

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA-UFSM
UNIVERSIDADE ABERTA DO BRASIL-UAB
EDUCAÇÃO A DISTÂNCIA DA UFSM-EAD
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA
APLICADA AOS PROCESSOS PRODUTIVOS**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E
ECONÔMICA DE UM SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO *GRID-TIE* EM UMA
EMPRESA DE PEQUENO PORTE DO SETOR
METAL-MECÂNICO**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

Pablo Kunz de Jesus

Santana do Livramento, RS, Brasil

2018

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO *GRID-TIE* EM UMA
EMPRESA DE PEQUENO PORTE DO SETOR
METAL-MECÂNICO**

Pablo Kunz de Jesus

Monografia apresentada ao Curso de Especialização em Eficiência Energética Aplicada aos Processos Produtivos (EaD) da Universidade Federal de Santa Maria-UFSM (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Especialista em Eficiência Energética Aplicada a Processos Produtivos.**

Orientador: Prof^ª. Dr. Flávio Dias Mayer

Santana do Livramento, RS, Brasil

2018

Kunz de Jesus, Pablo

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO *GRID-TIE* EM UMA EMPRESA DE PEQUENO PORTE DO SETOR METAL-MECÂNICO / por Pablo Kunz de Jesus. – 2018.

64 f.: il.; 30 cm.

Orientador: Flávio Dias Mayer

Monografia (Especialização) - Universidade Federal de Santa Maria-UFSM, EDUCAÇÃO A DISTÂNCIA DA UFSM-EAD, Curso de Especialização em Eficiência Energética Aplicada aos Processos Produtivos (EaD), RS, 2018.

1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Viabilidade Econômico-Financeira. 3. Sistema geração fotovoltaico. 4. Viabilidade De Instalação. I. Dias Mayer, Flávio. II. Título.

© 2018

Todos os direitos autorais reservados a Pablo Kunz de Jesus. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

E-mail: pablokunzz@gmail.com

Universidade Federal de Santa Maria-UFSM
EDUCAÇÃO A DISTÂNCIA DA UFSM-EAD
Curso de Pós-Graduação em Eficiência Energética Aplicada aos Processos
Produtivos

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Monografia de Especialização

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM
SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO *GRID-TIE* EM UMA EMPRESA DE
PEQUENO PORTE DO SETOR METAL-MECÂNICO

elaborada por
Pablo Kunz de Jesus

como requisito parcial para obtenção do grau de
Especialista em Eficiência Energética Aplicada a Processos Produtivos.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Flávio Dias Mayer, Dr.
(Presidente/Orientador)

Geomar Machado Martins, Dr. (UFSM)

Ronaldo Hoffmann, Dr. (UFSM)

Santana do Livramento, 14 de Dezembro de 2018.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar a Deus por me ajudar a superar todos os obstáculos e tornar possível mais uma conquista em minha vida.

Aos meus pais Nelson Silva de Jesus e Mariza Angélica Kunz de Jesus que sempre me apoiaram e depositaram os seus esforços em minha educação, estando ao meu lado nos momentos de aflições e de alegrias. Agradeço a eles por sempre me apoiarem em todas as minhas decisões.

Aos meus irmãos Tiago, Diego, Francielli e Thales e aos meus sobrinhos por todo amor, carinho e apoio incondicional.

À minha namorada Elenice, pelo amor, carinho e companheirismo, essenciais à minha caminhada na vida e ao apoio durante esta jornada, estando sempre disposta a me ajudar quando surgiram os mais inusitados problemas.

Ao professor Flávio Dias Mayer, por confiar no meu trabalho, solicitude em me ajudar em questões acadêmicas, por ter proporcionado diversas oportunidades de aprofundamento no tema de eficiência energética e energia solar fotovoltaica.

A todos os professores, tutores e colegas do Curso de Pós-Graduação em Eficiência Energética Aplicada aos Processos Produtivos da UFSM, que de forma direta ou indireta contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

A empresa Tecnopampa Ltda., em especial ao sócio proprietário Eng. Mecânico Leonardo Veiga, pelo companheirismo, conhecimentos técnicos e pela oportunidade de fazer o estudo na empresa.

RESUMO

Monografia de Especialização
Curso de Pós-Graduação em Eficiência Energética Aplicada aos Processos Produtivos
Universidade Federal de Santa Maria-UFSM

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO *GRID-TIE* EM UMA EMPRESA DE PEQUENO PORTE DO SETOR METAL-MECÂNICO

AUTOR: PABLO KUNZ DE JESUS

ORIENTADOR: FLÁVIO DIAS MAYER

Local da Defesa e Data: Santana do Livramento, 14 de Dezembro de 2018.

A energias renováveis são importantes no atual contexto de produção de energia elétrica, marcada pela busca de fontes de recursos renováveis e cada vez mais limpos. As fontes renováveis mais utilizadas, em destaque a solar fotovoltaica, nos últimos apresentaram um crescimento expressivo de participação na matriz energética brasileira. A realização dessa monografia exigiu compreender os conceitos e tecnologias associadas à energia fotovoltaica, conceitos de viabilidade econômico-financeira e enquadramento legal respeitando as normas vigentes no Brasil para esse tipo de produção elétrica. O trabalho apresenta, após a revisão bibliográfica, a avaliação técnica e econômica da solução para a implementação de um sistema geração fotovoltaico na empresa Tecnopampa Ltda. analisando se haveria espaço para implementação do sistema, qual o valor da irradiação no local, inclinação e azimute com melhores ganhos, o custo de investimento, a diferença nas contas proporcionando o cálculo de retorno de investimento (*payback*) do sistema de 3,19 anos. Para a análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica foram analisados o *payback* descontado, o valor presente líquido, a taxa interna de retorno e o valor anual uniforme equivalente. Para o estudo foram utilizados softwares como o Excel, para os cálculos matemáticos, *Radiasol* e *Sundat*, para obtenção dos dados climatológicos, *HelioScope* para orientação e distribuição dos módulos fotovoltaicos, e para o dimensionamento do sistema foi utilizado o *PVsyst*, que retornou um sistema composto por 114 painéis fotovoltaicos de 325 *Wp/cada*, capaz de gerar 37,05 *kWp*, cerca de 95% da demanda energética. Os resultados revelaram que o projeto da implantação de energia solar fotovoltaica, na empresa Tecnopampa, como alternativa para redução de custos e de diversificação energética é viável para o período analisado, considerando os dados projetados.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Viabilidade Econômico-Financeira. sistema geração fotovoltaico. Viabilidade De Instalação.

ABSTRACT

Specialization Monograph
Federal University of Santa Maria

TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY ANALYSIS OF A GRID-TIE PHOTOVOLTAIC SOLAR SYSTEM IN THE TECNOPAMPA COMPANY

AUTHOR: PABLO KUNZ DE JESUS

ADVISOR: FLÁVIO DIAS MAYER

Defense Place and Date: Santana do Livramento, December 14th, 2018.

Renewable energy is important in the current context of electricity production, marked by the search for renewable and increasingly clean sources of energy. The most used renewable sources, especially solar photovoltaic, in recent years have shown a significant growth in participation in the Brazilian energy matrix. The realization of this monograph required understanding the concepts and technologies associated with photovoltaic energy, concepts of economic and financial viability and legal framework respecting the rules in force in Brazil for this type of electricity production. After the literature review, the paper presents the technical and economic evaluation of the solution for the implementation of a photovoltaic generation system at Tecnopampa Ltda. analyzing if there would be room for system implementation, what is the value of on-site irradiation, slope and azimuth with best gains, the investment cost, the difference in the accounts providing the system's payback calculation of 3.19 years. To analyze the economic and financial viability of photovoltaic solar energy, discounted payback, net present value, internal rate of return and equivalent annual value were analyzed. The study used software such as Excel, for mathematical calculations, Radasol and Sundata, to obtain climatological data, HelioScope for orientation and distribution of photovoltaic modules, and for the sizing of the system, PVsyst was used, which returned a composite system. 114 photovoltaic panels of 325 $Wp/each$, capable of generating 37.05 kWp , about 95 % of energy demand. The results revealed that the project of the implementation of photovoltaic solar energy, at Tecnopampa, as an alternative for cost reduction and energy diversification is viable for the analyzed period, considering the projected data.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Economic Financial Viability, Photovoltaic Generation System, Installation Feasibility .

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Atlas Brasileiro de Energia Solar. Fonte: Pereira (2017).	17
Figura 2.2 – Ilustração do Efeito Fotovoltaico. Fonte: CRESESB (2014).	18
Figura 2.3 – Célula de Silício Monocristalino (Esquerda) e Policristalino (Direita). Fonte: EPE (2012).	19
Figura 2.4 – Células de Filme Fino. Fonte: EPE (2012).	20
Figura 2.5 – Ilustração do Efeito da Combinação Série e Paralelo de Módulos Idênticos A e B. Fonte: CRESESB (2014).	21
Figura 2.6 – Demonstração dos Diferentes Conceitos e símbolo elétrico de módulo fotovoltaico. Fonte: Buiatti(2014).	22
Figura 2.7 – Curva Característica I x V para Determinada Condição Operativa. Fonte: SIMOES (2011).	23
Figura 2.8 – Gráfico para Análise do Fator de Forma e a potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino. Fonte: SIMOES (2011).	23
Figura 2.9 – Influência, na temperatura de 45°C, da variação da irradiância solar nas curvas características I-V e P-V. Fonte: Banco de dados do <i>Software PVsyst</i>	25
Figura 2.10 – Gráficos de I-V e P X V para Diferentes Temperaturas à Irradiância de 1000W/m ² . Fonte: Banco de dados do <i>Software PVsyst</i>	25
Figura 3.1 – Vista superior do local do projeto com área. Fonte: Site <i>HelioScope</i>	30
Figura 3.2 – Dados Solarimétricos do <i>SWERA</i> e Componente Difusa do Próprio <i>PVsyst</i> . Fonte: Programa <i>Pvsyst</i>	32
Figura 3.3 – Divisão percentual dos custos que compõem o OPEX. Fonte: INPE (2017).	34
Figura 3.4 – Evolução trimestral da Taxa de Juros de Longo Prazo TJLP-TMA de 2006 a 2015. Fonte: (BNDES, 2015).	34
Figura 4.1 – Comparação da energia consumida com a energia média gerada pelo sistema (KWh/mes). Fonte: Autoria própria.	37
Figura 4.2 – Análise do <i>Payback</i> em relação a poupança e CDI. Fonte: Dados da pesquisa.	39

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Projeção da Eficiência dos Módulos para os Próximos Anos. Fonte: LIMA (2013).	20
Tabela 2.2 – Espaço ocupado por módulos de diferentes tecnologias. Fonte: CRESESB (2014).	24
Tabela 3.1 – Características técnicas do Módulo Fotovoltaico.	30
Tabela 4.1 – Investimento do projeto.	38
Tabela 4.2 – Investimento do projeto.	39
Tabela 4.3 – Diferença da tarifa em 8 anos com e sem sistema de geração fotovoltaico....	39

LISTA DE APÊNDICES

APÊNDICE A – CÁLCULO DA DEMANDA PRELIMINAR	45
APÊNDICE B – ANÁLISE ECONÔMICA	47

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR ELETRICO DO SFCR	51
ANEXO B – RELATÓRIO DE GERAÇÃO DO <i>PVSYST</i>	53
ANEXO C – FOLHA DE DADOS DO PAINEL <i>CANADIAN SOLAR</i>	59
ANEXO D – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR UTILIZADO	62

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DA PROBLEMÁTICA	13
1.2 Ojetivos	14
1.2.1 Objetivo Geral	14
1.2.2 Objetivos Específicos	14
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	15
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1 RADIAÇÃO SOLAR	16
2.1.1 Sol Fonte de Energia	16
2.1.2 Distribuição de radiação na terra	16
2.1.3 Distribuição de radiação na terra	17
2.2 EFEITO FOTOVOLTAICO	18
2.3 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	19
2.3.1 Silício Cristalino	19
2.3.2 Filmes Finos	19
2.4 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	20
2.4.1 Módulos Fotovoltaicos	20
2.4.2 Parâmetros externos que afetam as características elétricas	24
2.4.2.1 Efeito decorrente da radiação Solar	24
2.4.2.2 Influência da temperatura	25
2.5 INVERSORES	26
2.5.1 Características dos inversores	27
3 METODOLOGIA	28
3.1 POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR	28
3.2 AVALIAÇÃO DO ESPAÇO FÍSICO DA INSTALAÇÃO	29
3.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	30
3.4 INVERSOR <i>GRID – TIE</i>	31
3.5 ESTIMATIVAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA COM O <i>PVSYST</i>	31
3.6 CUSTO DO SISTEMA PROPOSTO	33
3.6.1 CUSTO E INVESTIMENTO A LONGO PRAZO	33
3.6.2 FINANCIAMENTO, CARGA TRIBUTÁRIA E TAXA DE CÂMBIO	34
3.6.2.1 Financiamento (t_a, Emp, j)	34
3.6.2.2 Financiamento (T_{cambio})	35
3.6.2.3 <i>Payback</i> , TIR e Custo de Oportunidade	35
3.7 SISTEMA FOTOVOLTAICO	35
3.7.1 Tempo de vida útil e degradação de eficiência dos módulos	36
4 RESULTADOS	37
4.1 Análise da viabilidade econômico-financeira do projeto	37
5 CONCLUSÃO	40
REFERÊNCIAS	43
APÊNDICES	44
ANEXOS	50

1 INTRODUÇÃO

O capítulo introdutório tem como objetivo uma contextualização dos problemas que serão abordados, na pesquisa e desenvolvimento dessa monografia, e apresentar os objetivos e a estrutura desse documento.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DA PROBLEMÁTICA

As crises energéticas (na década de 70 e o apagão em 2001 e 2002), aumento nos juros internacionais e na busca da sustentabilidade levou a necessidade de empresas, sociedade e órgãos governamentais buscarem alternativas objetivando novas formas alternativas de gerar energia, minimizando os efeitos ao meio ambiente, aliada a racionalização do consumo de energia elétrica desenvolvendo projetos, que visam identificar e propor melhorias em equipamentos e processos (ANDRADE SANTOS; TORRES, 2018).

As fontes renováveis, como a Solar Fotovoltaica e Eólica, têm uma grande vantagem por não emitirem CO_2 e gases poluentes, ao contrário da grande parte da geração de energia elétrica mundial, aproximadamente 80% , que utiliza predominantemente combustíveis fósseis como carvão, petróleo e gás natural como matéria prima conforme a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (BEN, 2016). Com isso os Governos de países e as Organizações Internacionais vêm utilizando incentivos para fomentar formas de se gerar energia limpa e renovável.

Em julho de 2000, Lei $N^{\circ}9.991$, foi regulamentada a obrigatoriedade de investimento em programas de eficiência energética no uso final, consolidando um montante importante de recursos e ações, o chamado Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (PEE) que até o momento totaliza mais de R\$ 2 bilhões de reais em execuções ou em investimentos. Além disso estudos científicos têm feito um esforço na busca de formas alternativas e ecologicamente corretas de produzir energia elétrica.

Dentre as fontes alternativas de energia, se destaca a energia solar fotovoltaica, pois é uma fonte primária menos poluente, silenciosa, modular, necessita pouca manutenção e ainda possui prazos de instalação e operação pequenos (IMHOFF, 2007), impacto ambiental quase nulo, gera localmente eletricidade e elimina as perdas na distribuição e transmissão que tem um alto impacto ambiental. Tanto as empresas quanto o setor público, por meio de incentivos e programas governamentais, consideram a energia solar fotovoltaica como uma boa oportunidade de investimentos.

Ao considerar, que a grande maioria dos sistemas fotovoltaicos no Planeta, são conectados à rede elétrica convencional, no Brasil, também temos programas governamentais que incentivam a instalação de sistemas isolados visando desenvolver comunidades, eletricamente isoladas, economicamente, socialmente e facilitar acesso a serviços básicos como saúde, educação, saneamento e abastecimento de água (MME, 2005). O Sistema Fotovoltaico (SF), que será apresentado nesse trabalho, é conectado à rede elétrica de forma a gerar uma energia complementar para atender a carga e diminuir o valor pago à distribuidora de energia elétrica local. Com isso é evidente a necessidade de investimentos em projetos de eficiência energética, em particular sistemas de iluminação industrial, bem como ações que visem o potencial técnico de economia de energia para este segmento e explorar as fontes alternativas de gerar energia, em especial a fotovoltaica, para atender a carga demandada em um ambiente específico, adequando-o a um aproveitamento mais econômico da energia fornecida ou gerada (MIRANDA, 2003).

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo desta monografia é realizar o projeto e estudo da viabilidade econômica para a instalação de um Sistema Conectado à Rede (SFCR) caracterizando uma microgeração capaz de suprir a demanda da empresa Tecnopampa Ltda., localizada no distrito Industrial de Santa Maria. Sendo um estudo criterioso da viabilidade econômica do sistema proposto no local, considerando os impactos ambientais e econômicos, visando quantificar o tempo necessário de retorno do investimento utilizando os principais indicadores econômicos.

1.2.2 Objetivos Específicos

No presente trabalho serão realizadas análises necessárias visando tornar viável o projeto do sistema fotovoltaico proposto, considerando:

- elencar os elementos de um sistema fotovoltaico, conectado à rede, de baixa potência;
- projetar um sistema SFCR capaz de suprir as necessidades da empresa;
- analisar o impacto da energia elétrica gerada na fatura mensal da empresa;
- realizar um estudo análise da viabilidade econômica para o sistema proposto.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Organização do trabalho consiste de seis capítulos, que complementarmente a este capítulo introdutório, apresenta os capítulos seguintes.

Capítulo 2- Apresenta conceitos teóricos e elementares referentes a radiação solar, efeito fotovoltaico, células solares e tipos de configurações de sistemas fotovoltaicos. Também será apresentado uma visão geral dos principais componentes, normas, resoluções e requisitos da Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para sistemas SFCR.

Capítulo 3- Serão abordadas etapas do procedimento de acesso a distribuidora RGESUL, do dimensionamento, e o projeto SFCR.

Capítulo 4- Neste será apresentado os estudos de viabilidade técnica e econômica dos cenários propostos analisados apresentando os resultados e benefícios alcançados.

Capítulo 5- Apresenta as conclusões referente ao projeto e sugestões de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 RADIAÇÃO SOLAR

2.1.1 Sol Fonte de Energia

O planeta Terra que recebe anualmente cerca de $1,5 \times 10^{18} KWh$ de energia solar, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia para esse mesmo período, ou seja, seria necessário utilizar apenas 0,01% desse recurso para atender a demanda global total de energia, sem contabilizar, é claro, os impactos ambientais que o uso dessa tecnologia evitaria (CRESESB-CEPEL, 2004). O sol pode fornecer energia na forma de radiação e calor: podemos aproveitar essas formas de energias convertendo em eletricidade através de Sistemas Fotovoltaico a radiação e o calor para aquecimento em Sistemas Termossolares. No entanto, o foco principal desse trabalho será voltado aos Sistemas Fotovoltaico (SF) conectados a rede elétrica.

2.1.2 Distribuição de radiação na terra

A intensidade de radiação solar fora da atmosfera depende da distância entre o Sol e a Terra durante o decorrer do ano que pode variar entre $1,47 \times 10^8 km$ (Periélio) $1,52 \times 10^8 km$ (Afélio). Devido a este fato, a irradiação varia entre $1,325 \frac{W}{m^2}$ e $1,412 \frac{W}{m^2}$ (GREENPRO, 2004). O valor médio é designado por uma constante solar, $E_0 = 1,367 \frac{W}{m^2}$, segundo dados recentes da Organização Mundial de Meteorologia (*World Meteorological Organization-WMO*).

Em muitas literaturas, é comum o uso dos termos radiação e irradiação para designar o mesmo significado. Neste trabalho serão utilizados os termos adequados, que são:

- **Radiação** é o efeito da propagação de energia sem que haja necessidade de um meio material para que isso ocorra.
- **Irradiância** é a grandeza relacionada à quantidade de radiação solar instantânea ou mensurada, por um curto tempo, incidente em $1 m^2$ tendo seu ápice no meio dia solar.
- **Irradiação** é o acúmulo de irradiância por um determinado intervalo de tempo.

A irradiação solar pode exceder a $2300 \frac{kWh}{m^2}$ por ano em algumas regiões situadas perto do equador, enquanto que, no sul da Europa não excede os $1800 \frac{kWh}{m^2}$ (CEPEL, 2016). Da-

dos típicos de médias anuais de irradiação do Brasil são mostrados na Figura-2.1, conforme apresentado pelo (INPE, 2017).

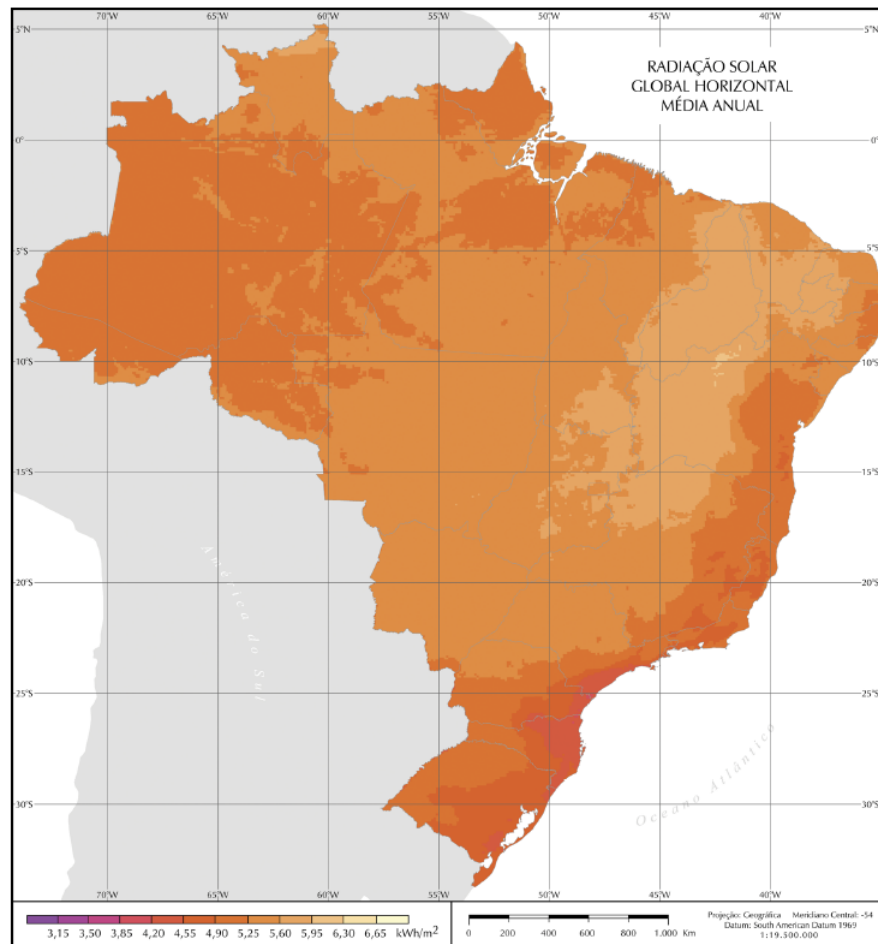


Figura 2.1 – Atlas Brasileiro de Energia Solar. Fonte: Pereira (2017).

2.1.3 Distribuição de radiação na terra

A superfície terrestre é atingida pela luz solar, que é composta por uma componente direta, difusa e devido ao albedo terrestre. A radiação direta vem, segundo a direção do sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto. Já a radiação difusa, corresponde à parte da radiação que sofreu, durante o percurso, diversos processos de difusão e reflexão suspensas na atmosfera, o que acontece predominantemente em dias nublados (GREENPRO, 2004; ENERGIA ELÉTRICA, 2005). E por fim, a radiação devido ao albedo terrestre, que corresponde à radiação refletida pela terra. As componentes de radiação se distribuem da seguinte forma:

- **Radiação Solar Global ou (Horizontal)** é composta por componentes direta e difusa

recebidas em superfície plana horizontal.

- **Radiação Solar Total (ou inclinada)** é composta por componentes direta, difusa e de albedo, recebidas em uma superfície plana com inclinação qualquer.

2.2 EFEITO FOTOVOLTAICO

O semicondutor mais usado é o Silício, pois os átomos formam uma rede cristalina, formando quatro elétrons de ligação que se ligam aos vizinhos. Quando o semicondutor é dopado com boro, que é um átomo com três elétrons de ligação, haverá falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de Silício. Esta falta de elétron é denominada buraco ou lacuna, e ocorre que com pouca energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar a esta posição fazendo com que o buraco se desloque (PEREIRA, 2017). Se, a partir do silício puro, forem introduzidos em uma metade, átomos de boro e em outra, átomos de fósforo, será formada a chamada junção pn onde os elétrons livres passam a preencher os buracos. Se uma junção pn for exposta a fótons com energia maior que o gap (margem de energia), ocorrerá a geração de pares elétron-lacunas; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial (ANEEL, 2005). ao qual se chama Efeito Fotovoltaico. Se duas extremidades do Silício forem conectadas a um fio, haverá circulação de corrente (ANEEL, 2005). Esse processo é ilustrado na Figura-2.2, apresentada em (CRESESB, 2014).

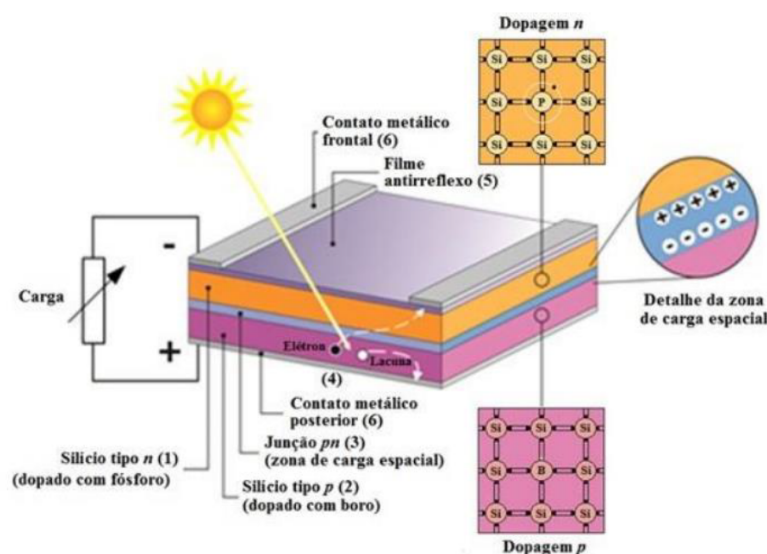


Figura 2.2 – Ilustração do Efeito Fotovoltaico. Fonte: CRESESB (2014).

2.3 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

As tecnologias fotovoltaicas podem ser classificadas como primeira geração (silício mono e policristalino), segunda geração (silício amorfo e filme fino) ou terceira geração (concentrador fotovoltaico):

2.3.1 Silício Cristalino

Historicamente, esse tipo de Silício é a mais usada e comercializada. A utilização do silício cristalino na fabricação de células fotovoltaicas se divide em dois grupos: os monos e os policristalinos. Estes utilizam técnicas de fabricação diferente da fabricação das células monocristalinas e é requerido menor gasto de energia e também menor rigor no controle do processo de fabricação. Já os monocristalinos são assim chamados por possuir uma estrutura homogênea em toda sua extensão. Para fabricação de uma célula fotovoltaica desse grupo, é necessário que o silício tenha 99,9999% de pureza. A obtenção desse tipo de silício é mais caro que do silício policristalino, porém tem-se maior eficiência na conversão, conforme Figura-2.3 (EPE, 2012).

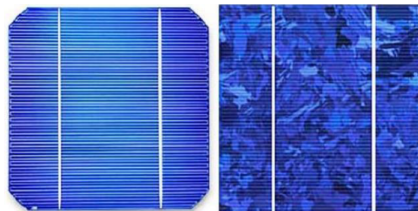


Figura 2.3 – Célula de Silício Monocristalino (Esquerda) e Policristalino (Direita). Fonte: EPE (2012).

2.3.2 Filmes Finos

As células de filmes finos, Figura-2.4, são produzidas por meio de um processo de depósito de camadas extremamente finas de material semicondutor. São revestidas de proteção mecânica, como vidro e plástico. Os materiais semicondutores comercialmente utilizados na fabricação dos filmes finos são Silício Amorfo (a-Si), Telureto de Cadmio ou Disseleneto de Cobre Índio Gálio (CIGS). Quando comparado com as formas cristalinas do silício, o gasto de energia na fabricação de células de filme fino é menor, mas a eficiência na conversão da energia também é menor. Além disso, a eficiência de conversão nessa tecnologia diminui mais

acentuadamente logo nos primeiros meses após a instalação, embora seja menos afetada por temperaturas mais elevadas (EPE, 2012).



Figura 2.4 – Células de Filme Fino. Fonte: EPE (2012).

Com novas tecnologias na fabricação e no tratamento dos materiais usados na produção dos módulos, a tendência é que a eficiência dos módulos solares aumente no decorrer dos anos, Tabela-2.1 estudos realizados em (LIMA, 2013). As células fotovoltaicas são interligadas em série através de contatos metálicos e são cobertas por um material transparente maleável para assegurar o isolamento entre as células e para proteção contra agentes atmosféricos e tensões mecânicas. Com isso, forma-se um módulo fotovoltaico que, por sua vez, pode ser conectado com outros módulos em série e/ou paralelo formando um arranjo ou um Sistema Fotovoltaico.

Tecnologia	2010-2015	2015-2020	2020-2030
Silício			
Monocristalino	17 – 20%	23%	25%
Multicristalino	14 – 17%	19%	21%
Filmes finos			
Cd-Te	12%	14%	15%
CIS/CIGS	14%	15%	18%
Si-a	10%	12%	15%

Tabela 2.1 – Projeção da Eficiência dos Módulos para os Próximos Anos. Fonte: LIMA (2013).

2.4 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.4.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são um conjunto de células solares interconectadas entre si para o fim de transformação da energia proveniente da radiação solar em Energia Elétrica. As ligações das células estão diretamente relacionadas ao quanto se deseja de produção de energia, corrente e tensão que o módulo deva atender ao projeto de fabricação.

Ligações Séries de células produzem o acréscimo de Tensão de cada célula mantendo a propri-

idade de Corrente CC de cada célula formando um circuito elétrico simples (CES) do módulo.

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad (2.1)$$

$$I = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n \quad (2.2)$$

Ligações Paralelas das células produzem acréscimo de corrente de cada CES e mantém o nível de tensão dos CES em paralelo envolvidas. Lembrando que, esses conceitos de ligações série e paralelos se mantêm para um Sistema Fotovoltaico para uma determinada quantidade de combinação série e paralelo de módulos fotovoltaicos formando o chamado Arranjo Fotovoltaico. Teremos a soma das correntes elétricas e a tensão permanece inalterada. Conforme as seguintes equações:

$$I = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad (2.3)$$

$$V = V_1 = V_2 = V_3 = \dots = V_n \quad (2.4)$$

Este resultado está ilustrado na Figura-2.5, por meio da característica I-V. Se os dispositivos são idênticos e encontram-se sob as mesmas condições de irradiância e temperatura, então, as correntes elétricas individuais são iguais. No caso de se associarem os dispositivos em série com diferentes correntes de curto-circuito, a corrente elétrica da associação será limitada pela menor corrente. No entanto associar módulos de correntes diferentes não é recomendada na prática, pois pode provocar superaquecimento (CRESESB, 2014).

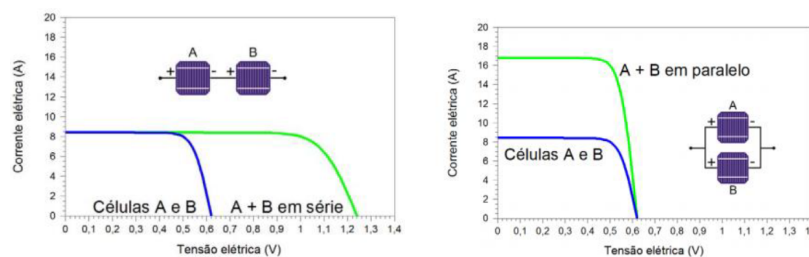


Figura 2.5 – Ilustração do Efeito da Combinação Série e Paralelo de Módulos Idênticos A e B. Fonte: CRESESB (2014).

O crescimento, no Brasil, do número de Sistemas Fotovoltaicos instalados, mas ainda é comum o uso de expressões de forma errônea, como por exemplo, a denominação de módulo como painel fotovoltaico, sendo o painel constituído de um ou mais módulos e o módulo constituído de um conjunto de células. Esses conceitos são bem explicitados na Norma NBR 10899, as diferenças são apresentadas no lado esquerdo da Figura-2.6 (BUIATTI, 2014). O símbolo, utilizado em esquemáticos, para módulo fotovoltaico é representado no lado direito da Figura-2.6, apresentado em (CRESESB, 2014).



Figura 2.6 – Demonstração dos Diferentes Conceitos e símbolo elétrico de módulo fotovoltaico. Fonte: Buiatti(2014).

Embora ainda seja usado para outras configurações, cada vez mais o símbolo da figura citada tem sido convencionalmente mais adotado para uso exclusivo de módulo fotovoltaico em diagramas e *layouts* elétricos. Porém ainda pode ser usado para representar:

- Uma Célula Solar;
- série de Células Solares;
- fileira de Módulos Fotovoltaicos;
- planta Fotovoltaica;
- um Arranjo Fotovoltaico.

Geralmente, a potência é a especificação técnica mais usada para classificar o módulo fotovoltaico, na verdade a potência de watt-pico (W_p). Entretanto, este não pode ser o único parâmetro a ser avaliado na elaboração de um projeto. A potência realmente produzida pelo módulo pode ser encontrada através da curva denominada curva característica $I \times V$, em que para cada ponto o produto Corrente-Tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação conforme o apresentado no lado esquerdo da Figura-2.7. O valor de V_{oc} (*open circuit voltage*) representa o valor medido através de voltímetro, por exemplo, entre os terminais positivo e negativo (SIMOES, 2011). E também o valor de I_{sc} (*short circuit current*) é medido, geralmente, por meio de um amperímetro conectado aos terminais do módulo que corresponde a corrente de curto-circuito. As principais curvas que modelam o módulo fotovoltaico estão associadas a várias condições operativas, mas as principais são irradiação solar e temperatura de operação. Dos diversos pontos das curvas que modelam o módulo, existe um, em especial, denominado ponto de potência máxima (MPP), do qual se obtêm a tensão no ponto de máxima potência (V_{MPP}) e a corrente no ponto de máxima potência (I_{MPP}), conforme podemos ver no lado direito da Figura-2.7.

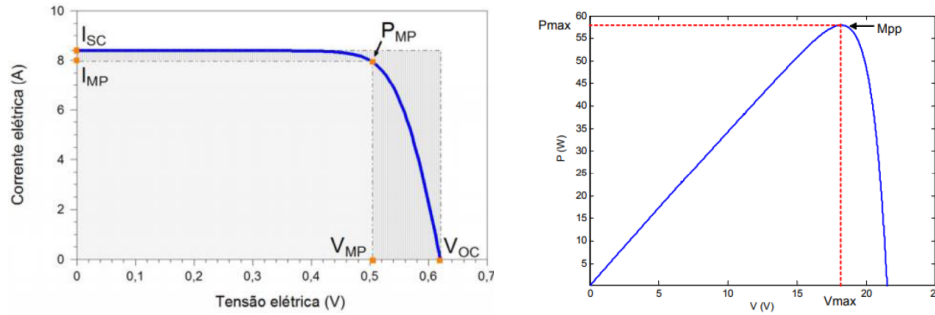


Figura 2.7 – Curva Característica I x V para Determinada Condição Operativa. Fonte: SIMOES (2011).

Eficiência (η): é o parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente e pode ser definida como segue:

$$\eta = \frac{I_{SC}V_{OC}FF}{AG} 100\% = \frac{P_{MP}}{AG} 100\% \tag{2.5}$$

sendo FF a grandeza que expressa quanto a curva característica I x V se aproxima de um retângulo, pois quanto melhor a qualidade das células no módulo mais próxima da forma retangular será a curva I x V, conforme o lado direito da Figura-2.8. Sendo o A (m^2) a área da célula e G (w/m^2) a irradiância solar incidente (SIMOES, 2011).

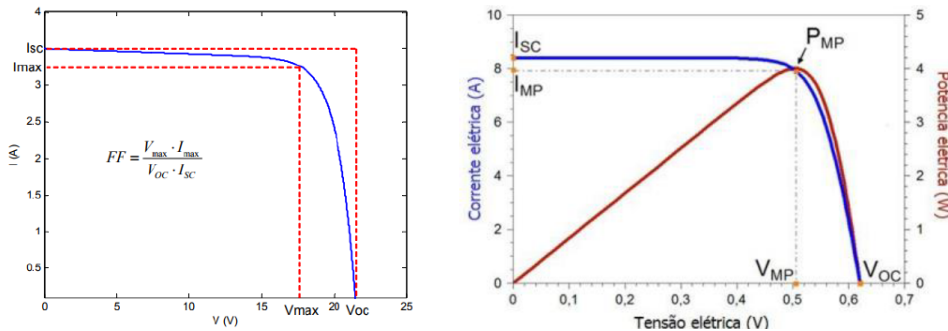


Figura 2.8 – Gráfico para Análise do Fator de Forma e a potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino. Fonte: SIMOES (2011).

A unidade da potência da célula e do módulo fotovoltaico é o W_p (watt-pico) que é associada às condições padrão de ensaio (*Standard Test Conditions-STC*). A partir dos dados da curva I-V, pode ser determinada a curva da potência em função da tensão, denominada curva P-V, conforme a curva na cor vermelha da figura do lado esquerdo de Figura-2.8, onde se destaca o ponto de máxima potência (PMP), como sendo aquele no qual a sua derivada em relação à tensão é nula ($\frac{dP}{dV} = 0$) (CRESESB, 2014).

2.4.2 Parâmetros externos que afetam as características elétricas

Uma célula fotovoltaica, ou painel fotovoltaico, têm as características diretamente influenciadas por dois fatores climáticos: a temperatura das células e intensidade de radiação solar. Ou seja, a ferramenta utilizada para o projeto fotovoltaico deve considerar as características de corrente e tensão do módulo fotovoltaico observando o comportamento de cada variável sob condições de temperatura e radiação solar para situações diferentes dos padrões de teste (radiação solar de 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C) (GAZOLI, 2017).

Ressalta-se que a eficiência do módulo não deve ser utilizada como indicador de qualidade do mesmo. A escolha de um módulo fotovoltaico deve se basear em diversos fatores, como, custo, durabilidade, reputação do fabricante etc (GREENPRO, 2004). Em princípio, a eficiência não deve nortear a escolha do módulo a não ser que a área disponível para instalação do painel fotovoltaico seja um fator restritivo (CRESESB, 2014). A Tabela-2.2 apresenta as potências médias por unidade de área no estágio atual do desenvolvimento de módulos fotovoltaicos de várias tecnologias (BUIATTI, 2014).

Tecnologia	Potência/área (W_p/m^2)
Si monocristalino-m-Si	150
Si policristalino-p-Si	135
Si amorfo-a-Si	85
Disseleneto de Cobre-Índio (e Gálio)-CI(G)S	100
Tulureto de Cádmio (CdTe)	110

Tabela 2.2 – Espaço ocupado por módulos de diferentes tecnologias. Fonte: CRESESB (2014).

2.4.2.1 Efeito decorrente da radiação Solar

Ao variar a intensidade de radiação Solar incidente sobre um painel fotovoltaico teremos uma variação proporcional a corrente gerada por este painel. A tensão de circuito aberto apresenta poucas alterações com as variações da intensidade luminosa, apresentando alterações apenas em níveis baixos de radiação solar. Assim, quando a radiação incidente diminui ocorre um deslocamento para baixo do ponto de máxima potência (SOLAR, 2017). As curvas I-V do painel solar da Canadian Solar Inc. modelo CSU-325M CPTL, que será utilizado no projeto fotovoltaico, para várias densidades de potência luminosa incidente apresentadas no lado direito

da Figura-2.9 e no lado esquerdo da Figura-2.9 as curvas P-V, do módulo utilizado, também para várias densidades de potência luminosa incidente.

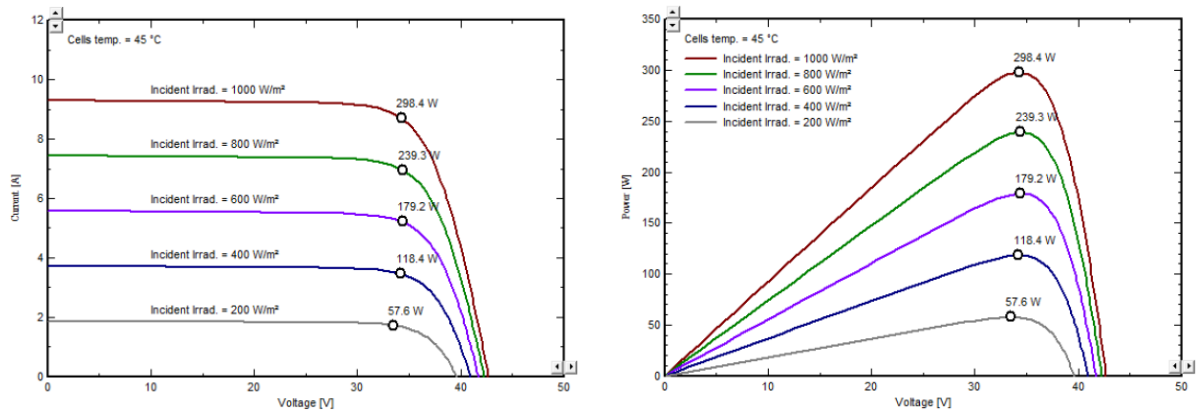


Figura 2.9 – Influência, na temperatura de $45^{\circ}C$, da variação da irradiância solar nas curvas características I-V e P-V. Fonte: Banco de dados do *Software PVsyst*.

2.4.2.2 Influência da temperatura

Variações na temperatura da célula fotovoltaica, diferente do tópico anterior, geram poucas variações na corrente gerada pelo módulo fotovoltaico, porém, a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico tem uma queda significativa em seu valor. Além disso ocorre também um aumento na temperatura das células e um deslocamento para baixo do ponto de máxima potência e ligeiramente para a esquerda. As curvas I-V decorrentes na variação de temperatura do painel utilizado no projeto fotovoltaico é apresentado na Figura 2.10, no lado direito, e os efeitos da temperatura no lado esquerdo.

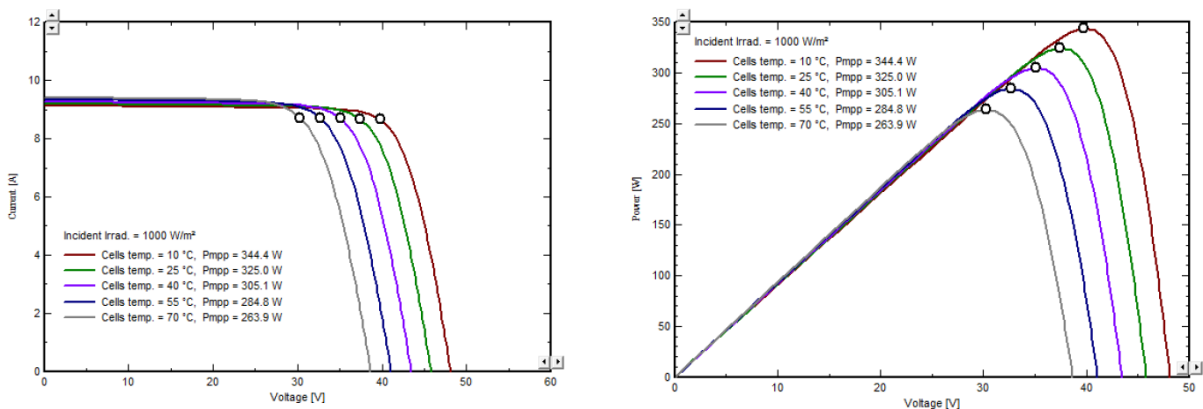


Figura 2.10 – Gráficos de I-V e P X V para Diferentes Temperaturas à Irradiância de $1000W/m^2$. Fonte: Banco de dados do *Software PVsyst*.

2.5 INVERSORES

Equipamento que é responsável pela conversão de Corrente Contínua (CC) em corrente alternada (CA), também é chamado por vezes Conversor CC-CA e de forma mais restrita como Unidade Condicionadora de Potência (*Power Conditioning Unit - PCU*). A energia (CC) pode ser proveniente, por exemplo, de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. A tensão (CA) de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas. Adicionalmente, no caso de sistemas conectados à rede elétrica a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede.

No caso de sistemas fotovoltaicos, os inversores podem ser divididos em duas categorias com relação ao tipo de aplicação: sistemas fotovoltaicos isolados (*SFIs-* ou *Stand-Alone*) e sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs) também chamados de *Grid-Tie* ou *Grid-Connected*. Embora os inversores para SFCRs compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento que os inversores para SFIs, eles possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede. Ou seja, uma vez que a rede de distribuição partilhada é do interesse da proprietária, a manutenção de níveis de qualidade do SFCR deve estar dentro de parâmetros aceitáveis. Assim, contrariamente ao inversor *Stand-Alone*, em que é possível estabelecer um compromisso menor com a qualidade da forma de onda e conseqüentemente um menor custo, os Inversores *Grid-Connected* são impostos limites muitos rígidos relativamente à distorção que a forma de corrente pode apresentar, assim como à frequência e sincronismo com a onda da tensão de rede. A faixa citada no dimensionamento tem sido mais aplicada do que as de estudos anteriores, que diziam que $0,7 X P_{SF} < P_{INVDC} < 1,2 X P_{SF}$ deveria servir como parâmetro de dimensionamento. Cabe ressaltar que esse comparativo é baseado na relação de energia x custos, em que os inversores, como já foram citados, custam em média 10% do projeto. A eficiência de conversão do inversor depende do método de conversão e filtragem utilizadas para suavizá-la e eliminar os harmônicos indesejados, que resultam no processo de conversão. Esta eficiência caracteriza perdas da conversão da corrente CC em CA que são ocasionadas pelo transformador (nos que possuem), pelos comutadores eletrônicos, pelo controlador e pelos dispositivos de registros operacionais. A eficiência de conversão é dada pela equação abaixo.

$$\eta = \frac{\text{Potência de saída Efetiva } P_{ac} \text{ (da componente fundamental)}}{\text{Potência de entrada Efetiva } P_{dc}} \quad (2.6)$$

2.5.1 Características dos inversores

forma da onda geralmente é uma indicação da qualidade e do custo do inversor. Sendo que a qualidade vai depender do método de conversão e filtragem utilizado para eliminar os harmônicos indesejáveis resultantes da conversão. Outro aspecto que determina a qualidade dos inversores é a sua eficiência de conversão (CRESESB, 2014). Neles a eficiência não é constante e seu valor depende da potência demandada pelos equipamentos de consumo (carga), e também de seu fator de potência. Os fabricantes normalmente anunciam a eficiência na carga nominal, mas nem sempre destacam o fato de que sob cargas parciais seus dispositivos apresentam baixas eficiências. Para os usuários de sistemas com necessidades variáveis de potência, altas eficiências em cargas parciais são importantes (CRESESB, 2014).

Para especificar um inversor é preciso primeiramente considerar qual é o tipo de inversor: inversor de bateria, para SFI, ou inversor para SFCR. Os parâmetros que devem ser especificados são: a tensão de entrada (CC) e a tensão de saída (CA), faixa de variação de tensão aceitável, potência nominal, potência de surto, frequência, forma de onda e distorção harmônica (THD), grau IP de proteção, temperatura ambiente e umidade do local da instalação além das certificações e tempo de garantia desejados (ELETROSUL, 2004).

No Brasil o inversor para conexão à rede deve atender à norma ABNT NBR 16149:2013, que estabelece parâmetros como: faixas de variação de tensão e frequência, THD, proteção contra ilhamento, fator de potência etc.

Quase todos os inversores para conexão à rede existentes no mercado possuem incorporadas funções de monitoração e aquisição de dados, de forma a disponibilizar ao usuário informações operacionais (EPE, 2012). Entre os dados que podem ser cobertos estão: energia diária gerada, estado do equipamento e histórico de falhas, valores instantâneos de P_{cc} (potência (CC)), P_{ca} (potência (CA)), V_{cc} (tensão (CC)), V_{ca} (tensão (CA)), etc. Alguns equipamentos aceitam inclusive a conexão de sensores externos (radiação solar, temperatura, etc.), seja diretamente seja através de equipamentos externos auxiliares (GAZOLI, 2014). Além de consultados no próprio painel do equipamento, tais dados são transferidos através de meios como interface USB, modem GSM e rede wireless para análise detalhada em um computador, facilitando sobremaneira a detecção de falhas (IMHOFF, 2007). Para SFCRs com potências de até algumas dezenas de KW_p , tais recursos são equivalentes a um pequeno sistema de supervisão e controle tipo SCADA.

3 METODOLOGIA

Analisando a demanda e à geração, considerando a periodicidade de ambas, a empresa que está munida de um sistema de geração distribuída, no caso SF_{CR}, tem uma vantagem competitiva sobre as que não o possuem. Considerando ainda que o pico de demanda da empresa é no horário comercial, que coincide a maior incidência da luz solar, ou seja, a toda a carga gerada será consumida imediatamente sem a necessidade de transmissão e distribuição, responsáveis pela maior parte das perdas de energia elétrica.

O SF_{CR} terá como capacidade instalada $37,05kW_p$ para reduzir os custos com energia elétrica sob o regime do Sistema de Compensação, projeto preliminar no Apêndice A. Esse ficará disposto na parte posterior do telhado, onde está delimitada a área para instalação dos painéis fotovoltaicos, Anexo A.

Os estudos realizados para projeto e implementação de sistemas contemplam as metodologias experimentais e simulação utilizando recursos computacionais para avaliação e cálculos do SF, como arranjo dos painéis e potência necessária para atender a carga demandada pela empresa utilizando softwares para a análise econômica.

3.1 POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR

O primeiro passo para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico é a avaliação do potencial energético solar do local do projeto, que constitui a quantidade de irradiação global incidente sobre os módulos fotovoltaicos de forma que se possa calcular a estimativa de energia gerada (GREENPRO, 2004). Nem sempre no Brasil os dados históricos de irradiação estão disponíveis da forma que se precisa para utilizá-los no dimensionamento do sistema. Por isso, é importante consultar as fontes meteorológicas disponíveis conhecidas, tais como:

- Estações Automáticas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia).
- Estações Solarimétricas do SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais).
- Programa SunData para cálculo de irradiação solar diária mensal do CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica).

- Dados de satélite meteorológicos do site *SWERA(Solar and Wind Energy Resource Assessment)*.
- Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2017, publicado pelo INPE.
- Programa Radiasol – Laboratório de Energia Solar – UFRGS.

Com as fontes citadas acima, é importante analisar qual é a mais adequada e coerente, verificando a distância das estações de medição para o local do projeto, histórico de dados e ano das medições disponíveis. Uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia ao longo do dia é por meio do número de horas de Sol Pleno (SP). Esta grandeza reflete o número de horas por dia em que a radiação solar deveria permanecer hipoteticamente constante igual a $1 \text{ KW}/\text{m}^2$, de forma que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada para o dia e local em questão. Por análise dimensional, verifica-se que o valor de SP pode ser expresso em:

$$\frac{\text{KWh}/\text{m}^2}{\text{KW}/\text{m}^2} = [\text{horas}/\text{dia}] \quad (3.1)$$

Para o projeto foi escolhido $SP = 5,01 \text{ h}/\text{dia}$, dado obtido da referência (CEPEL, 2017). Este valor corresponde à radiação global horizontal diária média anual igual a $4,92 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$ (INPE, 2017), incidente no local da instalação, em superfícies voltadas para o norte geográfico, com inclinação de 30° , aproximadamente, onde os dados geográficos são latitude $29,69^\circ S$ e $53,88^\circ O$ e altitude de 102 m.

3.2 AVALIAÇÃO DO ESPAÇO FÍSICO DA INSTALAÇÃO

O dimensionamento de um SF deve levar em conta alguns fatores, tais como: se o local da instalação é plano, pois evita o trabalho com terraplanagem ou armações mais complexas, para casos em que as estruturas dos módulos não estejam apoiadas em superfícies horizontais no local da instalação, e se há uma boa irradiação solar para o projeto. O local da instalação do projeto será na cobertura na empresa Tecnopampa Industria de Máquinas Ltda., onde são fabricadas as mais diversas máquinas, sendo o foco da empresa máquinas de solda a plasma automatizadas. O projeto ocupará uma área de aproximadamente 350 m^2 (Figura-3.1) e, para este projeto foi destinado uma distância de 1,0 m entre as linhas em, com a finalidade da passagem para a manutenção dos painéis e do prédio.

Para o local escolhido não existem construções que produzam significativas perdas por sombreamento, isso será mais bem abordado no tópico Análise de Sombreamento no Sistema.

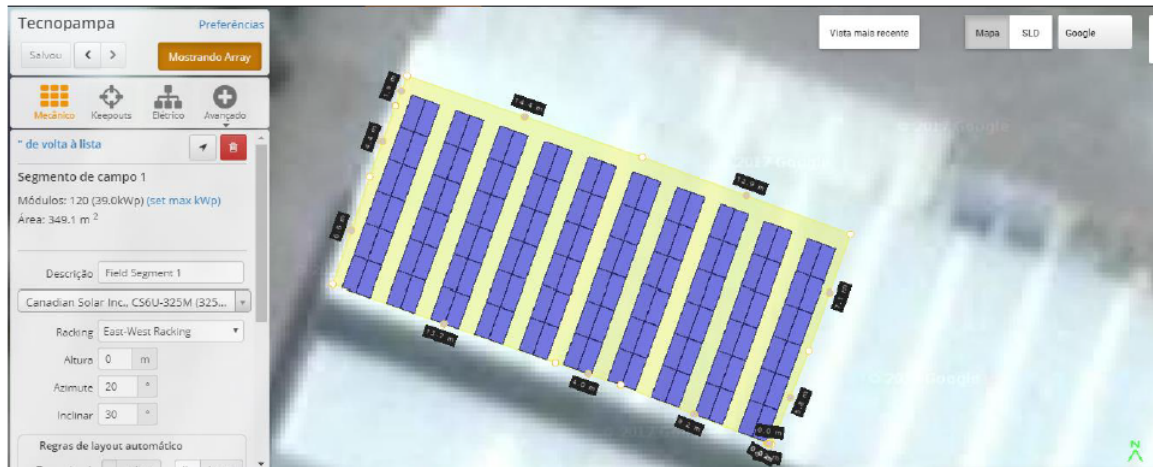


Figura 3.1 – Vista superior do local do projeto com área. Fonte: Site *HelioScope*.

O ângulo medido entre a direção Norte - Sul e a faixa do corredor é 20° de desvio azimutal. Lembrando que a direção ideal para módulos solares fixos é o Norte Geográfico para instalações no Hemisfério Sul, conforme a Figura-3.1.

3.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O módulo fotovoltaico previsto para ser utilizado neste projeto é o da marca Canadian Solar modelo CS6U-325M, cuja folha de dados encontra-se no Anexo C. Segundo as especificações elétricas em STC (Para Massa de Ar = 1,5; Irradiância = 1000 W/m^2 e temperatura da célula de 25°), esse módulo tem as características apresentadas na Tabela-3.1.

Marca do módulo fotovoltaico	Canadian solar
Modelo	CS6U-325P
Potência máxima (P_{max})	Poli-Si
Potência máxima (P_{max})	325 W
Eficiência (η)	16,72 %
Tensão de máxima potência (V_{mpp})	37,00 V
Corrente de máxima potência (I_{mpp})	8,78 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	45,50 V
Corrente de curto circuito (I_{cc})	9,34 A
Comprimento	1,96 m
Largura	9,92 m
Peso	22,4 kg
Número de células	72
Número de células/String(padrão)	12

Tabela 3.1 – Características técnicas do Módulo Fotovoltaico.

Geralmente, os módulos próximos da faixa de potência-pico do módulo escolhido são fabricados de forma que são distribuídos em 6 “strings” em 60 ou 72 células, respectivamente,

formando 3 strings de 20 células ou 3 de 24. Os fabricantes comumente dispõem eletricamente as 3 strings em paralelo com um diodo de by-pass por string na direção do lado de maior tamanho dos módulos (“do retângulo”).

3.4 INVERSOR *GRID – TIE*

O dimensionamento do inversor é baseado principalmente na potência do SF, ou seja, $37 kW_p$ distribuídos em 2 arranjos de $18,75 kW_p$. De acordo com a referência CRESESB (2014) é admissível que a potência do inversor esteja no intervalo de: $0,7XP_{SF} < P_{INV} < 1,2XP_{SF}$, onde P_{SF} é a potência do arranjo fotovoltaico e P_{INV} a potência do inversor.

O inversor escolhido foi de 20 kW, devido a limitações de entrada de tensão CC e as configurações das strings para inversores nessa faixa de potência e também por requisitos de segurança. O equipamento é da marca ABB e modelo TRIO-20.0 que tem tensão máxima de 1000 V. A temperatura de operação na faixa de $-20^{\circ}C$ a $6^{\circ}C$ e possui MPPT com tensão de operação no intervalo 200V a 950 V, mais informações no Anexo D.

3.5 ESTIMATIVAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA COM O *PVSYST*

O software *PVsyst* é a ferramenta computacional mais usada, pelos projetistas, para dimensionamento e estimativa de produção de energia para sistema fotovoltaicos, principalmente ligados à rede.

Dados solarimétricos coerentes e com um bom grau de confiança são indispensáveis em projetos para estimativas de produção de energia, custos e análise da taxa interna de retorno - TIR (Intern Rate Return- IRR) que deve ser maior que o custo de capital do projeto durante e principalmente ao final do “tempo de vida” do projeto para que seja atrativo aos investidores.

As fontes mais usuais são dos dados provenientes do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), pertencente ao Ministério de Agricultura e Economia, Pecuária e Abastecimento e SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais, sob responsabilidade do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais e financiado pelo FINEP e Petrobrás. Além desses dois também temos o programa *SunData* destina-se a calcular a radiação solar diária média mensal em qualquer lugar do país e é uma tentativa da CRESESB de oferecer uma ferramenta de suporte para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Em Santa Maria, os dados do INMET, são da estação automática, mais próxima, do

Aeroporto (Figura 3.2, lado esquerdo) que apresenta coerência nos dados ao serem comparados com o programa Sundata.

O programa *Radiasol* usa como base de dados o *SWERA* e dados meteorológicos do *INMET*. Diante disso, serão usados diretamente os dados do *SWERA* para este projeto, exceto de radiação difusa que será do próprio banco de dados do *PVsyst*, que gera o Anexo B. Lembrando que o *SWERA* já é uma ferramenta consagrada por projetistas tanto para projetos solares como eólicos. Os dados solarimétricos utilizados são apresentados no lado direito da Figura 3.2.

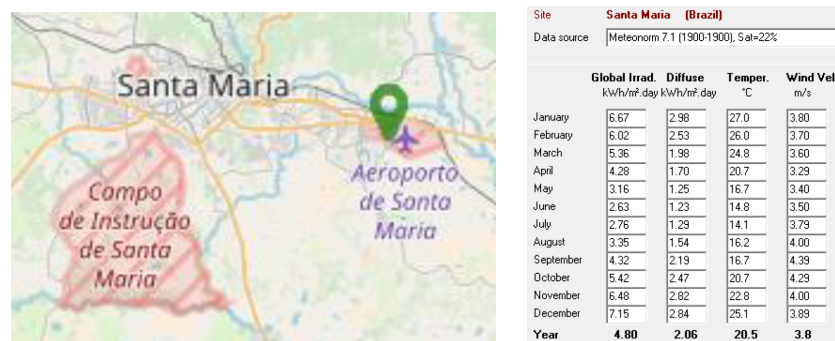


Figura 3.2 – Dados Solarimétricos do *SWERA* e Componente Difusa do Próprio *PVsyst*. Fonte: Programa *Pvsyst*.

Dados de produção energética, gerados pelo *PVsyst*, o projeto é apresentado no Anexo B:

- Capacidade Instalada: 37kW_p ;
- Produção de Energia Média Anual: $56,5\text{MWh}$;
- Fator de Capacidade: $15,967\%$;
- Eficiência dos Módulos: 16% ;
- Área Utilizada: 224m^2 ;
- Razão de ocupação: $81,27\%$;
- Número de módulos utilizados: 114;
- Produção Específica: $1525\text{kWh/kW}_p/\text{ano}$;
- Ganho (%) no sistema pela inclinação do módulo no ângulo de latitude: $+6,3\%$
- Ganho pela tolerância de fabricação dos módulos: $+1\%$.

3.6 CUSTO DO SISTEMA PROPOSTO

Um estudo dos conceitos necessários para fazermos análise econômica são apresentados seguido do estudo de viabilidade do sistema fotovoltaico.

3.6.1 CUSTO E INVESTIMENTO A LONGO PRAZO

Uma forma de avaliar a viabilidade econômica de diferentes empreendimentos energéticos é pelo custo nivelado da energia, ou (*Levelised Cost of Electricity-LCOE*). O LCOE é dado pela relação dos custos envolvidos e a energia gerada ou economizada ($R\$/kWh$) nos sistemas, e indica o quanto que se deve obter de receita por kWh para que seja suficiente cobrir as despesas operacionais, os investimentos, os juros e remunerar os investidores. De uma forma geral, pode ser definido como:

$$LCOE = \frac{\text{Custo ao longo da vida útil}}{\text{Energia gerada ao longo da vida útil}} = \sum_{t=0}^{t.v.u.} \frac{C_t/(1+r)^t}{E_t/(1+r)^t} \quad (3.2)$$

onde:

- C_t é igual aos custos no ano t ;
- E_t é igual à energia produzida ou economizada no ano t ;
- r é igual a taxa de desconto;
- $t_{v.u.}$ é igual ao tempo de vida útil do sistema.

C_t é composta de duas parcelas: o investimento inicial (*Capital Expenditure-CAPEX*), e os custos com operação e manutenção (*Operational Expenditure-OPEX*) (IEA, 2014).

OPEX representa o custo anual com operação e manutenção de um sistema e deve abranger serviços de engenharia, planejamento, limpeza, reposição de equipamentos, entre outros. Dada a complexidade de se obter cada custo referente ao OPEX, estudos preliminares costumam calcular esse parâmetro com base em um percentual do CAPEX, a exemplo da ABINEE (2012) e da EPE (2012) que em utilizaram valores de 1% do CAPEX em seus estudos sobre viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil. Porém por se tratar de um ambiente industrial sem pavimentação foi utilizado 5% do CAPEX, o que vai gerar maiores custos com a manutenção e limpeza do sistema fotovoltaico instalado.

Para calcular a variação do OPEX dentre sistemas fotovoltaicos com diferentes inversores, tecnologias e tipos de estrutura e inclinação dos módulos, é necessário saber como que os custos do OPEX estão divididos e quais seriam os aumentos percentuais em relação ao sistema convencional. Em um estudo do instituto norte-americano EPRI (2010), sugeriu-se, com base em algumas instalações de SFCRs nos EUA, que o OPEX estaria dividido como mostra a Figura-3.3.

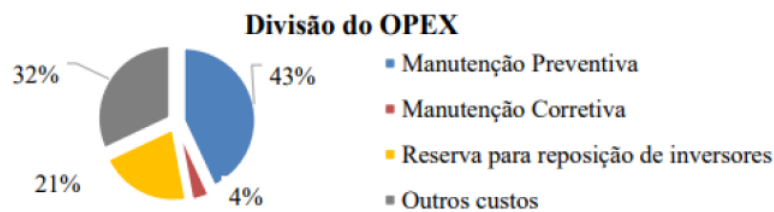


Figura 3.3 – Divisão percentual dos custos que compõem o OPEX. Fonte: INPE (2017).

3.6.2 FINANCIAMENTO, CARGA TRIBUTÁRIA E TAXA DE CÂMBIO

3.6.2.1 Financiamento (t_a, Emp, j)

Atualmente, o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES), é a maior referência de financiamentos a longo prazo voltados ao setor energético. Para o setor de geração de energia elétrica renovável, o BNDES possui uma linha de financiamento específica que contempla os projetos de eficiência energética e sistemas de geração solar fotovoltaica, dentre outras como biomassa, hidroelétrica e eólica (BNDES, 2015). A TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo), é calculada principalmente com base na inflação, e a sua evolução de 2006 até 2015 seguiu os valores médios de taxa como mostra a Figura 38. Em 2017, a taxa média anual foi de 11,81%, sendo essa taxa a utilizada para o estudo.

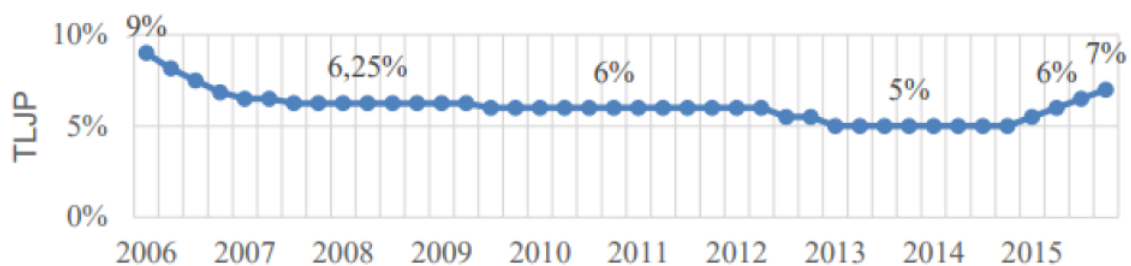


Figura 3.4 – Evolução trimestral da Taxa de Juros de Longo Prazo TJLP-TMA de 2006 a 2015. Fonte: (BNDES, 2015).

3.6.2.2 Financiamento (T_{cambio})

O trabalho utiliza a seguinte taxa de câmbio de real para euro:

$$T_{cambio} = 4,1259 \text{ Reais/Euro} \quad (3.3)$$

3.6.2.3 Payback, TIR e Custo de Oportunidade

O *Payback* indica o tempo de recuperação de determinado investimento, e pode ser encontrado com base no balanço acumulado, quando a receita acumulada se torna maior do que os custos. Já a TIR simboliza a taxa na qual se igualam as entradas de caixa aos valores investidos no projeto, podendo ser calculada com base no balanço anual, descontando todos os valores para o valor presente.

$$VPL = \sum_0^n \frac{F_n}{(1+i)^n} = F_0 + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (3.4)$$

onde o F_0 é o investimento inicial do projeto, e é negativo; o F_n representa o fluxo de caixa calculado no valor presente. A relação entre o valor Presente líquido e o valor presente será:

$$VPL = VP - CAPEX \quad (3.5)$$

A TIR serve como uma ferramenta complementar de análise, para comparar o quão rentável pode ser um determinado investimento à longo prazo. O custo de oportunidade é introduzido para realizar um comparativo do quanto que o valor do investimento inicial pode render em uma outra aplicação, como no caso de um Certificado de Depósito Bancário, ou CDB. Atualmente, observando uma aplicação de CDB no Banco do Brasil, é possível se atingir até 9,64% de rendimento anual, descontados os impostos e para uma baixa liquidez do investimento. A partir de um valor mais típico, adota-se uma taxa de 8,5% nesse trabalho.

3.7 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para compatibilizar a tensão e a corrente do arranjo fotovoltaico com as especificações do inversor escolhido, os módulos serão dispostos em 2 arranjos com 9 fileiras com 12 módulos e 1 fileira com 6 módulos, são colocados 19 módulos em série, cada a fim de garantir a melhor utilização do MPPT, segundo sua faixa de tensão de operação e aproveitando as 4 entradas de cada inversor, o que elimina a necessidade de caixas de conexão, sendo que a tensão da fileira

não pode exceder a máxima tensão permitida pelo inversor, um diagrama unifilar semelhante é apresentado no Anexo A.

Logo a tensão de circuito aberto V^{OC} do SF será de $19X45.5 = 864,5V$ e a tensão de operação no ponto de máxima potência (MPP), nas condições STC é: $V^{MPP} = 19X37 = 703V$. O valor de corrente de curto-circuito é $I^{SC} = 9,34A$ e a corrente de operação no MPP é $I^{MP} = 8,78A$ em cada módulo e conseqüentemente em cada fileira.

Lembrando que o inversor tem 8 entradas, 4 positivas e 4 negativas, no lado CC dispensando caixa de junção e diodo de bloqueio no lado CC, já que o inversor é capaz de identificar uma corrente reversa. Os esquemáticos elétricos dos dois arranjos estão no Anexo A deste trabalho.

3.7.1 Tempo de vida útil e degradação de eficiência dos módulos

Fabricantes de módulos de silício costumam dar 25 anos de garantia para eficiências acima de 80% do valor nominal, e esse dado normalmente está associado ao tempo de vida útil dos sistemas fotovoltaicos. Assumindo uma degradação constante, isso significa dizer que os módulos perdem anualmente cerca de 0,60% da sua eficiência. Nesse estudo, foi considerada uma degradação anual da eficiência dos módulos para o primeiro ano de 2,5% e para os demais 0,75% e um tempo de vida útil de 25 anos para sistemas fotovoltaicos convencionais.

Esse trabalho adota um BoS igual 24% do CAPEX para os sistemas de estrutura fixa, que é calculado em $R\$/W_p$ a partir dos custos de módulo (CN_{mod}) e inversor (CN_{Inv}) utilizados, a equação abaixo traz a estimativa utilizada.

$$BoS = \frac{0,24\%(CN_{mod} + CN_{Inv})}{(1 - 24\%)} \quad (3.6)$$

A manutenção preventiva está relacionada à limpeza e aquisição de dados, a manutenção corretiva à reparos nos equipamentos, e a reserva para a reposição dos inversores, como o próprio nome sugere, está relacionada ao quanto que se destinaria anualmente para a troca de inversores, dado que os inversores têm vida útil entre 10 e 15 anos. Entre os outros custos, destacam-se as despesas com seguros, taxas, aluguéis, entre outros (IEA, 2014).

4 RESULTADOS

4.1 Análise da viabilidade econômico-financeira do projeto

Com base no sistema proposto, composto por 114 painéis fotovoltaicos de $325W_p/cada$ e, considerando temperatura, inclinação e radiação no local onde os mesmos poderão ser instalados, é possível que o sistema forneça mês a mês, em média, a energia apresentada na Figura-4.1.

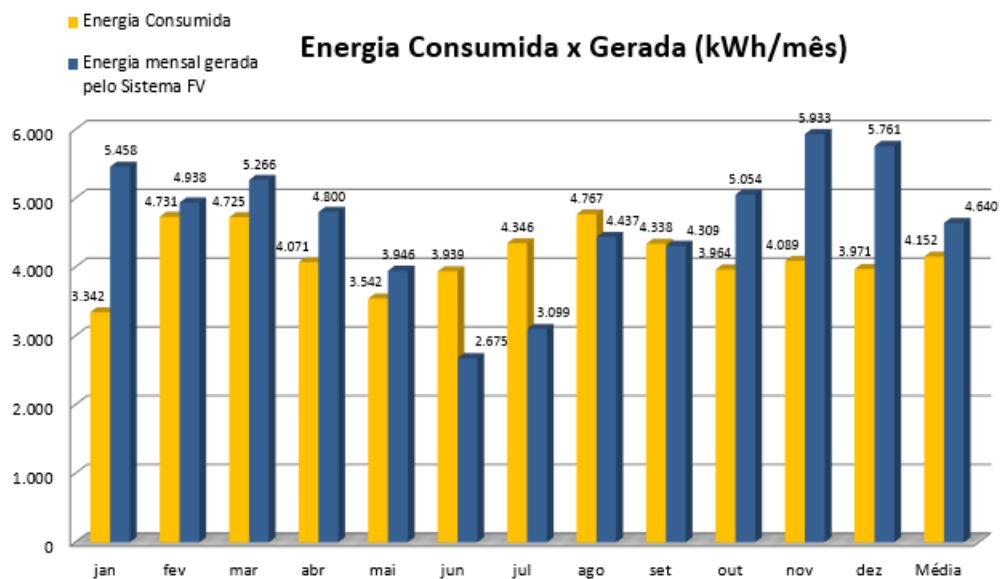


Figura 4.1 – Comparação da energia consumida com a energia média gerada pelo sistema (KWh/mes). Fonte: Autoria própria.

Observa-se na Figura-4.1 que a geração de energia elétrica é maior nos meses mais quentes do ano, tendo em vista a maior incidência de sol. São justamente os períodos de maior consumo pela instituição, devido aos sistemas de climatização utilizados, principalmente, para refrigeração, quando da elevação de temperatura ambiente. A energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico supre uma parcela de aproximadamente 95% do consumo de energia da empresa, de acordo com estudos técnicos realizados. As medições foram realizadas por um período de uma semana, no mês de junho de 2017, instalando-se equipamentos apropriados para registro do consumo de energia da edificação. Outro fato importante a ser mencionado é que o sistema leva em consideração a carga residencial do sócio proprietário da empresa, ou seja, o sistema vai suprir praticamente todo o consumo total de energia elétrica.

Os painéis solares, descritos na Tabela-4.1, serão instalados na parte superior, sobre o telhado da edificação, os quais estarão calçados por suportes de sustentação fixados na própria

edificação. Os inversores e painéis elétricos, bem como a conexão com a rede elétrica existente, estarão localizados em uma sala específica da própria edificação, no andar térreo, para facilitar a manutenção e gerenciamento do processo de produção de energia elétrica.

O projeto elétrico deve ser feito e encaminhado à concessionária de energia local para avaliação e aprovação, haja vista que este procedimento é uma exigência da própria concessionária, com o objetivo de garantir a segurança e bom funcionamento do sistema. Verifica-se que o investimento em equipamentos para instalação do sistema e geração de energia através de módulos fotovoltaicos, conforme pode ser visualizado na Tabela-4.1, é de R\$135.232, 50.

Material	Quantidade	Valor R\$ /unidade	Valor Total R\$
Painel solar, fabricante Canadian, Modelo CS6U-325P, certificação A do Inmetro	114	625,45	74379,30
Inversor(On-grid), fabricante ABB Power, modelo TRIO-20.0-TL-OUTD, potência de 20,0 kW	2	14199,40	28398,80
Suporte de fixação de painéis	114	23,00	2622,00
Comissionamento	1	4732,00	4732,00
Interligação com a rede de energia existente	1	2500,00	2500,00
Painel de proteção e distribuição de energia fotovoltaica(PPDEF)	1	4144,00	4144,00
Instalação elétrica das placas fotovoltaicas	1	3456,40	3456,40
Projeto elétrico	1	15000,00	15000,00
Total			135232,50

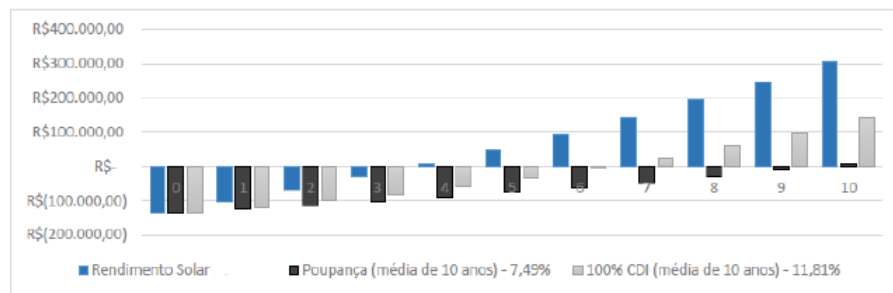
Tabela 4.1 – Investimento do projeto.

Ao considerar um custo do kWh de R\$0, 592 e a possibilidade de geração média mensal do sistema proposto de 4.441, 93kWh é possível economizar anualmente R\$34.413, 60, ou seja, mensalmente R\$2.867, 80, conforme pode ser visualizado no Tabela-4.2. Foi utilizada uma taxa de reajuste anual de 7, 5%, referente a mudanças de bandeira e reajustes da tarifa, conforme a Tabela-4.2.

Após analisar a fatura de energia elétrica foi possível perceber que o valor do kWh pago pela empresa para a fornecedora era de R\$0, 55. Foi possível perceber também, pela fatura, que o valor do kWh pago para o transporte da energia era de R\$0, 037381, não tendo distinção de valores em horário de ponta e fora da ponta. Desta forma, tem-se um total de R\$0, 592 por kWh. As Tabelas do Apêndice B apresentam o fluxo de caixa projetado para o período de 25 anos, que apresenta a viabilidade econômico do projeto.O cálculo do *payback*, Figura-4.2, descontado considera uma TMA de 11, 81% ao ano, assim, são necessários 3,19 anos(Apêndice B) para recuperar o investimento inicial proposto de R\$135.232, 50.

Dados de entrada		
Irradiação	5	<i>kWh/m². dia</i>
Tarifa	0,592	<i>R\$/kWh</i>
Reajuste	7,50	% ao ano
Potência	37.05	kWp
Performance ratio	80	%
Energia	54038,91	kWh/ano
Degradação	0,60	% ao ano
Degradação 1.º ano	2,5	%
Manutenção	0,0	% ao ano
Reajuste OPEX	5	% ao ano
Investimento total	135232,50	R\$
Juros (TMA)	11,81	% ao ano

Tabela 4.2 – Investimento do projeto.

Figura 4.2 – Análise do *Payback* em relação a poupança e CDI. Fonte: Dados da pesquisa.

Ao observar, na Tabela-4.3, a economia acumulada durante um período de 8 anos (*R\$38.686, 20x8*), é possível identificar um valor total de *R\$309.489, 65*, ou seja, já é *R\$174.257, 14* superior ao custo total da instalação do sistema de geração solar.

Anos	VPL	TIR
25	R\$ 304.448,89	31 %
10	R\$ 239.533,20	30 %
15	R\$ 185.245,11	29 %
10	R\$ 101.835,76	26 %
5	R\$ 2.967,07	11 %

Tabela 4.3 – Diferença da tarifa em 8 anos com e sem sistema de geração fotovoltaico.

Portanto, a partir de, aproximadamente, 7,5 anos o sistema já estará totalmente pago e gerando uma economia anual de *R\$32852, 02*. Assim, é possível concluir que, para uma TMA de 10% ao ano, o projeto de energia solar fotovoltaica como alternativa para redução de custos e de diversificação energética é viável para o período analisado, considerando os dados projetados.

5 CONCLUSÃO

Conforme apresentado, o sistema de geração Conectado à Rede (SFCR) dimensionado para atender 95% da demanda da empresa Tecnopampa. O sistema projetado possui uma capacidade de gerar 36,30 MWh/ano , com um custo de aproximadamente R\$ 135.232,50. Este sistema de geração já considera os suportes de fixação, dispositivos de proteção necessários, cabos utilizados na parte CC e CA da instalação, os 114 módulos fotovoltaicos de 325 W_p dimensionados para esta demanda e o inversor de 37,00 kW_p .

O tempo de *payback* para este tipo de instalação ainda é alto no Brasil, visto que a maioria dos produtos utilizados são importados, o que encarece a aquisição. Lembrando que como alguns dos produtos listados são importados. Seus preços dependem da cotação do dólar, por isso, podem variar de um dia para outro. Além disso, no Rio Grande do Sul ainda não ocorre o método de crédito pela concessionária de energia com compensação de ICMS e PIS/COFINS, ou seja, toda energia produzida é vendida para a RGEsul livre de impostos e creditada na conta da unidade consumidora com cobrança de impostos. Caso isto não ocorresse, o tempo de *payback* para estabelecimentos comerciais, residenciais e industriais seria bem menor.

Como visto, seriam necessários 3,19 anos para que a geração fotovoltaica pagasse sua própria instalação. Este levantamento foi obtido considerando que o estabelecimento consumiria 95% da energia gerada pelo sistema, não havendo a necessidade de crédito de energia pela concessionária de energia. Este valor só leva em consideração a instalação do sistema gerador para um caso ideal, em que a rede da RGEsul está próxima da instalação, evitando qualquer tipo de perda por queda de tensão que ocorreria em longas linhas de transmissão até a rede. Outro fator que não foi considerado é o sistema de bandeiras tarifárias. A bandeira verde, onde não há acréscimo de imposto para a energia consumida, foi tomada como base para os cálculos.

Por fim, como as projeções de geração do sistema dependem apenas de condições climáticas e são baseadas em médias históricas, portanto é possível obter uma boa rentabilidade com um sistema fotovoltaico, inclusive maiores que algumas aplicações financeiras, mostrando ser um investimento sustentável e de baixo risco.

6 REFERÊNCIAS

1. MIRANDA, G. J. Be prepared. **IEEE Industry Applications Magazine**, p. 12-20, 2003.
2. BEN, B. E. N. Ministério de Minas e Energia. <http://www.cbdb.org.br/informe/img/63socios7.pdf>, 2016. Disponível em: <<http://www.cbdb.org.br/informe/img/63socios7.pdf>>. Acesso em: 17 Maio 2017.
3. IMHOFF, J. **Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. Universida Federal de Santa Maria- UFSM. Santa Maria. 2007.
4. MME, M. D. M. E. E.-. Programa Luz para Todos. **Minas e Energia**, 2005. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 10 Maio 2017.
5. CRESESB-CEPEL. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004>. Acesso em: 16 maio 2017.
6. GREENPRO. Manual sobre Tecnologias, Projeto e Instalação, 2004. Disponível em: <<http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>>. Acesso em: 23 maio 2017.
7. INPE. **Atlas Brasileiro de energia solar**. São José dos Campos - São Paulo: [s.n.], 2017.
8. ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2. ed. rasília: [s.n.], 2005.
9. CRESESB, C.-. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 21 Junho 2017.
10. EPE. Análise de Inserção de Geração Solar na Matriz Solar Elétrica Brasileira. **MB Solar**, 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>. Acesso em: 16 junho 2017.
11. LIMA, L. I. D. M. A. A carta do Sol, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<http://www.lima.coppe.ufrj.br/includes/pages/projetos/cartadosol/Relatorio%20Tecnico>>. Acesso em: 16 junho 2017.
12. SOLAR, I. SISTEMA ON-GRID (CONECTADO À REDE). **Inovacare Solar**, 2016. Acesso em: 21 junho 2017.
13. BUIATTI, D. S. M. **Curso Avançado de Projetista de Sistema Fotovoltaico Conectados à Rede Elétrica com Utilização do Software PVSystem**. Solarize/ De Loys Arquitetura Solar. [S.l.]. 2014.
14. ELETROSUL. Energia Solar Fotovoltaica. **Eletróbrás**, Florianópolis, Santa Catarina, 2014. Disponível em: <<http://www.eletrosul.gov.br/home/conteudo.php?cd=172>>. Acesso em: 15 junho 2017.
15. PEREIRA, O. L. S. Dimensionamento de Inversores para SFRC: Estudo de Caso do Sistema Tubarão – Santa Catarina, Tubarão, 2008. Disponível em: <file:///C:/Users/Pedro/Downloads/v14n01_dimensionamento-de-inversores-para-sistemas-de-detubarao--SC>. Acesso em: 2 Julho 2017.
16. GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaico – Sistemas Conectados à rede elétrica: requisitos para a conexão e proteções – Capítulo XI, 2014. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed83_fasc_energia_renovavel_cap11.pdf>. Acesso em: 6 Julho 2017.

17. CEPEL, C. D. P. D. E. E. – Programa Sundata. CEPEL, 2017. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#localidade_288>. Acesso em: 12 Julho 2017.
18. ABB, I. S. Manual do Produto TRIO-20.0. ABB, 2016. Disponível em: <[https://library.e.abb.com/public/0649340f572149dc98a51698a323d185/TRIO-20.0-27.6-TL-OUTD-Product%20manual%20EN-RevE\(M000001EG\).pdf](https://library.e.abb.com/public/0649340f572149dc98a51698a323d185/TRIO-20.0-27.6-TL-OUTD-Product%20manual%20EN-RevE(M000001EG).pdf)>. Acesso em: 10 julho 2017.
19. IEA, I. E. A. World Energy Investment Outlook , 2014. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 12 Junho 2017.
20. BNDES, B. N. D. D. Energia - Geração de vapor e energia renovável, 2015. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 14 Junho 2017.
21. PEREIRA, E. B.; GONÇALVES, A. R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2°. ed. São José dos Campos - São Paulo: [s.n.], 2017.
22. PNE2030. **Plano Nacional de Energia, Ministério de Minas e Energia**. Brasília: [s.n.], 2007.
23. PNE2050. **PLANO NACIONAL DE ENERGIA ESTUDO DA DEMANDA PARA 2050**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2013.
24. KOVALESKI, J. L.; SOLA, A. V. H. **Eficiência energética nas indústrias: cenários & oportunidades**. Florianópolis: [s.n.], 2004.
25. REIS, T. V. M. **Metodologia para estimar a linha de base de projeto MDL conectado a sistema elétrico: uma abordagem prospectiva**. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2009.
26. SAIDEL, M. A. **A gestão da energia elétrica na USP: o programa permanente para o uso eficiente de energia elétrica**. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2005.
27. QUIRINO, J. L. C. **Usos da energia elétrica nas micro e pequenas indústrias do vestuário de São Paulo e os principais impactos do racionamento de energia: estudo de caso**. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2003.
28. MARTINS, M. P. D. S. **Inovação tecnológica e eficiência energética**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro Instituto de Economia, 1999.
29. ALVAREZ, A. L. M.. **Uso racional e eficiente de energia elétrica: metodologia para a determinação dos potenciais de conservação dos usos finais em instalações de ensino e similares**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 1998.
30. ABINEE, A. B. D. I. E. E. E. Propostas para, 2012. Disponível em: <www.abinee.org.br>. Acesso em: 12 Junho 2017.
31. CHIAVENATO, I. **Introdução à teoria geral da administração**. [S.I.]: Elsevier, 2003.
32. SIMOES, M. G. A. F. F. A. **Alternative energy systems: design and analysis with induction generators**. [S.I.]: CRC press, 2011.

APÊNDICES

APÊNDICE A – CÁLCULO DA DEMANDA PRELIMINAR

A.1 Estimativa das Cargas utilizando as contas de energia elétrica

É possível determinar a quantidade de módulos fotovoltaicos em um determinado projeto de energia solar, baseado em um cálculo preliminar para direcionar sobre qual inversor que deve ser utilizado no sistema fotovoltaico e a quantidade de módulos necessários baseado apenas na conta de energia elétrica.

É um projeto preliminar de sistemas fotovoltaico on-grid, ou seja, no qual o inversor é conectado diretamente a rede de energia elétrica, sendo este sistema aprovado pelas concessionárias de energia e pelo órgão regulamentador ANEEL.

Ao ficar conectado à rede o inversor se identificar ausência da rede elétrica se desconecta do sistema. Baseado em um esquema padrão de montagem de sistemas é possível identificar um inversor, que pode tanto ser monofásico, bifásico ou trifásico, o que irá depender das características da rede, este inversor será conectado ao quadro elétrico e ao medidor bidirecional para que se possa identificar o quanto se está consumindo e quantidade de energia que a rede pode estar recebendo.

O objetivo deste material é conseguir demonstrar a forma de calcular primariamente a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para os projetos residenciais, comerciais e industriais.

Há muitas informações essenciais que podem ser obtidas através da fatura de energia elétrica entregue pela concessionária, tais como: tipo de alimentação da rede, a localidade da residência, montante médio de energia consumida no mês, valor pago pelo quilowatt hora entre outras. Ao identificar pela fatura o tipo de alimentação da rede se monofásico, bifásico ou trifásico é determinado o tipo de inversor que será utilizado no projeto. É importante ainda ressaltar que com o tipo de alimentação, como sabemos o custo de disponibilidade de rede, por exemplo em uma fonte de alimentação monofásica o valor é 30 $kWh/mês$, já para instalações bifásicas seu custo é de 50 $kWh/mês$ e por fim para instalações trifásicas 100 $kWh/mês$.

Daqui em diante o projeto exige que seja feito o cálculo de compensação de energia, através da equação $E_c = E_m - C_d$, onde E_c equivale a energia de compensação, valor em $kWh/mês$, que o sistema fotovoltaico deve gerar; E_m equivale ao consumo médio de eletricidade, em $kWh/mês$, sendo a média dos consumos mensais no intervalo de um ano, por fim, C_d

é o custo de disponibilidade da rede.

Após finalização deste primeiro cálculo faz-se necessário entender a demanda diária de energia de compensação, pois através dela que é possível calcular o pico de potência que seu sistema fotovoltaico deve possuir. Através desta expressão $E_c(\text{diário}) = E_c/30(\text{kWh}/\text{dia})$. Após o cálculo efetuado é necessário buscar a média anual da radiação solar (HSP em $\text{Kwh}/\text{M}^2.\text{dia}^{1h}$). Esta informação está disponível no CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio S. Brito), para acessar as informações sobre o índice de radiação solar incidente é necessário identificar na fatura de energia elétrica a localidade e posteriormente identificar a latitude e a longitude para assim poder pesquisar no portal pelas coordenadas geográficas do imóvel.

A busca retornará com os valores mensais médios e aí fica a critério do responsável pelo projeto adotar a métrica da média ou o pior cenário de irradiação. Veja bem, o excedente é devolvido a rede de energia elétrica inclusive por tal motivo a potência dimensionada não corresponde a demanda de pico ou a instalada, da instalação elétrica.

De posse dos valores de Energia de Compensação Diária e da Média Anual da Radiação Solar, podemos calcular a potência-pico do sistema fotovoltaico através da seguinte equação: $E_{gerada} = E_c$; $E_{gerada} = HSP.W_p$; $W_p = E_{gerada}/HSP$ (este é o pico) que por fim será utilizada na fórmula para identificar a quantidade de módulos necessários no projeto, $N_{\text{módulos}} = W_p/W_p$ módulo. É necessário se observar o modelo do módulo que se deseja utilizar e verificar suas especificações de potência máxima em incidência de radiação solar, é importante escolher um modelo comum no mercado.

APÊNDICE B – ANÁLISE ECONÔMICA

B.1 Fluxo de caixa e *Payback*

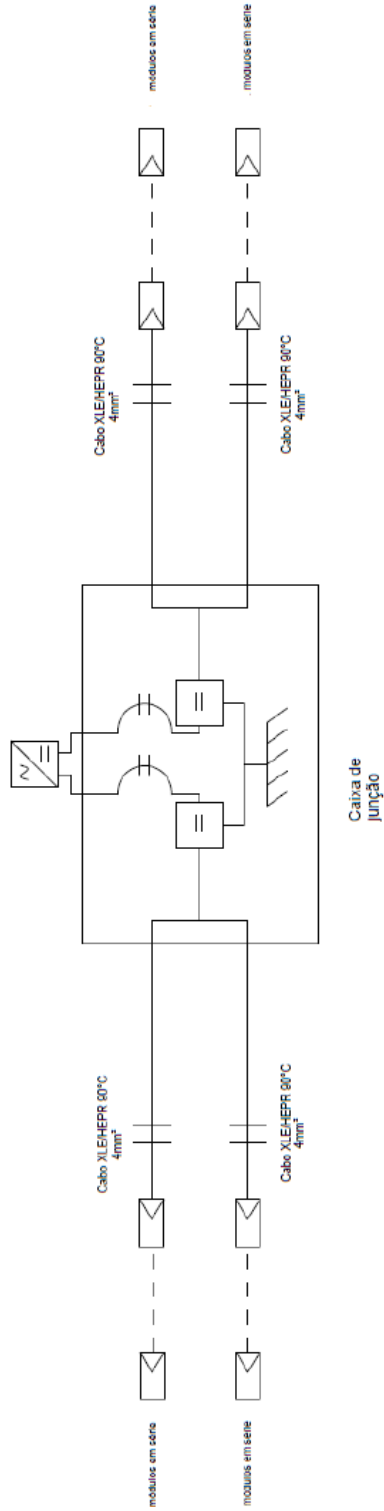
Geração			Receitas	Despesas		Fluxo de Caixa			
Ano	Geração kWh/ano	Tarifa	Reembolso	CAPEX	OPEX (custo de concessionária)	FC Anual	FC Acumulado	Retorno Mensal	Retorno Anual
0		R\$ 0,59		-R\$ 135.232,50		-R\$ 135.232,50	-R\$ 135.232,50	1,97%	
1	54038,91	R\$ 0,64	R\$ 34.584,90		R\$ 1.729,25	R\$ 32.855,66	-R\$ 102.376,84	2,02%	24,29%
2	52687,93	R\$ 0,68	R\$ 35.827,79		R\$ 1.791,39	R\$ 34.036,40	-R\$ 68.340,44	2,12%	25,43%
3	52371,81	R\$ 0,74	R\$ 38.755,14		R\$ 1.937,76	R\$ 36.817,38	-R\$ 31.523,06	2,26%	27,17%
4	52057,58	R\$ 0,79	R\$ 41.125,49		R\$ 2.056,27	R\$ 39.069,21	R\$ 7.546,16	2,42%	29,02%
5	51745,23	R\$ 0,85	R\$ 43.983,45		R\$ 2.199,17	R\$ 41.784,27	R\$ 49.330,43	2,58%	31,00%
6	51434,76	R\$ 0,91	R\$ 46.805,63		R\$ 2.340,28	R\$ 44.465,35	R\$ 93.795,78	2,76%	33,12%
7	51126,15	R\$ 0,98	R\$ 50.103,63		R\$ 2.505,18	R\$ 47.598,45	R\$ 141.394,23	2,95%	35,37%
8	50819,39	R\$ 1,06	R\$ 53.868,55		R\$ 2.693,43	R\$ 51.175,13	R\$ 192.569,35	3,15%	37,79%
9	50514,48	R\$ 1,14	R\$ 57.586,51		R\$ 2.879,33	R\$ 54.707,18	R\$ 247.276,53	3,36%	40,37%
10	50211,39	R\$ 1,22	R\$ 61.257,90		R\$ 3.062,89	R\$ 58.195,00	R\$ 305.471,53	3,59%	43,12%
11	49910,12	R\$ 1,31	R\$ 65.382,26		R\$ 3.269,11	R\$ 62.113,14	R\$ 367.584,68	3,84%	46,06%
12	49610,66	R\$ 1,41	R\$ 69.951,03		R\$ 3.497,55	R\$ 66.453,48	R\$ 434.038,16	4,10%	49,20%
13	49313,00	R\$ 1,52	R\$ 74.955,76		R\$ 3.747,79	R\$ 71.207,97	R\$ 505.246,13	4,38%	52,56%
14	49017,12	R\$ 1,63	R\$ 79.897,91		R\$ 3.994,90	R\$ 75.903,01	R\$ 581.149,14	4,68%	56,15%
15	48723,02	R\$ 1,75	R\$ 85.265,29		R\$ 4.263,26	R\$ 81.002,02	R\$ 662.151,16	5,00%	59,97%
16	48430,68	R\$ 1,88	R\$ 91.049,68		R\$ 4.552,48	R\$ 86.497,19	R\$ 748.648,35	5,34%	64,07%
17	48140,09	R\$ 2,03	R\$ 97.724,38		R\$ 4.886,22	R\$ 92.838,16	R\$ 841.486,52	5,70%	68,44%
18	47851,25	R\$ 2,18	R\$ 104.315,73		R\$ 5.215,79	R\$ 99.099,94	R\$ 940.586,46	6,09%	73,10%
19	47564,15	R\$ 2,34	R\$ 111.300,11		R\$ 5.565,01	R\$ 105.735,11	R\$ 1.046.321,56	6,51%	78,09%
20	47278,76	R\$ 2,52	R\$ 119.142,48		R\$ 5.957,12	R\$ 113.185,35	R\$ 1.159.506,91	6,95%	83,41%
21	46995,09	R\$ 2,71	R\$ 127.356,69		R\$ 6.367,83	R\$ 120.988,86	R\$ 1.280.495,77	7,43%	89,10%
22	46713,12	R\$ 2,91	R\$ 135.935,18		R\$ 6.796,76	R\$ 129.138,42	R\$ 1.409.634,19	7,93%	95,18%
23	46432,84	R\$ 3,13	R\$ 145.334,79		R\$ 7.266,74	R\$ 138.068,05	R\$ 1.547.702,24	8,47%	101,67%
24	46154,24	R\$ 3,36	R\$ 155.078,25		R\$ 7.753,91	R\$ 147.324,33	R\$ 1.695.026,58	9,05%	108,60%
25	45877,32	R\$ 3,61	R\$ 165.617,13		R\$ 8.280,86	R\$ 157.336,27	R\$ 1.852.362,85	9,67%	116,01%

Ano	FC Anual	FC Acumulado
0	-R\$ 135.232,50	-R\$ 135.232,50
1	R\$ 32.855,66	-R\$ 102.376,84
2	R\$ 34.036,40	-R\$ 68.340,44
3	R\$ 36.817,38	-R\$ 31.523,06
4	R\$ 39.069,21	R\$ 7.546,16
5	R\$ 41.784,27	R\$ 49.330,43
6	R\$ 44.465,35	R\$ 93.795,78
7	R\$ 47.598,45	R\$ 141.394,23
8	R\$ 51.175,13	R\$ 192.569,35
9	R\$ 54.707,18	R\$ 247.276,53
10	R\$ 58.195,00	R\$ 305.471,53
11	R\$ 62.113,14	R\$ 367.584,68
12	R\$ 66.453,48	R\$ 434.038,16
13	R\$ 71.207,97	R\$ 505.246,13
14	R\$ 75.903,01	R\$ 581.149,14
15	R\$ 81.002,02	R\$ 662.151,16
16	R\$ 86.497,19	R\$ 748.648,35
17	R\$ 92.838,16	R\$ 841.486,52
18	R\$ 99.099,94	R\$ 940.586,46
19	R\$ 105.735,11	R\$ 1.046.321,56
20	R\$ 113.185,35	R\$ 1.159.506,91
21	R\$ 120.988,86	R\$ 1.280.495,77
22	R\$ 129.138,42	R\$ 1.409.634,19
23	R\$ 138.068,05	R\$ 1.547.702,24
24	R\$ 147.324,33	R\$ 1.695.026,58
25	R\$ 157.336,27	R\$ 1.852.362,85
TMA	11,81%	
VPL	R\$ 304.149,11	
TIR	30%	
VAUE	R\$ 38.268,71	
CAUE		
PLAYBACK		3,193148404

ANEXOS

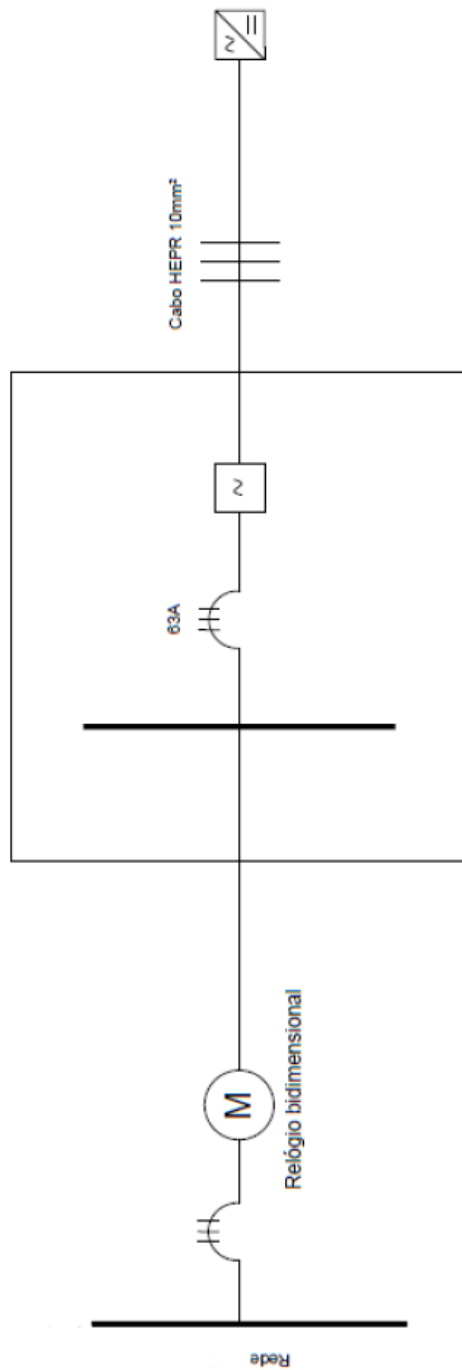
ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR ELETRICO DO SFCR

A.1 Diagrama unifilar representando o lado CC do sistema fotovoltaico.



Simbologia	
	Módulo solar fotovoltaico
	Inversor de frequência
	Elemento de interrupção elétrica
	Dispositivos CC de proteção contra surtos

A.2 Diagrama unifilar representando o lado CA do sistema fotovoltaico.



Simbologia	
	Módulo solar fotovoltaico
	Inversor de frequência
	Elemento de interrupção trifásico
	Dispositivos CA de proteção contra surtos

ANEXO B – RELATÓRIO DE GERAÇÃO DO *PVSYST*

PVSYST V6.85		25/11/19	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Tecnopampa_solar			
Geographical Site	Tecnopampa	Country	Brazil
Situation	Latitude -29.69° S	Longitude	-53.88° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	105 m
	Albedo		0.20
Meteo data:	Tecnopampa	Meteonorm 7.2 (2008-2014), Sat=21% - Synthetic	
Simulation variant : New simulation variant			
	Simulation date	25/11/19 18h11	
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth 20°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
User's needs :	monthly values		
	Jan.	Feb.	Mar.
	Apr.	May	June
	July	Aug.	Sep.
	Oct.	Nov.	Dec.
	Year		
	*86448	*79232	*15400
	*31120	*35248	*36080
	*33424	*46648	*23360
	*49216	*44080	*54424
	*34680	W	
PV Array Characteristics	Si-poly	Model	CS6U - 325P 1500V
PV module	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Original PVsyst database	In series	19 modules	In parallel 6 strings
Number of PV modules	Nb. modules	114	Unit Nom. Power 325 Wp
Total number of PV modules	Nominal (STC)	37.0 kWp	At operating cond. 33.2 kWp (50°C)
Array global power	U mpp	629 V	I mpp 53 A
Array operating characteristics (50°C)	Module area	222 m ²	Cell area 200 m ²
Total area			
Inverter	Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US	
Original PVsyst database	Manufacturer	ABB	
Characteristics	Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power 22.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	3 * MPPT 50 %	Total Power 33 kWac
			Pnom ratio 1.12
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	200 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect (IAM): User defined profile			
	10°	20°	30°
	40°	50°	60°
	70°	80°	90°
	0.998	0.998	0.995
	0.992	0.986	0.970
	0.917	0.763	0.000

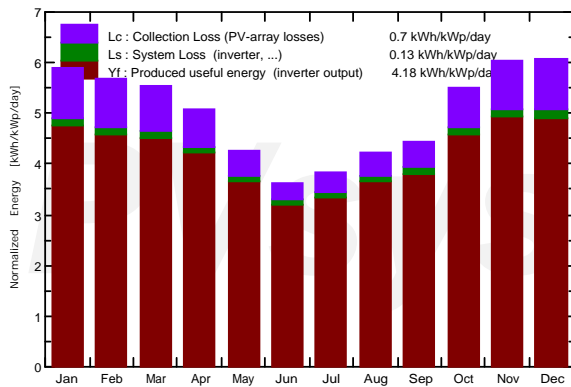
Grid-Connected System: Main results

Project : Tecnopampa_solar
Simulation variant : New simulation variant

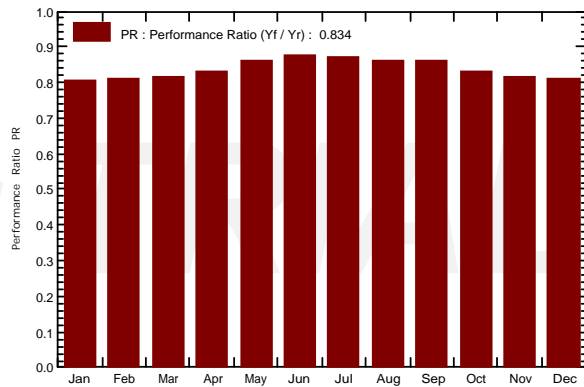
Main system parameters		System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		tilt	30°	azimuth 20°
PV modules		Model	CS6U - 325P 1500V	Pnom 325 Wp
PV Array		Nb. of modules	114	Pnom total 37.0 kWp
Inverter		Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US	Pnom 22.00 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	1.5	Pnom total 33.0 kW ac
User's needs		monthly values		Global 36.3 MWh/year

Main simulation results				
System Production	Produced Energy	56.49 MWh/year	Specific prod.	1525 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	83.39 %	Solar Fraction SF	41.65 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 37.0 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EfrGrid MWh
January	201.9	95.68	27.00	182.8	178.2	5.638	2.486	1.217	4.245	1.269
February	161.2	70.25	26.01	158.7	155.2	4.907	3.179	1.444	3.308	1.735
March	160.2	69.26	24.82	171.6	168.0	5.338	3.515	1.487	3.685	2.028
April	121.6	42.95	20.74	152.2	149.5	4.833	2.931	1.156	3.525	1.775
May	96.6	38.87	16.69	131.8	129.5	4.337	2.635	0.941	3.263	1.694
June	77.7	36.05	14.82	109.2	107.3	3.668	2.836	0.996	2.560	1.840
July	84.2	33.40	14.08	118.9	116.8	3.970	3.233	1.083	2.764	2.151
August	104.0	49.58	16.15	131.2	128.7	4.331	3.547	1.329	2.868	2.217
September	119.1	64.21	16.70	133.0	129.9	4.373	3.123	1.285	2.953	1.839
October	167.1	77.86	20.71	170.5	166.8	5.427	2.949	1.327	3.930	1.622
November	194.8	75.37	22.76	180.8	176.2	5.654	2.944	1.403	4.074	1.541
December	210.3	88.72	25.07	187.7	182.8	5.824	2.954	1.466	4.177	1.489
Year	1698.5	742.20	20.44	1828.3	1788.9	58.300	36.335	15.135	41.351	21.200

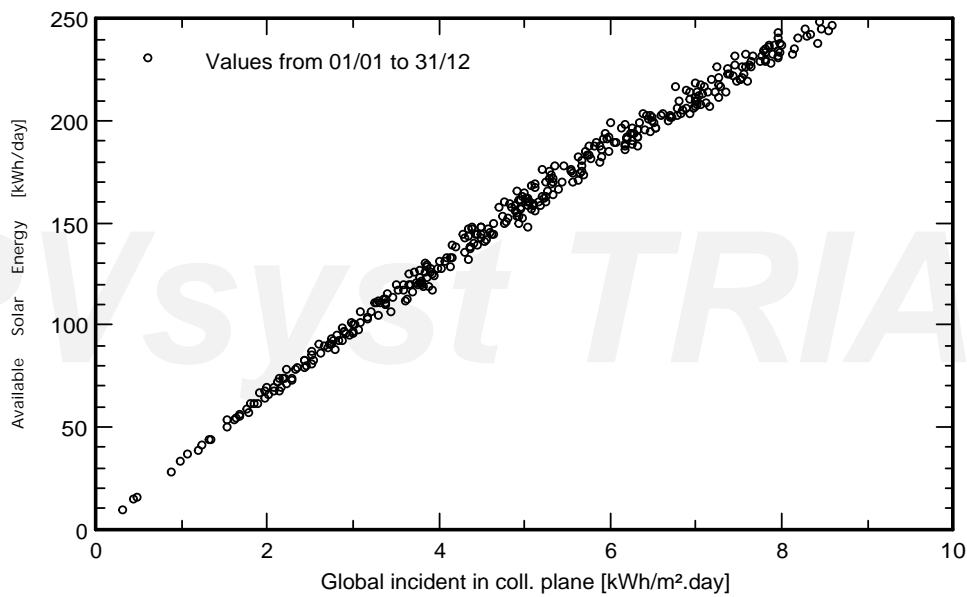
- | | | | | | |
|----------|---------|--------------------------------|--|---------|--|
| Legends: | GlobHor | Horizontal global irradiation | | GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings |
| | DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | | EArray | Effective energy at the output of the array |
| | T_Amb | T amb. | | E_User | Energy supplied to the user |
| | GlobInc | Global incident in coll. plane | | E_Solar | Energy from the sun |
| | | | | E_Grid | Energy injected into grid |
| | | | | EfrGrid | Energy from the grid |

Grid-Connected System: Special graphs

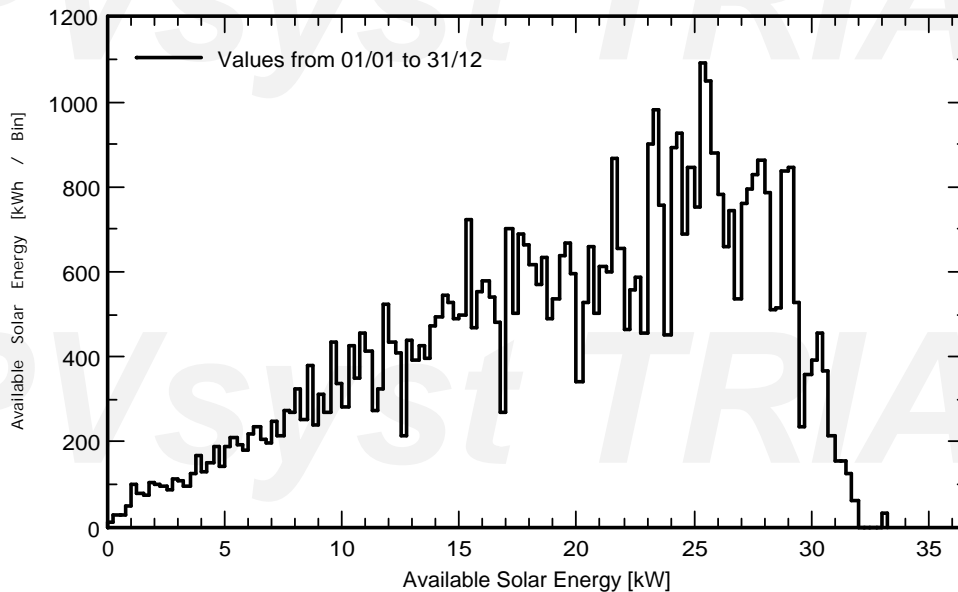
Project : **Tecnopampa_solar**
Simulation variant : **New simulation variant**

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 20°
PV modules	Model	CS6U - 325P 1500V	Pnom 325 Wp
PV Array	Nb. of modules	114	Pnom total 37.0 kWp
Inverter	Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US	Pnom 22.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	1.5	Pnom total 33.0 kW ac
User's needs	monthly values	Global	36.3 MWh/year

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

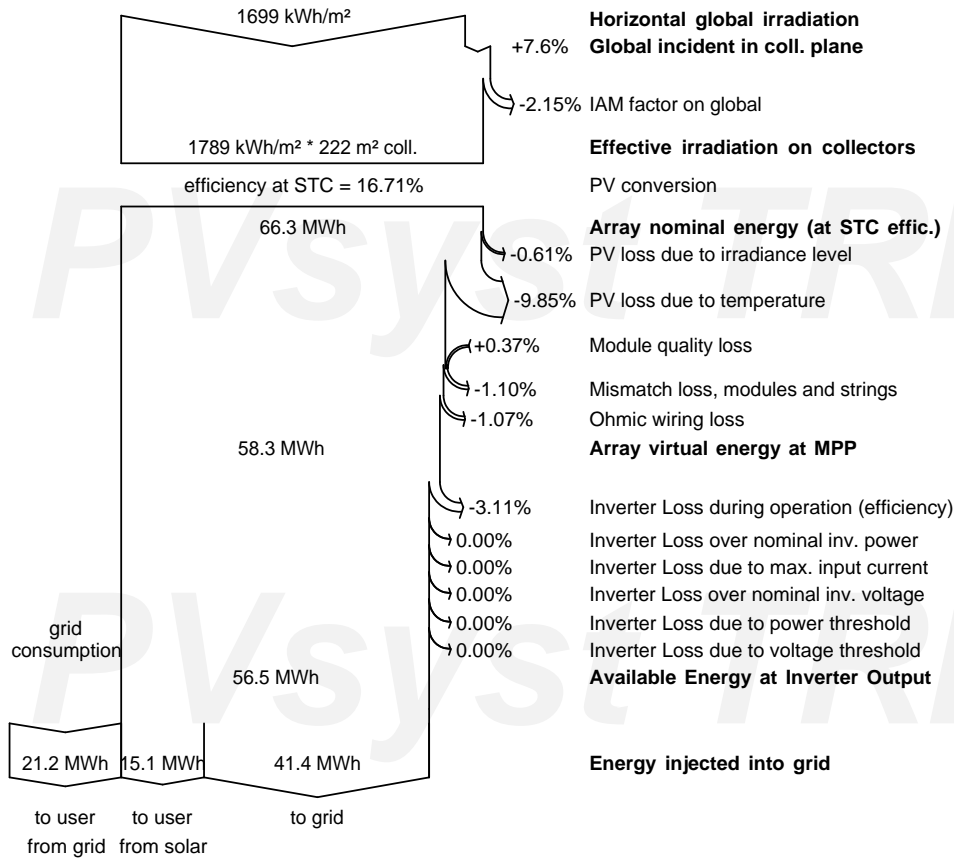


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Tecnopampa_solar
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 20°
PV modules	Model	CS6U - 325P 1500V	Pnom 325 Wp
PV Array	Nb. of modules	114	Pnom total 37.0 kWp
Inverter	Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US	Pnom 22.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	1.5	Pnom total 33.0 kW ac
User's needs	monthly values	Global	36.3 MWh/year

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: CO2 Balance

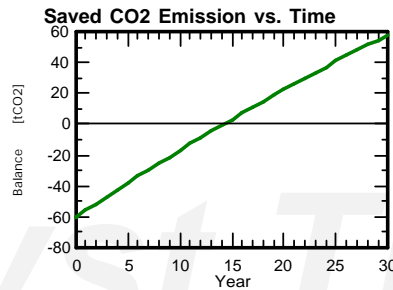
Project : **Tecnopampa_solar**
Simulation variant : **New simulation variant**

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 20°
PV modules	Model	CS6U - 325P 1500V	Pnom 325 Wp
PV Array	Nb. of modules	114	Pnom total 37.0 kWp
Inverter	Model	TRIO-20_0-TL-OUTD-S1-US	Pnom 22.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	1.5	Pnom total 33.0 kW ac
User's needs	monthly values		Global 36.3 MWh/year

Produced Emissions	Total: 60.70 tCO2	
	Source: Detailed calculation from table below	
Replaced Emissions	Total: 137.3 tCO2	
	System production: 56.49 MWh/yr	Lifetime: 30 years
		Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions: 81 gCO2/kWh	
	Source: IEA List	Country: Brazil
CO2 Emission Balance	Total: 58.4 tCO2	

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg
Quantity	35.1 kWp	1080 kg
Subtotal [kgCO2]	60116	583



ANEXO C – FOLHA DE DADOS DO PAINEL *CANADIAN SOLAR*



Nova tecnologia de célula
com 5 barras

 **CanadianSolar**

MAXPOWER CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Os novos módulos policristalinos MAXPOWER da Canadian Solar usam a mais recente tecnologia inovadora de célula de cinco barras, aumentando a saída de potência do módulo e a confiabilidade do sistema.

PRINCIPAIS RECURSOS



Confiabilidade aprimorada com a tecnologia de célula de 5 barras



Eficiência da célula de até 18,8%



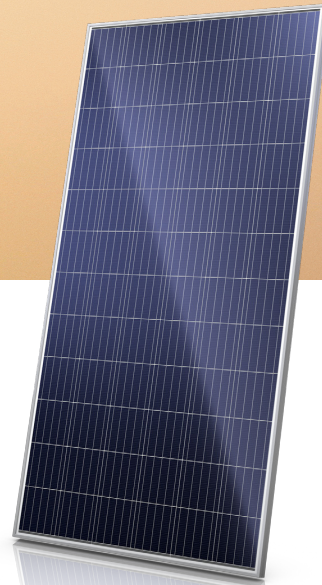
Excepcional desempenho de baixa irradiação: 96%



Caixa de derivação IP67, resistência de longo prazo ao clima



Carga de neve pesada até 5.400 Pa, carga de vento até 2.400 Pa



de garantia de saída de potência linear



de garantia do produto em materiais e mão de obra

CERTIFICADOS DE SISTEMA DE GESTÃO*

ISO 9001:2008/Sistema de gestão da qualidade

ISO/TS 16949:2009/O sistema de gestão de qualidade do setor automotivo

ISO 14001:2004/Padrões para sistema de gestão ambiental

OHSAS 18001:2007/Padrões internacionais para saúde e segurança no trabalho

CERTIFICADOS DO PRODUTO*

IEC 61215/IEC 61730: VDE/CE

UL 1703: CSA/IEC 61701 ED2: VDE/IEC 62716: VDE/Take-e-way

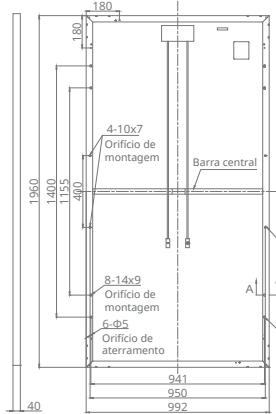
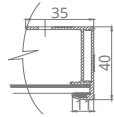
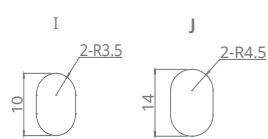


* As exigências de certificação são diferentes em cada mercado, portanto solicite a seu representante de vendas local da Canadian Solar os certificados válidos para os produtos na região em que eles serão usados.

A CANADIAN SOLAR INC. está comprometida a fornecer produtos solares, soluções de sistemas solares e serviços de alta qualidade para clientes em todo o mundo. Como desenvolvedora de projetos fotovoltaicos e fabricante líder de módulos solares com mais de 15 GW instalados em todo o mundo desde 2001, a Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) é uma das empresas de energia solar mais lucrativas do mundo.

CANADIAN SOLAR INC.

2430 Camino Ramon, Suite 240 San Ramon, CA, USA 94583-4385, www.canadiansolar.com, sales.us@canadiansolar.com

DESENHOS DE ENGENHARIA (mm)**Vista traseira****Seção cruzada da estrutura A-A****Orifício de montagem****DADOS ELÉTRICOS/STC***

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (P _{máx})	315 W	320 W	325 W	330 W
Tensão operacional ideal (V _{mp})	36,6 V	36,8 V	37,0 V	37,2 V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	8,61 A	8,69 A	8,78 A	8,88 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	45,1 V	45,3 V	45,5 V	45,6 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	9,18 A	9,26 A	9,34 A	9,45 A
Eficiência do módulo	16,20%	16,46%	16,72%	16,97%
Temperatura operacional	-40 °C ~ +85 °C			
Tensão máxima do sistema	1.000 V (IEC) ou 1.000 V (UL)			
Desempenho do módulo contra incêndio	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)			
Classificação máx. de fusíveis da série	15 A			
Classificação da aplicação	Classe A			
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W			

* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiação de 1.000 W/m², espectro AM de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.

DADOS ELÉTRICOS/NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (P _{máx})	228 W	232 W	236 W	239 W
Tensão operacional ideal (V _{mp})	33,4 V	33,6 V	33,7 V	33,9 V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	6,84 A	6,91 A	6,98 A	7,05 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	41,5 V	41,6 V	41,8 V	41,9 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	7,44 A	7,50 A	7,57 A	7,66 A

* Sob temperatura operacional normal da célula (NOCT), irradiação de 800 W/m², espectro AM de 1,5, temperatura ambiente de 20 °C, velocidade do vento de 1 m/s.

DESEMPENHO A BAIXA IRRADIAÇÃO

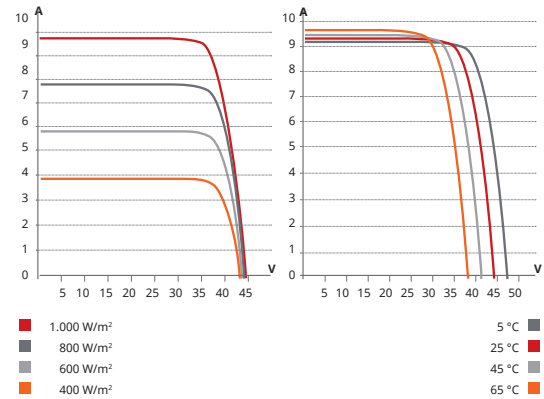
Desempenho excepcional em ambientes de baixa irradiação, eficiência média relativa de 96% a partir de uma irradiação de 1.000 W/m² a 200 W/m² (AM 1,5, 25 °C).

A especificação e os principais recursos descritos nesta ficha técnica podem ser um pouco diferentes e não estão garantidos. Devido à contínua inovação, pesquisa e melhoria de produtos, a Canadian Solar Inc. reserva-se o direito de fazer modificações nas informações descritas neste documento a qualquer momento e sem aviso prévio. Sempre adquira a versão mais recente da ficha técnica, que deve ser devidamente incorporada ao contrato legal firmado pelas partes regulamentando todas as transações relativas à compra e à venda dos produtos aqui descritos.

Atenção: Apenas para uso profissional. A instalação e o manuseio de módulos fotovoltaicos requerem habilidades profissionais. Apenas profissionais qualificados devem realizá-los. Leia as instruções de segurança e instalação antes de usar os módulos.

CANADIAN SOLAR INC.

Julho de 2016. Todos os direitos reservados. Ficha técnica do produto do módulo fotovoltaico V5.51P1_NA

CS6U-320P | CURVAS I-V**DADOS MECÂNICOS**

Especificação	Dados
Tipo de célula	Policristalino, 6 polegadas
Organização das células	72 (6 × 12)
Dimensões	1.960 × 992 × 40 mm (77,2 × 39,1 × 1,57 pol.)
Peso	22,4 kg (49,4 lb)
Tampa dianteira	Vidro temperado de 3,2 mm
Material da estrutura	Liga de alumínio anodizado
Caixa de derivação	IP67, 3 diodos
Cabo	4 mm ² (IEC) ou 4 mm ² e 12 AWG 1.000 V (UL), 1.160 mm (45,7 pol.)
Conectores	T4 (IEC/UL)
Por palete	26 peças
Por contêiner (40' HQ)	572 peças

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificação	Dados
Coefficiente de temperatura (P _{máx})	-0,41%/°C
Coefficiente de temperatura (V _{oc})	-0,31%/°C
Coefficiente de temperatura (I _{sc})	0,053%/°C
Temperatura operacional nominal da célula	45±2 °C

SEÇÃO DO PARCEIRO

ANEXO D – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR UTILIZADO

Características e informações técnicas

Tabela: Dados Técnicos	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Entrada		
Potência de Entrada Nominal (P_{dcr})	20750 Wp	28600 Wp
Potência de Entrada Máxima (P_{dcmax})	22700 Wp	31000 Wp
Tensão de Entrada Nominal (V_{dcr})	620 V	
Tensão de Ativação de Entrada ($V_{início}$)	360 V (adj. 250...500 V)	
Faixa operacional de Entrada ($V_{dcrmin}...V_{dcrmax}$)	0.7 x $V_{início}...950$ V	
Intervalo de Tensão de Entrada para MPPT	200...950V	
Potência de Entrada Máxima para cada MPPT	12000 W	16000 W
Faixa de Tensão de Entrada para Operação na potência nominal com Configuração paralela dos MPPTs	440...800 V	500...800 V
Limitação de Potência de CC para cada MPPT com Configuração Independente do MPPT em P_{acr} , exemplo de desequilíbrio máximo	12000 W [480V ≤ VMPPT ≤ 800V] o outro canal: P_{dcr} - 12000W [350V ≤ VMPPT ≤ 800V]	16000 W [500V ≤ VMPPT ≤ 800V] o outro canal: P_{dcr} - 16000W [400V ≤ VMPPT ≤ 800V]
Absolute Maximum Tensão de Entrada ($V_{max,abs}$)	1000 V	1000 V
Desclassificação de Potência vs. Tensão de Entrada (configuração paralela ou independent MPPT)	Desclassificação Linear de MÁX a NULA [800V ≤ Vmppt ≤ 950V]	
Number of Independent MPPTs	2	
Corrente de Entrada de CC Máxima (I_{dcmax})/para cada MPPT ($I_{MPPTmax}$)	50A / 25A	64A / 32A
Corrente de Retorno Máxima (AC lateral vs DC lateral)	Desprezível	
Número de Pares de Conexão de CC em Entrada para cada MPPT	1 - Padrão e -S2 Versão 4 - - versão S2F / -S2X	1 - Padrão e -S2 Versão 5 - - versão S2F / -S2X
Type of Entrada DC Connectors	Conector PV Tool Free Weidmüller / Multi-Contact (Borne de Parafuso em versões Padrão e -S2)	
Tipo de painéis fotovoltaicos que podem ser conectados à entrada de acordo com o IEC 61730	Classe A	
Proteção de Entrada		
Proteção de Polaridade Reversa	Proteção somente para o Inversor, de uma fonte limitada de corrente, para versões padrão e -S2, e para versões com fusíveis que tenham no máximo 2 strings conectadas	
Proteção de Sobretensão de Entrada - Varistores	2 para cada MPPT	
Proteção de Sobretensão de Entrada - DIN para-raios (-versão S2X)	3 (Classe II) para cada MPPT	
Corrente de Entrada de Curto Circuito	30.0 A	40.0 A
Controle de Isolamento	De acordo com o padrão local	
Capacidade de entrada-terra máximo	(0.12uF/kW)*20kW=2.4uF	(0.12uF/kW)*27.6kW=3.3uF
Chave seccionadora CC (versões -S2, -S2F e -S2X)	40 A / 1000 V	
Fusíveis (versões -S2F e -S2X)	gPV / 1000 V / Max. 20A	
Saída		
AC connection to the Grid	Trifásico 3W or 4W+PE	
Tensão de Saída Nominal (V_{car})	400 Vca	
Faixa de Tensão Saída ($V_{camin}...V_{camax}$)	320...480 Vca ⁽¹⁾	
Potência de Saída Nominal (P_{acr})	20000 W	27600 W
Potência de Saída Máxima (P_{acmax})	22000 W ⁽³⁾	30000 W ⁽⁴⁾

Tabela: Informações técnicas		TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Frequência de Saída Nominal (fr)		50 Hz	
Faixa de Frequência de Saída (f _{min} ...f _{max})		47...53 Hz (2)	
Potência de saída aparente máxima (S _{acmax})		22200VA	30000 VA
		A potência nominal P _{acr} também é garantida com cos(fi) = 0,9	
Fator de Potência Nominal (Cosphi _{acr})		>0,995, adj. ±0.9 com P _{acr} =20.0 kW, ± 0.8 com máx 22.2kVA	>0,995, adj. ±0,9 with P _{acr} =27,6 kW, ± 0.8 com máx 30kVA
Distorção Harmônica Total de Corrente		< 3%	
Tipo de Conexões CA		Bornes de parafuso, corte transversão máximo 35 mm2	
Proteção de saída			
Proteção Anti-ilhamento		De acordo com o padrão local	
Máxima CA Sobrecorrente proteção		34,0 A	46,0 A
Saída Sobretensão Proteção - Varistores		4	
Saída Sobretensão Proteção - Para-raio DIN Rail (Versão -S2X)		4 (Class II)	
Desempenho operacional			
Eficiência Máxima (η _{max})		98.2%	
Eficiência Ponderada (EURO/CEC)		98,0% / 98,0%	
Límiar de Entrada de Potência		40 W	
Consumo em Stand-by		< 8W	
Consumo Noturno		<1W	
Consumo Noturno (Potência Reativa)		110 VAR	
Frequência de Comutação de Inversor		15.8 kHz	
Comunicação			
Monitoramento Local por Fio (opc.)		PVI-USB-RS485_232 (opc.), FVI-DESKTOP (opc.)	
Monitoramento Remoto (opc.)		PVI-AEC-EVO (opc.), VSN 700 DATAOGGER (opc.)	
Monitoramento Local sem Fio (opc.)		PVI-DESKTOP (opc.) com FVI-RADIOMODULE (opc.)	
Interface de usuário		Display Gráfico	
Ambiente			
Temperatura Ambiente		-25...+60°C /-13...140°F com desclassificação acima de 45°C/113°F	
Temperatura de Armazenagem		-40...80°C (-40...+176°F)	
Umidade Relativa		0...100% condensando	
Emissão de Ruído		< 50 db(A) @ 1 m	
Altitude Máxima de Operação		2000 m / 6560 ft	
Classificação de poluição ambiental por ambiente externo		3	
Categoria Ambiental		Externa	
Físico			
Classificação de Proteção Ambiental		IP 65	
Sistema de resfriamento		Natural	
Categoria de Sobretensão de acordo com IEC 62109-1		II (CC entrada) III (CA saída)	
Dimensões (A x L x P)		1061 x 702 x 292 mm 41.7" x 27.6" x 11.5"	
Peso		Padrão e -S2: 67kg / 147lb	Padrão e -S2: 72 kg / 158 lb
		-S2F / S2X: 75 kg / 165 lb	-S2F / S2X: 80 kg / 176 lb
Dimensões de Embalagem (A x L x P)		737 x 800 x 1200 mm / 29" x 31.5" x 47.2"	
Peso Total da Embalagem		Padrão e -S2: 79kg / 174lb	Padrão e -S2: 84 kg / 185 lb
		-S2F / S2X: 87 kg / 191 lb	-S2F / S2X: 92 kg / 202 lb
Sistema de Montagem		Suporte de parede	
Exposição a raios UV		Tampas plásticas adequadas para uso eterno. Exposição a raios UV (de acordo com UL 746C)	
Segurança			
Classe de Segurança		I	

