



RODRIGO DE MELLO SURDI

**ESTUDO DE VIABILIDADE FINANCEIRA PARA
INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA EM RESIDÊNCIAS LOCALIZADAS
NA REGIÃO DE CURITIBA E FOZ DO IGUAÇU - PR**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA Executivo em Administração: Setor Elétrico, de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, da FGV/IDE como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

Orientador: Andriei José Beber, Dr.

**CURITIBA - PARANÁ
2019**

RODRIGO DE MELLO SURDI

ESTUDO DE VIABILIDADE FINANCEIRA PARA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA EM RESIDÊNCIAS LOCALIZADAS NA REGIÃO DE
CURITIBA E FOZ DO IGUAÇU - PR

Andriei José Beber, Dr.

Orientador

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao curso MBA Executivo em
Administração: Setor Elétrico de Pós-
Graduação *lato sensu*, Nível de
Especialização, do Programa FGV
Management como pré-requisito para a
obtenção do título de Especialista TURMA
01/17

Curitiba – PR
2019

Trabalho de Conclusão de Curso

ESTUDO DE VIABILIDADE FINANCEIRA PARA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA EM RESIDÊNCIAS LOCALIZADAS NA REGIÃO DE
CURITIBA E FOZ DO IGUAÇU - PR

elaborado por Rodrigo de Mello Surdi e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Professor orientador
Andriei José Beber, Dr.

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Rodrigo de Mello Surdi, abaixo-assinado, do Curso MBA Executivo em Administração, Setor Elétrico, do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE, no período de janeiro de 2018 a julho de 2019, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: Estudo de Viabilidade Financeira para Instalação de Geração Solar Fotovoltaica em Residências Localizadas na Região de Curitiba e Foz do Iguaçu - PR é autêntico, original, e de sua coautoria com a Economista e aluna Priscylla Klein.

Curitiba, 10 de outubro de 2019.

Rodrigo de Mello Surdi

Sumário

1. Introdução	8
2. Referencial Teórico	11
2.1. Histórico do aproveitamento da geração solar	11
2.2. Radiação Solar	12
2.3. Tipos de Sistemas para Captação e Conversão da Energia Solar .	14
2.3.1. Energia fototérmica ou de aquecimento solar	14
2.3.2. Energia Heliotérmica	15
2.3.3. Energia Solar Fotovoltaica	17
2.4. Crescimento do uso da energia fotovoltaica	19
2.5. Motivos para um rápido crescimento do uso da energia solar fotovoltaica no país	20
2.6. Maiores mercados de energia fotovoltaica	22
2.7. Tipos de sistemas	24
2.7.1. Off-grid	24
2.7.2. On-grid	25
2.8. Tipos de painel solar fotovoltaico	26
2.8.1. Silício Monocristalino	27
2.8.2. Silício Policristalino	28
2.8.3. Painéis Solares de Filme Fino	28
2.8.4. Painel Solar Híbrido - HJT	29
2.9. Tributação da energia solar Fotovoltáica	30
2.10. Normas e regulamentos relacionados ao sistema de compensação de energia elétrica	31
3. Dimensionamento, orçamento e análise de viabilidade financeira	32
3.1. Dimensionamento	32
3.1.1. Irradiação solar em Curitiba e Foz do Iguaçu	32
3.1.2. Custo de disponibilidade do sistema de distribuição	34
3.1.3. Dimensionamento do sistema fotovoltaico	35

3.1.4. Escolha e dimensionamento de painéis solares	36
3.1.5. Dimensionamento do inversor de frequência	41
3.1.6. Medidor bidirecional	43
3.1.7. Material para instalação do sistema	43
3.2. Orçamento	45
3.2.1. Valores orçados para painéis solares fotovoltaicos.....	45
3.2.2. Valores orçados para inversores de frequência	45
3.2.3. Valores orçados para o medidor bidirecional	45
3.2.4. Valores orçados para o projeto técnico, acompanhamento especializado, mão de obra e material para instalação do sistema	45
3.2.5. Totalizador de orçamento.....	46
3.3. Análise de viabilidade financeira	46
3.3.1. Método do Valor Presente Líquido (VPL)	50
3.3.2. Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)	51
3.3.3. Payback Simples e Descontado	53
4. Conclusão	58
5. Referências	60

Resumo

Hoje no Brasil o consumidor cativo de energia elétrica não pode escolher a concessionária distribuidora da qual comprará energia. Como opção, pode instalar em sua residência um sistema de geração alternativa que reduza sua conta de energia elétrica. Existe no mercado brasileiro uma infinidade de empresas que vendem sistemas fotovoltaicos prometendo economia e retornos garantidos em curto espaço de tempo. Através da conceituação técnica, dimensionamento e orçamento de sistemas fotovoltaicos on grid para cinco diferentes cenários de carga, foi possível estimar a economia a ser obtida na conta de luz. Foi analisado a viabilidade financeira deste tipo de projeto utilizando-se quatro métodos de análise de investimentos (Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, PayBack Simples e Pay Back Descontado), desmentindo parcialmente empresas que defendem a viabilidade incondicional do sistema fotovoltaico residencial.

Palavras chave: Geração fotovoltaica residencial, análise financeira, economia de energia, redução da conta de energia elétrica, viabilidade da geração fotovoltaica.

1. Introdução

Estudos nacionais e internacionais apontam uma tendência de significativo aumento da representatividade da energia fotovoltaica na matriz elétrica do Brasil e do mundo.

O Brasil ainda não está entre os países com uso expressivo dessa fonte de energia, como Honduras, Alemanha e Grécia. Mas, o Plano Decenal de Expansão – PDE2029, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, aponta grande crescimento da produção nacional de energia elétrica fotovoltaica, tanto em geração centralizada como em geração distribuída, conforme gráfico a seguir.

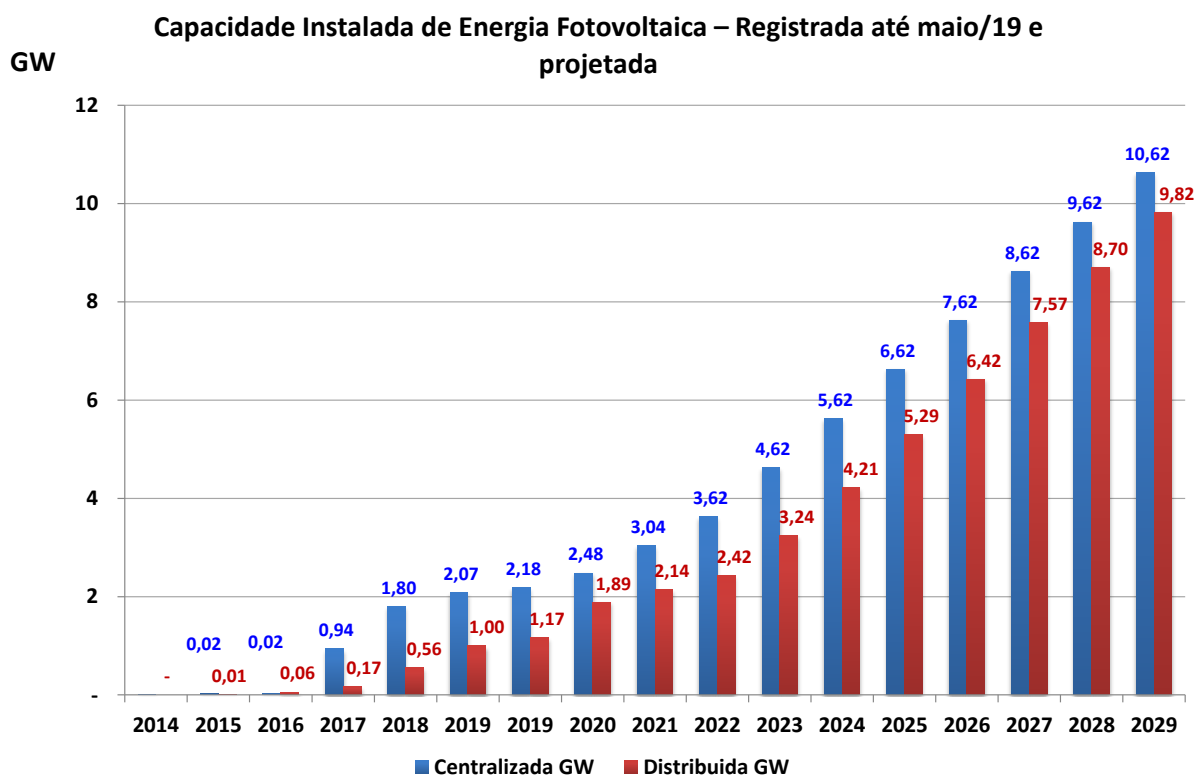


Figura 01 – Fonte: PDE 2029 - EPE

A Geração Distribuída foi impulsionada a partir de 2012, com a regulamentação da ANEEL que definiu a compensação integral para a energia injetada na rede, provenientes de fontes renováveis. Conforme Plano Decenal de Expansão – EPE:

“A modalidade de Micro e Minigeração distribuída (MMGD) cresceu e não se pode mais dizer que representa um mercado pequeno no País. Em junho de 2019 a marca de 1 GW foi atingida, superando as expectativas que o setor tinha para a modalidade. Como comparação, no ano de 2018 foram instalados cerca de 400 MW de MMGD, o que representa a mesma capacidade adicionada em térmicas a gás natural, duas vezes o que foi instalado em térmicas a bagaço de cana ou, ainda, três vezes a capacidade instalada de PCHs no mesmo ano”.

Dentre as fontes renováveis incentivadas pela regulamentação, a fotovoltaica vem se destacando devido ao rápido desenvolvimento tecnológico que está reduzindo o custo dos componentes de instalação. O gráfico a seguir demonstra a importância dessa fonte de energia para a matriz elétrica do país, conforme projeções da EPE para 2029.

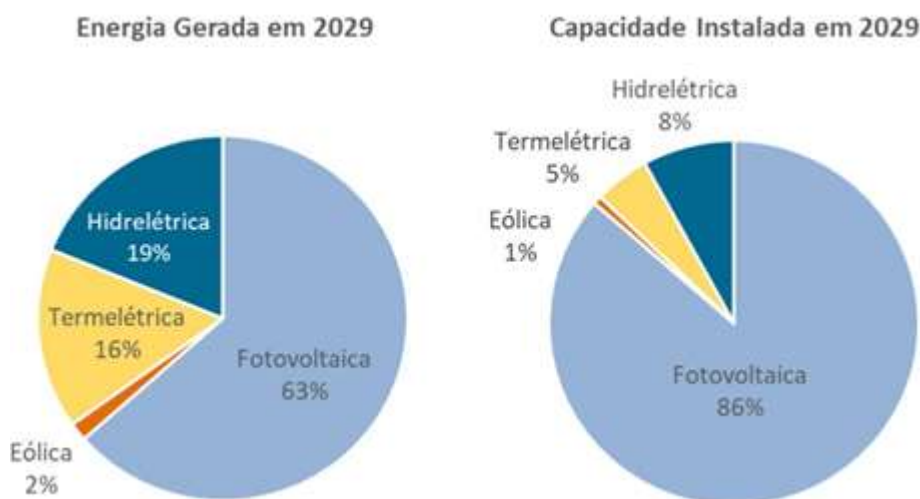


Figura 02 – Fonte: PDE 2029 - EPE

É importante salientar que a viabilidade econômico-financeira de um empreendimento de geração distribuída fotovoltaica não é garantida. Faz-

se necessários estudos e análises detalhadas de variáveis como radiação do local de instalação, eficiência dos equipamentos, risco e também a regulamentação vigente, pois está em tramitação a revisão da atual norma que, se aprovada, reduzirá consideravelmente os incentivos atualmente praticados.

2. Referencial Teórico

2.1. Histórico do aproveitamento da geração solar

Na história da humanidade o Sol sempre teve extrema importância para aquecimento, iluminação e produção de fogo. Já a utilização da radiação solar para conversão em energia elétrica foi observada em meados do século XIX, pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel, quando realizava estudos e constatou tensão entre os eletrodos de solução condutora a base de selênio, ao receber a luz do sol.

A partir dessa descoberta, vários estudos sobre a produção de energia elétrica através do efeito fotovoltaico foram realizados, mas foi somente nos anos de 1950, que ocorreram grandes avanços, pela utilização de lâminas de silício cristalino para conversão da energia solar em elétrica com eficiência. Essa nova tecnologia foi desenvolvida e aperfeiçoada nos Estados Unidos, pelo físico Calvin Fuller, do Bell Laboratories.

A consolidação da energia solar fotovoltaica como fonte de energia elétrica ocorreu na década de 1970, à medida que se buscou fontes de energia alternativas ao petróleo, empresas do ramo de energia se interessaram em diversificar seu portfólio e com isso, ocorreu a redução expressiva do custo para produção das células fotovoltaicas.

Na década de 1990, países da Europa, com o compromisso de reduzir a emissão CO₂, passaram a incluir a produção de energia elétrica através do efeito fotovoltaico em seus programas de governo.

Com o grande crescimento desse mercado, nos anos 2000, a fabricação dos componentes para produção de energia fotovoltaica aumentou na China e Taiwan.

Atualmente, o mercado de energia fotovoltaica ainda está em expansão, pois apesar do grande desenvolvimento tecnológico desde a sua descoberta, o custo de instalação ainda é alto e assim, o estudos para barateamento dessa tecnologia segue em curso.

2.2. Radiação Solar

A radiação solar que a Terra recebe de forma distinta em sua superfície é definida pela posição espacial do planeta em relação ao Sol, pelo seu movimento de translação em órbita elíptica que faz torno do Sol, com leve inclinação de seu eixo, e pela rotação que faz diariamente em seu próprio eixo.

Essa geometria do Sol e Terra que explica as estações do ano, a quantidade de horas de iluminação durante os dias nas diversas regiões do planeta como também a intensidade da incidência da luz solar.

Dessa forma, as áreas mais próximas da linha do Equador recebem a incidência da luz solar de maneira perpendicular, assim com maior intensidade, além de terem dias com iluminação mais regular, diferente as regiões polares.



Figura 03 – Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

A quantidade de radiação também sofre influência das condições atmosféricas como nebulosidade, precipitações, poluentes no ar, dentre outros.

De acordo com estudos publicados no Atlas Brasileiro de Energia Solar, o Brasil recebe alto nível de irradiação solar e com pouca variabilidade. Isso demonstra o grande potencial do país para exploração da fonte de energia fotovoltaica, pois em nações onde essa tecnologia já está consolidada, os níveis de irradiação são menores, como por exemplo, na Alemanha, Espanha, Itália, Portugal e França. O mapa abaixo, publicado pelo Ministério de Minas e Energia, apresenta a média anual de irradiação no mundo.

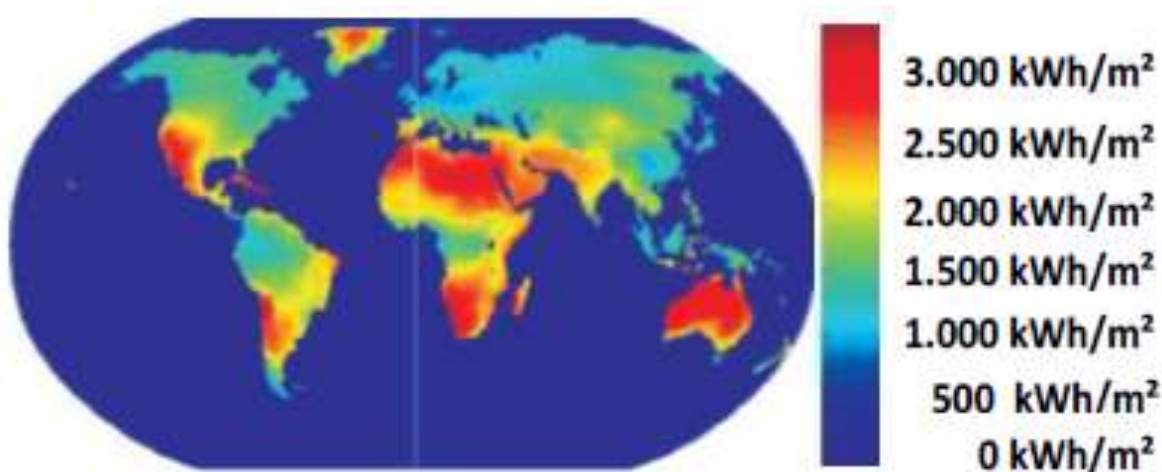


Figura 04 – Fonte: Departamento de Informações e Estudos Energéticos - DIE/MME

O mencionado Atlas também aponta que o valor médio anual do total diário de irradiação solar a região Nordeste do Brasil é o maior entre as cinco regiões, sendo de 5,52 kWh/m²/dia – 2.015 kWh/m²/ano. As regiões Sudeste e Centro-Oeste dividem o segundo lugar com valores muito próximos de média anual de irradiação, chegando a 5,26 kWh/m²/dia – 1.918 kWh/m²/ano e 5,20 kWh/m²/dia – 1.900 kWh/m²/ano, respectivamente. A região Sul apresenta média de 4,77 kWh/m²/dia – 1.743 kWh/m²/ano. E por fim, a região Norte está em último lugar com 4,66 kWh/m²/dia – 1.701 kWh/m²/ano.

Saliente-se o destaque “O oeste dos estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul apresenta índices de irradiação média anual excelentes nos meses de verão e, em algumas regiões, até acima da média de muitos locais onde vêm sendo instaladas as usinas fotovoltaicas de grande porte no Brasil”.

2.3. Tipos de Sistemas para Captação e Conversão da Energia Solar

Existem três tipos de sistemas de captação e conversão de energia solar, o fototérmico ou de aquecimento solar, o heliotérmico e o fotovoltaico.

2.3.1. Energia fototérmica ou de aquecimento solar

O aquecimento solar é a utilização da radiação solar para aquecer um determinado material, geralmente um fluido (líquido ou gasoso). Esse tipo de sistema de captação e conversão é muito utilizado para o aquecimento de água para uso residencial.

Um sistema de aquecimento é formado por placas coletoras, reservatório para acumulação da água aquecida (Boiler), encanamentos para o transporte da água e algumas vezes moto bombas. Em sistemas convencionais, com circulação natural, a água aquecida nas placas coletoras, por ser menos densa, empurra a água fria promovendo a circulação entre as placas e o boiler. Os sistemas com circulação forçada, isto é, sistemas que incluem bombas hidráulicas, são mais utilizados em piscinas e em situações que exigem grandes volumes de água aquecida.

Para o suprimento de água quente de uma residência típica (três ou quatro moradores), são necessários cerca de 4 m² de coletor, conforme sistema demonstrado na figura abaixo. Estes sistemas são simples, possuem baixa

capacidade e baixo custo de instalação. São amplamente utilizados em residências localizadas em áreas com boa incidência solar.



Figura 05 - Fonte: www.tecnosol.net.br

2.3.2. Energia Heliotérmica

O processo de geração elétrica heliotérmica pode ser dividido em duas etapas. A primeira é a concentração solar e a segunda a geração elétrica propriamente dita.

A concentração pode ser realizada através de vários métodos, dentre os quais podemos destacar:

Sistema de concentração solar com calhas cilíndrico-parabólico, conforme representado na figura 06 abaixo:



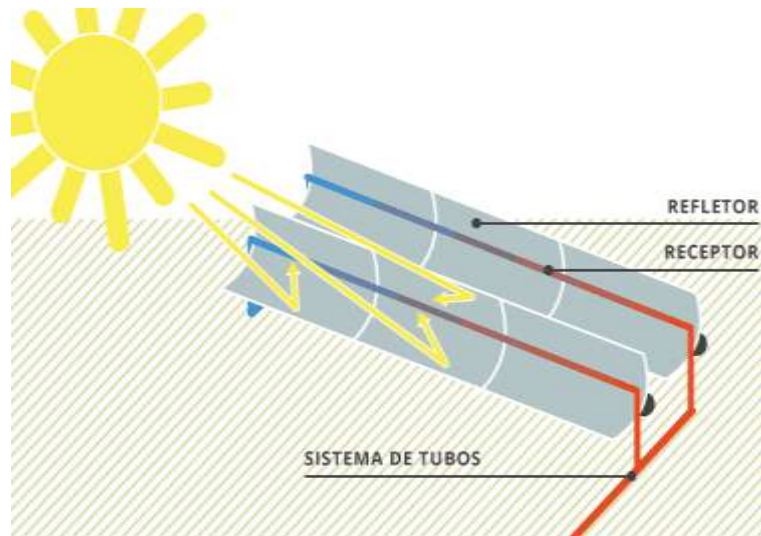


Figura 06 – Fonte: www.energiaheliotermica.gov.br

Sistema de concentração com Torre Solar, conforme representado na figura 07 abaixo:

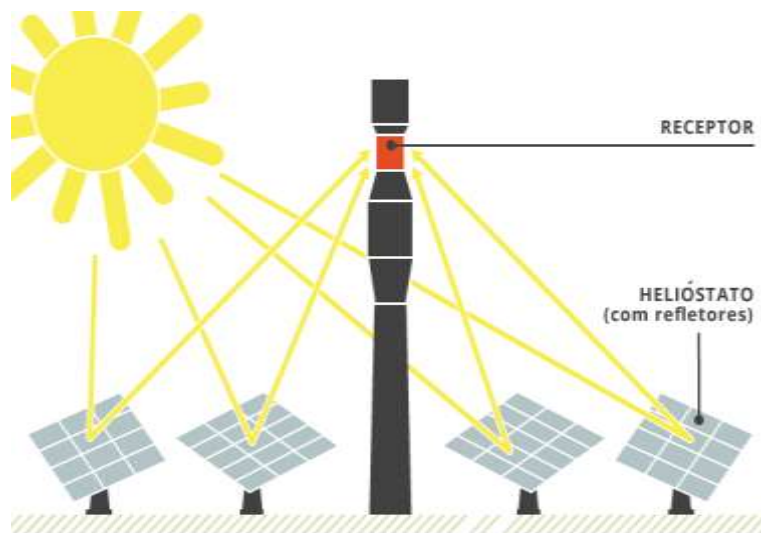


Figura 07 – Fonte: www.energiaheliotermica.gov.br

Sistema de captação solar com discos parabólicos, conforme representado na figura 08 abaixo:



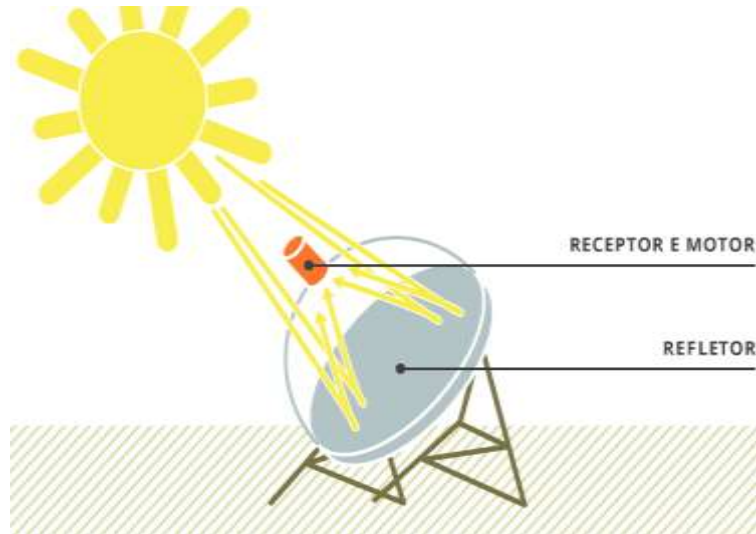


Figura 08 – Fonte: www.energiaheliotermica.gov.br

Após a fase de concentração solar, vem a etapa de geração de energia elétrica propriamente dita que segue os mesmos processos de uma usina termoelétrica. Um fluido é aquecido, no caso pelo calor da concentração solar, até se transformar em vapor e girar uma turbina conectada a um gerador elétrico. Abaixo, de forma simplificada, está representado o ciclo heliotérmico para a geração de energia elétrica.

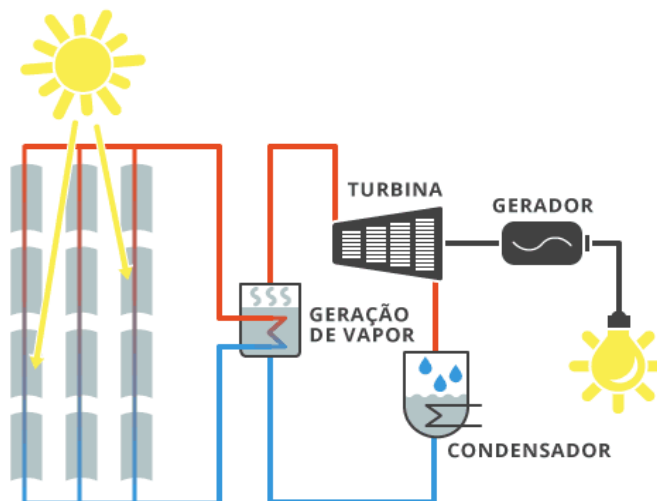


Figura 09 – Fonte: www.energiaheliotermica.gov.br

2.3.3. Energia Solar Fotovoltaica



A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. A célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, é a unidade fundamental desse processo de conversão. (MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2014)

O efeito fotovoltaico decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar (ou outras formas apropriadas de energia). Entre os materiais mais adequados para a conversão da radiação solar em energia elétrica, os quais são usualmente chamados de células solares ou fotovoltaicas, destaca-se o silício. A eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Atualmente, as melhores células apresentam um índice de eficiência de 25% (GREEN et al., 2000)

Para a geração de eletricidade em escala comercial, o principal obstáculo tem sido o custo das células solares, contudo, nos últimos anos tem-se observado redução nos custos de capital.

Devido à crescente demanda de energias renováveis, a fabricação de células solares e instalações fotovoltaicas têm avançado consideravelmente nos últimos anos. Entre os anos 2001 e 2019 produziu-se um crescimento exponencial da produção de energia fotovoltaica, dobrando-se aproximadamente a cada dois anos.

Graças a este crescimento, e a constante sofisticação e a economia de escala, o custo da energia solar fotovoltaica baixou gradualmente desde o início do seu desenvolvimento, aumentando a eficiência, e conseguindo que o seu custo médio de geração elétrica seja já competitivo com as fontes de energia convencionais num crescente número de regiões geográficas.

2.4. Crescimento do uso da energia fotovoltaica

A publicação de 2019 do Relatório “Snapshot of Global PV Markets”, pelo Programa de Sistema de Energia Fotovoltaicas, da Agência Internacional de Energia (IEA-PVPS) afirmou que a capacidade total acumulada no mundo de instalações fotovoltaicas, no final de 2018, foi de aproximadamente 500GW, ou meio TW.

O mencionado programa possui 27 países associados que juntos representam 85% da capacidade de energia fotovoltaica instalada no mundo.

O gráfico a seguir mostra a evolução global das instalações fotovoltaicas no mundo.

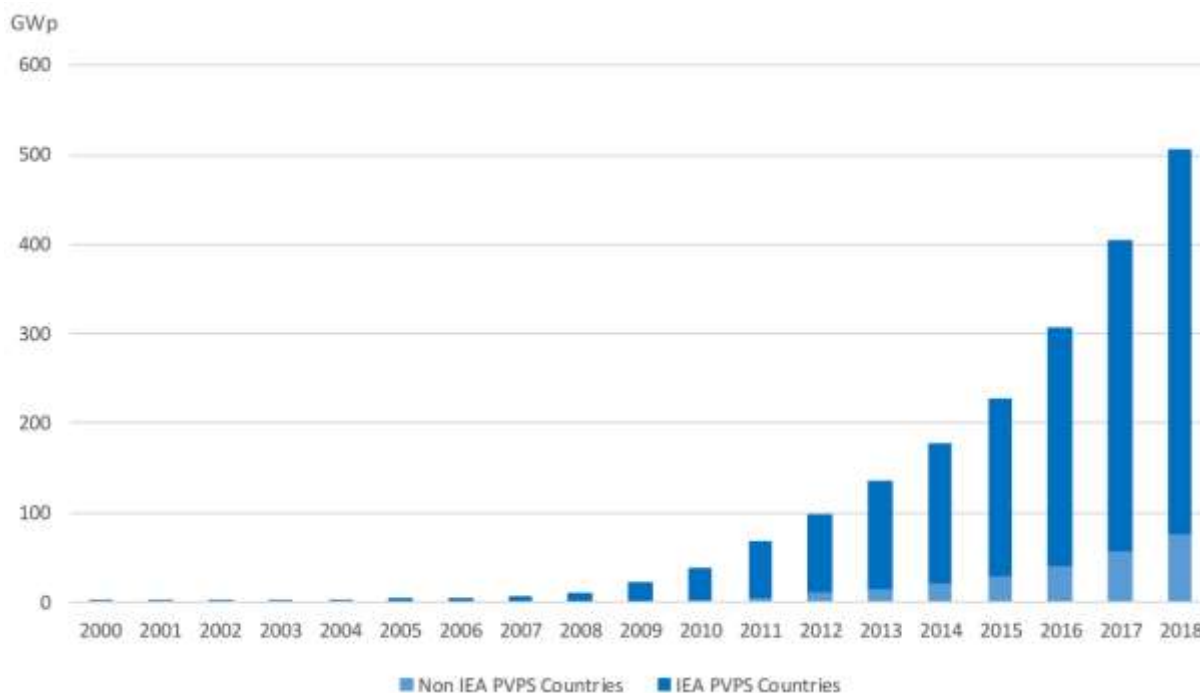


Figura 10 – Fonte: IEA-PVPS

Desde 2012, a Ásia vem se destacando com o rápido crescimento de instalações fotovoltaicas, já a Europa vem perdendo sua representatividade,

embora ainda seja grande a participação dessa fonte de energia na matriz de alguns de seus países.

As fontes de energia elétrica renováveis continuam crescendo globalmente, porém ainda não foi possível mudar o predomínio de fontes fósseis na matriz mundial.

Em 2018, as renováveis representaram 28% da matriz mundial, sendo 3% de origem fotovoltaica, conforme gráfico a seguir:

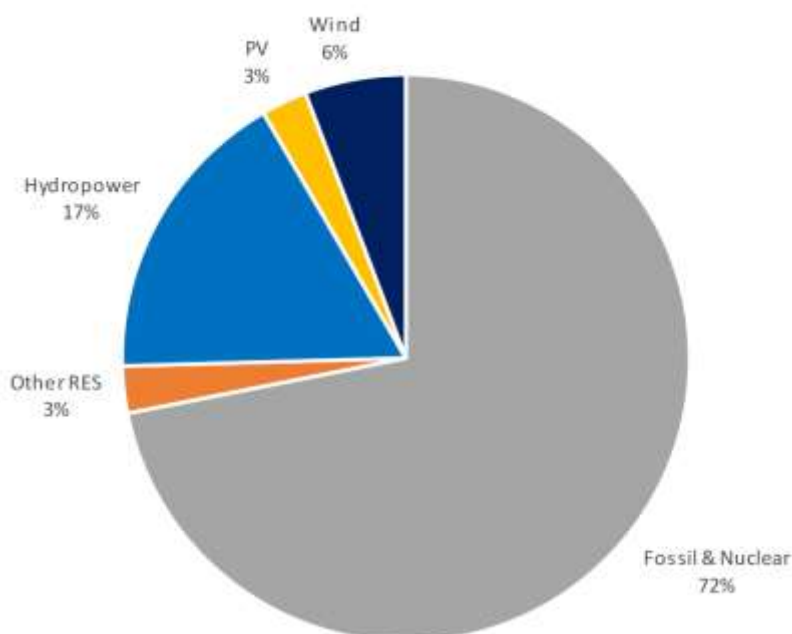


Figura 11- Fonte: IEA-PVPS

2.5. Motivos para um rápido crescimento do uso da energia solar fotovoltaica no país

A energia solar passou a configurar individualmente a matriz elétrica brasileira, no Balanço Energético Nacional – BEM, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a partir de 2014. Anteriormente, a energia solar fotovoltaica

estava no conjunto de Outras Fontes Renováveis, pela pouca representatividade até então.

Com base nas informações dos Relatórios Síntese do BEM, a capacidade de energia solar fotovoltaica apresenta saltos anuais de crescimento, no Brasil, chegando a um incremento de 30% somente nos primeiros quatro meses de 2019, quando comparado com dezembro de 2018.

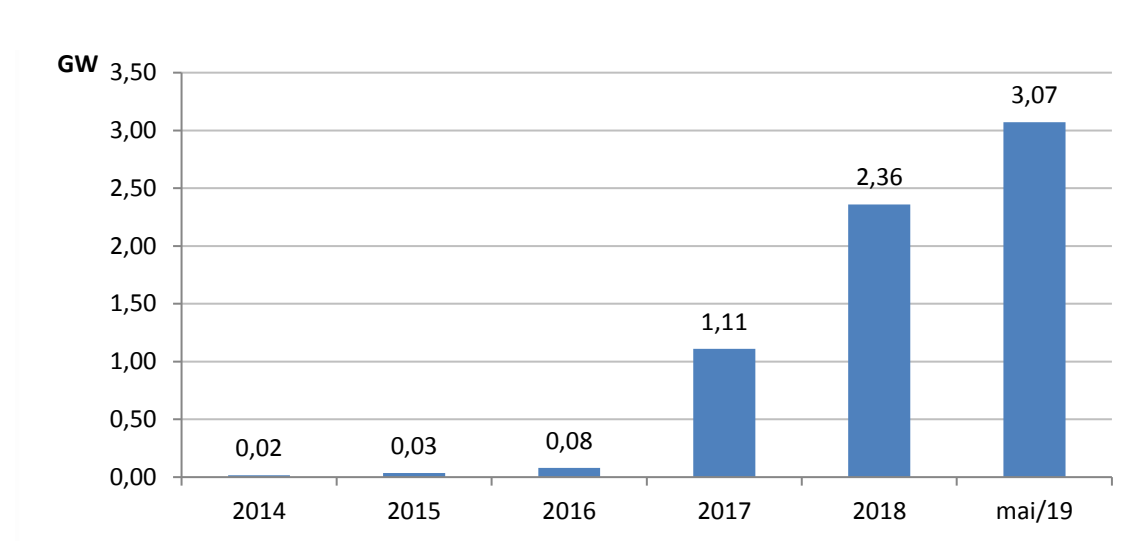


Figura 12 – Fonte: PDE2029-EPE

Muitas são as razões que justificam esse rápido crescimento, como por exemplo:

- A significativa redução do custo da tecnologia fotovoltaica nos últimos anos;
- Alternativas à dependência do volume de chuva;
- O aumento da preocupação com as emissões de gases de efeito estufa, fazendo grandes nações buscarem alternativa de fontes renováveis para as de origem fóssil;
- As fontes hídricas ainda disponíveis no país estão localizadas em regiões com grande impacto ambiental e social, dificultando grandes empreendimentos hidrelétricos;

- Estímulo à Geração Distribuída com a regulamentação em 2012, pela ANEEL, através da Resolução Normativa (REN) nº 482, que definiu incentivos para instalação;
- Novas tendências como veículos movidos à eletricidade impulsionam inovações também no setor de eletricidade.

Diante disso, o Plano Decenal de Expansão 2029 aponta um crescimento bem acelerada da capacidade de energia fotovoltaica, sobretudo nas instalações de Geração Distribuída, tendo em vista a “corrida” para agilizar novos empreendimentos devido à eminência de alteração na regulamentação, em que prevê a aplicação da tarifa binômica, alterando a atual compensação de 100% da energia introduzida na rede.























2.6. Maiores mercados de energia fotovoltaica

Em 2018, a China liderou como o país com a maior planta de energia fotovoltaica no mundo, seguida pelos Estados Unidos e Japão.

O Relatório “Snapshot of Global PV Markets”, elaborado pelo Programa de Sistema de Energia Fotovoltaicas, da Agência Internacional de Energia (IEA-PVPS), elencou no estudo o Top 10 dos países com maior capacidade instalada de energia fotovoltaica:



TOP 10 COUNTRIES FOR INSTALLATIONS AND TOTAL INSTALLED CAPACITY IN 2018

FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	45,0 GW	1		China	176,1 GW
2		India	10,8 GW	2		USA	62,2 GW
3		USA	10,6 GW	3		Japan	56,0 GW
4		Japan	6,5 GW	4		Germany	45,4 GW
5		Australia	3,8 GW	5		India	32,9 GW
6		Germany	3,0 GW	6		Italy	20,1 GW
7		Mexico	2,7 GW	7		UK	13,0 GW
8		Korea	2,0 GW	8		Australia	11,3 GW
9		Turkey	1,6 GW	9		France	9,0 GW
10		Netherlands	1,3 GW	10		Korea	7,9 GW
		EU*	8,3 GW			EU*	115,0 GW

* The European Union should come in the fourth place for the capacity installed in 2018 and in the second place for the cumulative capacity.

Figura 13 – Fonte: IEA-PVPS

No tocante a representatividade da energia fotovoltaica na matriz de cada país, o estudo mostrou que Honduras, Alemanha, Grécia, Itália, Chile, Japão, Austrália e Índia têm capacidade fotovoltaica suficiente para produzir teoricamente mais de 5% de sua demanda anual de eletricidade com energia fotovoltaica.

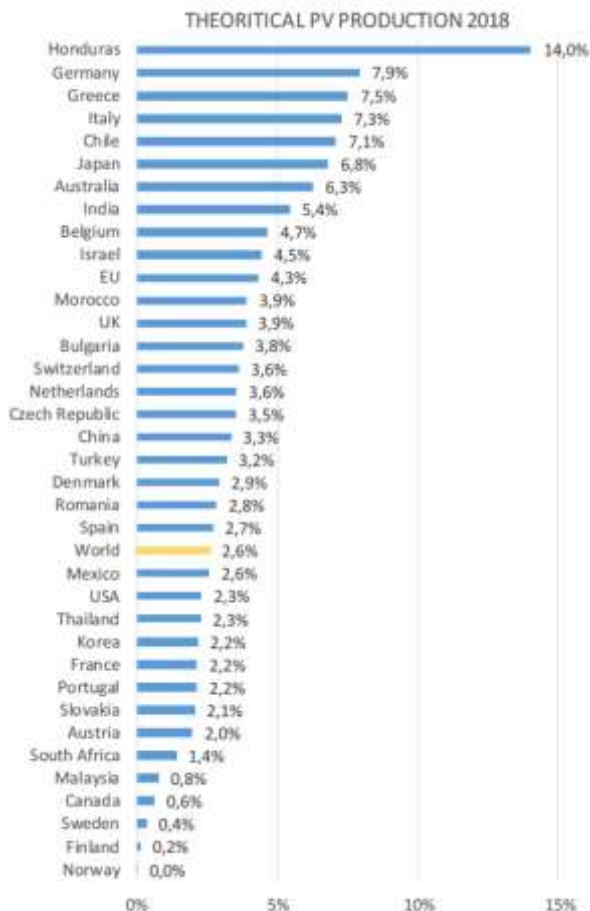


Figura 14 – Fonte: IEA-PVPS

O Brasil não aparece no gráfico anterior, mas conforme Banco de Informações de Geração – BIG da ANEEL, a energia de fonte fotovoltaica represente 1,33% da nossa matriz elétrica, com potência instalada de 2,3GW, em 2018.

2.7. Tipos de sistemas

São dois os tipos de sistemas solares fotovoltaicos em relação à rede de distribuição:

2.7.1. Off-grid



São aqueles sistemas autônomos, independentes da rede de distribuição de energia elétrica, que se sustentam através de baterias, que são seus dispositivos de armazenamento.

São compostos por painéis solares, cabos e estrutura de suporte, que compõem juntos o bloco de geração de energia; inversores e controladores de carga, que formam o bloco de condicionamento de potência; e as baterias propriamente ditas, que são do bloco de armazenamento.

A energia excedente produzida é armazenada nas baterias e utilizada pelo sistema em momentos de pouca ou nenhuma incidência de sol, como os períodos noturnos. Dessa forma, como as baterias são a fonte de energia reserva do sistema, deve-se pensar em adquirir baterias com espaço de armazenamento de energia suficiente para manter a carga, tendo como base a demanda e as condições climáticas locais (em lugares com pouca incidência de luz, a bateria deverá possuir a capacidade de armazenar grandes quantidades de energia nos momentos de insolação, para que possa utilizá-la nos períodos sem luz).

2.7.2. On-grid

Também chamados de *grid-tie*, este tipo de sistema fotovoltaico precisa, necessariamente, estar conectado à rede de distribuição de energia. São mais eficientes que os sistemas *off-grid* dispensam a utilização das baterias e dos controladores de carga, o que faz com que seu kit tenha um preço mais baixo.

No caso de sistemas *on-grid*, os inversores terão, além da função tradicional de converter a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), a função de sincronizar o sistema com a rede pública.

No sistema *on-grid*, por não possuir dispositivo de armazenamento, toda a energia excedente produzida (aquela que não é utilizada pela residência ou

pela empresa) é enviada de volta à rede convencional de energia elétrica. Com isso, o relógio medidor de energia elétrica gira no sentido contrário e esse excedente é convertido em créditos de energia, que podem ser utilizados em momentos onde a demanda é maior que a produção.

Com isso, apesar de ainda fazer uso da rede convencional de energia, há uma economia na conta porque só se paga a diferença entre o que é consumido e o que é produzido. Em alguns estados, como Paraná, Santa Catarina e Amazonas, também é cobrado ICMS sobre a energia injetada na rede.

Esse tipo de sistema e seu mecanismo de compensação de energia foram regulamentados pela resolução normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 17 de abril de 2012, tendo sido revisada e aperfeiçoada pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 687/2015 de 24 de novembro.

Outro ponto positivo é que esses créditos conseguidos podem ser utilizados por outras unidades consumidoras, desde que possuam o mesmo titular e façam parte da mesma rede distribuidora.

2.8. Tipos de painel solar fotovoltaico

Em 2018, cerca de 85% de todos os sistemas de energia solar fotovoltaica instalados em casas e empresas no mundo todo utilizaram alguma tecnologia baseada em silício (Si).

O silício usado em painéis solares assume muitas formas. A principal diferença é a pureza dele.

Quanto mais perfeitamente alinhadas estiverem as moléculas de silício, melhor a célula solar será na conversão de luz solar em energia elétrica. A eficiência de painéis solares está relacionada com a pureza do Silício (Si).

Mas os processos utilizados para melhorar a pureza do silício e o tratamento dele são caros e impactam diretamente no preço do painel solar (55-60% do custo de um painel solar convencional de tecnologia de silício cristalino é o silício bruto purificado e tratado).

A eficiência não deve ser sua única e principal preocupação, outros fatores como espaço disponível, garantia e custo dos painéis são também fatores determinantes. São quatro os principais tipos de painéis solares:

2.8.1. Silício Monocristalino

A tecnologia monocristalina é a mais antiga e possuem a eficiência mais alta.

Os painéis solares de silício monocristalino são facilmente reconhecíveis apenas olhando de perto. Possuem uma cor uniforme, indicando silício de alta pureza e cantos tipicamente arredondados.

Eficiência média do painel solar policristalino: **15% a 22%**

a. Vantagens do painel solar monocristalino:

- Painéis solares de silício monocristalino ocupam menos espaço, uma vez que estes painéis solares possuem uma eficiência maior.
- A vida útil dos painéis monocristalinos é maior que 30 anos e eles vem com garantia de 25 anos.
- Tendem a funcionar melhor do que painéis solares policristalinos em condições de pouca luz.

b. Desvantagens do painel solar monocristalino:

- Painéis solares monocristalinos são mais caros. Do ponto de vista financeiro, um painel solar que é feito de silício policristalino e, em alguns
-

casos de filme fino, pode ser uma escolha melhor para os proprietários que se importam somente com o custo.

2.8.2. Silício Policristalino

Ambos, mono e poli cristalino são feitos de silício, a principal diferença entre as tecnologias é o método utilizado na fundição dos cristais. No policristalino, os cristais de silício são fundidos em um bloco, desta forma preservando a formação de múltiplos cristais (dai o nome poli cristalino). Quando este bloco é cortado e fatiado, é possível observar esta formação múltipla de cristais.

Estes painéis são semelhantes aos de um único cristal (monocristalino) tanto no desempenho como na degradação, exceto que as células são ligeiramente menos eficientes.

Eficiência média do painel solar policristalino: **14% a 20%**

a) Vantagens do painel solar policristalino:

- A quantidade de silício residual gerado durante o processo de corte das células fotovoltaicas é menor em comparação com monocristalino.
- Painéis policristalinos tendem a ser um pouco mais baratos que os painéis solares monocristalinos.
- A vida útil dos painéis policristalinos é maior que 30 anos e eles podem vir com garantia de 25 anos.

b) Desvantagens do painel solar policristalino:

- Painéis solares de silício policristalino ocupam mais espaço, uma vez que estes painéis solares possuem uma eficiência menor.

2.8.3. Painéis Solares de Filme Fino

Painel Solar de Película Fina (Thin film – TFSC). São fabricados basicamente depositando-se uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato.

Atualmente os painéis fotovoltaicos que utilizam a tecnologia de filme fino representam aproximadamente 20% do mercado mundial de painéis solares fotovoltaicos.

Eficiência média do painel solar TFSC: **7% a 13%**

a) Vantagens do painel solar de filme fino:

- A produção em massa é simples em comparação com a tecnologia cristalina. Isto os torna potencialmente mais baratos de fabricar do que as células solares de base cristalinas.
- Sua aparência homogênea é esteticamente bonita.
- Pode ser feito flexível, o que abre um leque de aplicações muito grande.
- Altas temperaturas e sombreamento de árvores e outras obstruções tem menos impacto sobre o desempenho do painel solar de filme fino.

b) Desvantagens do painel solar de filme fino:

- Painéis solares de filme fino silício ocupam mais espaço, uma vez que estes painéis solares possuem uma eficiência menor.
- Painéis solares de filme fino tendem a degradar mais rapidamente do que os painéis solares mono e policristalinos, e é por isso que eles geralmente vêm com uma garantia mais curta.

2.8.4. Painel Solar Híbrido - HJT

Existe uma "nova" tecnologia no mercado conhecida por Heterojunção. O processo de fabricação, com algumas diferenças, é similar ao dos painéis fotovoltaicos monocristalinos, porém, possuem uma passivação com camada de Silício Amorfo (a-Si), dentre outras diferenças.

Colocando de uma forma simples, este painel produz mais energia por metro quadrado e também funciona muito bem com temperaturas mais altas, desta forma, esta tecnologia é ideal para o Brasil, mas infelizmente ainda não está disponível no mercado.

Eficiência média do painel solar HJT: **21% a 24%**

2.9. Tributação da energia solar Fotovoltáica

Em 2015 o CONFAZ (Conselho Nacional da Política Fazendária - Ministério da Fazenda) através do Ajuste SINIEF 2, revogou o convênio que orientava a tributação da energia injetada na rede. Cada estado passou a decidir se tributa ou não a energia solar que é injetada na rede da distribuidora. Até janeiro de 2018, os únicos estados que ainda não isentaram o ICMS sobre os créditos de energia são o Amazonas, Paraná e Santa Catarina.

No Paraná, sobre a energia consumida incide ICMS e sobre a energia gerada não incide. Atualmente a determinação da Receita Estadual é que o ICMS incida sobre todo o montante registrado como consumo de energia. Para a energia injetada não há incidência do ICMS quando vai para a rede, mas terá quando retornar para a Unidade Consumidora (se for registrada como consumo).

O Governo Federal, através da Lei nº 13.169, isentou o PIS e COFINS a energia solar injetada na rede.

De forma geral, o contribuinte acaba pagando no PIS a alíquota de 0,95% do valor de consumo da energia elétrica, a COFINS leva 4,45% do valor da fatura; e o ICMS no Paraná é de 29% do valor consumido por mês.

2.10. Normas e regulamentos relacionados ao sistema de compensação de energia elétrica

A RN482/12 da ANEEL estabelece as condições gerais para a conexão dos sistemas de energia solar fotovoltaica na rede de energia elétrica além de estabelecer as regras para este sistema de "compensação de energia". É esta resolução que permite a "troca" de energia com a rede elétrica. A energia solar residencial no Brasil começou efetivamente a se desenvolver após a regulamentação desta regulamentação normativa.

Em 2015, a Resolução Normativa nº 482/12 foi revisada e aperfeiçoada pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 687/2015 de 24 de novembro. Esta revisão alterou a potência instalada para a microgeração distribuída de até 100kW para até 75kW. Já para a minigeração distribuída, a potência instalada passou a ter o limite superior de até 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas), ao invés de 1 MW.

Além disso, houve a criação dos novos modelos para participação no Sistema de Compensação de Energia, sendo o autoconsumo remoto, empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, que permitem a que energia injetada na rede por uma unidade geradora seja também compensada por outras unidades consumidoras vinculadas.

3. Dimensionamento, orçamento e análise de viabilidade financeira

Neste capítulo serão dimensionados sistemas fotovoltaicos para atendimento de cinco faixas de carga de consumidores residenciais, bem como será analisada a viabilidade financeira de instalação destes sistemas considerando a incidência solar na capital do estado do Paraná, Curitiba, e na cidade localizada no extremo oeste do estado, Foz do Iguaçu.

3.1. Dimensionamento

3.1.1. Irradiação solar em Curitiba e Foz do Iguaçu

Curitiba é considerada a capital do céu nublado, porém pesquisas desenvolvidas por cientistas da UTFPR indicam que a cidade possui uma capacidade de geração de energia solar 39% superior à da Alemanha, um dos cinco países que mais investe nessa fonte renovável e o segundo maior produtor de energia solar do mundo por pessoa, atrás apenas do Japão. Foz do Iguaçu, por sua vez, é ainda mais favorável à produção de energia elétrica fotovoltaica em decorrência de um clima menos chuvoso e nublado. Para obtenção dos dados de irradiação solar foram utilizadas duas fontes distintas, o Atlas Solar do Paraná da UTFPR e o Mapa Solar da Copel, conforme segue:

- a. Atlas Solar do Paraná - A Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), em conjunto com a Itaipu Binacional, através do Parque Tecnológico Itaipu (PTI), Centro Internacional de Hidroinformática (CIH), e o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) elaboraram em 2017 o Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná. Este Atlas está disponível
-

no site <http://atlassolarparana.com/> e dele foram retirados os dados de incidência solar abaixo:

+ Irradiação Global Horizontal (kWh /m ² .dia)				+ Irradiação Global Horizontal (kWh /m ² .dia)					
-	Mês	Média	Max	Min	-	Mês	Média	Max	Min
	Janeiro	5.33	5.42	5.26		Janeiro	6.47	6.57	6.39
	Fevereiro	5.15	5.21	5.09		Fevereiro	5.90	6.02	5.81
	Março	4.53	4.61	4.47		Março	5.34	5.43	5.28
	Abril	3.78	3.81	3.74		Abril	4.22	4.27	4.17
	Maio	3.04	3.08	3.00		Maio	3.27	3.30	3.24
	Junho	2.73	2.77	2.67		Junho	2.80	2.85	2.74
	Julho	2.88	2.92	2.84		Julho	3.04	3.08	3.00
	Agosto	3.85	3.93	3.79		Agosto	3.99	4.05	3.96
	Setembro	3.84	3.92	3.80		Setembro	4.28	4.32	4.24
	Outubro	4.39	4.46	4.32		Outubro	5.28	5.31	5.23
	Novembro	5.26	5.33	5.21		Novembro	6.16	6.24	6.10
	Dezembro	5.57	5.63	5.53		Dezembro	6.65	6.76	6.59
	Anual	4.19	4.24	4.17		Anual	4.78	4.85	4.75
	Primavera	4.49	4.57	4.46		Primavera	5.24	5.29	5.20
	Verão	5.35	5.40	0.00		Verão	6.34	6.45	0.00
	Outono	3.78	3.81	3.74		Outono	4.28	4.33	4.25
	Inverno	3.15	3.19	3.10		Inverno	3.27	3.32	3.24
	Filtro:Curitiba					Filtro:Foz do Iguaçu			

Figura 15 – fonte: <http://atlassolarparana.com/>

Média Anual Irradiação Global Horizontal em Curitiba = 4,19 kWh/m².dia

Média Anual Irradiação Global Horizontal em Foz do Iguaçu = 4,78 kWh/m².dia

- b. Mapa Solar da Copel - A Copel em parceria com o Simepar usaram dados de radiação solar registrados em estações meteorológicas entre os anos de 2006 e 2016 e também elaboraram um mapa de radiação solar. Este

Mapa está disponível no site <https://solar.copel.com/solar/#> e dele foram retirados os dados de incidência solar abaixo:

Média Anual Irradiação Global Horizontal em Curitiba = 4,20 kWh/m².dia

Média Anual Irradiação Global Horizontal em Foz do Iguaçu = 4,68 kWh/m².dia

Os dados obtidos nas duas fontes são muito próximos e servem para dar confiabilidade aos cálculos que seguem. Neste estudo adotaremos os valores do Atlas Solar do Paraná, isto é, 4,19 kWh/m².dia para Curitiba e 4,78 kWh/m².dia para Foz do Iguaçu.

3.1.2. Custo de disponibilidade do sistema de distribuição

Mesmo se o consumidor não usar a energia elétrica por um determinado período, quando viaja de férias, por exemplo, a distribuidora cobra o valor mínimo na fatura. Isso ocorre porque a empresa tem que manter seu sistema elétrico e sua estrutura de atendimento em perfeito funcionamento para que o consumidor possa utilizar a energia no momento em que desejar. Ou seja, mesmo que o interruptor não seja acionado, a rede elétrica deve estar pronta para atender a unidade consumidora, sempre que necessário. É o chamado custo de disponibilidade, presente nas tarifas aplicáveis ao faturamento de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão de fornecimento. A Resolução 414/2010 da ANEEL estabeleceu os valores mínimos para cada perfil de unidade consumidora residencial. Para as unidades monofásicas e bifásicas com dois condutores, o valor em moeda corrente será o equivalente a 30 kWh, mesmo que não haja consumo. Para as unidades bifásicas a cobrança mínima será equivalente a 50 kWh, e para as unidades trifásicas o valor corresponderá a 100 kWh.

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico on grid deve levar em conta o consumo mínimo, uma vez que este valor será cobrado mesmo que não haja utilização. Para definição da carga a ser atendida, é necessário subtrair a carga associada ao consumo mínimo.

Para dimensionamento do sistema do tipo *on grid*, isto é, aquele que permanece conectado à distribuidora, será necessário a utilização de módulos de painéis fotovoltaicos, inversor de frequência e medidor bidirecional (para ter um controle sobre a energia exportada e importada da rede local).

3.1.3. Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico residencial padrão é composto basicamente pelos painéis solares, pelo inversor, medidor bidirecional e cabos e conexões. A figura abaixo é um esquema simplificado de sistema de geração solar fotovoltaica residencial:

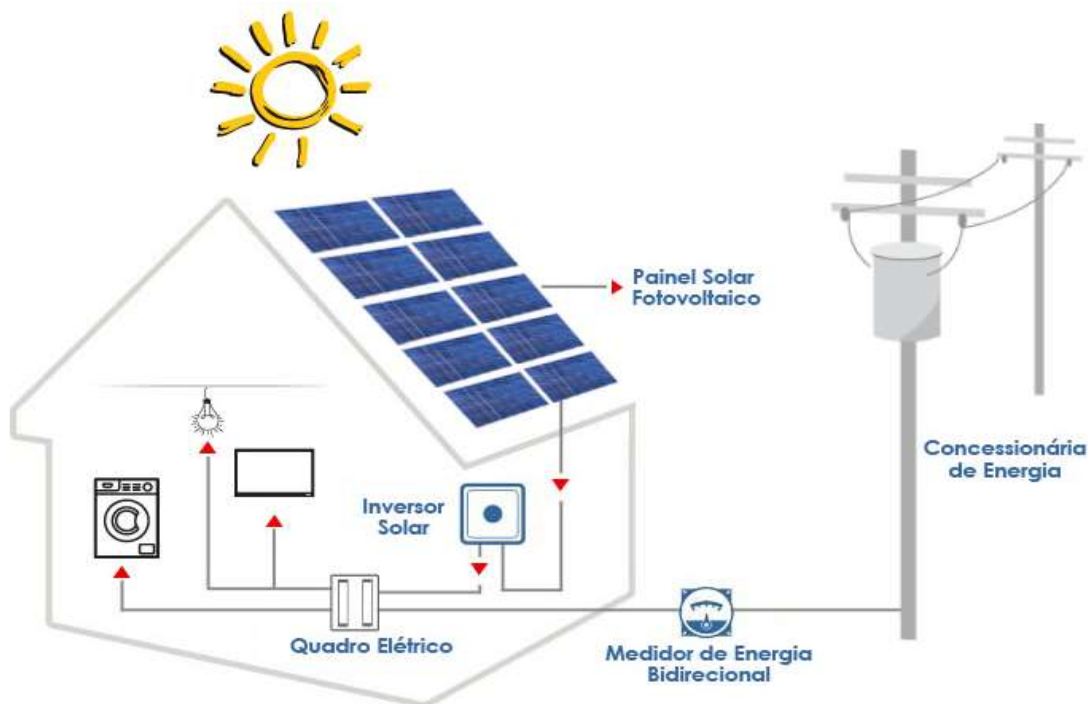


Figura 16 – Fonte: <https://www.soligado.com.br>

Para dimensionamento do sistema fotovoltaico foram arbitrados cinco cenários de consumo mensal para residências (tarifa convencional do subgrupo B1).

Cenário verde – Sistema monofásico com carga de 50 kWh mensal

Cenário amarelo – Sistema bifásico com carga de 100 kWh mensal

Cenário cinza – Sistema trifásico com carga de 400 kWh mensal

Cenário preto – Sistema trifásico com carga de 800 kWh mensal

Cenário vermelho – Sistema trifásico com carga de 1.600 kWh mensal

3.1.4. Escolha e dimensionamento de painéis solares

As placas solares são compradas em grandes quantidades pelos distribuidores e disponibilizadas no mercado local conforme os lotes comprados. Dessa forma, em determinados momentos é mais fácil e barato comprar determinada marca e modelo do que outro, dependendo do lote que acabou de ser disponibilizado. Outro fator que deve ser levado em conta para a escolha das placas solares é a classificação energética atribuída pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. O Inmetro, em seu site, informa quais modelos estão devidamente registrados, ou seja, autorizados para fabricação, importação e comercialização no País. Para escolha dos painéis solares deve-se priorizar àqueles com classificação energética A, que estejam disponíveis no mercado, que tenham dimensões e potência que atendam às necessidades de cada projeto e que ofereçam uma garantia adequada. Para este estudo, adotamos o painel da fabricante Canadian Solar, modelo CS6U-330, cujas especificações técnicas foram obtidas no site da fabricante.



MAXPOWER CS6U-325 | 330 | 335P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 17 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	243 W	247 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.03 A	7.10 A	7.17 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 x 12)
Dimensions	1960 x 992 x 35 mm (77.2 x 39.1 x 1.38 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	720 pieces

Energia (Elétrica)

Fabricante: Canadian Solar
Modelo: CS6U-330P

Mais eficiente

Menos eficiente

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%) **17**

Área Externa do Módulo (m²): 1,94
Produção Média Mensal de Energia (kWh/m²): 41,25
Potência nas condições Padrão (W): 330

PROCEL **INMETRO**

REGISTRO DE GARANTIA PLAZA (Lei de Regras Especiais de Transmissão de Energia) - Lei de Defesa do Consumidor - PROCEL/INMETRO
Indicador de eficiência energética (LED) - INMETRO/PROCEL

IMPORTANTE: A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA ANTES DA VENDA É UMA EM DESACORDO COM O CÓDIGO DE DEFESA DO CONSUMIDOR

MÓDULO FOTOVOLTAICO

Canadian Solar
Canadian Solar
CS6U-330P

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO / CEC AU / KEMCO / SII
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / IEC 60068-2-68: SGS

Take-e-way



* We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, ammonia and sand blowing tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

Figuras 17 a 23 - fonte: www.canadiansolar.com

Resumo das especificações:

Fabricante	Canadian Solar
Modelo	CS6U-330
Material	Si-Policristalino
Comprimento	1960 mm
Largura	992 mm
Área	1,94 m ²
Potência	330 W
Eficiência Energética	16,97%

Tabela 01

Os cálculos para o dimensionamento da quantidade de painéis fotovoltaicos bem como a explicação das variáveis envolvidas neste processo estão detalhadas abaixo, conforme segue:

Consumo Mensal (Cmens) – O dimensionamento do sistema fotovoltaico será realizado para os cinco cenários de carga previamente detalhados.

- Cenário verde – 50 kWh mensal
- Cenário amarelo – 100 kWh mensal
- Cenário cinza – 400 kWh mensal
- Cenário vermelho – 800 kWh mensal
- Cenário preto – 1.600 kWh mensal

Consumo mínimo (Cmin) - O valor de consumo mínimo é o custo de disponibilidade cobrado pelas distribuidoras de energia elétrica, e conforme resolução da ANEEL 2.559 de 2019 varia para cada tipo de ligação, conforme planilha abaixo. Como o custo da disponibilidade será cobrado independentemente do consumo, os sistemas serão dimensionados levando-se em conta a carga de cada cenário menos o respectivo consumo mínimo para cada tipo de ligação.

Consumo mínimo para as faixas de carga (tarifa convencional subgrupo B1)*			
Cenários de consumo	Classe de consumo	Consumo mensal (kWh/mês)	Consumo mínimo (kWh/mês)
Verde	Monofásico	50	30
Amarelo	Bifásico	100	50
Cinza	Trifásico	400	100
Vermelho	Trifásico	800	100
Preto	Trifásico	1600	100

* Conforme resolução da ANEEL N 2.559, de 18 de junho de 2019

Tabela 02

Consumo diário (C_{dia}) - Para calcular o consumo diário, é utilizada a equação:

$$C_{dia} = C_{mens}/D$$

Onde:

C_{dia} = Consumo diário (kWh/dia);

C_{mens} = Consumo mensal = Consumo total no mês - consumo mínimo (kWh/mês);

D = dias do mês.

Irradiação solar diária (I_{dia}) - Irradiação solar diária conforme estabelecido no capítulo Irradiação solar em Curitiba e Foz do Iguaçu

Área de superfície do módulo (A_m) - A área de superfície de cada módulo solar é obtida através das especificações técnicas do fabricante do painel escolhido.

Eficiência do módulo (η_m) - A eficiência do módulo solar é obtida através das especificações técnicas do fabricante do painel escolhido.

Energia diária produzida por um módulo (E_p) - Para calcular a energia diária produzida pelo módulo, é utilizada a equação:

$$E_p = I_{dia} * A_m * \eta_m$$

Onde:

E_p = Energia produzida pelo módulo (kWh/dia);

I_{dia} = Insolação diária (kWh/m².dia);

A_m = Área de superfície do modulo (m²);

η_m = Eficiência do módulo (%).

Número necessário de módulos (N) - Através da energia produzida diariamente, é possível calcular o numero de módulos, utilizando-se a equação:

$$N_m = C_{dia}/E_p$$

Onde:

N_m = Número de módulos (un);

C_{dia} = Energia diária consumida no sistema (kWh/dia);

E_p = Energia diária produzida por módulo (kWh/dia).

Perdas no processo fotovoltaico (Pe) – As perdas no processo de geração de energia elétrica fotovoltaica podem ser agrupadas em 6 tipos variando conforme o caso. Na tabela abaixo é demonstrado o limite inferior, superior e o percentual adotado para este estudo:

Perdas do sistema fotovoltaico			
Descrição	Limite inferior	Limite superior	Adotado
Perdas por temperatura	7,0%	18,0%	11,5%
Incompatibilidade elétrica	1,0%	2,0%	1,5%
Acumulo de sujeira nos painéis	1,0%	8,0%	2,0%
Cabeamento CC	0,5%	1,0%	1,0%
Cabeamento CA	0,5%	1,0%	1,0%
Inversor	2,5%	5,0%	4,0%
Total adotado neste estudo			21,0%

Tabela 03

O percentual de perdas calculado é de 21%, dessa forma no quadro abaixo adotamos $P_e = 100\% - 21\% = 79\%$

Os cálculos para o dimensionamento da quantidade de painéis fotovoltaicos estão demonstrados na planilha abaixo:

Tabela para dimensionamento dos painéis fotovoltaicos											
Descrição	Cenários de carga	Consumo mensal (kWh/mês)	Consumo mínimo (kWh/mês)	Consumo diário (kWh/dia)	Irradiação solar diária (kWh/m ² .dia)	Área de superfície do módulo (m ²)	Eficiência do módulo (%)	Energia diária produzida por um módulo (kWh/dia)	Perdas	Número necessário de módulos (un)	Número necessário de módulos - arredondado para cima (un)
Abreviação		Cmens	Cmin	Cdia	Idia	Am	ηm	Ep	Pe	Nm	Nm
Coluna	Cenário	A	B	C = (A-B)/30	D	E	F	G = D x E x F	H	I = C/(G*H)	J = I (arred. para cima)
Curitiba	Verde	50	30	0,67	4,19	1,94	16,97%	1,37942342	79%	0,61	1
	Amarelo	100	50	1,67						1,53	2
	Cinza	400	100	10,00						9,18	10
	Vermelho	800	100	23,33						21,41	22
	Preto	1600	100	50,00						45,88	46
Foz do Iguaçu	Verde	50	30	0,67	4,78	1,94	16,97%	1,57366204	79%	0,54	1
	Amarelo	100	50	1,67						1,34	2
	Cinza	400	100	10,00						8,04	9
	Vermelho	800	100	23,33						18,77	19
	Preto	1600	100	50,00						40,22	41

Tabela 04

3.1.5. Dimensionamento do inversor de frequência

A energia gerada através dos módulos solares fotovoltaicos é em corrente contínua, sendo necessário converter para corrente alternada para a alimentação das cargas através de um inversor ou conversor CC - CA, com as características necessárias para satisfazer as condições impostas pela rede elétrica pública e possibilitar assim a interconexão com a rede. As tensões máximas de operação devem estar dentro dos limites que o inversor pode suportar.

A tensão contínua de saída do módulo fotovoltaico é captada pelo seguidor de máxima potência, que ajusta o ponto de operação para extrair a máxima potência sob variadas condições climáticas. O papel principal do inversor é converter o sinal CC em CA.

O inversor deve ser especificado para uma potência igual ou superior à potência de pico do conjunto de módulos. Entretanto, é uma prática comum sobredimensionar levemente o conjunto fotovoltaico (ou subdimensionar o inversor), pois a potência de pico do conjunto somente é atingida nas

condições padronizadas de teste (STC). Na maior parte do tempo o conjunto fornece potência abaixo de sua capacidade nominal. Ligar ao inversor um conjunto fotovoltaico que tem uma potência de pico maior do que a suportada por ele não vai danificar o equipamento, apenas vai impedir o aproveitamento da potência máxima do conjunto fotovoltaico, quando ele estiver operando em sua capacidade nominal.

Para dimensionar a potência de um inversor de frequência, deve-se calcular a potência máxima fornecida pelos módulos. A potência do inversor deve ficar entre 80% e 120% da potência pico dos painéis solares, conforme segue:

$$P_{\text{máx}} = N_m * P_m$$

Onde:

$P_{\text{máx}}$: Potência máxima fornecida pelos módulos (Wp);

N_m : Número de módulos (un);

P_m : Potência produzida por módulo (Wp).

Tabela para dimensionamento dos inversores							
Descrição	Cenários de carga	Consumo mensal (kWh/mês)	Potência produzida por módulo (Wp)	Número necessário de módulos - arredondado para cima (un)	Potência máxima fornecida pelos módulos (Wp)	Limite inferior da potência do inversor (W)	Limite superior da potência do inversor (W)
Abreviação	Cenário	C_{mens}	P_m	N_m	$P_{\text{máx}}$	Lim Inf	Lim Sup
Coluna		A	B	$C = J$ da tabela dimensionamento de painéis	$D = B \times C$	$E = 0,8 \times D$	$F = 1,2 \times D$
Curitiba	Verde	50	330	1	330	264	396
	Amarelo	100	330	2	660	528	792
	Cinza	400	330	10	3.300	2.640	3.960
	Vermelho	800	330	22	7.260	5.808	8.712
	Preto	1600	330	46	15.180	12.144	18.216
Foz do Iguaçu	Verde	50	330	1	330	264	396
	Amarelo	100	330	2	660	528	792
	Cinza	400	330	9	2.970	2.376	3.564
	Vermelho	800	330	19	6.270	5.016	7.524
	Preto	1600	330	41	13.530	10.824	16.236

Tabela 05

Para dimensionamento dos inversores para cada localidade e cenário, deve-se escolher equipamentos que tenham potência que estejam entre o limite inferior e superior do demonstrado no quadro acima.

3.1.6. Medidor bidirecional

O medidor bidirecional é utilizado para medir as cargas injetadas e consumidas da rede distribuidora de energia. Registra a entrada e a saída de energia elétrica na residência apresentando, ao final do período, o valor da diferença entre a energia consumida e a entregue rede. Podem ser utilizados dois medidores unidirecionais. O modelo do medidor bidirecional é selecionado de acordo com as especificações solicitadas pela concessionária responsável pela rede de distribuição.

Modelo Landis Gyr E34A, fornecido pela COPEL.

3.1.7. Material para instalação do sistema

Os principais materiais para a instalação do sistema fotovoltaico são os perfis de alumínio, trilhos, suportes para fixação, presilhas, parafusos, braçadeiras, cabos elétricos, conectores, stringbox dentre outros. Nas figuras 18 a 20 abaixo, é possível visualizar o sistema para fixação dos painéis solares no ripamento do telhado.



Figura 24 – Fonte: www.energiasolarshop.com.br



Figura 25 – Fonte: www.energiasolarshop.com.br



Figura 26 – Fonte: www.energiasolarshop.com.br

3.2. Orçamento

3.2.1. Valores orçados para painéis solares fotovoltaicos

O painel fotovoltaico escolhido marca Canadian Solar, modelo Maxpower CS6U – 330, está custando em julho de 2019, aproximadamente R\$ 990,00 com frete incluso.

3.2.2. Valores orçados para inversores de frequência

Orçamento dos inversores por localidade e cenário								
Localidade	Cenários de carga	Limite inferior da potência do inversor (W)	Limite superior da potência do inversor (W)	Fabricante	Modelo	Potência (W)	Selo INMETRO	Valor do Inversor de frequência (R\$)
Curitiba	Verde	264	396	Hoymiles	Microinversor	500	sim	1.690,00
	Amarelo	528	792	Hoymiles	Microinversor	500	sim	1.690,00
	Cinza	2.640	3.960	OsolarBrasil	3000W	3.000	sim	4.199,00
	Vermelho	5.808	8.712	Fronius	Primo 6.0-1	6.000	sim	9.180,00
	Preto	12.144	18.216	Fronius	Symo 15.0-3-M	15.000	sim	21.194,70
Foz do Iguaçu	Verde	264	396	Hoymiles	Microinversor	500	sim	1.690,00
	Amarelo	528	792	Hoymiles	Microinversor	500	sim	1.690,00
	Cinza	2.376	3.564	OsolarBrasil	3000W	3.000	sim	4.199,00
	Vermelho	5.016	7.524	Fronius	Primo 6.0-1	6.000	sim	9.180,00
	Preto	10.824	16.236	Fronius	Symo 12.5-3-M	12.500	sim	19.241,70

Tabela 06

3.2.3. Valores orçados para o medidor bidirecional

O medidor bidirecional é fornecido pelas concessionárias de distribuição, não sendo necessário dimensionar e cotar o mesmo.

3.2.4. Valores orçados para o projeto técnico, acompanhamento especializado, mão de obra e material para instalação do sistema

Foram consultadas algumas empresas em Curitiba, dentre elas a Tecsul Energias, e o percentual padrão cobrado para a execução do projeto técnico, acompanhamento especializado, mão de obra e material para instalação do sistema varia entre 25 e 30% dos custos com equipamentos. Para este estudo seremos conservadores e adotaremos 30%.

3.2.5. Totalizador de orçamento

Após analisar os dimensionamentos realizados para os componentes dos sistemas on grid considerando os cinco cenários de consumo mensal para residências, para cada localidade, foi possível definir os custos dos componentes que serão utilizados e suas quantidades. A tabela abaixo demonstra e resume os custos dos componentes para cada cenário.

Orçamento do sistema por localidade e cenário							
Localidade	Cenários de carga	Número de painéis solares (un)	Valor de cada painel solar (R\$)	Valor dos painéis solares (R\$)	Valor do inversor (R\$)	Valor do projeto, material e mão de obra para instalação (R\$)	Custo total do sistema para cada cenário (R\$)
Curitiba	Verde	1	990,00	990,00	1.690,00	804,00	3.484,00
	Amarelo	2	990,00	1.980,00	1.690,00	1.101,00	4.771,00
	Cinza	10	990,00	9.900,00	4.199,00	4.229,70	18.328,70
	Vermelho	22	990,00	21.780,00	9.180,00	9.288,00	40.248,00
	Preto	46	990,00	45.540,00	21.194,70	20.020,41	86.755,11
Foz do Iguaçu	Verde	1	990,00	990,00	1.690,00	804,00	3.484,00
	Amarelo	2	990,00	1.980,00	1.690,00	1.101,00	4.771,00
	Cinza	9	990,00	8.910,00	4.199,00	3.932,70	17.041,70
	Vermelho	19	990,00	18.810,00	9.180,00	8.397,00	36.387,00
	Preto	41	990,00	40.590,00	19.241,70	17.949,51	77.781,21

Tabela 07

3.3. Análise de viabilidade financeira

A compra de um sistema de geração fotovoltaico pode ser representada em termos de fluxo de caixa, ou seja, em fluxos futuros esperados de

recebimentos e pagamentos de caixa. A avaliação desses fluxos consiste na comparação dos valores presentes, calculados segundo o regime de capitalização composta, a partir de uma dada taxa de juros, das saídas e entradas de caixa.

Para a análise do retorno de investimento utilizaremos como recebimentos de caixa a economia mensal nas faturas de energia elétrica e como pagamentos de caixa os gastos para a compra do sistema de geração fotovoltaica.

Nas planilhas abaixo estão calculados os gastos mensais com faturas de energia elétrica antes e depois da implantação do sistema para cada uma das localidades e cenários.

Cenários de consumo para tarifa convencional subgrupo B1 (antes do sistema)							
Cenários de consumo	Classe de Consumo	Consumo mínimo (kWh)	Consumo (kWh)	Valor unitário com tributos - ICMS, PIS e COFINS (R\$)*	Valor da conta de energia com Impostos	Iluminação pública municipal	Valor da conta de energia com Impostos e taxa de iluminação
Verde	Monofásico	30	50	R\$ 0,79878	R\$ 39,94	R\$ 10,00	R\$ 49,94
Amarelo	Bifásico	50	100	R\$ 0,79878	R\$ 79,88	R\$ 10,00	R\$ 89,88
Cinza	Trifásico	100	400	R\$ 0,79878	R\$ 319,51	R\$ 10,00	R\$ 329,51
Vermelho	Trifásico	100	800	R\$ 0,79878	R\$ 639,02	R\$ 10,00	R\$ 649,02
Preto	Trifásico	100	1600	R\$ 0,79878	R\$ 1.278,05	R\$ 10,00	R\$ 1.288,05

Tabela 08

Cenários de consumo com a utilização dos sistemas de geração fotovoltaico dimensionados neste trabalho (depois do sistema)									
Cenários de consumo	Classe de Consumo	Consumo mínimo (kWh)	Consumo (kWh)	Valor unitário com tributos - ICMS, PIS e COFINS (R\$)	Valor da conta de energia com Impostos (consumo mínimo) (R\$)	Iluminação pública municipal	ICMS 29%	ICMS sobre energia injetada na rede	Valor da conta de energia com Impostos e taxa de iluminação (R\$)
Verde	Monofásico	30	50	R\$ 0,79878	R\$ 23,96	R\$ 10,00	R\$ 0,23	R\$ 3,94	R\$ 37,90
Amarelo	Bifásico	50	100	R\$ 0,79878	R\$ 39,94	R\$ 10,00	R\$ 0,23	R\$ 9,84	R\$ 59,78
Cinza	Trifásico	100	400	R\$ 0,79878	R\$ 79,88	R\$ 10,00	R\$ 0,23	R\$ 59,07	R\$ 148,95
Vermelho	Trifásico	100	800	R\$ 0,79878	R\$ 79,88	R\$ 10,00	R\$ 0,23	R\$ 137,83	R\$ 227,71
Preto	Trifásico	100	1600	R\$ 0,79878	R\$ 79,88	R\$ 10,00	R\$ 0,23	R\$ 295,35	R\$ 385,23

Tabela 09

Diferença mensal na fatura de energia elétrica		
Cenários de consumo	Classe de Consumo	Diferença no valor da conta (R\$)
Verde	Monofásico	R\$ 12,04
Amarelo	Bifásico	R\$ 30,09
Cinza	Trifásico	R\$ 180,56
Vermelho	Trifásico	R\$ 421,32
Preto	Trifásico	R\$ 902,82

Tabela 10

As técnicas para análise de investimentos podem ser entendidas como metodologias para medir o retorno dos investimentos. Neste estudo utilizamos três métodos para a análise do investimento em sistemas voltaicos, o Método do valor presente líquido (VPL), o método da taxa interna de retorno (TIR), o Payback Simples e Payback Descontado.

Contudo, antes de iniciarmos a análise financeira, faz-se necessária a definição da TMA, isto é, a Taxa Mínima de Atratividade, que é a menor taxa esperada para a viabilização do projeto.

Para definição da taxa de juros a ser adotada no estudo de viabilidade financeira, inicialmente adotou-se a Selic descontada da inflação apontada pelo INPC dos últimos 12 meses. Este critério para a definição da taxa é amplamente utilizado em trabalhos acadêmicos, porém não leva em consideração o risco do projeto, tendendo a mascarar a inviabilidade de investimentos. A utilização da Selic descontada da inflação seria um bom critério se fosse possível mensurar, de forma relativamente precisa, o risco não diversificável do projeto (β) e incorporá-lo à taxa utilizada.

Uma alternativa ao critério anteriormente exposto é a utilização do WACC regulatório estipulado pela ANEEL para o setor de geração. O WACC é a sigla para o termo em Inglês "Weighted Average Cost of Capital" e determina o custo conjunto do capital levantado. É calculado

considerando-se os custos dos recursos de todas as fontes, postos à disposição da empresa, e levando-se em conta a participação percentual de cada fonte (capital próprio e de terceiros). Essa taxa indica o nível de atratividade mínima do investimento, ou seja, ele é o retorno que você esperaria ter em outros investimentos mais seguros que o atual.

O WACC é determinado pela seguinte fórmula:

$$WACC = k_e * \frac{E}{E + D} + k_d * (1 + T) * \frac{D}{E + D}$$

Onde:

k_e = Retorno exigido para o capital próprio

E = Equity ou patrimônio líquido

D = DEBIT ou capital de terceiros

k_d = Taxa de juros do capital de terceiros

T = alíquota de imposto

O método CAPM – Capital Asset Pricing Model é um método de análise que busca investigar a relação entre o risco e o retorno que se espera de um investimento. O cálculo é feito conforme a seguinte fórmula:

$$k_e = R_f + \beta(k_m - R_f)$$

Onde:

k_e = Retorno exigido para o capital próprio

R_f = Taxa de Juros livre de risco

B = Índice Beta, que aponta o risco associado ao investimento

k_m = Taxa de remuneração do mercado

Para o cálculo do WACC, utiliza-se o k_e , que é o retorno exigido para o capital próprio, que por sua vez utiliza o β , que aponta o risco associado ao investimento. Assim sendo, a utilização do WACC de um investimento semelhante é um bom critério para a definição da taxa de mínima atratividade do projeto deste estudo, uma vez que leva em conta o risco.

O WACC regulatório proposta pela Aneel para 2019 para o setor de geração é de 7,11% a.a.. Para o presente trabalho, esta será a taxa de mínima atratividade a ser utilizada.

3.3.1. Método do Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é uma das técnicas mais sofisticadas para a análise de investimentos e é obtido calculando-se o valor presente de uma série de fluxos de caixa (pagamentos ou recebimentos), com base na taxa de custo de oportunidade (taxa mínima de atratividade) e subtraindo-se o investimento inicial. Resumidamente:

Se **VPL** > 0, o projeto pode ser aceito;

Se **VPL** = 0, o projeto não oferece ganho ou prejuízo;

Se **VPL** < 0, o projeto deve ser recusado.

Quando vários investimentos estão sendo analisados, aquele que apresentar o maior **VPL** representará a melhor opção de investimento. O **VPL** pode ser calculado a partir da expressão:

$$VPL = \left[\left(\frac{CF1}{(1+i)^1} \right) + \left(\frac{CF2}{(1+i)^2} \right) + \left(\frac{CF3}{(1+i)^3} \right) + \dots + \left(\frac{CFn}{(1+i)^n} \right) \right] - CF0$$

onde:

VPL = Valor presente líquido do investimento;

CF0 = Fluxo de caixa no momento zero, pode ser um investimento, empréstimo ou financiamento;

CFn = Valor de entrada (ou saída) de caixa previsto para cada intervalo de tempo;

i = Taxa mínima de atratividade.

Para definição do prazo, foi utilizado o período de garantia das placas solares que é de 10 anos, ou 120 meses.

Localidade	Curitiba					Foz do Iguaçu				
	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho	Cenário Preto	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho	Cenário Preto
VPL	- 2.428,15	- 2.153,85	- 2.684,58	- 3.759,43	- 8.562,41	- 2.428,15	- 2.153,85	- 1.404,93	79,53	360,27
0	3.484,00	4.771,00	18.328,70	40.248,00	86.755,11	3.484,00	4.771,00	17.041,70	36.387,00	77.781,21
1	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
2	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
3	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
4	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
5	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
6	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
7	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
8	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
9	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
10	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
11	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
12	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
13	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
14	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
15	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
16	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
17	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
18	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
19	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
20	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82

...

110	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
111	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
112	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
113	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
114	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
115	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
116	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
117	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
118	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
119	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
120	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82

Tabela 11

3.3.2. Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

O Método da Taxa Interna de Retorno (TIR) consiste em calcular a taxa que anula o valor presente líquido do fluxo de caixa do investimento analisado. O investimento será atrativo se a taxa interna de retorno (**TIR**) for maior ou igual à taxa mínima de atratividade. Resumidamente:

Se **TIR** > taxa mínima de atratividade, o projeto pode ser aceito;

Se **TIR** = taxa mínima de atratividade, o projeto não oferece ganho ou prejuízo;

Se **TIR** < taxa mínima de atratividade, o projeto deve ser recusado.

A expressão utilizada para a determinação da taxa interna de retorno é a mesma utilizada para o valor presente líquido.

$$VPL = \left[\left(\frac{CF1}{(1+i)^1} \right) + \left(\frac{CF2}{(1+i)^2} \right) + \left(\frac{CF3}{(1+i)^3} \right) + \dots + \left(\frac{CFn}{(1+i)^n} \right) \right] - CF0$$

Nesse caso, porém, o objetivo é encontrar uma taxa (**i**) que, substituída no lado direito da equação torne a igualdade verdadeira.

Conforme descrito no Caput deste capítulo, a taxa mínima de atratividade para este estudo é de 7,11%a.a., ou 0,57% a.m.

Para definição do prazo, foi utilizado o período de garantia das placas solares que é de 10 anos, ou 120 meses.

Localidade	Curitiba					Foz do Iguaçu				
	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho	Cenário Preto	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho	Cenário Preto
TIR	-1,284%	-0,440%	0,285%	0,393%	0,382%	-1,284%	-0,440%	0,415%	0,578%	0,583%
0	3.484,00	4.771,00	18.328,70	40.248,00	86.755,11	3.484,00	4.771,00	17.041,70	36.387,00	77.781,21
1	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
2	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
3	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
4	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
5	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
6	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
7	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
8	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
9	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
10	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
11	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
12	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
13	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
14	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
15	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
16	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
17	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
18	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
19	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
20	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82

...

110	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
111	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
112	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
113	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
114	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
115	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
116	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
117	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
118	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
119	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
120	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82

Tabela 12

3.3.3. Payback Simples e Descontado

Payback é o período de tempo necessário para que as entradas de caixa do projeto se igualem ao valor a ser investido, ou seja, o tempo de recuperação do investimento realizado. O investimento será atrativo se o período de Payback for menor ou igual ao tempo máximo tolerado pelo investidor. A determinação do tempo de recuperação de um investimento pode ser feita sob duas diferentes óticas:

Payback Simples e *Payback* Descontado. Enquanto o *Payback* simples mede apenas o tempo de recuperação do investimento, o *Payback* descontado considera ainda a remuneração do capital investido ao longo do tempo. Resumidamente:

Se o período de **Payback** < tempo máximo tolerado, projeto deve ser aceito;

Se o período de **Payback** = tempo máximo tolerado, o projeto não oferece ganho ou prejuízo;

Se o período de **Payback** > tempo máximo tolerado, o projeto deve ser recusado.

O tempo máximo tolerado foi adotado como sendo o período de garantia das placas solares que é de 10 anos, ou 120 meses.

3.3.3.1. Payback Simples

Localidade	Curitiba					Foz do Iguaçu				
	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho	Cenário Preto	Cenário Verde	Cenário Amarelo	Cenário Cinza	Cenário Vermelho	Cenário Preto
Payback	290	159	102	96	97	290	159	95	87	87
0	- 3.484,00	- 4.771,00	- 18.328,70	- 40.248,00	- 86.755,11	- 3.484,00	- 4.771,00	- 17.041,70	- 36.387,00	- 77.781,21
1	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
2	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
3	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
4	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
5	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
6	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
7	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
8	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
9	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
10	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
11	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
12	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
13	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
14	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
15	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
16	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
17	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
18	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
19	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
20	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82

...

110	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
111	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
112	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
113	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
114	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
115	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
116	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
117	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
118	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
119	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82
120	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82	12,04	30,09	180,56	421,32	902,82

Tabela 13

3.3.3.2. Payback Descontado

Localidade	Cenário	Cenário Verde		Cenário Amarelo		Cenário Cinza		Cenário Vermelho		Cenário Preto	
		Fluxo	Fluxo descontado	Saldo	Fluxo	Fluxo descontado	Saldo	Fluxo	Fluxo descontado	Saldo	Fluxo
0	Payback	3.484,00	3.484,00	4.771,00	4.771,00	18.328,70	18.328,70	40.248,00	40.248,00	86.755,11	86.755,11
1		11,97	11,97	29,92	29,92	180,56	180,56	418,91	418,91	902,82	902,82
2		12,04	11,97	29,75	29,75	179,53	179,53	416,52	416,52	897,67	897,67
3		12,04	11,83	29,58	29,58	177,49	177,49	414,14	414,14	887,45	887,45
4		12,04	11,77	29,41	29,41	175,48	175,48	411,78	411,78	877,23	877,23
5		12,04	11,70	29,24	29,24	173,47	173,47	409,43	409,43	867,01	867,01
6		12,04	11,63	29,08	29,08	171,47	171,47	407,09	407,09	856,79	856,79
7		12,04	11,56	28,91	28,91	169,47	169,47	404,77	404,77	846,57	846,57
8		12,04	11,50	28,75	28,75	167,48	167,48	402,46	402,46	836,35	836,35
9		12,04	11,43	28,58	28,58	165,49	165,49	400,16	400,16	826,13	826,13
10		12,04	11,37	28,42	28,42	163,50	163,50	397,86	397,86	815,91	815,91
11		12,04	11,30	28,25	28,25	161,51	161,51	395,57	395,57	805,69	805,69
12		12,04	11,24	28,09	28,09	159,52	159,52	393,28	393,28	795,47	795,47
13		12,04	11,17	27,94	27,94	157,53	157,53	391,00	391,00	785,25	785,25
14		12,04	11,11	27,78	27,78	155,54	155,54	388,71	388,71	775,03	775,03
15		12,04	11,05	27,62	27,62	153,55	153,55	386,43	386,43	764,81	764,81
16		12,04	10,98	27,46	27,46	151,56	151,56	384,15	384,15	754,59	754,59
17		12,04	10,92	27,30	27,30	149,57	149,57	381,87	381,87	744,37	744,37
18		12,04	10,86	27,15	27,15	147,58	147,58	379,59	379,59	734,15	734,15
19		12,04	10,80	26,99	26,99	145,59	145,59	377,30	377,30	723,93	723,93
20		12,04	10,74	26,84	26,84	143,60	143,60	375,02	375,02	713,71	713,71
110		12,04	6,41	2.504,24	16,03	3.632,33	96,70	3.632,33	224,47	5.956,48	481,02
111		12,04	6,38	2.497,87	15,94	3.626,68	95,65	3.626,68	223,19	5.933,29	478,27
112		12,04	6,34	2.491,52	15,85	3.621,01	94,57	3.621,01	221,92	5.910,10	475,54
113		12,04	6,30	2.485,17	15,76	3.615,34	93,49	3.615,34	220,65	5.886,91	472,81
114		12,04	6,27	2.478,82	15,67	3.609,67	92,41	3.609,67	219,38	5.863,72	470,08
115		12,04	6,23	2.472,47	15,58	3.604,00	91,33	3.604,00	218,11	5.840,53	467,35
116		12,04	6,20	2.466,12	15,49	3.598,33	90,25	3.598,33	216,84	5.817,34	464,62
117		12,04	6,16	2.459,77	15,40	3.592,66	89,17	3.592,66	215,57	5.794,15	461,89
118		12,04	6,13	2.453,42	15,32	3.587,00	88,09	3.587,00	214,30	5.770,96	459,16
119		12,04	6,09	2.447,07	15,23	3.581,33	87,01	3.581,33	213,03	5.747,77	456,43
120		12,04	6,06	2.440,72	15,14	3.575,66	85,93	3.575,66	211,76	5.724,58	453,70

Tabela 14

Localidade	Cenário Verde		Cenário Amarelo		For do Iguazu		Cenário Vermelho		Cenário Preto	
	Fluxo	Fluxo descontado	Fluxo	Fluxo descontado	Fluxo	Fluxo descontado	Fluxo	Fluxo descontado	Fluxo	Fluxo descontado
Descrição										
Payback										
0	3.484,00	3.484,00	4.771,00	4.771,00	17.041,70	17.041,70	36.387,00	36.387,00	77.781,21	77.781,21
1	12,04	11,97	3.009	29,92	180,56	178,53	421,32	418,91	902,82	897,67
2	12,04	11,90	3.009	29,75	180,56	176,51	421,32	416,52	902,82	897,67
3	12,04	11,83	3.009	29,58	180,56	174,46	421,32	414,44	902,82	897,67
4	12,04	11,77	3.009	29,41	180,56	172,41	421,32	411,78	902,82	897,67
5	12,04	11,70	3.009	29,24	180,56	170,36	421,32	409,43	902,82	897,67
6	12,04	11,63	3.009	29,08	180,56	174,47	421,32	409,43	902,82	897,67
7	12,04	11,56	3.009	28,91	180,56	172,42	421,32	407,09	902,82	897,67
8	12,04	11,50	3.009	28,75	180,56	170,37	421,32	404,77	902,82	897,67
9	12,04	11,43	3.009	28,58	180,56	174,48	421,32	402,46	902,82	897,67
10	12,04	11,37	3.009	28,42	180,56	170,52	421,32	400,16	902,82	897,67
11	12,04	11,30	3.009	28,26	180,56	168,55	421,32	397,88	902,82	897,67
12	12,04	11,24	3.009	28,10	180,56	166,58	421,32	395,61	902,82	897,67
13	12,04	11,17	3.009	27,94	180,56	164,61	421,32	393,35	902,82	897,67
14	12,04	11,11	3.009	27,78	180,56	162,64	421,32	391,10	902,82	897,67
15	12,04	11,05	3.009	27,62	180,56	160,67	421,32	388,82	902,82	897,67
16	12,04	10,98	3.009	27,46	180,56	158,71	421,32	386,55	902,82	897,67
17	12,04	10,92	3.009	27,30	180,56	156,75	421,32	384,28	902,82	897,67
18	12,04	10,86	3.009	27,15	180,56	154,79	421,32	382,01	902,82	897,67
19	12,04	10,80	3.009	26,99	180,56	152,82	421,32	380,07	902,82	897,67
20	12,04	10,74	3.009	26,84	180,56	150,86	421,32	377,50	902,82	897,67
110	12,04	6,41	3.009	16,03	180,56	96,20	421,32	224,47	2.095,48	481,02
111	12,04	6,38	3.009	15,94	180,56	95,65	421,32	223,19	1.872,29	478,27
112	12,04	6,34	3.009	15,85	180,56	95,11	421,32	221,92	1.650,37	475,54
113	12,04	6,30	3.009	15,76	180,56	94,57	421,32	220,65	1.429,71	472,81
114	12,04	6,27	3.009	15,67	180,56	94,03	421,32	219,39	1.210,32	470,13
115	12,04	6,23	3.009	15,58	180,56	93,49	421,32	218,14	992,18	467,45
116	12,04	6,20	3.009	15,49	180,56	92,95	421,32	216,90	775,28	464,78
117	12,04	6,16	3.009	15,40	180,56	92,42	421,32	215,66	559,63	462,12
118	12,04	6,13	3.009	15,32	180,56	91,90	421,32	214,43	345,20	459,49
119	12,04	6,09	3.009	15,23	180,56	91,37	421,32	213,20	132,00	456,86
120	12,04	6,06	3.009	15,14	180,56	90,85	421,32	211,99	79,99	454,26

Tabela 15

4. Conclusão

Conforme é possível constatar no quadro de resultados dos métodos de análise de investimentos abaixo, a instalação de um sistema fotovoltaico residencial se mostrou viável para os métodos de análise VPL, TIR e Payback Descontado para os cenários de carga Vermelho e Preto, isto é, sistemas trifásicos com carga superior a 800 kWh mensal, apenas para Foz do Iguaçu. Apenas como referencial, mas sem mudar a análise de viabilidade, o método Paybak simples também indicou viabilidade para os cenários Cinza, Vermelho e Preto para Foz do Iguaçu e Curitiba, sendo porém rejeitados pelos demais métodos.

Resultados dos métodos de análise de investimentos								
Localidade	Cenários de carga	Método						Conclusão
		VPL (R\$)		TIR (%)		Payback Simples (meses)	Payback Descontado (meses)	
Curitiba	Verde	- 2.428,15	< 0	-1,28%	< 0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	Amarelo	- 2.153,85	< 0	-0,44%	< 0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	Cinza	- 2.684,58	< 0	0,29%	< 0,57%	102	> 10 anos	Inviável
	Vermelho	- 3.759,43	< 0	0,39%	< 0,57%	96	> 10 anos	Inviável
	Preto	- 8.562,41	< 0	0,38%	< 0,57%	97	> 10 anos	Inviável
Foz do Iguaçu	Verde	- 2.428,15	< 0	-1,28%	< 0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	Amarelo	- 2.153,85	< 0	-0,44%	< 0,57%	> 10 anos	> 10 anos	Inviável
	Cinza	- 1.404,93	< 0	0,41%	< 0,57%	95	> 10 anos	Inviável
	Vermelho	79,53	> 0	0,58%	> 0,57%	87	120	Viável
	Preto	360,27	> 0	0,58%	> 0,57%	87	120	Viável

Tabela 16

Os fluxos financeiros dos cenários Vermelho e Preto, para Foz do Iguaçu, apresentam Valor Presente Líquido positivo e TIR superior à TMA, isto é, são investimentos inviáveis. Além disso, possuem Payback Simples e Payback Descontado inferiores ou iguais ao prazo de garantia dos painéis solares, confirmando a viabilidade financeira destes projetos.

Antes da tomada de decisão sobre a realização ou não do investimento no projeto, é importante a análise de possíveis alterações no cenário legislativo correlato. Este tema complementar foi abordado pela aluna Priscylla Klein em seu

trabalho de conclusão de curso do MBA do Setor Elétrico apresentado também nesta data.

O objetivo do estudo de viabilidade técnica e financeira propostos no trabalho foi alcançado, contribuindo para futuros projetos de sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída.

5. Referências

Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos – João Tavares Pinho e Marco Antonio Galdino. CEPEL – CRESESB, Rio de Janeiro, março 2014

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables: version 16. Progress in photovoltaics: research and applications, Sydney, v. 8, p. 377-384, 2000

W.Heywang, K.H.Zaininger, Silicon: the semiconductor material, in Silicon: evolution and future of a technology, P.Siffert, E.F.Krimmel eds., Springer Verlag, 2004.

Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro - 2ª Ed. 2015. Tolmasquim, Maurício Tiomno - Synergia Editora

Plano Decenal de Expansão 2029 – EPE

Balanco Energético Nacional - Relatório Síntese 2016-Base 2015

Balanco Energético Nacional - Relatório Síntese 2017-Base 2016

Balanco Energético Nacional - Relatório Síntese 2018-Base 2017

Balanco Energético Nacional - Relatório Síntese 2019-Base 2018

Atlas Brasileiro Energia Solar 2ª Edicao e www.cresesb.cepel.br

Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018-Base 2017

International Energy Agency (IEA) - PVPS-Report _Snapshot2019 of Global PV Markets

www.copel.com - Mapa Solar da Copel

www.atlassolarparana.com - Atlas Solar do Paraná

www.aneel.gov.br

www.solargis.info

www.canadiansolar.com

www.portalsolar.com.br

<https://www.mbfenergiasolar.com.br/>

www.energiasolarshop.com.br
