FACULDADES INTEGRADAS DE ARACRUZ
COORDENAÇÃO DE ENGENHARIA MECÂNICA

CLEYTON WARLEN NIEIRO CRUZ
HUGO BARROSO
ROMERO RAMPINELLI MANTOVANI
WALLACE SANTOS NINZ

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO PAINEL FOTOVOLTAICO NO SHOPPING ORIUNDI – ARACRUZ

ARACRUZ - ES
2017

CLEYTON WARLEN NIEIRO CRUZ
HUGO BARROSO
ROMERO RAMPINELLI MANTOVANI
WALLACE SANTOS NINZ

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO PAINEL FOTOVOLTAICO NO SHOPPING ORIUNDI – ARACRUZ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica da Faculdades Integradas de Aracruz - FAACZ, como requisito parcial para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Mecânica.
Professor Orientador: Anderson Fanchiotti da Silva

ARACRUZ - ES
2017

CLEYTON WARLEN NIEIRO CRUZ
HUGO BARROSO
ROMERO RAMPINELLI MANTOVANI
WALLACE SANTOS NINZ

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO PAINEL FOTOVOLTAICO NO SHOPPING ORIUNDI – ARACRUZ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica da Faculdades Integradas de Aracruz - FAACZ, como requisito parcial para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Mecânica.

Monografia defendida e aprovada em: 23 de Outubro de 2017.

_____

Prof. Anderson Fanchiotti da Silva - Orientador

_____

Prof. - Dr. Harerton Dourado

_____

Prof. - Me. Josimar Antônio Grippa

ARACRUZ - ES
2017

DEDICATÓRIA

Este trabalho é dedicado primeiramente a Deus, por ter nos dado força para vencer mais essa etapa em nossas vidas.

A todos os nossos familiares pela compreensão do tempo ausente e pela força durante todo o período do curso.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por ter nos dado forças para vencer mais essa etapa em nossas vidas, e à nossa família que tanto nos apoiaram durante esses anos de graduação.

Ao orientador, Professor Anderson Fanchiotti da Silva, pela paciência, dedicação e sempre disposto a sanar dúvidas no desenvolvimento desse trabalho.

Agradecemos a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização desse trabalho.

Que os vossos esforços desafiem as impossibilidades, lembrai-vos de que as grandes coisas do homem foram conquistadas do que parecia impossível.

Charles Chaplin

RESUMO

A busca por redução de custos e a atual crise hídrica no Brasil, faz com que cada vez mais empresários considerem a utilização de fontes de geração alternativas para suprir suas demandas energéticas. O presente trabalho tem como finalidade analisar a viabilidade técnica e financeira para a geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos instalados sobre o shopping Oriundi na cidade de Aracruz no Espírito Santo. Os dados específicos da região foram obtidos através do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica), utilizando o programa RADIASOL para a determinação do posicionamento dos painéis fotovoltaicos, juntamente com dados técnicos dos mesmos e inversores afim de dimensionar o sistema para avaliação técnica. Foram construídas planilhas em Excel para a geração de indicadores financeiros e posterior análise. Para a análise dos resultados e tomada de decisão, foram usados os indicadores VPL (Valor Presente Líquido), a TIR (Taxa Interna de Retorno) e o *Payback* (tempo de retorno do investimento), fazendo uma projeção para vinte anos, que é o tempo médio de vida útil do sistema fornecido pelo fabricante. Os resultados obtidos por este estudo indicam que é impossível, com a tecnologia atual, a substituição de 100% do consumo de energia da concessionária local, uma vez que a área disponível do estabelecimento permite a implantação de painéis que supram apenas 37% da demanda. Feita uma análise financeira tendo como base apenas 37% da geração própria, torna-se viável a implantação uma vez que o valor da TIR é maior do que o valor da TMA (Taxa Mínima de Atratividade).

Palavras-chave: Viabilidade técnica; Fotovoltaico; Energia, TIR, *Payback* descontado, VPL, TMA.

LISTA DE SIGLAS

ANEEL: Agencia Nacional de Energia Elétrica

ASPE: Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo

A-si: Silicio Amorfo Hidrogenado

C0: Comprimento Ocupado

CC: Corrente Contínua

CdTe: Telureto de Dádmio

CH4: Metano

CNPJ: Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica

CPF: Cadastro de Pessoa Física

CRESESB: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica

$CulnSe^2$ ou CIS: Disseleneto de Cobre e Índio

$Cu(lnGa)Se^2$ ou CIGS: Disseleneto de Cobre Gálio e Índio

c-Si: silício cristalino

D: Número de dias do mês

dmim: Distância Mínima Entre Filas

Ed: Energia gerada por um módulo por dia

Em: Energia gerada por módulo por mês

Et: Energia total gerada pela instalação

Fcai: Frequência de saída do inversor

FV: Fotovoltaico

G: Irradiância solar

Gtot: Potencia radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebido em uma unidade de área em uma superfície com inclinação qualquer.

GWh: Gigawatt-hora

h1: Altura de inclinação do módulo

INEE: Instituto Nacional de Eficiência Energética

km: Quilometro

kWh/m²/dia: kilowatt hora por metro quadrado por dia

Iacmaxi: Corrente máxima de saída

Icca: Corrente de curto circuito do arranjo

Icci: Corrente de curto circuito do inversor

Iccm: Corrente de curto circuito do módulo

l1: Comprimento do Módulo Voltaico

m: Metro

mm: Milímetro

MWh: Megawatt-hora

m²: Metro Quadrado

m-Si: Silício monocristalino

N: número de módulos ligados em série

Ni: número de inversores

Nma: Número de módulos por arranjo

Nt: Número total de módulos

Ns: Número de strings do módulo inversor

O: Oeste

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

Pa: Potência nominal de um arranjo

PCAmax: Potência máxima entregue a rede

Pccmax: Potência máxima recebida dos módulos

Pcm: Potência do conjunto de módulos

Pfv: Potência do módulo fotovoltaico

Pmaxm: Potência máxima do módulo

PMP: Ponto de Máxima Potência

PR: Performance do sistema fotovoltaico conectado á rede, também conhecida como taxa de desempenho

PRODEEM: Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PT: Potência do Sistema

p-Si: Silício policristalino

S: Sul

sen: Seno

Si: Silício

SWERA: Solar and Wind Energy Resource Assessment

Tg: Tangente

TIR: Taxa Interna de Retorno

TMA: Taxa mínima de Atratividade

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

US$: Dólar americano

VCCnominal: Tensão nominal do inversor

Vmax: tensão máxima suportada pelo inversor

VPL: Valor Presente Líquido

Vpmaxm: Tensão do módulo em máxima potência

VPMPrange: Faixa de funcionamento de tensão do ponto máximo de potência do inversor

V0cc: Tensão de circuito aberto de um conjunto de módulos

V0cm: Tensão do circuito aberto do Módulo

W: Watt

WBGU: German Advisory Concil on Global Change

µa-SI: Silicio Microaamorfo

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Parâmetros retirados da folha de dados do módulo 52

Tabela 2 Pontos de estudos de irradiação próximo a empreendimento 52

Tabela 3 Irradiação diária média retirada do banco de dados do projeto SWERA 53

Tabela 4 Parâmetros retirados da folha de dados do inversor 58

Tabela 5 Energia média gerada em cada módulo no dia 61

Tabela 6 Energia média gerada por cada módulo no mês e total anual 61

Tabela 7 Energia total gerada na instalação do *shopping* Oriundi por mês e total anual 62

Tabela 8 Tarifa de energia elétrica 64

Tabela 9 Fluxo de caixa 65

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Radiação difusa, direta e refletida pela superfície (albedo) 20

Figura 2 Radiação total do Brasil em plano cuja inclinação é igual à latitude do local 21

Figura 3 Perspectivas de utilização de energia mundial 22

Figura 4 Painel de células monocristilinas 24

Figura 5 Painel de células policristalinas 25

Figura 6 Painel de células silício amorfo hidrogenado 27

Figura 7 Painel de células silício microamorfo 28

Figura 8 Painel de células telureto de cádmio 29

Figura 9 Painel de células disseleneto de cobre (gálio) e índio 30

Figura 10 Esquema de geração fotovoltaica em sistema isolado 31

Figura 11 Método de ligação do sistema fotovoltaico isolado e conectado à rede 32

Figura 12 Geração de corrente continua por células fotovoltaicas 34

Figura 13 Linhas de módulos fotovoltaicos 41

Figura 14 Vista panorâmica do *shopping* Oriundi 50

Figura 15 Módulo Axipremium AC-350P/156-72S 51

Figura 16 Disposição dos pontos de irradiação mais próximos 53

Figura 17 Programa RADIASOL 2 54

Figura 18 Resultados obtidos pelo RADIASOL para 29° de inclinação 55

Figura 19 *Layout* dos painéis fotovoltaicos sobre o empreendimento 57

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 18

2 OBJETIVOS 19

2.1 OBJETIVO GERAL 19

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 19

3 REVISÃO DA LITERATURA 20

3.1 RADIAÇÃO SOLAR 20

3.2 PERSPECTIVAS DA ENERGIA SOLAR 21

3.3 TECNOLOGIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 23

3.3.1 Módulos de Silício Cristalino 23

3.3.2 Módulo de Filmes Finos 25

3.3.2.1 Silício amorfo hidrogenado (a-Si) 26

3.3.2.2 Silício microamorfo (µa-Si) 27

3.3.2.3 Telureto de Cádmio (CdTe) 28

3.3.2.4 Disseleneto de Cobre (Gálio) e Índio 29

3.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 30

3.4.1 Sistema fotovoltaico isolado 30

3.4.2 Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica 31

3.5 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA 32

3.6 NORMAS TÉCNICAS PARA GERAÇÃO DISTRIBUIDA 34

3.7 INDICADORES PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANECIRA .. 35

3.7.1 ***Payback* descontado 36**

3.7.2 **Valor presente líquido (VPL) 36**

3.7.3 **Taxa Interna de Retorno (TIR) 37**

4 **METODOLOGIA 38**

4.1 LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO E ÁREA DISPONÍVEL 38

4.2 DETERMINAR A TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA QUE MELHOR SE ADEQUA DO PROJETO 38

4.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO 39

4.3.1 **Radiação solar no local 39**

4.3.2 **Perdas/ganhos por inclinação dos painéis solares 40**

4.3.3 **Consumo de energia 40**

4.3.4 **Distância mínima entre fileiras e disposição dos módulos fotovoltaicos 41**

4.3.5 **Número total de painéis solares e potência total 42**

4.3.6 **Determinação do inversor de frequência 43**

4.3.7 **Determinação do esquema de conexão elétrica dos módulos fotovoltaicos 43**

4.3.8 **Energia gerada 45**

4.4 AVALIAÇÃO TÉCNICA 46

4.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA 47

4.5.1 ***Payback* descontado 47**

4.5.2 **Valor presente líquido (VPL) 48**

4.5.3 Taxa interna de retorno (TIR) 49

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES 50

5.1 ESTRUTURA MONTADA SOBRE O *SHOPPING* ORIUNDI 50

5.1.1 Área disponível 50

5.1.2 Determinação do módulo fotovoltaico 51

5.1.3 Radiação solar do estabelecimento 52

5.1.4 Posicionamento dos módulos fotovoltaicos 54

5.1.5 Distância mínima entre fileiras e disposição dos módulos fotovoltaicos 55

5.1.6 Número total de painéis solares e potência total 56

5.1.7 Determinação do inversor de frequência 57

5.1.8 Determinação do esquema de conexão elétrica dos módulos fotovoltaicos 57

5.1.9 Energia gerada 60

5.2 AVALIAÇÃO TÉCNICA 63

5.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA 63

5.3.1 *Payback* descontado 63

5.3.2 Valor presente líquido (VPL) 66

5.3.3 Taxa interna de retorno (TIR) 66

6 CONCLUSÃO 67

REFERÊNCIAS 68

Anexo I 75

Anexo II 84

1 INTRODUÇÃO

Em um *shopping* o consumo de energia é elevado devido aos seus vários sistemas, como iluminação, refrigeração, *marketing* entre outros. Reduzir ou até mesmo mitigar o consumo de energia da concessionária local, representa um aumento no lucro da empresa.

Esse fator bem como a recente crise hídrica onde os reservatórios das maiores usinas hidrelétricas do Brasil chegaram a níveis de 33,4% da capacidade no primeiro trimestre de 2017 (ONS, 2017), leva empresários a buscar fontes alternativas para a geração de energia elétrica.

O *shopping* Oriundi, localizado em Aracruz no Espírito Santo, possui consumo médio de 3,5 GWh/ano e foi proposto pela gestão do estabelecimento a substituição total ou parcial do consumo de energia elétrica fornecido pela concessionária local por uma fonte alternativa de geração. Devido a limitação de espaço e a alta incidência solar na região a solução escolhida foi a energia fotovoltaica. Teixeira et al. (2012) diz que devido à crescente demanda pela energia e a falta de investimento em outras fontes renováveis de energia, justifica-se esta tecnologia de geração.

Devido ao Brasil possuir praticamente todo o território localizado na região intertropical, o potencial para produção de energia solar durante todo ano é enorme. A variedade de formas de utilização da abundante energia solar vai desde pequenos sistemas fotovoltaicos autônomos até as grandes centrais que empregam energia solar concentrada (PEREIRA et al, 2006).

No sistema fotovoltaico não há necessidade de que os raios solares incidam diretamente sobre as placas, gerando energia em dias nublados, porém a quantidade de energia está relacionada a densidade das nuvens. Devido à reflexão da luz do Sol, dias pouco nublados podem resultar em uma maior produção de

energia elétrica do que em dias completamente claros (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2014).

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Analisar a viabilidade técnica e financeira para implantação de um sistema de energia solar, através da fotoconversão no *shopping* Oriundi, na cidade de Aracruz - Espírito Santo.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Quantificar o potencial energético do empreendimento através de sua localização.
- Analisar a tecnologia de geração fotovoltaica que melhor se adequa;
- Dimensionar o sistema fotovoltaico sobre o estabelecimento;
- Avaliar o investimento necessário e a economia na conta de energia elétrica através de indicadores como *payback* descontado, Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno.

3 REVISÃO DA LITERATURA

3.1 RADIAÇÃO SOLAR

Lima (2003) diz que levando em consideração os efeitos de reflexão e absorção pelos componentes atmosféricos, em dias de céu claro, o total de radiação incidente é composto pela radiação que não sofre desvio, esta radiação é responsável pela sombra nos objetos, uma vez que esta incide diretamente sobre estes; e a radiação solar difusa, que consiste na radiação que se espalha predominantemente pelas nuvens, difundindo no ambiente, não provocando sombra. A soma dessas componentes denomina-se radiação solar global.

A radiação refletida por uma superfície denomina-se albedo, sendo esta calculada como a razão entre a quantidade de radiação refletida pela quantidade de radiação recebida. Geograficamente, o albedo representa a relação entre a quantidade de luz refletida pela terra pela quantidade de luz recebida do sol. O albedo médio terrestre é cerca de 37%. Outro fator variante na aferição do albedo é a inclinação dos raios solares sobre a superfície, quanto maior a inclinação, maior será o albedo (KNOOW, 2007).

Rüther (2004) afirma que através do efeito fotovoltaico, as células solares convertem diretamente a energia do sol em energia elétrica, de uma maneira estática, silenciosa, não poluente e inesgotável.

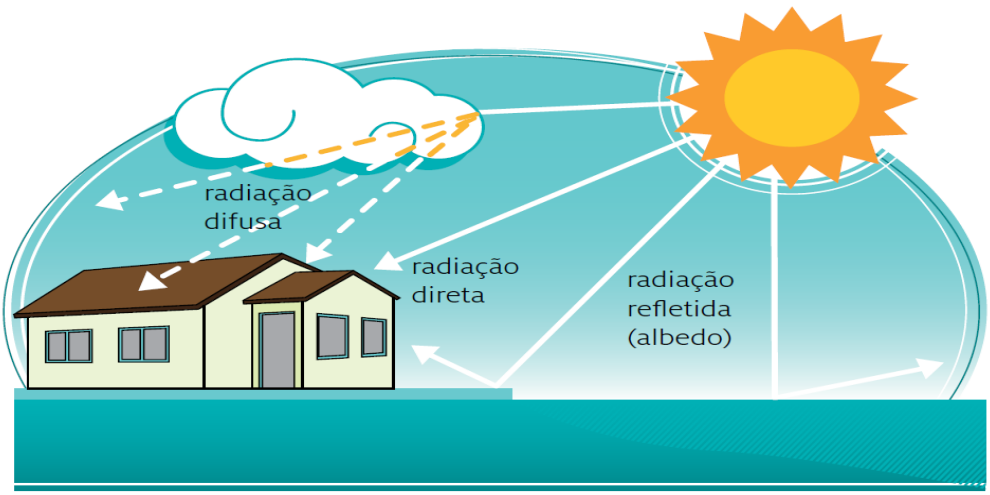


Figura 1 – Radiação difusa, direta e refletida pela superfície (albedo)

Fonte: ASPE (2013)

3.2 PERSPECTIVAS DA ENERGIA SOLAR

Segundo Dutra et al. (2013), a energia solar destaca-se de outras fontes de energias renováveis pelo fato que não polui o meio ambiente e pode ser visto como uma fonte inesgotável. Neste aspecto, Brazil (2006) cita que o Brasil recebe uma incidência de radiação solar muito elevada e praticamente durante o ano inteiro. Na Figura 2 observa-se a radiação total do Brasil em plano cuja inclinação é igual à latitude do local.

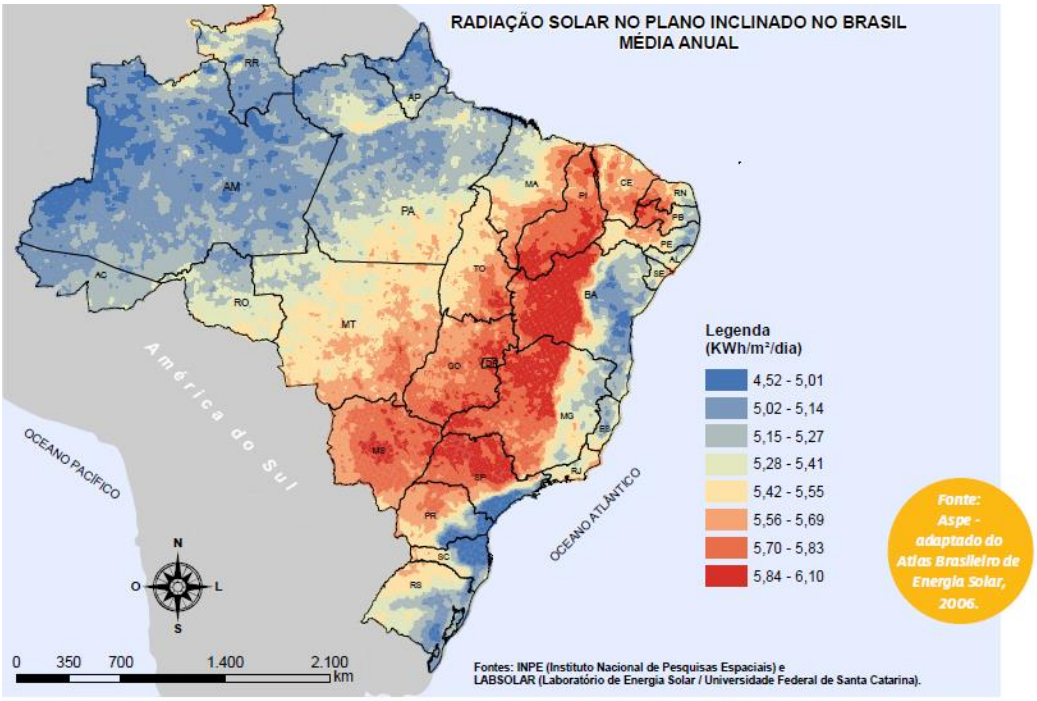


Figura 2 – Radiação total do Brasil em plano cuja inclinação é igual à latitude do local
Fonte: ASPE, adaptado do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2013)

Para um aproveitamento ideal da energia solar, faz-se necessário o conhecimento da radiação e a insolação local nos horários que ocorrem. A radiação solar é medida através de pirômetros, que registram a energia e a incidência sobre o hemisfério celeste. A insolação é contabilizada por meio de heliógrafos, estes determinam a duração da radiação direta em períodos considerados benéficos (DUTRA et al., 2013).

As energias eólica e solar poderiam dar a maior contribuição para a geração de energia elétrica em todo o mundo (WBGU, 2011).

Em Abril de 2014, a ANEEL apresentou dados sobre a situação do Brasil durante o Seminário de Mini e Microgeração de Energia, em que a capacidade instalada no País era de aproximadamente 40 MWp até 2013 e que cerca de 90% desses sistemas não estavam conectados à Rede. Neste mesmo seminário, foi apresentado que a Irradiação Solar no Plano Inclinado média anual está em torno de 1650 a 2400 kWh/m²/ano.

Segundo a ANEEL (2014), o panorama do Brasil difere do exterior:

- Crescimento contínuo de potência instalada na última década, atingindo 69 GWp em 2011 e mais de 100 GWp em 2012;
- A taxa média de crescimento da geração solar nos últimos 5 anos supera 65% ao ano;
- O custo dos painéis fotovoltaicos caiu de cerca de US$ 30,00 em 1980 para menos de US$ 1,00 por Wp;
- A maioria das instalações existentes estão conectadas à Rede;
- Os maiores produtores de energia solar na Europa possuem uma Irradiação Solar no Plano Inclinado menor do que o encontrado no Brasil.
-

Em 2011, a *German Advisory Councilon Global Change* (WBGU) elaborou um estudo sobre as perspectivas de utilização de energia no mundo inteiro, conforme apresentado na Figura 3.

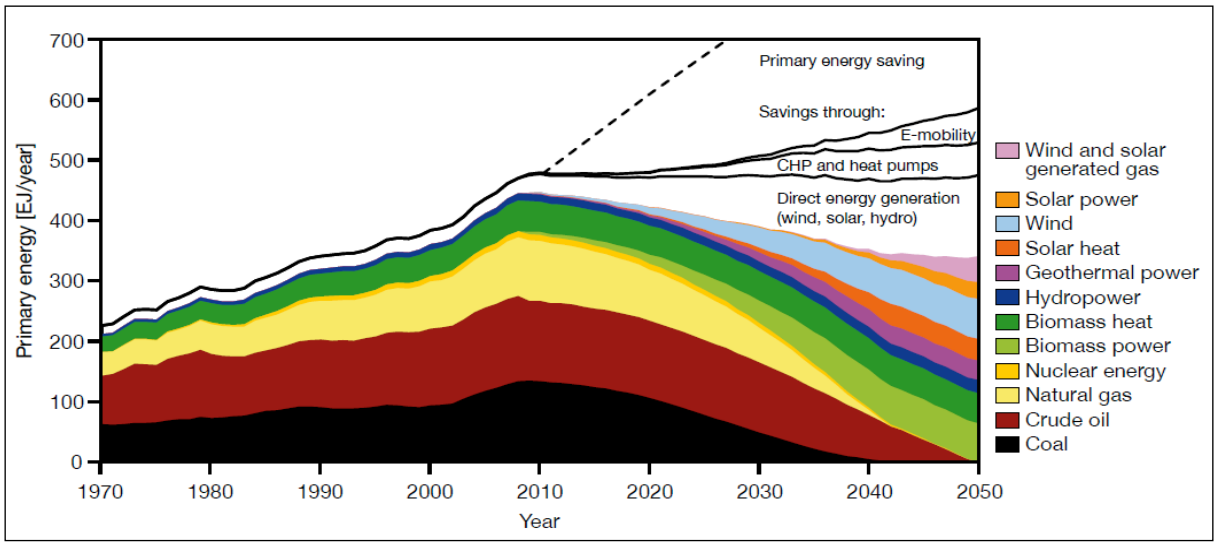


Figura 3 - Perspectivas de utilização de energia mundial

Fonte: WBGU (2011)

Conforme apresentado no estudo da WBGU (2011), as perspectivas sobre o crescimento da utilização de energias renováveis são altas até o ano de 2050. Já a expectativa sobre a utilização das energias não renováveis é de redução.

Segundo a ASPE (2013), a capacidade instalada fotovoltaica mundial, no ano de 2012, era de 99 MW, possuindo um crescimento médio de 20% por ano a partir de 2000. No Espírito Santo, a média anual do total diário de irradiação solar global varia entre 5,07 a 5,58 kWh/m²/dia, acima da capacidade máxima alemã (3,4 kWh/m²/dia) sendo esta uma das maiores produtoras de energia fotovoltaica no mundo.

3.3 TECNOLOGIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Segundo Rüther (2004), em qualquer instalação solar fotovoltaica o módulo solar fotovoltaico é a célula básica do sistema gerador. A quantidade de módulos conectados em série irá determinar a tensão de operação do sistema em corrente contínua. A corrente do gerador solar é definida pela conexão em paralelo de painéis individuais ou de *strings* (conjunto de módulos conectados em série). A potência

instalada, normalmente especificada em corrente contínua, é dada pela soma da potência nominal dos módulos individuais.

Esteves (2014) informa que nos últimos anos a fabricação e comercialização de módulos fotovoltaicos vêm aumentando exponencialmente. Os módulos fotovoltaicos são divididos basicamente em: módulos da família do silício cristalino e módulos da família dos filmes finos.

3.1.1 Módulos de silício cristalino

Os módulos de silício cristalino são classificados como a tecnologia fotovoltaica mais tradicional e que possui a maior escala de fabricação comercial. O módulo de silício cristalino, também conhecido pela sigla c-Si, se consolidou no mercado fotovoltaico por sua altíssima robustez e confiabilidade. Em contrapartida, o custo para fabricação destes módulos é muito elevado e praticamente todos os esforços possíveis para reduzi-lo já foram utilizados. Por estas razões, muitos analistas descartam esta tecnologia para produção de energia em larga escala, porém, o c-Si continua sendo o líder de utilização na geração de energia fotovoltaica em qualquer escala de produção (RÜTHER, 2004).

As células de silício cristalino são as mais comercializadas atualmente, correspondendo a 88% da fabricação de células fotovoltaicas (COGEN, 2012). Esteves (2014) diz que existem dois tipos de módulos de silício cristalino, o módulo de silício monocristalino (m-Si) e o módulo de silício policristalino (p-Si). Segundo a COGEN (2012), a fabricação mundial destes módulos corresponde a 31% para os m-Si e 57% para o p-Si.

O silício monocristalino é a tecnologia fotovoltaica mais antiga, suas células possuem as maiores eficiências em aplicações comerciais. A produção dessa célula

é feita puxando uma espécie de semente de cristal de forma extremamente lenta, numa escala de centímetros por hora, e uniforme a partir de um banho de silício fundido de alta pureza (Si = 99,99% a 99,9999%) em reatores sob atmosfera controlada. O resultado do procedimento é um cilindro, onde são cortadas as duas pontas devido à afinamento, o cristal é seccionado usando quatro cortes em toda sua extensão, onde serão transformados em quadrados com as quinas arredondadas. Após este processo, o cristal é cortado em lâminas (*wafers*) por fios ou serra diamantadas (AMERICA DO SOL, 2014).

Estas lâminas são os pré-produtos para a fabricação das células solares. A qual envolve lapidações, banhos químicos, polimentos, processos de difusão/dopagem e deposição da máscara condutora da eletricidade gerada. Para a obtenção dos módulos fotovoltaicos, as células após todos os processos citados, são interconectadas em série (AMERICA DO SOL, 2014).

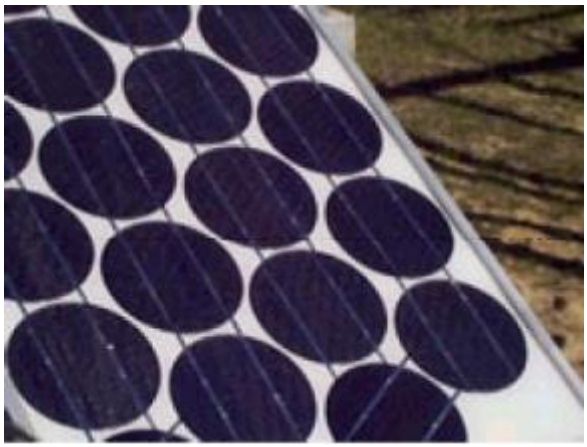


Figura 4 – Painel de células monocristalinas
Fonte: Portal Energia (2017)

Já as células de silício policristalino são constituídas por diversos cristais, que são fundidos e posteriormente solidificados direcionalmente. A eficiência das células de policristalinos é menor que as monocristalinas devido as bordas das partículas de cristais. Em contrapartida, estas células são muito mais baratas, exigindo menos material e energia, possibilitando o domínio do mercado de módulos solares a muitos anos (AMERICA DO SOL, 2014).

Rüther (2004) informa que o módulo de silício policristalino também pode ser produzido sob a forma de tiras ou fitas (*ribbon technology*), a partir de um banho líquido de silício, dispensando o fatiamento em lâminas, devido as tiras já serem produzidas com a espessura final da célula de p-Si.

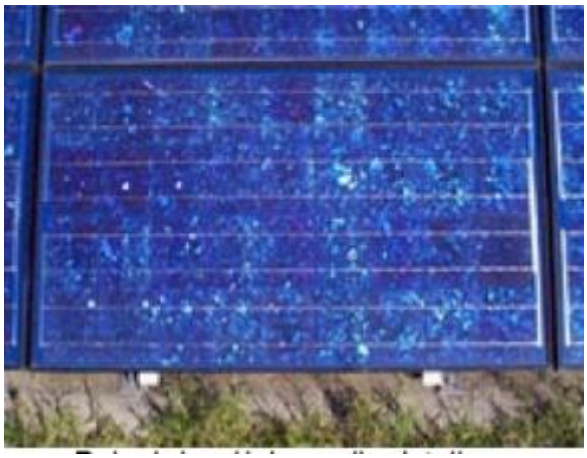


Figura 5 – Painel de células policristalinas
Fonte: Portal Energia (2017)

3.3.2 Módulo de filmes finos

Esteves (2014) elucida que os módulos de filmes finos se caracterizam pela pequena quantidade de material semicondutor depositado em substrato, rígido ou flexível. Sendo estes nominados de acordo com o tipo de material utilizado, sendo os mais comuns: Silício Amorfo Hidrogenado (a-Si); Silício Microamorfo (µa-Si); Telureto de Cádmio (CdTe); Disseleneto de Cobre e Índio ($CuInSe_2$ ou CIS); Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio ($Cu(InGa)Se_2$ ou CIGS).

3.3.2.1 Silício amorfo hidrogenado (a-Si)

O silício amorfo hidrogenado (a-Si) foi empregado pela primeira vez em células solares em meados da década de 70, destacando-se imediatamente como a tecnologia ideal para aplicação em calculadoras, relógios e outros produtos que possuíam um baixo consumo de energia elétrica. No início dos anos 80 o a-Si era tido com a única tecnologia fotovoltaica em filmes finos (películas delgadas) comercialmente viável. A resposta espectral mais voltada para a região azul do espetro eletromagnético indicava que a célula era mais eficiente sob iluminação artificial (lâmpadas fluorescentes) e sob radiação difusa (predominante em dias com céu encoberto), com eficiência, nestes casos, superior à dos módulos de silício cristalino (RÜTHER, 2004).

As células a-Si são camadas extremamente finas, muitas vezes sendo inferiores a 0,5 micrometros de espessura com uma estrutura amorfa, sendo que sua eficiência não ultrapassa 6% (AMERICA DO SOL, 2014).

No momento da fabricação, o semicondutor é depositado sobre um substrato (vidro, inox ou alguns plásticos), em processo a plasma. Após esta etapa, são adicionadas camadas condutoras transparentes para a transmissão da corrente elétrica. Para alcançar correntes e tensões adequadas, utiliza-se um laser para dividir a superfície em diversas células. Devido a este modo de fabricação, foi possível o desenvolvimento de módulos solares flexíveis, inquebráveis, leves, semitransparentes, com superfícies curvas que aumentam a versatilidade de aplicação, principalmente em projetos que visam a integração de construções (AMERICA DO SOL, 2014).

Devido a estética mais atraente, o silício amorfo hidrogenado alcançou diversos mercados arquitetônicos, substituindo materiais de cobertura de telhados e fachadas em instalações integradas ao ambiente construído. A grade vantagem do a-Si sobre o c-Si é como material de revestimento, uma vez que o custo por metro quadrado toma maior importância do que o custo por Watt-pico e neste aspecto, o custo do a-Si é menor do que 50% do custo por m² do c-Si (RÜTHER, 2004).

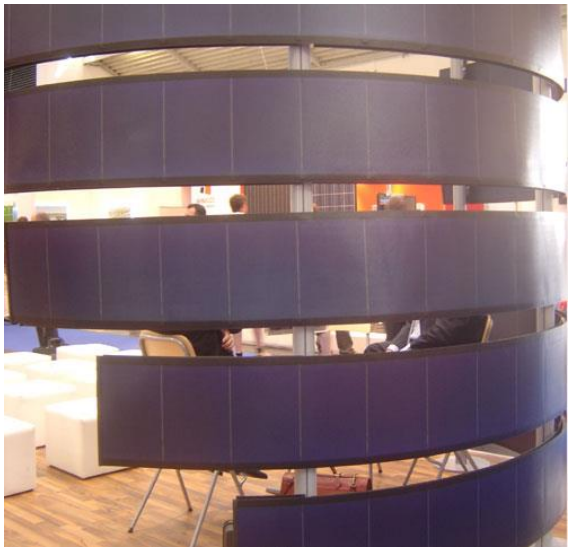


Figura 6 – Painel de células silício amorfo hidrogenado
Fonte: América do Sol (2017)

Estudos apontam o desenvolvimento de filmes finos para a geração de energia elétrica por ter baixo custo de fabricação pelo fato da redução de material necessário, da pequena quantidade de energia no processo, da alta automação processual e do baixo custo de capital (RÜTHER & LIVINGSTONE, 1993 *apud* RÜTHER, 2004).

3.3.2.2 Silício microamorfo (µa-Si)

Os painéis de silício microamorfo (µa-Si), também conhecido como microamorfo ou microcristalino, apresentam eficiência de cerca de 8% superior aos painéis de silício amorfo, tornando este atraente para uma família de filmes finos (ESTEVES, 2014).

Massa (2014) diz que a tecnologia de silício microcristalino possibilita a mudança da coloração dos painéis, atingindo o tom acinzentado ao invés de um intenso vermelho escuro. Devido a esta possibilidade, o impacto visual causado pela utilização de painéis solares diminui drasticamente, aumentando a aplicação arquitetônica, por exemplo é a utilização em grandes janelas de edifícios, onde é possível explorar as fontes de energias renováveis sem prejudicar a estética do prédio.

Um painel de película fina µa-Si é capaz de absorver radiação solar direta e difusa, apresentando um excelente desempenho. Além dessa característica, ao serem aplicados estes painéis em fachadas de prédios, eles oportunizam uma translucidez de até 25% (Massa, 2014).

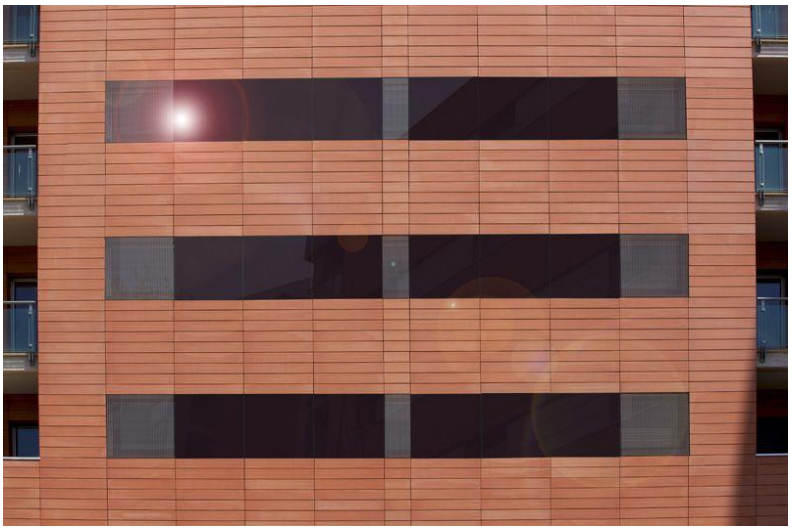


Figura 7 – Painel de células silício microamorfo
Fonte: Fotovoltaico Sulweb (2017)

3.3.2.3 Telureto de Cádmio (CdTe)

Segundo Rüther (2004), o Telureto de Cádmio (CdTe) é o mais recente competidor no mercado fotovoltaico para geração de energia elétrica e nas aplicações integradas em edificações e também possui a forma de filmes finos. Por apresentarem um padrão estético agradável, num tom marrom/azul escuro, este material já vem sendo usado em calculadoras há mais de uma década, e também em formas de placas de vidro. As empresas envolvidas com esta tecnologia estão buscando as aplicações arquitetônicas como nicho de mercado para desenvolverem seus produtos, aumentando sua produção e reduzindo custos.

Rüther (2004) ainda indica que os custos de produção do CdTe são baixos para produção em grande escala. Desse modo, esta tecnologia tem excelentes chances de se destacar no mercado fotovoltaico para geração de energia elétrica. Devido aos baixos custos, estão sendo desenvolvidos filmes finos para entorno construído, para geração de geração de potência elétrica.

Esta tecnologia apresenta um grande problema devido a toxidade do cádmio que da mesma forma do mercúrio, pode se acumular na cadeia de alimentos. Este desafio está levando as empresas e instituições de pesquisa à trabalharem em estudos para produzir filmes finos sem o cádmio (AMERICA DO SOL, 2014).

Figura 8 – Painel de células telureto de cádmio
Fonte: América do Sol (2017)

3.3.2.4 Disseleneto de Cobre (Gálio) e Índio

Rüther (2004) explica que a família dos baseados no disseleneto de cobre e índio (CuInSe2 ou CIS) e disseleneto de cobre, gálio e índio (Cu(InGa)Se2 ou CIGS) são grandes competidores no vasto mercado fotovoltaico em aplicações integradas em edificações devido ao potencial de eficiência alto que podem atingir. Da mesma forma que o a-Si e o CdTe, estas famílias apresentam uma ótica aparência estética e estão sendo produzidos em grandes superfícies, encontrando versatilidade de utilização no mercado arquitetônica.

Devido a aparência agradável e a eficiência que pode atingir 12%, estas tecnologias são atrativas para aplicações integradas em prédios. Mas estas tecnologias apresentam os mesmos problemas das células de CdTe, a toxidade dos elementos e a pouca abundância (AMERICA DO SOL, 2014). Rüther (2004) reforça que dentre os filmes fins disponíveis no mercado, o módulo CIGS apresenta o melhor rendimento fotovoltaico, por esta razão as empresas vêm investindo nessa tecnologia.

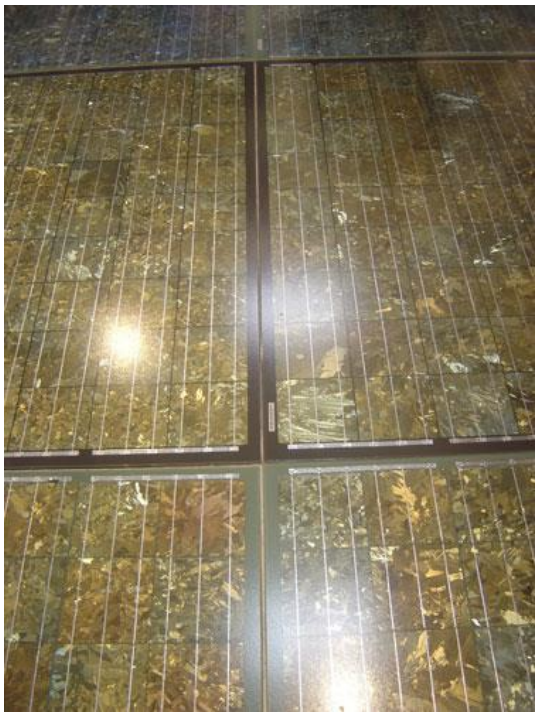


Figura 9 – Painel de células disseleneto de Cobre (Gálio) e Índio
Fonte: Suntag (2017)

3.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Esteves (2014) cita que existem dois tipos de sistemas fotovoltaicos utilizados para geração de energia elétrica através da radiação solar: o sistema fotovoltaico isolado e o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica convencional.

3.4.1 Sistema fotovoltaico isolado

Os sistemas fotovoltaicos isolados são utilizados em locais que não existe a chegada da rede elétrica das concessionárias, o sistema fotovoltaico isolado pode ser utilizado. A energia elétrica gerada pelo sistema é armazenada em baterias para que seja possível a utilização em momento de baixa ou nenhuma incidência solar. Este sistema é oferecido em dois tipos: individual ou em mini redes. O sistema fotovoltaico isolado é composto por: Painel fotovoltaico, controlador de carga, baterias e inversor, conforme a Figura 10 (URBANETZ JR, 2013).

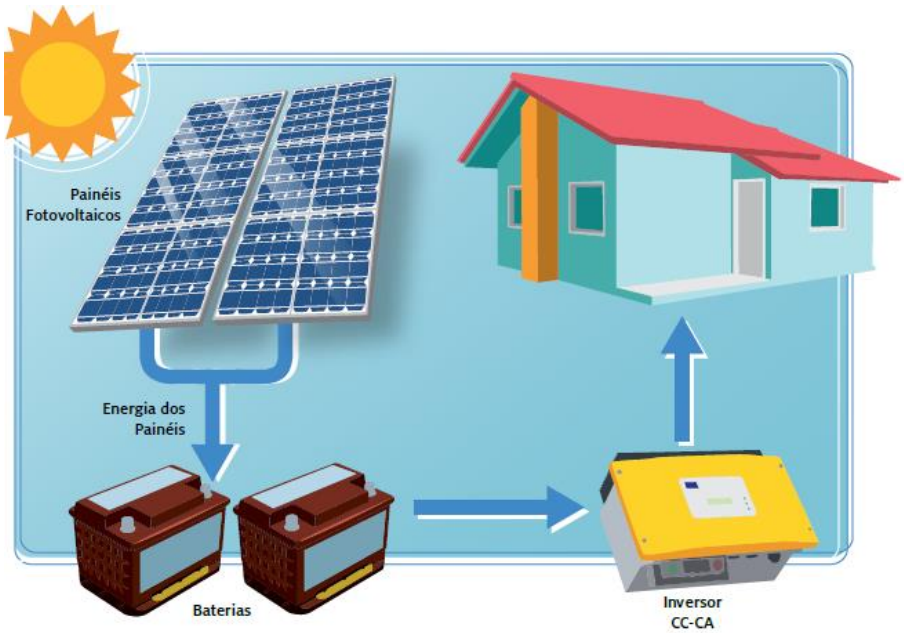


Figura 10 – Esquema de geração fotovoltaica em sistema isolado
Fonte: ASPE (2013)

3.4.2 Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

No sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, a energia elétrica gerada é transferida para a rede pública. A principal característica desse sistema é a alta produtividade, além da característica de se desconectar automaticamente quando

ocorre uma falha na rede, evitando o efeito de ilhamento,ao ser reestabelecida a rede elétrica, o sistema volta automaticamente a funcionar. Os elementos básicos desse sistema são: o painel fotovoltaico e o inversor. Para atender as características estabelecidas pelas concessionárias de energia elétrica, deve-se instalar: dispositivo de manobra e proteção e um medidor de energia bidirecional, este tem a função de medir a energia consumida e a energia injetada na rede pública (URBANETZ JR, 2013).

Este sistema é baseado na interação da concessionária e o gerador fotovoltaico. Havendo incidência solar sobre o painel fotovoltaico, este gera energia elétrica e disponibiliza diretamente à rede elétrica do dono do painel elétrico. Ao gerar energia elétrica superior à demanda da edificação, a sobressalência é enviada à rede elétrica pública. Nos momentos em que não exista, ou de muita baixa incidência solar, a concessionária é quem fornece energia elétrica ao consumidor (URBANETZ JR *et al.*, 2014).

Urbanetz Jr (*et all.*, 2014) indica que a difusão da utilização desse tipo de sistema, aumenta a disponibilidade de energia na região, minimizando as perdas com transmissão e distribuição, eliminando a necessidade de aquisição de um banco de baterias, reduzindo a necessidade de geração pelas usinas hidroelétrica e termoelétricas.

Almeida (2012) cita que o desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica é afetado por uma série de fatores ligados à qualidade dos componentes, à configuração escolhida, às condições meteorológicas, à instalação e manutenção do sistema e às condições da rede elétrica, que impõem uma série de perdas ao sistema.

A Figura 11 ilustra o método de ligação do sistema fotovoltaico isolado e conectado à rede.

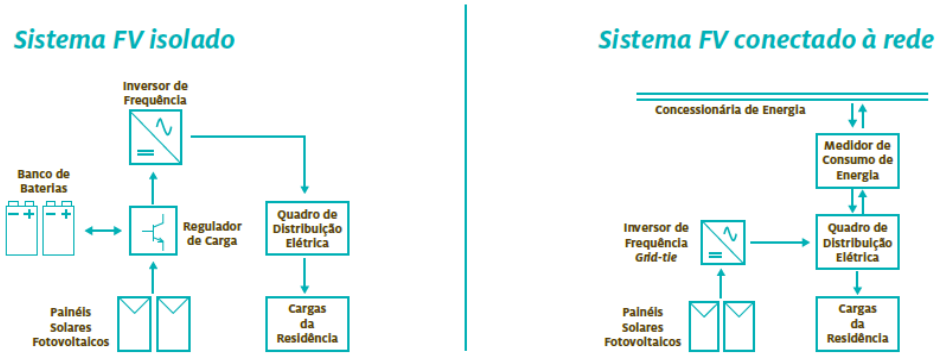


Figura 11 – Método de ligação do sistema fotovoltaico isolado e conectado à rede
Fonte: ASPE (2013)

3.5 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Segundo CRESESB (2017), a história da energia solar fotovoltaica começa em 1839, quando Edmond Becquerel constatou uma diferença de potencial no extremo de uma estrutura semicondutora ao ser exposta à luz.

Conforme Fowler (2007), o efeito fotoelétrico foi observado acidentalmente por Heinrich Hertz, em 1886. Hertz descobriu que quando um feixe de luz incidia sobre uma placa metálica, que se encontrava próxima a outra com potencial diferente, ocorria uma descarga elétrica entre ambas. Hertz ainda observou que ao diminuir a incidência luminosa sobre a placa, diminuía significativamente a descarga. A teoria trazia que a energia luminosa arrancava uma quantidade de elétrons das órbitas dos átomos das placas, onde a placa próxima, em potencial mais baixo, atraía os elétrons, criando uma corrente.

Em 1905, Einstein sugeriu que em algumas circunstâncias, a luz, que é uma onda, se comportava como uma partícula, apresentando uma natureza dual onda-partícula. Esta pesquisa rendeu à Einstein um prémio Nobel, onde a ideia é que pode-se pensar na luz como num fluxo de partículas, chamas de fótons, funcionando como pequenos pacotes de energias individuais. A cada um desses fótons, a

energia corresponde diretamente é de maneira proporcional à frequência da onda do fóton (RESNICK, 2002).

O início da aplicação dessa tecnologia foi nos programas espaciais, que possibilitaram um grande avanço, melhorando a eficiência das células e seu peso. Nos anos de 1973 e 1974, devido à crise, houve grandes estudos para viabilizar a utilização das células fotovoltaicas no meio terrestre. Pelo alto custo das células fotovoltaicas, esta utilização em larga ficou inviabilizada. Ao longo dos anos o preço diminuiu consideravelmente, devido à ampliação do mercado e as várias empresas voltadas para a produção de células fotovoltaicas. Por possuir um sistema de baixo custo de manutenção e uma longa vida útil, fazem com que esta tecnologia seja uma saída interessante à lugares desprovidos da rede elétrica (CRESESB, 2017).

Shayani, Oliveira e Camargo (2006), indicam que o custo de implantação para geração de energia solar pode chegar a 50 vezes o custo para implantar uma pequena central hidrelétrica, mas ao analisar o custo da energia gerada durante a vida útil do sistema, o sistema de energia solar mostra-se 10 vezes mais eficiente para sistemas isolados e 3 vezes mais eficiente para sistemas interligados à rede. Com a redução gradual do custo de implantação desse sistema e as políticas socioambientais, o sistema solar tende a se tornar economicamente mais competitivo a curto prazo.

CRESESB (2017) diz que o efeito fotovoltaico se dá através dos semicondutores, sendo que o mais utilizado é o silício. Seus Átomos possuem quatro elétrons, que ao se ligarem com outros átomos, formam uma rede cristalina. Ao adicionar átomos com cinco elétrons, este a mais se rompe com facilidade de seu átomo de origem, tendo a liberdade de ir para a banda de condução.

Quando uma junção é exposta a fótons, é gerado pareselétron-lacuna. Onde o campo é diferente de zero, as cargas são aceleradas, gerando consequentemente uma corrente através da junção. Este deslocamento dá origem a uma diferença de

potencial chamado Efeito Fotovoltaico. Quando duas extremidades de silício são conectadas por um fio, há uma circulação de elétrons, esta é a base do funcionando das células fotovoltaicas (CRESESB, 2017).

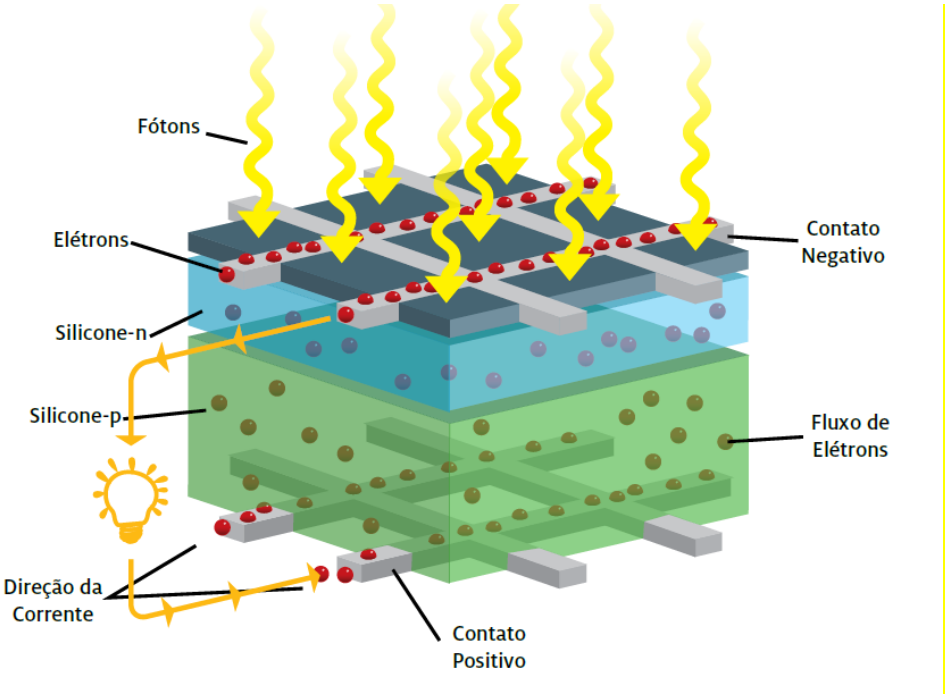


Figura 12 – Geração de corrente contínua por células fotovoltaicas
Fonte: ASPE (2013)

3.6 NORMAS TÉCNICAS PARA GERAÇÃO DISTRIBUIDA

Geração Distribuída é a geração de energia elétrica produzida próxima ou junto dos consumidores não levando em consideração a potência, tecnologia e fonte. Ao passar dos anos, esta tecnologia tem evoluído para geração sob pequenas potências. Na primeira metade do século, a geração elétrica perto do consumidor chegou a ser uma regra, mas a partir da década de 1940, a geração de energia elétrica de grande porte ficou mais barata, desestimulando o interesse dos consumidores à continuarem a geração distribuída e o desenvolvimento tecnológico estagnou-se (INEE, 2014).

Segundo Esteves (2014), a geração distribuída tem como grande vantagem a redução dos custos de investimentos para a transmissão dessa energia e a redução das perdas neste processo. O sistema de geração distribuída possui equipamentos para a realização de medidas, controle e comando que articulam a operação dos geradores e eventuais controles de cargas.

Em 17 de abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, criou uma nova resolução normativa, numerada 482, que estabelece condições gerais para mini e micro gerações de energia elétrica. Esta resolução simplifica a conexão das micro e mini centrais à rede de distribuição de energia elétrica, permitindo que a energia produzida que exceda o consumo seja repassada para a rede, gerando um "crédito de energia" que será abatido em contas futuras da própria unidade onde está a geração ou da unidade consumidora em outra localidade, desde que esta esteja cadastrada para esse fim e possua o mesmo CPF ou CNPJ, além de estar na mesma área de concessão. Este crédito de energia não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser utilizado em outro posto ou em um mês subsequente, possuindo uma validade de 36 meses para ser consumido.

Os incentivos para a geração distribuída são justificados pelos benefícios que estes trazem para o sistema elétrico, como a redução dos investimentos para expandir as linhas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução da tensão das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2012).

As distribuidoras de energia tiveram até o final de 2012 para ajustar seus sistemas comerciais e adequar as normas técnicas para tratar do acesso da micro e mini geração distribuída, referenciando-se nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, nas normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, nas normas internacionais (ANEEL, 2012).

3.7 INDICADORES PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Os indicadores para um estudo de viabilidade financeira variaram de acordo com as características do projeto. Neste trabalho, cujo objetivo é analisar a viabilidade financeira da energia solar fotovoltaica serão analisados o *payback* descontado, o valor presente líquido, a taxa interna de retorno.

Autores como Santos, de Souza e Dalfior (2016) e Guimarães e Gonçalves (2012) utilizam em seus estudos estes fatores como determinantes para analisar a viabilidade financeira de seus trabalhos.

3.7.1 *Payback* descontado

Lemes Júnior, Rigo e Cherobim (2002) adotam o *payback* descontado como um método de análise capaz de apontar o tempo que será necessário para recuperar o investimento feito inicialmente. Este método aborda o valor do dinheiro no tempo, onde utiliza-se uma taxa de desconto para verificar o número exato de “parcelas” em que o projeto recupera o valor injetado. Usualmente, a taxa de desconto utilizada é a taxa mínima de atratividade, normalmente determinada pelo investidor como parâmetro para remuneração de seu dinheiro.

Em um investimento, o empreendedor avalia diversos outros tipos de aplicações do dinheiro e avalia qual lhe trará maior retorno financeiro, considerando em porcentagem a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), ou seja, o valor percentual que empresário deseja receber em um investimento deverá ser maior do que a rentabilidade do dinheiro em uma aplicação comum, como a Caderneta de Poupança, por exemplo.

3.7.2 Valor presente líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL), segundo Souza (2003, p. 74), corresponde “à diferença entre o valor presente das entradas líquidas de caixa associadas ao projeto e o investimento inicial necessário”. Dessa maneira, Lemes Júnior, Rigo e Cherobim (2002) determina que o este valor é encontrado subtraindo-se do valor inicial de um projeto, o valor presente das entradas líquidas de caixa, descontadas a uma taxa igual ao custo do capital da empresa.

Ao se utilizar o VPL para tomada de decisão ajuda a alcançar o principal objetivo de um administrador financeiro. O VPL é o método mais utilizado por estes profissionais, uma vez que é possível interpretar facilmente os resultados (ABREU FILHO et al., 2003).

3.7.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) de um investimento é a taxa exigida de retorno que, quando utilizada como taxa de desconto, resulta em VPL igual a zero (RIGO; CHEROBIM, 2002; ABREU FILHO et al., 2003).

Lemes Júnior, Rigo e Cherobim (2002) explicam que com a TIR, é possível determinar uma taxa de retorno para explicitar o sucesso de um projeto. Sendo assim, essa taxa só depende dos fluxos de caixa do investimento e não das taxas oferecidos de algum outro lugar. Assaf Neto (2003) diz que para se avaliar o investimento, por meio da TIR, faz-se necessário conhecer os valores investidos e dos fluxos de caixa líquidos gerados pela decisão, onde a TIR irá representar a rentabilidade do projeto apresentada sob taxa de juros.

4 METODOLOGIA

O trabalho será de caráter exploratório, realizado através de estudo de caso no *shopping* Oriundi, na cidade de Aracruz - Espírito Santo. A pesquisa do tipo exploratória, que de acordo com Martins e Theóphilo (2007), é a abordagem adotada quando se busca maiores informações sobre determinado assunto. Os autores complementam descrevendo que é aquela que possui um planejamento flexível e é indicada quando se tem poucas informações sobre o objeto de pesquisa, iremos analisar a viabilidade da implantação de um sistema fotovoltaico com o objetivo de diminuir reduzir o consumo de energia adquirida da distribuidora de energia.

Os dados utilizados nesse estudo serão coletados diretamente com o estabelecimento analisado, gerando uma média de consumo mensal/anual da mesma.

Em seguida, serão realizados os cálculos da geração de energia com base nas informações coletadas.

4.1 LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO E ÁREA DISPONÍVEL

Com base em informações retiradas de satélite, serão coletados dados de posicionamento e georreferenciamento (coordenadas) do empreendimento. Tais informações serão retiradas do *Google Earth* e *Google Maps*.

A área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos será disponibilizada pelo empreendimento, através do projeto arquitetônico.

4.2 DETERMINAR A TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA QUE MELHOR SE ADEQUA DO PROJETO

Para a determinação do módulo fotovoltaico a ser utilizado neste projeto, foi realizada pesquisa de mercado para identificação dos maiores fabricantes deste tipo de tecnologia no mundo. Feita tal seleção, foi verificado sobre a cadeia de distribuição ativa no Brasil, afim de evitar que o módulo seja descontinuado em um período curto, assim como a consulta sobre os fornecedores habilitados para prestarem manutenção técnica nos módulos. Após estas determinações foi levantado, junto aos sites dos fabricantes, o módulo de maior potência encontrada no mercado para uma maior eficiência por área instalada. Também foi verificada a queda de eficiência do módulo ao longo dos anos.

4.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Neste tópico, será dimensionado o sistema fotovoltaico sobre o *shopping* Oriundi.

4.3.1 Radiação solar no local

Segundo Guimarães e Gonçalves (2012), o estudo de irradiação solar no território brasileiro começou com iniciativas do INPE em parceria com outros órgãos públicos, este estudo teve a finalidade de quantificar a energia irradiada no território brasileiro ao longo do ano. Dentre vários estudos, foi criado o Atlas Brasileiro de Energia Solar, que organiza a irradiação em pontos que se distanciavam de 10 em 10 km ao longo do território brasileiro. Esses pontos foram organizados em um banco de dados que relaciona a latitude e longitude pelos valores de irradiação ao longo do ano.

Segundo CRESESB (2017), o programa SunData destina ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional e constitui-se em uma tentativa de oferecer uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Este programa foi usado no dimensionamento dos sistemas nas diversas fases do PRODEEM.

A partir do banco de dados levantado pelos estudos anteriores, foi criado o programa SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), onde este integra em um único *software* os valores de irradiação diária medida em um plano horizontal (G_{TOT}) no Brasil e no mundo.

Através do banco de dados do programa SunData e SWERA, a interface do CRESESB possibilita encontrar o valor da radiação solar de qualquer local, através de suas coordenadas, cujos valores foram encontrados em consulta ao *Google Earth* e *Google Maps*.

4.3.2 Perdas/ganhos por inclinação dos painéis solares

O posicionamento dos módulos fotovoltaicos foi definido com auxílio do software RADIASOL2, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar do Grupo de Estudos Térmicos e Energéticos do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UFRGS.

O software executa cálculos da intensidade da radiação solar em superfícies trigonométricas. Esses cálculos são realizados através de rotinas que determinam o efeito da inclinação da superfície receptora e da anisotropia da radiação solar em suas componentes direta e difusa. Com isso é selecionado o modelo de distribuição da radiação e é obtido um conjunto de dados adicionais na forma de tabelas ou gráficos no programa (UFRGS, 2017).

O programa RADIASOL conta com dados do território brasileiro e há três opções para entrar com os dados iniciais: digitar dados obtidos de uma fonte confiável, obter dados por interpolação dos dados do banco de dados embutido no programa e obter dados a partir dos mapas disponibilizados pelo projeto SWERA.

Segundo Guimarães e Gonçalves (2012), a intensidade da irradiação solar varia de acordo com a localização dos módulos, sendo que cada local de fixação desses módulos está em uma latitude e longitude diferente, uma inclinação do módulo específica (varia de acordo com a latitude) e um desvio azimutal (varia de acordo com a disposição do módulo em relação ao norte geográfico).

Através de simulações realizadas no programa RADIASOL será possível determinar a inclinação do módulo que melhor otimiza a potência do módulo.

4.3.3 Consumo de energia

O consumo de energia anual do estabelecimento foi disponibilizado pelo empreendimento através da apresentação das suas contas de energia, apresentando o consumo dos últimos 12 meses, assim, o consumo anual do empreendimento foi de aproximadamente 3.536.000 kWh

4.3.4 Distância mínima entre fileiras e disposição dos módulos fotovoltaicos

Os módulos devem ser dispostos de forma que o próprio módulo não projete sombra sobre as fileiras adjacentes. Dessa forma, deve ser calculada a distância mínima entre as fileiras, utilizando a Equação 1 (SUNFIX, 2008):

$$d_{\min} = \frac{h_1}{tg(66{,}5^{o} - latitude)} \quad (1)$$

Onde:

d_{min} = distância mínima entre filas (m);

h_1 = altura de inclinação do módulo (m);

$latitude$ = latitude do local da instalação do painel.

Para a utilização da Equação 1, é preciso calcular o h_1, conforme Figura 13.

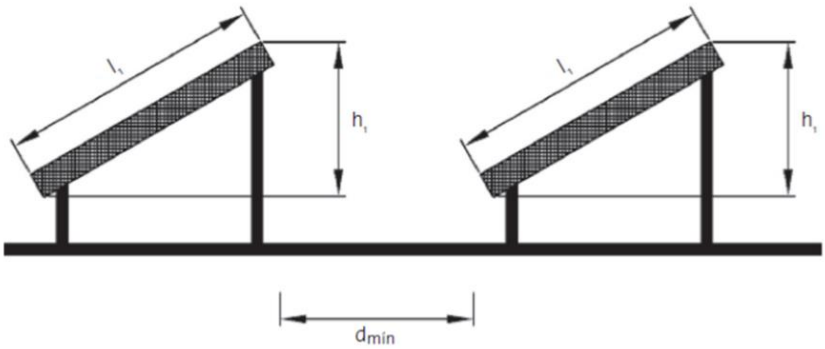


Figura 13 – Linhas de módulos fotovoltaicos .
Fonte: Guimarães e Gonçalves (2012)

A partir da Figura 13, que demonstra a disposição das fileiras dos módulos com suas respectivas variáveis, é possível calcular o $h_1$por meio da Equação 2:

$$h_1 = l_1 \times sen(inclinação) \quad (2)$$

Onde:

h_1= altura de inclinação do módulo (m);

l_1= comprimento do módulo fotovoltaico (m);

$inclinação$ = inclinação adotada para os módulos fotovoltaicos (º).

Os módulos fotovoltaicos devem distribuídos com uma distância de d_{min}+ 0,3 metro de uma fileira para a outra, pois essa distância, além de evitar o sombreamento, permite a passagem de pessoas para a realização da instalação e possíveis manutenções.

Além da distância entre os módulos, o módulo ocupa um cumprimento e largura sobre a estrutura, sendo a largura o valor da 0,992 m e o comprimento ocupado é calculado pela Equação 3.

$$C_O = \sqrt{l_1^2 - h_1^2} \tag{3}$$

Onde:

C_o= comprimento ocupado (m).

h_1= altura de inclinação do módulo (m);

l_1= comprimento do módulo fotovoltaico (m);

4.3.5 Número total de painéis solares e potência total

A partir dos valores de ocupação de área e comprimento por placa e sabendo a área disponível para instalação dos módulos, será distribuído geometricamente sobre a estrutura os módulos, determinando a quantidade de módulos totais que tal estrutura irá comportar, através da distribuição das placas sobre o empreendimento observando as dimensões ocupadas por cada módulo.

Determinando o módulo que será utilizado, com base na maior potência oferecida no mercado, é possível calcular a potência total instalada a partir da Equação 4.

$$P_T = P_{FV} \times N_T \quad (4)$$

P_T= potência total do sistema (kWp);

P_{FV}= potência do módulo fotovoltaico (kWp);

N_T = número total de módulos.

4.3.6 Determinação do inversor de frequência

A escolha do inversor depende de algumas características de aplicação e alguns fatores técnicos. Esses fatores são especificados por legislação que variam de acordo com o país de aplicação, porém no Brasil, ainda não há uma legislação que determine se os inversores devem ou não possuir transformador, chaves seccionadoras ou fusível (GUIMARÃES E GONÇALVES, 2012).

Com base na potência total suportada limitada pela estrutura física disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos calculada pela Equação 4, das características técnicas da rede estadual de distribuição de energia cujas informações são disponibilizadas por esta mesma e do módulo, será especificado e determinado o inversor de frequência ideal para o sistema. Esta determinação foi realizada através de pesquisa de mercado de fabricantes que possuem uma rede de distribuição no Brasil e que as características técnicas analisadas no catálogo técnico do inversor sejam adequadas ao módulo já selecionado.

4.3.7 Determinação do esquema de conexão elétrica dos módulos fotovoltaicos

Segundo Guimarães e Gonçalves (2012), os módulos fotovoltaicos devem ser conectados de tal forma que consiga somar uma potência próxima à potência

máxima do inversor, fazendo este trabalhar com o melhor rendimento possível. Os autores também informam que o arranjo deve buscar uma tensão de saída próxima à tensão do PMP (Ponto de Máxima Potência).

A quantidade de módulos ligados em série deve ser tal a garantir que a tensão esteja próxima à tensão nominal do inversor. Dessa forma a razão entre a tensão CC nominal do inversor ($V_{CC_{nominal_i}}$) e a tensão do módulo em máxima potência ($V_{p_{max_m}}$) será igual à quantidade de painéis, conforme Equação 5:

$$N = \frac{V_{CC_{nominal_i}}}{V_{p_{max_m}}} \tag{5}$$

Onde:

N = número de módulos ligados em série.

A Equação 6 determina qual será a tensão de alimentação do inversor com a tensão do circuito aberto.

$$V_{OC_C} = N \times V_{OC_m} \tag{6}$$

Onde:

V_{OC_C} = tensão de circuito aberto de um conjunto de módulos (V);

V_{OC_m} = tensão de circuito aberto do módulo (V).

A tensão de circuito aberto deverá ser inferior à tensão máxima permitida dos módulos e pelo inversor, estando adequado para utilização no sistema.

A potência desse conjunto de módulos é determinada pela Equação 7.

$$P_{CM} = N \times P_{MAX_m} \quad (7)$$

Onde:

P_{CM} = potência do conjunto de módulos (W);

P_{MAX_m} = potência máxima do módulo (W);

Determinado a potência dos conjuntos de módulos, é possível calcular a quantidade de conjuntos de módulos conectados em série (*strings*), para a ligação em um inversor pela Equação 8.

$$N_S = \frac{P_{CC_{\max_i}}}{P_{CM}} \quad (8)$$

Onde:

N_S = número de *strings* de módulos por inversor;

$P_{CC_{max_i}}$ = potência máxima recebida dos módulos (W).

Deverá ser verificada a potência total de um arranjo que deve ser inferior a máxima potência suportada pelos inversores, pois este valor representa a máxima potência que o inversor poderá trabalhar. Tal verificação deve ser feita para que não haja desperdício de potência fornecida pelos módulos. Este valor será determinado pela Equação 9.

$$P_A = N_S \times P_{CM} \quad (9)$$

Onde:

P_A = potência total de um arranjo (W).

Também é necessária a verificação da corrente de curto circuito do arranjo para a conexão com o inversor, segundo a Equação 10.

$$I_{CC_A} = N_S \times I_{CC_m} \quad (10)$$

Onde:

I_{CC_A} = corrente de curto circuito do arranjo (A);

I_{CC_m} = corrente de curto circuito do módulo (A).

O número de inversores é definido pela Equação 11.

$$N_I = \frac{N_T}{N_{MA}} \quad (11)$$

Onde:

N_I = número de inversores;

N_T = número total de módulos;

N_{MA} = número de módulos por arranjo.

4.3.8 Energia gerada

Com a definição da quantidade de módulos definidos e com as informações técnicas do módulo escolhido é possível calcular a energia gerada em cada módulo fotovoltaico a partir da Equação 12.

$$E_d = \frac{P_{FV} \times G_{FV} \times PR}{G} \quad (12)$$

Onde:

E_d = energia gerada por módulo por dia $\left(\frac{kWh}{dia}\right)$;

P_{FV} = potência do módulo fotovoltaico (kWp);

G_{TOT} = potência radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebido em uma unidade de área em uma superfície com inclinação qualquer $\left(\frac{kWh}{m^2}\right)$;

PR = *performance ratio* do sistema fotovoltaico conectado à rede, também conhecida como taxa de desempenho;

G = irradiância solar $\left(\frac{GW}{m^2}\right)$.

Com os dados calculados na Equação 12, é possível determinar a energia gerada ao longo dos meses pela Equação 13.

$$E_m = E_d \times D \tag{13}$$

Onde:

E_m = energia gerada por módulo em um mês $\left(\frac{kWh}{mês}\right)$;

E_d = energia gerada por módulo em um dia $\left(\frac{kWh}{dia}\right)$;

D = número de dias do mês.

Tendo a energia gerada de cada módulo ao longo dos meses, é possível determinar a energia que será gerada pela instalação utilizando a Equação 14.

$$E_T = E_m \times N_T \tag{14}$$

Onde:

E_m = energia gerada por módulo em um mês (kWh);

E_T = energia total gerada pela instalação (kWh);

N_T = número total de módulos.

4.4 AVALIAÇÃO TÉCNICA

Nesta fase do projeto, avalia-se a viabilidade técnica de instalação do sistema proposto sobre o empreendimento. Esta avaliação se dará por meio da comparação de energia potencialmente gerada pela estimativa de energia consumida anualmente.

4.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Para a análise da viabilidade financeira da energia solar fotovoltaica serão analisados o *payback* descontado, o valor presente líquido, a taxa interna de retorno.

4.5.1 *Payback* descontado

O método de *payback* descontado que calcula o tempo necessário para se obter o retorno total do investimento inicial, conforme descrito na Equação 15. Segundo Miranda (2014), esse método é muito utilizado para a análise de viabilidade financeira para aplicações elétricas e de eficiência energética.

$$Payback = \sum_{t=0}^{n} FC_n = I_0 \tag{15}$$

Onde:
n = número de anos;
FC_n = fluxo de caixa do ano referência (R$);
I_0 = investimento inicial (R$).

Será calculado o fluxo de caixa gerado pela produção de energia. Esse valor, expresso em reais (R$), é dado pelo produto entre a previsão gerada de energia

anual, fornecido pela Equação 14 em kWh, e a tarifa de energia, em R$/kWh cobrada pela concessionária de energia (LISITA JR, 2011).

$$FC_n = E_T \times T \tag{16}$$

Onde:

T = tarifa de energia elétrica $\left(\frac{R\$}{kWh}\right)$.

E_T = energia total gerada (kWh).

Para o cálculo da tarifa, será levado em consideração o reajuste anual com base em dados históricos, conforme Miranda (2014) informa em seus estudos. Como a taxa incide não apenas sobre o capital inicial, mas sobre esse capital acrescido dos juros anteriores, pode-se utilizar a equação 17, fornecida por (LESSA 2014).

$$M = P(1+i)^n \tag{17}$$

Onde:

M = montante, que no nosso caso será chamado de tarifa T_n $\left(\frac{R\$}{kWh}\right)$;

P = valor presente, ou seja, a tarifa inicial T_i $\left(\frac{R\$}{kWh}\right)$;

$(1+i)^n$ = definida como fator de capitalização;

i = taxa incidente $\left(\frac{\%}{ano}\right)$;

n = prazo em anos.

Portanto, a tarifa será calculada pela equação 18.

$$T_n = T_i(1+i)^n \tag{18}$$

4.5.2 Valor presente líquido (VPL)

O cálculo do VPL auxilia na decisão de executar ou rejeitar um projeto. Marcelo (2014) apresenta a Equação 19 para calcular o valor presente líquido.

$$VPL = -CF_0 + \sum \frac{CF_j}{(1+i)^n} \tag{19}$$

Onde:

$-CF_o$= fluxo de caixa inicial, representando o investimento inicial realizado no projeto, e por isso está negativo (R$);

CF_j= somatório dos fluxos de caixa esperado, descontado pelo período do investimento até a linha do período zero (R$).

Para a avaliação, denota-se de uma observância de que se o valor do VPL for positivo o projeto poderá ser aprovado, pois este se pagará dentro do prazo determinado além de gerar receita para o caixa da empresa, ou seja, trará lucro (SANTOS, DE SOUZA e DALFIOR, 2016).

4.5.3 Taxa interna de retorno (TIR)

A fórmula para se obter o valor da TIR é representada pela Equação 20, conforme Macedo (2014).

$$CF_0 \sum \frac{CF_n}{(1+TIR)^n} = 0 \tag{20}$$

Onde:

TIR = Taxa interno de retorno (%);

CF = Fluxo de caixa (R$);

n = período do movimento no fluxo de caixa.

A TIR é utilizada para verificar se a taxa de retorno do projeto é melhor do que outros investimentos a uma taxa estabelecida pelo dono do capital a ser investido (SANTOS, DE SOUZA e DALFIOR, 2016).

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 ESTRUTURA MONTADA SOBRE O *SHOPPING* ORIUNDI

Neste capítulo será verificado o espaço disponível para implantação dos painéis fotovoltaicos sobre o *shopping* Oriundi.

5.1.1 Área disponível

A localização do *shopping* é favorável para a instalação dos módulos fotovoltaicos, porque aos arredores não existem construções que podem diminuir a incidência solar sobre elas. A estrutura do estabelecimento possibilita a instalação sobre a área construída e há área disponível para construção para que seja possível a ampliação da quantidade de placas a serem instaladas. A Figura 14 indica apresenta a vista panorâmica do *shopping*, com a marcação indicando o ponto de georreferenciamento, latitude de 19,824439 Sul e longitude de 40.268893 Oeste (GOOGLE, 2017).

Figura 14 – Vista Panorâmica do s*hopping* Oriundi
Fonte: GOOGLE (2017)

A área disponível para instalação dos módulos e uma possível área de montagem do sistema, que foi disponibilizada pela empresa através da apresentação das plantas de cobertura do empreendimento, é:

- Telhado: 9.890 m²

5.1.2 Determinação do módulo fotovoltaico

Para a escolha do módulo fotovoltaico a ser utilizado neste projeto, foi escolhido pelo grupo uma empresa que possui representação mundial, com filial no Brasil, facilitando as assistências técnicas necessárias e reduzindo o tempo de espera por partes de reposição e garantia fornecida, de 12 anos, que representa 60% do tempo médio de vida útil dos componentes. Feita tal seleção, foi verificado sobre a cadeia de distribuição ativa no Brasil, afim de evitar que o módulo seja descontinuado em um período curto. Após estas determinações foi levantado, junto aos sites dos fabricantes, o módulo de maior potência encontrada no mercado para uma maior eficiência por área instalada. Também foi verificada a queda de eficiência do módulo

ao longo dos anos. Desta forma, o módulo escolhido para a realização deste estudo, foi o módulo da marca Axitec, modelo Axipremium AC-350P/156-72S, conforme Figura 15.

Figura 15 – Módulo Axipremium AC-350P/156-72S
Fonte: Axitec (2017)

A tecnologia utilizada será a de silício policristalino. As dimensões do módulo são de 1956x992x40 mm. A tabela 1 apresenta alguns parâmetros técnicos retirados da folha de dados do módulo. Os detalhes mecânicos do módulo e as demais especificações técnicas do referido módulo encontra-se no Anexo 1.

Tabela 1 – Parâmetros retirados da folha de dados do módulo.

Especificações	Valores
P_{MAX_m}	350 Wp
$V_{p_{max_m}}$	38,84 V
V_{OC_m}	46,25 V
I_{CC_m}	9,47 A
V_{MAX_m}	1.000 VDC

Fonte: Adaptado de Axitec (2017)

Legenda:

P_{MAX_m}= potência máxima do módulo;

$V_{p_{max_m}}$= tensão do módulo em máxima potência;

V_{OC_m}= tensão de circuito aberto do módulo;

I_{CC_m}= corrente de curto circuito do módulo;

V_{MAX_m}= tensão máxima do arranjo FV.

5.1.3 Radiação solar do estabelecimento

Conforme a Tabela 2, estão listados os pontos que se localizam mais próximos ao ponto do *shopping* Oriundi (latitude: 19,824439 S; longitude: 40.268893 O):

Tabela 2 – Pontos de estudos de irradiação, próximo ao empreendimento

Ponto	**Estação**	**Latitude**	**Longitude**
P1	Aracruz	19,8° S	40,273333° O
P2	Linhares	19,4° S	40,072222° O
P3	Vitória	20,3° S	40,337777° O

Fonte: Adaptado de CRESESB (2017).

A Figura 16 apresenta a disposição dos pontos da Tabela 2, os pontos estão distantes um do outro de 10 km, sendo o ponto mais factível, escolhido para o estudo é aquele que se encontra mais próximo das coordenadas do s*hopping* Oriundi, ou seja, o P1 (distância de aproximadamente 2,8 km).

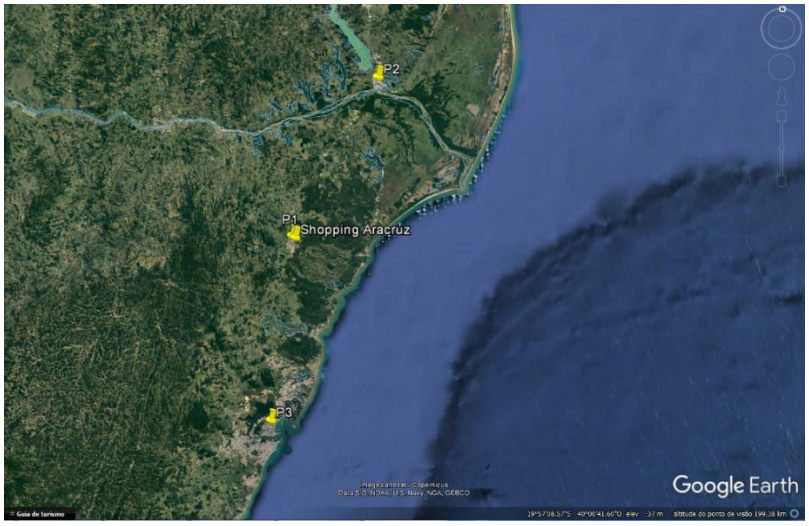


Figura 16 – Disposição dos pontos de irradiação mais próximos
Fonte: GOOGLE (2017)

Para o ponto P1 (latitude:19,8° S; 40,273333° O), obtém-se a partir do banco de dados do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), os seguintes valores de irradiação diária medida em um plano horizontal (G_{TOT}), descritos na Tabela 3.

Tabela 3 – Irradiação diária média retirada do banco de dados do projeto SWERA

Ponto	**Irradiação Diária Média no Horizontal (kWh/m².dia)**											
	Jan	**Fev**	**Mar**	**Abr**	**Mai**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Set**	**Out**	**Nov**	**Dez**
P1	5,81	5,25	5,39	4,22	3,78	3,14	3,89	4,36	3,86	4,78	4,78	5,08

Fonte: CRESESB (2017).

Conforme demonstrado na Tabela 3, a irradiação diária média para o ponto de medição P1, que se encontra a uma distância insignificante do empreendimento, há uma importante variação de irradiação ao longo do ano, devido às estações do ano.

Esta variação impacta diretamente na quantidade de energia produzida ao longo de um ano, mas como também existe variação na principal fonte de geração de energia no Brasil, a hidrelétrica, podemos desconsiderar esta variação.

5.1.4 Posicionamento dos módulos fotovoltaicos

O programa RADIASOL conta com dados do território brasileiro e há três opções para entrar com os dados iniciais: digitar dados obtidos de uma fonte confiável, obter dados por interpolação dos dados do banco de dados embutido no programa e obter dados a partir dos mapas disponibilizados pelo projeto SWERA. A Figura 17 mostra a tela inicial do software onde foi criada a estação “ORIUNDI”, onde foi obtido os dados a partir dos mapas disponibilizados pelo projeto SWERA para a localidade em estudo.

Figura 17 – Programa RADIASOL2
Fonte: UFRGS, Laboratório de Energia Solar - LABSOL (2017).

A estrutura do s*hopping*, onde serão instalados os módulos, não estão apontados para o norte geográfico e dessa forma possui um desvio de 22º leste. No RADIASOL2, no campo de desvio azimutal em relação ao norte, foi preenchido com o valor 22º (sinal positivo pois está a leste).

O melhor ângulo de inclinação para a instalação dos módulos no *shopping* Oriundi é de 29º, tendo uma irradiação no ano de 3.085 kWh/m², indicado mensalmente na

Figura 18. Os fabricantes orientam que a inclinação mínima dos módulos deve ser de 10º, pois com essa inclinação o módulo se torna “auto-limpante” com a água da chuva, permitindo que a água escorra, retirando poeira, sujeira, etc.

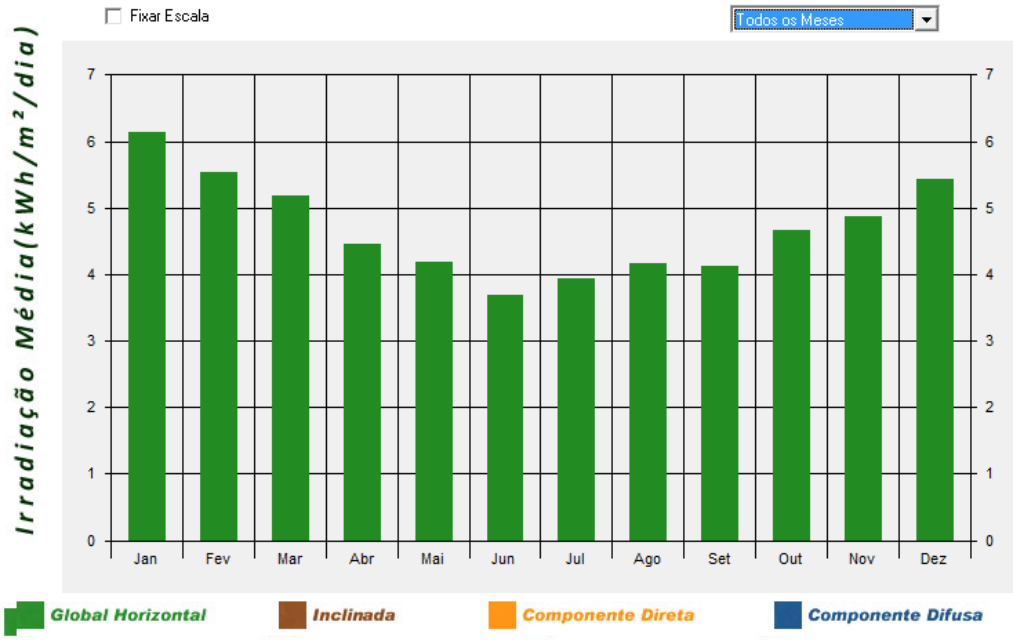


Figura 18 – Resultados obtidos pelo RADIASOL para 29º de inclinação.
Fonte: UFRGS, Laboratório de Energia Solar - LABSOL (2017).

5.1.5 Distância mínima entre fileiras e disposição dos módulos fotovoltaicos

Os módulos devem ser dispostos de forma que o próprio módulo não projete sombra sobre as fileiras adjacentes. Para que seja calculada a distância mínima entre as fileiras, é necessário calcular a altura de inclinação do módulo (h_1), dessa forma, a Equação 2 determina este valor:

$$h_1 = 1{,}956 * sen(29º)$$

$$h_1 = 0{,}948\ m$$

Com base desse valor, é possível calcular a distância mínima entre as fileiras (d_{min}) a partir da Equação 1:

$$d_{min} = \frac{0{,}948}{tg(66{,}5º - 19{,}8º)}$$

$$d_{min} = 0{,}893\ m$$

Portanto, os módulos devem ser instalados há uma distância mínima entre as fileiras de aproximadamente 0,89 metro, para evitar o sombreamento de um módulo sobre o outro.

Os módulos fotovoltaicos devem distribuídos nas áreas do *shopping* Oriundi com uma distância de 1,19 metro de uma fileira para a outra, pois essa distância, além de evitar o sombreamento, permite a passagem de pessoas para a realização da instalação e possíveis manutenções.

O comprimento ocupado pelos módulos é calculado pelo Equação 3:

$$C_O = \sqrt{1{,}956^2 - 0{,}481^2}$$

$$C_O = 1{,}896\ m$$

5.1.6 Número total de painéis solares e potência total

Com os valores de ocupação do módulo sobre a estrutura do local, é possível determinar que o sistema fotovoltaico será composto por um total de 2.732 módulos fotovoltaicos, conforme a Figura 19, possuindo uma potência determinada pela Equação 4.

$$P_T(kWp) = 0{,}35 * 2732$$

$$P_T(kWp) = 956{,}2\ kWp$$

.

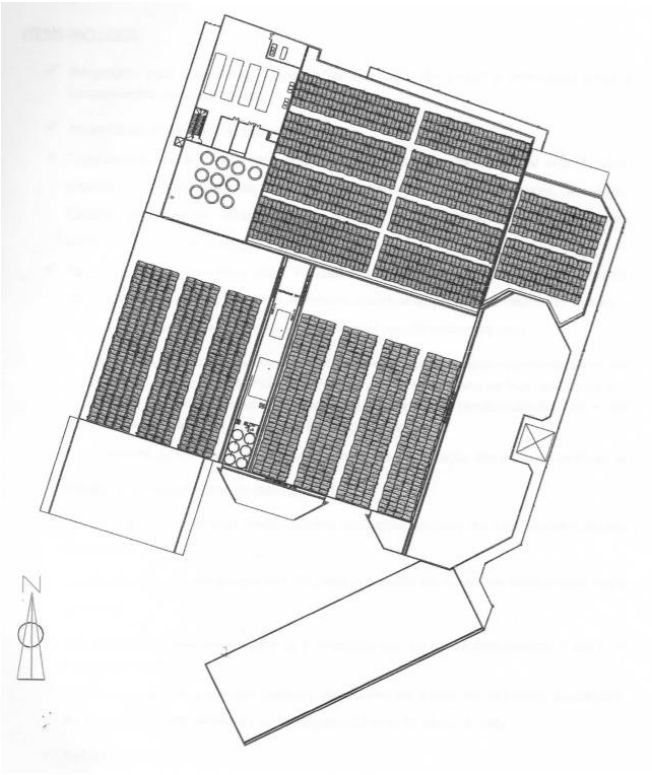


Figura 19 – *Layout* dos painéis fotovoltaicos sobre o empreendimento
Fonte: O Autor.

5.1.7Determinação do inversor de frequência

Utilizando a avaliação dos mesmos aspectos apontados para escolha do módulo fotovoltaico e nas recomendações no site do fabricante das placas 62otovoltaicas, foi escolhida a marca de inversor SMA. Baseado na potência do sistema proposto, calculado na Equação 4, 956,2 kWp, foi escolhido o inversor da linha Sunny Mini Central, modelo 11000TL *Reative Power Control*.

5.1.8 Determinação do esquema de conexão elétrica dos módulos fotovoltaicos

Os dados para a determinação dos arranjos dos módulos fotovoltaicos e para a utilização do inversor foram retirados de suas respectivas folhas de dados, conforme Tabela 1 e Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros retirados da folha de dados do inversor.

Especificações	Valores
$P_{CC_{max_i}}$	11.400 Wp
$VPMP_{ramge_i}$	333 V – 500 V
$V_{CC_{nominal_i}}$	350 V
V_{MAX_i}	700 V
I_{CC_i}	34 A
$P_{CA_{max_i}}$	11.000 VA
f_{CA_i}	50 Hz / 60 Hz
$I_{AC_{max_i}}$	48 A

Fonte: Adaptado de SMA Solar Tecnology AG (2017)

Legenda:

$P_{CC_{max_i}}$= potência máxima recebida dos módulos;

$VPMP_{ramge_i}$= faixa de funcionamento de tensão do ponto de máxima potência do inversor;

$V_{CC_{nominal_i}}$= tensão CC nominal do inversor;

V_{MAX_i}= tensão máxima suportada pelo inversor;

I_{CC_i}= corrente de curto circuito do inversor;

$P_{CA_{max_i}}$= potência máxima entregue à rede;

f_{CA_i}= frequência de saída do inversor;

$I_{AC_{max_i}}$= corrente máxima de saída.

A quantidade de módulos ligados em série deve ser tal a garantir que a tensão esteja próxima à tensão nominal do inversor. Dessa forma a razão entre a tensão CC nominal do inversor ($V_{CC_{nominal_i}}$) e a tensão do módulo em máxima potência ($V_{p_{max_m}}$) será igual à quantidade de painéis, que poderá ser calculada pela Equação 5:

$$N = \frac{350}{38{,}84}$$

$$N = 9{,}01$$

O número de módulos ligados em série será de 9 unidades. A Equação 6 determina qual será a tensão de alimentação do inversor com a tensão do circuito aberto.

$$V_{OC_C} = 9 * 46{,}25$$

$$V_{OC_C} = 416{,}25\ V$$

Logo, a tensão de circuito aberto é inferior à tensão máxima permitida dos módulos e pelo inversor, estando adequado para utilização desse sistema.

Dessa forma, a potência desse conjunto de módulos é determinada pela Equação 7.

$$P_{CM} = 9 * 350$$

$$P_{CM} = 3.150\ W$$

Determinado a potência do sistema, é possível calcular a quantidade de conjuntos de módulos conectados em série (*strings*), para a ligação em um inversor pela Equação 8.

$$N_S = \frac{11400}{3150}$$

$$N_S = 3{,}62$$

O número de *strings* em paralelo será 3 e cada *string* irá conter 9 módulos ligados em série. O inversor deverá ser alimentado com os arranjos ligados em paralelo. Cada inversor será alimentado por 27 módulos, sendo necessário fazer algumas verificações conforme descrito a seguir.

A primeira verificação diz respeito à máxima alimentação em potência dos inversores. O resultado da Equação 9 deverá ser inferior a máxima potência recebida dos módulos ($P_{CC_{max_i}}$).

$$P_A = 3 * 3150$$

$$P_A = 9450\ Wp$$

A potência de cada arranjo é inferior a máxima potência recebida dos módulos e assim o arranjo poderá ser conectado ao inversor, mas ainda é necessária a verificação da corrente de curto circuito do arranjo (I_{CC_A}) para a conexão com o inversor, segundo a Equação 10.

$$I_{CC_A} = 3 * 9{,}47$$

$$I_{CC_A} = 28{,}41\ A$$

A corrente de curto circuito máxima suporta pelo inversor (I_{CC_i}) é igual a 34 A. A corrente calculada por arranjo é igual a 28,41 A, não ultrapassando o valor máximo permitindo esta configuração.

Portanto, a conexão em cada inversor será feito por meio de 1 arranjo, contendo 3 conjuntos de 9 módulos em série, totalizando 27 por inversor. Sendo que o número de inversores é definido pela Equação 11.

$$N_I = \frac{2732}{27}$$

$$N_I = 101{,}19$$

O número de inversores a ser adotado será de 101 inversores.

5.1.9 Energia gerada

Com a definição da quantidade de módulos definidos e com as informações técnicas do módulo escolhido, através da Equação 12 é possível calcular a energia gerada em cada módulo fotovoltaico.

Considerando PR igual a 0,8, G igual a 1, P_{FV1} igual a 0,35 kWp e considerando a variação do G_{TOT} ao longo do ano, obtém-se, a partir do RADIASOL e da Equação 12, a Tabela 5:

Tabela 5 – Energia média gerada em cada módulo no dia. (continua)

Mês	$E_d\left(\frac{kWh}{dia}\right)$
Janeiro	1,7164
Fevereiro	1,5540
Março	1,4476
Abril	1,2488
Maio	1,1704

Tabela 5 – Energia média gerada em cada módulo no dia. (conclusão)

Mês	$E_d\left(\frac{kWh}{dia}\right)$
Junho	1,0304
Julho	1,1004
Agosto	1,1648
Setembro	1,1564
Outubro	1,3048
Novembro	1,3664
Dezembro	1,5204
Total	15,7808

Fonte: O Autor.

Importante notar que a variação de irradiação solar ao longo do ano reflete diretamente na quantidade de energia potencialmente gerada a cada mês.

Com os dados da Tabela 5, é possível determinar a energia gerada em cada módulo por dia de cada mês, através Equação 13, montando a Tabela 6.

Tabela 6 – Energia média gerada por cada módulo por mês e total anual. (continua)

Mês	**Dias**	$\boldsymbol{E_m\left(\frac{kWh}{mês}\right)}$
Janeiro	31	53,2084
Fevereiro	28	43,5120
Março	31	44,8756
Abril	30	37,4640

Tabela 6 – Energia média gerada por cada módulo por mês e total anual. (conclusão)

Mês	**Dias**	$E_m\left(\frac{kWh}{mês}\right)$
Maio	31	36,2824
Junho	30	30,9120
Setembro	30	34,6920
Outubro	31	40,4488
Novembro	30	40,9920
Dezembro	31	47,1324
Total	365	479,7408

Fonte: O Autor.

Tendo a energia gerada de cada módulo ao longo dos meses, é possível determinar a energia que será gerada pela instalação ao longo de 1 ano. Utilizando a Equação 14, a Tabela 7 é apresentada:

Tabela 7 – Energia total gerada na instalação do *shopping* Oriundi por mês e total anual. (continua)

Mês	**Dias**	$E_T\left(\frac{kWh}{mês}\right)$
Janeiro	31	145.365,35
Fevereiro	28	118.874,78
Março	31	122.600,14
Abril	30	102.351,65
Maio	31	99.123,52

Tabela 7 – Energia total gerada na instalação do *shopping* Oriundi por mês e total anual. (conclusão)

Mês	**Dias**	$\boldsymbol{E_T\left(\frac{kWh}{mês}\right)}$
Junho	30	84.451,58
Julho	31	93.195,08
Agosto	31	98.649,24
Setembro	30	94.778,54
Outubro	31	110.506,12
Novembro	30	111.990,14
Dezembro	31	128.765,72
Total	365	1.310.651,87

Fonte: O Autor.

Portanto, a instalação de módulos fotovoltaicos no *shopping* Oriundi irá gerar, aproximadamente, 1,31GWh por ano.

5.2 AVALIAÇÃO TÉCNICA

Ao comparar o consumo anual informado pelo *shopping* Oriundi, 3.535.956 kWh (3,5 GWh) e o consumo máximo que os módulos poderão gerar ao longo do ano, 1,31 GWh (37% da demanda atual), conclui-se que a instalação do sistema fotovoltaico sobre a estrutura atual do estabelecimento para substituição de 100% da demanda

elétrica atual não é viável tecnicamente, pelo fato de não conseguir suprir na demanda total.

5.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Após os cálculos de dimensionamento do sistema fotovoltaico sobre o *shopping* Oriundi, faz-se necessário adquiri-los, assim como todos os materiais elétricos necessários para a operação do sistema.

Realizada pesquisa de mercado e recebido orçamento da empresa Enersol, incluindo no sistema estipulado a montagem mecânica, instalações elétricas e tributos, o valor do investimento será de R$ 2.947.464,00.

A análise financeira se passará pela análise de vários métodos, sendo eles os que se seguem.

5.3.1 *Payback* descontado

A energia atualmente consumida pelo estabelecimento é fornecida por uma empresa que atua na comercialização da mesma no mercado livre. Após analisar dados passados pelo empreendimento, foi possível perceber que o valor do kWh pago pelo *shopping* Oriundi para a fornecedora é de R$ 0,40752, dado fornecido pelo empreendimento.

Segundo Miranda (2014), a variação da tarifa de energia elétrica é dependente do IGPM e seu reajuste é feito através de um coeficiente chamado IRT, cujo estudos estatísticos realizados nas últimas décadas apresentou um valor de 4,8% de atualização anual nas tarifas de energia. Portanto, através da Equação 18, é

possível encontrar o valor da tarifa de energia elétrica nos próximos anos, como se verifica na Tabela 8.

Tabela 8 – Tarifa da energia elétrica.

Anos	Tarifa de energia elétrica / kWh
1	R$ 0,4075
2	R$ 0,4476
3	R$ 0,4691
4	R$ 0,4916
5	R$ 0,5152
6	R$ 0,5399
7	R$ 0,5658
8	R$ 0,5930
9	R$ 0,6214
10	R$ 0,6513
11	R$ 0,6825
12	R$ 0,7153
13	R$ 0,7496
14	R$ 0,7856
15	R$ 0,8233
16	R$ 0,8628
17	R$ 0,9043
18	R$ 0,9477
19	R$ 0,9931
20	R$ 1,0408

Fonte: O autor.

Conforme a Tabela 8 e Equação 17, é possível calcular o fluxo de caixa do ano com base na energia gerada ao longo dos anos. Segundo informações técnicas do fornecedor dos painéis fotovoltaicos, a depreciação do equipamento reduz a produção em 0,8% ao ano e a perdas de potência são de 18%. Contudo, monta-se a Tabela 9.

Tabela 9 – Fluxo de caixa.

Anos	Tarifa de Energia Elétrica / kWh	Geração com Depreciação	Geração com Perdas	Economia Fatura Energia de Elétrica
1	R$ 0,4075	1.310.651,87	1.074.734,53	R$ 437.975,82
2	R$ 0,4476	1.300.166,66	1.066.136,66	R$ 477.182,35
3	R$ 0,4691	1.289.765,32	1.057.607,56	R$ 496.086,40
4	R$ 0,4916	1.279.447,20	1.049.146,70	R$ 515.739,36
5	R$ 0,5152	1.269.211,62	1.040.753,53	R$ 536.170,89
6	R$ 0,5399	1.259.057,93	1.032.427,50	R$ 557.411,84
7	R$ 0,5658	1.248.985,47	1.024.168,08	R$ 579.494,27
8	R$ 0,5930	1.238.993,58	1.015.974,74	R$ 602.451,51
9	R$ 0,6214	1.229.081,63	1.007.846,94	R$ 626.318,23
10	R$ 0,6513	1.219.248,98	999.784,16	R$ 651.130,45
11	R$ 0,6825	1.209.494,99	991.785,89	R$ 676.925,64
12	R$ 0,7153	1.199.819,03	983.851,60	R$ 703.742,72
13	R$ 0,7496	1.190.220,48	975.980,79	R$ 731.622,19
14	R$ 0,7856	1.180.698,71	968.172,94	R$ 760.606,14
15	R$ 0,8233	1.171.253,12	960.427,56	R$ 790.738,31
16	R$ 0,8628	1.161.883,10	952.744,14	R$ 822.064,20
17	R$ 0,9043	1.152.588,03	945.122,19	R$ 854.631,10
18	R$ 0,9477	1.143.367,33	937.561,21	R$ 888.488,16
19	R$ 0,9931	1.134.220,39	930.060,72	R$ 923.686,51
20	R$ 1,0408	1.125.146,63	922.620,23	R$ 960.279,27

Fonte: O autor.

O valor total economizado com a Fatura Futura de Energia Elétrica ao longo de 20 anos é de R$ 13.592.745,37, recuperando o valor investido no sexto ano.

Ao determinar que a TMA (Taxa Mínima de Atratividade) seja de 12% ao ano sobre o investimento inicial, valor escolhido pelo empreendedor, avalia-se que se o valor investido estivesse aplicado sobre outro tipo de investimento, este seria valorizado,

ou seja, para que seja o investimento seja realmente vantajoso para o empresário, o valor gerado pela geração local (Economia Fatura Energia de Elétrica) deverá ser no mínimo superior o valor se o valor estivesse investido em outra aplicação.

5.3.2 Valor presente líquido (VPL)

Para calcular o VPL, utiliza-se a Equação 19, cujo fluxo de caixa inicial ($-CF_0$) representa o valor do investimento realizado no projeto, por isso está negativo, seguido pelo somatório dos fluxos de caixa esperado (CF_j), descontado pelo período do investimento até a linha do período zero.

Mediante o exposto, o VPL será encontrado pelo fluxo de caixa inicial de R$ 2.947.464,00, mais o somatório da Economia Fatura Energia de Elétrica, encontrado na Tabela 9, descontado pela taxa de 12% por 20 períodos (20 anos).

O VPL atingiu o valor de R$ 1.456.360,59, representando que o projeto é viável, considerado que, para que o projeto seja aceito, o VPL deverá ter o valor positivo, ou seja, VPL > 0.

5.3.3 Taxa interna de retorno (TIR)

Para calcular o TIR, utiliza-se a Equação 20, considerando que o caixa inicial será de – R$ 2.947.464,00 durante 20 períodos (20 anos). Por fim, o valor da TIR é 18,27%, que consequentemente é maior do que a taxa de atratividade do investimento estabelecida de 12%, ocasionando a aprovação do projeto em questão.

6 CONCLUSÃO

Este estudo teve como objetivo desenvolver a implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do *shopping* Oriundi no município de Aracruz no estado do Espírito Santo. Para isso foi realizou-se o levantamento da média mensal e sobre o espaço disponível foi possível determinar a quantidade de energia que o empreendimento poderia produzir para comparar com o consumo anual do empreendimento.

Chegou-se ao resultado de que o sistema fotovoltaico com maior capacidade de geração que poderia ser instalado sobre o estabelecimento geraria 1,31 GWh de energia elétrica ao ano, suprindo 37% da demanda anual do empreendimento.

Como o sistema de maior capacidade de geração é apenas 37%, o sistema se torna inviável tecnicamente para substituir por completo a compra de energia da concessionária local, uma vez que a energia excedente seria fornecida a rede local e seria convertida em créditos para a utilização do estabelecimento quando o sistema fotovoltaico não fosse capaz de gerar energia.

Como foi apresentado, o valor de investimento para a aplicação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica foi de R$ 2.947.464,00. Foi calculado o valor do kWh de energia elétrica para os próximos 20 anos e consequentemente calculado o valor que seria economizado de R$ 13.592.745,37 ao longo dos anos, descontando as perdas pelo processo de produção e a depreciação dos painéis fotovoltaicos.

Através do cálculo do *payback* descontado, foi dimensionado que o sistema levaria 6 anos para retornar o valor investido. No cálculo do VPL, foi observado que este apresentou um resultado positivo (R$ 1.456.360,59) demonstrando que o investimento é viável financeiramente, assim como o TIR que apresentou o valor de 18,27%, valor superior ao TMA apresentado pelo empreendedor (12%).

Desta forma, apesar da substituição de 100% da forma de geração de energia elétrica para o empreendimento não ser viável tecnicamente, a implantação do sistema para substituição em 37% do consumo é viável financeiramente, apresentando de maneira geral, que a implantação do projeto é viável.

REFERÊNCIAS

ABREU FILHO, José Carlos Franco de; SOUZA, Cristóvão Pereira de; GONÇALVES, Danilo Amerio; CURY, Marcus Vinícius Quintella. **Finanças Corporativas**. Rio de Janeiro: FGV, 2003.

ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Qualificação De Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**, USP, 2012.

AMERICA DO SOL. **Silício Cristalino**. Disponível em: <http://www.americadosol.org/silicio-cristalino/>. Acesso em: 13 de abril de 2017.

ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Resolução Normativa n°482, 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Seminário Micro e Minigeração Distribuída - Impactos da Resolução Normativa n. 482/2012.** Brasília-DF, 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/hotsite/mmgd/>. Acesso em: 17 de abril de 2017.

ARSP – Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo, Boletins e Balanços Energéticos – **Informações Energéticas – Maio e Junho 2017.** Disponível em: <https://arsp.es.gov.br/boletins-e-balancos-energeticos>. Acesso em: 23 de Agosto de 2017.

ASPE - Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo, Energia Solar no Espírito Santo – **Tecnologias, Aplicações e Oportunidades**.

Disponível em: <https://arsp.es.gov.br/estudos-energeticos>. Acesso em: 25 de Abril de 2017.

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças corporativas e valor**. São Paulo: Atlas, 2003.

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA (COGEN). GT Cogen Solar: **Inserção da Energia Solar no Brasil**. Relatório Final. São Paulo. 2012.

AXITEC. **Módulos Solares**. Disponível em: <http://www.axitecsolar.com/pt/modulos-solares.html>. Acesso em: 22 de Junho de 2017.

BRAZIL, O. A. V. **Regulação e apropriação de energia térmica solar pela população de baixa renda no Brasil**. 2006. 121 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) - Universidade Salvador – UNIFACS, Salvador, 2006.

CRESESB - **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito**, Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 03 de março de 2017.

DUTRA, J. C. D. N.; BOFF, V. Â.; SILVEIRA, J. S. T.; ÁVILA, L. V. **Uma Análise do Panorama das Regiões Missões e Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul sob o Prisma da Energia Eólica e Solar Fotovoltaica como Fontes Alternativas de Energia**. Revista Paranaense de Desenvolvimento-RPD, 2013.

ESTEVES, Eloisa Nonato. **Estudo da viabilidade técnica e econômica para geração de energia elétrica utilizando painel fotovoltaico em uma residência no interior de São Paulo**. 2014.

FOTOVOLTACIO SULWEB. **L'architettura si fa Bella: Arrivano I Pannelli Solari in Silicio Microamorfo**. Disponível em: <http://www.fotovoltaicosulweb.it/guida/i-pannelli-solari-in-silicio-microamorfo.html>. Acesso em: 25 de maio de 2017.

FOWLER, Michael. **The Photoeletric Effect**, disponível em < http://galileo.phys.virginia.edu/classes/252/photoelectric_effect.html>. Acesso em: 03 de março de 2017.

GOOGLE. MAPS. **GOOGLE EARTH**,2010. Disponível em: <https://www.google.com/maps/place/Shopping+Oriundi/@-19.8240212,-40.2691734,299m/data=!3m2!1e3!4b1!4m5!3m4!1s0xb7ea80ae0b1685:0x8f542262b73211ed!8m2!3d-19.8240212!4d-40.2685602?hl=pt-BR>. Acesso em: 06 de junho de 2017.

GUIMARÃES, Rafael Alcantara; GONÇALVES, Rafael Collar. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: análise do panorama mundial e brasileiro**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná.2012.

INEE, Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O que é Geração Distribuída**. Disponível em: < http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 18 de abril de 2017.

JARDIM, C. S. **A inserção da geração solar fotovoltaica em alimentadores urbanos enfocando a redução do pico de demanda diurno**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

JRS FILHO, Projeto. **Construção e levantamento de desempenho de um concentrador solar cilindro parabólico com mecanismo automático de rastreamento solar**. 2008. Tese de Doutorado. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UFRN–Natal/RN.

KASSAI, J. R. et al. **Retorno de investimento: abordagem matemática e contábil do lucro empresarial**. 3 ed. São Paulo: Atlas, 2005.

LEMES JUNIOR, Antônio Barbosa; CHEROBIM, Ana Paula; RIGO, Cláudio Miessa. **Administração Financeira: princípios, fundamentos e práticas brasileiras. 5 reimpressão**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

LESSA, Valéria Espíndola. Apostila 1: **Juros simples, juros compostos, desconto simples, desconto composto**. Erechim: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul, 2014.

LIMA, Kellen Carla. **Radiação Solar Global**, UFPEL, 2003.

LISITA JUNIOR, Orlando. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: estudo de caso- 3kWp instalados no estacionamento do IEE-USP.** 2005. 81 f. Dissertação (Mestrado)- Curso de Mestrado - Programa Inter unidades de Pós Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

LODI, C. **Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada**. 2011. 127 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - Programa de Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

MACEDO, Joel de Jesus. **Análise de projeto e orçamento empresarial** [livro eletrônico]/Joel de Jesus Macedo, Ely Celia Corbari. – Curitiba: Inter Saberes, 2014.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Energia Solar**. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/clima/energia/energias-renovaveis/energia-solar>. Acesso em: 17 de abril de 2017.

MIRANDA, Arthur Biagio Canedo Montesano. **Análise de viabilidade econômica de um sistema foto voltaico conectado à rede**. 2014. 86 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

MASSA, Maria Francesca. L'architettura si fa Bella: **Arrivano i Pannelli Solari in Silicio Microamorfo**. Disponível em: <http://www.fotovoltaicosulweb.it/guida/i-pannelli-solari-in-silicio-microamorfo.html>. Acesso em: 20 de abril de 2017.

KNOOW. **Conceito de Albedo**. 2007. Disponível em: <http://www.knoow.net/ciencterravida/geografia/albedo.htm>. Acesso em: 25 de abril de 2017.

ONS -Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Situação dos Principais Reservatórios do Brasil. Energia armazenada**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada_out.aspx>. Acesso em: 20 de maio de 2017.

PEREIRA, Enio Bueno; MARTINS, Fernando Ramos; ABREU, Samuel Luna; RÜTHER, Ricardo. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 1. ed. São José dos Campos, 2006.

PORTAL ENERGIA. **Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de paineis solares**. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituintes-de-paineis-solares/>. Acesso em: 25 de maio de 2017.

RESNICK, Halliday Walker. **Fundamentos de Física**. LTC- Livros Técnicos e Científicos Editora S.A. Quarta edição, 2002. Rio de Janeiro, RJ.

RODIGHERÍ, Honorino Roque. **Rentabilidade econômica comparativa entre plantios florestais e sistemas agroflorestais com erva-mate, eucalipto e pinus e as culturas do feijão, milho, soja e trigo**. EMBRAPA-CNPF, 1997.

ROSA, V. H. S. **Energia elétrica renovável em pequenas comunidades no Brasil: em busca de um modelo sustentável**. 2007. 440 f. Tese (Doutorado em Desenvolvimento Sustentável) – Centro de Desenvolvimento Sustentável da Universidade de Brasília, Brasília, 2007.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos**, 2004.

SANTOS, FABRÍCIO ALMEIDA; DE SOUZA, CARLOS ALBERTO; DALFIOR, VANDA APARECIDA OLIVEIRA. **ENERGIA SOLAR: um estudo sobre a viabilidade econômica de instalação do sistema fotovoltaico em uma residência em Ipatinga-MG**.

SMA SOLAR TECNOLOGY AG, **Solar Inverters.** Disponível em: <http://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-boy-9000tl-us-10000tl-us-11000tl-us.html>. Acesso em: 21 de junho de 2017.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M.; CAMARGO, I. **Comparação do custo entre energia solar fotovoltaica e fontes convencionais**. CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (CBPE), Brasília. 2006.

SOUZA, A. B. **Projetos de investimentos de capital: elaboração, análise, tomada de decisão**. São Paulo: Atlas, 2003.

SUNTAG ENERGY DO BRASIL. **Tipos de módulos fotovoltaicos.** Disponível em: <http://suntag.com.br/tipos-de-modulos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 25 de maio de 2017.

SUNFIX. **Ground Mounting System from Solar World – Planning and Implemetation**. Solar World. Bronn – Alemanha, 2008

TEIXEIRA, Alexandre Almeida; CARVALHO, Matheus Costa; DE MELO LEITE, Leonardo Henrique. **Análise de Viabilidade para a Implantação do Sistema de Energia Solar Residencial**. e-xacta, v. 4, n. 3, 2012.

UFRGS**,** Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul**, LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR – LABSOL**. Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/#radiasol>. Acesso em: 30 de maio de 2017.

URBANETZ JR, Jair. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Dimensionamento de Sistemas**, UTFPR, 2013.

URBANETZ JR, Jair; CASAGRANDE JR, Eloy Fassi; TIEPOLO, Gerson Máximo. **Análise do Desempenho de Dois Anos de Operação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR**, UTFPR, 2014.

WBGU - German Advisory Council on Global Change. World in Transition - **A Social Contract for Sustainability. Germany, 2011**. Disponível em: <http://www.wbgu.de/en/flagship-reports/>. Acesso em: 18 de abril de 2017.

ANEXO I

AC-320P/156-72S AC-340P/156-72S
AC-325P/156-72S AC-345P/156-72S
AC-330P/156-72S AC-350P/156-72S
AC-335P/156-72S

www.axitecsolar.com.br

AXITEC
high quality german solar brand

AXIpower

72 células policristalino
Módulos fotovoltaicos de alto rendimento

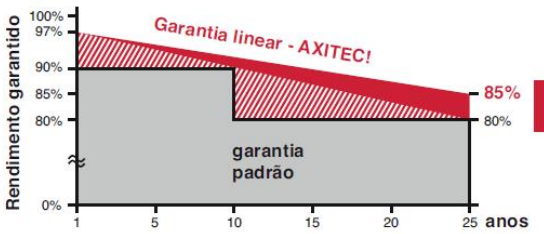
engenharia alemã-brasileira

Vantagens:

- 12 Years — Garantia de fabricação de 12 anos
- P-Max — Desempenho máximo dos módulos solares AXITEC através de qualidade altissíma dos materiais e utilização de tecnologias de produção "estado de arte"
- Wp — Tolerância de potência positiva garantida de -0/+5 Wp
- 2.400 Pa — Carga máxima de 2400 Pa
- 100% — 100% teste de electroluminescência
- IP 67 — Caixa de conexão e sistema de conectores de alta qualidade

Garantia linear exclusiva de AXITEC de máximo rendimento!

- Garantia de 15 anos para 90% de potência nominal
- Garantia de 25 anos para 85% de potência nominal



1 - 8 % mais energia depois de 25 anos

INMETRO
Certificação INMETRO

PROCEL
PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Ilu. similar 72P156DE170413A

Axitec do Brasil - Salvador (BA) - Tel. 071-3379-5559 - Cel. 071-992-952-723 - e-mail: info@axitecsolar.com.br - web: axitecsolar.com.br

AXI power

AC-320P/156-72S **AC-340P/156-72S**
AC-325P/156-72S **AC-345P/156-72S**
AC-330P/156-72S **AC-350P/156-72S**
AC-335P/156-72S

www.axitecsolar.com.br

AXITEC
high quality german solar brand

distribuido por:

CE

Dados elétricos (em condições de teste padrão (STC) irradiância 1.000 W/m² com espectro AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C)

Tipo	Potência nominal Pmpp	Tensão nominal Umpp	Corrente nominal Impp	Corrente de curto-circuito Isc	Tensão de circuito aberto Uoc	Eficiência de módulo
AC-320P/156-72S	320 Wp	37,39 V	8,58 A	9,18 A	45,59 V	16,5 %
AC-325P/156-72S	325 Wp	37,49 V	8,67 A	9,22 A	45,70 V	16,8 %
AC-330P/156-72S	330 Wp	37,70 V	8,76 A	9,27 A	45,83 V	17,0 %
AC-335P/156-72S	335 Wp	37,90 V	8,84 A	9,31 A	45,89 V	17,3 %
AC-340P/156-72S	340 Wp	38,21 V	8,90 A	9,36 A	46,02 V	17,5 %
AC-345P/156-72S	345 Wp	38,50 V	8,97 A	9,41 A	46,16 V	17,8 %
AC-350P/156-72S	350 Wp	38,84 V	9,02 A	9,47 A	46,25 V	18,0 %

Estrutura

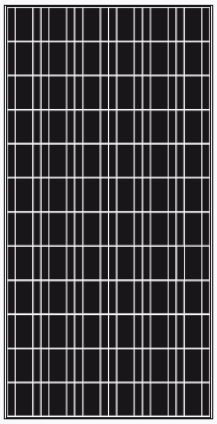
Frente	vidro temperado e de baixa reflexão, 3,2 mm
Célula	72 células de silicio policristalino de alta potência 156 mm x 156 mm (6")
Verso	película posterior resistente às intempéries (branca)
Moldura	40 mm moldura de alumínio (cor de prata, anodizado)

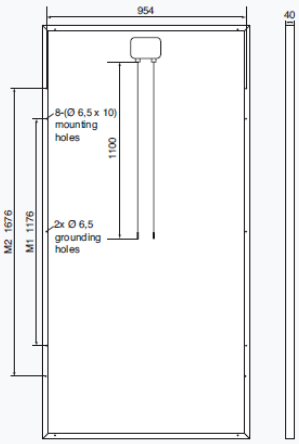
Dados mecânicos

C x L x A	1956 x 992 x 40 mm
Peso	23 kg com moldura

Conexão

Caixa de conexão	grau de proteção IP67 com (3 diodos de derivação)
Cabo	ca. 1,1 m, 4 mm²
Sistema de conectores	grau de proteção IP67





Todas medidas em mm

Valor limite

Tensão do sistema	1000 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Máxima de carga	2400 N/m²
Corrente reversa	16,0 A
Temperatura de operação permitida	-40°C até +85°C

(Não podem ser aplicadas ao módulo tensões externas maiores que Uoc)

*NOCT, irradiância 800 W/m²; AM 1.5; velocidade de vento 1 m/s

Coeficiente de temperatura

Tensão Uoc	-0,30 %/K
Corrente Isc	0,04 %/K
Potência Pmpp	-0,42 %/K

Comportamento com luz fraca (ExemploAC-320P/156-72S)

I-U Caracteristica	Corrente	Tensão
200 W/m²	1,80 A	35,97 V
400 W/m²	3,07 A	35,99 V
600 W/m²	5,51 A	36,91 V
800 W/m²	6,95 A	37,32 V
1000 W/m²	8,58 A	37,39 V

Embalagem

Módulos Solares por pallette	25x unidades
Módulos Solares por Container (40'HC)	550x unidades

Podem ocorrer sem aviso prévio alteraçãoes nas especificações dos dados técnicos.
Todos os direitos reservados.

Tolerâncias das medidas: +/-3%

ANEXO II

CARTA DE AUTORIZAÇÃO/ANUÊNCIA

Eu, Aderjanio Pedroni, Diretor Administrativo, tenho ciência e autorizo a realização da pesquisa intitulada **ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO PAINEL FOTOVOLTAICO NO SHOPPING ORIUNDI – ARACRUZ** sob responsabilidade do pesquisador **CLEYTON WARLEN NIEIRO CRUZ** no **CURSO DE ENGENHERIA MECÂNICA NA FACULDADES INTEGRADAS DE ARACRUZ - FAACZ**. Para isto, serão disponibilizados ao pesquisador dados de consumo de energia elétrica, área do estabelecimento e outros dados que compõe este trabalho de conclusão de curso.

Aracruz, 22 de outubro de 2017.

Aderjanio Pedroni
Shopping Oriundi
Condomínio do Shopping Oriundi
Aderjânio Pedroni