

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
MBA EM GESTÃO DE ATIVOS**

**LAIS TAMARA DE ALMEIDA DE OLIVEIRA**

**VIABILIDADE ECONÔMICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONECTADO À REDE ELÉTRICA (SFVCR) DE UM CLIENTE DO  
GRUPO A**

**MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO**

**CURITIBA  
2020**

**LAIS TAMARA DE ALMEIDA DE OLIVEIRA**

**VIABILIDADE ECONÔMICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONECTADO À REDE ELÉTRICA (SFVCR) DE UM CLIENTE DO  
GRUPO A**

Monografia apresentada como requisito parcial para a obtenção do título de Especialista - MBA em Gestão de Ativos - do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Rodrigues

**CURITIBA**

**2020**



---

## TERMO DE APROVAÇÃO

### VIABILIDADE DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA (SFVCR) DE UM CLIENTE DO GRUPO A

por

LAIS TAMARA DE ALMEIDA DE OLIVEIRA

Esta monografia foi apresentada em 22 de Junho de 2020, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista - MBA em Gestão de Ativos - outorgado pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná. A LAIS TAMARA DE ALMEIDA DE OLIVEIRA foi arguida pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

---

Prof. Marcelo Rodrigues Dr.  
Professor Orientador - UTFPR

---

Prof. Wanderson Stael Paris, Me.  
Membro Titular da Banca - UTFPR

---

Prof. Emerson Rigoni Dr. Eng.  
Membro Titular da Banca - UTFPR

Dedico este trabalho aos meus pais Zilda e Adivon, ao meu irmão Diogo e ao meu esposo Erison Carlos.

## **AGRADECIMENTOS**

À Deus pela graça que me deste em Junho de 2019 me ofertando a oportunidade de, mesmo tendo descoberto a Esclerose Múltipla através de um surto severo, me agraciou com a benção de ter ao meu lado pessoas que amam, em especial, meu esposo Erison Carlos de Oliveira que, sabendo da gravidade desta doença degenerativa, não desistiu de ficar ao meu lado e cuidar de mim.

Aos meus pais Zilda de Fátima Dário de Almeida e Adivon de Almeida e meu irmão Diogo Leonardo de Almeida por estarem também ao meu lado me incentivando a continuar frequentando as aulas do MBA em Gestão de Ativos e prosseguir com minha carreira profissional na área de Energia Solar.

Aos meus amigos e professores da Universidade Tecnológica Federal do Paraná por me apoiarem a continuar frequentando as aulas mesmo com todas as dificuldades.

Ao meu professor orientador Marcelo Rodrigues Dr. e ao coordenador Emerson Rigoni Dr. Eng. pela paciência e dedicação neste trabalho.

*Não existe almoço grátis.*  
Professor Milton Friedman

## RESUMO

Almeida De Oliveira, Laís Tamara de. VIABILIDADE DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA (SFVCR) DE UM CLIENTE DO GRUPO A. 2020. 74f. Monografia (MBA em Gestão de Ativos) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

Esta monografia detalha o quão viável é o investimento em um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) para clientes que pertencem ao grupo A. Para exemplificar e provar tal viabilidade instalou-se ao final do ano de 2018 um SFVCR no telhado de uma indústria de pinturas de peças metálicas localizado na cidade de São José dos Pinhais/PR e um banco de capacitores no final do ano de 2019 para correção do fator de potência e eliminação da cobrança de energia reativa pela concessionária Copel. Além disto, alterou-se o transformador da concessionária para um de 112,5 kVA para que a indústria continuasse a ser atendida em alta tensão, porém fosse enquadrada como um cliente do Grupo B, ou seja, na fatura de energia será cobrada apenas a taxa de iluminação pública e a taxa mínima equivalente a 100kWh pela ligação trifásica além de excelente, caso houver, e não mais como o Grupo A que contém demanda contratada e energia reativa excedente fora de ponta. Tais alterações se tornaram possíveis devido ao estudo de viabilidade econômica do investimento contendo o valor presente líquido do investimento (VPL), *Payback* simples, taxa interna de retorno (TIR), fluxo de caixa e caixa acumulado além da alteração de um passivo para um ativo com a instalação do SFVCR.

**Palavras-chave:** Sistema Fotovoltaico Conectado, Engenharia Econômica, Energia Solar, Viabilidade de projetos.

## ABSTRACT

Almeida De Oliveira, Laís Tamara de. FEASIBILITY OF THE PHOTOVOLTAIC SYSTEM CONNECTED TO THE ELECTRICAL NETWORK (SFVCR) OF A CLIENT OF GROUP A. 2020. 74f. Monografia (MBA em Gestão de Ativos) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

This monograph details how feasible it is to invest in a grid-connected photovoltaic system (SFVCR) for customers belonging to group A. To exemplify and prove this feasibility, an SFVCR was installed at the end of 2018 on the roof of an energy industry. painting of metallic parts located in the city of São José dos Pinhais / PR and a capacitor bank at the end of 2019 to correct the power factor and eliminate the reactive energy charge by the Copel concessionaire. In addition, the concessionaire's transformer was changed to one of 112.5 kVA so that the industry could continue to be serviced at high voltage but be classified as a Group B customer, that is, the energy bill will only be charged the fee of public lighting and the minimum rate equivalent to 100kWh for the three-phase connection, in addition to excellent, if any, and no longer like Group A which contains contracted demand and surplus reactive energy outside the peak. Such changes became possible due to the economic viability study of the investment containing the net present value of the investment (NPV), simple payback, internal rate of return (IRR), cash flow and accumulated cash in addition to the change from a liability to an asset with the installation of SFVCR.

**Palavras-chave:** Connected Photovoltaic System, Economic Engineering, Solar Energy, Project feasibility.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Matriz energética Brasileira referente ao ano de 2019.....	17
Figura 2: N° conexões x N° consumidores com crédito .....	18
Figura 3: Classes de Consumo dos consumidores até 23/05/2017 .....	19
Figura 4: Projeção de unidades consumidoras que receberão créditos .....	20
Figura 5: Número de Conexões por Estado até 23/05/17 .....	21
Figura 6: SFVCR <i>on-grid</i> .....	30
Figura 7: Módulo Fotovoltaico do Fabricante TrinaSolar de potência de 400W .....	31
Figura 8: Inversor TRIO-60.0-TL-OUTD-US-480 60 kW do fabricante ABB.....	31
Figura 9: Medidor bidirecional modelo E750 do fabricante Landys+Gyr .....	32
Figura 10: Banco de Capacitores montado pelo fabricante Engerey .....	34
Figura 11: Esquema de transformador.....	35
Figura 12: Transformador de Tensão de 225 kVA do fabricante Marangoni .....	35
Figura 13: Transformador Trifásico à óleo de 112,5kVA .....	36
Figura 14: Analisador de energia RE4001 do fabricante Embrasul.....	40
Figura 15: Fotografia Sol na linha de 584 Å do hélio (HeI), obtida pelo satélite SOHO ( <i>The Solar and Heliospheric Observatory</i> ), da ESA/NASA .....	43
Figura 16: Gráfico da Irradiação Média (kWh/m <sup>2</sup> .dia) da Cidade de São J. dos Pinhais .....	46
Figura 17: Gráfico da Irradiação Média (kWh/m <sup>2</sup> .dia) no plano global horizontal da Cidade de São J. dos Pinhais .....	46
Figura 18: Gráfico da Irradiação Média (kWh/m <sup>2</sup> .dia) difusa da Cidade de São José dos Pinhais.....	47
Figura 19: Gráfico da Irradiação Média (kWh/m <sup>2</sup> .dia) direta normal da Cidade de São José dos Pinhais .....	47
Figura 20: Gráfico da Irradiação Média (kWh/m <sup>2</sup> .dia) plano inclinado na latitude da Cidade de São José dos Pinhais.....	48
Figura 21: Localização da indústria onde o SFVCR foi instalado.....	50
Figura 22: Disposição dos módulos fotovoltaicos sobre o telhado metálico da indústria.....	52
Figura 23: Valores Faturados pela Copel referente ao mês de Janeiro de 2020 .....	69
Figura 24: Valores Faturados pela Copel referente ao mês de fevereiro de 2020 ....	70

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Fluxo de Caixa e Caixa Acumulado.....	42
Tabela 2: Consumo em kWh referente aos doze meses do ao ano de 2018 .....	49
Tabela 3: Dados da Fatura de Energia da Concessionária Copel da Indústria referente setembro/2018 .....	50
Tabela 4: Consumo em kWh referente aos doze meses do ao ano de 2018 .....	51
Tabela 5: Geração em kWh do SFVCR .....	52
Tabela 6: Custo anual com a Copel para os próximos 5 anos .....	53
Tabela 7: Fluxo de caixa ao longo de 25.....	54
Tabela 8: Energia Reativa em kWh referente aos doze meses do ao ano de 2019..	56
Tabela 9: Custo anual com a Copel durante os próximos 5 anos com a energia reativa kWh .....	57
Tabela 10: Fluxo de caixa ao longo de 25 anos para a aquisição do banco de capacitores .....	58
Tabela 11: Demanda contratada em kW referente aos 12 meses de 2019 .....	60
Tabela 12: Custo anual com a Copel durante os próximo 5 anos com a demanda contratada kW .....	62
Tabela 13: Fluxo de caixa ao longo de 25 anos para a aquisição do banco de capacitores .....	62
Tabela 14: Valores pagos à Copel no ano de 2018 .....	64
Tabela 15: Valores pagos à Copel no ano de 2019 – Comparativo entre valor total e Demanda contratada.....	65
Tabela 16: % Referente a Demanda Contratada .....	65
Tabela 17: Valores pagos à Copel no ano de 2019 – Comparativo entre valor total e energia reativa.....	66
Tabela 18: Comparativo de Valores da Fatura da Copel do ano de 2019.....	67
Tabela 19: Comparativo de Valores da Fatura da Copel do ano de 2019 com a taxa de contribuição de iluminação pública do município de São José dos Pinhais .....	68

## LISTA DE ABREVIATURAS

ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
CPF	Certificado de Pessoa Física
DCI	Detalhe da Carga Instalada
DHTI	Distorção Harmônica total de corrente
DHTV	Distorção Harmônica total de tensão
QDG	Quadro de Distribuição Geral
RG	Registro Geral
TMA	Taxa mínima de atratividade
TOF	Termo de Opção para Faturamento
VP	Valor do Investimento
VPL	Valor Presente Líquido

## **LISTA DE SIGLAS**

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

## LISTA DE ACRÔNIMOS

CREA	Conselho Regional de Engenharia e Agronomia
DRE	Demonstrativo do Resultado do Exercício
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NBR	Norma Brasileira
OTAN	Organização do Tratado do Atlântico Norte
REN	Resolução Normativa
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

## LISTA DE SÍMBOLOS

MW – Megawatt

kWh - Quilowatt-hora

kVA – Quilivolt-ampere

R\$/kWh – Reais por Quilowatt-hora

kWp - Quilowatt-pico

kW – Quilowatt

kV – Quilivolt

V – Volt

P – Potência

kWh/m<sup>2</sup>.dia - Quilowatt-hora por metro quadrado por dia

## SUMÁRIO

1	CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO.....	17
1.1	DELIMITAÇÃO DO TEMA.....	22
1.2	PREMISSAS E PROBLEMA DE PESQUISA.....	22
1.3	OBJETIVOS.....	23
1.3.1	Objetivo Geral.....	23
1.3.2	Objetivos Específicos.....	23
1.4	JUSTIFICATIVA.....	24
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	25
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	26
2	CAPÍTULO 2: APLICAÇÃO DO TEMA.....	28
2.1	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA (SFVCR) 28	
2.1.1	Composição do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica (SFVCR) 30	
2.2	BANCO DE CAPACITORES.....	33
2.3	ALTERAÇÃO DO TRANSFORMADOR DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO.....	34
2.3.1	Características do Transformador.....	35
2.3.2	Solicitação de Troca do Transformador para a Concessionária de Energia Elétrica Copel.....	36
3	CAPÍTULO 3: REFERENCIAL TEÓRICO.....	38
3.1	CARACTERÍSTICAS DA FATURA DA UNIDADE CONSUMIDORA.....	38
3.2	BANCO DE CAPACITORES.....	40
3.3	TRANSFORMADOR DE TENSÃO.....	41
3.4	GRANDEZAS A SEREM CONSIDERADAS PARA AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DO INVESTIMENTO.....	41
3.4.1	Valor Presente Líquido (VPL).....	41
3.4.2	Fluxo de Caixa e Caixa Acumulado.....	42
3.4.2.1	Custo Total após cinco anos.....	43
3.5	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	44
3.6	PAYBACK SIMPLES.....	44
3.7	LATITUDE E LONGITUDE.....	45
4	CAPÍTULO 4: DESENVOLVIMENTO.....	49
4.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA (SFVCR).....	50
4.2	CÁLCULO DO PAYBACK SIMPLES, TAXA INTERNA DE RETORNO DO INVESTIMENTO E FLUXO DE CAIXA DO INVESTIMENTO.....	52
4.2.1	VALOR PRESENTE LÍQUIDO DO SFVCR.....	53
4.2.2	FLUXO DE CAIXA AO FINAL DE 25 ANOS DO INVESTIMENTO NO SFVCR	54

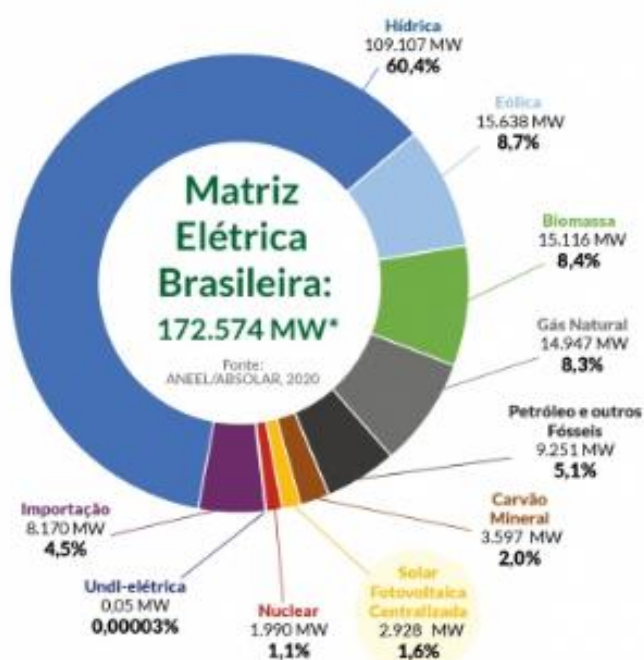
4.2.3	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR) DO INVESTIMENTO NO SFVCR	54
4.2.4	<i>PAYBACK</i> SIMPLES DO INVESTIMENTO NO SFVCR .....	55
4.3	DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE CAPACITORES .....	55
4.4	CÁLCULO DO <i>PAYBACK</i> SIMPLES, TAXA INTERNA DE RETORNO DO INVESTIMENTO E FLUXO DE CAIXA DO INVESTIMENTO PARA ADQUIRIR O BANCO DE CAPACITORES .....	56
4.4.1	VALOR PRESENTE LÍQUIDO DO INVESTIMENTO NO BANDO DE CAPACITORES.....	57
4.4.2	FLUXO DE CAIXA AO FINAL DE 25 ANOS DO INVESTIMENTO NO BANDO DE CAPACITORES.....	58
4.4.3	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR) DO INVESTIMENTO NO BANDO DE CAPACITORES.....	59
4.4.4	<i>PAYBACK</i> SIMPLES DO INVESTIMENTO NO BANDO DE CAPACITORES.....	59
4.5	DIMENSIONAMENTO DO TRANSFORMADOR DE TENSÃO .....	60
4.6	CÁLCULO DO <i>PAYBACK</i> SIMPLES, TAXA INTERNA DE RETORNO DO INVESTIMENTO E FLUXO DE CAIXA DO INVESTIMENTO PARA ADQUIRIR O TRANSFORMADOR DE TENSÃO.....	61
4.7	VALOR PRESENTE LÍQUIDO DO INVESTIMENTO PARA ADQUIRIR O TRANSFORMADOR DE TENSÃO.....	61
4.8	FLUXO DE CAIXA AO FINAL DE 25 ANOS DO INVESTIMENTO PARA ADQUIRIR O TRANSFORMADOR DE TENSÃO .....	62
4.8.1	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR) DO INVESTIMENTO PARA ADQUIRIR O TRANSFORMADOR DE TENSÃO .....	63
5	CAPÍTULO 5: ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	64
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	73
	REFERÊNCIAS .....	74



## 1 CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

O Brasil ocupa a 8ª posição no *ranking* global em geração de energia através da fonte fotovoltaica segundo o relatório *Climate and Energy Monitor 2018*, sendo que a França ocupa o primeiro lugar, seguido da Alemanha e Reino Unido. A matriz energética brasileira é composta das seguintes fontes de energia: hídrica, derivados do petróleo, nuclear, biomassa, gás natural, carvão e derivados, eólica e solar conforme foi exposto pela ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, publicação de 2020 (ANEEL/ABSOLAR, 2020).

**Figura 1: Matriz energética Brasileira referente ao ano de 2020**

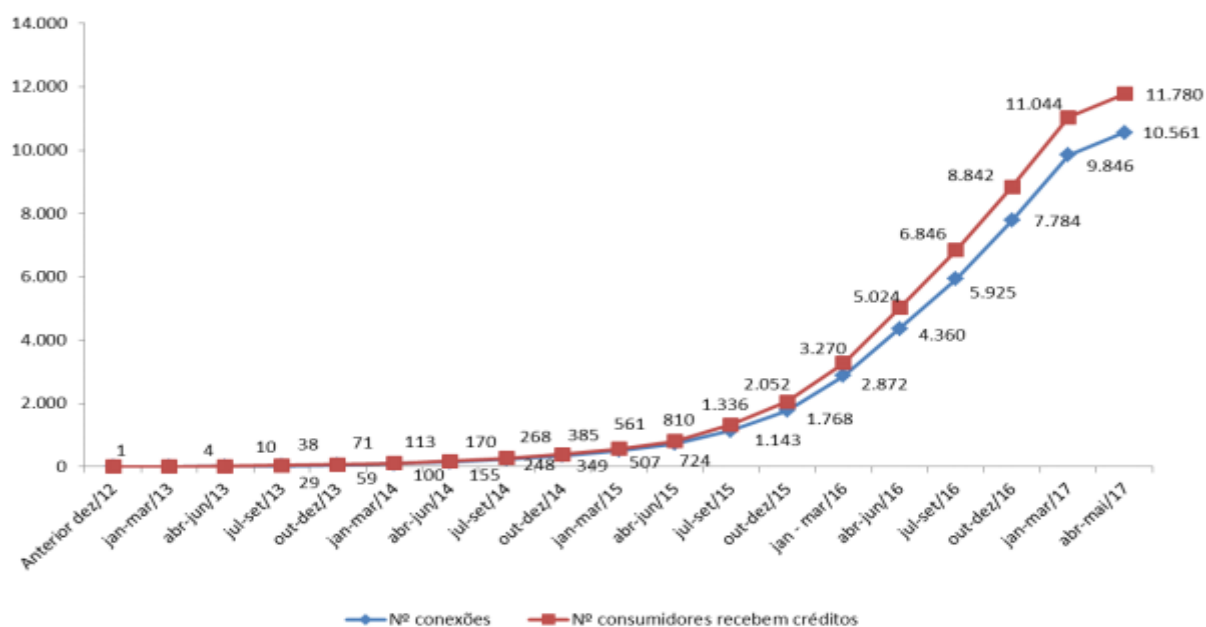


**Fonte: ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ANEEL/ABSOLAR, 2020).**

Observa-se, na Figura 1, que a geração de energia por meio da fonte fotovoltaica representa apenas 1,6% do total. Mesmo com esta tímida participação a sua representatividade vem crescendo a cada ano desde 2013, quando o primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR) foi instalado de acordo com a REN 482/2012 – Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, que determinou as premissas e regras para geração de micro e mini geração distribuída através da fonte fotovoltaica.

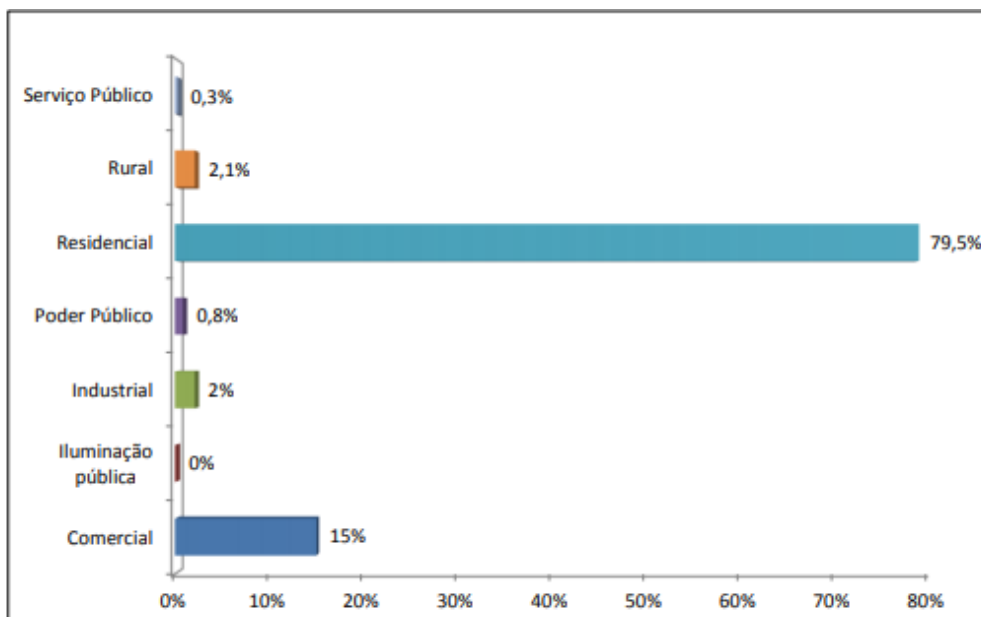
A Figura 2 apresenta o quantitativo de instalações de micro e mini geração distribuída deste 2013 segundo dados da Nota Técnica n° 0056/2017-SDR/ANEEL, Assunto: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com micro geração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024 (ANEEL,2017).

**Figura 2: N° conexões x N° consumidores com crédito**



Fonte: Nota Técnica n° 0056/2017-SDR/ANEEL

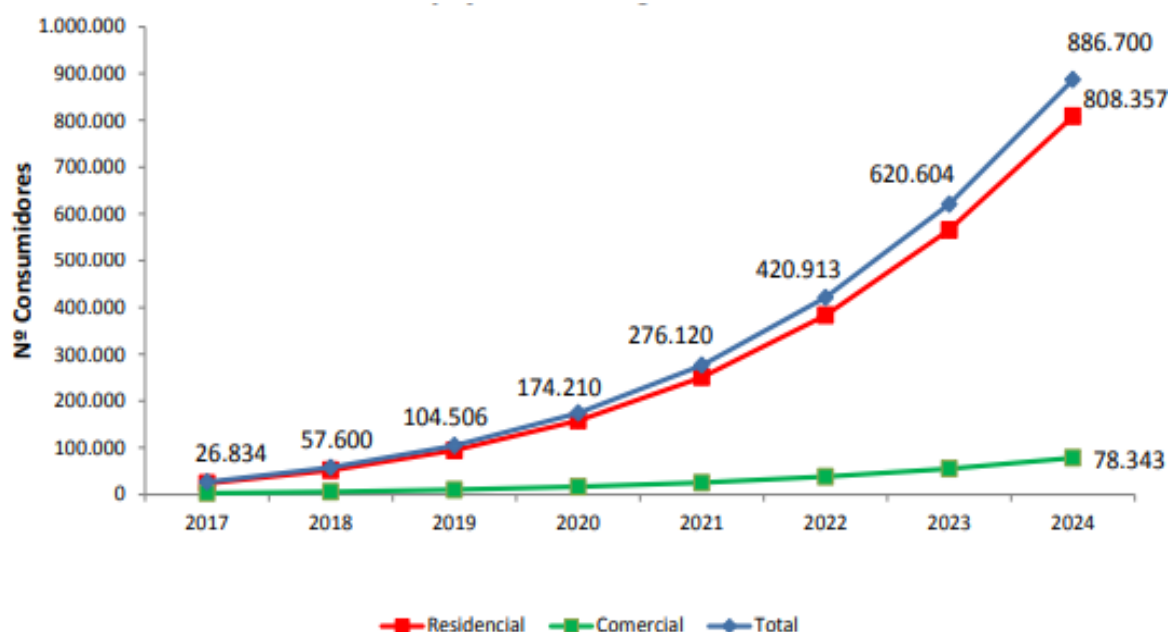
A Figura 3, fornecida pela Nota Técnica n° 0056/2017 (ANEEL, 2018), demonstra que a maior parte dos SFVCR estão instalados em residências, representando 79,5% do total seguido do setor comercial com 15% e rural com 2,1% e finalmente do setor Industrial com 2% do total. Setor este que, em sua maioria, tem o segundo maior custo da empresa com Energia Elétrica.

**Figura 3: Classes de Consumo dos consumidores até 23/05/2017**

Fonte: Nota Técnica nº 0056/2017 (ANEEL, 2018)

Em paralelo a este cenário, em 2012, o Brasil sediou, na cidade do Rio de Janeiro, a Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável, o Rio + 20, o qual define os 17 objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e o objetivo nº 7 define que: Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos. Neste viés, o Brasil, mesmo tendo em sua matriz energética a fonte hidrelétrica, que é renovável e limpa, para atingir este objetivo da ODS dentro dos 20 anos, deverá continuar a incentivar a instalação de outras fontes renováveis como a fotovoltaica e eólica. Desta forma, a representatividade desta fonte (fotovoltaica) deverá crescer substancialmente até 2024 conforme a Figura 4 que define a projeção de crescimento de micro e mini geração distribuída para os próximos anos.

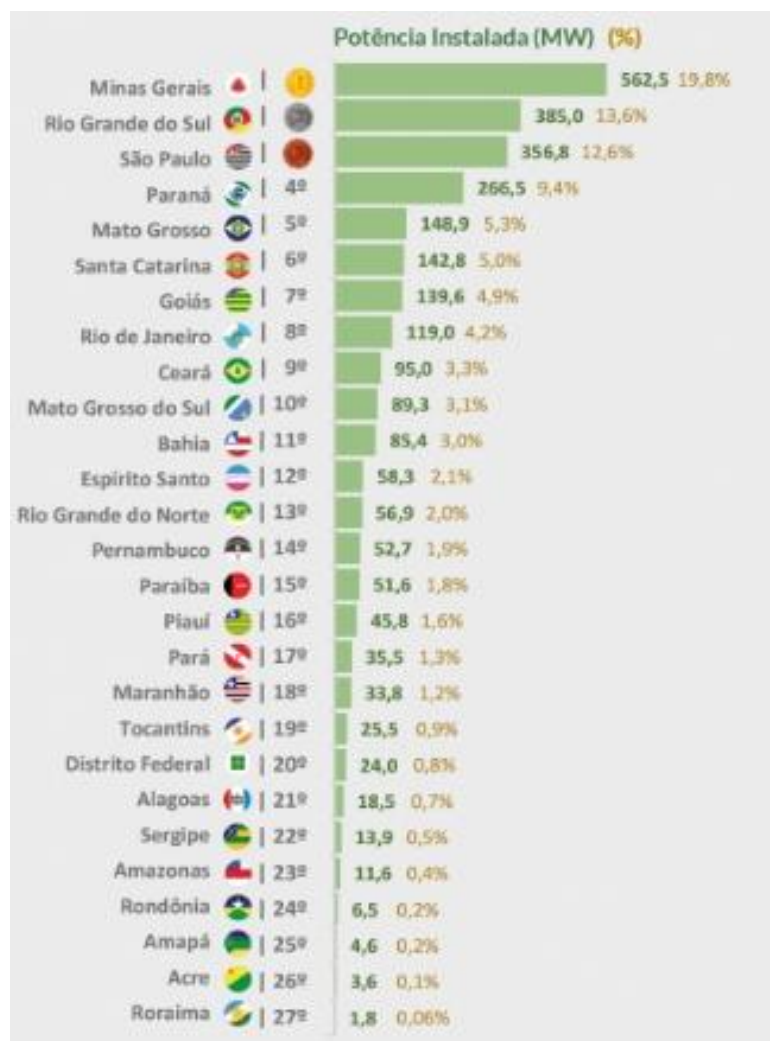
**Figura 4: Projeção de unidades consumidoras que receberão créditos**



Fonte: Nota Técnica nº 0056/2017 (ANEEL, 2018)

Outro ponto a ser analisado no tocante a geração fotovoltaica é referente a quais estados tem a maior representatividade desta fonte de energia e quais são os seus segmentos no que se refere a economia do estado. A Figura 5 demonstra o infográfico da ABSOLAR e informa que o estado com a maior potência instalada em (MW) é o de Minas Gerais representando 19,8% do total de energia solar instalada no Brasil seguido do Rio Grande do Sul contando com 13,6% do total, São Paulo com 12,6% e então o Paraná em 4º lugar representando 9,4% do total da energia solar instalada no Brasil apresentando 266,5 MW de potência.

**Figura 5: Número de Conexões por Estado até 02/06/20**



**Fonte: ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ANEEL/ABSOLAR, 2020).**

Como já foi exposto, a fatura de energia elétrica, um passivo para as empresas, representa em sua maioria, o segundo maior custo da empresa, pois o primeiro é com o quadro de funcionários. De acordo com a Figura 3, as indústrias estão em 4º lugar em relação a unidades geradoras com energia fotovoltaica porém, nos estados mencionados anteriormente, há uma grande concentração de indústrias que demandam muita energia. O estado de Minas Gerais detém 66.072 unidades industriais, Rio Grande do Sul – 51.096 e Paraná com 45.988.

Estas indústrias normalmente possuem grandes telhados que podem ser aproveitados para a instalação dos módulos fotovoltaicos para geração de energia elétrica que a indústria necessita para seu funcionamento. Esta energia gerada pode

ser consumida instantaneamente pela unidade consumidora ou seu excedente injetado na rede elétrica para ser compensada posteriormente em formato de créditos, os quais estão discriminados na fatura de cada concessionária. No Paraná várias empresas já adquiriram este gerador de energia, que passa a funcionar como um ativo para a empresa, e conseguem reduzir em até 95% da fatura da Copel.

## 1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Estudar um Sistema Fotovoltaico conectado à Rede Elétrica (SFVCR) em uma indústria de pinturas localizada na cidade de São José dos Pinhais, Paraná, para redução da fatura da concessionária Copel.

A Resolução Normativa 482 – REN 482 de 2012 determina que a compensação de energia excedente deve ser tal que o valor restante da fatura deva ser apenas sobre o valor da demanda contratada, taxa de iluminação pública e valores de energia reativa caso haja.

Para tal compensação o SFVCR foi instalado no ano de 2018 e opera desde Dezembro de 2018 sendo que a segunda etapa desta redução será a modificação da entrada de energia com a alteração do transformador de entrada para que o cliente possa cancelar a demanda contratada e passe a ser cobrado como um cliente de baixa tensão com o pagamento do valor do kWh em aproximadamente R\$ 0,79 (valor da tarifa atualizada do mês de Dezembro/2019), extinção do valor de energia reativa e pagamento então apenas da fatura mínima da entrada trifásica referente a 100 kWh e taxa de iluminação pública.

Estas alterações visam auxiliar a saúde financeira da empresa pois a indústria passará a ter um gerador de energia próprio que será um ativo para a empresa contribuindo para os índices financeiros da mesma.

## 1.2 PREMISSAS E PROBLEMA DE PESQUISA

Para a instalação deste novo SFVCR a indústria de pinturas de peças metálicas fará a alteração do transformador de entrada da energia sendo esta alteração homologada junto a concessionária.

Toda esta modificação do sistema elétrico da indústria só será possível se for economicamente viável para a empresa. Logo, para se verificar esta viabilidade econômica e técnica é necessário avaliar o *Payback*, a taxa interna de retorno (TIR), o valor do kWh (R\$/kWh), o fluxo de caixa ao longo dos 25 anos em que o sistema terá eficiência próximo a 100%, além do valor a ser investido ao longo dos primeiros anos até o sistema se pagar com o tempo do *Payback*.

### 1.3 OBJETIVOS

#### 1.3.1 Objetivo Geral

Apresentar uma metodologia para o estudo da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) de uma indústria e homologação junto a concessionária Copel. A indústria está localizada na cidade de São José dos Pinhais/PR.

#### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Analisar a fatura de energia elétrica da concessionária Copel e determinar o consumo anual da empresa para então determinar o sistema próprio para atender em 100% a empresa;
- Verificar o valor do gerador de energia que atenda em 100% o consumo anual da indústria;
- Determinar os indicadores financeiros para verificação da viabilidade econômica do SFVCR;
- Analisar as faturas após a instalação do SFVCR para determinação do percentual de redução real seguindo as diretrizes de compensação da REN 482/2012;
- Analisar a forma de cobrança da fatura da Copel com o cancelamento da demanda contratada e novo sistema equivalente ao Grupo B.

## 1.4 JUSTIFICATIVA

A maioria das empresas hoje de pequeno e médio porte iniciam o ano com a previsão de custos para todos os meses e desta forma conseguem prever se conseguirão expandir sua produção e conseqüentemente contratar mais colaboradores. Também preveem o quanto os ativos produzidos irão custar e qual será o seu preço de venda. Porém, um custo inerente a qualquer empresa é o custo com a energia elétrica quando esta é adquirida de concessionárias ou do mercado livre. Este custo é considerado um passivo para a composição do DRE – Demonstrativo do Resultado do Exercício das empresas e variam mês a mês não podendo então serem previstos e tais aumentos serem repassados ao cliente final visto que estes podem não concordar e procurarão outros fornecedores com preços mais atrativos. Seguindo esta vertente as empresas então podem adquirir um gerador de energia elétrica chamado de sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) e este então passará de um passivo para um ativo já que gerará um insumo que poderá ser compensado. Este insumo chama-se energia elétrica e de acordo com a REN 482/2012 é possível aplicar a compensação de energia elétrica com a instalação do medidor bidirecional o qual faz a leitura do excedente de energia elétrica que é injetado na rede elétrica e também da energia consumida pela empresa em momentos em que a geração não seja suficiente para atender a necessidade de produção. Tal compensação se faz na fatura da energia elétrica no formato de desconto. Com a implantação deste SFVCR as empresas podem então iniciar o ano com a previsão deste custo que passará a ser mínimo.

Este sistema também auxilia o Brasil a atingir o objetivo nº 7 da ODS – Objetivos de Desenvolvimento Sustentável que define: Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos. Neste último quesito, preço acessível, a concessionária Copel aumentou desde 2014 em mais de 85% o valor do R\$/kWh dos consumidores do grupo B pois em 2014 o valor era de R\$ 0,34 por kWh e hoje é de R\$ 0,79. Para os consumidores do Grupo A o percentual de aumento foi o mesmo e isto não está atendendo o objetivo nº 7. Porém, com as premissas da REN 482/2012 o governo brasileiro viabilizou o atingimento deste objetivo no tocante a sustentabilidade e preço visto que o sistema tem a compensação de crédito comparando kWh injetado na rede da concessionária com kWh consumido.



Para a matriz energética brasileira a energia fotovoltaica poderá auxiliar a reduzir a necessidade de acionamento de termelétricas que encarecem a fatura da energia quando há pouca chuva e as hidrelétricas não suportam a necessidade do sistema. Neste momento é necessário a compra da energia faltante de outras fontes de energia não renováveis e que utilizam combustíveis fósseis para a geração e é cobrada dos consumidores as bandeiras amarela e vermelha.

## 1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A fatura de energia elétrica de uma indústria de pequeno porte no ramo de pinturas de peças metálicas que possui demanda contratada será analisada e contabilizado o consumo dos últimos doze meses para a determinação da dimensão do gerador de energia fotovoltaico a ser instalado no telhado da indústria.

Posteriormente será avaliada a localização da indústria do cliente e com fotos de satélite a verificação da dimensão deste além do material que é feito tal telhado.

De posse destas informações e escolha de um sistema de uma revenda será utilizado um software chamado *PVSoI* para a verificação da geração mensal de tal sistema em kWh e então análise dos parâmetros de viabilidade econômica de tal sistema.

Para a viabilidade econômica seguintes parâmetros serão considerados:

- cálculo do *payback*;
- valor presente líquido (VPL);
- taxa interna de retorno (TIR);
- valor do quilowatt hora (R\$/kWh);
- valor total do sistema;
- fluxo de caixa ao longo de 25 anos;

De posse destes valores é possível a verificação da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR).

Após a análise destes valores a indústria irá fazer a troca do transformador da Copel para um transformador de no máximo 112,5 kVA o que possibilitará o cancelamento da demanda contratada e conseqüentemente a extinção da cobrança da energia reativa que hoje existe no caso desta indústria com a implantação de um

banco de capacitores para correção do fator de potência. Com esta modificação a empresa passará a pagar apenas a taxa de disponibilidade para o fornecimento de energia elétrica trifásica que é referente ao mínimo de 100 kWh além da taxa de iluminação pública do município.

A previsão é que com todas estas alterações o cliente passe a ter um custo mínimo de aproximadamente R\$ 300,00 ao mês. O custo médio da energia elétrica desta indústria é de aproximadamente R\$ 5.000,00.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente capítulo aborda questões quantitativas sobre o desenvolvimento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) desde o lançamento da Resolução Normativa 482 de Abril de 2012 (REN 482/2012) para demonstrar o panorama a nível Brasil e como este sistema vêm, nos últimos anos, crescendo exponencialmente mesmo que ainda sua presença seja expressiva no setor residencial e comercial e não ainda no setor industrial.

Os próximos capítulos abordam as premissas para a verificação da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) para tomada de decisão por parte da diretoria de empresas visto que este sistema, na atual configuração do cenário econômico brasileiro, necessita de um investimento inicial com capital próprio ou empréstimos de bancos privados, bancos estes que detém linhas de crédito para financiamentos a juros a partir de 0,99% ao mês, e então viabilizam o SFVCR destas empresas que ao adquirirem tal sistema deixarão de terem um passivo, que é a fatura de energia da concessionária mensal, para terem um gerador de energia também conhecido como SFVCR que passa a ser um ativo para a empresa.

Desta forma, os capítulos abordarão os parâmetros a serem considerados para se determinar tal decisão e terão a seguinte configuração:

- O Capítulo 2 apresentará as premissas para a implantação do SFVCR e as vantagens de se instalar este sistema em indústrias de pequeno e médio porte que possam cancelar a demanda contratada e então serem cobrados como clientes de baixa tensão, porém com a geração própria a fatura da concessionária passará a ser mínima;

- O Capítulo 3 norteará os conceitos e definições relativos ao cálculo da potência que o SFVCR deverá ter para atender na totalidade a necessidade do cliente anualmente considerando o consumo dos últimos doze meses além da verificação do *payback*, valor do kWh do novo sistema, taxa interna de retorno e fluxo de caixa;
- O Capítulo 4 demonstrará todos os cálculos do capítulo 3 evidenciando cada conceito e aplicando suas fórmulas criando uma metodologia para o cálculo da viabilidade do sistema além de apresentar o caso real de implantação deste sistema e elencar as próximas etapas para o cancelamento da demanda contratada e quais devem ser as próximas etapas a serem seguidas para a completa diminuição do valor da fatura da concessionária;
- O capítulo 5 finaliza a monografia apresentando os valores de geração do SFVCR bem como a previsão de geração do sistema e valores das próximas faturas com a alteração da forma como a concessionária irá cobrar o cliente e apresentará as conclusões desta monografia indicado temas para trabalhos futuros.

## 2 CAPÍTULO 2: APLICAÇÃO DO TEMA

A indústria de pinturas de peças metálicas em questão optou pelo investimento em energia fotovoltaico através do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) seguindo a premissa de que deixaria de possuir um passivo circulante e passaria a obter um ativo.

O passivo circulante refere-se as obrigações que entidade possui com terceiros no curso do exercício seguinte como, por exemplo, a energia elétrica a pagar mensalmente à qual é fornecida pela Concessionária de Energia Elétrica Copel.

Como o SFVCR é um conjunto de equipamentos e deve-se ser adquirido através de um investimento. Este passa a ser um ativo da empresa que tem por finalidade a geração de energia elétrica durante o período de luminosidade. É um ativo com a finalidade de impactar diretamente o sistema financeiro da entidade visto que, através do insumo que este equipamento fornece, a energia elétrica, a fatura da concessionária de energia elétrica não será mais um custo de alto impacto mensalmente e será previsível.

### 2.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA (SFVCR)

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR) é composto por um conjunto de equipamentos elétricos e eletrônicos que, conectados entre si e ao sistema elétrico da entidade, fornecem energia elétrica para esta no período em que há irradiação solar na localidade e geram instantaneamente energia elétrica para o consumidor permitindo que este não necessite da concessionária durante o período em que há luminosidade.

Este sistema tornou-se viável a partir do ano de 2012 quando a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL permitiu a conexão dos sistemas fotovoltaicos diretamente à rede elétrica da concessionária (sistema *on-grid*).

Há dois tipos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica:

- micro geração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia

elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (REN ANEEL 687, de 24.11.2015.).

- mini geração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (REN ANEEL 786, de 17.10.2017).

No caso desta indústria de pinturas de peças metálicas será uma micro geração distribuída conforme será demonstrado no capítulo 4 (quatro).

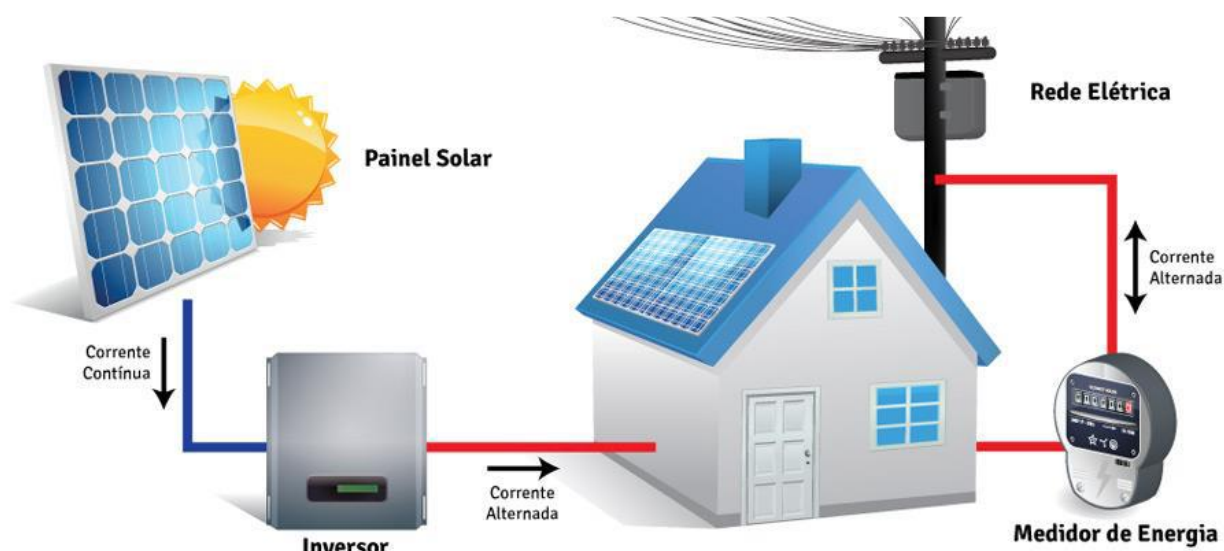
Outro ponto diferencial do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) refere-se à compensação de energia elétrica pois a geração de energia através do sistema supre a necessidade da carga instantaneamente e caso haja excedente de produção pelo sistema o mesmo é injetado na rede da concessionária e segue o seguinte sistema de compensação de créditos:

- sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro geração ou mini geração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; (REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

Ou seja, quando a unidade consumidora gerar energia elétrica excedente tal energia será computada na fatura através de créditos para serem utilizados posteriormente e durante 60 meses. Quando houver a utilização de créditos a concessionária de energia elétrica irá descontar o valor do ICMS – imposto sobre circulação de mercadorias e serviços, que no Paraná é de 29%, sobre a parte da energia referente a TUSD – Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição.

A Figura 6 esboça de forma simplificada o modelo do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR).

**Figura 6: SFVCR on-grid**



**Fonte: Arquivo da empresa .**

Quanto a dimensão da capacidade do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) é necessário analisar a fatura da energia elétrica da concessionária, neste caso, a Copel, para se determinar a quantidade total de kWh (energia fora da ponta e na ponta) consumida durante doze meses. Também é preciso considerar o valor do kWh em R\$/kWh cobrado pela concessionária. De posse destas informações a localização da empresa em questão também se torna necessária considerando a latitude e longitude em que esta está localizada para se considerar o valor da irradiância solar na localidade e então calcular quantos kWp o sistema fotovoltaico conectado à rede deverá ter.

### 2.1.1 Composição do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica (SFVCR)

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR) é composto dos seguintes equipamentos elétricos e eletrônicos:

- **MÓDULO FOTOVOLTAICO:** composto por células fotovoltaicas as quais geram o “efeito fotovoltaico” que foi descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839. Este efeito consiste na geração de uma corrente elétrica

através de um material semicondutor quando este recebe luminosidade através de uma fonte natural como a irradiação solar.

**Figura 7: Módulo Fotovoltaico do Fabricante TrinaSolar de potência de 400W**



Fonte: site <https://www.trinasolar.com/us>

- **INVERSOR SOLAR:** equipamento que converte a energia elétrica gerada através dos módulos fotovoltaicos, os quais são conectados em série entre si e em paralelo no inversor, e geram energia em corrente contínua (CC) a qual é convertida em corrente alternada (CA) para ser enviada através de cabos isolados de cobre até o quadro de distribuição geral (QDG) da indústria. No QDG os cabos são conectados a um disjuntor termomagnético para corrente alternada. Este disjuntor por sua vez irá alimentar a carga da indústria durante o período de geração.

**Figura 8: Inversor TRIO-60.0-TL-OUTD-US-480 60 kW do fabricante ABB**



Fonte: site <https://new.abb.com/>

- **MEDIDOR BIDIRECIONAL:** este equipamento eletrônico é instalado pela concessionária de energia elétrica e tem por finalidade a medição indireta em consumidores industriais, comerciais de grande porte e medição de fronteira. É projetado para fazer a leitura da energia injetada na rede elétrica quando ocorre excedente de geração através do SFVCR e não há consumo instantâneo e a leitura da energia consumida pela unidade consumidora na insuficiência de geração através do SFVCR em períodos de baixa irradiância solar ou o período noturno. Além destas leituras pelo equipamento este também é apropriado para a medição da demanda reativa, indutiva e capacitiva que é inerente a indústrias que possuem motores trifásicos e não adequaram suas instalações com banco de capacitor.

**Figura 9: Medidor bidirecional modelo E750 do fabricante Landis+Gyr**



Fonte: [site https://www.landisgyr.com.br/](https://www.landisgyr.com.br/)

A conexão destes equipamentos garantirá a eficiência do SFVCR e o caracterizará como sistema *on-grid*, ou seja, o sistema será conectado à rede elétrica e injetará a energia gerada excedente na rede da concessionária quando a indústria não estiver em operação ou produzindo mais energia do que consumindo.



## 2.2 BANCO DE CAPACITORES

As concessionárias de fornecimento de energia elétrica devem seguir as regras definidas pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica em relação a energia reativa, indutiva e capacitiva que as indústrias geram através de seus equipamentos e como deve-se cobrar tal energia que é injetada na rede elétrica destes consumidores.

Portanto, no caso da indústria em questão, verificar-se-á que, mesmo com a instalação do sistema fotovoltaico conectado à rede, haverá uma cobrança todos os meses referente a energia reativa excedente fora da ponta e este custo, além de ser variável todos os meses, diminui a lucratividade da empresa.

Para extinção desta parcela do passivo circulante da empresa, intrínseca na fatura de energia elétrica mensal, a indústria irá seguir a premissa referente ao conceito do termo valor utilizado na gestão de ativos:

A Gestão de Ativos não foca naquilo que as organizações fazem com os ativos, mas no que os ativos podem fazer pelas organizações. (GESTÃO DE ATIVOS, ALAN KARDEC, JOÃO ESMERALDO, JOÃO R. LAFRAIA, JÚLIO NASCIF, 2014, p.25).

Um banco de capacitores não irá gerar insumos para a organização comercializar, mas sua função será eliminar um custo o qual coloca a indústria em desvantagem perante o mercado pois terá de acrescentar tal valor na composição do preço de seus itens comercializados. Logo, este equipamento torna-se um ativo para a empresa pois auxilia na redução de custos de produção.

O banco de capacitores é composto por capacitores ligados em delta conectados a um disjuntor termomagnético trifásico, uma contatora para ligar e desligar o equipamento quando não há produção e um controlador horário para auxiliar a contatora.

**Figura 10: Banco de Capacitores montado pelo fabricante Engerey**



**Fonte: Foto do acervo da indústria**

Este banco de capacitores então irá garantir a eliminação da cobrança onerosa da energia reativa pela concessionária e este valor que antes era taxado por esta irá auxiliar na composição da receita da empresa.

### 2.3 ALTERAÇÃO DO TRANSFORMADOR DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO

A indústria de pinturas de peças metálicas fará a alteração do transformador de tensão de 225kVA para um de 112,5kVA com a finalidade de alterar o grupo ao qual pertence.

Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; (ITEM XXXVII - RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010, ANEEL).

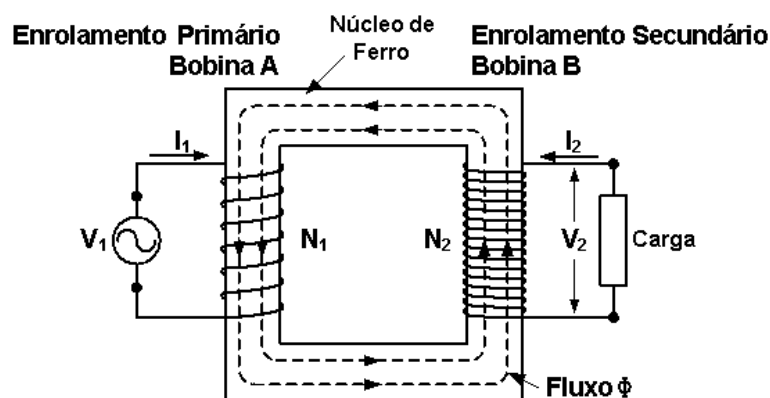
Desta forma, a indústria não mais pertencerá ao subgrupo A1, o qual fornece energia em alta tensão e também faz a cobrança da energia elétrica através demanda contratada em kW, mas ao subgrupo A2 com um transformador de 112,5 kVA que atende a necessidade da carga como será demonstrado no capítulo 4. Esta alteração

permitirá que a demanda contratada de 50kW seja cancelada e o cliente continue sendo atendido em alta tensão de 13,8 kV até o transformador, mas este faça a conversão para a tensão de operação da indústria em 380V.

### 2.3.1 Características do Transformador

O transformador de tensão é um equipamento composto por dois cabos de cobre enrolados em espiras ao redor do núcleo de ferro conforme a Figura 11.

**Figura 11: Esquema de transformador**



Fonte: Acervo da indústria

O transformador existente na indústria é do fabricante 'Indústria Elétrica Marangoni Maretti LTDA' e possui a característica da Figura 12.

**Figura 12: Transformador de Tensão de 225 kVA do fabricante Marangoni**



Fonte: Acervo da indústria

Este elemento será substituído por um transformador de tensão do fornecedor 'Indústria de Transformadores Itaipu' e será um transformador trifásico à óleo de 112,5kVA classe de 15kV com a tensão do secundário em 220/127V e tensão do primário em 13200V.

**Figura 13: Transformador Trifásico à óleo de 112,5kVA**



Fonte: site <https://www.itaiputransformadores.com.br/>

Tal transformador irá garantir o fornecimento de energia em alta tensão no primário, porém seu secundário será em baixa tensão 220/127V o que garantirá a cobrança pela concessionária de energia nesta modalidade.

### 2.3.2 Solicitação de Troca do Transformador para a Concessionária de Energia Elétrica Copel

Para fazer a substituição do transformador existente para o transformador de 112,5 kVA é necessário informar a concessionária de energia elétrica Copel através da relação de documentos os quais devem ser dimensionados por um engenheiro eletricitista capacitado e com CREA ativo.

- ART – Anotação de responsabilidade técnica do engenheiro eletricitista responsável;
- RG – Registro geral do proprietário;
- CPF – Certificado de pessoa física do proprietário;

- CNPJ – Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica;
- Planta da indústria atualizada;
- TOF – Termo de opção para faturamento, neste caso, com a modalidade tarifária convencional do grupo B;
- DCI – Detalhe da carga instalada da indústria atualizada.

Mediante o envio desta documentação para a concessionária a mesma retornará com a carta para o proprietário aprovando a alteração tanto para a troca do transformador de tensão quando para a modalidade tarifária convencional do grupo B solicitado.

Após a aprovação pela concessionária a mesma agenda uma visita técnica no cliente para fazer o desligamento do transformador atual e após o cliente retirar o transformador antigo e alocar o substituto a Copel faz o religamento da rede além da troca do medidor existe para o medidor bidirecional porém este irá computar a energia injetada e consumida na modalidade convencional do grupo B.

### 3 CAPÍTULO 3: REFERENCIAL TEÓRICO

Como explanado no Capítulo 2, a indústria irá adquirir um ativo denominado sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) para que este passe a ser o gerador de energia elétrica durante o período em que há irradiação solar e esta energia será consumida instantaneamente. Seu excedente, caso haja, será enviado para a rede de energia elétrica da concessionária.

Mediante esta necessidade de adquirir tal gerador de energia elétrica é necessário dimensionar todas as características que este deve conter.

#### 3.1 CARACTERÍSTICAS DA FATURA DA UNIDADE CONSUMIDORA

Para se determinar a potência que o gerador de energia elétrica deverá possuir é necessário avaliar o consumo durante doze meses e estes dados estão discriminados na fatura da unidade consumidora. É considerado o consumo no horário de ponta e o consumo no horário fora de ponta para se obter o consumo total que o gerador de energia deverá gerar no mínimo.

A potência total (consumo na ponta e consumo fora da ponta) é calculada através da seguinte Fórmula:

$$P_t = \sum_{i=0}^n P_i \quad (3.1)$$

Onde:

$P_t$ : Potência kWh.

n: número total de valores de potência obtidos durante doze meses.

$P_i$ : potência de cada mês considerado

Outro dado importante para se considerar e auxiliar nos próximos cálculos é o valor taxado pela concessionária de energia elétrica de cada kWh. No caso da indústria de pinturas de peças metálicas esta possui demanda contratada que é determinado pela Copel e está definida no site da concessionária como:

Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela DISTRIBUIDORA, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW)(Site <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Faltatensao%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FF5EAD992942579F903257EBB0042F764>)

Para a demanda contratada,deverá ser observado o valor mínimo contratável definido em legislação para consumidores Livres e Especiais e de de 30 kW para os demais consumidores do Grupo A, nos termos do artigo 63 da Resolução ANEEL nº 414/2010. (Site <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Faltatensao%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FF5EAD992942579F903257EBB0042F764>).

A demanda desta unidade consumidora é de 50kW. Mesmo com a instalação do gerador de energia elétrica esta demanda contratada será cobrada mensalmente, onerando a fatura mensal de energia elétrica desta unidade consumidora.

Cada produto oferecido para esta unidade consumidora terá uma tarifa diferenciada.

#### PRODUTOS:

- Energia Elétrica Consumo Ponta;
- Energia Elétrica Consumo Fora Ponta;
- Energia Reativa Excedente Fora da Ponta;
- Demanda;
- Demanda Ultrapassagem;
- Energia Consumida referente a Bandeira Vermelha;
- Contribuição para Iluminação Pública do Município.

Os valores das tarifas seguem as seguintes premissas:

A Resolução Homologatória nº 2.559, de 18 de junho de 2019, estabelece as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Copel Distribuição S.A. – Copel-DIS e dá outras providências. As tarifas de aplicação da Copel-DIS, ficam, em média, reajustadas em 3,41% (três décimos e quarenta e um centésimos percentuais), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

Além da aplicação das tarifas homologadas, a Copel recolhe e repassa na conta de energia tributos federais (PIS e COFINS), estaduais (ICMS) e

municipais (Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública). O cálculo para incidência dos impostos na Tarifa de Energia Elétrica publicada pela ANEEL é conhecido como "por dentro", e por esse motivo o peso dos impostos acaba sendo maior que sua alíquota nominal. (Site <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Faltensao%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FCDA0A6C0E19F787803257EBB00451CC5>).

Com a análise destes produtos será possível determinar a capacidade que o SFVCR deverá possuir de geração além das características que o banco de capacitores terá para eliminar a energia reativa.

### 3.2 BANCO DE CAPACITORES

A unidade consumidora em questão apresenta uma parcela de energia reativa todos os meses devido à grande quantidade de motores que a indústria de pinturas possui além de todos serem ligados simultaneamente. Para que esta energia reativa seja eliminada é necessário a instalação de banco de capacitores para a correção do fator de potência discriminado no capítulo 2.

A correção do fator de potência far-se-á através de um analisador de energia, o RE4001 da Embrasul, o qual será instalado no quadro de distribuição de baixa tensão do transformador geral da indústria.

**Figura 14: Analisador de energia RE4001 do fabricante Embrasul**



Fonte: *site*

[http://www.embrasul.com.br/painel/pdf/Cat%C3%A1logo\\_RE4001\\_v05r00\\_pt\\_LR.pdf](http://www.embrasul.com.br/painel/pdf/Cat%C3%A1logo_RE4001_v05r00_pt_LR.pdf)



Este equipamento medirá apresentará as seguintes grandezas:

- Tensão a qual está sendo injetada no quadro de distribuição de baixa tensão;
- Desequilíbrio de tensão trifásico no transformador geral;
- Corrente e demanda do transformador;
- Fator de potência;
- Distorção Harmônica total de tensão (DHTV);
- Distorção Harmônica total de corrente (DHTI);
- Análise da Demanda de Massa.

### 3.3 TRANSFORMADOR DE TENSÃO

Para que a unidade consumidora possa ser tarifada como um cliente do Grupo B, ou seja, como um cliente residencial de baixa tensão, é necessário que o transformador seja de, no máximo, 112,5 kVA. Esta alteração deve seguir as premissas descritas no capítulo 2 com comunicando a concessionária de energia elétrica Copel sobre tal necessidade e substituição dos equipamentos com a supervisão da mesma.

### 3.4 GRANDEZAS A SEREM CONSIDERADAS PARA AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DO INVESTIMENTO

Para se determinar a viabilidade econômica do investimento a ser feito para adquirir o ativo é necessário avaliar algumas grandezas financeiras.

#### 3.4.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL) é um valor utilizado no setor econômico financeiro da empresa para determinar o valor presente referente a valores futuros (VF) descontado a taxa de juros ( $i$ ) e o custo do investimento inicial (valor presente - VP).

Para se calcular o valor presente líquido é necessário utilizar a seguinte Fórmula:

$$VPL = VP + \sum_{m=1}^n \frac{VF_m}{(1+i)^m} \quad (3.2)$$

Onde:

VPL: Valor presente líquido;

VP: Valor do investimento;

n: número total de valores de potência obtidos durante 25 anos;

VF<sub>m</sub>: valor futuro a cada ano;

*i* = taxa mínima de atratividade de 10%

*m* = valor referente do ano 1 ao ano 25;

### 3.4.2 Fluxo de Caixa e Caixa Acumulado

Sendo a energia elétrica um passivo circulante para a empresa, seu valor mensal é um custo que diminui o fluxo de caixa anualmente.

Quando se passa a produzir a energia na própria unidade consumidora este gerador de energia chamado de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica torna-se um ativo da empresa visto que gera receita em formato de energia elétrica a qual não precisará mais ser fornecida pela concessionária de energia elétrica Copel no período em que há irradiação solar.

Para se calcular o fluxo de caixa no caso deste investimento considera-se o custo que a unidade consumidora teria ao longo dos anos se este cliente continuasse com o mesmo consumo de energia elétrica, porém com um reajuste de tarifa de 10% ao ano.

Tais valores são descontados anualmente ao longo de 25 anos para verificar-se qual será o caixa acumulado após este período de vida média do ativo com perda de eficiência de 19% ao ano e reajuste da tarifa em 10% anualmente.

**Tabela 1: Fluxo de Caixa e Caixa Acumulado**

Ano	Total anual	Total acumulado
0	-VP	-VP
1	Receita SFVCR	-VP + Receita SFVCR
2	Receita Reajuste 10%	- VP + Receita SFVCR + Receita Reajuste 10%
.	.	.
25	Receita Reajuste 10% após 25 anos	- VP + Receita SFVCR + ... + Receita Reajuste 10%

A tabela 1 apresenta o formato como será demonstrado tais valores no próximo capítulo para melhor visualizar o caixa acumulado ao final dos 25 anos.

### 3.4.2.1 Custo Total após cinco anos

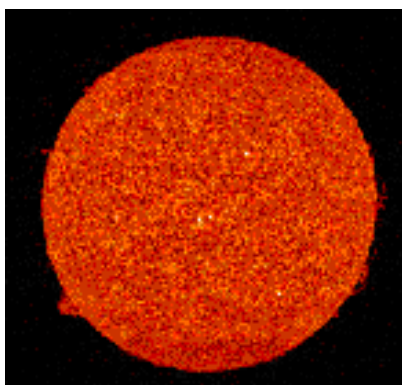
O custo da energia elétrica caso a unidade consumidora continue operando pelos próximos cinco anos porém sem aumentar a produção, ou seja, com o mesmo consumo anual fornecido pela concessionária de energia elétrica entretanto com um reajuste anual de pelo menos 10% é calculado para se comparar se este custo será maior do que o valor para adquirir o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Caso seja maior tem-se a primeira evidência de que o investimento no gerador de energia, a partir da fonte renovável que, neste caso, é através da irradiância solar da Estrela Sol, é viável.

$$CUSTO\ TOTAL = \sum_{i=1}^n P_t * tarifa\ com\ reajuste * perda\ de\ eficiência \quad (3.3)$$

As fontes de energia renováveis são aquelas que possuem um ciclo de renovação em escala de tempo humana, ou seja, estão sempre disponíveis para utilização e não se esgotam, sendo a principal delas a energia solar proveniente da luz do sol, além das fontes eólica, biomassa, hídrica, maremotriz e geotérmica. (Site <https://blog.bluesol.com.br/>).

O Sol é uma estrela situada no centro do nosso sistema solar. No interior do Sol são produzidas enormes quantidades de energia, através de reações de fusão do hidrogênio em hélio. Essa intensa energia é a nossa fonte de luz e calor e sem ela não existiria vida na Terra. É uma estrela anã amarela e sua idade é de cerca de 4,6 bilhões de anos. Estima-se que levará em torno de 6,5 bilhões de anos até se transformar em uma anã branca. (Professora Rosimara Gouveia).

**Figura 15: Fotografia Sol na linha de 584 Å do hélio (HeI), obtida pelo satélite SOHO (*The Solar and Heliospheric Observatory*), da ESA/NASA**



Fonte: <http://astro.if.ufrgs.br/esol/esol.htm>

A energia fotovoltaica é gerada a partir da irradiância solar e, neste caso, seu combustível (irradiação solar) é gratuito o que viabiliza tal sistema e o caracteriza como fonte renovável de energia.

### 3.5 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Para a engenharia econômica a taxa interna de retorno (TIR) é um dado utilizado também na tomada de decisão para verificar se o investimento tem viabilidade econômica ou não.

O cálculo desta taxa se faz considerando qual será a taxa de desconto que o fluxo de caixa deverá apresentar para que o valor presente líquido (VPL) seja nulo.

A tomada de decisão quando se verifica o valor desta taxa pode ser concretizado comparando-se a taxa mínima de atratividade (TMA) que, para este caso, será igual a 10% já que este será o valor adotado para o reajuste anual da tarifa de energia elétrica de forma conservadora frente ao histórico de reajuste dos últimos cinco (5) anos, que acumularam mais de 85% conforme dados disponíveis no website da concessionária Copel [www.copel.com](http://www.copel.com) --> “Taxas e Tarifas” (sem considerar incidência de bandeiras).

O investimento será favorável caso a taxa interna de retorno seja superior ao valor da taxa mínima de atratividade.

$$\sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} - VP = 0 \quad (3.4)$$

Onde:

$FC_i$ : fluxos de caixa;

VP: Valor do investimento;

$i$  = período de cada investimento;

$n$  = período final de investimento.

### 3.6 PAYBACK SIMPLES

O termo *payback* refere-se ao período de retorno do investimento, ou seja, em quanto tempo a unidade consumidora irá aguardar para ter todo o valor do ativo

adquirido novamente no caixa da empresa para que este possa ser aplicado em um novo investimento ou projeto. Geralmente, para se adquirir um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR) comparasse este período ao tempo de cinco (5) anos pois, a grande maioria de clientes que adquirem este gerador de energia elétrica faz-se através de empréstimos bancários e em linhas de crédito destinados exclusivamente para energia fotovoltaica e estes empréstimos são financiados no prazo máximo de sessenta (60) meses, ou seja, cinco (5) anos.

Portanto, este indicador torna-se atrativo quando é menor do que o tempo de financiamento com as entidades bancárias.

Neste caso, será considerado o *payback* simples a partir do fluxo de caixa e caixa acumulado calculado no item 3.4.2. É calculado a partir do resultado da receita gerada pelo SFVCR em formato de energia elétrica e o custo da mesma produção caso a unidade consumidora continue sendo atendida na totalidade pela concessionária de energia elétrica. Quando o caixa acumulado passar a ser favorável pela empresa tem-se o *payback* simples em anos.

A fração do ano para cálculo exato do *payback* contendo a quantidade de anos e meses é calculado dividindo-se o valor restante para recuperar o investimento e o valor do ano seguinte que apresenta o total acumulado de forma positiva para a empresa.

$$f_{meses} = \frac{\text{último total acumulado negativo}}{\text{primeiro total aculado positivo}} \quad (3.5)$$

### 3.7 LATITUDE E LONGITUDE

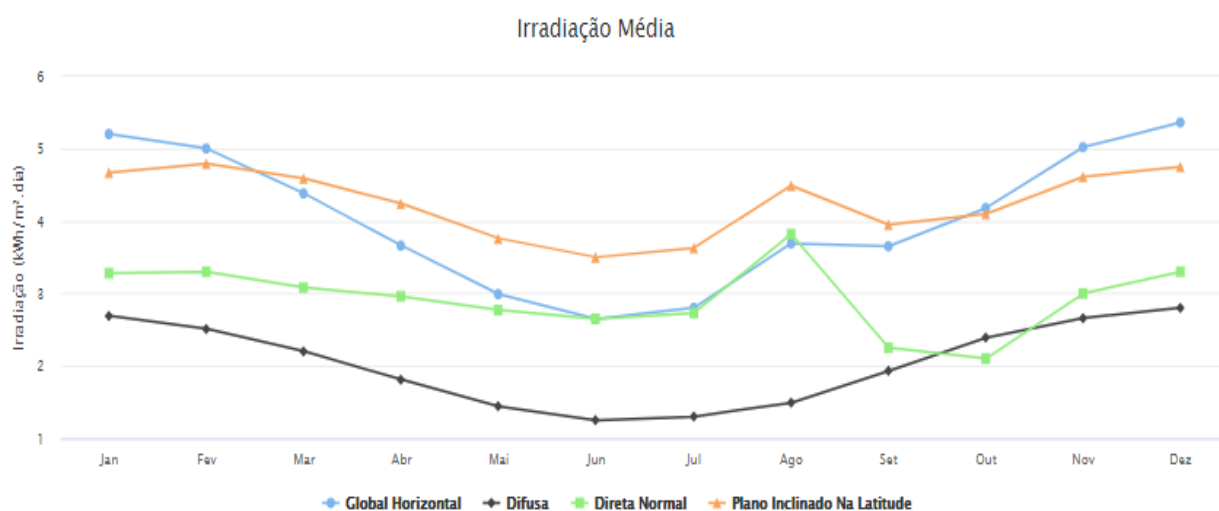
Outro dado de extrema relevância para a instalação do SFVCR é a latitude e longitude pois, com estes dados é possível avaliar o potencial de geração de energia elétrica através do sistema fotovoltaico. Para isto é necessário avaliar o índice de irradiação solar diária média mensal. Tais dados podem ser obtidos através do “Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná – 1ª Edição de 2017” o que apresenta o dado em questão para qualquer região do Estado do Paraná.

A indústria de pinturas de peças metálicas está localizada na cidade de São José dos Pinhais e, de acordo com os dados obtidos através do Atlas apresenta os dados de irradiância conforme os Figuras 1, 2, 3, 4 e 5.

A Irradiação Média ( $\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ ) é foi computada durante um ano nos planos horizontal, difuso, direta normal e plano inclinado na latitude.

- Irradiação Média:

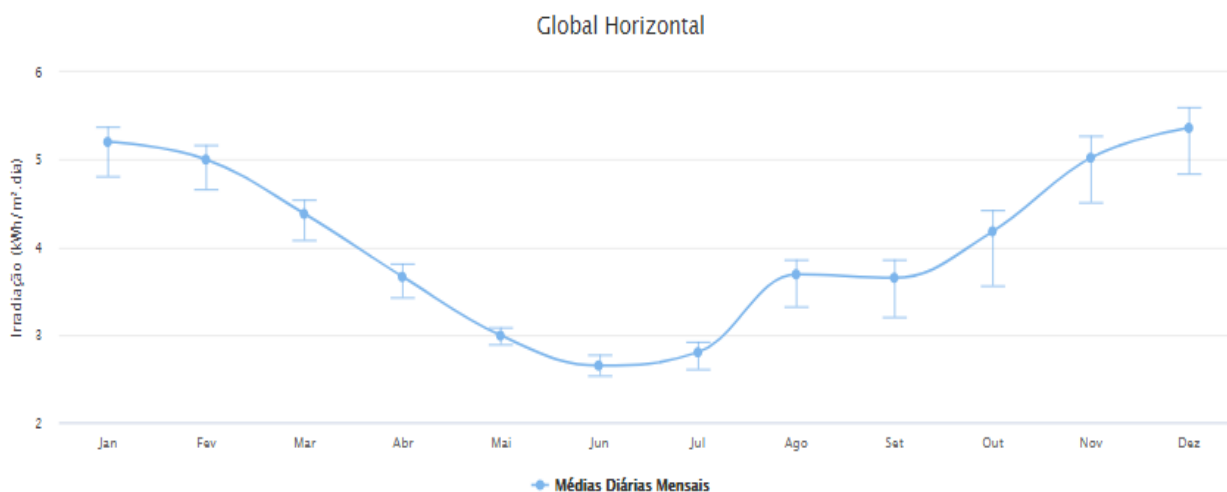
**Figura 16: Gráfico da Irradiação Média ( $\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ ) da Cidade de São J. dos Pinhais**



Fonte: Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná – 1ª Edição de 2017

- Irradiação no plano global horizontal:

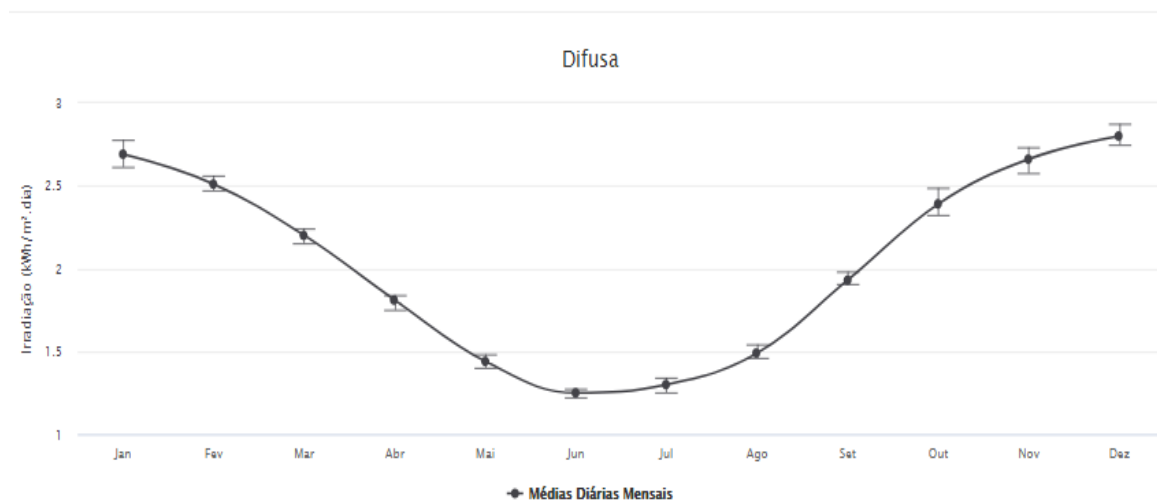
**Figura 17: Gráfico da Irradiação Média ( $\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ ) no plano global horizontal da Cidade de São J. dos Pinhais**



Fonte: Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná – 1ª Edição de 2017

- Irradiação no plano global horizontal:

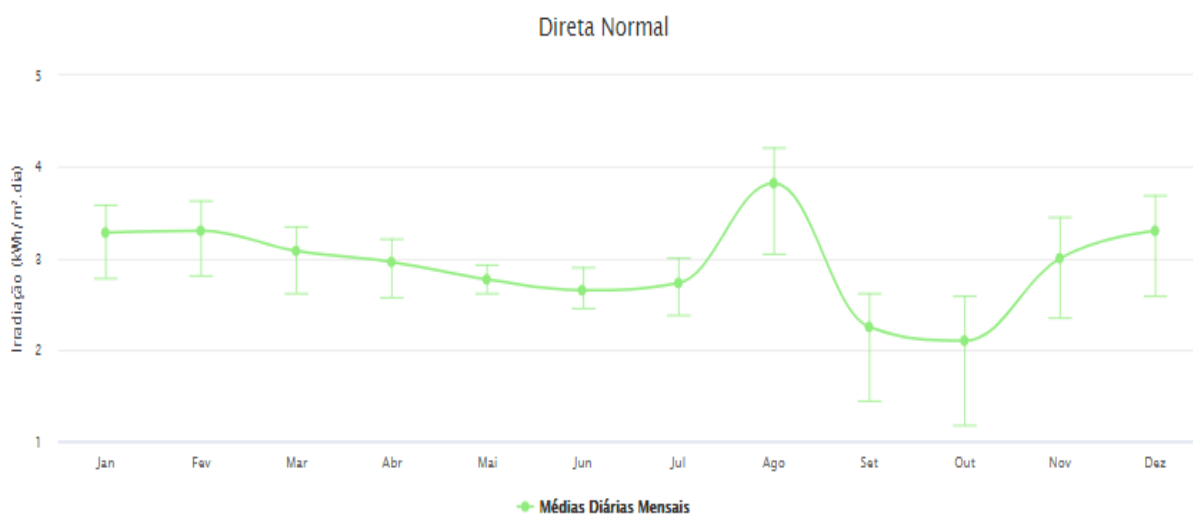
**Figura 18: Gráfico da Irradiação Média (kWh/m<sup>2</sup>.dia) difusa da Cidade de São José dos Pinhais**



Fonte: Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná – 1º Edição de 2017

- Direta Normal:

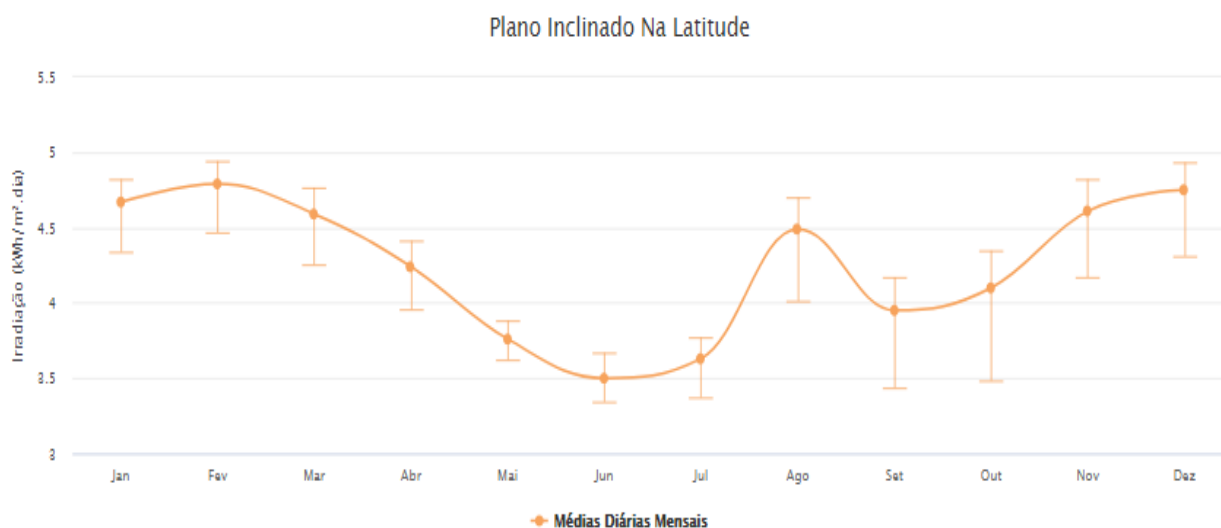
**Figura 19: Gráfico da Irradiação Média (kWh/m<sup>2</sup>.dia) direta normal da Cidade de São José dos Pinhais**



Fonte: Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná – 1º Edição de 2017

- Plano Inclinado na latitude:

**Figura 20: Gráfico da Irradiação Média (kWh/m<sup>2</sup>.dia) plano inclinado na latitude da Cidade de São José dos Pinhais**



**Fonte: Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná – 1<sup>o</sup> Edição de 2017**

A indústria está localizada na latitude -25.5286262 e longitude -49.1880587 e o índice de irradiação solar diária média mensal no plano horizontal nesta latitude e longitude é de 4,18 kWh/m<sup>2</sup>. dia de acordo com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito.



#### 4 CAPÍTULO 4: DESENVOLVIMENTO

O presente capítulo apresentará os conceitos descritos no capítulo 3 contemplando os dados fornecidos pela indústria de pinturas de peças metálicas para a análise da viabilidade econômica do SFCVR e a implantação do banco de capacitores.

A indústria de pinturas de peças metálicas em questão apresentou o consumo (ponta e fora de ponta) em kWh durante doze meses do ano de 2018 conforme a Tabela 2.

**Tabela 2: Consumo em kWh referente aos doze meses do ao ano de 2018**

<b>Consumo em kWh do ano de 2018 (Ponta e Fora de Ponta)</b>	
Janeiro	6135
Fevereiro	5088
Março	5944
Abril	6278
Maio	6712
Junho	6499
Julho	6560
Agosto	6971
Setembro	7372
Outubro	7339
Novembro	6433
Dezembro	6581

**Fonte: Cliente - Fatura da Copel da indústria de pinturas de peças metálicas**

Como mencionado no capítulo 1, a indústria possui demanda contratada referente à 50kW. A concessionária Copel cobrou aproximadamente o valor médio de R\$ 23,64 no ano de 2019 e para cada kW da demanda ultrapassado o valor médio de R\$ 44,00 além da cobrança da energia consumida referente a bandeira amarela e vermelha em alguns meses.

O valor do kWh da energia elétrica consumida na ponta foi de, em média, R\$ 2,00, ou seja, aproximadamente quatro vezes mais do valor da energia elétrica fora da ponta que foi de, em média, R\$ 0,51. Para a energia reativa excedente no período fora de ponta tal valor foi de aproximadamente de R\$ 0,45.

A título de composição das variáveis para estudo de viabilidade econômica a fatura da concessionária Copel desta indústria no mês de setembro/2018 será apresentada na Tabela 3.

**Tabela 3: Dados da Fatura de Energia da Concessionária Copel da Indústria referente setembro/2018**

Produto			Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total
Energia Elétrica Ponta	Consumo		kWh	22	R\$ 1,954091	R\$ 42,99
Energia Elétrica Ponta	Consumo Fora Ponta		kWh	7350	R\$ 0,512586	R\$ 3767,51
Energia Reativa Fora Ponta	Excedente		kWh	1057	R\$ 0,440804	R\$ 465,93
Demanda			kW	53,13	R\$ 22,332204	R\$ 1186,51
Demanda Ultrapassagem			kW	3,13	R\$ 44,661342	R\$139,79
Energia Consumida Bandeira Vermelha			kWh			R\$ 563,74
Contribuição Pública Município	Iluminação					R\$ 131,56

Fonte: Cliente - Fatura da Copel da indústria de pinturas de peças metálicas

De posse destes valores apresentados na tabela 3 será possível determinar qual o tamanho que o SFVCR deverá ter para suprir na totalidade a necessidade de geração de energia elétrica para o consumo da indústria.

#### 4.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA (SFVCR)

A dimensão do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVR) deverá atender ao consumo total referente a um ano. O SFVR foi instalado na latitude -25.5286262 e longitude -49.1880587 sobre o telhado metálico da indústria conforme Figura 21.

**Figura 21: Localização da indústria onde o SFVCR foi instalado**



Fonte: Foto de Satélite

**Tabela 4: Consumo em kWh referente aos doze meses do ao ano de 2018**

<b>Geração em kWh do SFVCR</b>	
Janeiro	6135
Fevereiro	5088
Março	5944
Abril	6278
Maio	6712
Junho	6499
Julho	6560
Agosto	6971
Setembro	7372
Outubro	7339
Novembro	6433
Dezembro	6581

**Fonte: Cliente - Fatura da Copel da indústria de pinturas de peças metálicas**

O índice de irradiação solar diária média mensal no plano horizontal nesta latitude e longitude é de 4,18 kWh/m<sup>2</sup>. dia de acordo com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito.

A potência total consumida durante o ano de 2018 nesta indústria é de:

$$P = \sum_{i=0}^n P_i$$

Onde:

P: Potência kWh.

n: número total de valores de potência obtidos durante doze meses.

Pi: potência de cada mês considerado

Considerando os dados da Tabela 1, tem-se que:

$$P = 77.912 \text{ kWh}$$

O *software* utilizado para dimensionar a geração mensal do SFVCR foi o *PVSOL* que considerou a disposição dos módulos conforme Figura 22 além da latitude e longitude já informados e apresentou os dados da Tabela 5.

**Figura 22: Disposição dos módulos fotovoltaicos sobre o telhado metálico da indústria**



Fonte: Foto de Satélite

**Tabela 5: Geração em kWh do SFVCR**

Geração em kWh do SFVCR	
Janeiro	7330
Fevereiro	6411
Março	6829
Abril	6208
Maiο	5977
Junho	5583
Julho	6204
Agosto	6941
Setembro	6092
Outubro	6776
Novembro	7338
Dezembro	7466

Fonte: Software PVSol

A geração total do sistema fotovoltaico conectado à rede será de 79.155 kWh sendo um sistema de 60,68 kWp ocupando uma área total de 332 m<sup>2</sup>.

#### 4.2 CÁLCULO DO *PAYBACK* SIMPLES, TAXA INTERNA DE RETORNO DO INVESTIMENTO E FLUXO DE CAIXA DO INVESTIMENTO

A indústria adquiriu o sistema fotovoltaico pelo valor presente (VP) de R\$ 202.077,48 à vista. Para calcular o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de

retorno (TIR), o *payback* simples e o final acumulado ao final de 25 anos utilizou-se das Fórmulas descritas no capítulo 3.

#### 4.2.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO DO SFVCR

O valor presente líquido será calculado considerando uma taxa mínima de atratividade (TMA) equivalente à 10% a.a. pois, segundo dados informados pela Copel em seu site oficial, nos últimos 5 anos, o aumento do valor de kWh foi de aproximadamente 85%. Logo, o valor de 10% a.a. será um valor conservador para a análise.

$$VPL = VP + \sum_{n=1}^n \frac{VF_m}{(1+i)^m} = R\$ 579.507,75$$

Onde:

VPL: Valor presente líquido;

VP: Valor do investimento;

n: número total de valores de potência obtidos durante 25 anos;

VFm: valor futuro a cada ano\*;

$i$  = taxa mínima de atratividade de 10%

$m$  = valor referente do ano 1 ao ano 25;

O valor futuro leva-se em consideração o passivo que a indústria teria ao continuar com o mesmo consumo anual, em kWh, porém com um aumento no valor do R\$/kWh na ordem de 10% por ano conforme Tabela 6.

**Tabela 6: Custo anual com a Copel para os próximos 5 anos**

ANO	CONSUMO kWh / ANO	REAJUSTE (10%)	TARIFA (R\$)	CUSTO ANUAL
1	77.912	0%	0,51	R\$ 39.735,12
2	77.912	10%	0,561	R\$ 43.234,09
3	77.912	10%	0,6171	R\$ 47.296,48
4	77.912	10%	0,77881	R\$ 51.739,03
5	77.912	10%	0,746691	R\$ 51.739,03
<b>CUSTO TOTAL NOS PRÓXIMOS 5 ANOS:</b>			<b>R\$ 247.760,16</b>	

#### 4.2.2 FLUXO DE CAIXA AO FINAL DE 25 ANOS DO INVESTIMENTO NO SFVCR

$$\text{Ano 1} = -202.077,48 + 39.735,12 = -R\$ 162.342,46$$

$$\text{Ano 2} = -202.077,48 + 39.735,12 + 43.234,09 = -R\$ 119.108,27$$

$$\text{Ano 3} = -202.077,48 + 39.735,12 + 43.234,09 + 47.296,48 = -R\$ 71.811,79$$

$$\begin{aligned} \text{Ano 25} &= -202.077,48 + 39.735,12 + 43.234,09 + 47.296,48 + \dots + 338.264,41 \\ &= R\$ 3.333.835,01 \end{aligned}$$

Na Tabela 7 é possível verificar o caixa acumulado em cada ano ao longo de 25 anos partindo do ano zero, ou seja, o ano inicial do investimento.

**Tabela 7: Fluxo de caixa ao longo de 25**

Ano	Total acumulado	Ano	Total acumulado
0	-R\$ 202.077,48	13	R\$ 728.640,48
1	-R\$ 162.342,36	14	R\$ 855.391,49
2	-R\$ 119.108,27	15	R\$ 993.998,45
3	-R\$ 71.811,79	16	R\$ 1.145.565,06
4	-R\$ 20.072,76	17	R\$ 1.311.297,17
5	R\$ 36.524,36	18	R\$ 1.492.512,22
6	R\$ 98.433,80	19	R\$ 1.690.649,47
7	R\$ 166.152,05	20	R\$ 1.907.281,22
8	R\$ 240.221,77	21	R\$ 2.144.124,98
9	R\$ 321.236,09	22	R\$ 2.403.056,85
10	R\$ 409.843,21	23	R\$ 2.686.126,00
11	R\$ 506.751,56	24	R\$ 2.995.570,60
12	R\$ 612.735,32	25	R\$ 3.333.835,01

A tabela 7 demonstra que o investimento no ano 0 torna-se viável a partir do 5º ano momento em que o saldo no caixa da empresa começa a ser positivo para tal investimento.

#### 4.2.3 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR) DO INVESTIMENTO NO SFVCR

Para calcular a taxa interna de retorno é necessário considerar que a TIR seja maior do a taxa mínima de atratividade (TMA) que, neste caso, é de 10%.

$$\sum_{i=1}^n \frac{FCi}{(1 + TIR)^i} - VP = 0$$

Onde:

FCi: fluxos de caixa

VP: Valor do investimento;

$i$  = período de cada investimento;

$n$  = período final de investimento;

$$\frac{36524,36}{(1 + TIR)^5} - 202.077,48 \approx 28,61\% = TIR$$

#### 4.2.4 PAYBACK SIMPLES DO INVESTIMENTO NO SFVCR

O *payback* simples pode-se ser verificado a partir da Tabela 6. Será algo entre 4 e 5 anos e a fração do 4º ano necessária para recuperar o investimento do ano zero é calculado dividindo-se o valor restante para recuperar o investimento (-R\$ 20.072,76) e o valor a receber no 5º ano (R\$ 36.524,36):

$$f = \frac{20.072,76}{36.524,36} = 0,55$$

Logo, para recuperar o valor investido será necessário 4 anos e 7 meses pois, 0,55 representa uma fração do ano.

#### 4.3 DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE CAPACITORES

Através do analisador de energia descrito no capítulo 3 o banco de capacitores dimensionado para corrigir o fator de potência e eliminar a energia reativa deverá conter a potência de 30kVar/380V sendo composto de 3 estágios de 10kVar em 380V.

A indústria de pinturas de peças metálicas gerava energia reativa e era cobrada mensalmente pela concessionária de energia elétrica Copel. Na Tabela 8 é apresentado a energia reativa referente ao ano de 2019 da unidade consumidora.

**Tabela 8: Energia Reativa em kWh referente aos doze meses do ao ano de 2019**

<b>Energia Reativa em kWh da Unidade Consumidora</b>	
Janeiro	1015
Fevereiro	1301
Março	1428
Abril	1478
Maio	1213
Junho	1428
Julho	1758
Agosto	1657
Setembro	1057
Outubro	1090
Novembro	950
Dezembro	1494

Fonte: Cliente - Fatura da Copel da indústria de pinturas de peças metálicas

A energia reativa total produzida no ano de 2019 nesta indústria é de:

$$P = \sum_{i=0}^n P_i$$

Onde:

P: Potência kWh.

n: número total de valores de potência obtidos durante doze meses.

Pi: potência de cada mês considerado

Considerando os dados da Tabela 8, tem-se que:

$$P = 15.869 \text{ kWh}$$

#### 4.4 CÁLCULO DO *PAYBACK* SIMPLES, TAXA INTERNA DE RETORNO DO INVESTIMENTO E FLUXO DE CAIXA DO INVESTIMENTO PARA ADQUIRIR O BANCO DE CAPACITORES

O banco de capacitores foi adquirido e instalado pelo valor presente (VP) de R\$ 7.500 à vista. Para calcular o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), o *payback* simples e o caixa acumulado ao final de 25 anos utilizou-se das Fórmulas descritas no Capítulo 3.



#### 4.4.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO DO INVESTIMENTO NO BANDO DE CAPACITORES

Conforme descrito no Item 4.2.1 o valor presente líquido considerará uma taxa de atratividade (TMA) equivalente à 10% ao ano.

$$VPL = VP + \sum_{n=1}^n \frac{VF_m}{(1+i)^m} = R\$ 130.342,94$$

Onde:

VPL: Valor presente líquido;

VP: Valor do investimento;

n: número total de valores de potência obtidos durante 25 anos;

VFm: valor futuro a cada ano\*;

$i$  = taxa mínima de atratividade de 10%

$m$  = valor referente do ano 1 ao ano 25;

O valor futuro leva-se em consideração o passivo que a indústria teria ao continuar sem a instalação do banco de capacitores, em kWh, porém com um aumento no valor do R\$/kWh na ordem de 10% por ano conforme Tabela 9.

**Tabela 9: Custo anual com a Copel durante os próximos 5 anos com a energia reativa kWh**

ANO	E. REATIVA kWh / ANO	REAJUSTE (10%)	TARIFA (R\$)	CUSTO ANUAL
1	15.869	0%	0,45	R\$ 7.141,05
2	15.869	10%	0,495	R\$ 7.855,16
3	15.869	10%	0,5445	R\$ 8.640,67
4	15.869	10%	0,59895	R\$ 9.504,74
5	15.869	10%	0,658845	R\$ 10.455,21
<b>CUSTO TOTAL NOS PRÓXIMOS 5 ANOS:</b>			<b>R\$ 43.596,82</b>	

#### 4.4.2 FLUXO DE CAIXA AO FINAL DE 25 ANOS DO INVESTIMENTO NO BANCO DE CAPACITORES

$$\text{Ano 1} = -7.500 + 7.141,05 = -R\$ 358,95$$

$$\text{Ano 2} = -7.500 + 7.141,05 + 7.855,16 = R\$ 7.410,92$$

$$\text{Ano 3} = -7.500 + 7.141,05 + 7.855,16 + 9.504,74 = R\$ 15.910,87$$

.

.

$$\text{Ano 25} = -7.500 + 7.141,05 + 7.855,16 + 9.504,74 + \dots + 60.791,64 = R\$ 627.961,22$$

Na Tabela 10 é possível verificar o caixa acumulado em cada ano ao longo de 25 anos partindo do ano zero, ou seja, o ano inicial do investimento para a aquisição do banco de capacitores.

**Tabela 10: Fluxo de caixa ao longo de 25 anos para a aquisição do banco de capacitores**

Ano	Total acumulado	Ano	Total acumulado
0	-R\$ 7.500,00	13	R\$ 159.765,22
1	-R\$ 358,95	14	R\$ 182.544,44
2	R\$ 7.410,92	15	R\$ 207.454,38
3	R\$ 15.910,87	16	R\$ 234.693,37
4	R\$ 25.209,22	17	R\$ 264.478,14
5	R\$ 35.380,65	18	R\$ 297.045,44
6	R\$ 46.506,78	19	R\$ 332.653,94
7	R\$ 58.676,86	20	R\$ 371.586,21
8	R\$ 71.988,40	21	R\$ 414.150,90
9	R\$ 86.547,99	22	R\$ 460.685,18
10	R\$ 102.472,14	23	R\$ 511.557,33
11	R\$ 119.888,16	24	R\$ 567.169,58
12	R\$ 138.935,17	25	R\$ 627.961,22

A tabela 10 demonstra que o investimento no banco de capacitores torna-se viável a partir do 2º ano momento em que o saldo no caixa da empresa começa a ser positivo para tal investimento.

#### 4.4.3 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR) DO INVESTIMENTO NO BANDO DE CAPACITORES

Para calcular a taxa interna de retorno é necessário considerar que a TIR seja maior do a taxa mínima de atratividade (TMA) que, neste caso, é de 10%.

$$\sum_{i=1}^n \frac{FCi}{(1 + TIR)^i} - VP = 0$$

Onde:

FCi: fluxos de caixa

VP: Valor do investimento;

$i$  = período de cada investimento;

$n$  = período final de investimento;

$$\frac{7.410,92}{(1 + TIR)^5} - 7.500 \approx 104,33\% = TIR$$

#### 4.4.4 PAYBACK SIMPLES DO INVESTIMENTO NO BANDO DE CAPACITORES

A Tabela 10 apresenta o *payback* simples entre o 1° ano e o 2° ano de investimento. Para se calcular a quantidade de meses referente ao 1° ano utiliza-se a Fórmula 3.5 descrita no capítulo 3. Dividindo-se o valor restante para recuperar o investimento (-R\$ 358,95) e o valor a receber no 2° ano (R\$ 7.410,92):

$$f = \frac{358,95}{7.410,92} = 0,048$$

Logo, para recuperar o valor investido será necessário 1 ano e 1 mês pois, 0,048 representa uma fração do ano.

#### 4.5 DIMENSIONAMENTO DO TRANSFORMADOR DE TENSÃO

O objetivo de substituir o transformador de tensão de 225kVA por um transformador de 112,5kVA é para que a concessionária de energia elétrica Copel passe a faturar a conta de energia elétrica da indústria como um cliente de baixa tensão. Neste caso não haverá mais a cobrança da demanda contratada mensalmente.

A demanda contratada é um valor cobrado mensalmente para que a empresa tenha a disponibilidade, no caso desta indústria, de 50kW mensalmente a um valor de R\$ 23,64 variando conforme Tabela 11.

**Tabela 11: Demanda contratada em kW referente aos 12 meses de 2019**

<b>Demanda Contratada em kW da Unidade Consumidora no ano de 2019</b>	
Janeiro	49,20
Fevereiro	52,15
Março	47,13
Abril	41,82
Maio	42,01
Junho	51,66
Julho	48,41
Agosto	47,13
Setembro	53,13
Outubro	46,74
Novembro	50,18
Dezembro	51,46

**Fonte: Cliente - Fatura da Copel da indústria de pinturas de peças metálicas**

A energia reativa total produzida no ano de 2019 nesta indústria é de:

$$P = \sum_{i=0}^n P_i$$

Onde:

P: Potência kWh.

n: número total de valores de potência obtidos durante doze meses.

Pi: potência de cada mês considerado

Considerando os dados da Tabela 11, tem-se que:

$$P = 581 \text{ kW}$$

#### 4.6 CÁLCULO DO *PAYBACK* SIMPLES, TAXA INTERNA DE RETORNO DO INVESTIMENTO E FLUXO DE CAIXA DO INVESTIMENTO PARA ADQUIRIR O TRANSFORMADOR DE TENSÃO

O transformador de tensão foi adquirido e instalado pelo valor presente (VP) de R\$ 21.980,00 à vista. Para calcular o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), o *payback* simples e o caixa acumulado ao final de 25 anos utilizou-se das Fórmulas descritas no capítulo 3.

#### 4.7 VALOR PRESENTE LÍQUIDO DO INVESTIMENTO PARA ADQUIRIR O TRANSFORMADOR DE TENSÃO

Conforme descrito no Item 4.2.1 o valor presente líquido considerará uma taxa de atratividade (TMA) equivalente à 10% ao ano.

$$VPL = VP + \sum_{n=1}^n \frac{VF_m}{(1+i)^m} = R\$ 243.839,97$$

Onde:

VPL: Valor presente líquido;

VP: Valor do investimento;

n: número total de valores de potência obtidos durante 25 anos;

VF<sub>m</sub>: valor futuro a cada ano\*;

*i* = taxa mínima de atratividade de 10%

*m* = valor referente do ano 1 ao ano 25;

O valor futuro leva-se em consideração o passivo que a indústria teria ao continuar sem a instalação do banco de capacitores, em kWh, porém com um aumento no valor do R\$/kWh na ordem de 10% por ano conforme Tabela 12.

**Tabela 12: Custo anual com a Copel durante os próximos 5 anos com a demanda contratada kW**

ANO	E. REATIVA kWh / ANO	REAJUSTE (10%)	TARIFA (R\$)	CUSTO ANUAL
1	581	0%	23,64	R\$ 13.735,31
2	581	10%	26,004	R\$ 15.108,84
3	581	10%	28,60	R\$ 16.619,73
4	581	10%	31,46	R\$ 18.281,70
5	581	10%	34,61	R\$ 20.109,87
<b>CUSTO TOTAL NOS PRÓXIMOS 5 ANOS:</b>			<b>R\$ 83.855,46</b>	

#### 4.8 FLUXO DE CAIXA AO FINAL DE 25 ANOS DO INVESTIMENTO PARA ADQUIRIR O TRANSFORMADOR DE TENSÃO

$$\text{Ano 1} = -21.980,00 + 13.735,31 = -R\$ 8.244,69$$

$$\text{Ano 2} = -21.980,00 + 13.735,31 + 14.944,81 = R\$ 6.700,12$$

.

.

.

$$\text{Ano 25} = -21.980,00 + 13.735,31 + 14.944,81 + \dots + 116.928,49 = R\$ 1.200.285,44$$

Na Tabela 13 é possível verificar o caixa acumulado em cada ano ao longo de 25 anos partindo do ano zero, ou seja, o ano inicial do investimento para a aquisição do transformador de tensão:

**Tabela 13: Fluxo de caixa ao longo de 25 anos para a aquisição do banco de capacitores**

Ano	Total acumulado	Ano	Total acumulado
0	-R\$ 21.980,00	13	R\$ 299.743,01
1	-R\$ 8.244,69	14	R\$ 343.557,26
2	R\$ 6.700,12	15	R\$ 391.469,79
3	R\$ 23.049,18	16	R\$ 443.862,10
4	R\$ 40.933,91	17	R\$ 501.151,03
5	R\$ 60.497,94	18	R\$ 563.791,97
6	R\$ 81.898,29	19	R\$ 632.282,44
7	R\$ 105.306,58	20	R\$ 707.165,94
8	R\$ 130.910,40	21	R\$ 789.036,17
9	R\$ 158.914,77	22	R\$ 878.541,63
10	R\$ 189.543,76	23	R\$ 976.390,67
11	R\$ 223.042,25	24	R\$ 1.083.356,95
12	R\$ 259.677,86	25	R\$ 1.200.285,44

#### 4.8.1 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR) DO INVESTIMENTO PARA ADQUIRIR O TRANSFORMADOR DE TENSÃO

Para calcular a taxa interna de retorno é necessário considerar que a TIR seja maior do a taxa mínima de atratividade (TMA) que, neste caso, é de 10%.

$$\sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} - VP = 0$$

Onde:

FC<sub>i</sub>: fluxos de caixa

VP: Valor do investimento;

*i* = período de cada investimento;

*n* = período final de investimento;

$$\frac{6.700,12}{(1 + TIR)^5} - 21.980,00 \approx 71,67\% = TIR$$

## 5 CAPÍTULO 5: ANÁLISE DOS RESULTADOS

A Tabela 14 apresenta os valores pagos à concessionária de energia Copel, durante o ano de 2018, antes da instalação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR), pela indústria de pinturas de peças metálicas.

**Tabela 14: Valores pagos à Copel no ano de 2018**

<b>Valores da fatura de energia quitados em 2018</b>	
Janeiro	R\$ 4.680,79
Fevereiro	R\$ 3.759,99
Março	R\$ 4.105,14
Abril	R\$ 4.202,87
Maio	R\$ 4.452,61
Junho	R\$ 4.416,57
Julho	R\$ 5.039,56
Agosto	R\$ 5.742,19
Setembro	R\$ 6.298,03
Outubro	R\$ 6.166,54
Novembro	R\$ 5.776,24
Dezembro	R\$ 4.995,86

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica SFVCR foi instalado no mês de novembro/2018 e iniciou sua geração no mês de dezembro do mesmo ano. A Tabela 15 discrimina os valores pagos após a instalação do gerador de energia e o banco de capacitores foi instalado somente no mês de outubro de 2019. A substituição dos transformadores de tensão de 225 kVA pelo de 112,5 kVA ocorreu apenas no mês de dezembro de 2019. Na terceira coluna desta Tabela é possível verificar o valor da demanda contrata o qual só será eliminado após a instalação destes transformadores.



**Tabela 15: Valores pagos à Copel no ano de 2019 – Comparativo entre valor total e Demanda contratada**

<b>Valores da fatura de energia quitados em 2019</b>		
<b>Mês</b>	<b>Valor Total em R\$</b>	<b>Valor da Demanda Contratada em R\$</b>
Janeiro	R\$ 1.835,75	R\$ 1.160,24
Fevereiro	R\$ 2.001,57	R\$ 1.206,08
Março	R\$ 1.983,75	R\$ 1.073,94
Abril	R\$ 1.942,00	R\$ 946,62
Maio	R\$ 1.813,87	R\$ 950,91
Junho	R\$ 2.042,76	R\$ 1.168,65
Julho	R\$ 2.042,76	R\$ 1.066,43
Agosto	R\$ 1.966,08	R\$ 993,24
Setembro	R\$ 1.835,40	R\$ 945,30
Outubro	R\$ 1.740,95	R\$ 1.008,00
Novembro	R\$ 1.248,32	R\$ 966,00
Dezembro	R\$ 1.396,87	R\$ 987,35

Observa-se na Tabela 16 a porcentagem do total da fatura destinada a demanda contratada em cada mês do ano de 2019. Este valor, após a instalação do sistema fotovoltaico conectado à rede torna-se desnecessário visto que o sistema gera toda a energia necessária para o funcionamento da indústria não necessitando mais da disponibilidade da demanda contratada de 50kW.

**Tabela 16: % Referente a Demanda Contratada**

<b>% Referente a Demanda Contratada</b>	
<b>Janeiro</b>	63%
<b>Fevereiro</b>	60%
<b>Março</b>	54%
<b>Abril</b>	49%
<b>Maio</b>	52%
<b>Junho</b>	57%
<b>Julho</b>	52%
<b>Agosto</b>	51%
<b>Setembro</b>	51%
<b>Outubro</b>	58%
<b>Novembro</b>	77%
<b>Dezembro</b>	71%

Analisando a Tabela 16 conclui-se que, em média, 58% do total da fatura de energia após a instalação do gerador de energia é referente a demanda contratada. Este valor, após a instalação do SFVCR, torna-se desnecessário e por este motivo a indústria opta por substituir o transformador de tensão de 225kVA pelo transformador de tensão de 112.5kVA. Ou seja, continuará a ser atendida em alta tensão, porém

passará a ser tarifada como um cliente do grupo B, baixa tensão, conforme descrito no capítulo 3, Tópico 3.1.

Outro dado importante considerado na fatura de energia após a instalação do SFVCR refere-se a energia reativa, a qual é gerada quando há motores trifásicos instalados e estes são acionados simultaneamente. Com o analisador de energia instalado verificou-se que era necessário corrigir o fator de potência visto que este estava abaixo de 92% e, para fazer-se esta correção, o banco de capacitores de 30kVAr/380V foi instalado para gerar então a energia reativa a qual era fornecida pela Copel quando o sistema fotovoltaico está operando já que este gerava apenas energia ativa. A compensação entre as duas energias equilibrava o fator de potência garantindo assim que não houvesse a cobrança de multa pela ultrapassagem do valor permitido.

Na Tabela 17 discrimina-se o valor da energia reativa excedente fora da ponta nos meses de 2019 e demonstra-se a porcentagem deste valor sobre o total da fatura de energia da Copel.

**Tabela 17: Valores pagos à Copel no ano de 2019 – Comparativo entre valor total e energia reativa**

<b>Valores da fatura de energia quitados em 2019</b>		
<b>Mês</b>	<b>Valor Total em R\$</b>	<b>Valor da Energia Reativa em R\$</b>
Janeiro	R\$ 1.835,75	R\$ 472,46
Fevereiro	R\$ 2.001,57	R\$ 593,90
Março	R\$ 1.983,75	R\$ 642,30
Abril	R\$ 1.942,00	R\$ 660,37
Maio	R\$ 1.813,87	R\$ 541,97
Junho	R\$ 2.042,76	R\$ 637,65
Julho	R\$ 2.042,76	R\$ 766,93
Agosto	R\$ 1.966,08	R\$ 695,63
Setembro	R\$ 1.835,40	R\$ 451,96
Outubro	R\$ 1.740,95	R\$ 498,34
Novembro	R\$ 1.248,32	R\$ -
Dezembro	R\$ 1.396,87	R\$ -

Observa-se nas Tabelas 15 e 17 um passivo oneroso quanto a demanda contratada cobrada mensalmente da empresa além da cobrança do excedente de tal demanda e energia reativa. Tais cobranças ocorrem quando a indústria ultrapassa a demanda contratada fora da ponta, geralmente quando há maior produção e a demanda contratada não é suficiente. Ou seja, mesmo aumentando o faturamento da

empresa, gerando um ativo através de clientes ou aumento de estoque, tal montante é consumido pelo passivo circulante de obrigações mensais com a concessionária de fornecimento de energia elétrica.

Também é possível concluir que, ao somar-se os valores de demanda contratada com os valores de energia reativa, estes dois custos são referentes a um passivo circulante e totalizam, em média, 89% do total da fatura de energia. Portanto, mesmo a indústria adquirindo um ativo que é o gerador de energia elétrica, a análise deve-se deste custo é contínuo, ou seja, cada produto cobrado pela concessionária é passível de análise para a redução de seu custo.

A Tabela 18 discrimina o real custo que deveria ter sido pago a concessionária de energia Copel caso a instalação do banco de capacitores e a substituição dos transformadores fossem concretizados junto com a implantação do SFVCR.

**Tabela 18: Comparativo de Valores da Fatura da Copel do ano de 2019**

<b>Comparativo de Valores de Produtos da Fatura da Copel</b>				
<b>Mês</b>	<b>Valor Total em R\$</b>	<b>Energia Reativa em R\$</b>	<b>Demanda Contratada em R\$</b>	<b>Saldo</b>
Janeiro	R\$ 1.835,75	R\$ 472,46	R\$ 1.160,24	R\$ 203,05
Fevereiro	R\$ 2.001,57	R\$ 593,90	R\$ 1.206,08	R\$ 201,59
Março	R\$ 1.983,75	R\$ 642,30	R\$ 1.073,94	R\$ 267,51
Abril	R\$ 1.942,00	R\$ 660,37	R\$ 946,62	R\$ 335,01
Mai	R\$ 1.813,87	R\$ 541,97	R\$ 950,91	R\$ 320,99
Junho	R\$ 2.042,76	R\$ 637,65	R\$ 1.168,65	R\$ 236,46
Julho	R\$ 2.042,76	R\$ 766,93	R\$ 1.066,43	R\$ 209,40
Agosto	R\$ 1.966,08	R\$ 695,63	R\$ 993,24	R\$ 277,21
Setembro	R\$ 1.835,40	R\$ 451,96	R\$ 945,30	R\$ 440,14
Outubro	R\$ 1.740,95	R\$ 498,34	R\$ 1.008,00	R\$ 234,61
Novembro	R\$ 1.248,32	R\$ -	R\$ 966,00	R\$ 282,32
Dezembro	R\$ 1.396,87	R\$ -	R\$ 987,35	R\$ 409,52

A indústria optou por fazer a instalação do banco de capacitores no início do mês de outubro de 2019. O equipamento entrou em operação e o produto produzido por este, que é a energia reativa para equilibrar o fator de potência quando os motores são acionados e o sistema fotovoltaico conectado à rede inicia a geração de energia ativa, passa a gerar outro ativo para a empresa visto que a energia reativa não foi computada pela concessionária de energia elétrica já a partir do mês de novembro de 2019.

Outro produto relevante ofertado pela concessionária de energia Copel refere-se à contribuição para a iluminação pública do município. Quanto a este custo não é possível sua eliminação visto que é obrigatório a aquisição e pagamento por todas as unidades consumidoras, mas traz benefícios a toda a comunidade, inclusive para a indústria, pois as imediações da empresa sempre estarão iluminadas no período noturno trazendo benefícios para toda a comunidade com ruas iluminadas e conseqüentemente segurança.

A Tabela 19 apresenta o custo durante o ano de 2019 com a contribuição de iluminação pública para o município de São José dos Pinhais. Esta Tabela compara o valor total da fatura, o saldo 1 após descontar o valor da energia reativa e demanda contratada e o saldo 2 sem o custo da iluminação pública.

**Tabela 19: Comparativo de Valores da Fatura da Copel do ano de 2019 com a taxa de contribuição de iluminação pública do município de São José dos Pinhais**

<b>Comparativo de Valores de Produtos da Fatura da Copel com Taxa de Contribuição de Iluminação Pública do Município de São José dos Pinhais</b>				
<b>Mês</b>	<b>Valor Total em R\$</b>	<b>Saldo 1</b>	<b>Cont. Ilum. Pública R\$</b>	<b>Saldo 2</b>
Janeiro	R\$ 1.835,75	R\$ 203,05	R\$ 137,23	R\$ 65,82
Fevereiro	R\$ 2.001,57	R\$ 201,59	R\$ 137,23	R\$ 64,36
Março	R\$ 1.983,75	R\$ 267,51	R\$ 137,23	R\$ 130,28
Abril	R\$ 1.942,00	R\$ 335,01	R\$ 137,23	R\$ 197,78
Maio	R\$ 1.813,87	R\$ 320,99	R\$ 137,23	R\$ 183,76
Junho	R\$ 2.042,76	R\$ 236,46	R\$ 137,23	R\$ 99,23
Julho	R\$ 2.042,76	R\$ 209,40	R\$ 137,23	R\$ 72,17
Agosto	R\$ 1.966,08	R\$ 277,21	R\$ 137,23	R\$ 139,98
Setembro	R\$ 1.835,40	R\$ 440,14	R\$ 137,23	R\$ 302,91
Outubro	R\$ 1.740,95	R\$ 234,61	R\$ 137,23	R\$ 97,38
Novembro	R\$ 1.248,32	R\$ 282,32	R\$ 137,23	R\$ 145,09
Dezembro	R\$ 1.396,87	R\$ 409,52	R\$ 137,23	R\$ 272,29

Logo, o custo efetivo que a empresa deverá ter com energia elétrica, já que o SFVCR é *on grid*, ou seja, conectado à rede da concessionária Copel, para que a energia excedente e a energia produzida aos finais de semana, quando a indústria não está operando mas o SFVCR está gerando, seja enviada para a rede da Copel e computada pelo medidor bidirecional para ser descontada nos meses de menor irradiação solar, quando o gerador de energia elétrica não produzir a totalidade do consumo necessário para alimentar a carga da indústria, é de no máximo 10%.

O percentual de 10%, assim como os índices de valor presente líquido, taxa interna de retorno, caixa acumulado após 25 anos e *payback* simples são os parâmetros a serem considerados para concluir que os investimentos feitos para aquisição dos seguintes ativos: instalação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR), a implantação de um banco de capacitores para correção do fator de potência e a substituição do transformador de tensão de 225 kVA por um de 112,5 kVA é viável para indústrias de pequeno e médio porte.

A substituição do transformador de tensão de 225kVA pelo transformador de tensão de 112,5 kVA ocorreu no mês de dezembro de 2019 com a aprovação da concessionária de energia elétrica Copel. A fatura do mês de janeiro de 2020 foi de R\$ 273,53, ou seja, 15% do valor do mesmo mês do ano de 2019.

Na Figura 23 há o demonstrativo dos valores faturados na fatura do mês de janeiro de 2020 da indústria de pinturas de peças metálicas localizada no município de São José dos Pinhais.

**Figura 23: Valores Faturados pela Copel referente ao mês de Janeiro de 2020**

Valores Faturados						
<b>NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° 117.000.566 - SÉRIE B</b>						
Emitida em 18/01/2020						
Produto	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cál.	Aliq. ICMS
ENERGIA ELET CONSUMO	kWh	100	0,421100	42,11	42,11	29,00%
ENERGIA ELET USO SISTEMA	kWh	100	0,374700	37,47	37,47	29,00%
ENERGIA TRIBUT DIFERENCIADA TE	kWh	1.130	0,273903	309,51	0,00	0,00%
ENERG TRIBUT DIFERENCIADA TUSD	kWh	1.130	0,343239	387,86	387,86	29,00%
ENERGIA CONS. B.AMARELA	kWh			2,06	2,06	29,00%
ENERGIA TRIB DIF BAND AM	kWh			15,17	0,00	0,00%
CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				79,41		
COMP CONS MICRO/MINI GERACAO	kWh	1.130		-600,06		

Fonte: Acervo do cliente

A empresa passou a ser taxada como um consumidor do Grupo B. Nesta modalidade há a cobrança mensal da taxa de energia elétrica referente a 100 kWh pela ligação trifásica. O valor da contribuição de iluminação pública do município, no mês de janeiro de 2020, foi de R\$ 79,41 e continuará havendo a cobrança de

bandeiras tarifárias amarela e vermelha, caso seja necessário o acionamento de termelétricas, em momentos em que há pouca chuva e os reservatórios de usinas hidrelétricas estarão baixos.

Descontando o custo da taxa de iluminação pública, a qual representa, neste caso, 29% do valor total da fatura, e o custo obrigatório de 100kWh referente a ligação trifásica, que é de R\$ 79,58 representando também 29% do total, a concessionária de energia elétrica cobra ainda 41% do valor total da fatura para que a indústria de pinturas de peças metálicas possa injetar sua produção de energia excedente no sistema de distribuição. Ou seja, sobre a energia tributada diferenciada TUSD (taxa de utilização do sistema de distribuição) há a taxação de 29%, porcentagem cobrada no Estado do Paraná, sobre o valor desta parcela injetada na rede a qual é cobrada em formato de ICMS (imposto sobre circulação de mercadorias e serviços).

A Figura 24 é o demonstrativo de valores faturados da unidade consumidora para o mês de fevereiro de 2020.

**Figura 24: Valores Faturados pela Copel referente ao mês de fevereiro de 2020**

<b>Valores Faturados</b>						
<b>NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° 121.688.997 - SÉRIE B</b>						
Emitida em 18/02/2020						
Produto Descrição	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cálc.	Aliq. ICMS
ENERGIA ELET CONSUMO	kWh	100	0,422000	42,20	42,20	29,00%
ENERGIA ELET USO SISTEMA	kWh	100	0,375400	37,54	37,54	29,00%
ENERGIA TRIBUT DIFERENCIADA TE	kWh	2.934	0,273909	803,65	0,00	0,00%
ENERG TRIBUT DIFERENCIADA TUSD	kWh	2.934	0,343234	1.007,05	1.007,05	29,00%
ENERGIA CONS. B.AMARELA	kWh			0,96	0,96	29,00%
ENERGIA TRIB DIF BAND AM	kWh			18,47	0,00	0,00%
CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				140,89		
COMP CONS MICRO/MINI GERACAO	kWh	2.934		-1.537,13		

Fonte: Acervo do cliente

A fatura do mês de fevereiro de 2020 não foi tão atrativa quanto a fatura do mês de janeiro de 2020 visto que neste mês a indústria esteve em período de férias desde o final do mês de dezembro de 2019 e início do mês de janeiro de 2020, e parte da produção gerado pelo SFVCR foi injetado na rede neste período sendo consumido novamente durante o retorno das atividades da indústria a qual dobrou seu consumo

em relação ao mesmo mês do ano de 2019. Neste caso, o custo da TUSD para a empresa foi de 57% do total da fatura.

A taxa de iluminação pública também aumentou consideravelmente passando de R\$ 79,41 para R\$ 140,89. Já o valor cobrado por kWh passou de R\$ 0,7958 para R\$ 0,7974, um aumento de 0,2% apenas.

Mesmo a indústria necessita da rede de distribuição elétrica, da concessionária de energia elétrica Copel, para funcionar como uma bateria que armazena a energia produzida de forma excedente durante aos dias de segunda-feira à sexta-feira e que não é, então, consumida instantaneamente e a produção dos finais de semana injetada totalmente na rede a tarifa de uso do sistema de distribuição poderá, a longo prazo, onerar a empresa.

Faz-se necessário uma análise para o gerenciamento do ativo gerador de energia a partir de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR) para que este passe a funcionar em sua plenitude compreendendo a necessidade de produção e consumo de energia durante os dias em que há expediente. A indústria em questão opera de segunda-feira à sexta-feira. Algumas alternativas podem ser implantadas como:

- Alteração dos dias de trabalho sendo de segunda-feira à sábado;
- Alteração do horário de início do expediente para 08h00 e término do expediente para 17h00;
- Alteração do horário de descanso de 1 hora para 1h12min;
- O horário de expediente aos sábados poderá ser 08h00 até às 13h00 para um turno e das 13h00 até as 18h00 para outro turno. Desta forma a energia gerada pelo SFVCR aos sábados será consumida instantaneamente e não será injetada na rede da concessionária para ser solicitada posteriormente e ter de pagar o valor referente a 29% da TUSD;
- Com a alteração do horário de descanso e do horário de início e término do expediente durante a semana não haverá alteração na folha de pagamento

dos funcionários visto que irão continuar a trabalhar as 44 horas semanais. Portanto, não haverá o custo adicional com horas extras;

- A indústria deverá organizar o cronograma de produção de modo que, todo o serviço produzido durante segunda-feira à sexta-feira seja calculado e dimensionado para ser produzido de segunda-feira à sábado. Desta forma, mesmo que a empresa aumente sua produção não será necessário consumir energia elétrica da concessionária Copel já que, caso seja necessário, será menor do que ocorreu no mês de janeiro de 2020.

Apenas o Estado do Paraná e o Estado de Santa Catarina não aderiram a isenção do ICMS sobre a energia injetada pela unidade consumidora e consumida posteriormente em mesma quantidade. Todos os outros 26 Estados e o Distrito Federal aderiram ao convênio de isenção do ICMS de 22 de Abril de 2015 ICMS 16/2015 de autoria do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) e cada Governador de cada Estado validou este convênio com uma legislação própria. Já no Estado do Paraná o Governador não a fez e ofereceu o benefício de forma parcial e por um prazo limitado de 48 meses apenas. Tal convênio segue as normativas constantes na Resolução Normativa 482 de 2012 que em sua cláusula primeira informa que:

“autorizados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.”

Portanto, o investimento da indústria de pintura de peças metálicas mostrou-se, mesmo com a não isenção de ICMS sobre a energia injetada e consumida posteriormente, viável economicamente visto que retirou um passivo circulante e o substituiu por um ativo permanente auxiliando nos índices de liquidez da empresa os quais englobam o índice de liquidez geral, o índice de liquidez corrente, o índice de liquidez seca, o índice de rentabilidade do ativo, o índice de participação de capitais



de terceiros, composição de endividamento a curto prazo, imobilização do patrimônio líquido e imobilização dos recursos. Portanto, a empresa tornou-se mais saudável financeiramente e competitiva no mercado já que terá, a médio e longo prazo, a viabilidade de quitação de compromissos assumidos anteriormente e a curto prazo também além de menor dependência da estrutura em relação a recursos de terceiros.

## 5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Esta monografia sugere para pesquisas futuras os seguintes temas:

- Desenvolvimento de um cronograma de produção de acordo com o consumo do último ano para utilizar a energia produzida diariamente pelo SFVCR;
- Dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) alinhado com a expectativa de crescimento da unidade consumidora;
- Estudo sobre a viabilidade de se adquirir um sistema fotovoltaico híbrido para armazenar a energia elétrica produzida de forma excedente;
- Análise da contabilidade gerencial de uma empresa que instalará o sistema fotovoltaico conectado à rede para solucionar a dependência de capital de terceiros

## REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. REN 482/2012: Resolução Normativa 482/2012 de 17 de Abril de 2012. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. REN 687/2015: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. REN 786/2015: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. NOTA TÉCNICA N° 0056/2017: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. NOTA TÉCNICA N° 414/2010: Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando aprimorar a regulamentação acerca do fator de potência e cobrança do excedente de reativos. 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 55000: Gestão de ativos — Visão geral, princípios e terminologia. 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR ISO 55001: Gestão de ativos — Sistemas de gestão – Requisitos. 2014.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JR, J.; PEREIRA, S. V.; GONCALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S., ALVES, A. R. "Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná". 1a Edição. Curitiba: UTFPR, 2017