

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA – DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO PETRAZZINI ANGST PALERMO

VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICO

Porto Alegre, 2019

BRUNO PETRAZZINI ANGST PALERMO

VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICO

Orientador: Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre, 2019

BRUNO PETRAZZINI ANGST PALERMO

**VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICO**

Projeto de Diplomação apresentado a
Universidade Federal do Rio Grande do
Sul, como parte das exigências para
obtenção do título de Engenheiro
Eletricista.

Porto Alegre, 2019

Professor Orientador: Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Aprovado em: ____ / ____ / ____

BANCA EXAMINADORA

Eng. Dr. César Wilhelm Massen Prieb, LABSOL _____

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre/RS

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS _____

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre/RS

Profa. Dra. Gladis Bordin, UFRGS _____

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis/SC

Prof. Dr. Maicon Jaderson Silveira Ramos, UFRGS _____

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria – Santa Maria/RS

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, em especial meus pais Tânia Angst e Paulo Palermo, por todo apoio, incentivo e auxílio;

À Roberta Diehl, minha namorada, pela compreensão e carinho.

Aos meus amigos e colegas pelos momentos de descontração ao longo destes anos;

Ao Prof. Dr. Luiz Tiarajú, pela orientação e pelo chá (em 2018), que mostrou que mesmo uma aposta perdida pode gerar uma boa conversa;

À Comunidade São Mateus e o Pastor Rui, pela atenção e solicitude durante o desenvolvimento deste trabalho;

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, obrigado!

A menos que modifiquemos nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo.

Albert Einstein

RESUMO

É notório que, atualmente, o mundo segue uma tendência de alinhamento com práticas mais sustentáveis, sendo exemplo dessas condutas a reavaliação das formas de geração de energia elétrica. Devido a investimentos governamentais, bem como avanços tecnológicos e redução de custos, a energia solar fotovoltaica tem se mostrado uma das novas tendências mundiais. Só no estado do Rio Grande do Sul, a geração fotovoltaica cresceu mais de 900% em dois anos. Tendo em vista esses aspectos, o presente trabalho estuda a viabilidade de implementação de um sistema de geração fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica a ser instalado na Paróquia São Mateus – zona sul de Porto Alegre. Os dados de irradiação solar e a análise de sombreamento foram obtidos por meio da ferramenta computacional *PVSYST*. O sistema projetado apresenta potência instalada de 19,8kW, podendo produzir 24,47MWh ao longo do primeiro ano de operação, considerando-se perdas por sujeira, sombreamento, entre outras. O tempo de retorno financeiro do projeto resultou em 46 meses. Na análise econômica foi considerada a inflação do período e possíveis trocas de equipamento, sendo que, em um cenário médio, o empreendimento apresentou VPL e TIR na vida útil de R\$322.558,60 e 29,39% respectivamente, mostrando-se um investimento atrativo.

Palavras Chave: efeito fotovoltaico, energia solar, viabilidade econômica.

ABSTRACT

The world has been lining up with sustainable practices, and this trend includes reappraising energy generation methods. Due to governmental investments, technological advances and the constant cost decreases, photovoltaics solar power has been seen as one of those new worldwide trends. In Rio Grande do Sul alone, solar power has grown over 900 percent in a time span of 2 years. Owing to these aspects, the present paper exposes and studies an on-grid power plant feasibility, to be installed at Paróquia São Mateus – south zone of Porto Alegre. The solar irradiation data and the shading analysis was done with the Software PVSYST. The designed solar plant has a peak power of 19.8kW and it's capable of generating roughly 24.47 kWh in a yearly basis, considering losses due to soiling, shading, among others. The plant's payback is 46 months. The economic analysis took in account monetary inflation and possible equipment replacement, and, in a realistic scenario, the plant reached NPV of R\$322.558,60 and 29,39% in lifespan, proving to be an attractive investment.

Key Words: photovoltaics, solar power, economic feasibility.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Oferta interna de energia por fonte	13
Figura 2 - Corte transversal de uma célula fotovoltaica	16
Figura 3 - Circuito equivalente da célula fotovoltaica.	18
Figura 4 – Curvas I-V de uma célula fotovoltaica genérica de acordo com a incidência luminosa	18
Figura 5 – Curva I-V e P-V de uma célula fotovoltaica.....	19
Figura 6 - Influência teórica da resistência série na curva I-V	21
Figura 7 - Influência teórica da resistência paralela na curva I-V.....	21
Figura 8 - Influência da irradiância solar a 25°C.....	22
Figura 9 - Efeito da temperatura com irradiação solar constante	22
Figura 10 – Representação do módulo fotovoltaico	24
Figura 11 - Partes constituintes de um módulo fotovoltaico	24
Figura 12 - Comparação entre módulos de silício mono e policristalino.....	26
Figura 13 - Curvas I-V e P-V para um módulo fotovoltaico de 100W _p	27
Figura 14 - Exemplos de associações série e paralelo de módulos fotovoltaicos	29
Figura 15 - Arranjo Fotovoltaico com efeito de sombreamento	29
Figura 16 – Arranjo fotovoltaico com diodo de <i>bypass</i>	30
Figura 17 - Sistema fotovoltaico e seus componentes principais.....	31
Figura 18 - Sistema de compensação de Energia Elétrica.....	34
Figura 19 - Fluxograma da metodologia de dimensionamento adotada.....	36
Figura 20 - Fluxograma do desenvolvimento do trabalho.....	43
Figura 21 – Localização do edifício, vista Oeste.....	45
Figura 22 - Esquema do posicionamento dos painéis no telhado.....	45
Figura 23 - Vista superior do esquema de disposição dos painéis sobre o telhado.....	49
Figura 24 - Esquema de ligação dos painéis.....	49
Figura 25 - Cena modelada no PVSyst para análise de sombreamento	51
Figura 26 - Estimativa de geração, consumo e saldo mensal no primeiro ano.....	54
Figura 27 - Estimativa de geração anual do sistema	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Recurso Solar no Local da Instalação	46
Tabela 2 - Histórico de consumo da unidade	47
Tabela 3 - Perdas acumuladas do sistema – primeiro ano	53
Tabela 4 - Geração, consumo e saldo mensal no primeiro ano (kWh).....	54
Tabela 5 – Estimativa de geração anual do sistema	55
Tabela 6 – Saldo, créditos acumulados e consumo da unidade no primeiro ano (kWh) 57	
Tabela 7 - Economia anual da instituição.....	58
Tabela 8 - Fluxo de Caixa otimista, médio e pessimista na vida útil do projeto.....	61
Tabela 9 - VPL e TIR estimados para o projeto	62
Tabela 10 – Fluxo de caixa dos 50 primeiros meses do projeto.....	62

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	CENÁRIO BRASILEIRO E GAÚCHO.....	12
1.2	ESCOPO E OBJETIVOS DO TRABALHO.....	14
2	EMBASAMENTO TEÓRICO.....	15
2.1	BREVE HISTÓRIA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	15
2.2	CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	15
2.2.1	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DA CÉLULA.....	16
2.2.2	FATORES QUE INFLUENCIAM AS CURVAS I-V.....	20
2.2.3	ASSOCIAÇÃO DE CÉLULAS.....	23
2.3	MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	23
2.3.1	PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE FABRICAÇÃO.....	25
2.3.2	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO MÓDULO.....	26
2.3.3	EFICIÊNCIA DO MÓDULO.....	27
2.3.4	ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS.....	28
2.3.5	PROTEÇÃO DOS MÓDULOS.....	29
2.4	INVERSOR DE FREQUÊNCIA.....	30
2.5	SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	31
2.5.1	SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO.....	31
2.5.2	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.....	32
2.6	MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	32
2.6.1	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	33
2.7	ANÁLISE ECONÔMICA.....	34
2.7.1	VALOR PRESENTE LÍQUIDO.....	34
2.7.2	TAXA INTERNA DE RETORNO – TIR.....	35
2.7.3	PAYBACK.....	35
3	METODOLOGIA.....	36

3.1	DIMENSIONAMENTO DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO.....	36
3.1.1	LOCALIZAÇÃO E POSICIONAMENTO DO SISTEMA.....	36
3.1.2	AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR.....	37
3.1.3	LEVANTAMENTO DE CONSUMO.....	37
3.1.4	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA.....	37
3.1.5	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	39
3.2	NORMAS E REGULAMENTOS	41
3.2.1	ANEEL	41
3.2.2	ABNT	42
4	DESENVOLVIMENTO DO PROJETO.....	43
4.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA	44
4.1.1	LOCALIZAÇÃO E ÁREA DISPONÍVEL.....	44
4.1.2	AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR.....	45
4.1.3	LEVANTAMENTO DO HISTÓRICO DE CONSUMO.....	46
4.1.4	PRÉ-PROJETO DO SISTEMA	47
4.1.5	ORÇAMENTOS.....	47
4.2	SISTEMA PROPOSTO.....	48
4.2.1	AVALIAÇÃO DAS PROPOSTAS.....	48
4.2.2	CARACTERÍSTICAS DO INVERSOR.....	48
4.2.3	CARACTERÍSTICAS DOS PAINÉIS	48
4.2.4	ESQUEMA DE DISPOSIÇÃO E LIGAÇÃO DOS PAINÉIS	49
4.3	PERFORMANCE DO SISTEMA	50
4.3.1	ANÁLISE DE PERDAS	50
4.3.2	ENERGIA GERADA	53
4.4	ANÁLISE ECONÔMICA	56
4.4.1	GANHOS FINANCEIROS	56
4.4.2	INDICADORES ECONÔMICOS.....	59

5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	65
5.1	CONCLUSÕES	65
5.2	TRABALHOS FUTUROS	65
6	REFERÊNCIAS	66

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos 10 anos, com a assinatura do Protocolo de Kyoto, em 1997, países como Alemanha e Japão buscam reduzir sua geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis. Portanto, apesar do crescente aumento da demanda energética mundial, há uma constante busca por formas de produção energética sustentável. Como efeito, a energia fotovoltaica que não polui, é silenciosa e possui alto rendimento ganhou destaque no cenário mundial, sendo prevista uma potência instalada de 1.250,5 GW até 2022, em um cenário realista, segundo previsões da Solar Power Europe (SCHMELA, M. *et al.* 2018).

No Brasil não é muito diferente, e estima-se um aumento de 44% na capacidade instalada de geradores fotovoltaicos até o fim de 2019 (REUTERS, 2019). Este aumento pode ser efeito de diversos fatores, como a queda dos custos, o alto preço da energia elétrica no Brasil e as novas linhas de crédito com juros atrativos, como em casos de financiamentos nos quais as parcelas para amortização da dívida são inferiores ao valor economizado após a implementação do sistema.

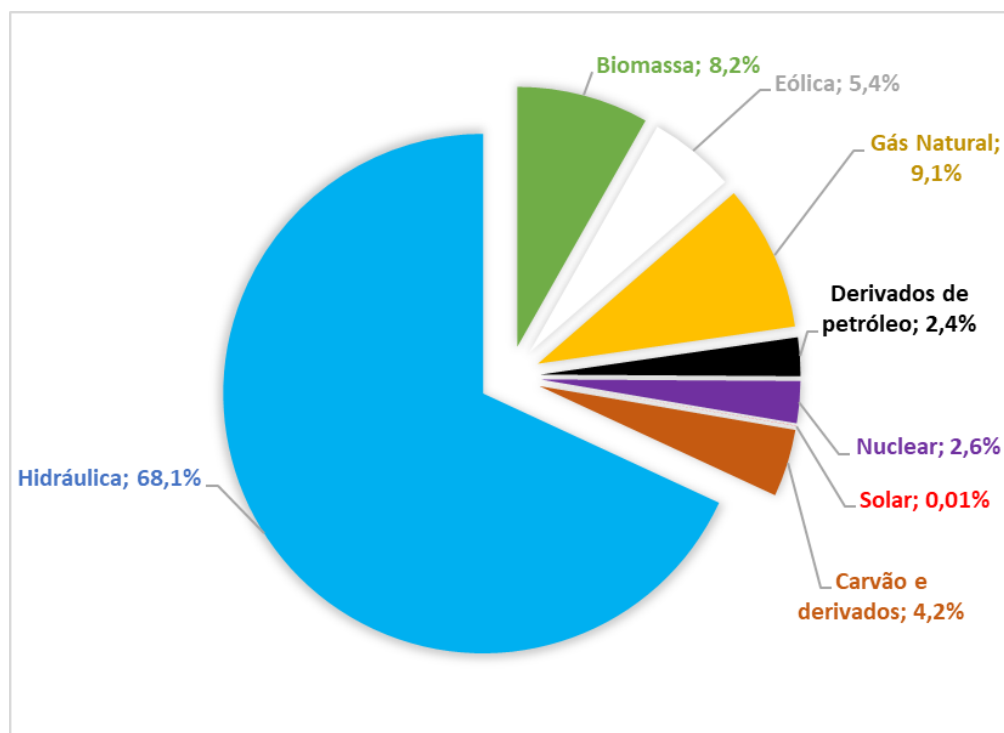
1.1 CENÁRIOS BRASILEIRO E GAÚCHO

Após decréscimos em 2015 e 2016 o consumo de energia elétrica no Brasil voltou a crescer em 2018, alcançando a marca de 472TWh. Isso mantém o país entre os dez maiores consumidores do cenário mundial, onde se encontra há mais de 6 anos. O setor industrial, com 36% do consumo total, segue como a maior classe consumidora, seguido pelo setor residencial, foco do presente trabalho, com 29% (EPE, 2018).

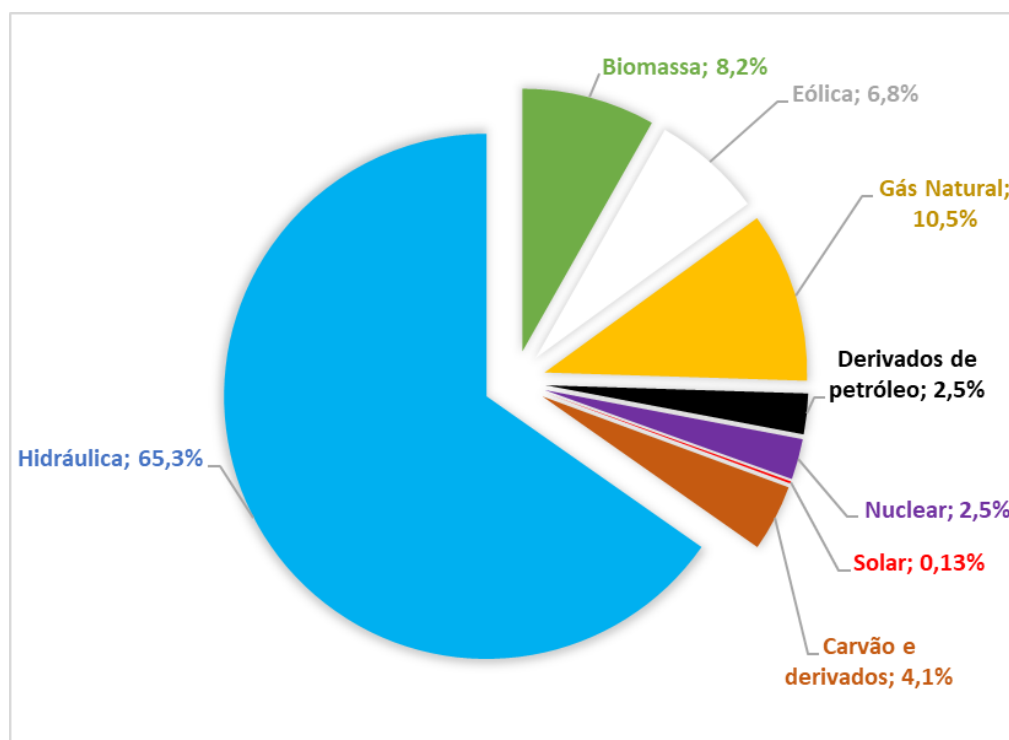
Diferentemente do cenário mundial, o Brasil já mantém seu foco em energias renováveis, tanto por possuir uma matriz majoritariamente hidráulica quanto por apresentar grande crescimento em geração de energia eólica e solar, com a última crescendo de 0,01% para 0,13% em 1 ano, conforme demonstram os dados das figuras 1.a e 1.b (EPE, 2017; 2018).

Figura 1- Oferta interna de energia por fonte

(a) 2016



(b) 2017



Fonte: Adaptado de EPE (2017 e 2018).

Um dos fatores que fez com que a microgeração se tornasse mais atraente aos consumidores brasileiros foi o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, implantado pela Resolução Normativa nº482/2012 da ANEEL. Com a aprovação dessa compensação o consumidor passa a injetar energia na rede consumindo-a em momentos em que não há geração suficiente na instalação, ou em outro ponto consumidor cadastrado sob a mesma concessão. (ANEEL, 2016).

Sendo o segundo maior estado brasileiro em potência instalada e o terceiro em número de projetos de microgeração solar, o Rio Grande do Sul apresenta grande potencial de geração fotovoltaica. Segundo dados da ANEEL, a potência instalada no estado cresceu 344% desde 2017, atingindo a marca de 88,9MWp no primeiro trimestre de 2019. Dentre outros fatores, o custo de instalação teve um alto impacto neste crescimento, com o setor apresentando queda de 34,7% nos preços de 2016 até 2018, sendo o custo médio de uma instalação de 5,2kWp igual a R\$29.000,00 em junho de 2018 (GOVERNO DO ESTADO DO RS, 2018).

1.2 ESCOPO E OBJETIVOS DO TRABALHO

Tendo em vista o cenário atual, o presente trabalho objetiva um estudo de viabilidade na utilização de energia solar fotovoltaica e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica para o atendimento total da demanda energética da Paróquia São Mateus, localizada no bairro Tristeza, em Porto Alegre.

O escopo do trabalho engloba:

1. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico;
2. Avaliação de perdas do sistema;
3. Simulação de produtividade do gerador projetado;
4. Cálculo de indicadores econômicos – com ajuste pela inflação e considerando possíveis substituições de equipamento.

2 EMBASAMENTO TEÓRICO

2.1 BREVE HISTÓRIA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Em 1839 o cientista francês Alexandre-Edmond Becquerel constatou em laboratório a existência de uma diferença de potencial nos terminais de uma célula eletroquímica quando exposta à luz. Após, no ano de 1876, o primeiro sistema fotovoltaico foi montado por W. G. Adams e R. E. Day, e 80 anos depois sua produção passa a ser industrial – reflexo da demanda gerada pelos programas espaciais. Nesse ano houve uma evolução importante na tecnologia da geração fotovoltaica, com painéis apresentando maior eficiência e menor peso.

Em 1973, como resposta à crise mundial de energia, os sistemas fotovoltaicos passam a ser estudados como forma de suprimento energético em terra. Porém, seu alto custo (US\$600/W na época) impossibilitava o avanço desta forma de geração. Com o mercado voltando-se para essa nova tecnologia o preço vêm reduzindo, e pode ser encontrado com um preço médio de US\$0.50/W em projetos de grande escala (ENERGY SAGE, 2018).

2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

É o menor dispositivo de um sistema fotovoltaico, responsável por converter a energia dos fótons em eletricidade. É feita de material semicondutor¹.

No momento atual o material mais utilizado na produção de células fotovoltaicas é o silício, que possui átomos com quatro elétrons ligados aos adjacentes – o que forma uma rede cristalina. Ao se realizar a dopagem eletrônica destes átomos, ou seja, adicionar átomos com um número diferente de elétrons ligantes, como fósforo (P) ou boro (B), que possuem cinco e três elétrons ligantes, respectivamente, haverá um desbalanço na ligação, ou seja, que se tenha um elétron adicional fracamente ligado no caso do fósforo ou uma lacuna (espaço sem elétron) no outro. Chama-se a dopagem *n* ou “doadora de elétrons” aquela que resulta em um elétron a mais, e de dopagem *p* ou “aceitadora de elétrons” a que resulta em uma lacuna.

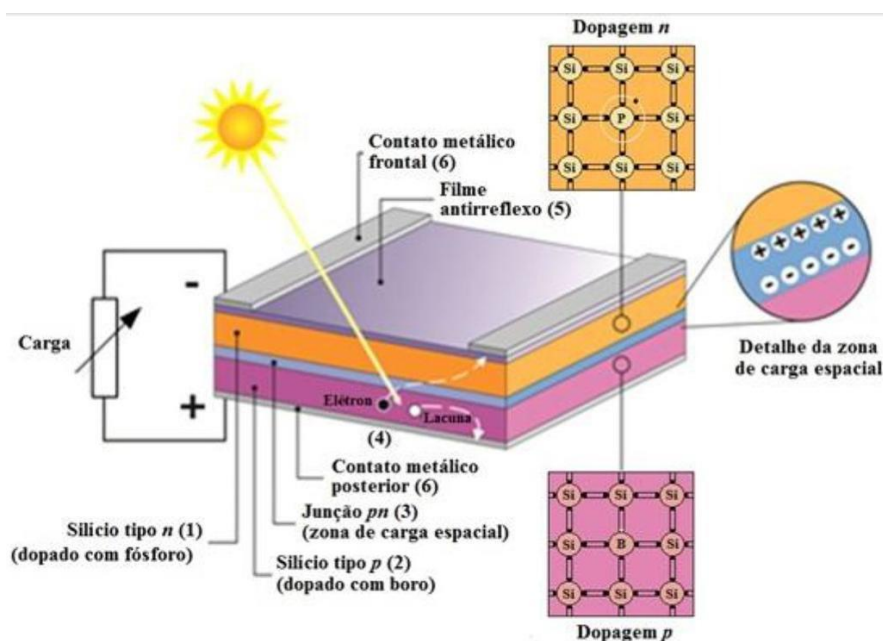
Para o caso da dopagem *n*, uma pequena quantidade de energia térmica é suficiente para desfazer a fraca ligação do elétron adicional e colocá-lo na banda de

¹ Os materiais semicondutores são materiais que possuem a banda de valência totalmente preenchida de elétrons e a banda de condução sem elétrons. São exemplos: carbono (C), silício (Si), germânio (Ge), entre outros.

condução. Já para o caso de uma dopagem do tipo p , esta energia térmica faz com que um elétron próximo a lacuna tome seu lugar, gerando uma nova lacuna em seu antigo local, gerando um deslocamento de lacunas.

Pode-se ainda dopar de maneira complementar: um pedaço p e um pedaço n , criando o que se chama de *junção pn*. Nesta junção, os elétrons livres da camada n avançam em direção à camada p , fazendo com que se estabeleça um campo elétrico na junção, que aumenta até que haja equilíbrio e não haja mais a passagem de elétrons do lado n para o p . Ao receber fótons do sol, com energia superior à necessária para mover um elétron da banda de valência para a banda de condução, há a geração de pares elétron-lacuna, que geram uma diferença de potencial ao serem acelerados pelo campo elétrico da junção. Se for adicionada uma conexão externa entre as partes p e n , haverá uma circulação externa de elétrons, uma corrente constante (CRESESB, 2006).

Figura 2 - Corte transversal de uma célula fotovoltaica



Fonte: PINHO e GALDINO (2014)

2.2.1 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DA CÉLULA

Uma célula fotovoltaica pode ser modelada, idealmente, como uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, como mostra a figura 3.a. Desta maneira, a corrente total que flui por uma célula fotovoltaica é dada pela soma da corrente em uma junção pn sem influência da luz, somada à corrente gerada pelos fótons absorvidos quando há irradiação luminosa. A curva I-V, também chamada de curva característica, é o gráfico

obtido ao se medir essa corrente em função da tensão elétrica no dispositivo. Ao se utilizar o modelo ideal da célula, esta curva pode ser modelada pela Equação (1):

$$I = I_L - I_D \quad (1)$$

Sendo I_D a corrente que passa pelo diodo, dada por:

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (2)$$

Onde:

I_L – corrente gerada pelos fótons incidentes (A);

I_0 – corrente reversa do diodo (A);

q – carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C);

n – fator de idealidade do diodo, obtido por ajuste de dados experimentais medidos;

k – constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K);

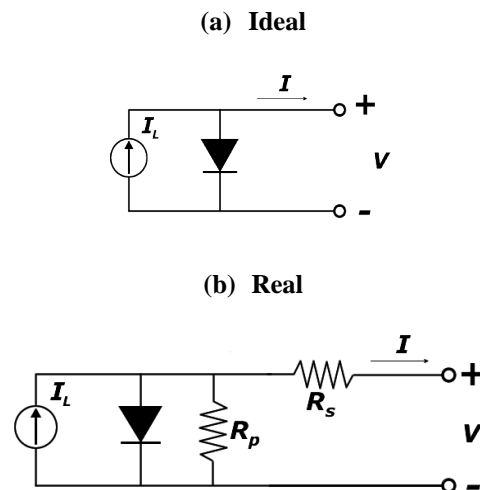
T – temperatura absoluta (K).

Se observa que, na falta da corrente decorrente dos fótons incidentes, ou seja, no escuro, a célula se comporta como um diodo. Graficamente se observa na figura 4.d uma curva I-V típica.

Utilizando o modelo real (figura 3.b), a partir das leis de Kirchhoff, o equacionamento, demonstrado na Equação (3), passa a levar em conta perdas resistivas provenientes de resistências elétricas que surgem na construção da célula (PINHO e GALDINO, 2014).

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (3)$$

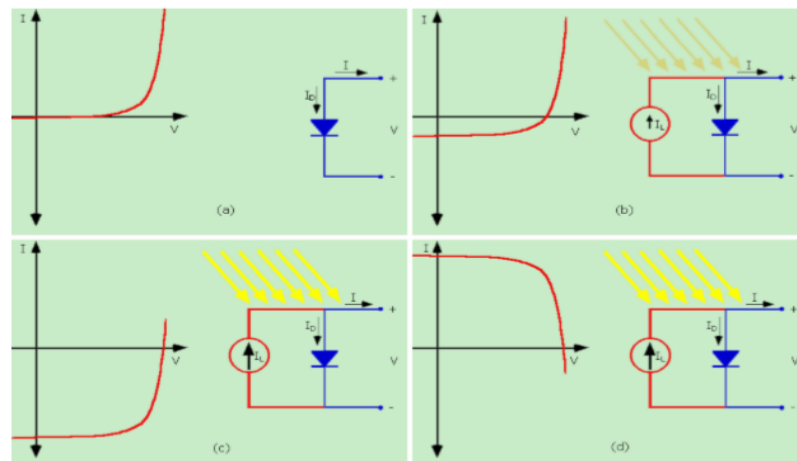
Figura 3 - Circuito equivalente da célula fotovoltaica.



Fonte: UJAEN (2004).

Na figura 4, observa-se o comportamento elétrico de uma célula fotovoltaica em 3 situações: (a) Comportamento da célula no escuro (comportamento de um diodo). (b) Com a incidência de fótons, a curva começa a se deslocar para o 4º quadrante. (c) Quanto mais elevada a potência luminosa incidente, mais deslocada a curva. (d) Esboço de curva I-V genérica representada graficamente no primeiro quadrante, por convenção

Figura 4 – Curvas I-V de uma célula fotovoltaica genérica de acordo com a incidência luminosa



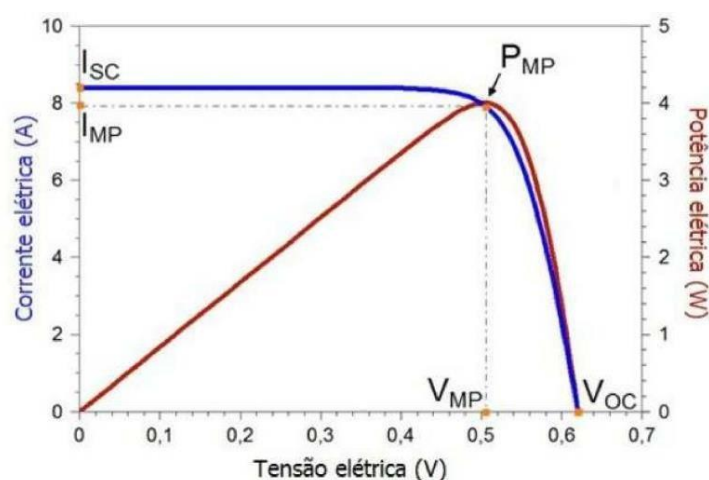
Fonte: PRIEB (2002).

Além da curva I-V, outra curva importante é a curva P-V, que expressa graficamente a potência de saída da célula em função da tensão elétrica nos terminais da mesma. Esta curva é utilizada para se calcular o valor de pico da potência, entretanto, a

mesma não possui expressão analítica, se fazendo necessária análise numérica a fim de obter o seu valor máximo, ou seja, deve-se calcular o ponto cuja derivada é nula.

A figura 5 mostra a curva I-V (azul) e P-V (vermelha) de uma célula fotovoltaica de silício de 156 mm x 156 mm, sob condições-padrão de ensaio.

Figura 5 – Curva I-V e P-V de uma célula fotovoltaica



Fonte: PINHO e GALDINO (2014).

Ao analisar a figura 5, se percebe que há um crescimento linear da potência até um valor próximo do máximo, para então decrescer rapidamente. Os parâmetros elétricos destacados são os seguintes:

I_{SC} é a corrente elétrica de curto-circuito, definida como a corrente máxima que a célula pode produzir, é o valor de corrente quando a tensão elétrica de seus terminais se iguala a zero. É possível medi-la com um amperímetro ao se fechar um curto-circuito nos terminais da célula. A corrente depende da área da célula, do valor de irradiância solar e sua distribuição espectral, de propriedades ópticas e da coleta dos pares elétron-lacuna formados na mesma. Ao se dividir o valor da corrente pela área do dispositivo, obtém-se a densidade de corrente de curto circuito. Para uma célula de tecnologia de silício cristalino, este valor varia entre 38 e 42 mA/cm².

V_{OC} é a tensão elétrica de circuito aberto, que define a máxima tensão elétrica gerada pelo dispositivo. Seu valor é obtido diretamente medindo-se a saída da célula. V_{OC} , para uma célula de silício cristalino, varia de 0,6 a 0,7V.

P_{MP} é a potência máxima ou de pico e **I_{MP}** e **V_{MP}** são, respectivamente, a corrente e a tensão no ponto de potência máxima.

Fator de Forma (FF) é a razão entre a potência de pico da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto.

$$FF = \frac{P_{MP}}{I_{SC}V_{OC}} \times 100\% \quad (4)$$

O fator de forma está fortemente relacionado com as perdas resistivas. Portanto, para que o mesmo se aproxime de 100% ($P_{MP} = I_{SC}V_{OC}$), ou seja, da forma retangular, se faz necessária uma adequação dos valores de resistência série e paralelo. Valores de FF dependem da tecnologia usada, como por exemplo, para a tecnologia de silício cristalino, se observa FF em de 80,9 até 82,8% (PINHO e GALDINO, 2014).

2.2.2 FATORES QUE INFLUENCIAM AS CURVAS I-V

Os fatores que influenciam as curvas I-V e por consequência a P-V de uma célula fotovoltaica são: temperatura, irradiância solar e valores de resistência série e paralelo.

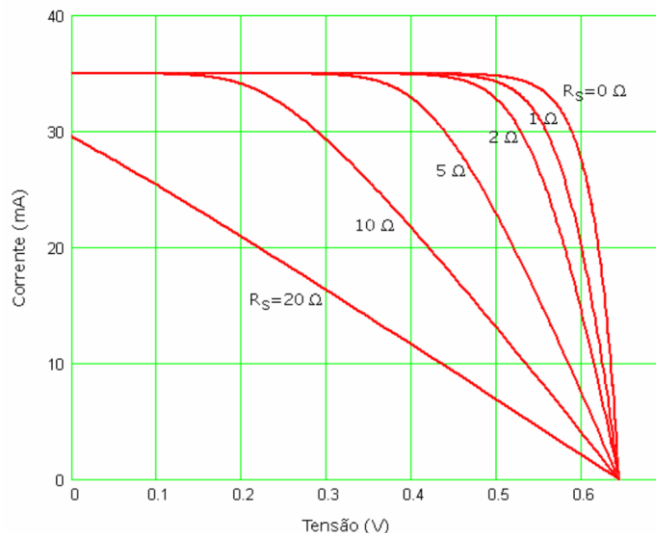
2.2.2.1 Influência de R_S e R_P

A resistência série (R_S) tem origem a partir das resistências elétricas do material semicondutor, dos contatos metálicos (incluindo a solda) e das provenientes da junção metal-semicondutor. Pode-se observar, a partir da figura 6, que a resistência R_S não influencia na tensão de circuito aberto da célula (V_{OC}), entretanto, reduz tanto a corrente de curto circuito I_{SC} quanto o fator de forma FF. Com valores muito elevados da resistência série, a curva passa a se comportar como uma reta de inclinação $1/R_S$, sendo 0 (zero) o valor ideal para a mesma.

Já a resistência paralela (R_P) se origina pelas fugas na superfície da célula, algum defeito do próprio cristal que possa originar curto-circuito, entre outros fatores referentes ao processo de fabricação da célula. Quanto menor o valor de R_P , maior a corrente no caminho alternativo para a corrente gerada, o que reduz a corrente útil, ou seja, aquela que flui através da junção *pn*. Isso diminui a tensão de saída da célula, bem como o fator de forma, porém não interfere na corrente de curto circuito do dispositivo. O valor ideal para esta resistência elétrica é o mais alto possível, tendendo ao infinito. Mais uma vez, com um valor muito baixo para R_P , se perde o formato característico da curva I-V, que se torna uma reta de inclinação $1/R_P$, conforme se observa na figura 7 (PINHO E GALDINO, 2014; PRIEB, 2002).

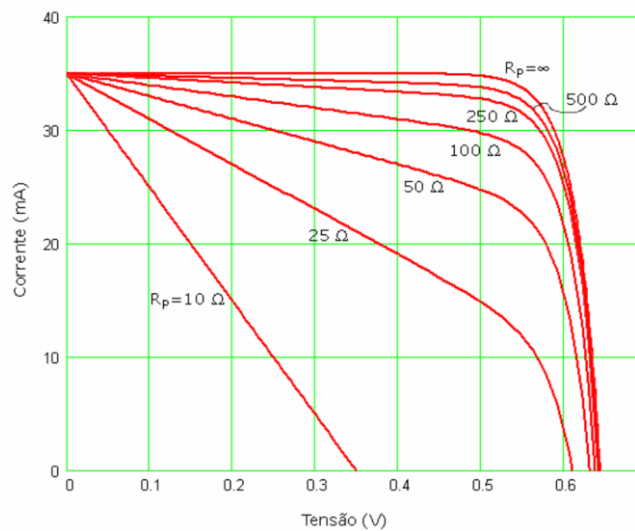
As figuras 6 a 9 são representações teóricas de uma célula de cristal de silício de 1cm^2 .

Figura 6 - Influência teórica da resistência série na curva I-V



Fonte: PRIEB (2002).

Figura 7 - Influência teórica da resistência paralela na curva I-V



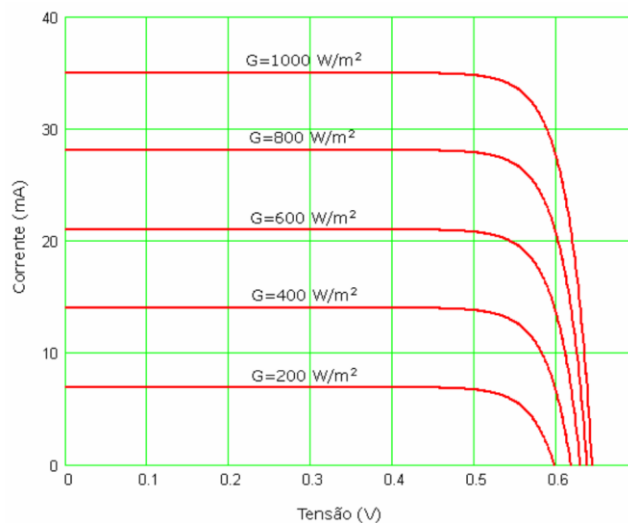
Fonte: PRIEB (2002).

2.2.2.2 Influência da Irradiância

Com o aumento da irradiância, se mantida a mesma temperatura da célula, observa-se um incremento linear da corrente de curto circuito I_{SC} e um incremento logarítmico da tensão de circuito aberto V_{OC} . Conforme a figura 8. Chama-se 1 sol a irradiância de $1.000\text{W}/\text{m}^2$, e há atualmente tecnologias envolvendo espelhos e lentes capazes de incidir

um valor maior que o natural sobre a célula no sistema fotovoltaico (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 8 - Influência da irradiância solar a 25°C

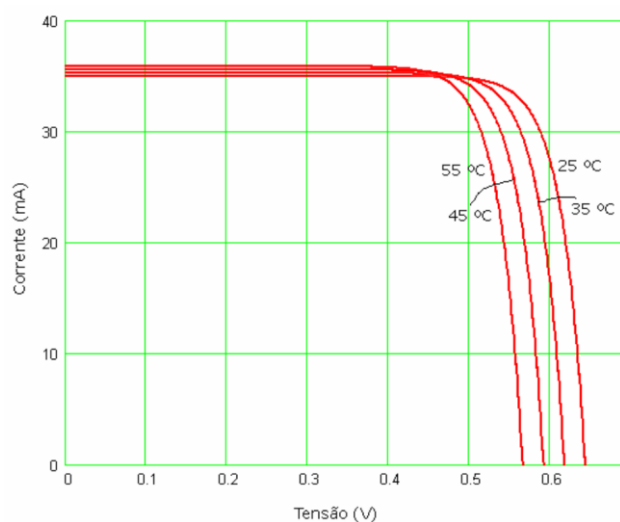


Fonte: PRIEB (2002).

2.2.2.3 Influência da temperatura

A avaliação da temperatura se faz um fator crucial no desempenho da célula pois a tensão de circuito aberto diminui proporcionalmente com o aumento da temperatura, a uma taxa de aproximadamente $-0,37\%/^{\circ}\text{C}$ para células de silício cristalino, enquanto há um pequeno incremento da corrente de curto circuito de $0,04$ a $0,06\%/^{\circ}\text{C}$. Pode-se observar este efeito na figura 9 (PINHO E GALDINO, 2014).

Figura 9 - Efeito da temperatura com irradiação solar constante



Fonte: PRIEB (2002).

2.2.3 ASSOCIAÇÃO DE CÉLULAS

Na maioria das aplicações, uma célula apenas possui níveis de tensão V e corrente I de operação incompatíveis com o requerido pelo projeto. Portanto, se faz necessária a associação série e paralelo de células.

A associação paralela de duas células se consiste em se conectar o terminal positivo da célula 1 com o terminal positivo da célula 2 e o terminal negativo da célula 1 com o terminal negativo da célula 2, com a carga conectada entre positivo e negativo. Já a associação série de duas células consiste em se conectar o terminal negativo da célula 1 no terminal positivo da célula 2, e a carga se conecta entre os terminais negativo da 2 e positivo da 1.

Ao se conectar células idênticas, sob o mesmo nível de irradiação solar e com a mesma temperatura de operação, em paralelo se obtém um aumento na corrente de saída, sem influenciar na tensão dos terminais e ao se conectar células idênticas em série, se obtém um aumento da tensão de saída, sem influenciar na corrente de operação.

Desta forma na associação paralela, para células idênticas sob mesmas condições:

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_N \quad (5)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_N \quad (6)$$

E na associação série, para células idênticas sob mesmas condições:

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_N \quad (7)$$

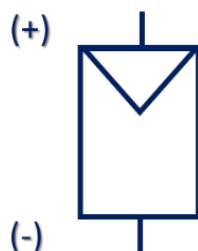
$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_N \quad (8)$$

No caso de associação em série de células não iguais, ou de condições adversas que causem a diminuição da corrente de operação, a corrente do sistema é nivelada pela menor corrente presente na associação. Por este motivo, é importante que haja compatibilidade entre as células escolhidas para compor um módulo, visto que será fator decisivo para a eficiência do conjunto (CRESESB, 2008; PINHO e GALDINO, 2014).

2.3 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Segundo a norma NBR10899 (Energia solar fotovoltaica – Terminologia), o módulo solar fotovoltaico é uma unidade formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica, cujo símbolo é representado pela figura 10.

Figura 10 – Representação do módulo fotovoltaico

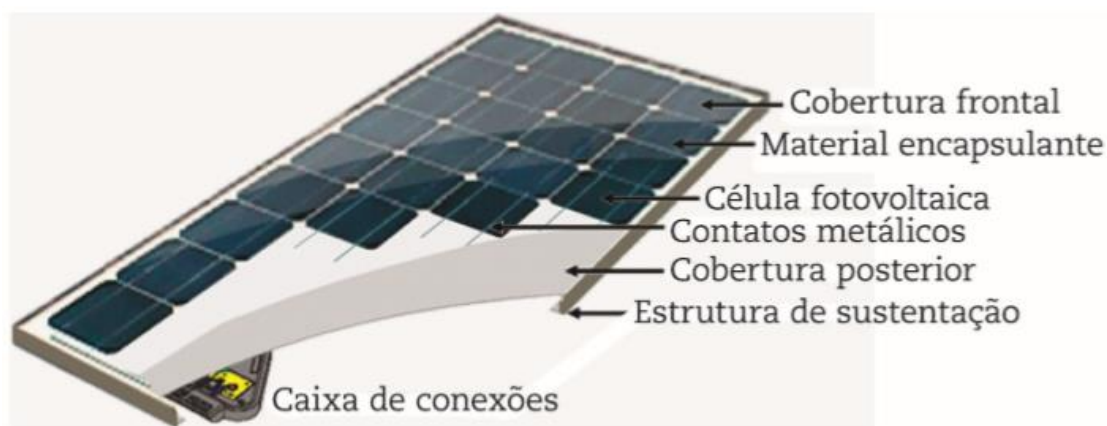


Fonte: ABNT (2013.a).

Como visto, a tensão elétrica na saída de uma célula, na tecnologia silício cristalino varia de 0,5 a 0,6V. Portanto, se faz necessária a interconexão de mais células (geralmente associação série) a fim de elevar esta tensão. O número de células por módulo mais comuns em módulos fotovoltaicos comerciais são 36, 60 e 72 células/módulo, sendo o módulo de 60 células o mais utilizado em geração residencial. (PORTAL SOLAR, 2019)

Para a montagem de um típico painel fotovoltaico, as células são encapsuladas com acetato-vinilo de etileno² e interconectadas em série/paralelo. Esse conjunto é coberto com um vidro resistente e com baixo teor de ferro, tornando-o mais transparente, podendo ainda ser adicionada uma camada antirreflexo no vidro. Este módulo é então acondicionado em uma estrutura de sustentação, usualmente de material leve e resistente como o alumínio, formando o módulo fotovoltaico. A figura 11 mostra as partes que constituem um módulo (CARNEIRO, 2010).

Figura 11 - Partes constituintes de um módulo fotovoltaico



² Tradicionalmente conhecido como EVA, é um material que protege as células contra radiação UV, umidade e temperaturas extremas.

Fonte: ZILLES, 2012

2.3.1 PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE FABRICAÇÃO

Dentre as tecnologias conhecidas se destacam a de silício cristalino (m-Si ou p-Si) e a de filme fino. A primeira, por se tratar de um elemento abundante na natureza, detém mais de 80% do mercado mundial. Devido ao baixo custo de fabricação, a tecnologia p-Si vem dominando o mercado mundial, porém, nos últimos anos, se observa um crescimento em números na fabricação de painéis de silício monocristalino principalmente devido ao seu alto rendimento.

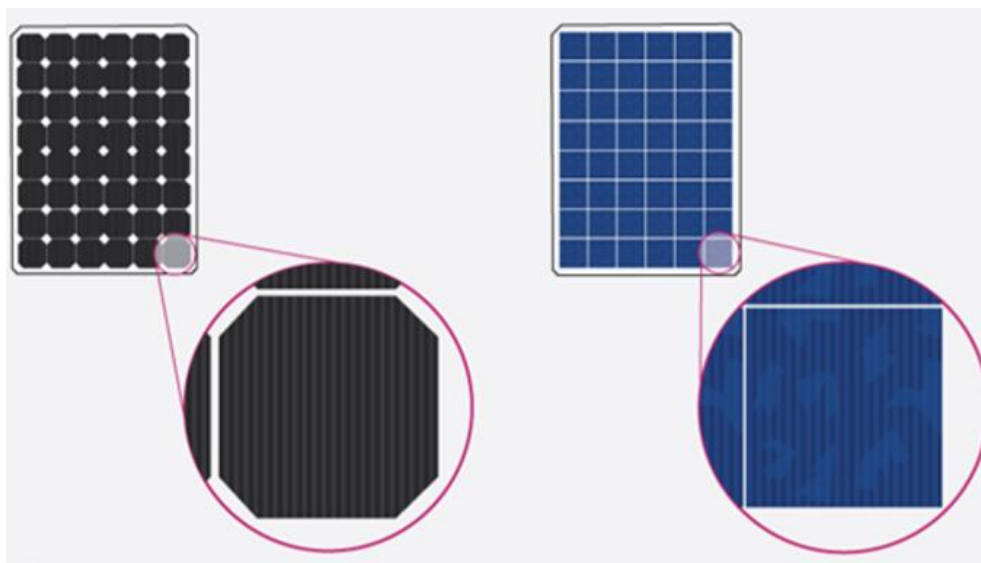
2.3.1.1 Silício monocristalino (*m-Si ou Mono c-Si*)

É a segunda tecnologia mais utilizada no mundo atualmente. Possui eficiências da ordem de 17%, podendo chegar a 22% (PORTAL SOLAR, 2018.b). São fabricados utilizando a técnica Czochralski, que consiste no crescimento dos cristais de silício a partir de um banho de silício de alta pureza (Si = 99,99 a 99,9999%) fundido, em caldeira sob atmosfera controlada. Após o crescimento do cristal, o mesmo é cortado, lapidado e polido (processo em que ocorre perdas da ordem de 50% do material). Há então a dopagem, deposição de máscara condutora de eletricidade e a interconexão das células. Levando-se em conta a velocidade de crescimento (da ordem de cm/hora) e a alta temperatura demandada para que a mistura se mantenha fundida (1400°C), o tempo necessário para que a energia gerada pelo módulo se iguale a energia utilizada para fabricá-lo pode ultrapassar dois anos. (RÜTHER, 2004).

2.3.1.2 Silício policristalino (*p-Si ou multi c-Si*)

Com menor eficiência, da ordem de 16%, porém menor custo de fabricação, os painéis de silício policristalino são os que dominam o mercado atualmente. Sua fabricação é dada pela fundição de cristais de silício em um bloco, o que preserva a formação de múltiplos grãos de cristais, para então serem tratados de forma semelhante ao tratamento de painéis m-Si (PORTAL SOLAR, 2018.b). Na figura 12, é possível se notar no detalhe as partículas de cristal presentes no módulo de silício policristalino, em comparação à aparência fosca do módulo com tecnologia m-Si.

Figura 12 - Comparação entre módulos de silício mono e policristalino



Fonte: Adaptado de BÜHLER, SANTOS e GABE (2018).

2.3.1.3 Filme fino

Este tipo de painel, em 2017, representava cerca de 5% do mercado mundial (FRAUNHOFER, 2019) e atualmente é o que possui menor eficiência, ficando entre 7 e 13%. Sua fabricação é feita por deposição de camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato semiconductor. Os principais materiais utilizados neste tipo de fabricação são:

- Silício amorfo, que apresenta baixo rendimento e sofre degradação da luz;
- Telureto de Cádmio, possui material raro e tóxico (cádmio) na sua composição;
- Seleneto de cobre, índio e gálio, que utilizam materiais sem muitas reservas naturais, bem como apresentam problemas de estabilidade em climas úmidos e quentes.

O módulo fotovoltaico de filme fino possui a característica de ser altamente maleável e é esteticamente mais atraente, sendo utilizado em projetos arquitetônicos como coberturas de telhados e fachadas (RÜTHER, 2004).

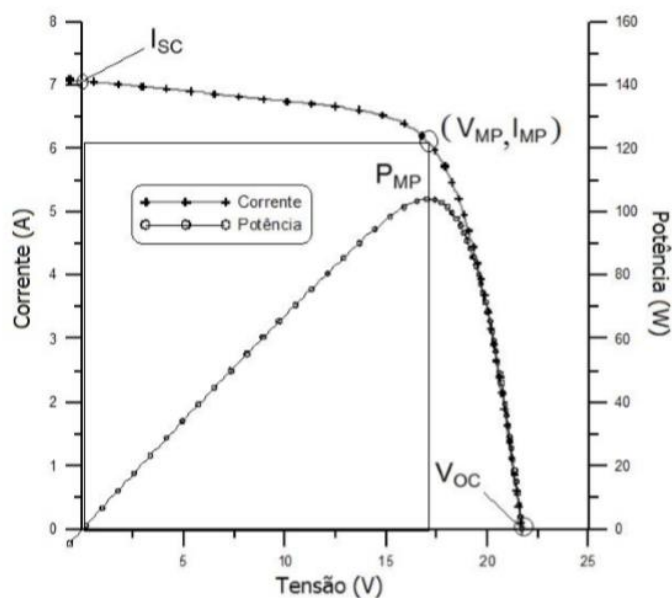
2.3.2 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO MÓDULO

Um módulo é caracterizado pela sua potência de pico (W_P), que é definida sob condições padrão (STC – *Standart Test Conditions*) de $1.000W/m^2$ de irradiância solar e $25^\circ C$ de temperatura de célula.

O método mais completo para se avaliar um módulo fotovoltaico é sua curva I-V, que determina não só V_{OC} e I_{SC} como também tensão elétrica (V_{MP}) e corrente na máxima potência (I_{MP}) e tensão elétrica e corrente de operação. A figura 13 mostra uma curva I-V ensaiada para um módulo de potência de pico de 100Wp. O fator de forma é determinado da mesma forma que para uma única célula: a partir da Equação (4).

Além dos fatores citados, é relevante os dados sobre a temperatura nominal de operação (NOTC – *Nominal Operating Cell Temperature*), que se encontra usualmente entre 40 e 50°C.

Figura 13 - Curvas I-V e P-V para um módulo fotovoltaico de 100Wp



Fonte: PINHO e GALDINO (2014).

No Brasil, os módulos comercializados devem apresentar a etiqueta do Inmetro, constando a classe de consumo, eficiência (em %), potência em condições padrão (em W), área externa do módulo (em m^2) e capacidade produção mensal média de energia (em kWh/mês), bem como nome do fabricante e modelo (PINHO e GALDINO, 2014).

2.3.3 EFICIÊNCIA DO MÓDULO

Sendo um dos principais fatores na escolha do módulo solar fotovoltaico, a eficiência é o que define a quantidade de energia luminosa que será convertida em energia elétrica. É calculada utilizando-se a seguinte expressão:

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \cdot A_{MOD}} \times 100\% \quad (9)$$

Sendo:

P_{MP} – potência elétrica máxima (W);

G – Irradiância solar (W/m^2);

A_{MOD} – Área superficial do módulo, incluindo moldura metálica e componentes construtivos (m^2).

Em 2011 o Inmetro determinou os limites de eficiência energética dividindo-os em 5 classes: A, B, C, D e E. Os limites variam conforme a tecnologia utilizada, conforme visto no quadro 1, onde EE representa eficiência energética: (PINHO e GALDINO, 2014)

Quadro 1 - Classes de eficiência segundo o INMETRO

CLASSES	ÍNDICE DE MÓDULO		EFICIÊNCIA ENERGÉTICA
	SILÍCIO CRISTALINO	FILMES FINO	
A	EE > 13,5	EE > 9,5	Mais eficiente Menos eficiente
B	13,5 >= EE > 13,0	9,5 >= EE > 7,5	
C	13,0 >= EE > 12,0	7,5 >= EE > 6,5	
D	12,0 >= EE > 11,0	6,5 >= EE > 5,5	
E	EE < 11,0	EE < 5,5	

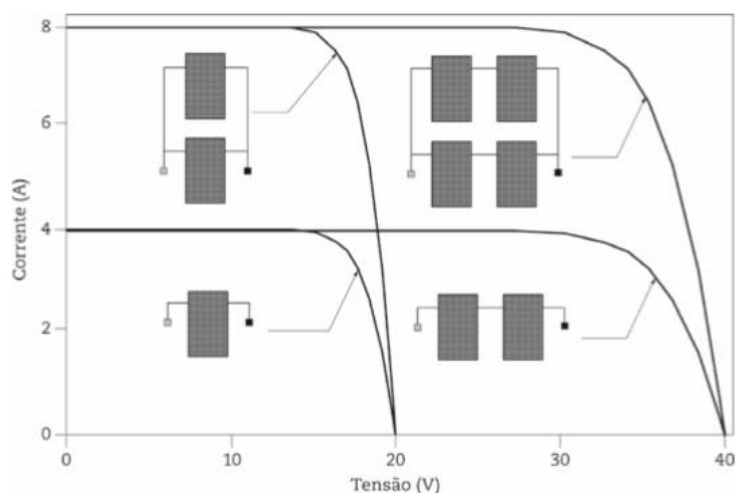
Fonte: INMETRO (2017).

2.3.4 ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS

Da mesma forma que se associam células a fim de se elevar a tensão e/ou a corrente de operação, formando um módulo, é comumente feito o mesmo com associação de módulos, formando um arranjo. O cálculo da corrente e tensão elétrica no conjunto é feito a partir das equações de associação elétrica de células fotovoltaicas (Equações (5), (6), (7) e (8)) para o caso de módulos iguais operando sob mesmas condições.

A figura 14 ilustra o impacto das associações série e paralelo nas curvas I-V de módulos fotovoltaicos.

Figura 14 - Exemplos de associações série e paralelo de módulos fotovoltaicos



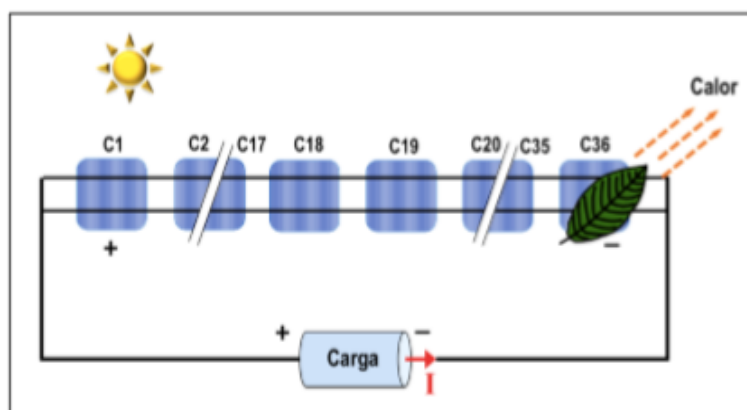
Fonte: ZILLES (2012).

2.3.5 PROTEÇÃO DOS MÓDULOS

Pelo fato de a associação em série depender de módulos idênticos operando sob mesmas condições, pode-se inferir que um módulo do arranjo com defeito, sombreado, sujo ou com excesso de irradiação solar pode comprometer a eficiência do arranjo como um todo.

Quando um módulo é sombreado, com a queda de uma folha, por exemplo, seu comportamento passa a ser de um diodo no escuro, ou seja, há uma reversão na polarização do mesmo (podendo em alguns casos ser um valor muito elevado), fazendo com que o mesmo atue como carga para os demais módulos. Nesta situação ocorre o aquecimento deste módulo, podendo inclusive avariá-lo. A figura 15 exemplifica a situação.

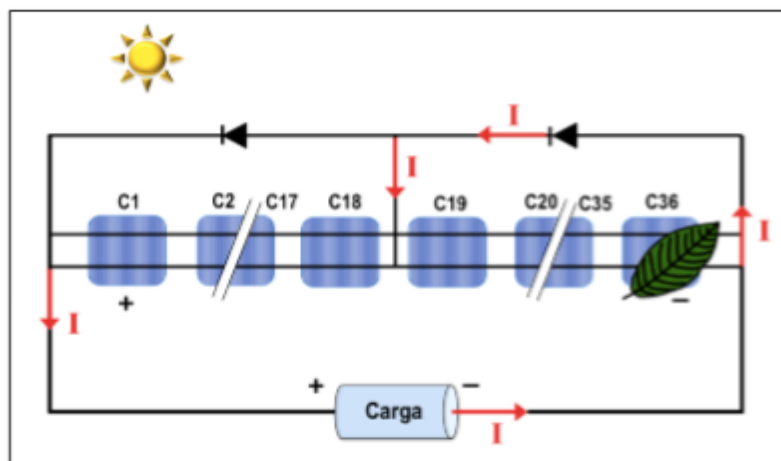
Figura 15 - Arranjo Fotovoltaico com efeito de sombreado



Fonte: CARNEIRO (2010)

Buscando a minimização deste problema, é possível utilizar diodos de passagem (*by-pass*) em paralelo com um ou mais módulos (geralmente em blocos) os quais são responsáveis por desviar esta corrente de aquecimento, segregando o módulo sombreado do arranjo. Vide figura 16.

Figura 16 – Arranjo fotovoltaico com diodo de *bypass*



Fonte: CARNEIRO (2010)

Arranjos constituídos por vários ramos (de módulos em série) em paralelo, podem ser protegidos contra corrente reversas que ocorrem por variação na tensão elétrica de saída de cada subgrupo por diodos de bloqueio conectados em série com cada um dos ramos do arranjo (CARNEIRO, 2010).

2.4 INVERSOR DE FREQUÊNCIA

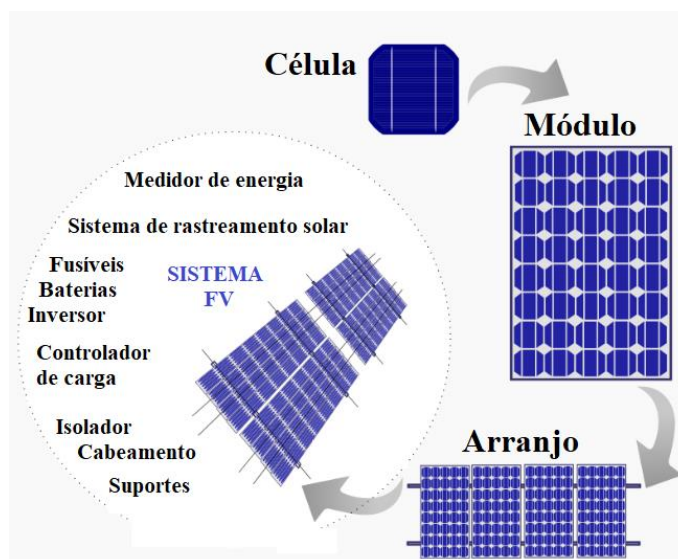
Um módulo solar fotovoltaico gera energia em corrente contínua, portanto, para possibilitar sua utilização em aparelhos convencionais, motores CA, ou injetar potência na rede, deve-se utilizar o inversor: um equipamento eletrônico que converte tensão elétrica contínua em alternada. Deve-se ter o cuidado de satisfazer as condições impostas pela rede de distribuição, para que seja possível conectar o sistema à mesma. Os principais tipos de inversores são:

- Comutados pela rede, nos quais o sinal de tensão da rede é usado para sincronização;
- Auto comutados, em que um circuito eletrônico no inversor controla e realiza a sincronização do mesmo com a rede.

2.5 SISTEMA FOTOVOLTAICO

É definido como Sistema fotovoltaico (SFV) o conjunto de todos os componentes necessários: módulos, suportes, cabos para conexão, inversor, fusíveis, sistema de rastreamento de sol, controlador de carga, baterias, medidor de energia, isolador. Um SFV típico é ilustrado na figura 17.

Figura 17 - Sistema fotovoltaico e seus componentes principais



Fonte: Adaptado de WIKIPÉDIA (2014)

Existem dois grandes grupos de sistemas fotovoltaicos: isolados e conectados à rede.

2.5.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO

Um sistema fotovoltaico isolado é aquele que apresenta alguma forma de armazenamento de energia, seja por uso de baterias seja por armazenamento energético na forma gravitacional (ao se bombear água para tanques de abastecimento). Os sistemas de irrigação com energia solar são considerados sistemas isolados, mesmo sem o armazenamento de energia.

Quando este armazenamento é feito com o uso de baterias, há a necessidade de uma unidade de controle de carga, que evita danos na bateria por sobrecarga ou descarga profunda. O inversor é usado quando há o consumo da carga da bateria em equipamentos de corrente alternada, como eletrodomésticos convencionais.

2.5.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Este tipo de sistema não utiliza armazenamento de energia, sendo toda a potência gerada imediatamente entregue à rede de distribuição. Todo o arranjo deve ser conectado a um inversor, que deve ser sincronizado com a rede, bem como satisfazer exigências de controle e segurança para ser capaz de entregar a potência gerada sem danificar a rede como um todo (CRESESB, 2008).

2.6 MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos são enquadrados como sistemas de micro e minigeração e regulamentados pela Resolução Normativa Aneel N° 482/2012 (ANEEL, 2012), aprimorada pela RN 687/2015 (ANEEL, 2015). Esses devem atender tanto os Procedimentos de Distribuição (PRODIST), Módulo 3, quanto às normas de acesso das distribuidoras locais.

Conforme especificado pela RN 687/2015, a micro e minigeração distribuída referem-se à produção de energia elétrica por pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis. As centrais geradoras são conectadas à rede por meio de instalações de unidades consumidora. Para o caso da energia solar, microgeração refere-se a unidades geradoras com potências inferiores ou iguais a 75kW, enquanto a minigeração engloba geração maior que este valor (ANEEL, 2015).

Este modelo de geração traz diversos benefícios para a matriz elétrica, conforme aponta Goetze (2017).

- A geração distribuída pode auxiliar no adiamento³ de investimentos de expansão de subestações de transformação, reduz as perdas em linhas de transmissão, uma vez que a energia é gerada na região englobada pela distribuição, reduz perdas reativas e auxilia na estabilidade da tensão elétrica;
- O número de agentes geradores do setor elétrico tende a aumentar;
- Pode acompanhar com maior facilidade e agilidade o crescimento da demanda, em comparação aos investimentos em geração centralizada;
- Com as reservas próximas aos centros de carga, há uma diminuição da dependência dos parques geradores centralizados;

³ Porém, pelo fato de a energia fotovoltaica se tratar de energia “não firme”, os investimentos podem não ser adiados devido ao aumento da previsão de demanda.

- O licenciamento e liberação de projetos é mais ágil, comparado à complexidade de se expandir o sistema centralizado;
- Contribui para a abertura do mercado, cria oportunidades comerciais e emprega pessoas qualificadas;
- Torna a matriz energética mais sustentável;
- Possibilita o desenvolvimento da cadeia produtiva nacional.

Há também, entretanto, um aumento considerável na complexidade de operação, planejamento e manutenção do sistema.

2.6.1 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

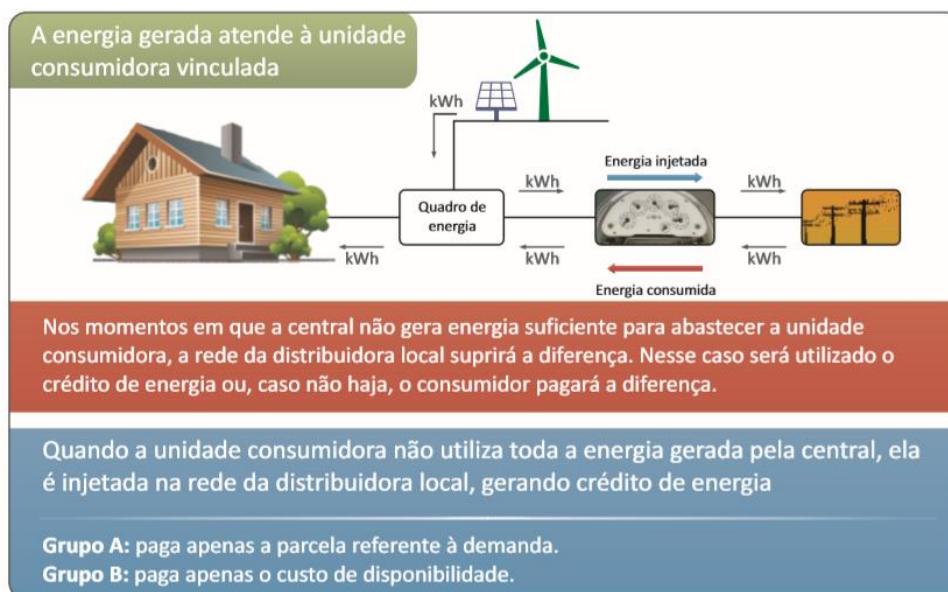
A partir do dia 17 de abril de 2012, quando o Sistema de Compensação de Energia Elétrica foi implementado pela RN 482 da ANEEL, o consumidor brasileiro passou a ter a alternativa de gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis e fornecer o excedente para a rede elétrica, sendo definido um sistema de créditos: a quantidade de energia excedente poderá ser consumida posteriormente na mesma unidade ou em outra unidade consumidora na mesma área concessão, em um prazo de até 60 meses após a geração.

Para que haja a compensação, se faz necessária a instalação de um medidor bidirecional.

Vale ressaltar que, no Rio Grande do Sul, o ICMS incide sobre a energia recebida pela unidade consumidora, a TUSD e o custo de disponibilidade, não sendo cobrado sobre a energia produzida. Já o PIS/COFINS não incide de forma alguma sobre a energia gerada.

Para o caso do grupo B (baixa tensão) ainda deverá ser pago o custo de disponibilidade – valor equivalente a 30kWh (monofásico), 50kWh (bifásico) e 100kWh (trifásico). Para o caso do grupo A (alta tensão) será faturada apenas a demanda contratada (ANEEL, 2016).

Figura 18 - Sistema de compensação de Energia Elétrica



Fonte: ANEEL (2016)

2.7 ANÁLISE ECONÔMICA

A fim de se avaliar a viabilidade econômica de um projeto, deve-se estimar os possíveis ganhos financeiros do mesmo e compará-lo com o valor investido. Duas possíveis ferramentas de tomada de decisão são: valor presente líquido (VPL) e tempo de retorno (*Payback*).

2.7.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

De acordo com Ross, Westerfield e Jordan (2015), o valor presente líquido (VPL) representa a diferença entre os custos e os ganhos financeiros de um projeto, ou seja, quanto valor é criado ao se optar pelo investimento. Ao se avaliar se um projeto é economicamente vantajoso deve-se comparar custos e ganhos ajustados para o valor presente pela taxa de investimento mínima que se espera obter com o projeto. Assim sendo, a Equação (10) expressa o cálculo.

$$VPL = C_0 + \sum_{n=1}^N P_n \quad (10)$$

$$P_n = \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (11)$$

Onde:

C_0 : Aporte inicial (valor negativo);

P_n : Entrada líquida do período n ajustada para o valor presente;

F_n : Entrada líquida no período n ;

i : taxa de investimento.

Se $VPL > 0$, há um retorno financeiro do projeto, ou seja, espera-se que o mesmo agregue valor para o investidor. Caso contrário o investimento não é recomendado.

2.7.2 TAXA INTERNA DE RETORNO

A taxa interna de retorno é a taxa de investimento que torna o VPL do mesmo igual a zero. Para um projeto ser economicamente viável, a TIR deve ser maior que a taxa mínima de atratividade (TMA), que representa o mínimo retorno estipulado pelo projetista. A TMA pode ser definida pelas taxas de retorno de outras alternativas de investimento. Este método é usualmente utilizado para se comparar retornos de investimentos estruturais com aplicações financeiras (que têm taxas de retorno conhecidas) (ROSS; WESTERFIELD; JORDAN, 2015).

2.7.3 PAYBACK

Payback, ou tempo de retorno, representa o tempo que levará para que o investidor receba de volta o capital investido, com base no seu fluxo de caixa (entradas e saídas de capital). Seu cálculo se dá subtraindo-se os ganhos de cada período do valor de investimento inicial até que o mesmo seja zerado. Se os valores do fluxo de caixa forem ajustados, a partir da Equação (11), para o valor presente, se calcula o *paybak* compensado, caso contrário, o *payback* simples. Se o tempo de retorno for inferior à um limite estipulado anteriormente, o investimento é recomendável (ROSS; WESTERFIELD; JORDAN, 2015).

3 METODOLOGIA

O presente capítulo descreve a metodologia utilizada na realização do presente trabalho, sendo este dividido em duas partes:

1. Dimensionamento de um gerador fotovoltaico, que trata dos passos desenvolvidos no pré-projeto do sistema proposto;
2. Normas e regulamentos, que cita as normas relevantes acerca do tema.

3.1 DIMENSIONAMENTO DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO

Conforme apontado por Pinho e Galdino (2014), um projeto de geração solar fotovoltaica conectado à rede consiste nos seguintes procedimentos:

- Localização/posicionamento do sistema;
- Avaliação do recurso solar;
- Levantamento do histórico de consumo de energia elétrica da unidade;
- Dimensionamento do sistema fotovoltaico;
- Dimensionamento do inversor.

Para ilustrar a metodologia de dimensionamento de gerador fotovoltaico proposta, a figura 19 apresenta um fluxograma da mesma.

Figura 19 - Fluxograma da metodologia de dimensionamento adotada



Fonte: o Autor (2019).

3.1.1 LOCALIZAÇÃO E POSICIONAMENTO DO SISTEMA

Mesmo em um local com irradiação solar constante, a localização e posicionamento dos painéis fotovoltaicos será de grande impacto no seu desempenho. Nesta etapa inicial de dimensionamento são definidos o local, o posicionamento e a inclinação dos painéis a serem instalados, devendo-se atentar para elementos de sombreamento e superfícies reflexivas. Para o caso de instalações em telhados há uma menor liberdade de escolha quanto ao posicionamento dos painéis. Outros fatores que devem ser levados em conta são: aspectos estéticos, resistência mecânica do telhado e intensidade do vento no local (PINHO E GALDINO, 2014).

3.1.2 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR

Esta etapa consiste na avaliação da irradiação solar na localidade onde será instalado o sistema gerador. Estes dados são descritos usualmente como irradiação e irradiância, em unidades de energia por área [kWh/m²] e fluxo de potência [W/m²], respectivamente.

As células fotovoltaicas sofrem influência tanto da irradiação solar quanto da temperatura, o que torna importante a avaliação destes dois fatores. Do ponto de vista da quantidade de energia gerada, uma variação súbita de irradiação (como uma nuvem causando sombra, por exemplo) impacta de forma expressiva, enquanto uma variação na temperatura local não causa este efeito instantâneo, sendo amortecida pela capacidade térmica dos módulos.

Como a irradiância se trata de um recurso imprevisível, visto que seu valor pode mudar em poucos segundos - durante a passagem de uma nuvem, por exemplo - é comum se considerar o total de energia acumulada ao longo de um dia, a partir de médias históricas. Um conceito difundido em projetos de SFV é o conceito de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza indica o número de horas em que a irradiância solar deve se manter igual a 1kW/m² de forma a se obter, no fim do dia, o valor de irradiação do local em questão. Seu cálculo é realizado a partir da Equação (12) (PINHO E GALDINO, 2014).

$$HSP = \frac{\text{Irradiação total diária} \left[\frac{kWh}{m^2 \text{ dia}} \right]}{1kW/m^2} \quad (12)$$

Onde HSP é dado em horas por dia [h/dia].

3.1.3 LEVANTAMENTO DE CONSUMO

Consiste em avaliar o histórico de consumo da instalação onde se instalará o sistema, sendo comum, para o caso de projetos do grupo B, a aquisição desses dados a partir do histórico de consumo, presente na fatura de energia do consumidor (GOETZE, 2017).

3.1.4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Com base no recurso solar, localização e posicionamento pode-se fazer o dimensionamento do sistema: potência de pico, quantidade e características dos painéis, parâmetros de operação e potencial de geração anual (DAL MOLIN, 2018).

3.1.4.1 Equações para o dimensionamento

Segundo Pinho e Galdino (2014), a maneira mais direta de se calcular a potência instalada de um sistema gerador solar fotovoltaico necessária para que haja geração igual ao consumo é a partir da Equação (13):

$$P_{sist} = \frac{E_{con}}{HSP_{MD} TD} \quad (13)$$

Onde:

P_{sist} : Potência instalada requerida (kW);

E_{con} : Consumo diário médio da unidade (kWh);

HSP_{MD} : Média diária das HSP no plano de inclinação dos painéis (h);

TD: Taxa de desempenho (entre 70 e 80%)

Portanto, para se calcular a potência nominal do módulo individualmente se utiliza a Equação (14):

$$P_{nom} = \frac{P_{sist}}{n} \quad (14)$$

Sendo:

P_{nom} : Potência nominal de um módulo fotovoltaico (kW);

n : Quantidade de módulos fotovoltaicos associados.

O valor de n depende da área disponível para instalação e a área que um módulo ocupa, sendo fator determinante para a potência total instalada de um determinado sistema. A quantidade de painéis também irá influenciar na tensão e corrente de operação, conforme discutido na seção 2.3.4.

Adaptando-se a equação encontrada em Goetze (2017), pode-se considerar os efeitos da temperatura de operação do módulo na potência de geração do mesmo com a Equação (15), e a temperatura de operação do mesmo com a Equação (16):

$$P_{FV} = P_{nom} [1 - \gamma_{mp} (T_c - T_{ref})] \quad (15)$$

$$(16)$$

$$T_C = T_{amb} + \frac{0,9 * H_{pFV} (T_{NoP} - 20)}{800}$$

Onde:

P_{FV} : potência do módulo compensada pela temperatura da célula (kW);

γ_{mp} : coeficiente de temperatura da célula (0,5% para c-Si);

T_c : temperatura de operação da célula (°C);

T_{ref} : temperatura de referência (25°C);

T_{amb} : temperatura ambiente (°C);

H_{pFV} : irradiância no plano do módulo (W/m²);

T_{NoP} : temperatura nominal de operação da célula (°C).

3.1.5 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Após definidos todos os aspectos de projeto, pode-se definir inversor de frequências, que deve considerar fatores como eficiência, segurança, qualidade da energia gerada, compatibilidade com o sistema, entre outras características relevantes, tais como tamanho, peso, acabamento, proteção contra o ambiente (água e poeira), e assim por diante (RÜTHER, 2004).

3.1.5.1 Eficiência

A eficiência de um inversor, dada em %, indica o quanto da potência recebida do arranjo fotovoltaico é entregue à rede. Inversores comerciais possuem eficiências da ordem de 95 a 97%, e seu valor deve ser considerado juntamente com o custo e tempo de vida útil do equipamento.

3.1.5.2 Função SPPM

A função chamada Seguidor do Ponto de Potência Máxima é uma funcionalidade importante, pois como existem variações na temperatura e radiação solar ao longo do tempo, o inversor deve ser capaz de monitorar os valores de corrente e tensão elétrica (curva I-V) e atuar para que o sistema opere sempre no ponto ótimo: o de maior potência.

Há inversores com mais de uma entrada, sendo possível instalar dois arranjos fotovoltaicos com características, orientações ou inclinações diferentes. Esta função se

faz mais útil em regiões de clima frio, mas mesmo em países como o Brasil se obtém um ganho de potência na faixa de 8%, ao se considerar um inversor sem a função (PINHO E GALDINO, 2014).

3.1.5.3 Segurança (ilhamento)

Se a rede de distribuição estiver desligada, o inversor não deve, em hipótese alguma, injetar energia na mesma. Esse ilhamento pode resultar em acidentes graves, oferecendo riscos aos operadores, pelo fato de a rede estar energizada mesmo desconectada do sistema de geração central. Deve-se evitar, também, surtos, sobrecorrentes, desvios de frequência e desvios de tensão tanto na entrada CC quanto na saída CA.

3.1.5.4 Qualidade da energia injetada

Para se injetar energia na rede de distribuição, é necessário que a forma de onda gerada pelo inversor fique dentro de certos limites de qualidade. O conteúdo harmônico da corrente deve estar abaixo de 5%, para evitar danos aos equipamentos tanto da unidade consumidora quanto da rede elétrica e o fator de potência, para sistemas com potências maiores ou iguais a 6kW, deve estar na faixa de 0,9 indutivo a 0,9 capacitivo (ABNT, 2013.b).

3.1.5.5 Compatibilidade com o sistema

Deve observar se os valores de potência gerada, corrente e tensão elétrica de operação e demais valores relevantes estejam dentro dos limites de operação do inversor, a fim de não causar danos ao equipamento, e o mesmo funcionar corretamente.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), deve-se atentar aos seguintes fatores:

- A potência de operação do gerador fotovoltaico deve ser próxima da potência máxima de entrada no inversor, porém sem ultrapassá-la;
- A tensão de circuito aberto do módulo multiplicada pela quantidade de módulos em série deve ser menor que a tensão de entrada máxima do inversor;
- A corrente de saída de um módulo multiplicada pela quantidade de módulos em paralelo deve ser menor que o limite superior de corrente na entrada do inversor;
- O número de módulos em série deve ser maior que a razão entre a mínima tensão de operação do SPPM do inversor e a máxima tensão de circuito aberto do módulo; e menor que a razão entre a máxima tensão de operação do SPPM do inversor e a menor tensão de circuito aberto do módulo.

Também deve-se ponderar credibilidade do fornecedor, preço, garantia e selo de qualidade do equipamento. Além disso tamanho, peso, impermeabilidade e outros fatores construtivos devem estar de acordo com o espaço físico e ambiente disponíveis para a instalação (RÜTHER, 2004).

3.2 NORMAS E REGULAMENTOS

3.2.1 ANEEL

No dia 17 de abril de 2012 a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – publicam a Resolução Normativa 482, que estabeleceu as primeiras diretrizes acerca de mini e microgeração. Três anos depois, em 2015, a Agência publica a Resolução Normativa 687, e altera pontos da 482.

De acordo com Romaro; *et al* (2016), se faz interessante a avaliação do panorama geral anterior à estas RNs, o qual permite uma avaliação histórica de como ocorreu o desenvolvimento do setor, do ponto de vista das regulamentações. As principais resoluções publicadas até este momento foram:

- Resolução Normativa 167/2005: Estabelece as regras que regem a compra e venda de energia elétrica gerada através de geração distribuída;
- Resolução Normativa 414/2010: Define condições gerais de fornecimento de energia elétrica, atualizando e criando definições de contratos, modalidades tarifárias, sazonalidade, demanda contratada, taxa de disponibilidade entre outros pontos;
- Resolução Normativa 481/2012: Estipula descontos na TUSD⁴ e na TUST⁵ para usinas que utilizam fontes renováveis e com capacidade instalada de 30 a 300MW;
- Resolução Normativa 482/2012: Define sistemas de micro (até 100kW) e minigeração (100kW até 1MW) e implementa o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com a única opção: Geração Junto à Carga;
- Resolução Normativa 517/2012: Altera a REN 482/2012 e o Módulo 3 do PRODIST, amplia o Sistema de Compensação de Energia Elétrica definindo o Autoconsumo Remoto e limita a potência instalada dos sistemas de mini e microgeração;

⁴ Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

⁵ Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

- Resolução Normativa 687/2015: Resolução mais atual, reúne os reformulados módulos 1 e 3 do PRODIST e REN 482/2012, impondo novas diretrizes para limites de micro e minigeração, estabelece novos modelos que utilizam o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras e Geração Compartilhada).

3.2.2 ABNT

As principais normas definidas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas a respeito de mini e microgeração distribuída são:

- NBR 10899 – Energia solar fotovoltaica, Terminologia;
- NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos, Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- NBR 16150 – Sistemas fotovoltaicos, Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, Procedimento de ensaio de conformidade;
- NBR 16274 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- NBR IEC 62116 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;

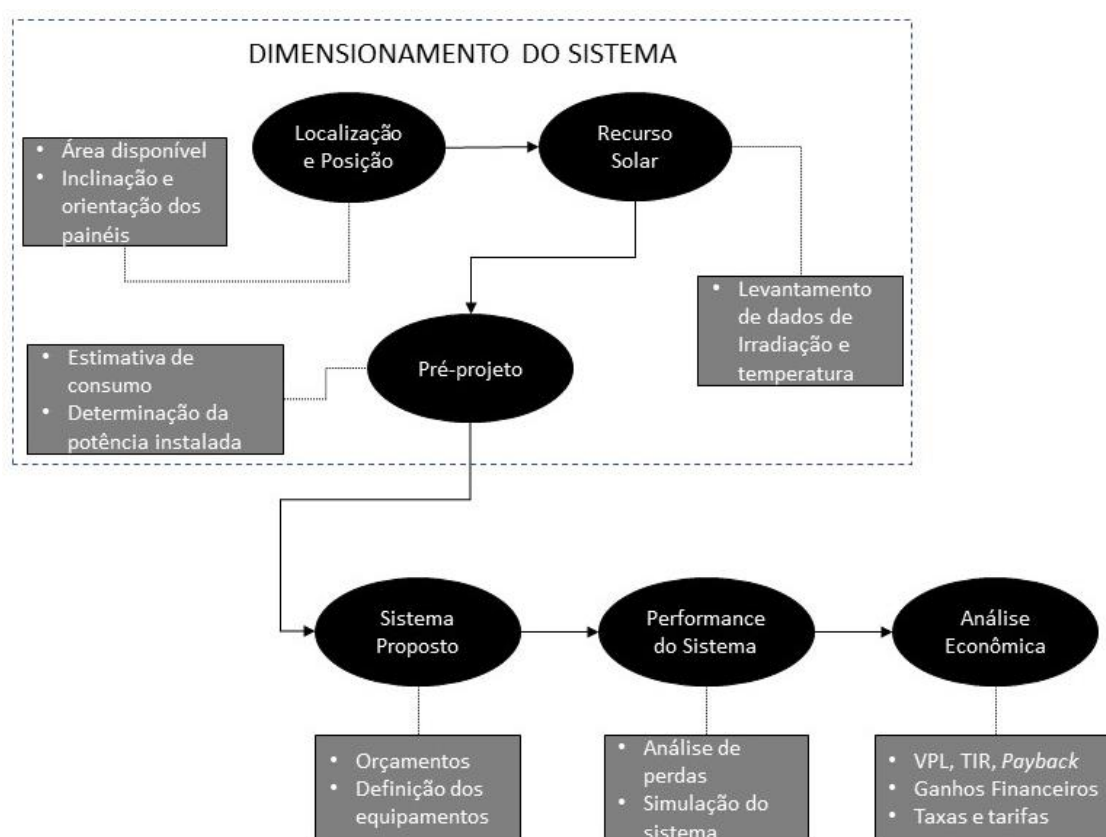
4 DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

O capítulo em questão aborda o desenvolvimento do trabalho a partir da metodologia proposta. O capítulo aborda o dimensionamento do sistema, a simulação de performance do mesmo e a análise de viabilidade e indicadores econômicos, divididos em 4 seções:

1. Dimensionamento do sistema: demonstra a aplicação da metodologia proposta;
2. Sistema proposto: apresenta o sistema definido após o dimensionamento, bem como esquema de ligação e características dos equipamentos;
3. Performance do sistema: descreve e analisa as fontes de perdas do sistema e após apresenta as estimativas de geração de energia mensais do primeiro ano de implementação, bem como os anuais do restante da vida útil do gerador;
4. Análise econômica: apresenta, com base nos resultados das simulações, as estimativas de ganhos financeiros do projeto.

Visando elucidar o descrito, o fluxograma da figura 20 ilustra os passos adotados.

Figura 20 - Fluxograma do desenvolvimento do trabalho



4.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Seguindo as etapas propostas na metodologia, o dimensionamento do sistema consistiu em 6 passos:

1. Localização e área de telhado disponível para o sistema;
2. Definição do posicionamento, inclinação e orientação do sistema;
3. Avaliação do recurso solar disponível;
4. Levantamento do histórico de consumo da unidade;
5. Pré-projeto do sistema;
6. Levantamento de orçamentos;

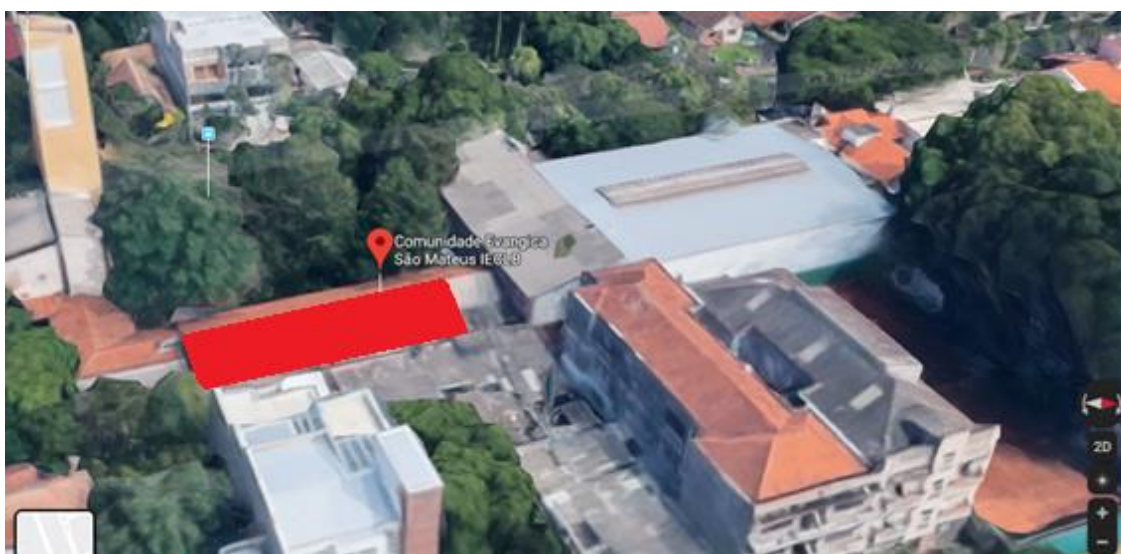
A **área de telhado (1)** foi definida a partir de imagens de satélite e medições *in loco*, e como a instalação se dará em telhado, a **orientação, inclinação e posicionamento (2)** dos painéis foram definidos de acordo com a inclinação e orientação do telhado. O **recurso solar (3)** foi obtido através do *software* PVSyst, enquanto o **levantamento do consumo (4)** foi obtido a partir da fatura de energia elétrica da unidade (Anexo A). A **potência estimada para o sistema (5)** foi obtida pela Equação (13), localizada na seção 3.1.4.1. Por fim foram levantados 16 **orçamentos (6)**.

4.1.1 LOCALIZAÇÃO E ÁREA DISPONÍVEL

O sistema proposto neste trabalho foi dimensionado visando a instalação na sede da Comunidade Evangélica São Mateus em Porto Alegre, localizada no bairro Tristeza, em Porto Alegre. O telhado disponível para a instalação se localiza nas coordenadas 30°06'35.7"S 51°15'20.3"O, e é apontado na figura 21, hachurado em vermelho.

Conforme ilustrado na figura 21, haviam duas opções para orientação do sistema: Leste-Nordeste (com azimute aproximadamente 75°) ou Oeste-Sudoeste (com azimute aproximadamente 255°). Segundo o Atlas Solar Rio Grande do Sul, a melhor inclinação e orientação para um painel fotovoltaico em Porto Alegre é 25° norte (ou seja, azimute 0°). Ao se instalar com orientação azimutal de 75°, se espera perdas de 8% com relação à um sistema orientado para o norte, já com orientação azimutal de 255°, as perdas esperadas ultrapassam os 15% (GOVERNO DO ESTADO DO RS, 2018).

Figura 21 – Localização do edifício, vista Oeste

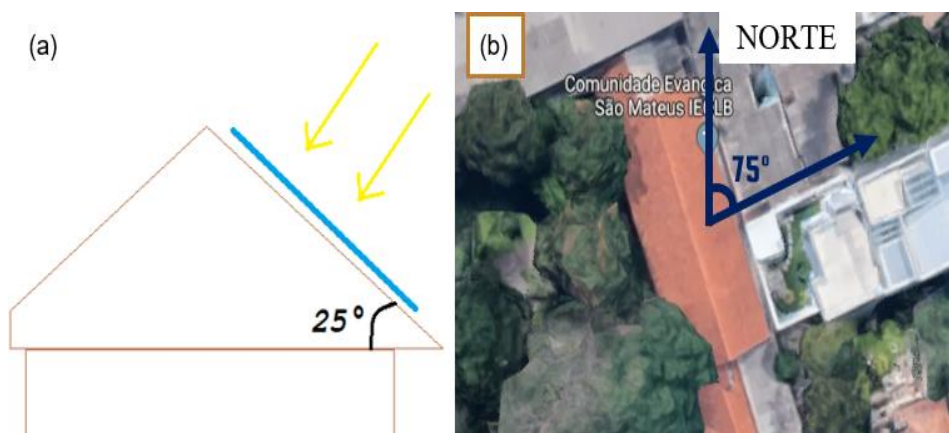


Fonte: GOOGLE MAPS (2019).

O telhado possui inclinação de 25° , logo, ao ser instalado diretamente no telhado, já se encontra na inclinação ótima para o local. A área disponível para instalação do sistema é de 150m^2 , conforme medições *in loco*. A figura 22 apresenta um esquema do posicionamento e localização dos painéis no telhado.

Figura 22 - Esquema do posicionamento dos painéis no telhado

(a) Transversal (b) Superior



Fonte: o Autor (2019) e Adaptado de GOOGLE MAPS (2019).

4.1.2 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR

Nesta etapa do trabalho, em posse das coordenadas, orientação e inclinação dos painéis a serem instalados, se fez o levantamento dos dados de irradiação e temperatura no local a partir da base de dados disponível no PVGIS TYM (Photovoltaic Geographical

Information System – Typical Meteorologic Year⁶), acessível a partir do *software* PVSyst (PVSyst, 2019).

Para o projeto, os dados utilizados foram de irradiação inclinada, os quais foram convertidos para Horas de Sol Pleno pela da Equação (12). Os dados de HSP médias no plano de inclinação 25° e azimute 75°, bem como a temperatura média local se encontram na tabela 1.

Tabela 1 - Recurso Solar no Local da Instalação

<i>Mês</i>	<i>Temperatura (°C)</i>	<i>HSP (h/dia)</i>
<i>Janeiro</i>	22,70	6,11
<i>Fevereiro</i>	26,18	6,03
<i>Março</i>	23,30	4,57
<i>Abril</i>	20,79	4,58
<i>Mai</i>	17,65	2,40
<i>Junho</i>	13,45	2,62
<i>Julho</i>	14,47	2,74
<i>Agosto</i>	18,23	3,21
<i>Setembro</i>	17,29	3,51
<i>Outubro</i>	18,81	5,43
<i>Novembro</i>	21,95	6,52
<i>Dezembro</i>	22,94	5,69
MÉDIA	19,78	4,45

Fonte: o Autor (2019).

4.1.3 LEVANTAMENTO DO HISTÓRICO DE CONSUMO

Para prosseguir com o dimensionamento do gerador, se faz necessária a obtenção de uma estimativa de consumo energético da instituição. A partir dos dados de consumo informados na fatura de energia da Paróquia (ANEXO A), se fez o levantamento deste histórico de consumo de energia, que são referentes ao período que abrange os meses de agosto de 2018 a agosto de 2019, reunidos na tabela 2.

⁶ Banco de dados gerado a partir de dados de satélites (EUROPEAN COMMISSION, 2019)

Tabela 2 - Histórico de consumo da unidade

<i>Mês</i>	<i>Consumo (kWh)</i>	<i>Dias Faturados</i>	<i>Média Diária (kWh/dia)</i>
<i>ago/18</i>	1684	28	60,14
<i>set/18</i>	1642	30	54,73
<i>out/18</i>	1710	33	51,82
<i>nov/18</i>	2170	33	65,76
<i>dez/18</i>	1701	24	70,88
<i>jan/19</i>	2542	33	77,03
<i>fev/19</i>	2453	29	84,59
<i>mar/19</i>	2438	32	76,19
<i>abr/19</i>	1842	29	63,52
<i>mai/19</i>	1606	30	53,53
<i>jun/19</i>	1425	33	43,18
<i>jul/19</i>	1700	28	60,71
<i>ago/19</i>	1700	30	56,67
MÉDIA	1892,31	-	62,98

Fonte: o Autor (2019).

4.1.4 PRÉ-PROJETO DO SISTEMA

4.1.4.1 Estimativa da potência nominal

De posse dos dados sobre energia luminosa disponível no local, bem como os dados referentes ao consumo elétrico da comunidade é possível estimar a potência requerida pelo sistema para o suprimento desta demanda por meio da Equação (13), sendo $E_{con} = 62,98$ kWh/dia, $HSP_{MD} = 4,45$ h/dia e TD de 75%.

Foi obtido como resultado potência de **18,87kW**.

4.1.5 ORÇAMENTOS

Para a definição do sistema proposto no presente trabalho foram requisitadas 16 propostas comerciais de sistemas de geração solar, provenientes de 14 empresas diferentes. Para tal, se solicitou um sistema com a potência nominal de 20kW⁷, com a área máxima de 150m².

⁷ O sistema foi superestimado para que o mesmo possa receber aumento de carga – desde que pouco expressivo.

4.2 SISTEMA PROPOSTO

4.2.1 AVALIAÇÃO DAS PROPOSTAS

Com as 16 propostas recebidas, se prosseguiu para a avaliação das mesmas, sendo a métrica definida, em ordem de importância: menor *payback*, maior TIR e VPL⁸ em 10 anos, menor preço e menor área utilizada. Também se levou em conta fatores como a reputação da empresa, garantia e qualidade dos equipamentos.

Após análise, foi selecionada a Proposta 1, que apresentou um sistema de 19,8kWp consistindo em 55 painéis de silício monocristalino de 360W da Amerisolar, utilizando uma área de 110m², e 1 inversor Fronius SYMO de 15kW. Os *datasheets* dos componentes de encontram nos ANEXOS B e C.

4.2.2 CARACTERÍSTICAS DO INVERSOR

Conforme as características do inversor, presentes no seu *datasheet* (Anexo B), o mesmo é adequado para a operação no sistema em questão. O inversor opera com um máximo de 22,5kWp na entrada, e entrega um máximo de 15kVA na sua saída. Possui eficiência máxima de 97,3%, e eficiência CEC⁹ de 96,5%. Sua distorção harmônica máxima é 3,5%, dentro dos limites aceitáveis no Brasil (igual a 5% de acordo com a NBR 16149) (ABNT, 2013.b).

O modelo possui um SPPM, e sua faixa de tensão máxima de entrada é 325 a 1kV, sendo a faixa útil de 325 a 850V. A corrente máxima suportada pelo equipamento é 75A, sendo 50A o limite útil de corrente, ou seja, valores superiores a este não serão convertidos, perdendo potência na saída.

A garantia do inversor é de 7 anos, sendo a vida útil estimada entre 10 e 15 anos¹⁰.

4.2.3 CARACTERÍSTICAS DOS PAINÉIS

Os painéis Amerisolar AS – 6M PERC – 360W são módulos de silício monocristalino com as seguintes características: potência nominal 360W, tensão de circuito aberto (V_{OC}) 46,7V, corrente de curto circuito (I_{SC}) 9,89A. A eficiência decai

⁸ VPL e TIR foram calculadas seguindo o procedimento descrito na seção 4.3.3, com o valor da taxa SELIC de 6,19% - referente ao mês de agosto. (BACEN, 2019c)

⁹ Eficiência *California Energy Commission* é uma média harmônica das eficiências em cada nível de potência do inversor, visto que a eficiência varia em função da potência de operação. (SOLAR CHOICE, 2019)

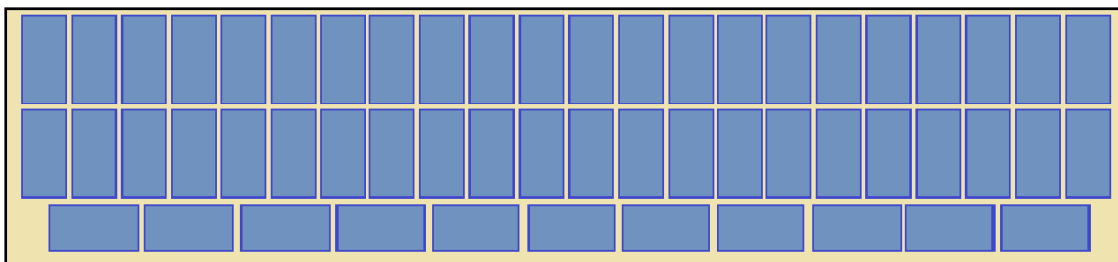
¹⁰ Na seção 4.3, para a análise de viabilidade econômica do projeto, foram propostos três cenários: otimista, com uma troca de inversor aos 15 anos, médio, com duas trocas de inversor (10 e 20 anos) e pessimista, com quatro trocas (7, 14, 21 e 28 anos)

linearmente de 97% da potência nominal no primeiro ano a 80% no 30º ano – vim da vida útil. A tensão e corrente de nominais são, respectivamente: 38,1V e 9,45A.

4.2.4 ESQUEMA DE DISPOSIÇÃO E LIGAÇÃO DOS PAINÉIS

Com 150m² disponíveis, o telhado da Paróquia suporta o sistema proposto. A disposição dos módulos consiste em duas linhas de painéis na vertical (com 22 painéis cada) e uma linha na horizontal (com os 11 restantes). O esquema de disposição dos painéis sobre o telhado está ilustrado na figura 23.

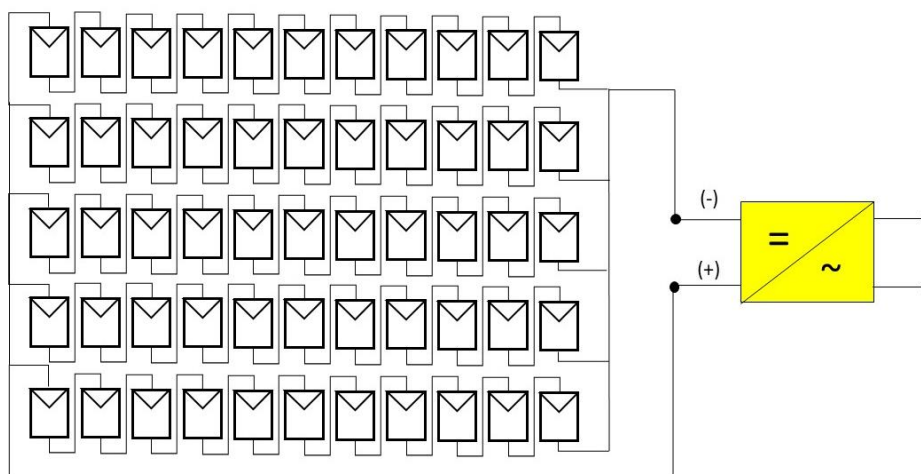
Figura 23 - Vista superior do esquema de disposição dos painéis sobre o telhado



Fonte: o Autor (2019).

Quanto à conexão elétrica, os painéis serão ligados em 5 *strings* de 11 painéis. Desta forma, a tensão na saída do conjunto e na entrada do inversor, a partir da Equação (8), é de 419,1V e a corrente, calculada com a Equação (5), é igual a 47,25A, ambos respeitando as faixas de tensão útil e máxima de entrada no inversor e a corrente no mesmo, respectivamente. O esquema de conexão é ilustrado pela figura 24.

Figura 24 - Esquema de ligação dos painéis



Fonte: o Autor (2019).

4.3 PERFORMANCE DO SISTEMA

Após o gerador dimensionado e seus componentes, disposição e ligação definidos, foi feita a avaliação da performance do sistema através da simulação do mesmo com o uso da ferramenta computacional *PVSyst* (PVSYST, 2019). Os dados de entrada utilizados foram: dados de irradiação solar e temperatura da região, dados do inversor e dados dos painéis e fatores que influenciam nas perdas do sistema.

4.3.1 ANÁLISE DE PERDAS

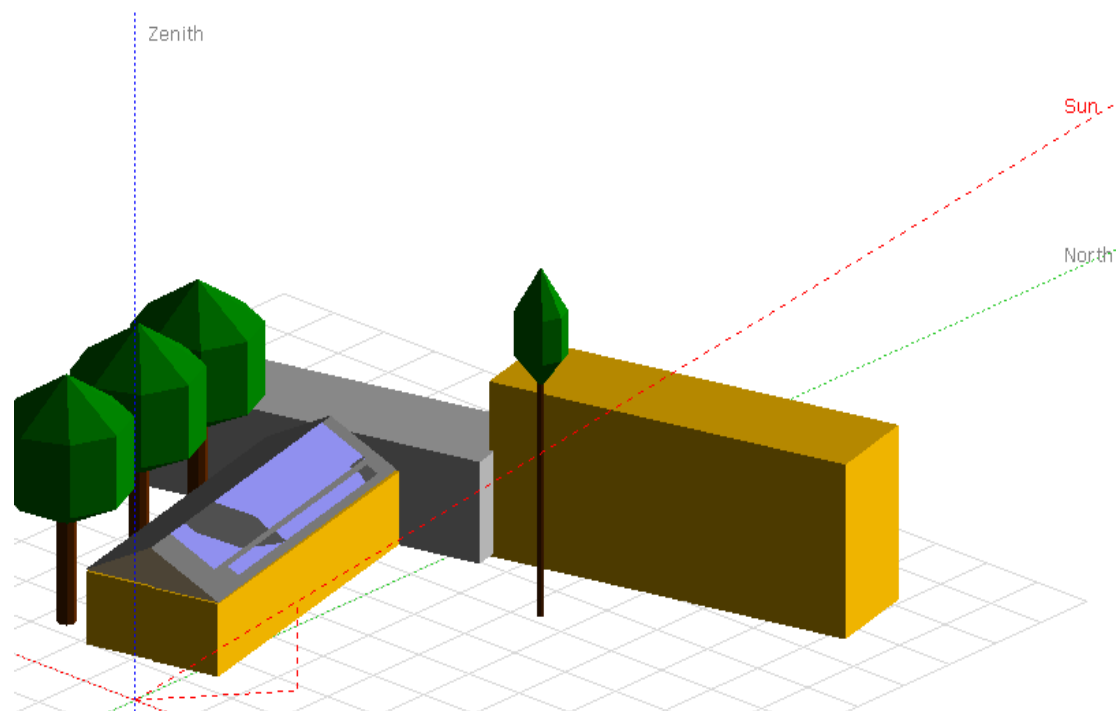
Para se simular a performance do gerador com fidelidade, deve-se definir e avaliar as perdas do mesmo. As principais fontes de perdas em sistemas de geração solar fotovoltaicos típicos são: temperatura, sombreamento, sujeira, conversão cc-ca (inversor) e perdas por cabeamento.

4.3.1.1 Sombreamento

A análise das perdas por sombreamento foi feita com o uso da ferramenta *PVSyst*. O *software* possui um modelador 3D, o qual permite a modelagem do local, posicionando obstáculos como árvores e prédios vizinhos, e a análise tanto visual quanto quantitativa do sombreamento. Esta análise visual auxiliou na busca do posicionamento ótimo do sistema.

Com o local modelado, foi possível visualizar as sombras a cada hora do dia, bem como a cada dia do ano. A figura 25 mostra uma das simulações, com dados referentes ao dia 15/07/18, às 9h.

Figura 25 - Cena modelada no PVSyst para análise de sombreamento



Fonte: o Autor (2019).

A ferramenta também permite uma análise quantitativa, contabilizando a perda total durante um dia. Assim sendo, para se estimar as perdas por sombreamento em um dado mês, se realizou o procedimento descrito para o dia 15 do mês em questão, se obtendo os valores da tabela 3 – perdas acumuladas – presente na seção 4.3.1.5.

4.3.1.2 Temperatura

Pelo fato de a temperatura ter efeito sobre a curva I-V do painel fotovoltaico, a mesma pode – e deve – ser considerada uma fonte de perdas do sistema.

As perdas por temperatura foram determinadas através de simulação com a ferramenta PVSyst, a partir dos dados de temperatura e irradiância, disponíveis na tabela 1, e temperatura nominal de operação da célula (45°C) e coeficiente de temperatura do painel (-0,41%/°C), disponíveis do *datasheet* do mesmo (Anexo C). Foi obtido o valor de 12,36% ao ano.

4.3.1.3 Sujeira

As perdas por sujeira (ou *soiling*) são perdas referentes à neve, terra, poeira ou qualquer outra partícula que seja capaz de cobrir a superfície do módulo FV. Esta sujeira pode ser proveniente de diversas fontes, tais como: poluição, vento, erupções vulcânicas

ou até o tráfego de automóveis. Este acúmulo de partículas influencia no total de energia entregue pelo sistema (MAGHANI, 2016).

Os valores destas perdas podem variar de valores desprezíveis, da ordem de 0%, a muito elevados, próximos de 20%. Assim sendo, para o presente trabalho, os valores serão estimados como idênticos ao obtido no experimento realizado por Nascimento e Rütter (2014), no qual os autores verificaram perdas da ordem de 5,3% na produção de painéis após aproximadamente 2 anos de acúmulo de sujeira.

4.3.1.4 Degradação

Sendo o principal componente do sistema, o módulo fotovoltaico não possui eficiência fixa ao longo de sua vida útil. Conforme o *datasheet* do painel (Anexo B), a garantia de eficiência de geração do painel é do tipo linear, ou seja, inicia com eficiência de 97% no primeiro ano e decai linearmente até 80% no ano 30.

4.3.1.5 Perdas acumuladas

Para se fazer a estimativa de geração, se faz necessário a avaliação de todas as perdas. Como não se observa interrelação direta entre as perdas, pode-se estimar a perda total do sistema como a soma das perdas individuais, ou seja, as perdas por sombreamento, cabeamento, sujeira, temperatura, conversão cc-ca e perdas no painel, definidas nos respectivos *datasheets* pela eficiência máxima, no caso do inversor, e garantia de potência, no caso do painel fotovoltaico. As perdas acumuladas, portanto, são calculadas pela Equação 19:

$$Perdas = \sum Perda_{individual} \quad (19)$$

Após a avaliação individual das fontes de perdas se obteve a tabela 3, que agrega as perdas totais do primeiro ano. Note que as perdas por temperatura, por serem simuladas ao longo de um período de uma ano, não estão discriminadas mês-a-mês, apenas com o seu valor médio.

Tabela 3 - Perdas acumuladas do sistema – primeiro ano

<i>Mês</i>	<i>Sombreamento</i>	<i>Temperatura</i>	<i>Sujeira</i>	<i>Cabeamento</i>	<i>Inversor</i>	<i>Degradação¹¹</i>	<i>TOTAL</i>
<i>Janeiro</i>	1,60%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	24,76%
<i>Fevereiro</i>	2,70%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	25,86%
<i>Março</i>	3,10%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	26,26%
<i>Abril</i>	3,70%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	26,86%
<i>Mai</i>	5,80%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	28,96%
<i>Junho</i>	8,10%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	31,26%
<i>Julho</i>	5,90%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	29,06%
<i>Agosto</i>	3,70%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	26,86%
<i>Setembro</i>	3,10%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	26,26%
<i>Outubro</i>	2,60%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	25,76%
<i>Novembro</i>	1,40%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	24,56%
<i>Dezembro</i>	0,80%	-	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	23,96%
MÉDIA	3,54%	12,36%	5,30%	2,00%	3,50%	3,00%	26,70%

Fonte: o Autor (2019).

4.3.2 ENERGIA GERADA

A geração mensal do primeiro ano do sistema foi obtida através da simulação do sistema com o uso da ferramenta computacional *PVsyst* (PVSYST, 2019). Os dados de irradiação solar podem ser consultados tabela 1, as perdas acumuladas na tabela 3. Devido à limitação de potência de saída do inversor, nos meses em que o sistema apresenta potência superior ao dado limite, espera-se que haja o não aproveitamento total da energia luminosa disponível.

Após, foram subtraídos os valores do consumo mensal – presente na tabela 2 – e foi construída a tabela 4, que mostra os valores estimados de geração, consumo e saldo¹² energético de cada mês ao longo do primeiro ano de implementação do sistema. Os créditos acumulados são calculados somando-se o saldo do mês com os créditos acumulados anteriormente. Como não há créditos negativos no Sistema de Compensação de Energia Elétrica, o valor mínimo para a quantidade de créditos é zero. Com posse dos dados da tabela 4, se obteve o gráfico da figura 26.

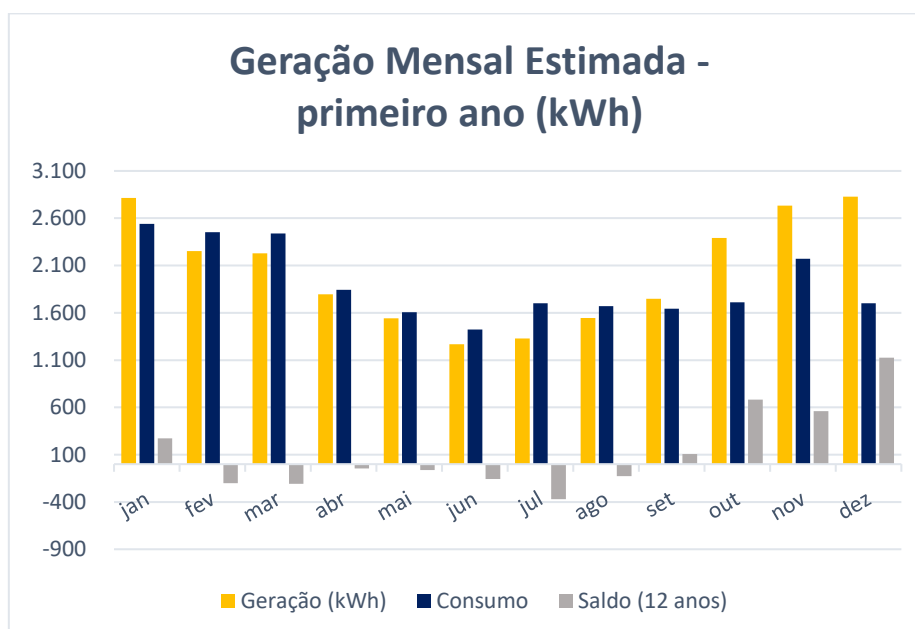
¹¹ Note que as perdas por degradação variam a cada ano

¹² Saldo torna-se crédito acumulado, no Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Tabela 4 - Geração, consumo e saldo mensal no primeiro ano (kWh)

<i>Mês</i>	<i>Geração</i>	<i>Consumo</i>	<i>Saldo</i>	<i>Créditos Acumulados</i>
<i>Janeiro</i>	2814	2542	272	272
<i>Fevereiro</i>	2253	2453	-200	72
<i>Março</i>	2230	2438	-208	0
<i>Abril</i>	1796	1842	-46	0
<i>Mai</i>	1542	1606	-64	0
<i>Junho</i>	1267	1425	-158	0
<i>Julho</i>	1330	1700	-370	0
<i>Agosto</i>	1544	1700	-156	0
<i>Setembro</i>	1748	1642	106	106
<i>Outubro</i>	2392	1710	682	788
<i>Novembro</i>	2732	2170	562	1350
<i>Dezembro</i>	2828	1701	1127	2477
TOTAL	24476	22900	-	-

Fonte: o Autor (2019)

Figura 26 - Estimativa de geração, consumo e saldo mensal no primeiro ano

Fonte: o Autor (2019)

Pela análise dos dados da tabela 3 e do gráfico da figura 26, se percebe que, no primeiro anos da implementação do gerador, o mesmo é capaz de suprir a demanda

energética da unidade nos meses: setembro, outubro, novembro, dezembro e janeiro, e utiliza o saldo acumulado nos meses: fevereiro, março, abril, maio, junho, julho e agosto. Ao final do período de um ano, estima-se que haverá uma quantidade de créditos acumulados de 2,477MWh, os quais serão utilizados nos meses em que a geração não supera o consumo, no ano seguinte.

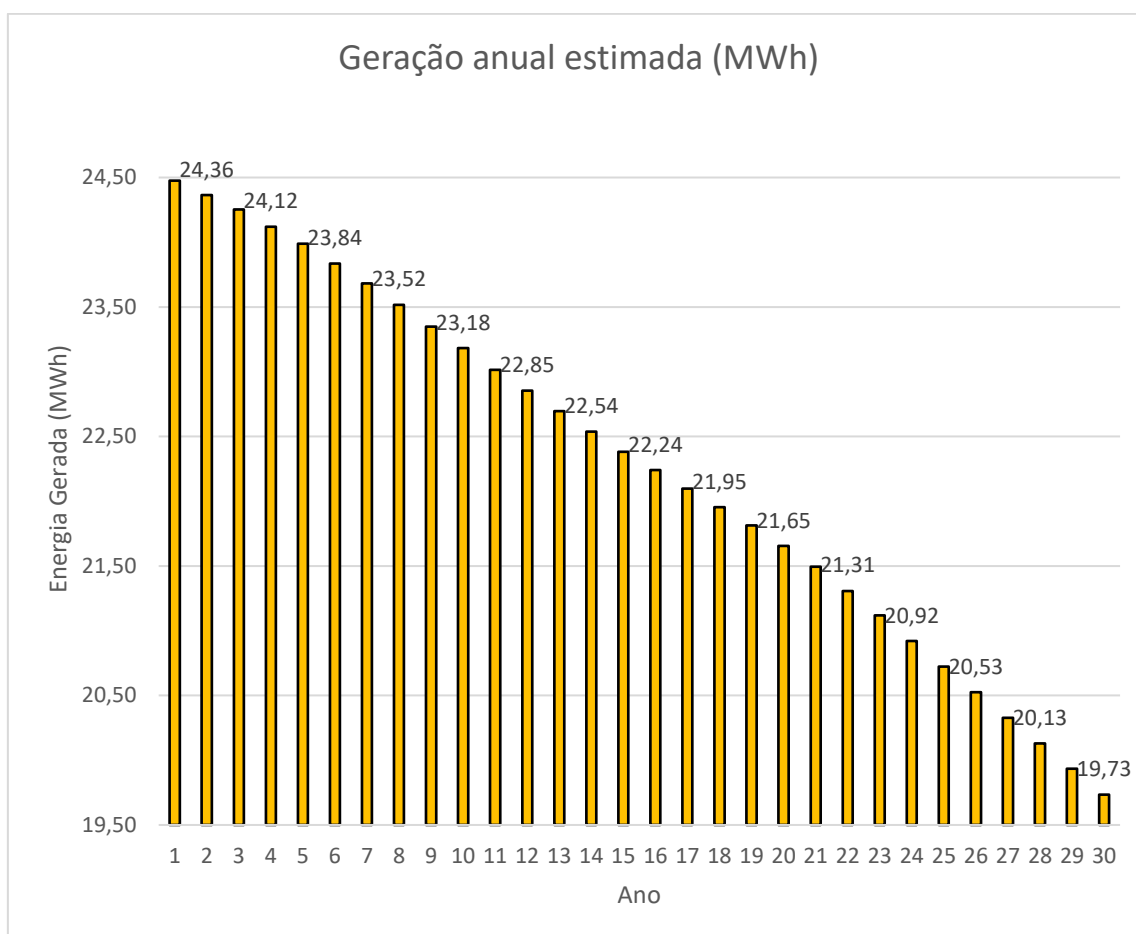
Como efeito da degradação dos painéis, a geração diminui a cada ano. Os valores de geração anual, portanto, estão agregados na tabela 5 e ilustrados na figura 27.

Tabela 5 – Estimativa de geração anual do sistema

<i>Ano</i>	<i>Geração (MWh)</i>	<i>Ano</i>	<i>Geração (MWh)</i>
1	24,48	16	22,24
2	24,36	17	22,10
3	24,25	18	21,95
4	24,12	19	21,81
5	23,99	20	21,65
6	23,84	21	21,49
7	23,68	22	21,31
8	23,52	23	21,12
9	23,35	24	20,92
10	23,18	25	20,72
11	23,01	26	20,53
12	22,85	27	20,33
13	22,69	28	20,13
14	22,54	29	19,93
15	22,38	30	19,73

Fonte: o Autor (2019)

Figura 27 - Estimativa de geração anual do sistema



Fonte: o Autor (2019)

Como pode-se observar na figura 27, há uma queda de performance do sistema, e a partir do ano 12 o mesmo não é mais capaz de suprir toda a demanda energética da instituição, sendo essa compensada pelos créditos acumulados até então.

4.4 ANÁLISE ECONÔMICA

De posse das características do sistema e o custo do mesmo, pode-se utilizar os indicadores econômicos relevantes para avaliar o projeto proposto. Portanto, o procedimento adotado será o seguinte: cálculo de estimativas de geração e consumo, da economia anual, e avaliação dos indicadores financeiros VPL, TIR e *Payback*.

4.4.1 GANHOS FINANCEIROS

Para a avaliação da viabilidade econômica do projeto proposto, se faz necessário o cálculo da economia mensal devido aos créditos acumulados com a geração de energia. Sendo assim, com a implantação do sistema de geração fotovoltaico a instituição terá sua

demanda energética totalmente suprida nos 11 primeiros anos, seja com a geração no próprio mês ou a utilização do saldo acumulado dos meses anteriores.

Na tabela 6 são demonstrados saldo, créditos acumulados e consumo ao final de cada mês, no primeiro ano do sistema. O consumo real é calculado pela soma entre o saldo e os créditos acumulados do mês anterior. Valores positivos representam que os créditos acumulados foram suficientes para suprir o consumo do mês, e, nestes casos, o consumo real é nulo, já valores negativos representam o contrário, e, nesses casos, o consumo real é o módulo deste valor. Se o consumo real for inferior a 100kWh, paga-se apenas o custo de disponibilidade.

Tabela 6 – Saldo, créditos acumulados e consumo da unidade no primeiro ano (kWh)

<i>Mês</i>	<i>Saldo</i>	<i>Créditos Acumulados</i>	<i>Consumo Real</i>	<i>Consumo Mínimo</i>
<i>Janeiro</i>	272	272	0	100
<i>Fevereiro</i>	-200	72	0	100
<i>Março</i>	-208	0	136	136
<i>Abril</i>	-46	0	46	100
<i>Mai</i>	-64	0	64	100
<i>Junho</i>	-158	0	158	158
<i>Julho</i>	-370	0	370	370
<i>Agosto</i>	-127	0	127	127
<i>Setembro</i>	106	106	0	100
<i>Outubro</i>	682	788	0	100
<i>Novembro</i>	562	1350	0	100
<i>Dezembro</i>	1127	<u>2477</u>	0	100
<i>TOTAL</i>	-		901	1591

Fonte: o Autor (2019).

Pode-se perceber, no primeiro ano da implementação do sistema, que há meses em que ainda não há saldo acumulado suficiente para o pagamento da tarifa mínima, conforme os dados da tabela 6. Porém, é notável que ao final do período se acumula um crédito de 2477kWh, a ser utilizado nos anos seguintes.

Neste tipo de empreendimento, não há ganho financeiro diretamente, mas sim indiretamente, devido ao não pagamento do consumo total da instituição. Com o valor da tarifa sendo R\$ 0,817735/kWh (Anexo A) pode-se calcular o valor pago à concessionária anualmente em dois casos, e compará-los:

- Sem o sistema gerador – utilizando os dados do histórico de consumo;
- Com o sistema gerador – utilizando a coluna “Consumo Mínimo” da tabela 6, para cada ano.

A tabela 7 mostra a economia anual da instituição devido à utilização do gerador solar conectado à rede.

Tabela 7 - Economia anual da instituição

<i>Ano</i>	<i>Sem sistema</i>	<i>Com sistema</i>	<i>Diferença</i>
1	R\$ 18.726,13	R\$ 1.301,02	R\$ 17.425,12
2	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
3	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
4	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
5	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
6	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
7	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
8	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
9	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
10	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
11	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
12	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
13	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
14	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
15	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
16	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
17	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
18	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
19	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
20	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
21	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
22	R\$ 18.726,13	R\$ 981,28	R\$ 17.744,85
23	R\$ 18.726,13	R\$ 1.118,67	R\$ 17.607,46
24	R\$ 18.726,13	R\$ 1.383,59	R\$ 17.342,54
25	R\$ 18.726,13	R\$ 1.466,16	R\$ 17.259,97
26	R\$ 18.726,13	R\$ 1.517,99	R\$ 17.208,14
27	R\$ 18.726,13	R\$ 1.634,18	R\$ 17.091,95
28	R\$ 18.726,13	R\$ 1.689,50	R\$ 17.036,63

29	R\$ 18.726,13	R\$ 1.824,60	R\$ 16.901,53
30	R\$ 18.726,13	R\$ 1.906,98	R\$ 16.819,15

Fonte: o Autor (2019).

Pode-se notar pela tabela 7 que o saldo acumulado até o ano 12 ainda é utilizado após este período, em anos em que o gerador não é capaz de suprir todo o consumo energético da instituição. Isso faz com que a instituição aumente em 10 anos o tempo de máximo ganho financeiro. Nota-se que, mesmo com os 60 meses de expiração dos créditos, os mesmos poderão ser utilizados neste caso, visto que em todos os anos há meses com saldo negativo – portanto haverá rotatividade dos créditos acumulados.

4.4.2 INDICADORES ECONÔMICOS

Os indicadores econômicos VPL, TIR e *Payback* foram calculados com base nos valores economizados com o não pagamento do consumo de eletricidade, devido ao uso dos créditos de energia do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, porém, para as estimativas econômicas, não foram considerados gastos com manutenção.

4.4.2.1 VPL e TIR

Um dos mais importantes indicadores de retorno financeiro é o VPL, que, para ser calculado recebe, como entrada, uma taxa de investimento. É comum esta taxa ser igual a TMA (Taxa Mínima de Atratividade) pois isto garante que o investimento, no caso de um VPL positivo, de fato tenha rendimento superior ao mínimo esperado. No caso do projeto em questão, por se tratar de uma instituição com atividades beneficentes, não há motivos para se trabalhar com taxas de investimentos agressivas, como as de fundos monetários ou mercado de ações.

Haja vista o apontado, a taxa de investimento a ser empregada na análise é a taxa SELIC¹³, também conhecida como taxa básica de juros. Segundo dados do Banco Central (BACEN, 2019a) a taxa Selic em setembro de 2019 fechou em 5,4% a.a.

Como o VPL envolve fluxo de caixa, com benefícios recebidos por um longo período de tempo (cerca de 30 anos), se faz interessante avaliar, também, o efeito da

¹³ “A Selic é a taxa básica de juros da economia. É o principal instrumento de política monetária utilizado pelo Banco Central (BC) para controlar a inflação. Ela influencia todas as taxas de juros do país, como as taxas de juros dos empréstimos, dos financiamentos e das aplicações financeiras.” (BACEN, 2019c).

inflação sobre o preço da energia, ou seja, se estimar o aumento anual da mesma. Para se contabilizar o aumento dos preços foi utilizada a Equação (20), derivada da Equação (11).

Um dos indicadores para a inflação é a taxa que mede o aumento dos preços para o consumidor final, o IPCA¹⁴, e, a longo prazo, essa pode ser aproximada por 4% (BACEN, 2019b).

$$P_n = P_0(1 + IPCA)^n \quad (20)$$

Onde:

P_0 : benefício a ser ajustado (\$);

IPCA: 4% a.a.

Sendo assim, se considerando a implantação do projeto em 01/01/2020, o fluxo de caixa do projeto, durante os doze primeiros anos, com os valores corrigidos pela inflação (IPCA) é demonstrado na tabela 8.

Como o inversor possui vida útil diferente dos painéis, foram consideradas possíveis substituições do mesmo ao longo da vida útil do projeto. Para tal se considerou três possíveis cenários, baseados na garantia, vida útil média e vida útil máxima do componente. O fluxo de caixa da tabela 8 reúne os três cenários propostos:

- Otimista: saída na cor verde, uma troca de inversor aos 15 anos;
- Médio: saídas na cor azul, trocas aos 10 e 20 anos;
- Pessimista: saídas em vermelho, com trocas em 7, 14, 21 e 28 anos.

O custo do inversor foi considerado de R\$16.019,38 no ano de 2019 (NOTCELL, 2019) e também foi atualizado pela inflação IPCA.

¹⁴ “ (...) o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA que tem por objetivo medir a inflação de um conjunto de produtos e serviços comercializados no varejo, referentes ao consumo pessoal das famílias. (...) Esse índice de preços tem como unidade de coleta estabelecimentos comerciais e de prestação de serviços, concessionária de serviços públicos e internet (...)” (IBGE, 2019).

Tabela 8 - Fluxo de Caixa otimista, médio e pessimista na vida útil do projeto

ANO	Saída	Entrada
2020	(R\$67.590,00)	R\$ 17.425,12
2021	-	R\$ 18.454,64
2022	-	R\$ 19.192,83
2023	-	R\$ 19.960,54
2024	-	R\$ 20.758,96
2025	-	R\$ 21.589,32
2026	(R\$20.269,63)	R\$ 22.452,90
2027	-	R\$ 23.351,01
2028	-	R\$ 24.285,05
2029	(R\$22.800,57)	R\$ 25.256,45
2030	-	R\$ 26.266,71
2031	-	R\$ 27.317,38
2032	-	R\$ 28.410,08
2033	(R\$26.673,45)	R\$ 29.546,48
2034	(R\$27.740,38)	R\$ 30.728,34
2035	-	R\$ 31.957,47
2036	-	R\$ 33.235,77
2037	-	R\$ 34.565,20
2038	-	R\$ 35.947,81
2039	(R\$33.750,42)	R\$ 37.385,72
2040	(R\$35.100,43)	R\$ 38.881,15
2041	-	R\$ 40.436,40
2042	-	R\$ 41.728,25
2043	-	R\$ 42.744,44
2044	-	R\$ 44.242,55
2045	-	R\$ 45.874,08
2046	-	R\$ 47.386,92
2047	(R\$46.189,78)	R\$ 49.122,88
2048	-	R\$ 50.682,69
2049	-	R\$ 52.453,08

Fonte: o Autor (2019).

Com os dados da tabela 8 e a Equação (10) foi possível elaborar a tabela 9, que agrupa os resultados dos cenários otimista, médio e pessimista tanto para os 12 primeiros anos do projeto quanto para a vida útil do mesmo.

Tabela 9 - VPL e TIR estimados para o projeto

	12 anos		Vida útil (30 anos)	
	VPL	TIR	VPL	TIR
<i>Otimista</i>	R\$120.010,44	27,99%	R\$335.218,81	29,94%
<i>Médio</i>	R\$106.535,10	27,09%	R\$322.558,60	29,39%
<i>Pessimista</i>	R\$105.983,55	26,32%	R\$298.797,36	28,47%

Fonte: o Autor (2019).

Analisando os resultados, pode-se dizer que o investimento é economicamente viável mesmo no pior cenário, visto que o VPL é não negativo, e a TIR é maior que a TMA, definida como a taxa SELIC (5,4%) neste projeto.

Comparando a TIR obtida com o rendimento da poupança, de 3,8% em outubro de 2019 (BACEN, 2019c) esta diferença fica ainda mais pronunciada. No longo prazo, portanto, pode-se dizer que, do ponto de vista de retorno financeiro a longo prazo, é mais vantajoso investir no sistema solar do que na poupança ou em Títulos do Tesouro SELIC.

4.4.2.2 Payback

O tempo de retorno também é fator decisivo para projetos de grande porte, sendo esse calculado a partir dos valores de economia mensal, disponíveis na Tabela 5. Tanto para o *payback* simples como para o compensado o valor da tarifa de energia foi reajustado pela inflação. O *payback* compensado foi reajustado utilizando a SELIC como taxa de investimento. A tabela 10 reúne os valores economizados e os saldos compensados e não compensados pela taxa SELIC, para os 50 primeiros meses do investimento¹⁵. Valores negativos estão na cor vermelha.

Tabela 10 – Fluxo de caixa dos 50 primeiros meses do projeto

Mês	Saldo		Saldo	
	Ganho	Compensado	Ganho	Compensado
1	R\$1.996,91	R\$(65.593,09)	R\$1.894,60	R\$(65.695,40)
2	R\$1.924,13	R\$(63.668,96)	R\$1.825,55	R\$(63.869,85)
3	R\$1.882,43	R\$(61.786,53)	R\$1.785,98	R\$(62.083,87)
4	R\$1.424,49	R\$(60.362,04)	R\$1.351,51	R\$(60.732,35)
5	R\$1.231,51	R\$(59.130,53)	R\$1.168,41	R\$(59.563,94)

¹⁵ Note que o cenário simulado é irrelevante para o *payback* visto que a primeira troca de inversor do cenário pessimista se dá apenas após 7 anos.

6	R\$1.036,07	R\$(58.094,46)	R\$982,99	R\$(58.580,95)
7	R\$1.087,59	R\$(57.006,87)	R\$1.031,87	R\$(57.549,08)
8	R\$1.262,58	R\$(55.744,29)	R\$1.197,90	R\$(56.351,19)
9	R\$1.260,95	R\$(54.483,34)	R\$1.196,34	R\$(55.154,84)
10	R\$1.316,55	R\$(53.166,79)	R\$1.249,10	R\$(53.905,74)
11	R\$1.692,71	R\$(51.474,08)	R\$1.605,99	R\$(52.299,75)
12	R\$1.309,19	R\$(50.164,88)	R\$1.242,12	R\$(51.057,63)
13	R\$1.996,91	R\$(48.167,98)	R\$1.869,43	R\$(49.188,20)
14	R\$1.924,13	R\$(46.243,85)	R\$1.801,30	R\$(47.386,90)
15	R\$1.911,86	R\$(44.331,98)	R\$1.789,82	R\$(45.597,08)
16	R\$1.424,49	R\$(42.907,49)	R\$1.333,56	R\$(44.263,52)
17	R\$1.231,51	R\$(41.675,98)	R\$1.152,89	R\$(43.110,62)
18	R\$1.083,50	R\$(40.592,48)	R\$1.014,33	R\$(42.096,29)
19	R\$1.308,38	R\$(39.284,10)	R\$1.224,86	R\$(40.871,43)
20	R\$1.284,66	R\$(37.999,44)	R\$1.202,65	R\$(39.668,78)
21	R\$1.260,95	R\$(36.738,49)	R\$1.180,45	R\$(38.488,32)
22	R\$1.316,55	R\$(35.421,94)	R\$1.232,51	R\$(37.255,81)
23	R\$1.692,71	R\$(33.729,23)	R\$1.584,66	R\$(35.671,16)
24	R\$1.309,19	R\$(32.420,04)	R\$1.225,62	R\$(34.445,54)
25	R\$1.996,91	R\$(30.423,13)	R\$1.844,60	R\$(32.600,93)
26	R\$1.924,13	R\$(28.499,00)	R\$1.777,38	R\$(30.823,56)
27	R\$1.911,86	R\$(26.587,13)	R\$1.766,05	R\$(29.057,51)
28	R\$1.424,49	R\$(25.162,64)	R\$1.315,85	R\$(27.741,66)
29	R\$1.231,51	R\$(23.931,13)	R\$1.137,58	R\$(26.604,08)
30	R\$1.083,50	R\$(22.847,63)	R\$1.000,86	R\$(25.603,22)
31	R\$1.308,38	R\$(21.539,25)	R\$1.208,59	R\$(24.394,64)
32	R\$1.284,66	R\$(20.254,59)	R\$1.186,68	R\$(23.207,96)
33	R\$1.260,95	R\$(18.993,64)	R\$1.164,77	R\$(22.043,18)
34	R\$1.316,55	R\$(17.677,09)	R\$1.216,14	R\$(20.827,04)
35	R\$1.692,71	R\$(15.984,38)	R\$1.563,61	R\$(19.263,44)
36	R\$1.309,19	R\$(14.675,19)	R\$1.209,34	R\$(18.054,09)
37	R\$1.996,91	R\$(12.678,28)	R\$1.820,10	R\$(16.233,99)
38	R\$1.924,13	R\$(10.754,15)	R\$1.753,77	R\$(14.480,22)
39	R\$1.911,86	R\$(8.842,28)	R\$1.742,59	R\$(12.737,64)
40	R\$1.424,49	R\$(7.417,79)	R\$1.298,37	R\$(11.439,27)
41	R\$1.231,51	R\$(6.186,28)	R\$1.122,47	R\$(10.316,80)

42	R\$1.083,50	R\$(5.102,78)	R\$987,57	R\$(9.329,23)
43	R\$1.308,38	R\$(3.794,40)	R\$1.192,53	R\$(8.136,70)
44	R\$1.284,66	R\$(2.509,74)	R\$1.170,92	R\$(6.965,78)
45	R\$1.260,95	R\$(1.248,79)	R\$1.149,30	R\$(5.816,48)
46	R\$1.316,55	R\$67,76	R\$1.199,99	R\$(4.616,49)
47	R\$1.692,71	R\$1.760,47	R\$1.542,84	R\$(3.073,65)
48	R\$1.309,19	R\$3.069,66	R\$1.193,28	R\$(1.880,38)
49	R\$1.996,91	R\$5.066,57	R\$1.795,93	R\$(84,45)
50	R\$1.924,13	R\$6.990,70	R\$1.730,47	R\$1.646,02

Fonte: o Autor (2019).

Conforme descrito na tabela 10, o *payback* simples possui valor entre 45 e 46 meses e o *payback* compensado entre 49 e 50 meses.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 CONCLUSÕES

Ao final do trabalho, o sistema dimensionado em 19,8kWp custa R\$ 67.590,00 e é capaz de gerar cerca de 24,4MWh de energia no seu primeiro ano, suficiente para suprir mais que 100% da demanda de consumo da unidade nos 12 primeiros anos da utilização do mesmo. Após este período, a geração do sistema varia de 22,7MWh, 99% do consumo da instituição no 13º ano e 19,7MWh, cerca de 86%, no último ano da vida útil.

Em um cenário pessimista, com 4 substituições do inversor ao longo da vida útil do gerador, VPL e TIR nos primeiros 12 anos foram de R\$105.983,55 e 26,32% respectivamente, mostrando que mesmo no pior cenário – determinado pelo tempo de garantia do equipamento (inversor) – ainda é um empreendimento com rendimento superior aos investimentos conservadores do mercado, como Poupança ou Títulos do Tesouro SELIC.

Na vida útil do sistema o VPL varia entre R\$ 298.797,36 e R\$ 335.218,81 – pessimista e otimista, respectivamente – e a TIR varia entre 28,47% e 29,94%. Estes números indicam que o investimento em questão é atrativo financeiramente, mesmo com a queda de performance dos painéis ou substituição de equipamentos devido ao desgaste.

O *payback* comum e compensado, respectivamente de 46 e 49 meses, demonstra um rápido tempo de retorno de investimento, próximo de 4 anos.

Pode-se concluir, portanto, que, no cenário atual, o projeto é viável e tem potencial para ser um grande aliado da instituição reduzindo custos operacionais e dando um bom exemplo à comunidade, ao gerar sua energia de maneira limpa e sustentável.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Por fim, deixa-se as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

1. Realizar uma estimativa de custos de manutenção mais robusta;
2. Realizar ensaios ou buscar formas de estimativas mais precisas das perdas por sujeira (*soiling*);
 - 2.1 Analisar a viabilidade na implementação um sistema de limpeza autônomo dos painéis.
3. Analisar a viabilidade econômica de sistemas semelhantes ao proposto com as novas regras de taxação do setor, previstas para 2020.

6 REFERÊNCIAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 10899. Energia solar fotovoltaica – Terminologia**. 2. ed. Brasília, 2013.a.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 16149. Sistemas fotovoltaicos, Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. 1. ed. Brasília, 2013.b.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 5410. Instalações elétricas de baixa tensão**. 2. ed. Brasília, (revisada em) 2008.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482**. ANEEL, 17 abr. 2012.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687**. ANEEL, 24 nov. 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos temáticos ANEEL: Micro e minigeração distribuída e Sistema de compensação de energia elétrica**. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2016.

BACEN – BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Históricos das Taxas de Juros*. 2019a. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>. Acesso em: 05/10/2019.

BACEN – BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Sistema de Expectativas de Mercado*. 2019b. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>>. Acesso em: 05/10/2019.

BACEN – BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Taxa Selic*. 2019c. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>. Acesso em: 05/10/2019.

BÜHLER, A. J.; SANTOS, F. H.; GABE, I. J. **Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais**. 9 p. – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar de Gramado, 2018.

CARNEIRO, J. **MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: Características e Associações**. 2010. 18 p. Universidade do Minho, Portugal, 2010.

CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia solar Princípios e aplicações**. Rio de Janeiro: 2006.

DAL MOLIN, G. C. **Estudo de viabilidade técnica e econômica para a instalação de painéis solares no departamento de engenharia elétrica da UFRGS**. 2018. 80 p. Projeto de Diplomação – UFRGS, Porto Alegre, 2018.

ENERGY SAGE – *The History of Solar Energy* – 2018 – Disponível em: <<https://news.energysage.com/the-history-and-invention-of-solar-panel-technology/>>. Acesso em: 15 abr. 2019.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2018**. 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2017**. 2017.

EUROPEAN COMMISSION. **PVGIS User Manual**. Disponível em: <<https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/usermanual>>. Acesso em: 3 dez. 2019.

FRAUNHOFER, Institute for Solar Energy Systems (ISE). **PHOTOVOLTAICS REPORT**, Freiburg: 2019. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>. Acesso em: 3 mai. 2019.

GOETZE, F. *Projeto de microgeração fotovoltaica residencial: estudo de caso*. 2017. 82 p. Trabalho de conclusão de curso – UFRGS, Porto Alegre, 2017.

GOOGLE MAPS. **Google Maps**. 2019. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/place/Comunidade+Evangica+São+Mateus+IECLB/@-30.1100525,-51.2544502,84a,35y,271.54h,58.86t/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x951983c94f347e21:0x4149a449eede2e8d!8m2!3d-30.1098773!4d-51.2556423>>. Acesso em: 2 set. 2019.

GOVERNO DO ESTADO DO RS. **Atlas Solar Rio Grande do Sul**. Secretaria de Minas e Energia. 2018.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA*. 2019. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=o-que-e>>. Acesso em: 05/10/2019.

INMETRO, Instituto Nacional De Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Tabela De Eficiência Energética – Sistema De Energia Fotovoltaica – Módulos**. Ed. 2017. 2017.

LABSOL – Laboratório de Energia Solar, UFRGS. **Download: RADIASOL2**. Porto Alegre. Disponível em: <<ftp://ftp.solar.ufrgs.br/progs/Radiasol2.zip>>. Acesso em: 12 de mai. 2019.

MAGHAMI, M. R, *et al.* *Power loss due to soiling on solar panel: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 59, p. 1307–1316. 13 jan. 2016.

NASCIMENTO, L. R., RÜTHER, R. **A Avaliação De Longo Prazo De Um Sistema Fotovoltaico Integrado À Edificação Urbana E Conectado À Rede Elétrica Pública**. 2014. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 5, n.1, p. 73-81. Jul. 2014.

NOTCELL SP Comércio Eletrônico. **Inversor Solar Fronius Symo 15kW Trifásico 380V**. Disponível em: <https://notcell.com.br/inversor-solar-fronius--aldo-solar-421005-2-symo-15kw-trifasico-380v-2-mppt-monitoramento-61728.html?gclid=Cj0KCQjwgNXtBRC6ARIsAIPP7RtW0dmezXuVj195SGFMU5xQdRSUBkJzm3hkvyzkm9QFeg57U0RAmY0aAj0iEALw_wcB>. Acesso em: 27/10/2019.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel/Cresesb, 2014.

PORTAL SOLAR – *Célula fotovoltaica* – 2019 – Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 29 abr.2019.

PORTAL SOLAR – *O Inversor Solar* – 2018.a – Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>>. Acesso em: 3 mai. 2019.

PORTAL SOLAR – *Tipos de Painel Fotovoltaico* – 2018.b – Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 3 mai. 2019.

PRIEB, C. W. M. **Desenvolvimento de um sistema de ensaio de módulos fotovoltaicos**. 2002. 66 p. Dissertação – UFRGS, Porto Alegre, 2002.

PVSYST. **PVsystem V.6.72**. SwitzerlandPVsyst AS, 2018. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com/em/>>. Acesso em: 14 jul. 2019.

REUTERS. **Energia solar deve crescer 44% no Brasil em 2019 com impulso de geração distribuída.** Época Negócios, jan. 2019. Disponível em: < <https://epocanegocios.globo.com/Economia/noticia/2019/01/epoca-negocios-energia-solar-deve-crescer-44-no-brasil-em-2019-com-impulso-de-geracao-distribuida.html>>. Acesso em: 27/10/2019.

ROMARO, L. C. *et al.* **Legislação e Modelos de Geração Fotovoltaica – E – Book #0004.** Greener, 2016.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JORDAN, B. D. **Essentials of Corporate Finance.** 9 ed. Nova Iorque: Editora McGraw – Hill Education, 2015.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos.** 1 ed. Florianópolis: Editora UFSC, 2004.

SCHMELA, M. *et al.* **Global Market Outlook.** Bruxelas. *Solar Power Europe*, 2018.


SOLAR CHOICE. **Types of solar inverter efficiency.** Disponível em:< <https://www.solarchoice.net.au/blog/types-of-solar-inverter-efficiency/>>. Acesso em: 05 dez. 2019.

UJAEN, Universidad de Jaén. **Web Cursolar.** Espanha, 2004. Disponível em <<http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/index.htm>>. Acesso em: 25 de abr. 2019.

WIKIPÉDIA – *Solar Cell* – 2014 – Disponível em: < https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_cell#/media/File:From_a_solar_cell_to_a_PV_system.svg>. Acesso em: 4 mai. 2019.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede Elétrica.** 1 ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

ANEXO A – Fatura de energia referente ao mês de agosto de 2019 da instituição.



CEEE
DISTRIBUIÇÃO

COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELETRICA
Av. Joaquim Porto Villanova, 201. Pr. A, s. 721 - CEP 91410-400
Porto Alegre/RS
CNPJ: 08.467.115/0001-00 I.E: 096/3156659
NOTA FISCAL / CONTA DE ENERGIA ELETRICA
FAT: 01-201941684128145-17 CFOP: 5.253
Serie Unica n.: 98790783

Número da UC
Código para débito em conta corrente

67455646

Dados cadastrais
COMUNIDADE EVANGELICA DE CONFISSAO LUTERNA SAO MATEUS EM PORTO ALEGRE

RUA SGT NICOLAU DIAS DE FARIAS, 568
PORTO ALEGRE-RS
CPJ: 19369315000139
Classificacao COMERCIAL, SERVICOS, OUTRAS ATIVIDADES, ATIVID AM [1.5.93.5]
Tensao Nominal 127V TRIFASICO Loc/Etape/Liv 1801/12/003806

CONSUMO	FATURAMENTO	VENCIMENTO	TOTAL
1700 kWh	AGO/2019	04/09/2019	R\$**1.484,44

Descricao	Quantidade	Preco	Valor Total
CONSUMO	1700	0,817735	1.390,15
ADIC BAND. AMARELA			19,04
ADIC BAND. VERMEL P1			50,77
CONTRIB ILLUM. PUB. PREFEITURA			24,48

Tributos (Valores incluidos no preco)

ICMS R\$ 437,98 (Base para calculo R\$ 1.459,96, Aliquota 30%)
PIS/COFINS R\$ 44,32 (Aliquota 3,04%)

Composicao da Fatura (em R\$)

Geracao	Transmissao	Distribuicao	Perdas	Encargos Setoriais	Tributos
509,41	63,27	178,07	80,44	146,47	482,30

Reservado ao Fisco

4828.4C78.44E5.6271.3A1D.2A90.A26B.5698

	Mes/Ano	Dias de Consumo	Consumo diario	Periodo Fiscal	08/2019
Consumo Faturado em kWh:	AGO/19	30	1700 56,67	Emissao / Apresentacao	28/08/2019
	JUL/19	28	1700 60,71	Proxima leitura prevista	17/09/2019
	JUN/19	30	1425 43,18	Equipamentos	45285550
	MAI/19	30	1606 53,53	Anterior	Atual
	ABR/19	29	1842 63,51	Data	16/07/2019 15/08/2019
	MAR/19	32	2438 76,18	Leitura	66934 69768
	FEV/19	29	2453 84,58	Consumo kWh	1700
	JAN/19	31	2542 77,03	Reativo kvarh	1700
	DEZ/18	24	1701 70,87		
	NOV/18	30	2170 65,75	Origem da leitura atual:	LIDA
OUT/18	31	1710 51,81	Fator de Multiplicacao	0,60	
SET/18	30	1642 54,73	Perdas de Transformacoes (%)	0	
AGO/18	30	1684 54,73	Fator de Potencia	1,00	

ANEXO B – Datasheet do Inversor Fronius SYMO 15.0-3 208.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3 208/240, 12.0-3 208/240, 10.0-3 480, 12.5-3 480, 15.0-3 208)

GENERAL DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Weight		91.9 lbs. / 41.7 kg		76.7 lbs. / 34.8 kg		78.3 lbs. / 35.5 kg
INPUT DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Max. permitted PV power		15.00 kW	18.00 kW	15.00 kW	18.75 kW	22.50 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)		25.0 A / 16.5 A				50.0 A
Max. usable input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		41.5 A				50.0 A
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)		37.5 A / 24.8 A				75.0 A
Max. admissible input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		62.2 A	62.2 A	62.2 A	62.2 A	75.0 A (1 MPPT)
Integrated DC string fuse holders <i>Must be specified when ordering</i>		None	None	None	None	Integrated: 6- and 6+
MPP voltage range		300 - 500 V		300 - 800 V	350 - 800 V	325 - 850 V
Operating voltage range		200 - 600 V		200 - 1,000 V		325 - 1,000 V
Max. input voltage		600 V			1,000 V	
Nominal input voltage	208 V	350 V	350 V	N/A	N/A	325 V
	240 V	370 V	370 V	N/A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	675 V	685 V	N/A
Admissible conductor size DC		AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminium direct, AWG 4 copper or aluminium with input combiner				
Number of MPPT		2				1
OUTPUT DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Max. output power	208 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A	15,000 VA
	240 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	9,995 VA	12,495 VA	N/A
Max. output fault current / Duration		43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	67.7 A RMS / 153.0 ms
Max. continuous output current	208 V	27.7 A	33.3 A	N/A	N/A	41.6 A
	240 V	24.0 A	28.9 A	N/A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	12.0 A	15.0 A	N/A
Recommended OCPD/AC breaker size	208 V	35 A	45 A	N/A	N/A	60 A
	240 V	30 A	40 A	N/A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	15 A	20 A	N/A
Max. efficiency		97.0 %		98.1 %	98.1 %	97.3 %
CEC efficiency	208 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A	96.5 %
	240 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	96.5 %	97.0 %	N/A
Admissible conductor size AC		AWG 14 - AWG 6				
Grid connection		208 / 240 V	208 / 240 V	480 V Delta +N**		208 V
Frequency		60 Hz				
Total harmonic distortion		< 1.75 %				< 3.5%
Power factor		0 - 1 ind./cap.				

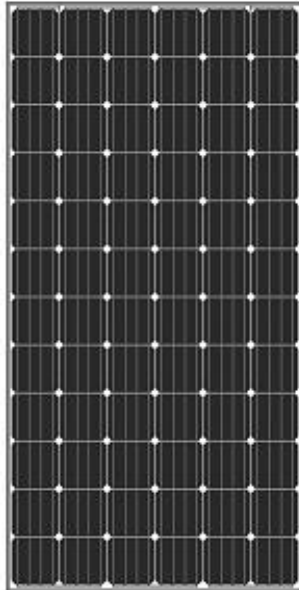
**+N for sensing purposes - no current carrying conductor.

ANEXO C – Datasheet do painel fotovoltaico Amerisolar AS-6M.



AS-6M PERC

MONOCRYSTALLINE MODULE



Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution

ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

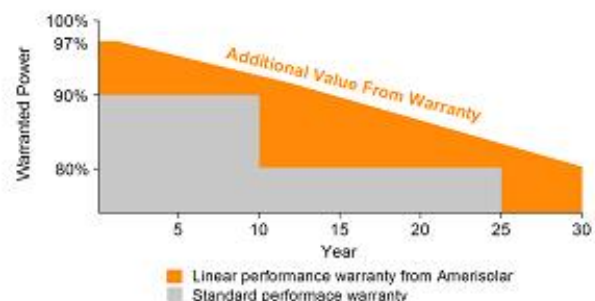
- High module conversion efficiency up to 18.55% by using Passivated Emmitter Rear Contact (PERC) technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.

CERTIFICATIONS

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, CE, CQC, CGC, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), Kemco(South Korea), KS(South Korea), MCS(UK), CEC(Australia), FSEC(FL-USA), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system

SPECIAL WARRANTY

- 12 years limited product warranty.
- Limited linear power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output, 30 years 80.6% of the nominal power output.



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC								
Nominal Power (P_{max})	325W	330W	335W	340W	345W	350W	355W	360W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	46.0V	46.1V	46.2V	46.3V	46.4V	46.5V	46.6V	46.7V
Short Circuit Current (I_{sc})	9.12A	9.21A	9.33A	9.45A	9.57A	9.68A	9.78A	9.89A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	37.4V	37.5V	37.6V	37.7V	37.8V	37.9V	38.0V	38.1V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.69A	8.80A	8.91A	9.02A	9.13A	9.24A	9.35A	9.45A
Module Efficiency (%)	16.75	17.01	17.26	17.52	17.78	18.04	18.30	18.55
Operating Temperature	-40°C to +85°C							
Maximum System Voltage	1000V DC							
Fire Resistance Rating	Type 1 (in accordance with UL 1703) Class Q (IEC 61730)							
Maximum Series Fuse Rating	15A							

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT								
Nominal Power (P_{max})	239W	243W	247W	250W	254W	258W	262W	266W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	42.4V	42.5V	42.6V	42.7V	42.8V	42.9V	43.0V	43.1V
Short Circuit Current (I_{sc})	7.39A	7.46A	7.56A	7.65A	7.75A	7.84A	7.92A	8.01A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	34.1V	34.2V	34.3V	34.4V	34.5V	34.6V	34.7V	34.8V
Current at Nominal Power (I_{mp})	7.01A	7.11A	7.20A	7.27A	7.37A	7.46A	7.55A	7.65A

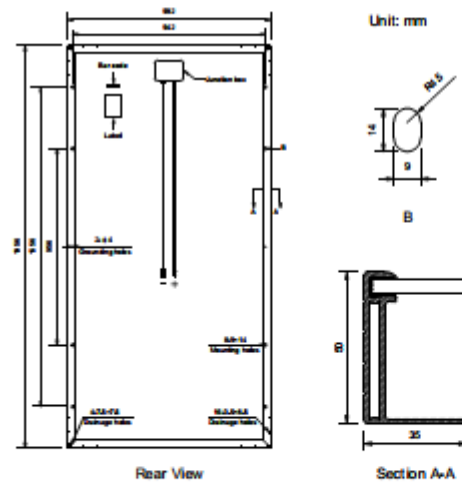
NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell type	Monocrystalline PERC 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	72 (6x12)
Module dimensions	1956x992x50mm (77.01x39.06x1.97inches)
Weight	23kg (50.7lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 1000mm (39.37inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

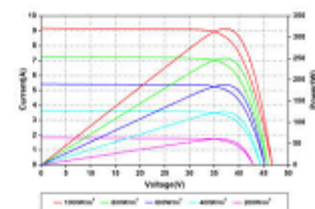
TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.41%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.31%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.05%/°C

PACKAGING	
Standard packaging	21pcs/pallet
Module quantity per 20' container	210pcs
Module quantity per 40' container	462pcs (GP) / 506pcs (HQ)

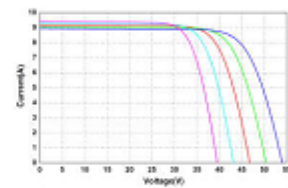
ENGINEERING DRAWINGS



IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

Amerisolar and Amerisolar logo denoted with ® are registered trademarks of Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd.

ANEXO D- Propostas

Proposta	Potência Pico (kWp)	Potência por Pannel (W)	Número de Painéis	Potência Inversor (kW)	Número de Inversores	Preço Final (R\$)	Investimento por Kilowatt	Geração mensal (kWh)	Payback (meses)	VPL em 10 anos (R\$)	TIR na vida útil
1	19,800	360	55	15	1	R\$ 67.590,00	R\$ 3,41	1970,60	40	119.945,97	34,13%
2	20,100	335	60	20	1	R\$ 84.460,00	R\$ 4,20	2000,45	49	104.446,81	28,21%
3	22,440	340	66	20	1	R\$ 79.956,79	R\$ 3,56	2233,34	47	108.950,02	29,60%
4	20,460	330	62	10	2	R\$ 90.662,33	R\$ 4,43	2036,28	53	52.950,31	26,19%
5	21,600	360	60	20	1	R\$ 75.900,00	R\$ 3,51	2149,74	44	113.006,83	30,99%
6	18,020	340	53	5	3	R\$ 57.173,00	R\$ 3,17	1793,44	37	113.503,68	36,43%
7	21,200	265	80	25	1	R\$ 90.133,00	R\$ 4,25	2109,93	53	98.773,81	26,65%
8	22,440	330	68	20	1	R\$ 76.685,00	R\$ 3,42	2233,34	45	112.221,81	30,71%
9	21,440	335	64	10	2	R\$ 79.000,00	R\$ 3,68	2133,82	46	109.906,81	29,92%
10	20,800	325	64	20	1	R\$ 70.000,00	R\$ 3,37	2070,12	41	118.906,81	33,29%
11	17,000	340	50	13	1	R\$ 79.000,00	R\$ 4,65	1691,93	54	82.015,71	26,01%
12	21,080	340	62	10	2	R\$ 69.570,00	R\$ 3,30	2097,99	41	119.336,81	33,48%
13	10,890	330	33	10	1	R\$ 50.914,47	R\$ 4,68	1083,83	54	52.230,11	25,87%
14	19,875	265	75	20	1	R\$ 85.506,00	R\$ 4,30	1978,06	50	102.740,32	27,82%
15	20,400	340	60	20	1	R\$ 87.015,36	R\$ 4,27	2030,31	51	101.891,47	27,48%
16	22,440	340	66	30	1	R\$ 74.800,00	R\$ 3,33	2233,34	44	114.106,83	31,39%

Fonte: o Autor, 2019.

Por questões autorais o nome das empresas foi omitido. A proposta escolhida está destacada na cor verde.