar seu eventual e temporário excedente de energia. Logo, pode-se observar que o sistema teria características de um sistema *On-Grid*, porém, desde que devidamente liberado para a modalidade autoprodução, o agente que escolhe o sistema de geração implantado.

2.4.2 MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

VILLALVA (2012) descreve que os módulos fotovoltaicos são compostos por um conjunto de células fotovoltaicas montadas sobre uma estrutura rígida e interconectadas eletricamente. Essas células são geralmente conectadas em série para aumentar a tensão do módulo. Um módulo fotovoltaico é o resultado da combinação de várias células fotovoltaicas, que, individualmente, produzem pouca eletricidade. Os termos módulo, placa e painel são usados de forma intercambiável para se referir a esses conjuntos de células fotovoltaicas empacotadas e disponíveis comercialmente.

Os módulos, em geral, estão em constante evolução, buscando maiores níveis de eficiência para cada método. Os principais tipos de módulos estão listados de a a d:

- i. **Módulos de Silício Cristalino:** São os mais utilizados na indústria fotovoltaica. Dividem-se em dois tipos: monocristalino e policristalino. Os módulos de silício monocristalino são produzidos a partir de um único cristal de silício, o que lhes confere uma alta eficiência, mas com um custo maior. Já os módulos de silício policristalino são fabricados a partir de múltiplos cristais de silício, o que resulta em um custo de produção mais baixo, embora com eficiência um pouco menor.
- j. **Módulos de Filme Fino:** Esses módulos são produzidos depositando-se camadas finas de materiais semicondutores, como silício amorfo, telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre e índio (CIS/CIGS), sobre um substrato. São conhecidos por sua flexibilidade e leveza, podendo ser aplicados em superfícies curvas ou flexíveis. Entretanto, sua eficiência é geralmente menor em comparação com os módulos de silício cristalino.
- k. **Módulos de Concentração Solar:** Nesse tipo de módulo, utiliza-se lentes ou espelhos para concentrar a luz solar em células solares de alta eficiência. São adequados para locais com alta irradiação solar, pois requerem uma intensidade de luz solar mais elevada para funcionar de forma eficiente. Esses módulos podem atingir eficiências superiores, ainda que possuam custos e complexidade de instalação mais elevados.
- l. **Módulos Orgânicos:** Também conhecidos como células solares orgânicas (OPV), esses módulos são fabricados utilizando materiais orgânicos semicondutores. São mais flexíveis e podem ser fabricados em rolos, o que permite aplicações em superfícies curvas ou flexíveis. Entretanto, sua eficiência atualmente é mais baixa em comparação com os módulos de silício cristalino.

Cada tipo de módulo solar apresenta vantagens e desvantagens em termos de eficiência, custo, flexibilidade e aplicabilidade. A escolha do tipo de módulo dependerá das necessidades específicas do projeto, levando em consideração fatores como localização geográfica, orçamento, requisitos de espaço e características desejadas (PINHO, 2014).

2.4.3 INVERSORES FOTOVOLTAICOS

De acordo com PINHO (2014), um inversor é um dispositivo eletrônico que converte a energia elétrica de corrente contínua para corrente alternada. Ele é utilizado quando a fonte de energia elétrica é em corrente contínua, como baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. O inversor deve fornecer uma tensão de saída em corrente alternada com amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados para alimentar as cargas elétricas. No caso de sistemas conectados à rede elétrica, o inversor também deve sincronizar sua tensão de saída com a tensão da rede, para que não funcione na ocorrência de uma falta de fase na parte de corrente alternada.

Existem três tipos principais de inversores utilizados em sistemas de energia solar fotovoltaica: inversores centrais, inversores de *string* e microinversores. Estes estão listados de a a c:

- m. **Inversores Centrais:** Os inversores centrais, também conhecidos como inversores de grande porte ou inversores de central, são utilizados em sistemas fotovoltaicos de grande escala, como em usinas solares ou projetos comerciais de grande porte. Esses inversores convertem a corrente contínua gerada pelos painéis solares em corrente alternada e são conectados a um ponto central de conexão com a rede elétrica. Geralmente, são instalados em um local centralizado e têm alta capacidade de potência, o que permite gerenciar múltiplos *strings* de painéis solares. Os inversores centrais são eficientes e econômicos em termos de custo por *watt* instalado, tornando-os adequados para projetos de grande escala.
- n. **Inversores de *String*:** Os inversores de *string* são utilizados em sistemas residenciais, comerciais de pequeno porte e em alguns projetos de médio porte. Eles convertem a corrente contínua dos painéis solares em corrente alternada em um nível de *string*, que é um grupo de painéis solares conectados em série. Os inversores de *string* são instalados próximos aos painéis solares ou na proximidade do ponto de conexão com a rede elétrica. Eles oferecem uma solução mais flexível, pois permitem o monitoramento e controle individual de cada *string* de painéis solares. Além disso, se um painel solar apresentar sombreamento ou mal funcionamento, apenas a produção dessa *string* será afetada, sem impacto nos demais painéis, GODOI (2018).
- o. **Microinversores:** Os microinversores são dispositivos individuais que são instalados em cada painel solar. Eles convertem a corrente contínua de cada painel em corrente alternada diretamente no local onde o painel está instalado. Os microinversores são especialmente úteis em situações em que os painéis solares são afetados por

sombreamento parcial ou orientações diferentes. Com os microinversores, cada painel opera independentemente e otimiza sua própria produção de energia, o que resulta em maior eficiência global do sistema. Além disso, os microinversores permitem o monitoramento individual de cada painel solar, facilitando a detecção de problemas e o monitoramento do desempenho do sistema. Cada tipo de inversor tem suas próprias características e aplicações específicas, de sorte que a escolha adequada depende das necessidades do projeto, tamanho do sistema, condições de instalação e requisitos de monitoramento e controle.

Cada tipo de inversor tem suas próprias características e aplicações específicas. A escolha adequada depende das necessidades do projeto, tamanho do sistema, condições de instalação e requisitos de monitoramento e controle.

Outro fator importante para os inversores em geral seria o fator de dimensionamento do inversor que é dado pela equação 2.1:

$$FDI = \frac{P_{INV}}{P_{FV}} \quad \text{Equação 2.1}$$

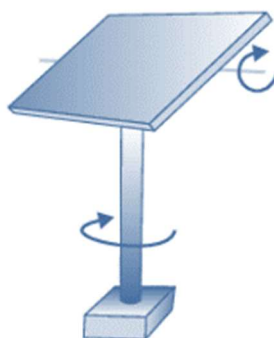
Segundo MACÊDO (2006), o fator de dimensionamento (FDI), valor adimensional, pode ser obtido por meio do quociente entre potência nominal do inversor (P_{INV}) e potência nominal do sistema de geração fotovoltaica (P_{FV}). Em seu estudo, previu-se que FDI menor igual a 0,6 não ocasiona perdas significativas de geração. Logo, pode-se utilizar uma maior potência nominal de entrada, visando maior tempo de operação, com a saída em potência nominal.

2.4.4 INSTALAÇÃO DE MÓDULOS SOLARES

Na perspectiva de VILLALVA (2012), para instalação de módulos fotovoltaicos é necessário a correta escolha do local, visando maior incidência do sol nos módulos. Para a região do Brasil, o autor traz duas regras, sendo elas manter os módulos sempre que possível com sua face voltada ao norte geográfico e a segunda regra diz respeito a realizar a correta angulação do módulo com relação ao solo. Para otimizar a incidência solar sobre os módulos,

podem ser empregados sistemas de rastreamento automático da posição do sol. Esses sistemas possuem um ou dois graus de liberdade, conforme representa a figura 2.5:

Figura 2.5 - Sistema com dois graus de liberdade de rastreamento



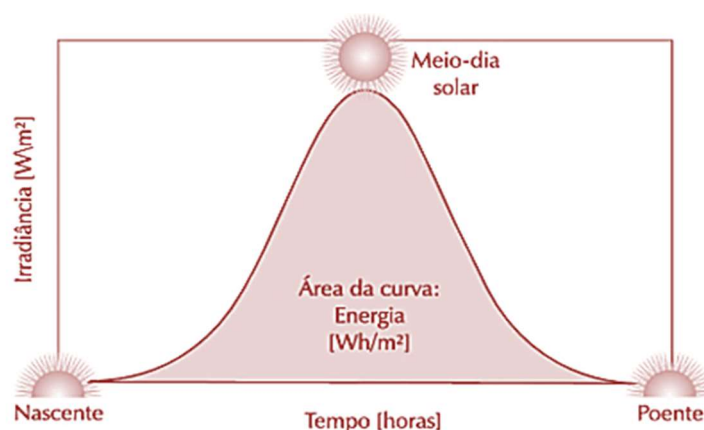
Fonte: VILLALVA (2012)

Os sistemas de rastreamento, quando comparados a sistemas fixos, são mais eficientes. O estudo produzido por KOZIMA (2022) apresenta uma melhora da geração de 35,17% para um sistema com um único eixo e 44,77% para um sistema com dois eixos. Esse caso exemplifica, percentualmente, os possíveis ganhos com a instalação desses sistemas.

2.4.5 CURVA CARACTERISTICA

A curva característica de geração de um sistema solar fotovoltaico está relacionada à irradiância no local de instalação. Segundo VILLALVA (2012), a irradiância de 1000 W/m^2 é dada como o padrão de definição e especificação dos módulos fotovoltaicos nas indústrias fotovoltaicas. Também exemplifica os estudos de radiação solar para determinadas áreas, sendo necessária a medição da irradiância por intermédio de um sensor que armazena os valores durante o tempo de análise. Com esses dados, calcula-se a energia recebida do Sol. A figura 2.6 apresenta o perfil típico da irradiância solar ao longo de um dia:

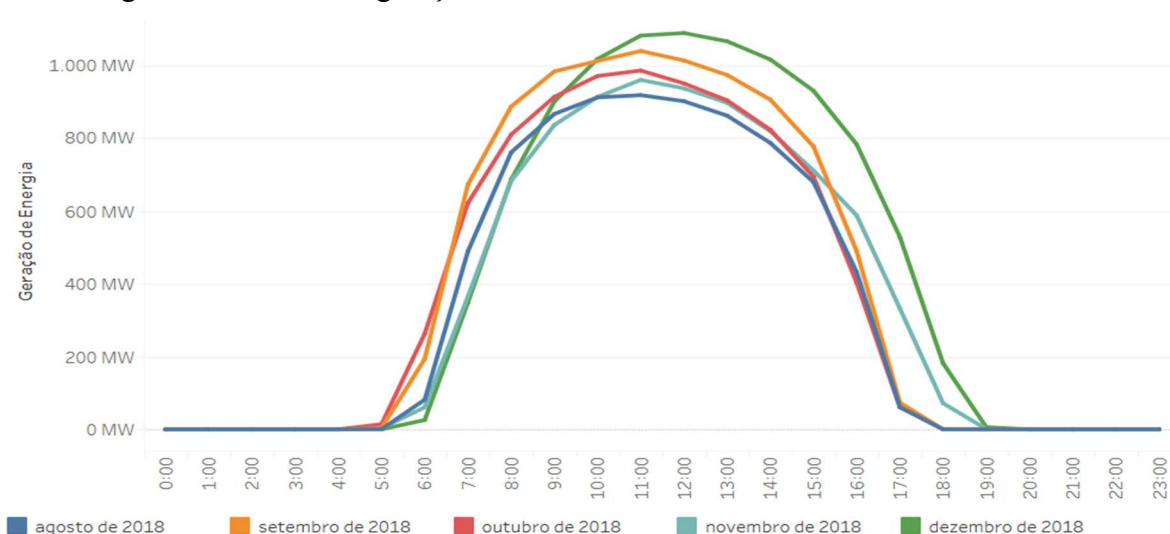
Figura 2.6 - Irradiância solar durante um dia



Fonte: VILLALVA (2012)

PINHO (2014) propõe o conceito de Horas de Sol Pleno (HSP) como uma forma conveniente de expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia. Ele sugere que, ao ignorar os efeitos de variação da irradiância a cada instante e considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários, é possível estabelecer uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária. O número de HSP representa o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 (ou 1.000 W/m^2), de modo que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol, no local em questão, acumulada ao longo de um determinado dia.

Figura 2.7 - Curva de geração solar média diária de todo o SIN



Fonte: ONS (2023)

A figura 2.7 apresenta as curvas de geração diárias média em diferentes meses do ano,

com base nos dados da ONS (2023), para todo o Sistema Interligado Nacional (SIN). Conforme podemos verificar na figura 2.7, os horários de geração solar no Brasil possuem o intervalo horário das cinco horas da manhã até cerca de sete horas da tarde, exemplificando, assim, por similaridade, a curva de irradiação aludida por VILLALVA (2012).

2.5 MÉTODOS ECONÔMICOS

O fluxo de caixa é uma ferramenta essencial na avaliação de investimentos, pois permite a análise das variáveis financeiras relevantes de forma conjunta. Ele consiste em projetar e organizar os fluxos de entrada e saída de recursos financeiros ao longo do tempo relacionados a um determinado investimento. Mediante esse agrupamento de fluxos de caixa, é possível calcular diversos indicadores econômico-financeiros, que auxiliam na avaliação da viabilidade do investimento (DALFOVO et al, 2019).

A análise econômica em geração de energia é fundamental para tomar decisões sobre investimentos em projetos de economia e uso eficiente da energia. Existem diferentes índices econômicos utilizados nessa análise segundo VIANA et al. (2012), tais como o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o tempo de retorno de capital também chamado de *payback*.

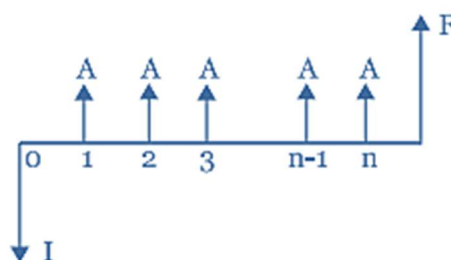
Para VERÍSSIMO (2017), o Custo nivelado da energia (*Levelized Cost of Energy – LCOE*) é uma métrica amplamente utilizada para determinar o custo efetivo de diferentes fontes de geração de energia elétrica. Compara-se por intermédio dela tecnologias e fontes de energia elétrica distintas, levando em consideração diferentes aspectos, tais como vida útil, tamanho, capacidade instalada, custo de investimento inicial, riscos e retorno.

2.5.1 Fluxo de Caixa

Segundo ASSAF NETO (1992), a avaliação de investimentos é realizada por meio da análise dos fluxos líquidos de caixa, que representam as entradas e saídas de recursos financeiros ao longo do tempo. Essa análise considera apenas os movimentos reais de dinheiro, excluindo itens contábeis como depreciação, amortização e reavaliação patrimonial.

O fluxo de caixa, para Viana et al. (2012), é uma representação visual simplificada das receitas e despesas de um projeto ao longo do tempo. As receitas e valores de entrada são mostrados com um vetor ascendente, enquanto as despesas e valores de saída são mostrados com um vetor descendente, conforme visto na figura 2.4.

Figura 2.8 - Diagrama de Fluxo de Caixa



Fonte: VIANA et al, (2012)

A importância dos fluxos de caixa na avaliação de investimentos reside no fato de que a confiabilidade e precisão dessas estimativas são cruciais para obter resultados representativos. Ao basear a avaliação no fluxo de caixa e não no lucro, revela-se a capacidade real da empresa em remunerar o capital investido e reinvestir os benefícios gerados, em conformidade a ASSAF NETO (1992).

2.5.2 Método do Valor Presente Líquido

O método do valor presente (VPL) é uma técnica de análise de projetos que envolve trazer todos os fluxos de caixa do investimento para a data atual, utilizando uma taxa de desconto conhecida Taxa Mínima de Atratividade (TMA) da empresa ou projeto. Em seguida, esses fluxos de caixa são somados ao valor do investimento inicial. O VPL é calculado por meio do valor presente de uma série de fluxos de caixa, com base em uma taxa de custo de oportunidade, sendo obtido subtraindo o investimento inicial (MIRANDA, 2022).

Para o cálculo do VPL, utiliza-se da equação 2.2:

$$VPL = -FCo + \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+i)^t} \quad \text{Equação 2.2}$$

Na equação, FCo é o investimento inicial do projeto e i a taxa de juros desejada pode-se definir igual a TMA. Já o FCt refere-se às receitas líquidas presentes do sistema.

Pode-se interpretar os resultados obtidos no cálculo do VPL. Em caso positivo, significa que o valor presente das entradas de caixa descontadas pela TMA é maior do que o valor presente das saídas de caixa também descontadas pela mesma taxa. Nesse cenário, a aprovação

do projeto indica um ganho financeiro, pois o retorno esperado supera o custo de oportunidade dos recursos investidos. Por outro lado, quando o VPL é negativo, indica que o valor presente das entradas descontadas pela TMA é menor do que o valor presente das saídas descontadas pela mesma taxa. Nesse caso, a aprovação do projeto resultaria em uma perda financeira, pois o retorno esperado é inferior ao custo de oportunidade. Já no caso de um valor nulo, o investimento torna-se indiferente, do ponto de vista financeiro, segundo CARVALHO (2014).

2.5.3 Taxa Mínima de Atratividade

A TMA (Taxa Mínima de Atratividade) é uma taxa de desconto utilizada na análise financeira para determinar o valor presente dos fluxos de caixa futuros de um projeto de investimento. Ela representa a taxa de retorno mínima exigida pelos investidores para compensar o risco e o custo de oportunidade associados ao investimento. A TMA é usada como uma medida para avaliar a viabilidade econômica de um projeto, comparando os retornos esperados com a taxa mínima de atratividade estabelecida (CARVALHO, 2014).

Para ASSAF NETO (1992), na seleção de investimentos, a taxa de atratividade econômica é definida como a taxa de retorno exigida pelos investidores para considerar um projeto viável. Em métodos de fluxo de caixa descontado, a taxa de atratividade é utilizada como parâmetro de avaliação. No método do valor presente líquido, se o valor presente das entradas de caixa menos o das saídas de caixa for positivo, indica-se a aceitação do investimento, caso contrário, é rejeitado. No método da taxa interna de retorno, a taxa de atratividade é comparada com o retorno calculado, sendo aceito o investimento se o retorno for igual ou superior à taxa de desconto utilizada.

2.5.4 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma medida importante. Essa taxa representa o desconto que iguala o valor presente de todos os fluxos de caixa de um investimento ao investimento inicial (ALVES, 2019).

A análise da Taxa Interna de Retorno (TIR) é comparada com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), para tomar decisões de investimento, como destacado por VIANA et al. (2012). Um investimento é considerado atrativo quando a TIR é igual ou maior que a TMA. Por outro lado, se a TIR for menor que a TMA, o investimento não é viável, financeiramente. Essa comparação auxilia na avaliação da viabilidade econômica do investimento.

2.5.5 Tempo de Retorno do Capital

O período de *payback*, amplamente utilizado na prática, refere-se ao tempo necessário para recuperar o valor do investimento por meio dos fluxos de caixa líquidos adicionais gerados pelo investimento, conforme mencionado por ASSAF NETO (2014).

Para MIRANDA (2022), o *payback* simples rompe com as regras da Matemática Financeira e da Engenharia Econômica, por não levar em consideração os devidos juros durante o período de análise. Logo, é proposto o método de *payback* composto. O cálculo do *payback* simples de um projeto envolve a soma dos fluxos de caixa recebidos em cada período até que essa soma seja igual ao valor do investimento inicial

O *payback* composto é uma abordagem que busca superar as limitações do *payback* simples, incorporando o conceito de fluxo de caixa descontado. Nesse método, os fluxos de caixa são atualizados por uma taxa de desconto, que considera o valor do dinheiro ao longo do tempo. Ao invés de simplesmente somar os fluxos de caixa, como no *payback* simples, os fluxos de caixa são trazidos, no *payback* composto, para o momento inicial, por intermédio da aplicação da taxa de desconto. O resultado líquido descontado é, então, comparado ao valor do investimento. Dessa forma, o *payback* composto leva em conta a valorização temporal do dinheiro e fornece uma análise mais precisa da viabilidade do projeto ou investimento, como argue ASSAF NETO (2014).

2.5.6 Custo Nivelado de Energia - LCOE

O custo nivelado da energia é uma medida que representa o custo de geração por megawatt-hora, levando em conta os custos de construção e operação de uma usina durante todo o seu ciclo de vida. Conforme GRIGOLETTO (2022), esse indicador é, comumente, utilizado para comparar diferentes tecnologias de geração.

O custo nivelado da energia (LCOE, na sigla em inglês) pode ser calculado utilizando a equação 2.3, conforme proposto por VERÍSSIMO (2022):

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t * (1+i)^t}{(1+j)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t * (1+d)^t}{(1+j)^t}} \quad \text{Equação 2.3}$$

Na equação 2.3, a letra t representa o período considerado, T o tempo máximo de vida

útil do empreendimento, C_t custo do empreendimento no período considerado, i inflação considerada, E_t energia gerada pelo empreendimento no período considerado, d representa a degradação do sistema fotovoltaico e j é a taxa de desconto, onde pode ser utilizado a TMA.

A equação 2.3 pode ser simplificada segundo SHIMURA (2016), onde a expressão é dada pela equação 2.4:

$$LCOE = \frac{Capex + PvOpex}{PvPe} \quad \text{Equação 2.4}$$

LCOE significa custo final da energia fornecida pela usina, *Levelized Cost of Energy* dado em R\$/kWh. *Capital Expenditure* (CAPEX) é o capital investido em equipamentos e implementação, enquanto PvOpex refere-se ao valor presente dos custos totais de operação da usina ao longo de sua vida útil. Pv(Pe) é, por fim, a energia total produzida pela usina ao longo de sua vida útil.

Para calcular o custo nivelado da energia (LCOE), é necessário considerar o capital investido (CAPEX), que é baseado em um valor de referência por Watt-pico (Wp) instalado, variando de acordo com o país ou região. O custo para *Operational Expenditure* (OPEX) é estimado entre 0,8% e 1,2% do capital investido por ano. Esses valores devem ser obtidos por meio de consultas a especialistas do setor, levando em consideração os custos específicos da região. A energia total produzida (PE) é calculada multiplicando-se a potência instalada pelo tempo de vida útil da usina e pelo fator de capacidade, que é influenciado pela disponibilidade do recurso solar na área de implantação da usina, de acordo com SHIMURA (2016).

3 METODOLOGIA

Com o objetivo de criar uma ferramenta abrangente responsável por avaliar a viabilidade da migração do consumidor do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), bem como a implementação de sistemas fotovoltaicos como Autoprodutores de Energia (APE), foi desenvolvida a metodologia apresentada na Figura 3.1. Essa ferramenta será aplicada para o consumidor, permitindo a análise das opções disponíveis e a determinação da alternativa mais vantajosa do ponto de vista financeiro:

Figura 3.1 – Metodologia para análise de implantação de uma usina APE, no ACL



Fonte: Autor

Para realizar essa análise, é fundamental, inicialmente, investigar a viabilidade da migração para o ACL. O método de *Break-Even Point* é comumente utilizado para este fim, visando identificar o valor máximo a ser pago (em R\$/MWh) pela energia no ACL. Esse valor específico indica o ponto em que o consumidor não obterá nenhuma economia em relação ao mercado cativo. Em geral, comercializadoras de energia podem oferecer uma economia variando de 10% a 40% para consumidores cativos. Segundo dados da Abraceel (2019, p. 9), “desde 2003 o mercado livre proporcionou uma média de economia de 29% em comparação com o mercado cativo”. Portanto, considera-se viável a migração quando a economia ultrapassa os 10%.

Continuando com a metodologia apresentada na Figura 3.1, é necessário analisar o consumo horário do consumidor. Isto é crucial para determinar a viabilidade da implantação da geração de energia, prevendo o consumo que não será atendido pela usina. Essa previsão visa evitar a exposição negativa do consumidor ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), uma vez que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) opera com um balanço energético em base horária. Portanto, é fundamental estimar o consumo médio diário nessa base horária.

Posteriormente, a análise envolve a comparação entre a curva de geração de energia e a curva de consumo médio diário. Dado que os recursos solares são explorados apenas em determinados momentos do dia, o consumidor precisará estabelecer contratos complementares para cobrir a demanda fora desses horários. Para isso, programas como o PVSOL[®] são utilizados para calcular a geração diária na base horária, permitindo verificar a média de geração anual diária. A curva de consumo médio diário também desempenha um papel importante, limitando a potência em kW que pode ser instalada.

Finalmente, a análise financeira é conduzida utilizando ferramentas como a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL), o *payback* simples e o *payback* composto. Essas métricas são vinculadas a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) escolhida pelo usuário da ferramenta de análise. Ao término da análise, são apresentados os valores obtidos para cada situação de energia selecionada pelo usuário, sendo elas convencional, incentivada 50% e incentivada 100%.

Essa abordagem metodológica abrangente permite que os consumidores tomem decisões informadas sobre a migração para o mercado livre de energia e a implementação de sistemas de autoprodução, considerando tanto os aspectos financeiros quanto os operacionais.

3.1 CONSUMIDOR

O consumidor em foco nesta análise é a Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná (UNIOESTE). A análise será aplicada à unidade consumidora de número 19452012, pertencente à Companhia Paranaense de Energia (COPEL[®]). Essa unidade é o local do Hospital Universitário do Oeste do Paraná, situado na Rua Universitária, 2069 - Jardim Universitário, Cascavel.

No Hospital Universitário do Oeste do Paraná (HUOP), as atividades abrangem atendimento ambulatorial e hospitalar em diversas especialidades médicas, como clínica geral, pediatria, ginecologia, obstetrícia, cirurgia, entre outras. Por ser um hospital universitário, desempenha um papel fundamental na formação prática de estudantes de medicina e de outras áreas da saúde, contribuindo para a qualificação profissional e o aprimoramento acadêmico. Nesse contexto hospitalar, observa-se um funcionamento ininterrupto de 24 horas, o que indica um consumo de energia considerável. Esse aspecto motivou a escolha dessa unidade para a análise de migração e implantação de uma usina de geração fotovoltaica.

É essencial obter informações detalhadas sobre a unidade, tarefa que será realizada mediante a análise da fatura de energia do Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Nessa

fatura, encontram-se informações cruciais, como a demanda contratada nos períodos de ponta e fora de ponta, bem como o consumo nos mesmos períodos. Apesar de os dados mensais estarem visíveis ao longo da fatura, os históricos desses dados estão disponíveis no final dela.

Para uma avaliação detalhada do consumidor, é possível utilizar a plataforma AVA, oferecida pela COPEL[®]. Essa plataforma proporciona acesso aos históricos de consumo e demanda dos últimos dois anos, além dos gráficos de demanda diária, com base em intervalos de 15 minutos. Vale ressaltar que é por meio dessa plataforma que o consumidor elabora sua carta de denúncia, solicitando a migração para o mercado livre.

Para realizar as análises energéticas necessárias, a fim de verificar a viabilidade de migração e a possibilidade de implementação de um sistema de geração fotovoltaica, utilizam-se os dados fornecidos pela plataforma AVA.

3.2 VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO

Para examinar a viabilidade de migração, utiliza-se o método do *break-even*, que consiste em verificar o valor em que deve ser comprado ou vendido um determinado produto, para que os ganhos sejam iguais a zero. A equação 3.1 apresenta o parâmetro onde acontece esse nivelamento de custos, para assim conseguir definir um valor máximo a ser pago pela energia no mercado livre sendo ela convencional, incentivada 50% ou 100%.

$$PTE_{ACL} + PTUSD_{ACL} = PTE_{ACR} + PTUSD_{ACR} \quad \text{Equação 3.1}$$

Onde PTE_{ACL} representa o preço pago pela energia estando no ACL, já $PTUSD_{ACL}$ o valor pago de encargos para o acessar a rede e financiar manutenção, expansão e operação. Por sua vez, PTE_{ACR} e $PTUSD_{ACR}$ representa os mesmos valores, porém ligados ao ACR. A equação 3.2 isola-se a PTE_{ACL} e, dessa maneira, temos como definir o valor mínimo a ser pago para que o consumidor migre sem prejuízos.

$$PTE_{ACL} = PTE_{ACR} + PTUSD_{ACR} - PTUSD_{ACL} \quad \text{Equação 3.2}$$

Para verificar e calcular o *break-even*, faz-se necessário estimar os valores de TE e TUSD no ACR e TUSD no ACL. Demonstra-se na equação 3.3 como calcular o preço da TUSD no ACR, em que se utiliza do consumo ponta e fora de ponta, demanda contratada ponta e fora

ponta e seus respectivos valores.

$$TUSD_{ACR[VERDE]} = (D_{FP} * T_{FP}) + (C_P * T_{EP}) + (C_{FP} * T_{EFP}) \quad \text{Equação 3.3}$$

Por conta das diferentes modalidades tarifárias verde e azul, ao se analisar um consumidor participante da tarifa horosazonal azul, algumas alterações são necessárias, onde se adiciona o custo da demanda no horário de ponta.

$$TUSD_{ACR[AZUL]} = (D_P * T_P) + (D_{FP} * T_{FP}) + (C_P * T_{EP}) + (C_{FP} * T_{EFP}) \quad \text{Equação 3.4}$$

As equações relacionam as grandezas medidas com os seus respectivos custos, onde D_{FP} representa os valores de demanda fora ponta e ponta contratados expressos kW, C_P e C_{FP} , representa a parcela de consumo médio ou medido no mês expresso em kWh e por fim os valores T_P , T_{FP} , T_{EP} e T_{EFP} que são expressos em R\$/kW e R\$/kWh. A fim de finalizar o cálculo da fatura de um consumidor ACR, calcula-se a TE através da equação 3.5:

$$TE = (C_P * T_{CP}) + (C_{FP} * T_{CFP}) \quad \text{Equação 3.5}$$

Nessa equação, a soma dos produtos é representada por C_P e C_{FP} expressos em kWh, com seus respectivos valores T_{CP} e T_{CFP} expressos em R\$/kWh, que resultam no preço a ser pago em R\$ pela energia consumida no período de consumo. Com esses dois custos levantados para o cliente ACR, basta acrescentar os valores percentuais do ICMS, PIS e CONFIS, para os valores de TUSD e TE, encontrando assim o valor de PTE_{ACR} e $PTUSD_{ACR}$.

Para concluir e possibilitar o cálculo do *break-even point*, faz-se necessário dimensionar os custos da TUSD, quando o consumidor estiver no ACL, por meio da equação 3.6, onde se assemelha com as equações anteriores. Por se tratar do mesmo encargo, pode-se chegar aos valores finais em R\$. Porém, é necessário considerar os descontos fornecidos na TUSD pela escolha do tipo de fonte de energia, seja ela convencional ou incentivada.

$$TUSD_{ACL[VERDE]} = (1 - V_{Desc}) * [(D_{FP} * T_{FP}) + (T_{EP} - T_{EFP}) * (C_P * T_{EP})] + (C_{FP} * T_{EFP}) \quad \text{Equação 3.6}$$

No ACL, também existem modalidades tarifárias verde e azul. Portanto, também se faz

necessário calcular a TUSD, para os consumidores adeptos a modalidade azul através da equação 3.7.

$$TUSD_{ACL[AZUL]} = (1 - V_{Desc}) * [(D_{FP} * T_{FP}) + (D_P * T_P)] + (C_P * T_{EP}) + (C_{FP} * T_{EFP}) \quad \text{Equação 3.7}$$

Os valores das variáveis são iguais aos apresentados nas equações 3.3 e 3.4, acrescentando apenas a variável V_{Desc} , que representa o valor de desconto da TUSD expresso em percentagem, sendo vinculado ao tipo de fonte de energia comercializada, conforme explanado anteriormente.

$$PTUSD_{ACL} = [TUSD_{ACL} * (1 + ICMS + PIS/CONFIS)] + V_{CCEE} \quad \text{Equação 3.8}$$

Utiliza-se a equação 3.8 para verificar o preço da TUSD estando no ACL, em que os valores de ICMS, PIS e CONFIS devem ser utilizados em percentual, o valor $TUSD_{ACL}$ utiliza-se o valor encontrado através da equação 3.6 ou 3.7 e, por último, o V_{CCEE} , que abrange os valores de contribuição representativa na CCEE, Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e Energia de Reserva (EER). Para SCAVONE (2019), os valores de representação da CCEE variam de acordo com negociação, embora se possa considerar R\$ 500,00 mensais. Já os encargos ESS e ERS, para o autor, são na base de 15 R\$/MWh. Portanto, o V_{CCEE} é calculado através da equação 3.9, onde C_T representa o consumo total do consumidor no mês em MWh, obtido ao somar C_P e C_{FP} e dividir por mil. V_{RCCEE} é o valor mensal de representação da CCEE e $V_{ESS/ERS}$ representa o valor dos encargos ESS e ERS, conforme mencionados anteriormente.

$$V_{CCEE} = (C_T * V_{ESS/ERS}) + V_{RCCEE} \quad \text{Equação 3.9}$$

Por fim, pode-se calcular o valor de *break-even*, como exposto anteriormente. Porém, faz-se necessário separar o valor de P_{TEACL} em V_{TEBE} e C_T , acrescentando os valores de ICMS, PIS e CONFIS. Isolando V_{TEBE} , que será o *break-even point*, expresso em R\$/MWh, tem-se o produto do consumo total e o percentual de ICMS, PIS e CONFIS.

$$V_{TEBE} = \frac{PTE_{ACR} + PTUSD_{ACR} - PTUSD_{ACL}}{[C_T * (1 + ICMS + PIS + CONFIS)]} \quad \text{Equação 3.10}$$

Portanto, ao separar os valores de P_{TEACL} , substitui-se na equação 3.2, onde se obtém a equação 3.10, possibilitando pôr fim à definição do valor de *break-even point*. Para finalizar a análise de migração, necessita-se verificar os preços de comercialização da energia, sendo ela convencional ou incentivada, e, com isso, verificar qual será a porcentagem de economia após a migração através da equação 3.11:

$$Economia = \left[1 - \left(\frac{C_{TACR}}{C_{TACL}} \right) \right] \quad \text{Equação 3.11}$$

Ao concluir toda a análise, a migração é indicada quando o valor obtido é maior do que 10%. Logo, o consumidor precisa verificar por qual valor precisa comprar, para atingir essa marca. Caso aplique o valor obtido no *break-even point* na parcela TE do ACL, o resultado será zero, evidenciando, assim, o conceito de nenhuma vantagem ou desvantagem no ponto específico.

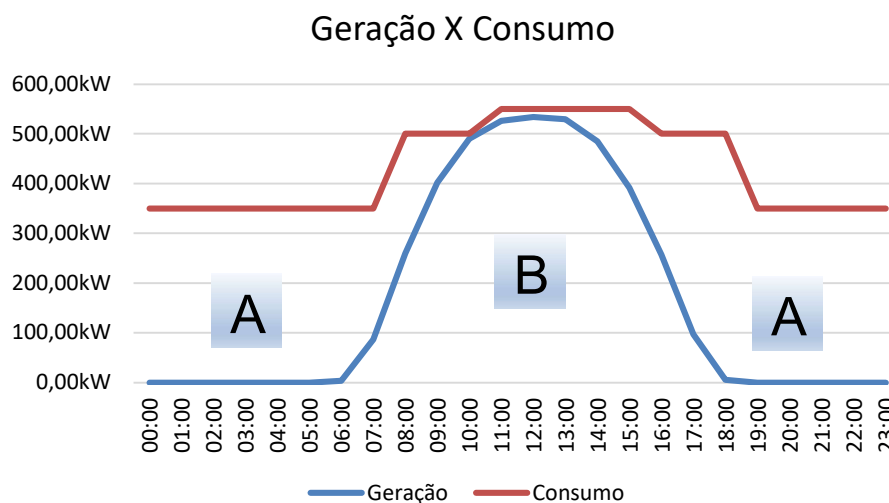
3.3 MODELO PROPOSTO PARA O SISTEMA FOTOVOLTAICO

Quando se trata do dimensionamento de um sistema fotovoltaico, normalmente, associa-se à geração distribuída. No entanto, quando se lida com um consumidor livre, a regulamentação ainda o classifica dentro da categoria de geração distribuída, especialmente no que se refere às potências enquadradas nessa modalidade. No caso de um consumidor livre, é necessário que ele se torne um Autoprodutor de Energia (APE), conforme mencionado anteriormente.

É importante destacar que essa modalidade de Autoprodutor de Energia (APE) permite apenas injeções de energia eventuais e momentâneas na rede, em contraste com o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde os geradores participam do mecanismo de compensação de energia. Portanto, ao dimensionar um sistema fotovoltaico para um consumidor livre na modalidade APE, é necessário concentrar-se no consumo instantâneo, sem considerar a injeção na rede da distribuidora como parte do processo.

A Figura 3.2 apresenta a proposta de implementação de geração para um consumidor livre, utilizando apenas o consumo instantâneo da geração. Nesse modelo, o consumidor deve estabelecer contratos complementares de compra de energia para as regiões A. Para a região B, a comercialização será realizada apenas para a energia que estiver em falta.

Figura 3.2 - Gráfico do modelo proposto



Fonte: Autor

Portanto, é essencial examinar o consumo diário médio na base horária ao analisar a geração fotovoltaica para um consumidor do ACL. Isto visa dimensionar um sistema de acordo com a demanda máxima atingida durante os intervalos horários de geração fotovoltaica em um dia. Ao verificar o valor da demanda diária, é possível indicar a potência ativa em kW do sistema de geração. Vale destacar a importância de definir uma curva de consumo médio diário ao haver geração, para avaliar o montante de energia a ser comercializado em cada horário.

No modelo proposto, a curva de demanda do consumidor é usada para verificar a potência máxima do sistema. Não é necessário dimensionar o sistema com base no consumo total. Portanto, com o valor em kW da usina, pode-se determinar a potência em kWp da usina, usando a Equação 3.12, onde isola-se o P_{FV} da equação 2.1:

$$P_{FV} = \frac{P_{INV}}{FDI} \quad \text{Equação 3.12}$$

Neste exemplo, o valor obtido por meio da curva de demanda é utilizado para P_{INV} e o valor de FDI é selecionado com base no *datasheet* do inversor ou na decisão do projetista, visando uma maior geração, independentemente das perdas de geração devido a um fator muito baixo. Por fim, pode-se determinar o P_{FV} , que será a potência em kWp da usina.

Com os dados coletados, é utilizado o software PV*SOL[®] para dimensionar a geração anual em MWh. O software também fornece as curvas diárias de geração na base horária para comparar com a curva média diária de demanda de consumo.

3.4 RETORNO FINANCEIRO

Com o intuito de avaliar a viabilidade financeira de um investimento na geração própria como Autoprodutor de Energia (APE), utilizando sistemas fotovoltaicos, é essencial empregar ferramentas e indicadores específicos. Após concluir o dimensionamento do sistema fotovoltaico e obter o valor a ser pago pela energia no mercado livre, é fundamental utilizar uma abordagem de fluxo de caixa simples e presente, conforme ratificado nos tópicos do capítulo 2.5 e representado de maneira gráfica na figura 2.8.

Para o cenário em análise, considerando uma usina fotovoltaica com o modelo proposto, o fluxo de caixa inicia-se com valor negativo, correspondente ao investimento total. Anualmente, são adicionados ao fluxo os valores associados à geração vinculados ao preço pago no Ambiente de Contratação Livre (ACL), somados aos valores da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que o consumidor deixará de pagar devido a sua geração própria no local.

Com base nos dados levantados e em uma taxa mínima de atratividade alinhada aos interesses do consumidor, calcula-se o Valor Presente Líquido (VPL), por meio da equação 2.2. Esse indicador resulta em um valor positivo ou negativo, o qual, como já mencionado anteriormente, indica o excedente ou *déficit* de lucro do investidor em relação à TMA definida. Além do VPL, complementa-se a análise com a Taxa Interna de Retorno (TIR), a qual proporciona um valor que permite avaliar o lucro gerado pelo investimento em relação à TMA, quando este é superior à taxa estabelecida.

Por fim, são empregadas as ferramentas do *Payback* Simples e Composto, que se baseiam essencialmente na representação gráfica dos fluxos de caixa, com o objetivo de indicar o momento em que o valor investido será recuperado. Adicionalmente, realiza-se o cálculo do LCOE (*Levelized Cost of Electricity*), que representa o custo por MWh gerado. Dessa forma, é apresentada uma análise financeira completa, composta por diversos indicadores-chave e elementos.

3.5 DESENVOLVIMENTO DA PLANILHA

Visando produtividade e maior abrangência das análises, foi desenvolvida uma planilha no *software Microsoft® Office*. O objetivo dessa planilha é analisar e apresentar a viabilidade de migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) para um consumidor específico, quando os dados relevantes são inseridos. Paralelamente, foi criada uma base de dados contendo as

tarifações da concessionária COPEL[®], obtidas a partir das informações disponibilizadas em seu *site*. Para facilitar a interação, foram deixados espaços em branco na planilha, permitindo que o usuário insira os valores nessas células:

Tabela 3.1 - Dados necessários para análise de migração

Grupo tarifário		Preço	
Modalidade		TE	TUSD
Consumo médio		#N/D	#N/D
Consumo médio		#N/D	#N/D
Demanda FP		#N/D	
Demanda P		#N/D	
Iluminação			
ICMS			
PIS/COFIS			

Fonte: Autor

A Tabela 3.1 demonstra como ficará a planilha em branco. Os dados de TE, TUSD, Demanda FP e Demanda P são buscados automaticamente no banco de dados assim que o usuário insere os dados relacionados a Grupo tarifário e Modalidade tarifária. A tabela 3.2 demonstra como fica ao inseri-los:

Tabela 3.2 – Exemplo de preenchimento automático

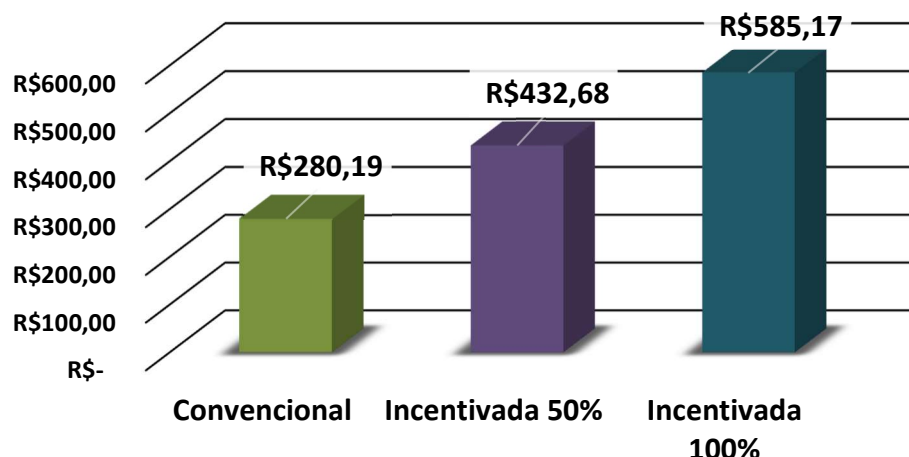
Grupo tarifário	A3	Preço	
Modalidade	AZUL	TE	TUSD
Consumo médio		0,2858	0,06786
Consumo médio		0,44942	0,06786
Demanda FP		11,33	
Demanda P		17,46	
Iluminação			
ICMS			
PIS/COFIS			

Fonte: Autor

Ao lado das células Grupo tarifário e Modalidade tarifária foram criadas janelas selecionáveis contendo A1, A2, A3, A3a, A4 e AS para o grupo tarifário e para modalidade tarifária as caixas selecionáveis, contendo VERDE e AZUL. Para as combinações A1, A2 ou A3 com a modalidade verde, adicionou-se uma formatação condicional, que deixa as células vermelhas e informa que não existe essa combinação. Já para as demais combinações, a tabela apresenta os valores respectivos a cada parcela tarifária.

Ao terminar de preencher os dados de consumo médio ponta e fora ponta, demanda ponta e fora ponta, iluminação pública, ICMS, PIS e CONFIS, a planilha gera um gráfico, demonstrando os valores de *break-even point* para cada tipo de energia comercializada. A figura 3.3 apresenta o gráfico de um consumidor hipotético:

Figura 3.3 – Gráfico do ponto de equilíbrio hipotético



Fonte: Autor

Os cálculos efetuados foram feitos seguindo a metodologia apresentada anteriormente, utilizando de algumas funções de escolha para trocar as fórmulas aplicadas para quando o usuário trocar a modalidade tarifária. Também se desenvolveu uma tabela complementar, onde o usuário insere os valores a serem pagos no ACL em que a mesma julga a viabilidade de migração. A tabela 3 demonstra a aplicação da equação 3.10, segundo a qual valores menores do que 10% serão contraindicados à migração e valores maiores indicados.

Tabela 3.3

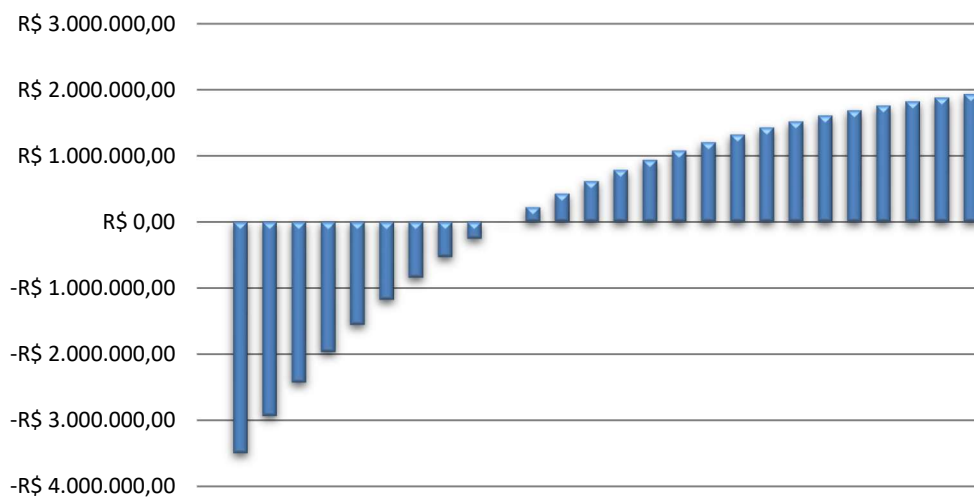
Modalidade	Preço no ACL	ECONOMIA	RECOMENDAÇÃO
Convencional	220 R\$/MWh	8,73%	Não migração
Incentivada 50%	363 R\$/MWh	10,11%	Migração
Incentivada 100%	400 R\$/MWh	26,86%	Migração

Fonte: Autor

Após toda essa verificação, a planilha tem a segunda parte onde o usuário pode dimensionar uma usina fotovoltaica, conforme comentado anteriormente, e verificar o *payback* simples e composto, VPL, TIR e LCOE, apenas inserindo os dados de geração anual,

investimento inicial, TMA desejada e, caso julgue necessário, aumento do preço da energia em porcentagem por ano. Com todos os dados inseridos e qual tipo de energia será comercializada nos horários não supridos pelo sistema, a planilha gera o gráfico de *payback*. A figura 3.4 demonstra o gráfico gerado para um consumidor hipotético:

Figura 3.4 – Gráfico de *payback* para um cliente hipotético



Fonte: Autor

A planilha também conta com uma aba complementar, onde pode se visualizar os valores numéricos referentes ao *payback*, ainda ao completar a inserção de dados a tabela fornece os valores encontrados do VPL, TIR e LCOE.

4 RESULTADOS E DISCUÇÕES

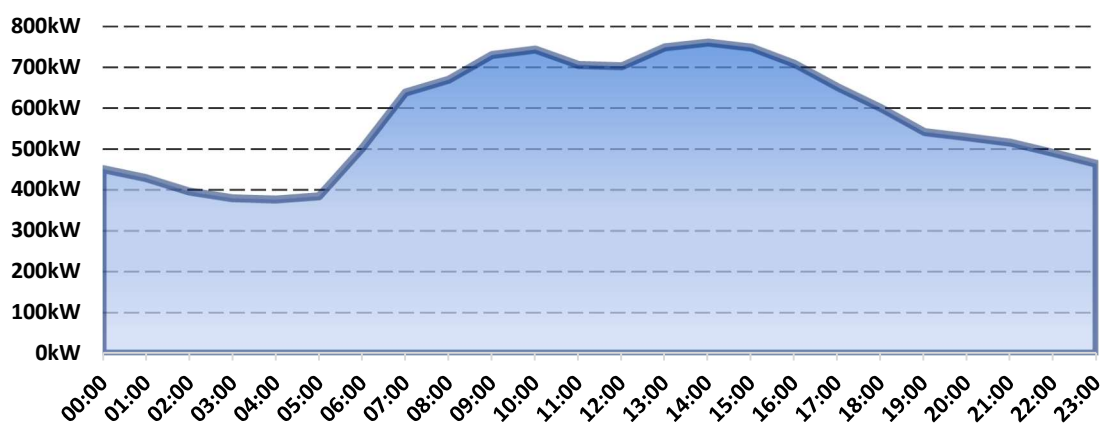
Visando efetuar a análise de migração e posterior implantação de um sistema de geração solar fotovoltaica, torna-se necessário levantar alguns dados, conforme explanado anteriormente. Esses dados serão aplicados na metodologia proposta para a análise do consumidor em questão, que neste trabalho trata-se do Hospital Universitário do Oeste do Paraná (HUOP). Vale ressaltar que a análise será focada exclusivamente no Hospital. Não obstante, o método pode ser reaplicado para outros consumidores com características semelhantes.

4.1 CONSUMIDOR

O histórico de consumo da unidade consumidora em análise está presente no **APÊNDICE A**. Nesse histórico, foi encontrado um consumo médio mensal de energia ponta nos últimos dois anos de 32.367 kWh e fora de ponta de 352.298 kWh. Ao analisar o histórico, nota-se um consumo com tendências lineares, possibilitando assim maior previsibilidade no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Utilizando a plataforma AVA, foram verificadas as demandas diárias, a partir das quais foi elaborada a curva de carga diária média. Os dados estão resumidos graficamente na figura 4.1 e apresentados detalhadamente no **APÊNDICE B**.

Figura 4.1 – Demanda diária média



Fonte: Autor

Ao analisar a demanda média diária, percebe-se um pico de 760 kW às duas horas da

tarde. Porém, sua demanda contratada é de 1030 kW e raras são as vezes em que o consumidor atinge esse ponto. Além disso, ao examinar os dados do **APÊNDICE A**, é possível observar a tendência de uma demanda linear ao longo do tempo.

4.2 MIGRAÇÃO PARA O ACL

Para verificar a viabilidade de migração, primeiramente, são calculadas as estimativas de custo no ACR, conforme proposto anteriormente. Ao aplicar as equações 3.3 e 3.5, com os valores médios levantados e a demanda contratada, obteve-se os resultados de R\$ 95.667,10 para a TUSD e R\$ 115.837,07 para a TE. Aplicando os valores de PIS e CONFIS, obteve-se um valor de R\$ 11.273,17. O consumidor é isento de ICMS, não se aplicando, portanto, a este caso. Prevê-se, então, o valor final médio mensal de fatura no ACR de R\$ 222.843,63. Esse valor encontrado assemelha-se aos custos presentes nas faturas do consumidor.

Ao estimar os valores de TUSD no ACL, utilizou-se a equação 3.6, pois o consumidor é atendido pela modalidade horosazonal verde. Foram obtidos os valores apresentados no quadro 4.1, livres de impostos e encargos:

Quadro 4.1 – Valores das TUSD's no ACL

Fontes	TUSD ACL (R\$)
Convencional	98.299,86
Incentivada 50%	66.511,17
Incentivada 100%	34.722,49

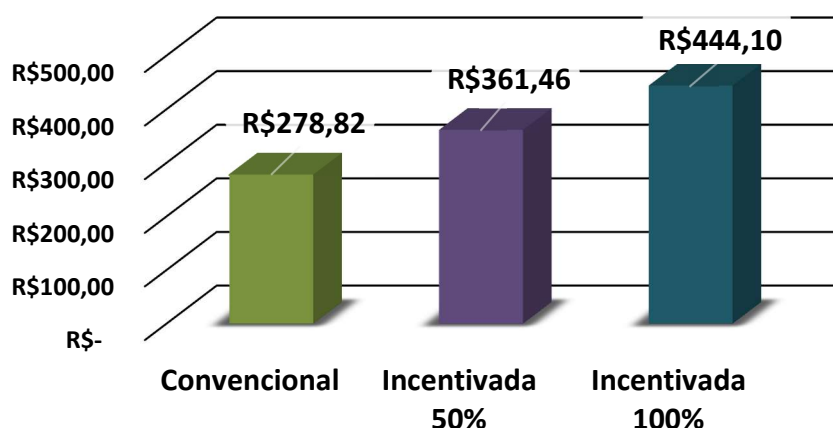
Fonte: Autor

Ao calcular os encargos por meio da equação 3.9, considerando os valores de ESS, EER e VRCCEE, conforme descritos na metodologia, e inserir o resultado na equação 3.8, considerando os impostos PIS e CONFIS, obteve-se os valores de R\$ 109.875,51, R\$ 76.392,49 e R\$ 42.909,46 para suas respectivas fontes, sendo convencional, incentivada 50% e incentivada 100%.

Com esses resultados, pode-se visualizar que, ao comprar energias incentivadas, os custos com os encargos TUSD podem ser reduzidos consideravelmente. Cabe ao consumidor escolher a que melhor se enquadra em sua estratégia. Os resultados podem ser utilizados para dar continuidade à análise, onde pode-se aplicar a equação 3.10. Os resultados da sua aplicação em cada caso, comprando energia convencional, incentivada 50% e incentivada 100%, estão apresentados graficamente na figura 4.2, permitindo visualizar os valores de break-even point,

ou seja, os valores nos quais o hospital compra energia sem economia e sem despesas adicionais.

Figura 4.2 – Gráfico do ponto de equilíbrio



Fonte: Autor

Pode-se verificar que as energias incentivadas terão maiores valores de ponto de equilíbrio, pois o desconto fornecido na TUSD está elevando o ponto de equilíbrio. Todavia, sabe-se que as energias incentivadas tendem a ser mais caras em relação às convencionais. Por fim, resta utilizar a equação 3.11, a fim de verificar quais valores trarão uma economia de 10% e 30% para cada fonte de energia. O quadro 4.2 traz os valores em R\$/MWh, que deverão ser comercializados a fim de obter essa economia em percentual, comumente praticados no ACL:

Quadro 4.2 – Valores a serem comercializados pra 10% e 30% de economia.

FONTE	R\$/MWh PARA 10%	R\$/MWh PARA 30%
Convencional	223,80	113,80
Incentivada 50%	306,45	196,48
Incentivada 100%	389,09	279,10

Fonte: Autor

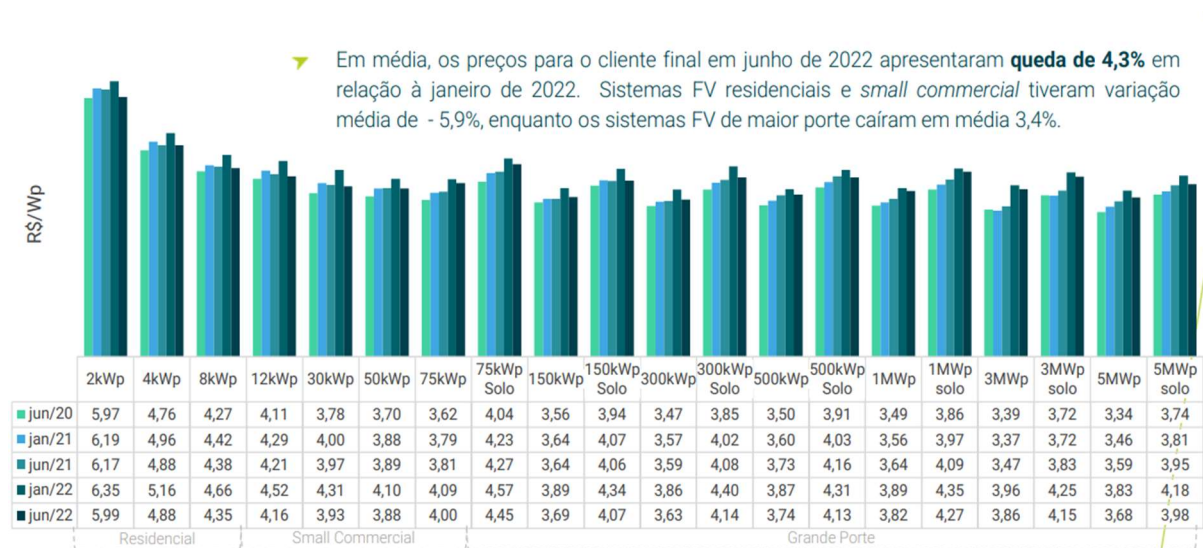
Ao verificar os valores que devem ser praticados para obter o desconto desejado, pode-se analisar o retorno financeiro do sistema de geração de energia. Vale ressaltar que o consumidor permanecerá necessitando efetuar compra de energia para os horários em que a geração não abater parte do consumo.

4.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

A fim de dimensionar o sistema de geração, verifica-se o ponto de máxima demanda média diária, apresentado no gráfico da figura 4.1, onde verifica-se 700kW de potência. Portanto, a fim de dimensionar um sistema respeitando esse limite de injeção de um APE, faz-se necessário um sistema de geração de 700kW. Para esse sistema, será utilizado um fator de dimensionamento de 0,7 em que, aplicando-o na equação 3.12, obtém-se um valor de 1MWp, que será considerado para a simulação de geração.

A fim de levantar os custos para uma usina com essas características, foi solicitado um orçamento em uma empresa da região e o valor proposto para implantar uma usina em estrutura solo fixa, orientação norte com zênite de 23°, com essas características o orçamento final para implantação foi de R\$ 3.310.365,96 no kit fotovoltaico mais R\$ 500.000,00 para as estruturas solo. Para comparar o preço proposto, utilizou-se o estudo da pesquisadora GREENER (2022), onde a mesma fornece os valores de CAPEX médios para consumidores finais praticados em 2022. A figura 4.3 apresenta o gráfico de preços de sistemas fotovoltaicos:

Figura 4.3 - Preços de sistemas FV



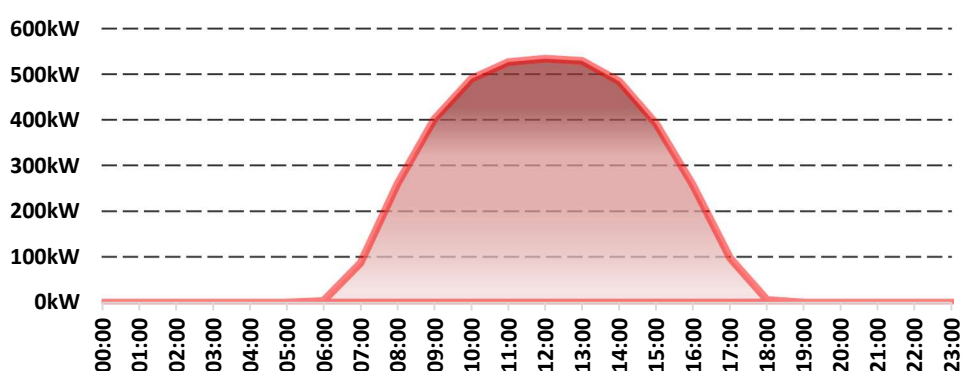
Fonte: GEENER (2022)

No estudo percebe-se o valor de R\$/Wp 4,27 para o sistema descrito acima, totalizando, assim, R\$ 4.270.000,00, em que se verifica um valor acima do cotado. Portanto, a fim de efetuar uma análise mais otimista, utilizar-se-á do orçamento citado anteriormente. O orçamento proposto está contando com 1820 módulos DHM-72X10-550W e 7 inversores da marca Solis

modelo Solis-100K-5G. Ao verificar o *datasheet* desse modelo de inversor, percebe-se um FDI de 0,66 ligeiramente menor que o FDI proposto.

Ao dimensionar o sistema no *software* PVSOL[®], obteve-se uma geração anual de 1.478,2 MWh. Porém, fez-se necessário verificar a média de injeção diária na base horária, a fim de seguir o modelo proposto na figura 3.2. Portanto, efetuou-se uma simulação na base horaria e a média para cada hora do dia. Os resultados estão apresentados graficamente na figura 4.4:

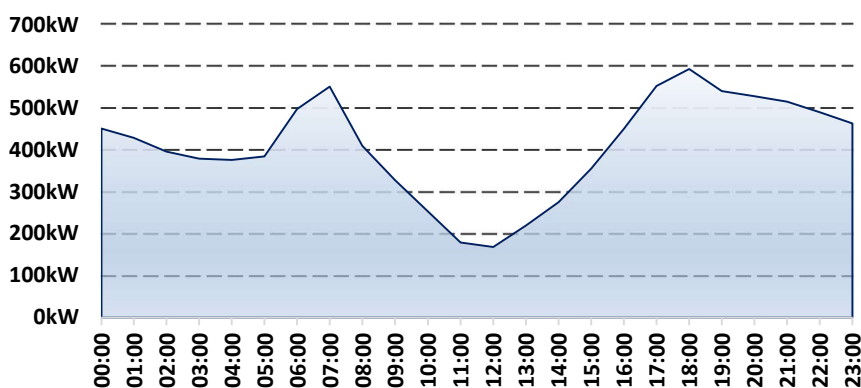
Figura 4.4 - Geração diária média



Fonte: Autor

A fim de verificar o comportamento da demanda do consumidor, a figura 4.5 apresenta a demanda quando instalado o sistema solar. Para isso utilizaram-se os dados do **APÊNDICE B** subtraídos dos resultados de geração.

Figura 4.5 – Demanda diária com o sistema fotovoltaico



Fonte: Autor

Com os dados de geração e as curvas de demandas cruzadas pode-se seguir para as

análises financeiras.

4.4 ANÁLISE FINANCEIRA

Com o objetivo de explorar várias opções de investimento no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e na geração própria, foi desenvolvida uma planilha para simular diferentes cenários, variando apenas os dados.

Considerando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 14%, um aumento no preço da energia de 5% ao ano, OPEX de 0,8% do investimento e a redução do preço na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) devido ao consumo instantâneo, foram calculados os indicadores financeiros. Integram a lista Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* Composto, *Payback* Simples e o Custo *Levelized of Electricity* (LCOE).

Os resultados financeiros da implementação de uma usina fotovoltaica para cada caso, considerando a compra de energia convencional a um preço que gere economia de 10% e 30%, assim como a compra de energia incentivada em 50% e 100%, estão apresentados nos **APÊNDICES C, D, E, F, G e H**. Observa-se que o tempo para o *payback* e o VPL variam de acordo com o preço pago pela energia.

O melhor valor encontrado para o VPL foi no caso apresentado no **APÊNDICE E**, totalizando R\$ 2.968.901,47. Nesse cenário, o consumidor estaria adquirindo sua energia por R\$ 389,09. Levando em consideração o LCOE calculado da usina, que foi de R\$ 350,57/MWh, pode-se inferir que o custo de produção da energia é inferior ao preço pago. Portanto, o *payback* torna-se mais atrativo nesse caso, pois também considera toda a economia gerada por conta do valor da TUSD, que não será contabilizado, pois conta com o consumo instantâneo de energia.

Observa-se que, para os casos dos **APÊNDICES F e G**, os resultados não são favoráveis, uma vez que o consumidor teria um custo de produção elevado, chegando a ser três vezes maior que o preço pago pela energia no caso F. Para o caso G, a diferença é de, aproximadamente, duas vezes. Considerando que um projeto que ofereça uma TIR superior à TMA é viável, apenas o caso F não atende a esse critério, enquanto os demais apresentam viabilidade financeira.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo apresenta o processo de migração para o ACL. Avaliou-se, por meio dele, a viabilidade financeira da implantação de uma usina fotovoltaica para um consumidor do mercado livre que atua como autoprodutor de energia. A partir de 2024, todos os consumidores atendidos em alta tensão poderão migrar para o ACL. Portanto, é de suma importância analisar as opções viáveis de geração fotovoltaica para esses consumidores.

Os objetivos de enquadrar o consumidor como autoprodutor foram cumpridos. Com a análise efetuada, foram previstas as opções disponíveis, optando-se por uma usina na modalidade *in situ*, onde o consumidor aproveita o consumo instantâneo de sua energia. Foi estimada a geração cabível para esse consumidor, bem como a potência máxima que pode ser instalada sem gerar perdas. Os custos de implantação e operação da usina foram levantados com base nos estudos do mercado fotovoltaico, bem como a solicitação de orçamento para uma empresa terceira. Por fim, foram efetuadas as análises financeiras de VPL, TIR e os tempos de retorno do investimento.

Dentro da análise realizada, verificou-se a possibilidade de obtenção de lucro sem a necessidade da compra de energia através de contratos. Para alguns casos, a produção de energia de uma usina *in situ* torna-se lucrativa, utilizando uma TMA de 14%. Portanto, diante desses resultados, nota-se que existem opções lucrativas para a autoprodução de energia. Constata-se um mercado pouco explorado a quantidade de consumidores, que é o da minigeração distribuída como autoprodução de energia, onde tem sua potência limite de 3 MW.

Foi possível verificar que o principal fator a ser analisado para a migração é o ponto de equilíbrio, em que, por meio dele, foi possível verificar a lucratividade da migração, analisando o preço a ser pago no ou nos contratos. Também se notou que o retorno do capital investido, VPL e TIR de investimentos na autoprodução de energia estão diretamente ligados ao preço pago na energia, pois, se for possível gerar a energia que teria de ser comprada por um maior valor que o do LCOE da usina, a viabilidade financeira será positiva, sem considerar os descontos aplicados na TUSD e os valores reduzidos por conta do autoconsumo local. No caso de maior retorno analisado, verificou-se que se pode conseguir um VPL de R\$ 2.968.901,47, bem como uma TIR de 23,07%, portanto, um retorno 9% maior do que o esperado. No entanto, ao se verificar o pior retorno, nota-se uma perda de capital, com o prejuízo de R\$ 1.121.769,29 e um déficit de 4,37% em relação à TMA.

Espera-se que este estudo contribua para o mercado de energia solar fotovoltaica e

conscientize os grandes consumidores de que a autoprodução de energia pode ser viável, ajudando, assim, na constituição de um futuro melhor, descentralizando as gerações e reduzindo as perdas geradas na transmissão.

Considerando que o mercado só tende a crescer e o consumo energético por consequência também, propõe-se como melhoria uma análise de viabilidade financeira de implantação de usinas acima de 3 MW, que precisam de outorga da ANEEL ou até de outras fontes renováveis, como por exemplo, energia eólica.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL. **Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica**. 29 de maio de 2019. Disponível em < <https://abraceel.com.br/biblioteca/2019/05/cartilha-mercado-livre-de-energia-eletrica/> >. Acessado em 28 abril de 2023.

ALVES, Luciano dos Santos. **Taxa interna de retorno: uma demonstração matemática e sua aplicação em matemática financeira via interpolação Polinomial**. Guarabira 2019. Disponível em < <https://repositorio.ifpb.edu.br/handle/177683/932> > Acessado em 18 de maio de 2023.

ANEEL. **PRODIST MÓDULO 3 - CONEXÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Disponível em < www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist#:~:text=O%20Prodist%20é%20composto%20pelos%20seguintes%20módulos%3A%20Módulo,Conexão%20ao%20Sistema%20de%20Distribuição%20de%20Energia%20Elétrica > Acessado em 08 de junho de 2023.

_____. **PRODIST MÓDULO 4 – PROCEDIMENTOS OPERATIVOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**. Disponível em < www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist#:~:text=O%20Prodist%20é%20composto%20pelos%20seguintes%20módulos%3A%20Módulo,Conexão%20ao%20Sistema%20de%20Distribuição%20de%20Energia%20Elétrica > Acessado em 08 de junho de 2023.

_____. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021**. Disponível em < <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf> >. Acessado em 23 abril de 2023.
ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças corporativas e valor**. 7ª edição. São Paulo: Atlas, 2014.
ASSAF NETO, Alexandre. **Os métodos quantitativos de análise de investimentos**. Caderno de estudos, p. 01-16, 1992. Disponível em < <https://www.scielo.br/j/cest/a/mVqm4JCd8YFKs8JHcGBvX9L/?lang=pt> > Acessado em 18 maio 2023.

BRASIL. **Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996**. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Disponível em < www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2003.htm > Acessado em 05 de junho de 2023.

_____. **Decreto Nº 5.163. de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em < www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm > Acessado em 05 de junho de 2023.

_____. **Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007**. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI; reduz para 24 (vinte e quatro) meses o prazo mínimo para utilização dos créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para

o Financiamento da Seguridade Social - COFINS decorrentes da aquisição de edificações; amplia o prazo para pagamento de impostos e contribuições; altera a Medida Provisória nº 2.158-35, de 24 de agosto de 2001, e as Leis nºs 9.779, de 19 de janeiro de 1999, 8.212, de 24 de julho de 1991, 10.666, de 8 de maio de 2003, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 10.426, de 24 de abril de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.892, de 13 de julho de 2004, 9.074, de 7 de julho de 1995, e dá outras providências 1. Disponível em < www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/111488.htm. > Acesso em 05 de junho de 2023.

_____. **Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993.** Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em < www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8631.htm > Acesso em 05 de junho de 2023.

_____. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.** Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em < www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm > Acessado em 05 de junho de 2023.

_____. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em < www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427cons.htm. > Acessado em 05 de junho de 2023.

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 876, DE 10 DE MARÇO DE 2020.** Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização para exploração e à alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas e outras fontes alternativas e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Disponível em < www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-n-876-de-10-de-marco-de-2020-247799577#:~:text=resolu%C3%A7%C3%A3o%20normativa%20n%C2%82%20876%2C%20de%2010%20de%20mar%C3%A7o,implanta%C3%A7%C3%A3o%20de%20centrais%20geradoras%20com%20capacidade%20instalada%20reduzida. > Acessado em 05 de junho de 2023.

CARVALHO, Emilson Alano de. **Análise de investimentos.** 2022. Palhoça, 201. Disponível em < <https://repositorio.animaeducacao.com.br/bitstream/ANIMA/21945/1/fulltext.pdf> > Acessado em 17 maio 2023.

CCEE. **Alocação de Geração Própria.** 2023. Disponível em < www.ccee.org.br >. Acessado em 18 maio de 2023.

_____. **Contratos.** 2023. Disponível em < www.ccee.org.br >. Acessado em maio de 2023.

_____. **Mercado Livre de Energia Ganhou 655 Novos Agentes Consumidores em 2022, Aponta CCEE.** 14 de set. de 2022. Disponível em < <https://cmuenergia.com.br/mercado-livre-registra-655-novos-consumidores-em-2022-aponta->

aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). São Paulo. 2006. Disponível em < www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29112006-153307/en.php > Acessado em 21 maio de 2023.

MARRARA, Cristiane Peixoto de Oliveira. **ASPECTOS RELEVANTES DOS CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CELEBRADOS NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**, São Paulo, 2019. Disponível em < <https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/28509/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20mestrado%20CristianeMarrara18.11.pdf?sequence=9&isAllowed=y> > acessado em 17 maio 2023.

Ministério de Minas e Energia. **PORTARIA No 465, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2019.** Disponível em < www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-465-2019.pdf/view >. Acessado em 26 abril de 2023.

MIRANDA, Joseane Borges de. **Engenharia Econômica.** 2022. Disponível em < <https://repositorio.animaeducacao.com.br/bitstream/ANIMA/21959/1/fulltext.pdf> > Acessado em 25 maio de 2023.

ONS. **Resultados da operação Boletins da Operação.** Disponível em < www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-solar.aspx > Acessado em 2 de junho de 2023.

PANORAMA. **O que é Autoprodução de Energia?** 2020. Disponível em < panorama.comerc.com.br/o-que-e-autoproducao-de-energia > Acessado em 05 de junho de 2023.

PIMENTEL, Lucas. **Estudo Estratégico Grandes Usinas Solares 2021**, 2021. Disponível em < www.greener.com.br >. Acessado em 30 maio de 2023.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Cresesb, Rio de Janeiro, 2014.

SCAVONE, Francisco Escudero. **Comercialização de Energia Elétrica da ANDE no Mercado Livre do Brasil**, Curitiba 2019. Disponível em < https://repositorio.isaebrasil.com.br/wp-content/uploads/2019/11/MBASE_1.17_Francisco-Escudero-Scavone > Acessado em 04 de outubro de 2023.

SHIMURA, Sergio et al. **Estimativa do custo de geração de usinas fotovoltaicas usando confiabilidade.** In: Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2016. p. 1-8. Disponível em < <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1414> > Acessado em 15 maio de 2023.

SUNEASY. **Como funciona o sistema conectado a rede?.** 2023. Disponível em <

www.suneasy.com.br > Acessado em 05 de junho de 2023.

TIGRE, Antonio Abinevaldo dos santos. **Introdução à Energia Solar**. São Paulo. 2020

Disponível em <

d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/67218292/Documento_Monografia_TCC_Energia_Solar_Antonio_A._S._Tigre_Adaptado_e_Revisado-libre.pdf?1620274640=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DIntroducao_a_Energia_Solar_Heliotermica.pdf&Expires=1685392677&Signature=IewjiqCr82OridF2FvSY7OoGiMkxHFQJIDSj6mvJGBjky2k0P0OCpxbTVt8VrzeDksKgl7tR-Rr2Tt3BuOUSjhHE0xd5sq3RX7Nd750CtzJ4r9c56qN925ALdpo76akQx2kWa-DBCX0J887NEwCnLhQB~hWMCrnBMresD4O4XFQ8yDMqqW-yibSLspRU7zYbDmzebb25FcN1A8TgPYc5RjU5psqsSOvDK89ThypZbx3ICl86oW~jKIPEAUFP2tmLzDQqlKXqW7UTn4INiShp5DqaL~xmv3ryjsIYrMq-MmeVVtGkzPjeaJAeJITj~4nR74cpnlHjsu3~BxYMx8Q__&Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA > Acessado em 15 maio de 2023.

TOGAWA, Victor. **Mercado Livre de Energia**. 2018. Disponível em <

togawaengenharia.com.br/blog/mercado-livre-energia/ > Acessado em, 05 de junho de 2023

VERÍSSIMO, Pedro Henrique Alves et al. **Métrica de avaliação técnica de usinas solares fotovoltaicas considerando o fator de ocupação de área**. Florianópolis. 2022. Disponível em < <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/241708> > Acessado em 25 maio de 2023.

_____, Pedro Henrique Alves. **AVALIAÇÃO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA COMPARANDO DIFERENTES TOPOLOGIAS DE SISTEMAS DE FIXAÇÃO UTILIZANDO DUAS DIFERENTES TECNOLOGIAS FV**. Florianópolis, 2017. Disponível em < <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/181245/348638.pdf?sequence=1&isAllowed=y> > Acessado em 20 maio 2023.

VIANA, Augusto Nelson Carvalho et al. **Eficiência Energética: Fundamentos e Aplicações**. Campinas, São Paulo, 2012.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. Editora Érica, São Paulo, 2012.

APÊNDICE A – HISTÓRICO DE CONSUMO.

Mês de referencia	Consumo kWh	
	Ponta	Fora Ponta
set/23	34.474	337.995
ago/23	29.991	326.040
jul/23	27.703	296.431
jun/23	32.570	334.380
mai/23	28.434	355.202
abr/23	39.227	396.672
mar/23	31.142	339.891
fev/23	37.983	401.762
jan/23	39.180	407.060
dez/22	30.728	339.439
nov/22	29.891	347.405
out/22	28.976	306.482
set/22	31.020	318.059
ago/22	28.537	309.280
jul/22	28.150	310.943
jun/22	30.628	323.793
mai/22	27.835	323.125
abr/22	35.241	379.601
mar/22	35.207	375.674
fev/22	35.834	408.589
jan/22	38.720	413.804
dez/21	33.549	396.740
nov/21	29.426	354.496
out/21	33.792	370.259
Consumo médio	32.367	352.298

Fonte: Autor

APÊNDICE B – DADOS DE DEMANDA MÉDIA DIÁRIA.

Mês ref.	kW												
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Media
00:00	530,82	513,00	514,08	484,38	365,58	370,98	400,14	393,66	414,72	467,10	451,44	508,68	451,22
01:00	503,28	473,04	497,88	473,58	345,60	328,86	369,36	385,56	384,48	483,30	402,30	506,52	429,48
02:00	461,70	440,10	453,60	435,24	331,02	294,84	365,58	355,32	340,74	445,50	359,64	468,72	396,00
03:00	449,28	415,80	440,64	424,44	308,88	275,40	335,34	352,62	329,94	432,00	347,22	442,26	379,49
04:00	448,74	418,50	432,00	404,46	318,06	285,12	325,62	336,42	355,86	404,46	349,38	440,10	376,56
05:00	463,32	446,58	457,92	422,82	327,24	291,60	331,02	327,24	361,80	385,56	343,44	456,84	384,62
06:00	603,72	571,86	603,18	601,56	489,78	322,38	386,10	572,94	365,04	485,46	366,66	651,24	501,66
07:00	713,88	685,26	651,24	665,82	472,50	585,90	666,36	588,06	662,04	617,76	646,92	701,46	638,10
08:00	771,12	770,58	706,86	704,70	505,44	666,36	531,90	654,48	613,44	691,74	637,20	779,76	669,47
09:00	861,30	856,98	758,70	849,96	582,66	548,64	626,94	632,34	694,98	756,54	692,28	895,86	729,77
10:00	847,26	888,84	850,50	844,02	616,68	571,32	630,18	634,50	623,70	737,64	640,98	1029,24	742,91
11:00	837,00	785,70	870,48	803,52	563,22	569,16	549,18	615,60	581,04	795,42	687,96	802,98	705,11
12:00	852,66	811,62	856,98	824,58	593,46	509,76	508,68	626,94	582,66	742,50	683,64	832,68	702,18
13:00	924,48	881,28	861,30	885,06	693,36	555,12	596,70	611,28	621,54	767,88	761,40	820,26	748,31
14:00	926,64	869,40	924,48	893,16	670,68	604,80	603,72	640,98	597,78	807,30	746,28	834,84	760,01
15:00	910,98	962,82	842,40	836,46	633,96	563,22	621,54	598,32	592,92	820,80	757,62	826,74	747,32
16:00	870,48	906,12	804,06	727,92	608,04	601,56	532,98	584,82	541,08	777,06	752,76	788,40	707,94
17:00	793,26	823,50	690,12	663,66	561,60	507,60	557,82	534,60	547,02	723,60	652,86	746,28	650,16
18:00	711,72	707,40	599,94	580,50	530,28	447,12	498,96	463,32	556,20	637,20	573,48	890,46	599,72
19:00	642,06	626,40	548,10	567,54	531,90	462,24	467,64	460,62	470,34	615,60	531,36	571,86	541,31
20:00	639,90	636,12	554,58	548,10	488,70	427,68	469,26	449,82	444,96	577,80	554,58	550,80	528,53
21:00	603,72	619,38	538,38	515,16	444,96	396,36	476,82	445,50	470,88	599,94	523,26	552,96	515,61
22:00	611,82	593,46	522,72	482,22	417,42	395,28	466,02	419,04	416,88	564,30	500,04	495,18	490,37
23:00	574,02	552,42	496,26	489,24	399,60	390,42	397,44	386,64	391,50	513,54	463,32	511,92	463,86

Fonte: Autor

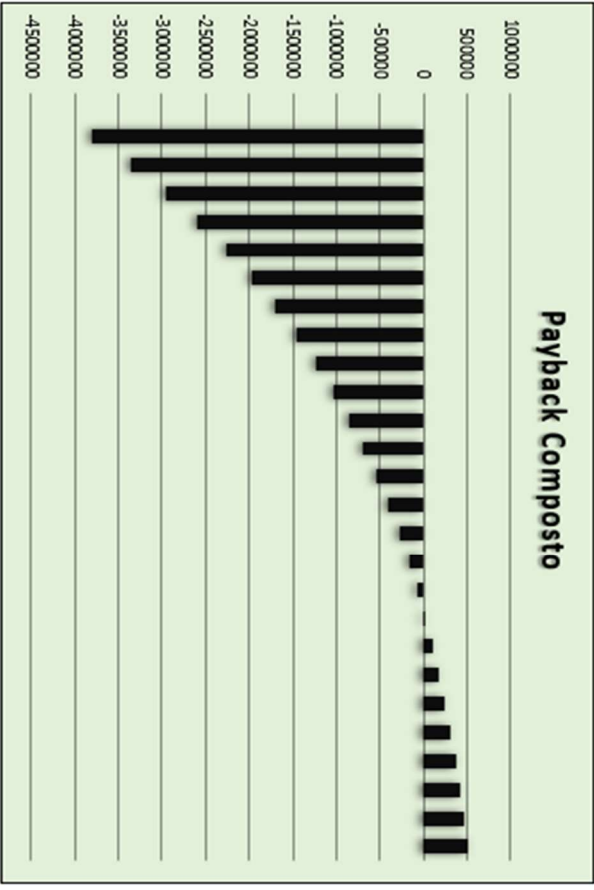
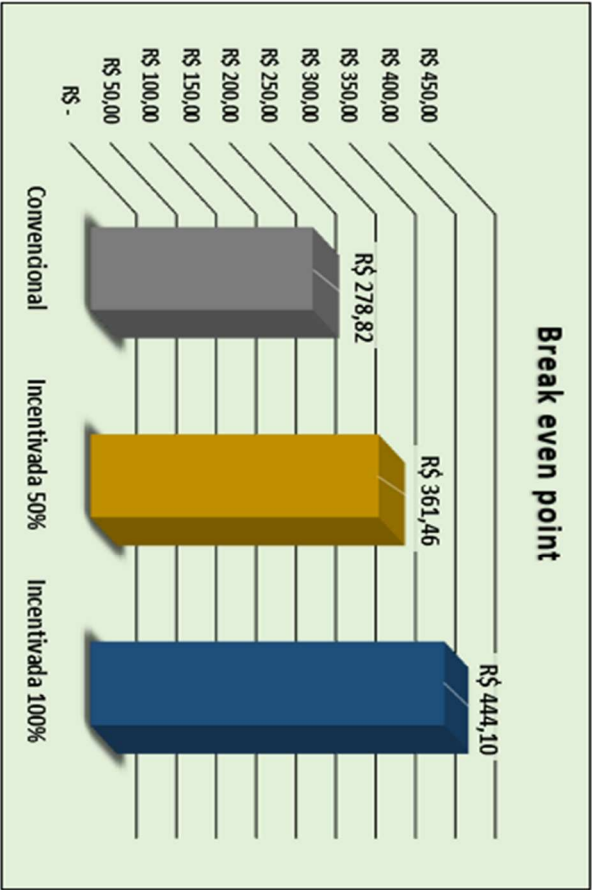
APÊNDICE C – ANÁLISE DA USINA COMPRANDO ENERGIA CONVENCIONAL, ECONOMIA DE 10%.

Grupo tarifário	A4	Preço	
Modalidade tarifária	VERDE	TE	TUSD
Consumo médio FP	352298,00	0,28737	0,09856
Consumo médio P	32367,00	0,45099	1,16819
Demanda FP	1030	22,46	
Demanda P	1030	22,46	
Iluminação publica	66,29		
ICMS	0,00%		
PIS/COFIS	5,33%		

Fonte	R\$/MWh	ECONOMIA	RECOMENDAÇÃO
Convencional	223,80	10,00%	Migração
Incentivada 50%	306,45	10,00%	Migração
Incentivada 100%	389,09	10,00%	Migração

Avaliação de geração solar como Autoprodutor

Investimento	R\$	3.810.365,96
Manutenção anual	R\$	30.482,93
Geração anual	1.478 MWh	
Juros (TMA)	14%	
VP	R\$ 512.775,31	
TIR	15,80%	
Tarifa no ACL	Convencional	
Aumento de Tarifa	5%	
Payback composto	16 Anos	8 Meses
Payback simples	6 Anos	25 Meses
LCOE	350,57 R\$/MWh	



Fonte: Autor

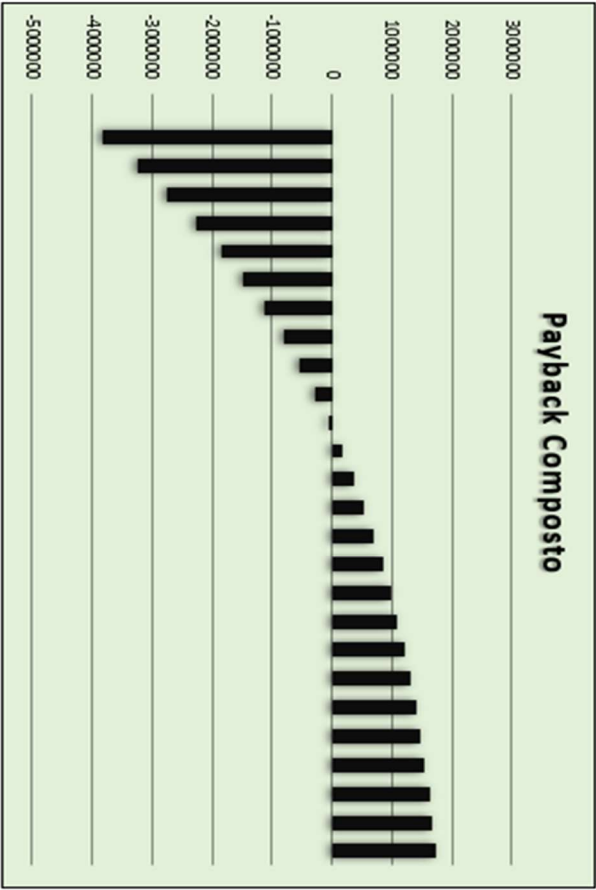
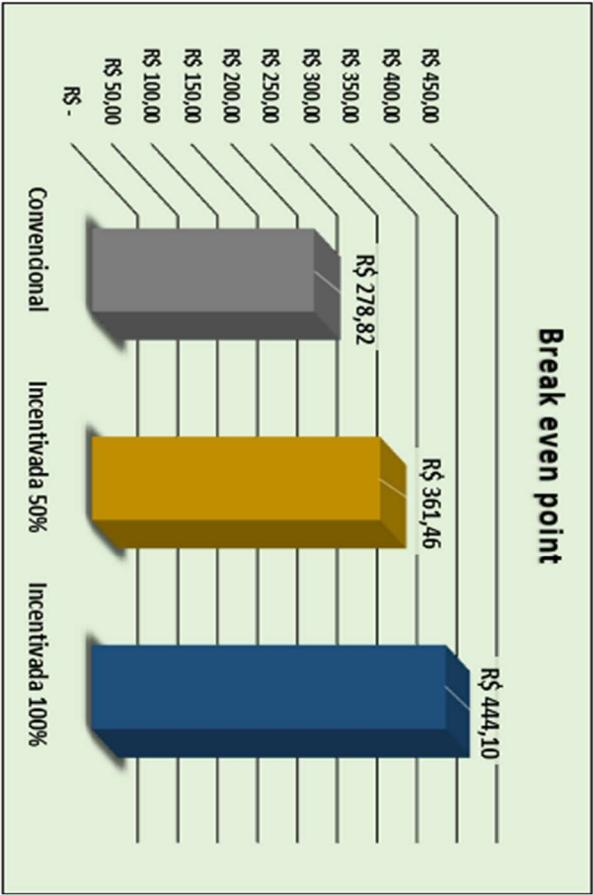
APÊNDICE D – ANÁLISE DA USINA COMPRANDO ENERGIA INCENTIVADA 50%, ECONOMIA DE 10%.

Grupo tarifário	A4	Preço	
Modalidade tarifária	VERDE	TE	TUSD
Consumo médio FP	352298,00	0,28737	0,09856
Consumo médio P	32367,00	0,45099	1,16819
Demanda FP	1030		22,46
Demanda P	1030		22,46
Iluminação publica		66,29	
ICMS		0,00%	
PIS/COFIS		5,33%	

Fonte	R\$/MWh	ECONOMIA	RECOMENDAÇÃO
Convencional	223,80	10,00%	Migração
Incentivada 50%	306,45	10,00%	Migração
Incentivada 100%	389,09	10,00%	Migração

Avaliação de geração solar como Autoprodutor

Investimento	R\$	3.810.365,96
Manutenção anual	R\$	30.482,93
Geração anual		1.478 MWh
Juros (TMA)		14%
VPPL		R\$ 1.740.912,69
TIR		19,86%
Tarifa no ACL		Incentivada 50%
Aumento de Tarifa		5%
Payback composto	10 Anos	2 Meses
Payback simples	5 Anos	13 Meses
LCOE		350,57 R\$/MWh

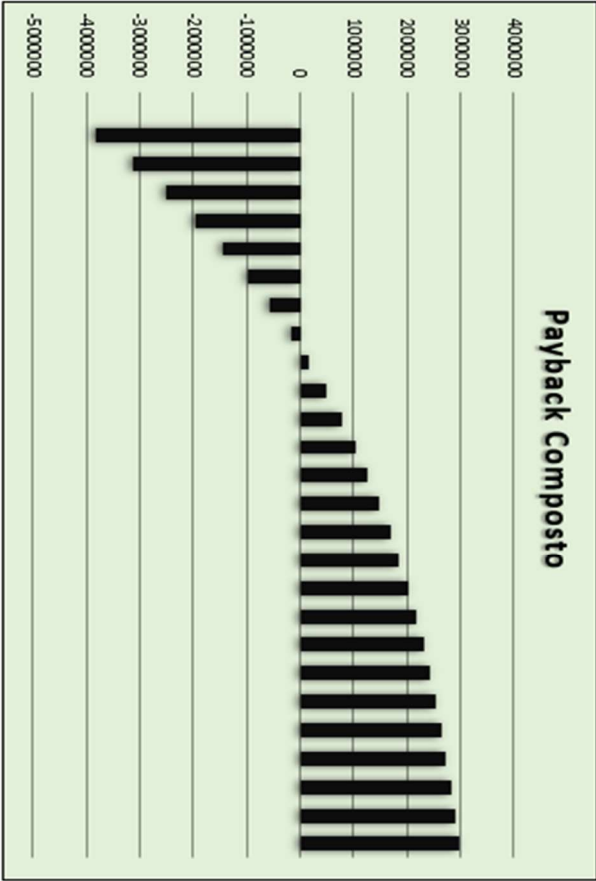
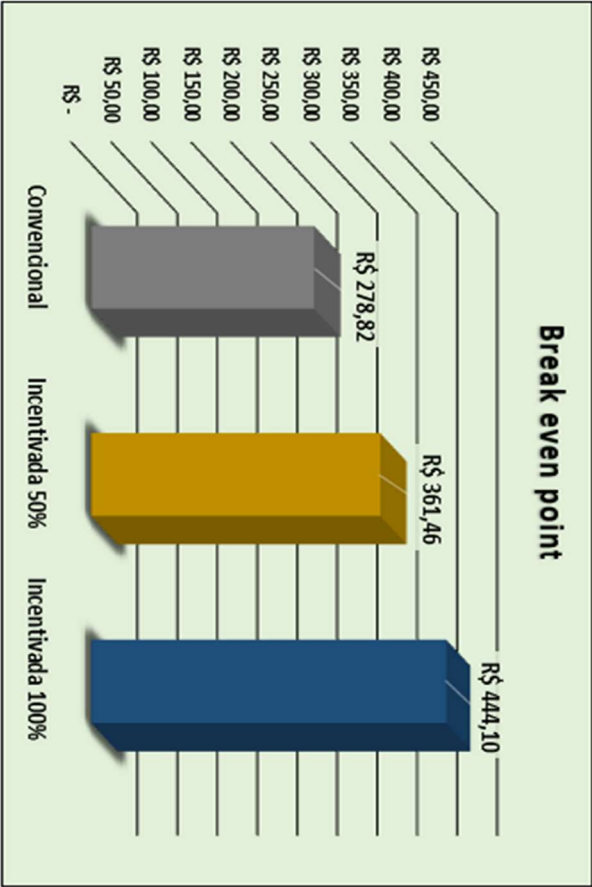


APÊNDICE E – ANÁLISE DA USINA COMPRANDO ENERGIA INCENTIVADA 100%, ECONOMIA DE 10%.

Grupo tarifário	A4	Preço	
Modalidade tarifária	VERDE	TE	TUSD
Consumo médio FP	352298,00	0,28737	0,09856
Consumo médio P	32367,00	0,45099	1,16819
Demanda FP	1030	22,46	
Demanda P	1030	22,46	
Iluminação publica	66,29		
ICMS	0,00%		
PIS/COFIS	5,33%		

Fonte	R\$/MWh	ECONOMIA	RECOMENDAÇÃO
Convencional	223,80	10,00%	Migração
Incentivada 50%	306,45	10,00%	Migração
Incentivada 100%	389,09	10,00%	Migração

Avaliação de geração solar como Autoprodutor			
Investimento	R\$	3.810.365,96	
Manutenção anual	R\$	30.482,93	
Geração anual	1.478 MWh		
Juros (TMA)	14%		
VPL	R\$ 2.968.901,47		
TIR	23,70%		
Tarifa no ACL	Incentivada 100%		
Aumento de Tarifa	5%		
Payback composto	7 Anos	6 Meses	
Payback simples	4 Anos	13 Meses	
LCOE	350,57 R\$/MWh		



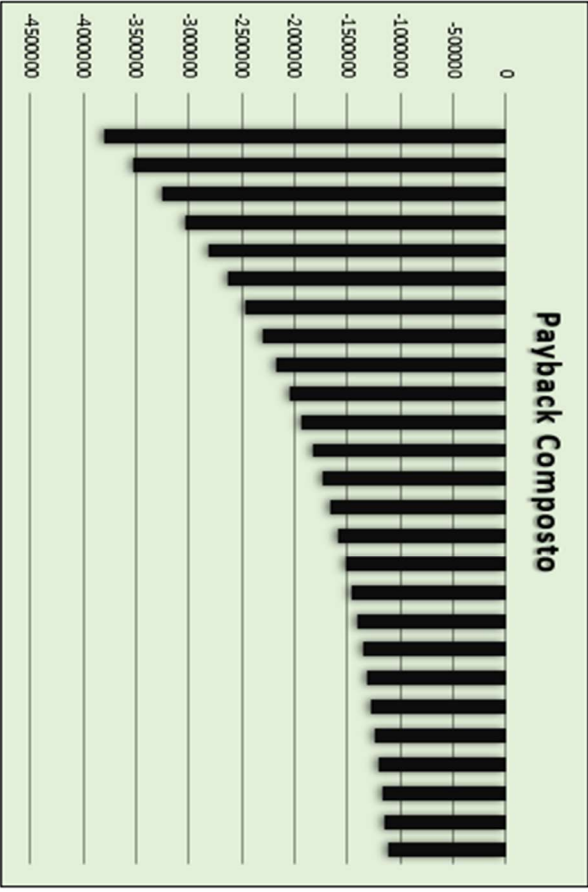
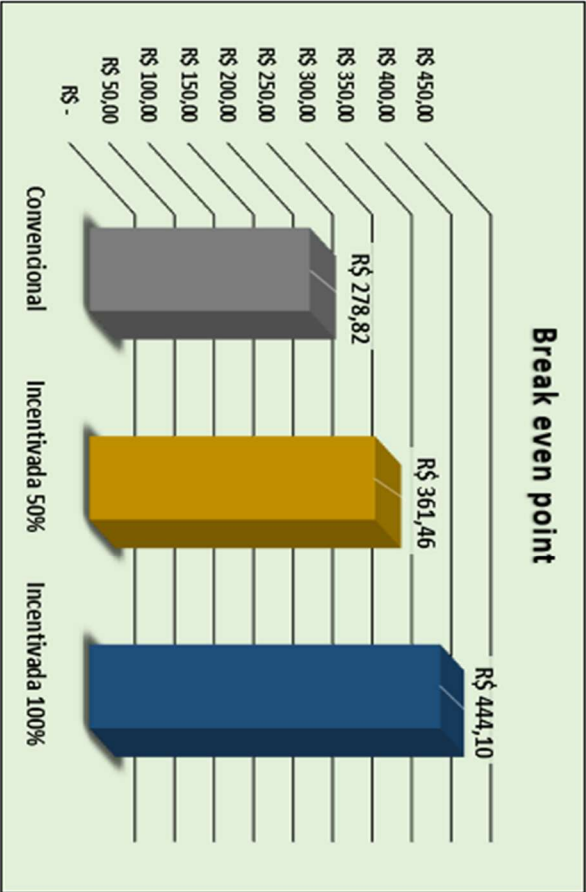
APÊNDICE F – ANÁLISE DA USINA COMPRANDO ENERGIA CONVENCIONAL, ECONOMIA DE 30%

Grupo tarifário	A4	Preço	
Modalidade tarifária	VERDE	TE	TUSD
Consumo médio FP	352298,00	0,28737	0,09856
Consumo médio P	32367,00	0,45099	1,16819
Demanda FP	1030	22,46	
Demanda P	1030	22,46	
Iluminação publica		66,29	
ICMS		0,00%	
PIS/COFIS		5,33%	

Fonte	R\$/MWh	ECONOMIA	RECOMENDAÇÃO
Convencional	113,80	30,00%	Migração
Incentivada 50%	196,48	30,00%	Migração
Incentivada 100%	279,10	30,00%	Migração

Avaliação de geração solar como Autoprodutor

Investimento	R\$	3.810.365,96
Manutenção anual	R\$	30.482,93
Geração anual		1.478 MWh
Juros (TMA)		14%
VPL		-R\$ 1.121.769,29
TIR		9,63%
Tarifa no ACL		Convencional
Aumento de Tarifa		5%
Payback composto	25 Anos	#REF!
Payback simples	10 Anos	13 Meses
LCOE		350,57 R\$/MWh



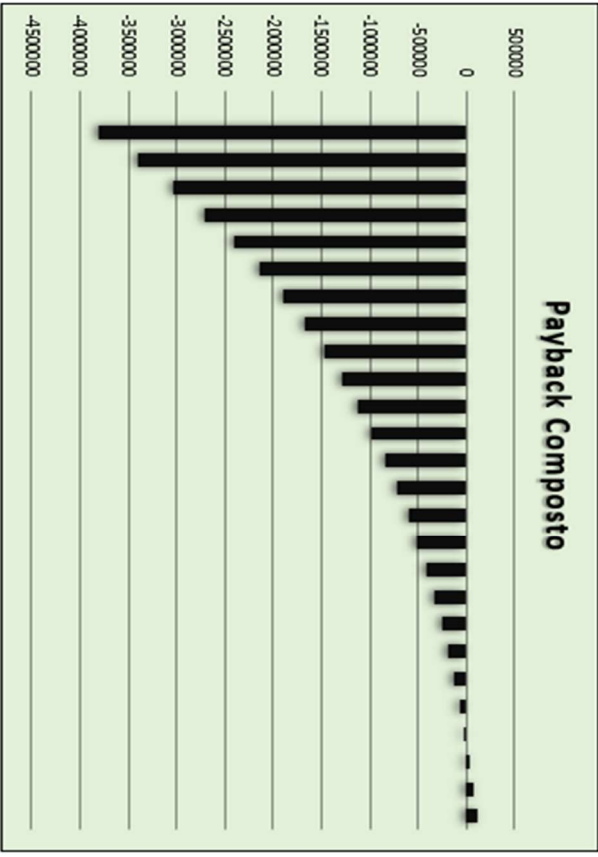
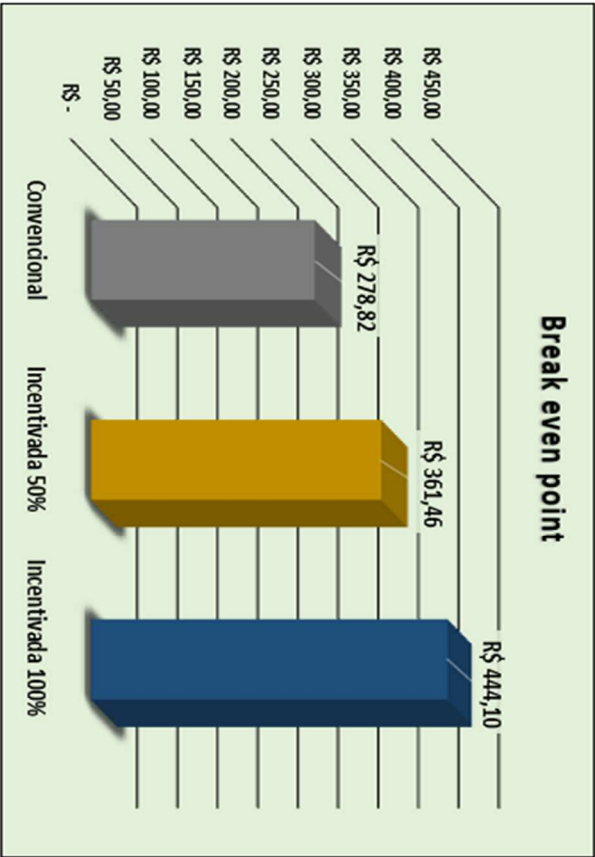
APÊNDICE G – ANÁLISE DA USINA COMPRANDO ENERGIA INCENTIVADA 50%, ECONOMIA DE 30%

Grupo tarifário	A4	Preço	
Modalidade tarifária	VERDE	TE	TUSD
Consumo médio FP	352298,00	0,28737	0,09856
Consumo médio P	32367,00	0,45099	1,16819
Demanda FP	1030	22,46	
Demanda P	1030	22,46	
Iluminação pública	66,29		
ICMS	0,00%		
PIS/COFIS	5,33%		

Fonte	R\$/MWh	ECONOMIA	RECOMENDAÇÃO
Convencional	113,80	30,00%	Migração
Incentivada 50%	196,48	30,00%	Migração
Incentivada 100%	279,10	30,00%	Migração

Avaliação de geração solar como Autoprodutor

Investimento	R\$	3.810.365,96
Manutenção anual	R\$	30.482,93
Geração anual	1.478 MWh	
Juros (TMA)	14%	
VP	R\$ 106.813,87	
TIR	14,38%	
Tarifa no ACL	Incentivada 50%	
Aumento de Tarifa	5%	
Payback composto	22 Anos	5 Meses
Payback simples	7 Anos	15 Meses
LCOE	350,57 R\$/MWh	



Fonte: Autor

APÊNDICE H – ANÁLISE DA USINA COMPRANDO ENERGIA INCENTIVADA 100%, ECONOMIA DE 30%

Grupo tarifário	A4	Preço	
Modalidade tarifária	VERDE	TE	TUSD
Consumo médio FP	352298,00	0,28737	0,09856
Consumo médio P	32367,00	0,45099	1,16819
Demanda FP	1030	22,46	
Demanda P	1030	22,46	
Iluminação publica		66,29	
ICMS		0,00%	
PIS/COFIS		5,33%	

Fonte	R\$/MWh	ECONOMIA	RECOMENDAÇÃO
Convencional	113,80	30,00%	Migração
Incentivada 50%	196,48	30,00%	Migração
Incentivada 100%	279,10	30,00%	Migração

Avaliação de geração solar como Autoprodutor

Investimento	R\$	3.810.365,96
Manutenção anual	R\$	30.482,93
Geração anual		1.478 MWh
Juros (TMA)		14%
VPL		R\$ 1.334.505,46
TIR		18,55%
Tarifa no ACL		Incentivada 100%
Aumento de Tarifa		5%
Payback composto	11 Anos	7 Meses
Payback simples	5 Anos	23 Meses
LCOE		350,57 R\$/MWh

