

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Yuri Alves de Aragão

**Viabilidade técnico-econômica-ambiental
do uso de energia solar fotovoltaica
em uma casa em Saquarema-RJ**

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento
de Engenharia Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Florian Alain Yannick Pradelle

Rio de Janeiro

Junho de 2021

Dedico este trabalho aos meus pais que sempre me apoiaram e me incentivaram e ao meu orientador Florian que me ajudou, me direcionando da melhor forma e tornando este trabalho possível.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador Florian Pradelle pela paciência e atenção que teve comigo durante todo este um ano.

Agradeço aos meus pais Eduardo e Nair por terem me apoiado emocionalmente, incentivado e orientado da melhor forma. Principalmente à minha mãe que sempre que sempre me incentivou a continuar em frente nos momentos mais difíceis.

Agradeço à minha tia Liete, que me alegrou em diversos dias que estava desmotivado, que me ouviu quando precisei e sempre me mantinha pra cima.

Agradeço aos meus amigos da faculdade e da vida com um carinho especial por Daniel, Fernando, Maria, Renata, Franco, Luis, Caio, Paulo, Tatiana, Rômulo por todo o apoio nesses anos difíceis que foram na PUC.

Agradeço à professora Mônica de Fluidos pela oportunidade de realizar o projeto de iniciação científica junto aos laboratórios que me deram vários conhecimentos práticos.

RESUMO

Viabilidade técnico-econômica-ambiental do uso de energia solar fotovoltaica em uma casa em Saquarema-RJ

Os recursos fósseis são limitados e seu uso provoca danos ambientais locais como globais. Este panorama nos mostra a necessidade por outras fontes de energia, como por exemplo a energia solar fotovoltaica, que pode ser considerada uma fonte renovável e praticamente inesgotável. É neste cenário que esse trabalho contribui, realizando simulações de caso em uma residência em Saquarema com consumo médio anual de 396,33 kWh. Serão feitas análises econômicas de viabilidade e payback. Também será feita uma análise numérica de impacto ambiental abordando a emissão do sistema solar, além de uma abordagem descritiva sobre os impactos ambientais no processo de manufatura dos painéis e fabricação de alguns componentes. Essas análises são elaboradas a partir de equações e dados obtidos de outros trabalhos para chegar à um resultado final e com os dados de conta de luz da residência. Uma análise técnica de dimensionamento e análise de eficiência energética do sistema. Uma análise de exergia também será abordada neste artigo. Como resultado do estudo para o caso principal com taxa de retorno de 2,5% e fator de rendimento 0,80, foi observado uma redução de 31% da quantidade de CO₂ equivalente quando comparado com o uso da rede, na parte energética uma eficiência de 12% que é próxima aos 15% fornecido pelo fabricante e com eficiência exergética de 18%. Economicamente o VPL foi positivo e com tempo e payback de 6 anos. Com a análise da sensibilidade as maiores alterações foram na parte econômica, e com relação a exergia, energia e impactos ambientais, obtivemos resultados com baixa variação.

Palavras-chave: Dimensionamento de sistema fotovoltaico, payback, exergia, ciclo de vida, modelagem, análise de sensibilidade.

ABSTRACT

Technical-economic-environmental feasibility of using photovoltaic solar energy in a house in Saquarema-RJ

Fossil resources are limited and their use causes local and global environmental damage. This panorama shows us the need for other energy sources, such as photovoltaic solar energy, which can be considered a renewable and practically inexhaustible source. It is in this scenario that this work contributes, carrying out case simulations in a residence in Saquarema with an average annual consumption of 396.33 kWh. Economic feasibility and payback analyzes will be carried out. A numerical analysis of the environmental impact will also be carried out, addressing the emission of the solar system, as well as a descriptive approach on the environmental impacts in the panel manufacturing process and in the manufacture of some components. These analyzes are elaborated from equations and data obtained from other works to arrive at a final result and with the household electricity bill data. A technical analysis of sizing and energy efficiency analysis of the system. An exergy analysis will also be covered in this article. As a result of the study for the main case with a rate of return of 2.5% and efficiency factor of 0.80, a reduction of 31% in the amount of CO₂ equivalent was observed when compared to the use of the network, in the energy part an efficiency of 12% which is close to the 15% provided by the manufacturer and an exergetic efficiency of 18%. Economically the NPV was positive and with time and payback of 6 years. With the sensitivity analysis the biggest changes were in the economic part, and with regard to exergy, energy and environmental impacts, we obtained results with low variation.

Keywords: Photovoltaic system dimensioning, payback, exergy, life cycle, modeling, sensitivity analysis.

Sumário

1	Introdução	12
1.1	Contextualização	12
1.2	Objetivos	15
2	Revisão bibliográfica	16
2.1	Potencial no Brasil	16
2.2	Impactos da GD ao sistema atual Brasileiro de distribuição de energia	22
2.2.1	Visão Geral	22
2.2.2	As perdas do modelo atual Brasileiro	22
2.2.3	Capacidade de geração	23
2.2.4	Tensão.....	24
2.3	Aspectos ambientais da energia solar	25
2.4	Aspectos econômicos.....	29
2.4.1	Sistema Net Metering.....	29
2.4.2	Tarifa da energia elétrica	31
3	Metodologia e Modelagem	33
3.1	Análise energética	33
3.2	Análise exergética	34
3.3	Análise econômica	35
3.3.1	Custos Gerais Analisados.....	35
3.3.2	Cálculo do Valor Presente Líquido	36
3.4	Análise ambiental	37
	Metodologia.....	39
4	Resultados.....	40
4.1	Caso com 2,5% de taxa de juros	40
4.1.1	Caso principal $F=0,80$	40
4.1.2	$F=0,85$	45
4.1.3	$F=0,75$	49
4.2	Caso com 5% de taxa de retorno do investimento	55
5	Conclusões.....	56
6	Referências bibliográficas	57

Lista de Figuras

Figura 1 - Aumento do uso das fontes renováveis no Brasil - Fonte: BEN 2020.....	13
Figura 2 - Oferta e consumo de energia no Brasil - Fonte: BEN2020	14
Figura 3 - Série Histórica do Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil (1970-2015) e previsão de demanda para o período 2020 – 2050 – Fonte: Atlas, 2017.....	17
Figura 4 - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019 – Fonte: BEN2020	19
Figura 6 - Repartição energética da matriz brasileira – Fonte: BEN2020	20
Figura 6 - Mapa de irradiação diária no Brasil - Fonte: Atlas 2017.....	21
Figura 7 - Faixas de Tensão de atendimento adequada, precária e crítica. Fonte: ANEEL, 2014	24
Figura 8 - Tarifa de energia elétrica, por posto horário, para consumidores categoria B – Fonte: Natali Nunes, 2018.....	32
Figura 9 - Custos Gerais do sistema para caso principal	36
Figura 10 - Irradiação solar em Saquarema - Fonte: CRESESB 2020.....	41
Figura 11 - Gráfico do fluxo de caixa dos 30 anos de operação do sistema caso $F=0,80$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor	43
Figura 12 - Análise de emissão de CO_2 no 1º ano de operação do sistema com $F=0,80$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor	44
Figura 13 - Comparativo de emissão entre os componentes principais do sistema $F=0,80$ e $r=2,5\%$ – Fonte: Autor	45
Figura 14 - Análise de emissão de CO_2 no 1º ano de operação do sistema com $F=0,85$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor	48
Figura 15 - Comparativo entre emissão do SISTEMA SOLAR x SEM SISTEMA SOLAR ao longo dos 30 anos $F=0,85$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor.....	49
Figura 16 - Comparativo de emissão entre os componentes principais do sistema $F=0,85$ e $r=2,5\%$ – Fonte: Autor	49
Figura 17 - Gráfico do fluxo de caixa dos 30 anos de operação do sistema caso $F=0,75$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor	52
Figura 18 - Análise de emissão de CO_2 no 1º ano de operação do sistema com $F=0,75$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor	53
Figura 19 - Comparativo entre emissão do SISTEMA SOLAR x SEM SISTEMA SOLAR ao longo dos 30 anos $F=0,75$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor.....	54

Figura 20 - Comparativo de emissão entre os componentes principais do sistema
F=0,75 e r=2,5% – Fonte: Autor54

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Métodos de Reciclagem de Pannel FV em c-Si -Fo Fonte: Minéia Scolla, 2020	28
Tabela 2 - Mudanças de regulamentação brasileira para condições limite de potência - Fonte: Matheus Pareira, 2018.....	31
Tabela 3 - Custos gerais do sistema - Fonte: Autor	35
Tabela 4 - Contribuição da manufatura do inversor na emissão de CO ₂ do sistema - Fonte: Autor	37
Tabela 5 - Contribuição da operação das fontes utilizadas na emissão de CO ₂ do sistema - Fonte: Autor	37
Tabela 6 - Análise energética do sistema solar, F=0,80 e r=2,5% – Fonte: Autor....	40
Tabela 7 - Dados e Cálculos dos parâmetros para o projeto F=0,80 e r=2,5% - Fonte: Autor.....	40
Tabela 8 - Análise exergética F=0,80 e r=2,5% - Fonte: Autor.....	42
Tabela 9 - Custos caso F=0,80 e r=2,5% - Fonte: Autor	42
Tabela 10 - Comparativo entre emissões dos componentes do sistema solar e da rede ao longo dos 30 anos F=0,80 e r=2,5% - Fonte: Autor.....	44
Tabela 11 - Análise energética com F=0,85 e r=2,5% - Fonte: Autor.....	45
Tabela 12 - Dados e Cálculos dos parâmetros para o projeto F=0,85 e r=2,5% - Fonte: Autor.....	46
Tabela 13 - Análise exergética com F=0,85 e r=2,5% - Fonte: Autor	47
Tabela 15 - Comparativo entre emissões dos componentes do sistema solar e da rede ao longo dos 30 anos F=0,85 e r=2,5% - Fonte: Autor.....	48
Tabela 16 - Análise energética do sistema solar, F=0,75 e r=2,5% – Fonte: Autor..	50
Tabela 17 - Dados e Cálculos dos parâmetros para o projeto F=0,75 e r=2,5% - Fonte: Autor.....	50
Tabela 18 - Análise exergética com F=0,75 e r=2,5% - Fonte: Autor.....	51
Tabela 19 - Custos do sistema com F=0,75 e r=2,5% - Fonte: Autor.....	51
Tabela 20 - Comparativo entre emissões dos componentes do sistema solar e da rede ao longo dos 30 anos F=0,75 e r=2,5% - Fonte: Autor.....	53

Lista de Símbolos

$ANEEL$	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
A_{cell}	<i>área do painel fotovoltaico [m^2]</i>
BEN	<i>Balanço Nacional Energético</i>
CEB	<i>Companhia Energética de Brasília</i>
$CTCD(i)$	<i>custo total de compra direta de energia da rede [R\$]</i>
$CF(i)$	<i>fluxo de caixa [R\$]</i>
E	<i>consumo mensal do usuário [kWh]</i>
$En(i)$	<i>energia gerada pelo sistema solar mensalmente [kWh]</i>
$E_{em_{inv}}$	<i>emissão de CO₂ do(s) inversor(s) [kg]</i>
$E_{em_{rede}}$	<i>emissão de CO₂ pela rede sem considerar o sistema solar [kg]</i>
$E_{em_{sistema}}$	<i>emissão de CO₂ pelo sistema solar [kg]</i>
$E_{em_{painel}}$	<i>emissão de CO₂ pelos painéis [kg]</i>
$E_{em_{pnrede}}$	<i>emissão de CO₂ pela rede com o painel instalado [kg]</i>
$E_{mensal,painel}$	<i>energia gerada pelo painel mensalmente [kg]</i>
Ex_{solar}	<i>Taxa de exergia solar [kW/m^2]</i>
FV	<i>fotovoltaico(a)</i>
F	<i>fator de rendimento</i>
GD	<i>geração distribuída</i>
$Gdef f$	<i>irradiação média anual [kWh/m^2]</i>
$GDFV$	<i>geração distribuída fotovoltaica</i>
G	<i>irradiância de $1kW/m^2$ para condições padrões de teste</i>
i	<i>ano</i>
I_{mensal}	<i>irradiação mensal [kWh/m^2]</i>
$I_{diário}$	<i>irradiação diária [$kWh/m^2 \cdot dia$]</i>
I	<i>Corrente [A]</i>
INV	<i>investimento inicial [R\$]</i>
$MAN_{tot}(i)$	<i>manutenção total anual [R\$]</i>
η_{mensal}	<i>eficiência energética mensal</i>
$\eta_{sistema}$	<i>eficiência energética total do sistema</i>
$OP_{tot}(i)$	<i>custo de operação total anual com energia elétrica [R\$]</i>

P_{nom}	<i>potência nominal [kWp]</i>
P_{PV}	<i>potência dos painéis solares [kWp]</i>
r	<i>taxa de retorno sob o investimento</i>
$SBT_{tot}(i)$	<i>custo de substituição de algum componente do sistema [R\$]</i>
T_0	<i>temperatura média mensal ao longo do ano [K]</i>
T_{sun}	<i>temperatura do sol [K]</i>
VPL	<i>valor presente líquido</i>
V	<i>voltagem do painel [V]</i>
Ψ_{PV_m}	<i>eficiência exergética média do sistema em base anual</i>
Ψ_{PV}	<i>eficiência exergética mensal</i>

1 Introdução

1.1 Contextualização

No Brasil o crescimento pela demanda por outras fontes de energia elétrica é notório. Podemos ver o crescimento dessa fonte, com o indicador que mostra o número de empresas mapeadas no Brasil até maio de 2019, sendo elas um total de oitocentas (Lehnen, 2019). Os fatores que levam a apostar no crescimento da GD fotovoltaica são os fatores econômicos e mercadológicos, e para avaliar de forma correta a viabilidade econômica é conhecer as regras tarifárias que determinam a comercialização de energia para os consumidores.

Na União Europeia, onde tem ocorrido mais incentivos para o uso dessa fonte, vem sendo adotados programas governamentais, com o propósito de estimular o aumento do número de sistemas fotovoltaicos, reduzindo custos, levando assim a uma maior concorrência em relação as fontes convencionais existentes

A radiação solar incidente na Terra é 10.000 vezes maior que a demanda energética neste mesmo período, podendo ser considerada uma fonte inesgotável. O Brasil possui a maior parte do seu território uma região intertropical, resultando em altos índices de radiação, o que é um fator positivo para o uso de energia fotovoltaica.

A Resolução Normativa nº 482 / 2012 aprovada pela ANEEL, estabelece as condições para o acesso a micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de eletricidade, sendo elas hidroeletricidade, biomassa, eólica, solar e com isso houve um aumento da utilização de energia solar no Brasil e da diversidade na matriz elétrica nacional, que é basicamente composta pelas grandes hidrelétricas de Itaipu, Angra e Belo Monte. Brasil, segundo o BEN 2020, o crescimento da participação da fonte solar na matriz energética de 2018 para 2019 foi apenas de 0,5% como mostra gráfico abaixo:

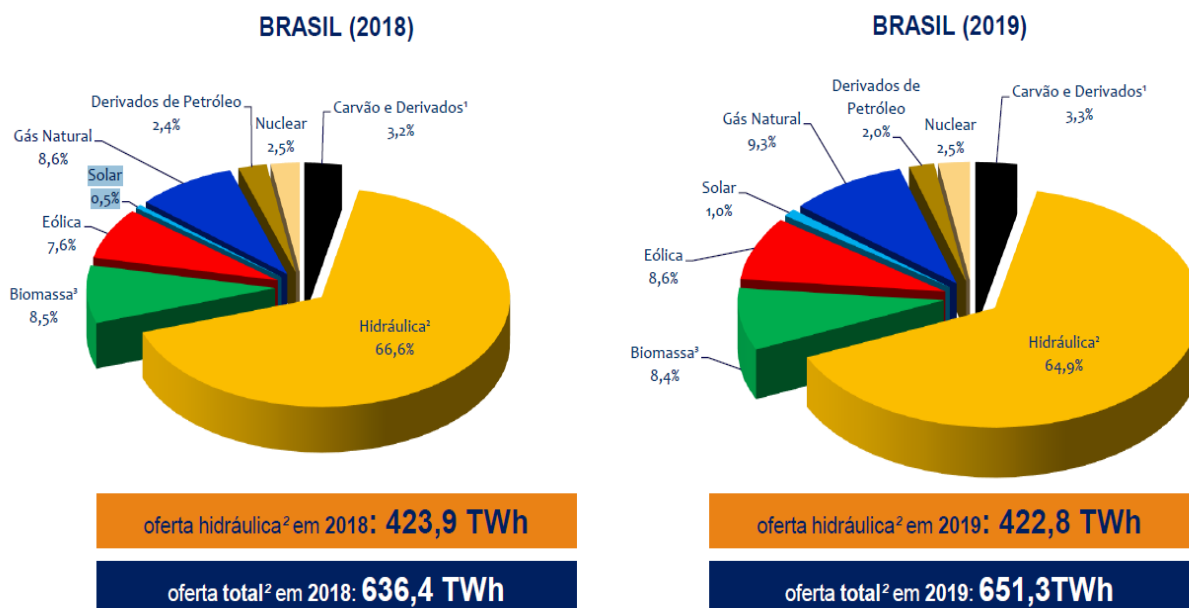


Figura 1 – Matriz elétrica brasileira em 2018 e 2019 - Fonte: BEN 2020

A energia solar, por ser uma fonte renovável se mostra promissora em território brasileiro, principalmente devido aos incentivos fiscais, podendo também reduzir os picos diurnos, reze os investimentos com operação e manutenção da rede elétrica em alguns casos, podem ser conectados integrados as edificações e não ter problemas com áreas extras para instalação dentre outros benefícios. O Brasil ainda não possui um mercado de energia solar maduro, mas vale observar o andamento da evolução do uso de sistemas solares fotovoltaicos e notar a importância do potencial na geração distribuída.

É nesse panorama que este trabalho se inseriu. Será avaliado a transformação de energia solar em energia elétrica de uma residência localizada no estado do Rio de Janeiro, sendo comparado o impacto ambiental do sistema em relação a emissão de CO₂ equivalente do sistema fotovoltaico com o uso da rede, uma análise econômica através do cálculo do VPL e uma análise exergética e energética do sistema solar em uma base mensal. Será também avaliado através de 6 simulações o impacto do fator de rendimento do sistema e taxa de retorno do investimento, que considera as perdas do sistema como um todo e avalia se o investimento é viável economicamente.

No mundo, no ano de 2019, as emissões antrópicas totais, ligadas à matriz energética, atingiram 419,9 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (Mt CO₂-eq). A maior parte vem dos transportes, cerca de 193,4 Mt CO₂-eq. Para cada

habitantes brasileiros que produzem e consomem energia em 2019, tem-se uma emissão de 2,0 t CO₂-eq. Isso equivale a 1/7 de um habitante dos Estados Unidos e 1/3 do europeu, segundo os dados divulgados pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2017). Ainda baseado nos dados da IEA, a intensidade de carbono na economia brasileira representa 33% da economia chinesa, 56% da americana e 88% da União Europeia. À cada tep gerado, o Brasil emite 74% da União Europeia, 67% dos americanos e 49% dos chineses. Os dados atualizados do BEN 2020 registram uma média de emissão do setor elétrico de 90 kg CO₂/MWh, o que é relativamente baixo comparados com alguns países desenvolvidos.

BEN 2020 | Oferta e Consumo de energia no Brasil

Em 2019, a oferta interna de energia registrou um acréscimo de 1,4% em relação ao ano anterior, com contribuição significativa das fontes renováveis.

Valores em Mtep		2018	2019
Oferta interna de energia ¹	↑	289,9	294,0
Consumo Final	↑	257,4	259,4
Perdas ²	↑	32,4	34,6
Perdas ² (%)	↑	11,2%	11,8 %

¹ OIE

² Inclui perdas na transformação

O aumento das perdas se deve, principalmente, ao avanço da geração termelétrica.

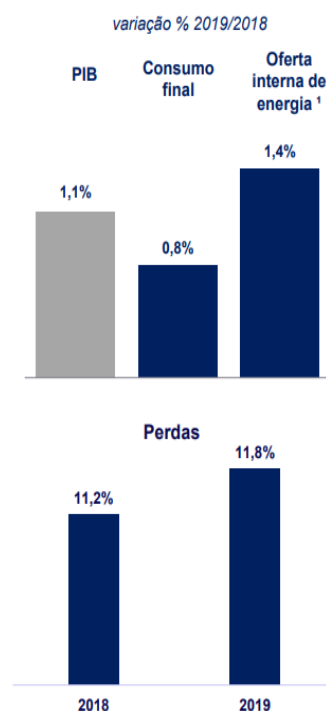


Figura 2 - Oferta e consumo de energia no Brasil - Fonte: BEN2020

O consumo final de eletricidade no Brasil em 2019, segundo o Balanço Energético Nacional 2020, apresentou progressão de 1,3%. Os setores que mais contribuíram para este aumento foram o Residencial que expandiu o seu consumo em 4,8 TWh (+3,5%), em segundo o Comercial que cresceu 4,1 TWh (+4,5%), depois Energético, 1,3 TWh (+4,1%) e o Público 0,9 TWh (+2,1%).

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal dimensionar e mostrar a viabilidade das instalações solares com uma análise econômica, ambiental, exergética e energética, sendo considerado para a análise ambiental os impactos em termos de emissão de CO₂ equivalente do sistema solar contra o tradicional durante o ciclo de vida do sistema, desde a produção dos equipamentos até o seu descarte final.

Para atingir os objetivos deste trabalho, será necessário elaborar algumas etapas.

- Revisar os conceitos de geração distribuída e geração fotovoltaica;
- Levantar dados da literatura sobre a Avaliação do Ciclo de Vida em sistemas fotovoltaicos;
- Avaliar as questões legais para implementação de sistemas solares residenciais
- Dimensionar um sistema FV em uma residência localizada em Saquarema, RJ

2 Revisão bibliográfica

2.1 Potencial no Brasil

O setor de geração distribuída (GD) mundial foi impulsionado pelos avanços tecnológicos no período de 2005 à 2015, teve um aumento de 25% em média ao ano, tornando a micro e minigeração fotovoltaica ainda mais atrativa. Com isso, houve uma mudança no panorama geral do setor elétrico que passou a dividir a concorrência de sistemas elétricos descentralizados que antes eram monopolizados pela geração centralizada de usinas de maior porte. A microgeração distribuída fotovoltaica está na faixa de até 75 kW, se tornando uma opção atrativa para o consumidor residencial. Por outro lado, a microgeração avinda cada vez mais de pequenas empresas, vem incentivando à transição para a GD fotovoltaica.

A geração de energia elétrica do Brasil é predominantemente de origem hidráulica, seguida por sistemas de geração térmica, ambos de grande porte. De acordo com o Balanço energético Brasileiro de 2020, a contribuição da energia solar dobrou entre 2018 e 2019. Porém, só representa 1% da matriz elétrica brasileira, mostrando um grande potencial de avanço. (BEN 2020)

As hidrelétricas, por mais que sejam a principal fonte da matriz energética nacional e considerada uma fonte renovável, tem um limitador de disponibilidade de bacias hidrográficas próximas aos grandes centros, o que dificulta o crescimento, além dos diversos impactos ambientais negativos gerados na construção de uma hidrelétrica. Por outro lado, os altos índices de radiação no Brasil, chegam a ser superior a países como Alemanha, que possui irradiação anual de 900-1250kWh/m² (Botelho, 2017) enquanto em solos brasileiros possui um índice de 1.500 – 2.500 kWh/m² (Botelho, 2017), mostrando assim com esses dados que no Brasil tem condições favoráveis naturais para a utilização de energia solar fotovoltaica, como complemento as fontes tradicionais existentes.

O próximo gráfico mostra uma estimativa de demanda de energia elétrica pelos próximos 30 anos:

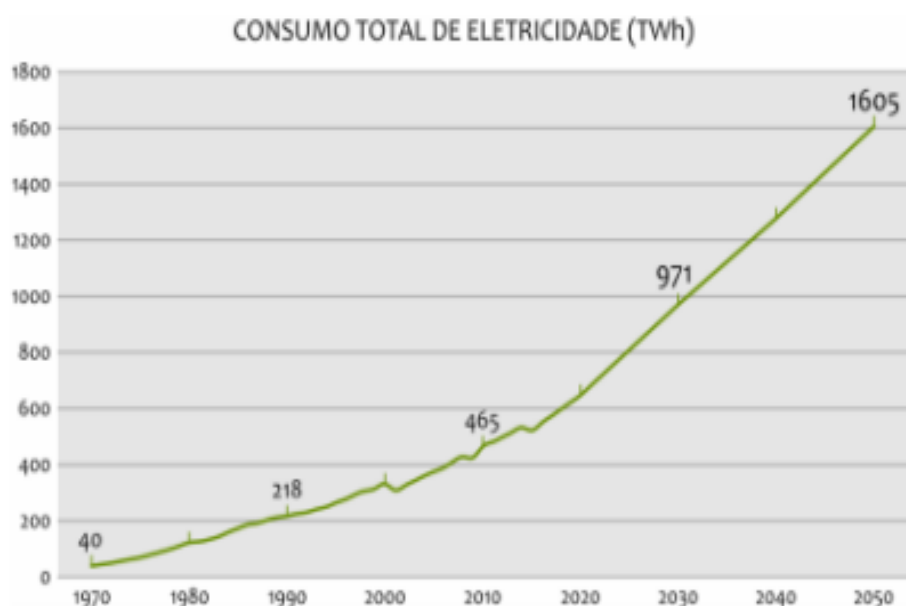


Figura 3 - Série Histórica do Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil (1970-2015) e previsão de demanda para o período 2020 – 2050 – Fonte: Atlas, 2017

O Brasil ainda tem compromisso junto às Nações Unidas para reduzir a emissão de gases efeito estufa, visando diminuir os impactos negativos gerados pelas indústrias. (Botelho, 2017). Essas ações foram formalizadas em reunião com a ONU, está sendo realizada em setembro de 2016, onde o país incluiu a meta de 45% de participação nas fontes de energia renováveis na matriz energética, reduzindo 43% das emissões de gases efeito estufa comparado com 2005, sendo realizada até o ano de 2030. (Botelho, 2017)

Em 2020 o Brasil bateu 7 GW de potência instalada em energia solar, sendo mais de 4 GW correspondentes à 99,9% do micro e minigeração distribuída em residências, comércios, indústrias e propriedades rurais. Para geração centralizada, o Brasil obteve 2,955 GW gerados pela energia solar, sendo 1,6% de toda a matriz energética brasileira. (PORTAL SOLAR 2020)

“A previsão é de que o Brasil, ainda em 2020, contará com 174 mil sistemas fotovoltaicos on-grid, representando 0,21% do total das unidades consumidoras do nosso país. Estima-se que, em 2024, haverá, aproximadamente, 887 mil sistemas de energia solar conectados à rede no território brasileiro.” (PORTAL SOLAR 2020)

A Geração Distribuída é antiga e se popularizou no sistema elétrico. Ao longo do tempo as tecnologias para geração de energia avançaram e foram implementadas

grandes centrais geradoras, juntamente com o investimento em linhas de transmissão com função de transmitir a energia de forma confiável até os centros de carga, virando assim o modelo predominante. O fator que mais influenciou para esse crescimento foi a redução no custo unitário da energia produzida. (Nunes, 2011).

As usinas de maior porte têm um impacto ambiental negativo considerável, e encontrar novas fontes, que não tenham sido utilizadas, está cada vez mais difícil. Além disso existem os riscos de operação, construção, onde um desastre poderia levar ao desabastecimento de milhões de pessoas e nos piores caso até a morte.

Legalmente falando podemos falar que a GD, no Decreto nº 5.163/2004, pode ser definida como:

“Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - Hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW;

II - Termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.”

Em outras palavras, a GD é a necessidade do gerador estar conectado no sistema de distribuição e os limites de potência para geração de uma hidrelétrica, de até 30 MW. Em relação a eficiência da geração termelétrica, esta deve se manter superior a 75%. Neste trabalho, o sistema será caracterizado como GD uma vez que será conectado diretamente na rede de distribuição, será conectado próximo ao consumidor, irá suprir a demanda energética da residência. (Nunes 2011).

A grande vantagem para as concessionárias é a redução das perdas de energia nas linhas de distribuição e transmissão, pois a geração está próxima da carga, com

isso diminui-se o investimento em linhas de transmissão e subestações transformadoras que acabam diminuindo a receita da concessionária, permitindo assim o uso da GD

O Balanço Energético Nacional – 2020 (BEN, 2020) traz o estudo abordando informações sobre a micro e mini geração distribuída de energia elétrica, que tem crescido nos últimos tempos devido as ações regulatórias, como que regulamenta o sistema de *net metering*, onde está compensada a energia extra produzida em um sistema de menor porte. No ano de 2019, a micro e mini GD atingiu 2.226 GWh tendo um potencial instalado de 2.162 MW, sendo grande parte devido a energia fotovoltaica, sendo 1.659 GWh para geração e 1.992 MW para o potencial instalado. A demanda por energia elétrica aumenta a cada ano, justamente por esse incentivo do net metering, onde o consumidor compensa o valor investido em um sistema fotovoltaico mensalmente. De 2018 pra 2019, houve aumento de 169% como mostra o gráfico abaixo do BEN 2020:

Em 2019, aumento de 169% na geração distribuída.

Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019:

Geração total em GWh:

2018	2019
828	2.226

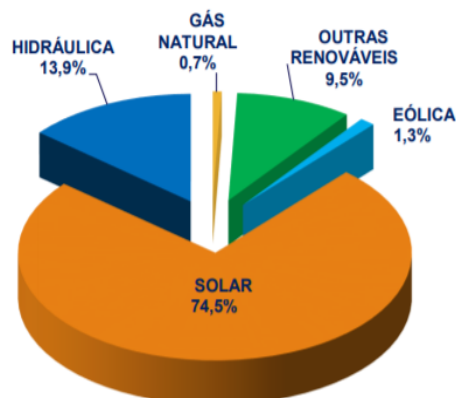


Figura 4 - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019 – Fonte: BEN2020

Mesmo com esse aumento significativo, o Brasil ainda não chega a ter nem 5% de sua energia gerada através de sistemas solares. Vemos que temos grande margem de crescimento ainda para o setor como mostra o gráfico abaixo do BEN2020:

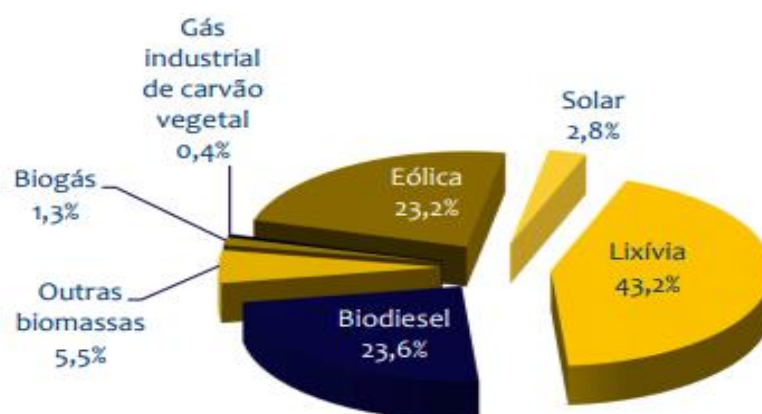
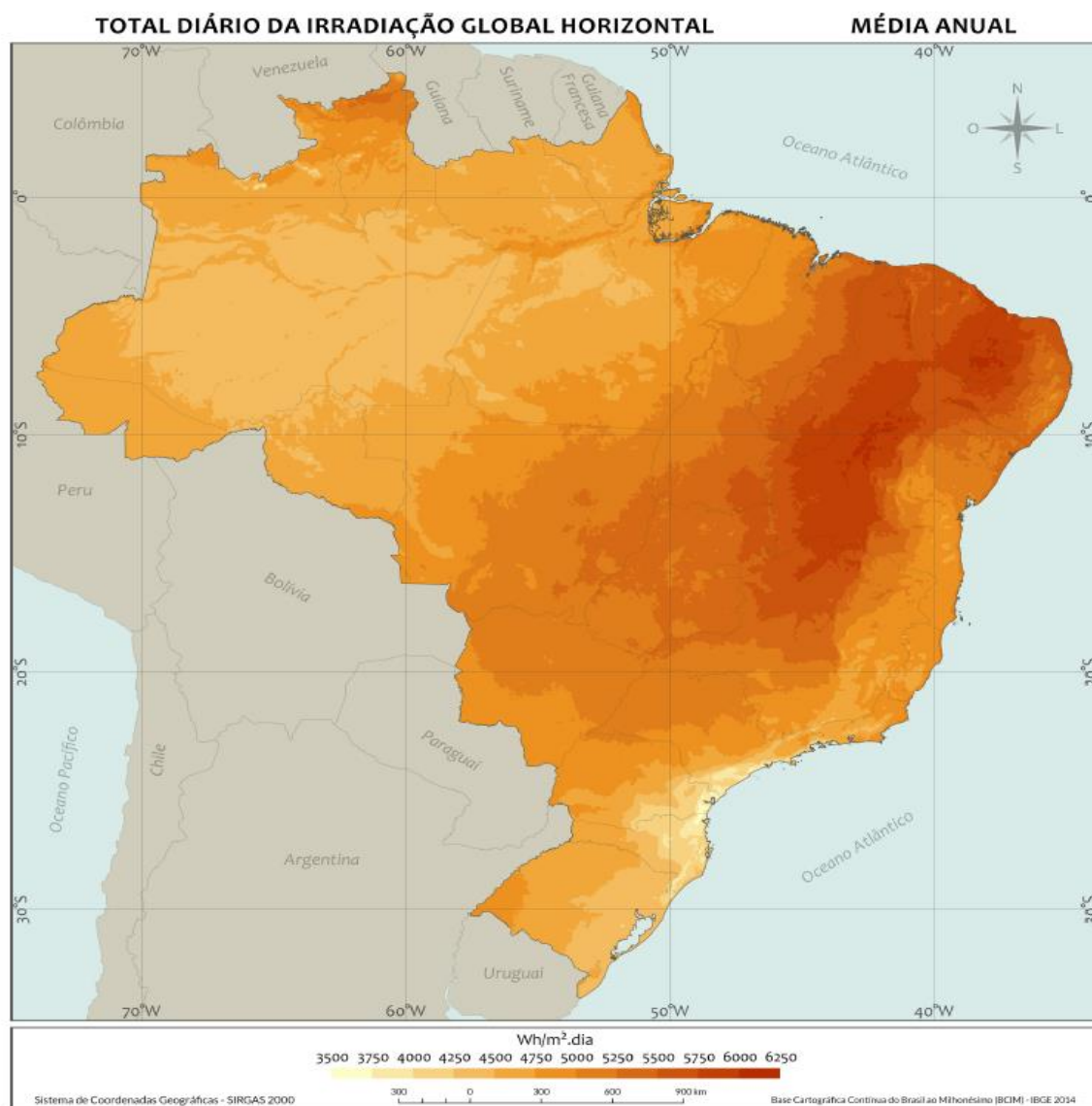


Figura 5 - Repartição energética da matriz brasileira – Fonte: BEN2020

Para muitos consumidores, a GD apresenta-se como a única opção para o fornecimento de energia elétrica, principalmente onde a concessionária não consegue atender. Em relação a sociedade, qualquer fonte de energia renovável que seja viável ambientalmente e economicamente representa um avanço na questão da dependência nas fontes tradicionais de energia, além do impacto ambiental e econômico positivo.



36

Figura 6 - Mapa de irradiação diária no Brasil - Fonte: Atlas 2017

No Brasil como podemos ver no gráfico acima temos altos índices de irradiações diários ao longo do ano, principalmente na região do nordeste e região central. Nas demais regiões com irradiações menores, porém ainda sim elevadas, mostrando o potencial que temos para o uso da fonte de energia solar.

Não podemos esquecer de abordar alguns aspectos negativos que podem ou não ser gerados, como os impactos na rede de distribuição, pois com um sistema fotovoltaico por exemplo o fluxo de energia se torna bidirecional, em alguns casos mudança de procedimentos de operação e controle, instabilidade da rede pois inicialmente esta, é dimensionada apenas para o fornecimento de energia elétrica. (Nunes,

2011). Além disso, o investimento inicial acaba sendo alto, pois o custo dos equipamentos ainda é relativamente alto e o retorno do investimento geralmente ultrapassa a casa dos 5 anos, o que leva em muitos casos o consumidor a manter o sistema tradicional.

2.2 Impactos da GD ao sistema atual Brasileiro de distribuição de energia

2.2.1 Visão Geral

Se a energia gerada for em momento diferente ao consumo, ou se a geração de energia superar a carga, a presença da GD pode gerar sobrecarga em linhas e transformadores, aumentando perdas, o que pode levar a investimento, além de elevar as tensões de maneira inadequada. (Vieira, 2016).

Nas próximas seções, serão mostrados dados relacionados as perdas de forma que tenha um panorama relacionado a qualidade de energia que chega nas residências.

2.2.2 As perdas do modelo atual Brasileiro

O Brasil permanece com o modelo tradicional do setor elétrico, sendo movido pela produção de energia nas grandes centrais geradoras, transportando essa eletricidade através das linhas de transmissão e distribuição até os consumidores. Como no processo existem diversas perdas associadas as perdas térmicas, erros de medição, furtos de energia, nem toda a energia gerada é consumida. (Vieira, 2016). Segundo Vieira, podemos considerar essas perdas são divididas em dois grupos: perdas técnicas (dissipação da energia elétrica durante o processo de transporte) e perdas não técnicas (energia não contabilizada comercialmente). Como mostra a ANEEL em seu documento "Perdas de Energia Elétrica na Distribuição Edição | 01/2020" que as perdas em montantes de energia, as perdas técnicas corresponderam a cerca de 39,2 TWh e as perdas não técnicas 35,9 TWh em 2019. Em redes de distribuição de energia elétrica, as perdas técnicas variam em torno de 7,33% do total da energia injetada (ANEEL, 2020a).

Se a GD aplicada a geração fotovoltaica conseguir reduzir significativamente esse percentual, os impactos econômicos serão relevantes. Na literatura, observa-se que a geração fotovoltaica próximo as cargas podem agregar na redução das perdas. Farashbashi-Astaneh e Dastfan (2010), realizaram uma simulação usando GD de um alimentador real (utilizando algoritmos genéticos) e como resultado as perdas foram reduzidas em 63%. Em outro trabalho, Krishna, Ramana e Kamakshaiah (2013) usou

GD em alimentador radial de 33 barras e dependendo da localização da GD a redução de perdas variou entre 29% e 61%.

Segundo a ANEEL 2012^a, o percentual de perdas técnicas na CEB calculado na revisão tarifária de 2012 foi de 8,691% da energia injetada, que corresponde a 582.918,014 MWh/ano (ANEEL, 2012a). Uma redução de 61% no caso da CEB resultaria em uma redução de 4,712% para 1,838%, representando uma economia de 192,82 GWh/ano. Com o custo de compra de energia atual igual a R\$ 186,88/MWh obtém-se uma economia equivalente à 36 milhões de reais por ano.

Realizando essa simples comparação, podemos notar que ainda tem muito potencial o estudo para tornar viável essas reduções de perda, melhorando as perdas do setor elétrico por conta do crescimento da GDFV.

2.2.3 Capacidade de geração

A geração solar, quando inserida em um alimentador de distribuição, leva essa energia gerada direto às cargas consumidoras próximas, diminuindo assim a demanda da rede.

Durante o dia, quando o consumo se torna mais elevado principalmente nos horários onde o sol está emitindo o máximo de radiação, como em prédios comerciais. Porém, devido a intermitência da energia solar, faz-se necessário o uso de uma outra fonte de geração no período noturno, sendo assim não teria como adiar investimentos no quesito capacidade da rede.

Outro ponto importante a ser analisado são os momentos em que os níveis elevados de penetração implicariam, em teoria, em picos de energia que para escoar esse excedente acabaria por utilizar a rede elétrica. Nesse caso a GDFV não estaria contribuindo para redução do pico de consumo, podendo criar uma demanda máxima de geração que ao ser atendida pela rede, pode ser superior ao pico de carga (Vieira, 2016).

Nessa breve análise, pode ser observado que a GDFV pode tanto antecipar como postergar investimentos na rede. Este fato vai depender das cargas e perfil de geração.

2.2.4 Tensão

Quando falamos de GDFV não podemos esquecer de falar da qualidade no atendimento aos consumidores, isso pois os equipamentos são projetados para atuarem dentro de uma determinada faixa. Por isso, órgãos normalizadores regulam essas faixas de tensão limite que as distribuidoras devem fornecer a energia elétrica. (Vieira, 2016)

No Brasil, segundo o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST estipulou níveis adequados, precários e críticos para a tensão em regime permanente no ponto de conexão das unidades consumidoras (ANEEL, 2014c). De forma mais simples, esta norma afirma que a tensão deve estar numa faixa considerada “adequada” a maior parte do tempo, sendo a faixa considerada precária com níveis de até 3% das medições e não deve haver mais de 0,5% dos registros em estado “crítico”.

No caso de redes de alta tensão, entre 69kV e 138kV, o PRODIST afirma que a faixa de tensão adequada deve estar em um limite de $\pm 5\%$ da tensão nominal da rede. Para a categoria precária inferior a faixa está entre 90% e 95% da tensão nominal e a superior entre 105% e 107%. Fora dessas faixas os valores podem ser considerados críticos. Abaixo a tabela mostra faixas de tensão de uma rede de 220/127V. (Vieira, 2016).

Dos valores da figura abaixo, depreende-se que a tensão de fornecimento a esses consumidores é considerada adequada quando seu valor estiver entre +5% e -8% da nominal.

Tensão de Atendimento	220 V	127 V
	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (V)	
Adequada	$202 \leq TL \leq 231$	$117 \leq TL \leq 133$
Precária	$191 \leq TL < 202$	$110 \leq TL < 117$
	$231 < TL \leq 233$	$133 < TL \leq 135$
Crítica	$TL < 191$	$TL < 110$
	$TL > 233$	$TL > 135$

Figura 7 - Faixas de Tensão de atendimento adequada, precária e crítica. Fonte: ANEEL, 2014

Segundo Demailly (2005), a GDFV pode ter influência sobre os níveis de tensão e esse assunto torna-se de extrema importância, uma vez que a manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites regulatórios (que são normais em diversos países), tem se tornado uma restrição técnica para à inserção de GDFV nas redes de distribuição.

2.3 Aspectos ambientais da energia solar

As placas solares são os itens que mais consomem energia em sua fabricação e, por isso, o processo de manufatura acaba sendo o processo que mais causa impactos negativos. Na Austrália, foi realizado um estudo que mostrou esse impacto, onde 85% da energia utilizada pra fabricar o sistema vinha dos painéis fotovoltaicos. O restante pode ser dividido em 7% para os inversores, 4% fiação e 4% para o transporte. No Brasil, a principal mudança nessa porcentagem pode ser atribuída ao transporte. O consumo de energia em sua fabricação, pois requer diversos processos, etapas, recursos e elementos químicos variados (Portal Solar, 2020). Segundo Scolla, a estimativa é de 1,5 a 2,5 anos para que o painel possa gerar a energia que foi utilizada em sua fabricação (Scolla, 2020). Em contrapartida a energia solar emite 92%-96% menos CO₂ em uma vida útil de 30 anos, quando comparado a fontes fósseis tradicionais de energia (Portal Solar, 2020). Atualmente, cerca de 80% dos painéis são fabricados com tecnologia feita de Silício (Si) (Scolla, 2020).

O processo de fabricação das células de Silício envolve processos de limpeza e purificação, além do processo de extração dos recursos naturais. Os processos de fabricação podem ser divididos em:

Etapa inicial de extração da matéria prima: aqui a extração do silício tem impacto direto na fauna e flora locais, degradando visualmente e poluindo as águas devido a mineração.

Processo de limpeza e purificação: nesta etapa ocorrem alguns impactos que estão listados abaixo:

- Na fundição ocorre a emissão de pó sílica.
- Na purificação ocorre a emissão de hexafluoreto de enxofre e tetracloreto de silício.
- Uso de produtos químicos como ácido clorídrico, sulfúrico, nítrico e fluorídrico, tricloroetano e acetona, altamente tóxicos.

É natural que cada país possua legislação própria, que devem ser seguidas pelos fabricantes visando garantir a segurança dos trabalhadores e descarte ambientalmente correto dos resíduos. Isso se deve ao fato de existirem diferentes tipos de células fotovoltaicas de Silício e para cada tipo, existem normas onde serão definidos quantidade de materiais utilizados e os processos a serem realizados (PORTAL SOLAR, 2020).

A geração de energia pelos painéis e manutenção do sistema são as etapas que menos geram impacto quando comparado com sua fabricação, tanto no consumo, quanto nas emissões de gases de efeito estufa. Na montagem do módulo, ainda são usados produtos como chumbo, alumínio e prata, que são substâncias nocivas ao meio ambiente. O equipamento, causa impacto irrisório ao longo de sua vida útil, sendo importante ressaltar que o retorno energético se dá em média de 3 à 6 anos após instalado (PORTAL SOLAR, 2020). Segundo Scolla (2020), a tecnologia de silício monocristalino apresenta-se como a que mais impactos gera no ciclo de vida e a tecnologia de filmes finos como a que produz menos impactos. Dado um período de 30 anos para este projeto, o impacto analisado será em relação as emissões de CO₂, considerando a tecnologia de células de Si.

Quando falamos da operação do sistema fotovoltaico, que é a etapa mais longa em seu ciclo de vida, podemos afirmar que é onde se tem menor impacto ambiental negativo, podendo ser considerados insignificantes, pois na geração de energia pelos painéis, emite praticamente nada de gases poluentes. Porém neste trabalho, visando uma análise mais completa, será considerado o valor de 45gCO₂/kWh (Gabriel, 2020) na operação dos painéis conforme indicado na Análise Ambiental desse estudo. O consumo de energia em sua manutenção é ínfimo e já não mais é necessário a utilização de água para limpar os módulos em alguns casos que já possuem sistemas automáticos de limpeza (Scolla, 2020).

Dessa forma a energia fotovoltaica consegue compensar toda a emissão gerada e energia consumida em sua fabricação e receber os créditos por isso. (PORTAL SOLAR, 2020). Os cálculos relacionados a emissão de CO₂ do caso estudado será abordado na análise ambiental

O tema de sustentabilidade vem crescendo a cada ano e vem sendo abordada, em suas diversas ramificações, em muitas políticas ambientais. Algumas delas fala sobre a redução no uso de CO₂, pois isso afeta diretamente na demanda por energia, alterando custos referentes ao uso de diferentes combustíveis (WEO, 2014). Iniciativas regionais e nacionais de precificação de carbono - incluindo esquemas de limite e comércio e impostos de carbono, continuam a se espalhar. Vários programas comerciais foram lançados em 2013 e 2014, incluindo no Canadá (província de Quebec), China (províncias de Guangdong e Hubei e as cidades de Pequim, Xangai, Shenzhen, Chongqing e Tianjin), Cazaquistão e Estados Unidos (estado da Califórnia), (WEO, 2014). O Brasil também possui uma política nesse sentido.

Alguns programas existentes foram recentemente estendidos, como por exemplo na Europa: o Sistema de Comércio de Emissões da UE (ETS) - o maior do mundo - cresceu quando a Croácia aderiu à União Europeia. No Chile, foi aprovado o imposto sobre o carbono em 2014. Na Coreia, existe um plano para lançar um novo esquema de comércio, na África do Sul possuía o mesmo projeto da Coreia, porém foi atrasado em 1 ano (WEO,2014).

Analisando o cenário de Novas Políticas, na Europa o preço do CO₂ aumentou de aproximadamente de \$ 6 / tonelada em 2013 para \$ 22 / tonelada em 2020 e para \$ 50 / tonelada em 2040 (valor em dólares). Com o desenvolvimento e implantação de tecnologias avançadas de energia, os impactos dos mercados de energia a longo prazo terão grande impacto principalmente com objetivos socioeconômicos, de energia, segurança, ambientais, em especial na emissão de gases de efeito estufa (WEO,2014). Portanto podemos ver que a taxa de desenvolvimento está diretamente ligada à eficiência energética, custos de fornecimento e escolha do combustível (WEO,2014).

Sempre que pensamos em painéis solares, a ideia de um produto sustentável surge (Scolla, 2020). O módulo fotovoltaico é considerado um resíduo de equipamento elétrico eletrônico – REEE ao ser descartado, tendo um potencial enorme de contaminação pois pode ocorrer a liberação de substâncias tóxicas. Por isso, é necessário o descarte e tratamento correto (Miranda, 2019).

Os módulos, quando descartados em locais impróprios, podem gerar impactos ambientais negativos como a lixiviação de metais tóxicos (Scolla,2020). Segundo Dias, os módulos podem liberar chumbo e cádmio, que são substâncias tóxicas ao meio ambiente. O componente possui metais raros como índio, gálio, prata, germânio, além de materiais como vidro e alumínio, que não são reciclados ao serem descartados de forma inadequada.

O sistema geração FV pode representar um grande avanço econômico e ambiental, porém o que muitos não sabem é que os painéis solares são difíceis de reciclar. A tecnologia fotovoltaica pode representar um grande avanço como uma alternativa a geração de energia e diminuição dos efeitos climáticos. O mercado FV tem crescido e com isso a produção de módulos também, sendo necessário considerar a gestão correta dos resíduos dos painéis FV. A gestão correta vai amenizar os impactos ambientais negativos, melhorando o nível de disponibilidade de matéria prima e eliminação de resíduos ambientalmente adequada. (Scolla,2020)

Os módulos FV tipicamente possuem uma vida útil de 25 a 30 anos. Segundo Miranda, 2019, os principais fatores que indicam o fim da vida útil dos módulos são a decomposição do encapsulamento em EVA pelo efeito do sol, destruição dos materiais internos, destruição por efeitos externos como o vidro temperado e defeitos na célula FV. Em alguns casos, podem ocorrer danos devido ao transporte e instalação do sistema, que podem ser geradas por má realização da startup da operação, fatores ambientais como condições climáticas severas ou até mesmo fatores naturais. Analisando um ciclo ideal de fim de vida dos módulos FV, teríamos resíduos gerados em diversas etapas, desde sua fabricação, até o descarte ambientalmente correto, por isso o aproveitamento de matéria prima seria maximizado e o uso de recursos naturais e volume de resíduos descartados seriam minimizados.

Abaixo segue tabela com os métodos de reciclagem de módulos FV em c-Si identificados na literatura segundo Scolla:

Tabela 1 – Métodos de Reciclagem de Painel FV em c-Si -Fonte: Minéia Scolla, 2020

Tecnologia / Processo	Vantagens	Desvantagens
Dissolução em solvente orgânico	Fácil remoção do EVA; Menor dano as células FV; Recuperação do vidro.	Impacto devido às emissões e resíduos ao meio;
Solvente orgânico e irradiação ultrassônica	Fácil remoção do EVA; Mais eficiente que a dissolução.	Impacto devido às emissões e resíduos ao meio; Custos equipamentos.
Calor /Eletrotérmico	Fácil remoção do vidro	Processo lento.
Separação mecânica	Menor dano as células FV; Recuperação do vidro.	Requer outro processo para completa remoção do EVA; Danos às células FV
Pirolise	Recuperação de materiais - 80% do sanduiche e de 100% do vidro; Eficiência e custo para escala em processo industrial.	Danos às células FV.
Dissolução em solvente (ácido nítrico)	Remoção completa do EVA e de metais dos contatos elétricos do sanduiche; Possibilidade de recuperação da célula FV intacta.	Causa danos às células FV; Geração de emissões e resíduos prejudiciais ao meio.
Desintegração física	Capacidade de tratar os resíduos.	Requer outro processo para completa remoção do EVA; Geração de resíduos com metais pesados; Danos às células FV.

Mecânico (seco e úmido)	Minimiza os impactos causados nos processos químicos; Viabilidade dos equipamentos; Baixo consumo de energia.	Baixa recuperação de materiais raros.
Tratamento térmico (calor em duas etapas)	Completa remoção do EVA; Possível recuperação da célula FV intacta.	Geração de emissões prejudiciais ao meio; Alto consumo de energia.
Solução química	Recuperação de metais com elevado grau de pureza; Processo simples e eficiente.	Uso de soluções químicas.

Segundo Miranda (2019), existem tecnologias que tem a capacidade de reciclagem de até 90% do painel FV em termo de peso. Um dos maiores desafios é reaproveitar a célula na reciclagem para fabricar novos módulos, e, por isso, alguns fabricantes já investem em tecnologia para garantir um processo de fabricação que seja possível a reciclagem sem prejudicar a eficiência das células. A remoção do encapsulamento para a proteção da célula FV, que é feito em EVA, é uma das etapas de maior dificuldade para a reciclagem.

2.4 Aspectos econômicos

2.4.1 Sistema Net Metering

No Brasil, o sistema net-metering, tratado no português como Sistema de Compensação de Energia Elétrica, não considera pagamento monetário pela energia extra produzida quando lançada na rede de distribuição. É o modelo adotado pelo Brasil atualmente através da Resolução 482 da ANEEL. Neste caso, é praticado um sistema compensatório em que a energia gerada é usada para abater o consumo de energia elétrica da unidade. Quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo de energia poderá ser utilizado para abater o consumo de outro posto tarifário ou na fatura do mês subsequente. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 36 meses. (Sauer 2015)

Foi no ano de 2012 que foi introduzido o esquema de compensação energética do Brasil, através da resolução Normativa nº 482, da ANEEL, estabelecendo o acesso a

mini e micro geração da rede de distribuição. O esquema de compensação energética no Brasil foi introduzido em 2012, por meio da Resolução Normativa nº 482, de ANEEL. A resolução estabeleceu as regras para o acesso de micro e mini, sendo a micro geração máxima de 100kW e mini geração com capacidade de 1 MW. Na mesma resolução afirma-se que a energia elétrica gerada pelos sistemas pode ser usada no consumo próprio ou direcionado para rede de distribuição, resultando em créditos energéticos que podem ser compensados depois e durante um período de 36 meses.

O excesso de energia produzida pelo consumidor poder ser injetada na rede elétrica da concessionária local, servindo como um local de “armazenamento”, gerando créditos de energia, que são compensados de acordo com a energia ativa injetada pelo consumidor, assim os créditos não são afetados pelas alterações da tarifa de energia elétrica (ANEEL 2012). Ao final de 36 meses os créditos não forem utilizados, nenhuma compensação é aplicada.

A comercialização do excedente de energia elétrica é proibida, sendo aceito os seguintes modelos de negócio: Consumo próprio ou transferência do excedente de energia para outro local que seja registrado no mesmo CPF ou CNPJ do consumidor (ANEEL, 2012). Essa alteração não atingiu a expectativa desejada e então, em novembro de 2015, foi alterada por meio da Resolução Normativa nº 687, sendo suas principais alterações:

- Redefinição dos limites de capacidade do sistema. De micro geração a capacidade máxima caiu para 75 kW; e a de mini geração aumentou para 5 MW;
- Extensão de período de compensação de créditos energéticos para 60 meses;
- Geração dividida entre membros de condomínio a partir da instalação de sistemas fotovoltaicos.
- Geração compartilhada, onde consumidores, na mesma área de uso da comissinaria local, podem criar uma cooperativa (ou um consórcio) e instalar um sistema distribuído de energia renovável, compartilhando a geração de eletricidade entre os membros, proporcionalmente a sua participação no empreendimento (Gonçalves, 2018).

Outra questão importante foi que o processo burocrático foi simplificado para conectar o sistema FV na rede de distribuição e finalmente comercializar o excesso de

energia produzida foi proibida (ANEEL, 2015). A tabela abaixo mostra de forma simplificada algumas alterações e avanços no sistema de compensação de energia brasileiro:

Tabela 2 - Mudanças de regulamentação brasileira para condições limite de potência - Fonte: Matheus Pereira, 2018

Mudanças na regulamentação brasileira. Condições	2012	2015
Limite de potência	100 kW (micro); 1 MW (mini)	75 kW (micro); 5 MW (mini)
Período válido	36 meses	60 meses
Modelos de negócios	Consumo próprio e autoconsumo remoto	Consumo próprio; autoconsumo remoto; condomínios e consórcios/cooperativas
Tratamento da geração em excesso	Revenda não permitida	Revenda não permitida
Limites na capacidade da concessionária	Não aplicado	Não aplicado

Após a atualização da Resolução 482 em 2015, foram instalados aproximadamente 1.144 sistemas FV, o que equivale a 1.1 MW de potência. Mesmo com esse avanço, isso representa pouca participação no sistema de geração distribuída total do Brasil.

O efeito dessa mudança regulatória foi o aumento de 381% (4.696) de sistemas FV distribuídos que foram conectados à rede em relação à 261% ao período anterior (outubro de 2014 a outubro de 2015). No ano de 2017, foram 7570 sistemas FV que estavam conectados à rede, representando um total de 7,6MW (Gonçalves, 2018).

2.4.2 Tarifa da energia elétrica

Em 2010, foi aprovada a nova estrutura tarifária no setor elétrica, chamada “tarifa branca”, na Audiência Pública nº 120, onde consumidores pertencentes ao grupo

tarifário de baixa tensão (grupo B), podem aderir a tarifa por horário à consumidores que são atendidos com tensão inferior a 2,3kV. Antes dessa aprovação, apenas a tarifa convencional era opção para este grupo.

A Resolução Normativa nº 414/2010, estabelece que a tarifa branca é a precificação da eletricidade de acordo com horário de uso, formada por três postos horários, sendo: (1) horário de pico; (2) horário fora de pico e (3) horário intermediário. Apenas em 2016, a Resolução Normativa nº 733 estabeleceu as condições para o uso da tarifa branca, disponibilizando a opção facultativa dessa tarifa aos consumidores atendidos por baixa tensão, exceto as unidades de baixa renda, de iluminação pública e as enquadradas na modalidade de pré-pagamento (Silva, 2018).

Tipo de Tarifa	Preço sem impostos (R\$/kWh)	Preço com impostos (R\$/kWh)
Convencional	0,663	0,974
Branca (baixa) antes de 17:00 e após 22:00	0,585	0,860
Branca (inter.) 17:00 às 18:00 e 21:00 às 22:00	0,808	1,187
Branca (alta) 18:00 às 21:00	1,212	1,781

Figura 8 - Tarifa de energia elétrica, por posto horário, para consumidores categoria B – Fonte: Natali Nunes, 2018

A partir de 01 de janeiro de 2018 essa norma se tornou-se vigente, podendo aderir, consumidores com média anual de consumo igual ou maior a 500 kWh/mês; no ano seguinte (01 de janeiro de 2019), consumidores com média anual de consumo superior a 250 kWh/mês; e, a partir de 2020, os demais consumidores (Montenegro, 2017; Bitencourt, 2017). Dessa forma mais consumidores podem aderir a essa tarifa, reduzindo assim seus custos com energia elétrica.

Vale lembrar que a tarifa branca funcionava apenas para grupos do fornecimento de alta tensão antes de inserir os grupos de baixa tensão.

3 Metodologia e Modelagem

3.1 Análise energética

Para o cálculo da Irradiação mensal, foram usados os dados de irradiação do Cresesb. Com a posse da irradiação diária [kWh/m².dia], podemos calcular a irradiação mensal[kWh/m²], considerando o período de irradiação útil igual a 8 horas do Painel diários, temos que seu “uso” será de 10 dias com 24 horas de irradiação contínua, sendo apresentado abaixo o equacionamento:

$$I_{mensal} = 10 * I_{diário} \quad (1)$$

Com posse da irradiação mensal podemos calcular a média de irradiação anual [kWh/m²] que incide na residência do consumidor, usando o seguinte equacionamento:

$$G_{def} = \sum_{i=1}^{12} \frac{I(i)_{mensal}}{n}, \text{ Com } n = 12 \quad (2)$$

Para a Energia Produzida ao longo do ano pelo consumidor [kWh], Potencia Nominal do Gerador Fotovoltáico [kWp], Irradiação anual [kWh/m²] que incide sobre a superfície do gerador kWh/m², foram usados valores médios. Para o valor de G, irradiância padrão de teste, foi considerado o valor de 1kW/m² - condições padrões de teste – e, para o fator de rendimento F [N/A], foi considerado uma perda total de 20% do sistema como caso principal deste estudo. Porém duas simulações foram realizadas para F=0,75 e 0,85, respectivamente. O Painel utilizado foi o modelo Resun RS6E-150P, com potência nominal de 150 Wp. Tendo posse desses dados, manipula-se a equação abaixo para chegar ao número de painéis:

$$E = P_{nom} * \frac{G_{daeff}}{G} * F \quad (3)$$

$$P_{nom} = \frac{E}{F} * \frac{G}{G_{daeff}} \quad (4)$$

O número de painéis é determinado de acordo com a potência nominal requerida pelo sistema.

Tendo posse dos dados de Irradiação Anual média, número de painéis, fator de rendimento e potência nominal do painel solar, pode ser usada a equação 3 para determinar a energia gerada pelo sistema mensalmente, substituindo os parâmetros corretamente.

Após esta etapa, foi calculada a eficiência energética mensal do sistema através da equação abaixo e foi feita a média da eficiência para se descobrir a eficiência anual do sistema, respectivamente:

$$\eta_{mensal} = \frac{I_{mensal}}{E_{mensal,painel}} \quad (5)$$

$$\eta_{sistema} = \sum_{1}^{12} \frac{\eta(i)_{mensal}}{12} \quad (6)$$

O inversor pode ser dimensionado até 20% acima da potência nominal do sistema (FOTAIC 2019). Para isso, foi escolhido um inversor da SolarEpic que tem potência nominal mínima de 0,6 kWp e serão usados 2 inversores atendendo à 3 placas cada um, com o sistema montado em paralelo.

3.2 Análise exérgica

Uma ferramenta útil para marcar os limites de trabalho máximo para a eficiência do ciclo é a exergia. A análise do ciclo baseado em exergia é ampla uso, especialmente para sistemas de energia complexos. É o trabalho que poderia ser obtido por um sistema em um processo reversível de um determinado estado a um estado de

equilíbrio com o meio ambiente. Assim, o uso de análise de exergia pode fornecer novas informações.

A análise exergética foi baseada na equação apresentada por Hosseini (2012) de eficiência exergética:

$$\psi_{PV} = \frac{P_{PV}}{Ex_{solar}} = \frac{I * V}{G * A_{cell} * \left(1 - \frac{4}{3} * \frac{T_0}{T_{sun}} + \frac{1}{3} * \left(\frac{T_0}{T_{sun}}\right)^4\right)} \quad (7)$$

$$\psi_{PV_m} = \frac{1}{12} * \sum_{i=1}^{12} \psi_{PV}(i) \quad (8)$$

T_0 Representa a temperatura média de cada mês ao longo do ano e T_{sun} é a temperatura do sol. $G * A_{cell}$ pode ser representada como a energia solar incidente à cada mês e $I * V$ representa a potência nominal a cada mês. Os dados de temperatura foram retirados do [Climate.org](https://climate.org) e temperatura do sol considerada igual a 5800 K retirado de [site](https://www.nasa.gov).

3.3 Análise econômica

3.3.1 Custos Gerais Analisados

À análise do custo do sistema foi realizada através de pesquisa de mercado e pesquisa em artigos científicos para mapear os custos de operação e manutenção do sistema que serão citados posteriormente, uma parte da pesquisa se baseou em ligações para algumas empresas e através do diálogo consegui alguns valores para mapear o projeto. Pode-se considerar os custos de manutenção de painéis solares de R\$ 20,00 por unidade ao ano e instalação dos mesmos de R\$ 130,00 por unidade (Gabriel 2020). Vemos que o inversor neste caso possui o maior custo no total que o cliente irá pagar. Foram consideradas 2 trocas dos inversores, 1 a cada 10 anos.

Tabela 3 - Custos gerais do sistema ao longo dos 30 anos - Fonte: Autor

Tabela de custos do sistema	
Custo de Placas	R\$ 3.180,00
Custo dos Componentes	R\$ 2.000,00

Custo do inversor	R\$ 5.600,00
Custo de Frete	R\$ 1.200,00
Custo de Manutenção	R\$ 3.720,00
TOTAL	R\$ 15.700,00

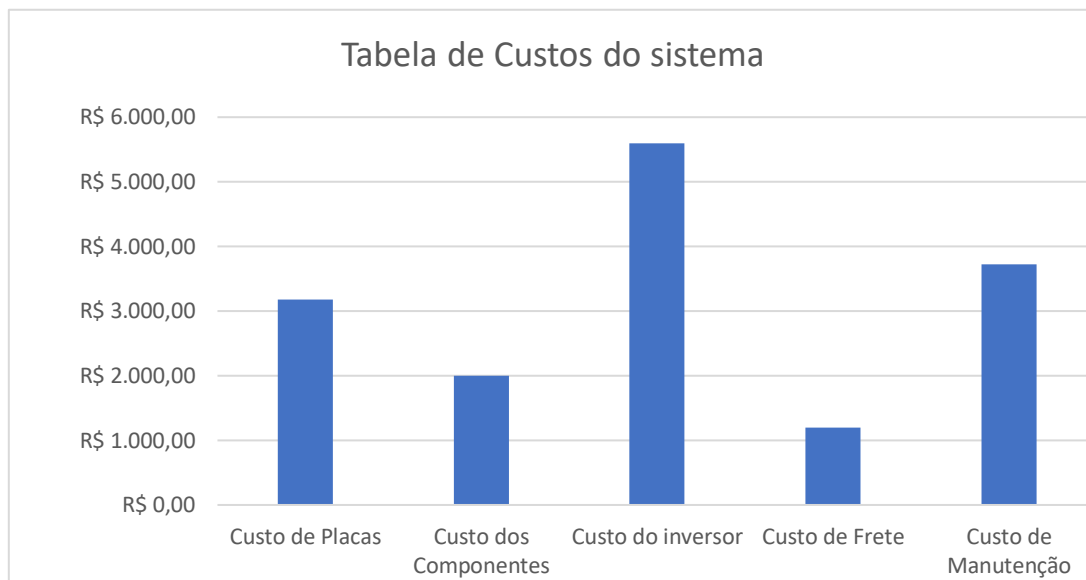


Figura 9 - Custos Gerais do sistema para caso principal

3.3.2 Cálculo do Valor Presente Líquido

O cálculo do VPL se torna importante para avaliar se o projeto é economicamente viável ou não. O valor presente líquido representa o fluxo de caixa de um projeto seja positivo ou negativo, avaliado no tempo de vida útil do projeto. A vantagem dessa metodologia é que representa mais verdadeiramente a avaliação financeira sendo visto por um investidor. As equações abaixo mostram o VPL em reais para cada ano de operação do sistema instalado.

$$VPL_{sist} = -INV + \frac{\sum CF(i)}{(1 + r)^i} \quad N \ i = 0 \dots 30 \quad (7)$$

Na equação descrita acima, INV seria o investimento inicial em R\$, com um fluxo de caixa negativo na etapa inicial da avaliação do sistema. $CF(i)$ [R\$] é o fluxo de caixa no ano i , em R\$ e r constitui a taxa de retorno de investimento (Renato de Oliveira Gabriel 2020) que foi considerada 2,5% e 5% ao ano para os dois casos simulados neste trabalho. Essa taxa de retorno de investimento representa o percentual mínimo de lucro que o usuário está disposto a aceitar em seu projeto (Gabriel, 2020). Se o valor do VPL for positivo, isso mostra que o projeto é economicamente viável.

Neste trabalho, foi considerada uma vida útil de 30 anos de operação do sistema, sendo um total de 31 parcelas anuais. A equação abaixo abre todas as subparcelas que fazem parte do FCL deste projeto

$$CF(i) = CTCD(i) - OP_{tot}(i) - MAN_{tot}(i) - SBT_{tot}(i) \quad (8)$$

Na equação acima, $CTCD(i)$ é o custo total de compra direta de energia da rede que no caso será nulo. Na sequência, $OP_{tot}(i)$ é o custo de operação total com energia elétrica, $MAN_{tot}(i)$ é o custo de manutenção anual (painéis) e $SBT_{tot}(i)$ é o custo de substituição de algum componente do sistema, caso ocorra, no ano i , que no caso será atribuído principalmente a troca dos inversores. As unidades de todos os itens da equação 8 estão em R\$.

3.4 Análise ambiental

Segundo já mencionado nesse texto, segundo o BEN 2020, o valor atual de emissão de CO₂ equivalente em relação ao kWh gerado é igual a 90 kg de CO₂ equivalente gerado. Abaixo são apresentadas tabelas que mostram os valores de emissão de CO₂ em relação ao kWh gerado para os componentes do sistema. Será feita uma análise que mostra a quantidade de CO₂ emitido por um sistema tradicional (sem sistema FV) e um com sistema solar fotovoltaico.

Tabela 4 - Contribuição da manufatura do inversor na emissão de CO₂ do sistema - Fonte: Autor

Componente	Emissão (kgCO ₂ /kWe)	Emissão (kgCO ₂ /und)
Inversor	26,3	178,84

Tabela 5 - Contribuição da operação das fontes utilizadas na emissão de CO₂ do sistema - Fonte: Autor

Fonte	Emissão (g CO ₂ /kWh)
Painel	45
Rede	90

Com as tabelas acima, é possível dimensionar o impacto ambiental aproximado gerado pelo sistema. O equacionamento é mostrado abaixo:

Emissão de CO₂ do inversor anualmente [kgCO₂]:

$$E_{em_{inv}} = 178,84 * N^{\circ} inversores \quad (9)$$

Emissão de CO₂ da rede com o painel solar anualmente [kgCO₂]:

$$E_{em_{pnrede}} = \frac{90}{1000} * \sum_1^{12} \frac{|(E(i) - En(i))|}{12} \quad (10)$$

Sendo Con(i) [kgCO₂] o consumo a cada mês do consumidor e En(i) [kgCO₂] a energia gerada pelo sistema a cada mês.

Emissão de CO₂ pela rede sem considerar o sistema solar [kgCO₂]:

$$E_{em_{rede}} = \frac{1}{12} * \frac{1}{1000} \sum_1^{12} 90 * Con(i) \quad (11)$$

Emissão de CO₂ pelos painéis [kgCO₂]:

$$E_{em_{painel}} = 45 * \sum_1^{12} \frac{|(Con(i) - En(i))|}{1000} \quad (12)$$

Emissão pelo sistema solar completo [kgCO₂]:

$$E_{em_{sistema}} = E_{em_{inv}} + E_{em_{pnrede}} + E_{em_{painel}} \quad (13)$$

3.5. Metodologia

Foi realizada a simulação da instalação de um kit fotovoltaico em uma residência na Rua dos Funcionários nº194, localizado em Saquarema, Rio de Janeiro. No presente trabalho, é adotado a metodologia quantitativa e qualitativa que podem ser consideradas complementares sendo apresentado o estudo de viabilidade técnica e econômica para um sistema solar de geração de energia fotovoltaico. Além disso, será avaliado a área disponível nos telhados para instalação do kit. Para esta etapa será dividido em 4 partes. A primeira será o local de instalação do projeto: nessa etapa foi definido o local do estudo como sendo o uma residência localizada em Saquarema. Após o local definido, foi feito a caracterização do local para definir as características técnicas da infraestrutura. A segunda seria o levantamento do consumo: após definição do local, foi necessário realizar o levantamento do consumo de energia anual e mensal, sendo utilizado as faturas de energia elétrica. A terceira foi a definição dos parâmetros dos sistemas: nessa etapa, foi estabelecido a potência individual dos painéis a serem utilizados, o tipo de material empregado nos painéis, a energia gerada, a potência total do sistema, a quantidade de painéis fotovoltaicos, a área necessária para a instalação do sistema e o custo total de implantação (módulo, inversor, componentes estruturais, componentes elétricos, instalação, entre outros). Todos os cálculos foram usados as equações de Energia citadas no trabalho de Nunes, citadas nos trabalhos pesquisados pelo autor. E a quarta parte a análise de viabilidade econômica: Tendo sido levantado todos os dados necessários, foi realizado um estudo de viabilidade econômica com base no Valor Presente Líquido (VPL). Será em seguida realizada também uma análise ambiental e exergética. No quesito ambiental, podemos esperar uma análise voltada para diminuição da redução do CO₂ e o potencial de reciclagem desses sistemas fotovoltaicos. Essa análise ambiental será realizada baseada em dados da literatura (IRENA, 2016; Michaelides, 2012). Nesse trabalho, foi considerado uma vida média do painel de 30 anos. O valor de 2,5% para a taxa de retorno sobre o investimento foi escolhido baseado no trabalho de Gabriel, 2020 e variado para 5% para simular um caso menos favorável e medir a sensibilidade do payback do sistema. Todos os cálculos e equações usados serão usados o excel para realização dos mesmos e os gráficos também realizados na mesma ferramenta. As tabelas feitas pelo autor também serão obtidas no Excel.

4 Resultados

4.1 Caso com 2,5% de taxa de juros

4.1.1 Caso principal $F=0,80$

Dado o equacionamento da seção anterior, foi realizado os devidos cálculos para o sistema proposto. Com a tabela abaixo, podemos ver os dados de irradiação, eficiência do sistema, dentre outros:

Tabela 6 - Análise energética do sistema solar, $F=0,80$ e $r=2,5\%$ – Fonte: Autor

Meses	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]	Irradiação Média Mensal (kWh/m ²)	Consumo mensal da residência(kWh)	Potência nominal kWp	Energia gerada pelos painéis/ Mês(kWh)	Eficiência Energética Mensal
jan	6,18	61,80	586,00	1,28	411,62	15%
fev	6,44	64,40	313,00	0,68	411,62	16%
mar	5,11	51,10	409,00	0,89	411,62	12%
abr	4,44	44,40	1046,00	2,29	411,62	11%
mai	3,59	35,90	482,00	1,05	411,62	9%
jun	3,37	33,70	245,00	0,54	411,62	8%
jul	3,38	33,80	184,00	0,40	411,62	8%
ago	4,17	41,70	260,00	0,57	411,62	10%
set	4,39	43,90	267,00	0,58	411,62	11%
out	5,05	50,50	316,00	0,69	411,62	12%
nov	5,12	51,20	118,00	0,26	411,62	12%
dez	5,93	59,30	530,00	1,16	411,62	14%
MÉDIA	4,76	47,64	396,33	0,87	411,62	12%
Maior valor	6,44	64,40	1046,00	2,29	411,62	16%

Como resultado obtemos o número de painéis necessários ao sistema. O painel proposto tem potência de 150W. Logo, como o sistema necessita de um potencial nominal médio de 867W, foram selecionados 6 painéis. A longitude e latitude foi utilizado a ferramenta do Google Earth pra localizar a residência e os dados de irradiação foram coletados no portal do CRESESB conforme tabelas abaixo:

Tabela 7 - Dados e Cálculos dos parâmetros para o projeto $F=0,80$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Longitude e Latitude	22,93 Sul 42,51 W	
E	396,33	Energia Produzida ao longo do ano pelo consumidor

<i>P_{nom}</i>	0,87	Potencia Nominal do Gerador Fotovoltáico
<i>G_{def}</i>	571,70	Irradiação anual que incide sobre a superfície do gerador kWh/m²
<i>G</i>	1,00	Irradiância de 1kW/m² - condições padrões de teste
<i>F</i>	0,80	Fator de rendimento associado a todas as perdas do sistema, principalmente em relação ao inversor
<i>P_{pain}</i>	150,00	Potência Nominal do Pannel Wp
Número de Painéis	6,00	

Latitude: 22,93° S
Longitude: 42,51° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]																	
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
✓	Saquarema	Saquarema	RJ	BRASIL	22,901° S	42,549° O	5,1	6,18	6,44	5,11	4,44	3,59	3,37	3,38	4,17	4,39	5,05	5,12	5,93	4,76	3,08	
✓	Saquarema	Saquarema	RJ	BRASIL	22,901° S	42,449° O	7,0	6,22	6,45	5,18	4,45	3,61	3,38	3,40	4,21	4,45	5,09	5,20	6,01	4,80	3,07	
✓	Saquarema	Saquarema	RJ	BRASIL	22,901° S	42,649° O	14,6	6,14	6,35	5,04	4,37	3,57	3,35	3,34	4,13	4,40	5,01	5,09	5,89	4,72	3,02	

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

22,93° S; 42,51° O

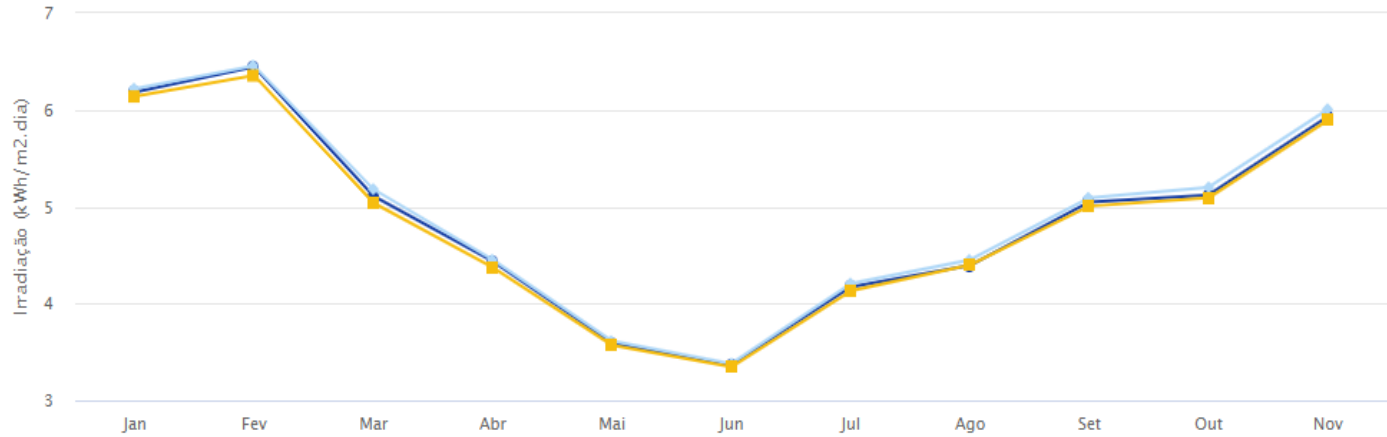


Figura 10 - Irradiação solar em Saquarema - Fonte: CRESESB 2020

Tabela 8 - Análise exergetica $F=0,80$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Meses	Taxa de Exergia [kWh/m ²]	Temperaturas médias mensais de 2021	Eficiência Exergetica
jan	7,09	26,70	18,0795%
fev	3,79	27,00	18,0809%
mar	4,95	25,90	18,0759%
abr	12,66	24,30	18,0688%
mai	5,84	21,80	18,0576%
jun	2,97	20,80	18,0531%
jul	2,23	20,10	18,0500%
ago	3,15	20,90	18,0536%
set	3,23	22,20	18,0594%
out	3,82	23,70	18,0661%
nov	1,43	24,20	18,0683%
dez	6,41	25,80	18,0755%
MÉDIA	4,80	23,62	18,0657%
Maior valor	12,66	27,00	18,0809%

Falando de exergia foi alcançado um valor de 18% que é um valor relativamente bom e coerente quando comparado com a eficiência energética que foi de 12%.

Numa perspectiva econômica, chegou-se a um valor de VPL= R\$ 63463,40 que é maior que zero, mostrando assim que o projeto é viável economicamente.

Tabela 9 - Custos caso $F=0,80$ e $r=2,5\%$ para os 30 anos de vida útil- Fonte: Autor

Tabela de custos do sistema	
Custo de Placas	R\$ 3.180,00
Custo dos Componentes	R\$ 2.000,00
Custo do inversor	R\$ 5.600,00
Custo de Frete	R\$ 1.200,00
Custo de Manutenção	R\$ 3.720,00
TOTAL	-R\$ 15.700,00

No gráfico abaixo podemos ver a análise do fluxo de caixa do consumidor ao longo dos 30 anos de vida útil do sistema. Ele nos mostra que na maior parte do período o FC é positivo, o que nos mostra uma forte tendência ao sistema ser economicamente viável, que foi comprovado com o valor positivo do VPL. Para este sistema

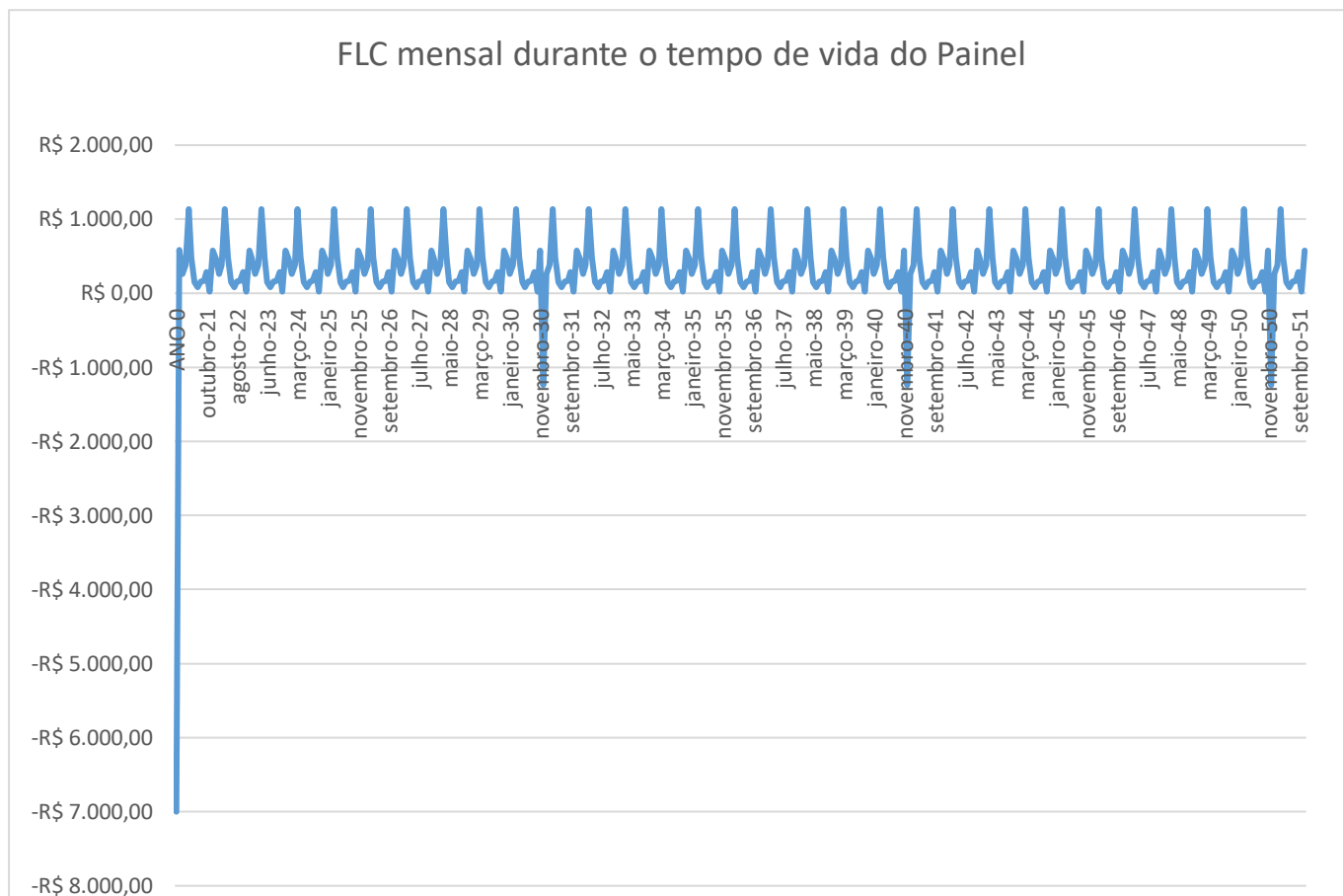


Figura 11 - Gráfico do fluxo de caixa dos 30 anos de operação do sistema caso $F=0,80$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

proposto o payback se dá a partir do 6º ano (2027) e com vida útil de 30 anos, o consumidor teria uma economia por mais 24 anos.

Ambientalmente falando os resultados foram bem impactantes. Conforme gráfico e tabela abaixo, respectivamente, é possível fazer essa análise e comparativo entre um sistema que possui sistema FV e o uso da rede em termos de emissão de CO_2 emitidos na atmosfera.

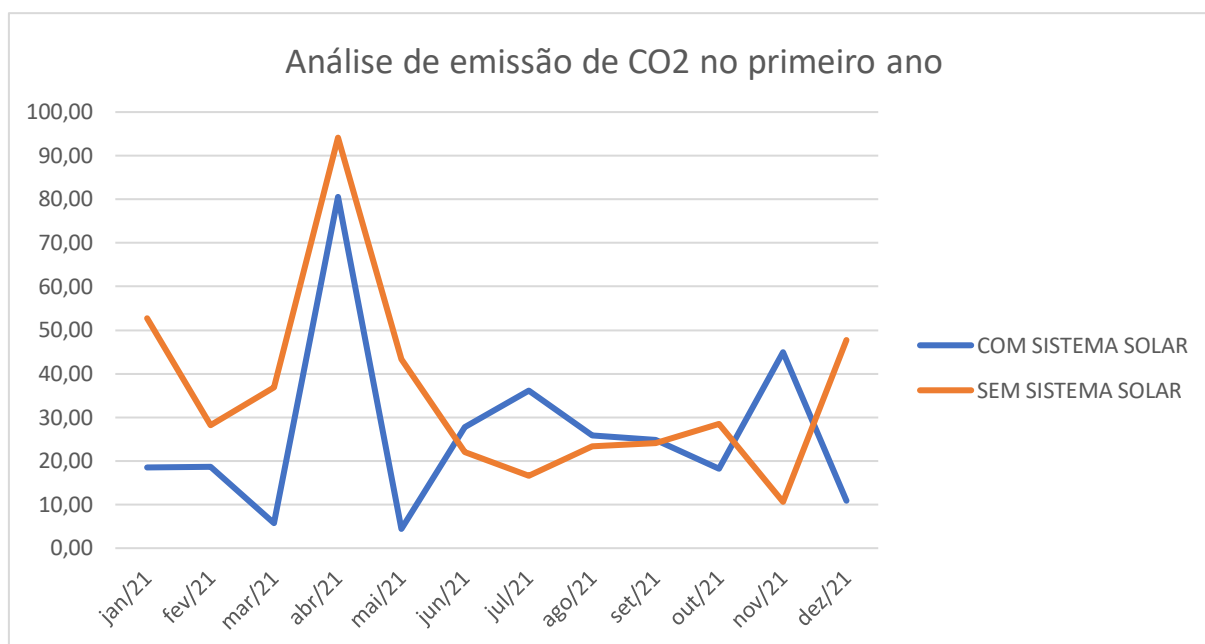


Figura 12 - Análise de emissão de CO₂ no 1º ano de operação do sistema com $F=0,80$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Nesse gráfico podemos notar que para o sistema proposto temos uma emissão menor de CO₂ ao longo do ano, sendo apenas nos meses de julho e novembro, teoricamente, o sistema solar iria emitir mais CO₂ do que o sistema conectado somente a rede, isso se deve ao fato de nesses períodos o uso da rede ser maior pelo usuário, emitindo assim mais CO₂. Esse panorama nos mostra que um sistema solar instalado pode ser uma alternativa ambiental viável quando abordamos o assunto de emissões de gases de efeito estufa. A tabela abaixo mostra os parâmetros que foram calculados para a emissão do sistema solar:

Tabela 10 - Comparativo entre emissões dos componentes do sistema solar e da rede ao longo dos 30 anos
 $F=0,80$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Emissão de CO ₂ pela residência COM sistema solar (kg)	Emissão de CO ₂ pela residência SEM sistema solar(kg)	Redução percentual
9161,72	13269,24	31%

A tabela acima com o auxílio do gráfico pode ser notada que as emissões com o sistema solar chegam à 9.161,72 kg CO₂ enquanto o sistema conectado somente a

rede teria um total de 13.269,24 kg CO₂. O sistema solar representa uma diminuição de 31% nas emissões de CO₂.

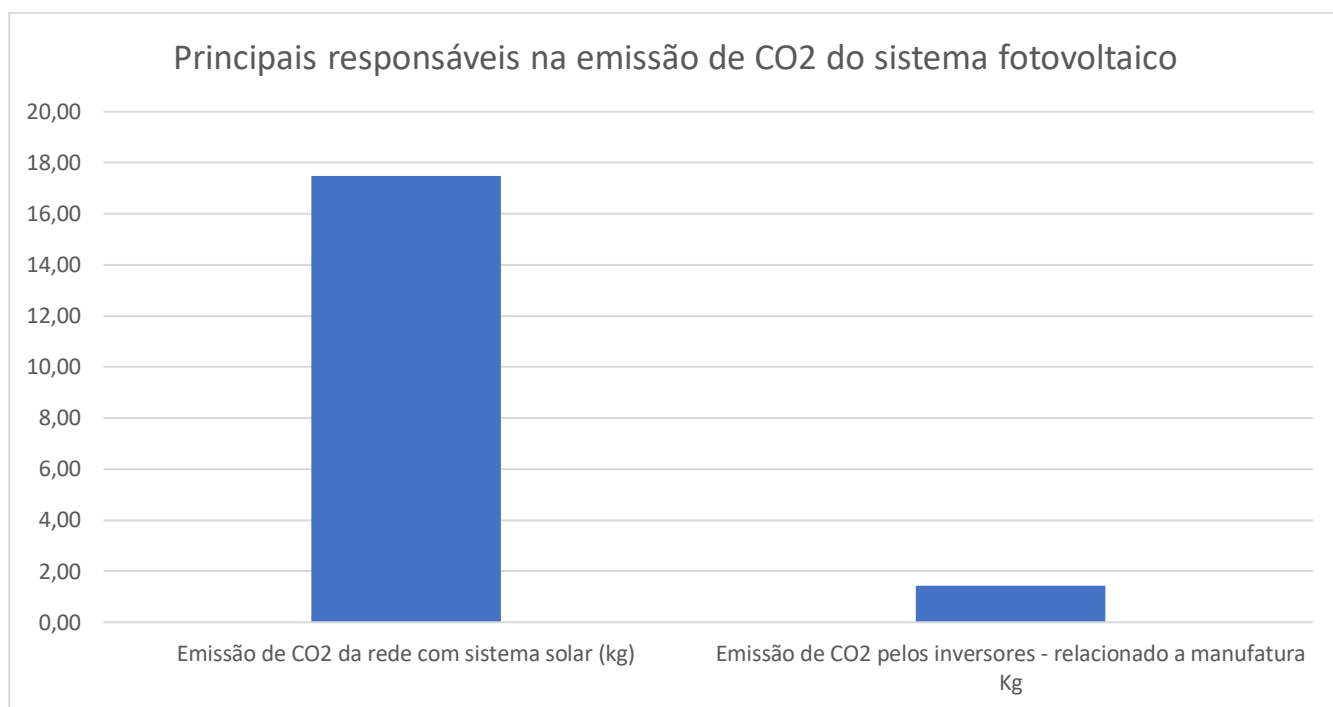


Figura 13 - Comparativo de emissão entre os componentes principais do sistema $F=0,80$ e $r=2,5\%$ – Fonte: Autor

Vale ressaltar que a maioria do uso do CO₂ advindo do sistema solar, vem justamente do uso da rede. Isso se deve ao fato de nos períodos onde o sistema gera mais energia que o necessário ele usa a rede para escoar o excedente e quando produz menos do que realmente necessita, usa a rede elétrica para abater essa parte faltante. Esse pode ser outro ponto interessante de estudo, uma forma que se conseguíssemos não usar a rede com o sistema solar instalado, poderíamos ter emissões quase nulas.

4.1.2 $F=0,85$

Tabela 11 - Análise energética com $F=0,85$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Meses	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]	Irradiação Média Mensal (kWh/m ²)	Consumo mensal da residência (kWh)	Potência nominal kWp	Energia gerada pelos painéis/ Mês (kWh)	Eficiência Energética Mensal

jan	6,18	61,80	586,00	1,21	437,35	14%
fev	6,44	64,40	313,00	0,64	437,35	15%
mar	5,11	51,10	409,00	0,84	437,35	12%
abr	4,44	44,40	1046,00	2,15	437,35	10%
mai	3,59	35,90	482,00	0,99	437,35	8%
jun	3,37	33,70	245,00	0,50	437,35	8%
jul	3,38	33,80	184,00	0,38	437,35	8%
ago	4,17	41,70	260,00	0,54	437,35	10%
set	4,39	43,90	267,00	0,55	437,35	10%
out	5,05	50,50	316,00	0,65	437,35	12%
nov	5,12	51,20	118,00	0,24	437,35	12%
dez	5,93	59,30	530,00	1,09	437,35	14%
MÉDIA	4,76	47,64	396,33	0,82	437,35	11%
Maior valor	6,44	64,40	1046,00	2,15	437,35	15%

Quando alteramos a sensibilidade do sistema em relação ao fator de rendimento notamos uma queda de 12% para 11% na eficiência do sistema. Isso deve ao fato de, com uma menor perda, o sistema teoricamente produziria mais energia, que quando comparado com a irradiação mensal do sistema, aumenta-se essa diferença, levando a uma menor eficiência do sistema. Abaixo segue tabela com parâmetros usados e calculados:

Tabela 12 - Dados e Cálculos dos parâmetros para o projeto $F=0,85$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Longitude e Latitude	22,93 Sul 42,51 W	
E	396,3333333	Energia Produzida ao longo do ano pelo consumidor
P_{nom}	0,815592985	Potencia Nominal do Gerador Fotovoltáico
G_{def}	571,7	Irradiação anual que incide sobre a superfície do gerador kWh/m ²
G	1	Irradiância de 1kW/m ² - condições padrões de teste

F	0,85	Fator de rendimento associado a todas as perdas do sistema, principalmente em relação ao inversor
P_{pain}	150	Potência Nominal do Painei Wp
Número de Painéis	6	

Tabela 13 - Análise exergética com $F=0,85$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Meses	Taxa de Exergia [kWh/m ²]	Temperaturas mensais de 2021 (C°)	Eficiência Exergética
jan	6,67	26,70	18,0795%
fev	3,56	27,00	18,0809%
mar	4,66	25,90	18,0759%
abr	11,91	24,30	18,0688%
mai	5,49	21,80	18,0576%
jun	2,79	20,80	18,0531%
jul	2,10	20,10	18,0500%
ago	2,96	20,90	18,0536%
set	3,04	22,20	18,0594%
out	3,60	23,70	18,0661%
nov	1,34	24,20	18,0683%
dez	6,03	25,80	18,0755%
MÉDIA	4,51	23,62	18,0657%
Maior valor	11,91	27,00	18,0809%

Eficiência exergética neste caso se mostra igual ao caso anterior, tendo uma pequena alteração no valor de exergia que foi de 12,66 para 11,91. A diminuição da taxa exergética se dá pelo mesmo motivo das perdas energéticas pelo uso da rede.

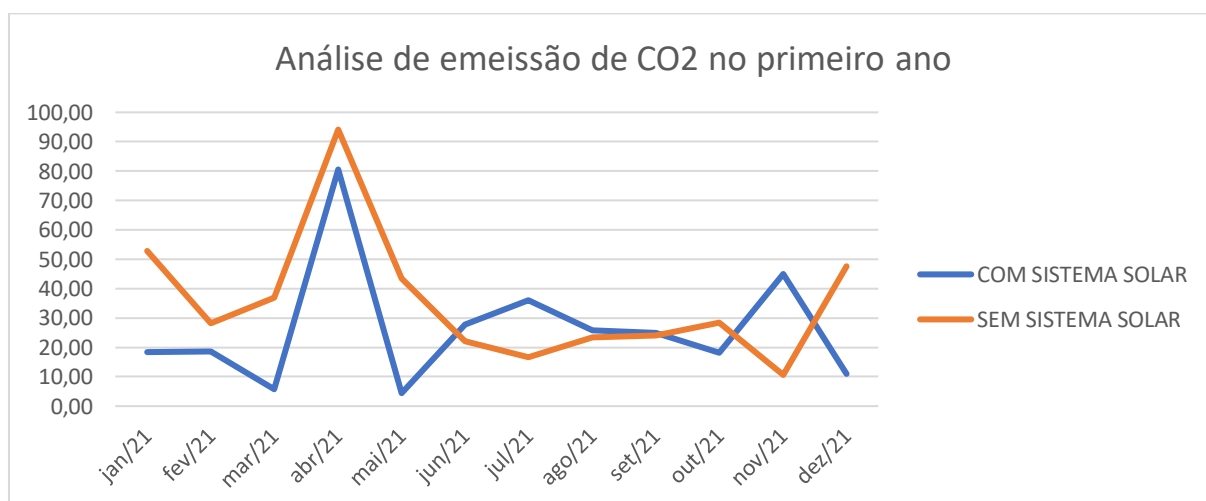
Em relação aos custos não houve alteração visto que o número de painéis não se alterou, não alterando a modelagem econômica.

Tabela 14 - Comparativo entre emissões dos componentes do sistema solar e da rede ao longo dos 30 anos

 $F=0,85$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Emissão de CO ₂ pela residência COM sistema solar (kg)	Emissão de CO ₂ pela residência SEM sistema solar(kg)	Redução percentual
9592,38	13269,24	28%

A tabela acima mostra a alteração nos resultados de redução da emissão de CO₂. Como vemos a redução foi de 31% para 28% em relação a fator de rendimento 0,80. Isso se deve ao fato do maior uso da rede com o sistema solar instalado, isso leva a um pequeno aumento na emissão de CO₂.

Figura 14 - Análise de emissão de CO₂ no 1º ano de operação do sistema com $F=0,85$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Com o gráfico acima podemos ver que, em comparação com o fator de rendimento 0,80 além do mês de julho e novembro o mês de setembro ocorre uma maior emissão de CO₂ com o sistema solar instalado.

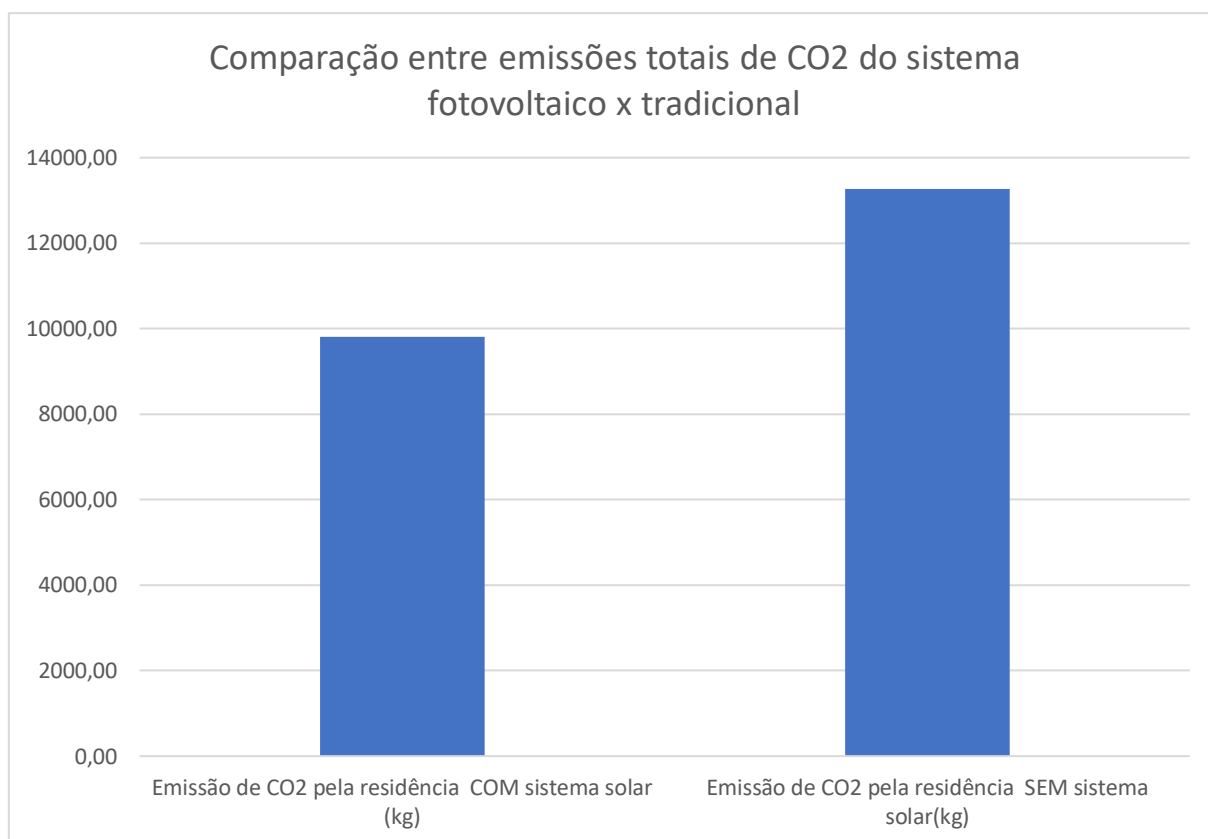


Figura 15 - Comparativo entre emissão do SISTEMA SOLAR x SEM SISTEMA SOLAR ao longo dos 30 anos
 $F=0,85$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

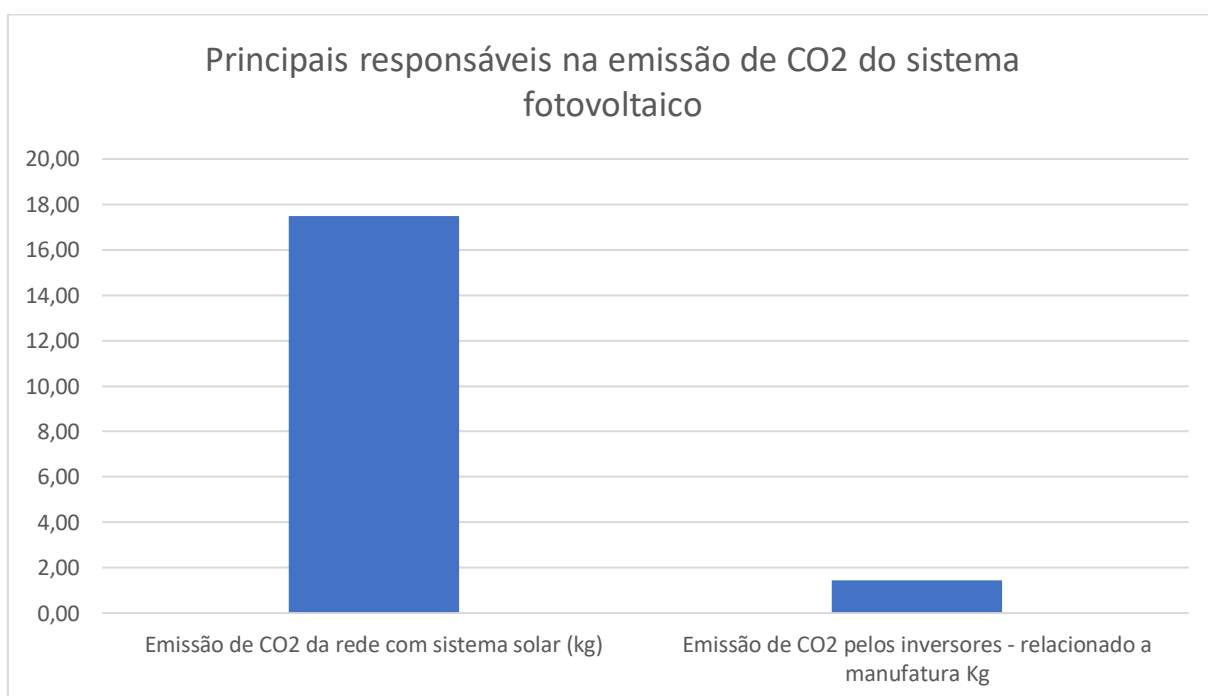


Figura 16 - Comparativo de emissão entre os componentes principais do sistema $F=0,85$ e $r=2,5\%$ – Fonte: Autor

4.1.3 $F=0,75$

Tabela 15 - Análise energética do sistema solar, $F=0,75$ e $r=2,5\%$ – Fonte: Autor

Meses	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]	Irradiação Média Mensal (kWh/m ²)	Consumo mensal da residência(kWh)	Potência nominal kWp	Energia gerada pelos painéis/ Mês(kWh)	Eficiência Energética Mensal
jan	6,18	61,80	586,00	1,37	450,21	14%
fev	6,44	64,40	313,00	0,73	450,21	14%
mar	5,11	51,10	409,00	0,95	450,21	11%
abr	4,44	44,40	1046,00	2,44	450,21	10%
mai	3,59	35,90	482,00	1,12	450,21	8%
jun	3,37	33,70	245,00	0,57	450,21	7%
jul	3,38	33,80	184,00	0,43	450,21	8%
ago	4,17	41,70	260,00	0,61	450,21	9%
set	4,39	43,90	267,00	0,62	450,21	10%
out	5,05	50,50	316,00	0,74	450,21	11%
nov	5,12	51,20	118,00	0,28	450,21	11%
dez	5,93	59,30	530,00	1,24	450,21	13%
MÉDIA	4,76	47,64	396,33	0,92	450,21	11%
Maior valor	6,44	64,40	1046,00	2,44	450,21	14%

Com a alteração do fator de rendimento para 0,75, tivemos uma redução na eficiência do sistema. Isso se deve ao fato de aumentar as perdas com o acréscimo de 1 painel ao sistema e além disso o uso da rede se torna maior, pois com 7 painéis o sistema gera mais energia que o necessário em alguns meses, sendo necessário o uso da rede para alocar o excedente.

Tabela 16 - Dados e Cálculos dos parâmetros para o projeto $F=0,75$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Longitude e Latitude	22,93 Sul 42,51 W	
E	396,3333333	Energia Produzida ao longo do ano pelo consumidor

P_{nom}	0,924338717	Potencia Nominal do Gerador Fotovoltáico
G_{def}	571,7	Irradiação anual que incide sobre a superfície do gerador kWh/m ²
G	1	Irradiância de 1kW/m ² - condições padrões de teste
F	0,75	Fator de rendimento associado a todas as perdas do sistema, principalmente em relação ao inversor
P_{pain}	150	Potência Nominal do Pannel Wp
Número de Painéis	7	

Tabela 17 - Análise exergética com $F=0,75$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Meses	Taxa de Exergia [kWh/m ²]	Temperaturas mensais de 2021 (C°)	Eficiência Exergética
jan	7,56	26,70	18,0795%
fev	4,04	27,00	18,0809%
mar	5,28	25,90	18,0759%
abr	13,50	24,30	18,0688%
mai	6,23	21,80	18,0576%
jun	3,17	20,80	18,0531%
jul	2,38	20,10	18,0500%
ago	3,36	20,90	18,0536%
set	3,45	22,20	18,0594%
out	4,08	23,70	18,0661%
nov	1,52	24,20	18,0683%
dez	6,84	25,80	18,0755%
MÉDIA	5,12	23,62	18,0657%
Maior valor	13,50	27,00	18,0809%

Tabela 18 - Custos do sistema com $F=0,75$ e $r=2,5\%$ para 30 anos de vida útil - Fonte: Autor

Tabela de custos do sistema	
Custo de Placas	R\$ 3.710,00
Custo dos Componentes	R\$ 2.000,00
Custo do inversor	R\$ 5.600,00

Custo de Frete	R\$ 1.200,00
Custo de Manutenção	R\$ 4.340,00
TOTAL	-R\$ 16.850,00

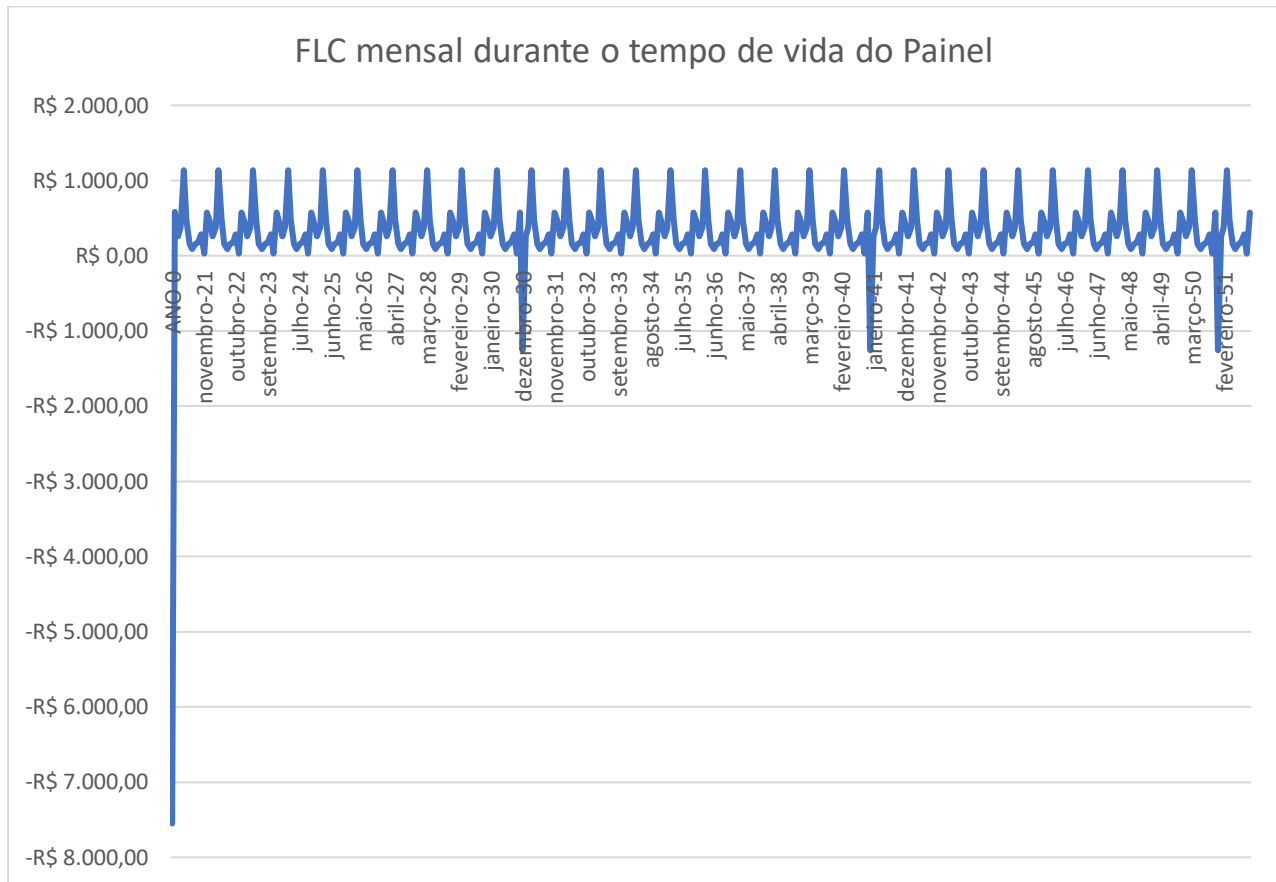


Figura 17 - Gráfico do fluxo de caixa dos 30 anos de operação do sistema caso $F=0,75$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Conforme a Tabela 18 vemos uma alteração no preço total do investimento pois é necessário o acréscimo de 1 painel e com isso aumento do custo de manutenção também. Economicamente ainda falando tivemos uma pequena redução do VPL = R\$ 61355,00, porém ainda positivo, o que mostra que o projeto continua sendo economicamente viável e com tempo de retorno igual para todos os 3 casos citados até aqui.

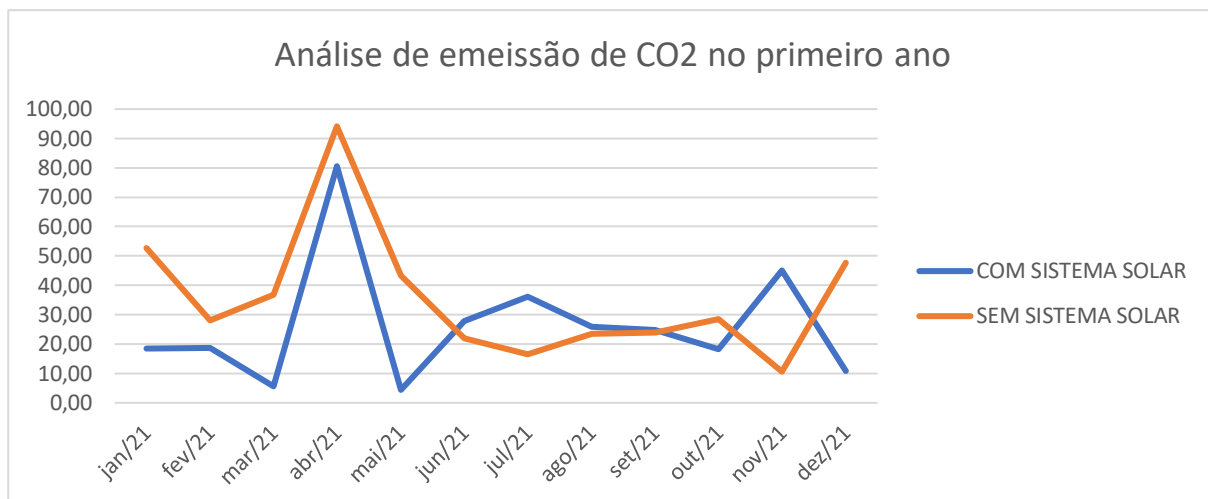


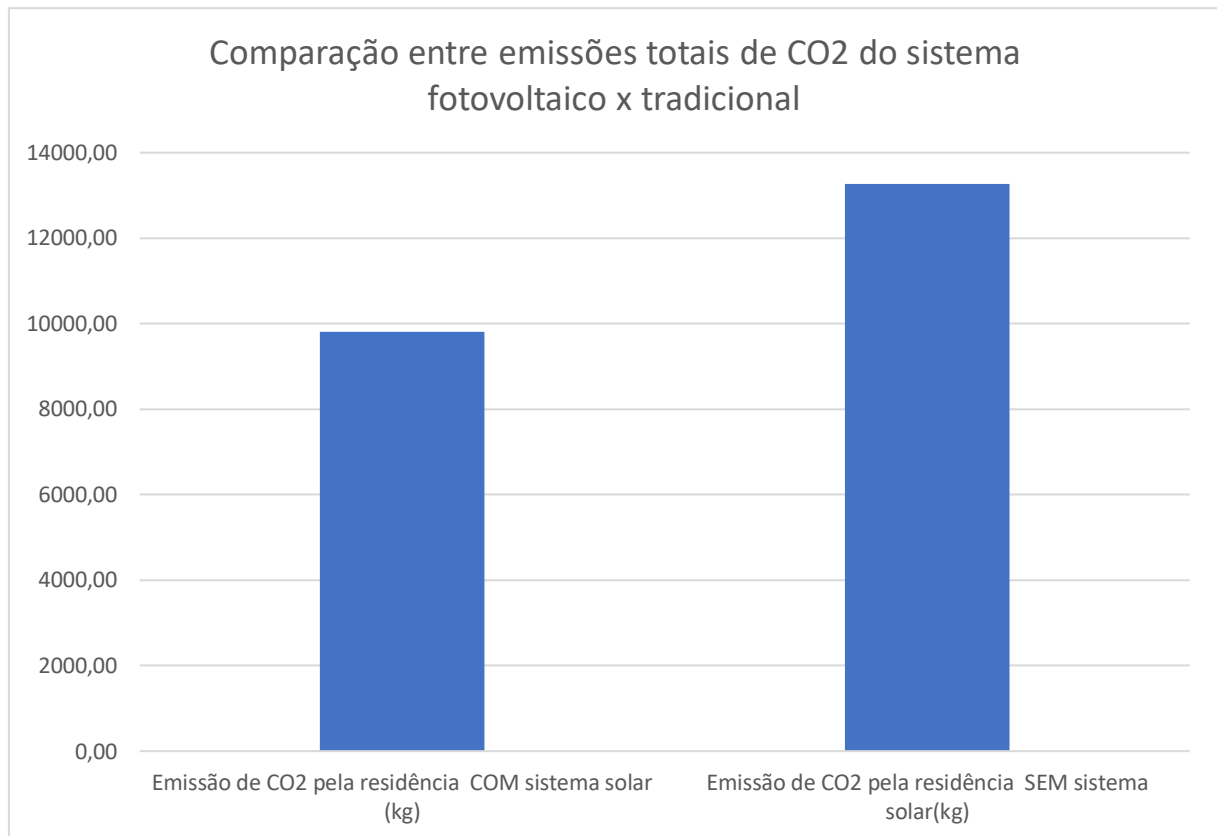
Figura 18 - Análise de emissão de CO₂ no 1º ano de operação do sistema com $F=0,75$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Conforme mostrado no gráfico da Figura 19 com a redução do fator de rendimento vemos que nos meses de junho, julho, agosto, setembro e novembro temos uma maior produção de CO₂ pelo sistema solar instalado, porém mesmo com esse aumento na emissão, quando comparamos o sistema fotovoltaico com o tradicional, ainda temos redução significativa nas emissões de CO₂ conforme tabela abaixo:

Tabela 19 - Comparativo entre emissões dos componentes do sistema solar e da rede ao longo dos 30 anos

$F=0,75$ e $r=2,5\%$ - Fonte: Autor

Emissão de CO ₂ pela residência COM sistema solar (kg)	Emissão de CO ₂ pela residência SEM sistema solar(kg)	Redução percentual
9807,71	13269,24	26%



*Figura 19 - Comparativo entre emissão do SISTEMA SOLAR x SEM SISTEMA SOLAR ao longo dos 30 anos
F=0,75 e r=2,5% - Fonte: Autor*

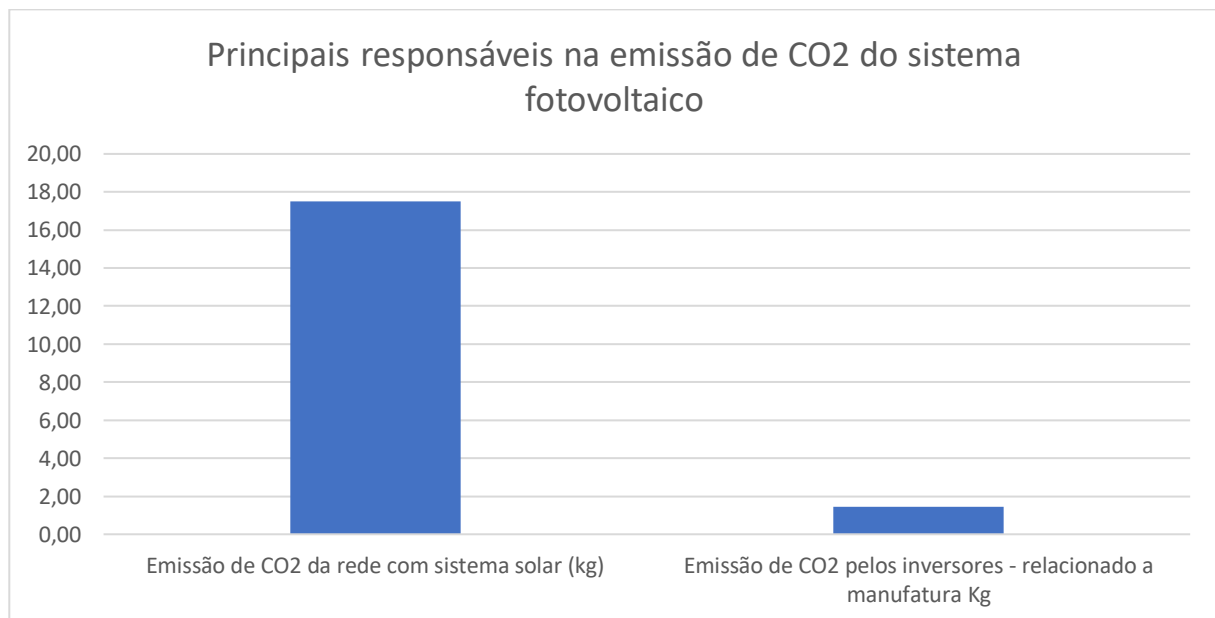


Figura 20 - Comparativo de emissão entre os componentes principais do sistema F=0,75 e r=2,5% – Fonte: Autor

4.2 Caso com 5% de taxa de retorno do investimento

Para o caso com $F=0,80$ a única alteração de fato que se obteve com a alteração da taxa de retorno do investimento foi o $VPL = R\$ 40403,59$ que representa uma redução de 36,33% em relação ao VPL com $F=0,80$ e $r=2,5\%$ e com payback de 6 anos(2027).

Com $F=0,85$, se assemelha ao anterior pois possui apenas alterações energéticas, exergéticas e ambientais que são as mesmas do caso com $F=0,85$ e $r=2,5\%$. O VPL e payback são os mesmos.

Já para $F=0,75$, nesta última análise tivemos uma alteração tanto no VPL quanto no payback do sistema. Para o VPL tivemos um resultado positivo de $R\$ 38410,78$. O payback se dá a partir do 7º ano (2028), porém economicamente ainda se torna viável, após o aumento do payback.

A análise energética, exergética e ambiental são as mesmas que o caso com $F=0,75$ e $r=2,5\%$, não sendo necessário uma nova análise.

5 Conclusões

Fazendo uma análise geral do sistema proposto ($F=0,8$), pode-se ver que se tem grandes incentivos para o uso da energia solar no Brasil. A análise de eficiência energética para a instalação proposta apresentou um valor médio anual de 12% o que mostra uma eficiência atingida pelo sistema em relação a eficiência máxima do painel (dado do fabricante:15%) foi de 80%, um valor que pode ser considerado muito bom. Já a análise ambiental, tivemos uma queda na emissão de CO_2 com o sistema solar quando comparado com o sistema tradicional. Essa comparação nos leva à um valor de 13269,24kg CO_2 do sistema tradicional contra 9161,72 kg CO_2 emitidos pelo sistema fotovoltaico caso fosse instalado. A maior parte da emissão de CO_2 emitida pelo sistema fotovoltaico se deve ao uso da rede nos períodos onde o painel gera mais energia que a necessária, então esse excedente em “armazenado” na rede e também quando o sistema produz menos energia que o necessário para o consumidor, sendo necessário a rede injetar o restante necessário, emitindo assim quilogramas de CO_2 . Este ponto ainda pode ser melhorado para que se evite o uso da rede nesses casos e diminua ainda mais a emissão de CO_2 na atmosfera, porém não foi o foco desse trabalho. Economicamente falando o projeto é viável. Foi feito o cálculo do VPL para o sistema proposto e como resultado obtivemos um valor de R\$ 63463,40 depois de 6 anos o que é bem satisfatório aos olhos de um investidor. Temos um panorama de que os custos da tecnologia fotovoltaica tendem a diminuir com os avanços tecnológicos, então nesse cenário podemos esperar que cada vez mais os painéis solares se tornem economicamente viáveis. Quando falamos de exergia tivemos um valor de 18% em todos os casos o que é um valor relativamente bom. Para continuação desse estudo vale a pena ser feita uma nova análise após a revisão do projeto da Resolução 482/2012, que já foi enviado para o congresso, que irá impactar o uso da rede por mini e micro sistemas solares, podendo aumentar o tempo de payback de sistemas solares residenciais por conta da taxa, caso ocorra, pelo uso da rede da distribuidora local, além é valido realizar uma simulação comparando o valor da tarifa branca com a convencional.

6 Referências bibliográficas

- Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL). **Resoluções homologatórias** (ANEEL). – Biblioteca virtual. <http://www.aneel.gov.br> . Acesso em: 22 de de novembro de 2020.
- BOTELHO, R. **Utilização De Sistemas Fotovoltaicos Na Microgeração Distribuída Brasileira**. Brasília, DF, 2017. 121, <<https://bdm.unb.br/handle/10483/19866>>
Balanco Energético Nacional, 2020, <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>.
- Demailly, F., Ninet, O. & Even, A., 2005. **Numerical Tools and Models for Monte Carlo Studies of the Influence on Embedded Generation on Voltage Limits in LV Grids**. **IEEE Transactions on Power Delivery**, pp.2343-2350. Publicado em: IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 20, Issue: 3, July 2005).<https://ieeexplore.ieee.org/document/1458915>
- BRAGA, R. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos e aplicações**. Tese de conclusão de curso, 2008, 80p. Escola Politécnica, UFRJ, Rio de Janeiro. <<https://pantheon.ufrj.br/handle/11422/7372>>
- Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. <> Rio de Janeiro: CEPEL, 1999, 207p. <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=9>
- DIAS, Pablo Ribeiro. **Caracterização e Reciclagem de Materiais de Módulos Fotovoltaicos**, 2015. 83p. Dissertação (Mestrado) - UFRGS- Curso de Engenharia de Minas, 2015, <<https://lume.ufrgs.br/handle/10183/127924>>.
- FREITAS, S. (2008). **Dimensionamento De Sistemas**., Tese de Mestrado em Engenharia Industrial, Departamento de Eletrotécnica, Instituto Politécnico de Bragança, Bragança Paulista, SP, 104p, <<https://bibliotecadigital.ipb.pt/handle/10198/2098>>
- Farashbashi-Astaneh, S.M. & Dastfan, A., 2010. **Optimal Placement and Sizing of DG for Loss Reduction, Voltage Profile Improvement and Voltage Sag Mitigation**. In International Conference on Renewable Energies and Power Quality - ICREPQ'10. Granada, Spain, 2010. <https://vbn.aau.dk/en/publications/optimal-placement-and-sizing-of-dg-for-loss-reductionvoltage-prof>.

- Gabriel, R. **Análises energética, econômica e ambiental de um micro-CHP com célula a combustível usando gás natural e painéis fotovoltaicos para aplicações residenciais e industriais.** Dissertação de mestrado, PUC-RIO, RJ, 2020, 214p. <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/50338/50338.PDF>>
- Gonçalves, S. **Metodologia para mensuração do impacto do potencial de geração fotovoltaica no planejamento da operação energética de médio prazo.** ≤ Dissertação de mestrado. PUC-Rio, RJ, 2017, 141p. <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/31065/31065.PDF>>
- Gonçalves, M. **Análise dos instrumentos de compensação e incentivo energético net metering e feed-in tariff no brasil.** Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília – UnB, Brasília, DF, 2018, 88p. <https://bdm.unb.br/bitstream/10483/20775/1/2018_MatheusPereiraGoncalves_tcc.pdf>
- Hosseini, M. Dincer. I. Rosen, M. **Hybrid solar and fuel cell combined heat and power systems for residential applications: Energy and exergy analyses.** Journal of Power Sources 2012, vol 1, 9p. < <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378775312013353>>.
- IRENA, IEA-PVPS. **End-of-Life Management Solar Photovoltaics Panels** . 2016, 100p. <<https://www.irena.org/publications/2016/Jun/End-of-life-management-Solar-Photovoltaic-Panels>>.
- IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2012**, 2012, 92p. < https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/Overview_Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012.pdf?la=en&hash=A5D59C4928EE8CBC1418A5C3AD7B04EB63AAF8A86>.
- IEA. **World Energy Outlook 2014.** 2014, 748p. < <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e6f58562-203e-474c-97a3-486f409aa7ff/WEO2014.pdf>>.
- LIMA, J. Energia Fotovoltaica Como Alternativa Energética Viável. 2014. Projeto de Graduação (Curso de Engenharia de Materiais)-- Escola Politécnica, UFRJ, Rio de Janeiro, 2014, 56p. < <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10009335.pdf>>
- MIRANDA, Rosana Teixeira. **Análise da gestão de fim de vida de módulos fotovoltaicos, utilizando o estudo de Análise do Ciclo de Vida (ACV) para comparar os impactos de duas estratégias de gestão de fim de vida** Dissertação

(Pós graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá 2019, 122p. <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/2091/1/Disserta%c3%a7%c3%a3o_2020002.pdf>

- Scolla Minéia, **Avaliação do ciclo de vida de sistemas de geração de energia fotovoltaica: uma análise sob a ótica de fatores ambientais**. Trabalho de conclusão de curso. Universidade Regional do Noroeste do Estado Do Rio Grande Do Sul Curso De Engenharia Elétrica Ijuí, RS, 2020, 70p. <https://bibliodigital.uni-juui.edu.br:8443/xmlui/handle/123456789/6998>
- MICHAELIDES, E. **Alternative energy sources**. Springer,2012. ,1ª ed, Midtown Manhattan, Nova York, 455p.
- NUNES, C. R. M. N. **Redes inteligentes: viabilidade econômica da geração de energia através de painéis fotovoltaicos**, UNB, Trabalho de graduação, 2011, 57p. https://bdm.unb.br/bitstream/10483/15486/1/2011_CarlosRobertoMelloNeiva-Nunes_tcc.pdf
- Barbosa L. R., Guimarães A. R. N., Bonilla S. H., Gonçalves R. F. **Viabilidade para instalação de energia fotovoltaica “on-grid” em residência: Payback estimado em diversos cenários econômicos**. _ Universidade Paulista – UNIP, 2021, 12p. < http://www.netlogconference.com/proceedings/papers/NETLOG_2020_paper_24.pdf >
- SCHEIBLER, G. **Projeto de um sistema de abastecimento de energia elétrica auxiliar a partir de painéis fotovoltaicos para uso residencial**. Trabalho de conclusão de curso, Centro Universitário UNIVATES, 2015, 78p. < <https://www.univates.br/bdu/bitstream/10737/907/1/2015GustavoScheibler.pdf> >
- PEREIRA, B. **Análise De Viabilidade Econômica De Implantação De Um Sistema De Geração Análise De Energia Elétrica Através De Painéis Fotovoltaicos Em Sítio Aeroportuário**. Monografia apresentada ao Curso de Especialização em Eficiência Energética Aplicada aos Processos Produtivos, Universidade Federal de Santa Maria, Novo Hamburgo, RS, 2017, 58p. <https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/12568/TCCE_EEAPP_EaD_2017_PEREIRA_BRUNO.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- PEREIRA,E. MARTINS, F. GONÇALVES,A. COSTA,R. LIMA,F. RUTHER,R. ABREU,S. ,R. LIMA,F. RUTHER,R. ABREU,S. TIELPOLO,G. PEREIRA,S.

- SOUSA, J. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, 2ª edição, 2017, 80p. < <http://mtc-m21b.sid.inpe.br/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>> ,
- VIEIRA, D. **Método Para Determinação Do Tipo De Incentivo Regulatório À Geração Distribuída Solar Fotovoltaica Que Potencializa Seus Benefícios Técnicos Na Rede**, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2016, 198p. < https://repositorio.unb.br/bitstream/10482/22484/1/2016_DanielVieira.pdf >
 - Silva, N. **Análise da migração de consumidores residenciais para a tarifa branca em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Dissertação de mestrado, Foz do Iguaçu, PR, 2018, 125p. < <http://tede.unioeste.br/handle/tede/4115#preview-link0> >
 - Sauer C. **Análise de viabilidade econômica para instalação de microgeradores fotovoltaicos conectados à rede distribuidora (on grid) - análise de payback**. Trabalho de conclusão de curso, Universidade regional do noroeste do estado do rio grande do sul – Unijui – Santa Rosa, 2015, 60p. < <https://bibliodigital.unijui.edu.br:8443/xmlui/handle/123456789/3408>>
 - Silva, D. **Gestão do ciclo de vida de produtos por meio da avaliação e do monitoramento Ambiental de processos de manufatura: procedimento e estudo de caso**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Escola de Engenharia de São Carlos, SP, 2016, 317p. < <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18156/tde-22072016-082844/publico/DiogoAparecidoLopesSilvaDEFINITIVO.pdf> >
 - Silva, S. Junior, E. Costa, A. **CONCEITOS FUNDAMENTAIS DA PROPRIEDADE TERMODINÂMICA EXERGIA E EXEMPLOS DE APLICAÇÃO PARA ANÁLISE DE PROCESSOS REAIS**. Trabalho de conclusão de curso, UFES, Espírito Santo, ES, 2012, 13p. <https://www.conhecer.org.br/enciclop/2012b/ciencias%20exatas%20e%20da%20terra/conceitos%20fundamentais.pdf>