

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

**GABRIEL FERREIRA MANDELLI**

**PLANO DE NEGÓCIO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO  
RESIDENCIAL DE 300 kWh**

VITÓRIA – ES  
OUTUBRO/2017

GABRIEL FERREIRA MANDELLI

**PLANO DE NEGÓCIO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO  
RESIDENCIAL DE 300 kWh**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Gabriel Ferreira Mandelli**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin  
Coorientador: Prof. Dr. Wagner Teixeira da Costa

VITÓRIA – ES  
OUTUBRO/2017

GABRIEL FERREIRA MANDELLI

## **PLANO DE NEGÓCIO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL DE 300 kWh**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Gabriel Ferreira Mandelli**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em                      de                      de                      .

### **COMISSÃO EXAMINADORA:**

---

**Profa. Dra. Jussara Farias Fardin**  
**Universidade Federal do Espírito Santo**  
**Orientador**

---

**Prof. Dr. Wagner Teixeira da costa**  
**Instituto Federal de Educação Tecnológica do Espírito Santo**  
**Coorientador**

---

**Prof. Dr. Oureste Elias Batista**  
**Instituição a qual pertence**  
**Examinador**

---

**Prof. Me. Odair de Barros Junior**  
**Instituição a qual pertence**  
**Examinador**

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus por me ajudar a chegar até aqui. Agradeço à minha família pelo apoio durante todo curso. Agradeço à minha orientadora Jussara Farias Fardin pela paciência que teve durante todo o tempo em que estive fazendo este trabalho e todas as contribuições que fez para o meu projeto de graduação. Agradeço ao meu coorientador Wagner Teixeira da Costa pelo conhecimento compartilhado e aos funcionários do CT-II pelo apoio a elaboração deste projeto de graduação. Agradeço também aos meus amigos Alexsandro Alves Felipe, Bruno Gomes e Fábio Martins pelo incentivo que me foi dado durante a confecção do projeto de graduação.

## **RESUMO**

Neste projeto de graduação é apresentado o projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede, primeiramente apenas com módulos solares e depois numa combinação de módulos solares com um sistema de aquecimento solar que utiliza coletores solares para aquecimento de água. Nele, são abordados os conceitos básicos relacionados à disponibilidade de energia solar no local utilizado como referência para a elaboração do projeto, as características elétricas e o funcionamento dos módulos solares, assim como as variáveis que o afetam. Logo após a caracterização dos módulos, foi dimensionado o projeto para o sistema fotovoltaico apenas com módulos solares, especificando cada elemento que compõe o mesmo, da mesma forma, foi dimensionado o projeto para o sistema fotovoltaico composto de painéis e coletores solares, especificando cada elemento do sistema. Com o dimensionamento das duas possibilidades para o sistema fotovoltaico pronto, foi realizada a análise financeira de cada uma e a comparação entre as mesmas, afim de se verificar a viabilidade econômica e qual a melhor opção sob o ponto de vista financeiro para o sistema fotovoltaico.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da capacidade fotovoltaica acumulada no mundo.....	14
Figura 2 - Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil, (a): ano de 2015, (b): ano de 2016 .....	15
Figura 3 - Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,45° e indicando as estações do ano no hemisfério Sul .....	17
Figura 4 - Representação dos ângulos segundo as técnicas solares.....	18
Figura 5 - Representação dos ângulos da posição solar.....	18
Figura 6 - Ábaco do potencial de radiação solar recebido pela superfície terrestre em Vitória – ES .....	19
Figura 7 - Irradiação solar média [kWh/m <sup>2</sup> /dia].....	20
Figura 8 - Valores de temperatura e quantidade de chuva para a cidade de Aracruz-ES [°C]20	
Figura 9 - Junção p-n.....	21
Figura 10 - Composição de um painel fotovoltaico rígido.....	21
Figura 11 - Filmes finos .....	22
Figura 12 – Curva característica I-V do módulo fotovoltaico.....	23
Figura 13 - Variação da corrente elétrica em função da irradiância solar.....	24
Figura 14- Variação da tensão com o aumento da temperatura .....	25
Figura 15 - Diodos de desvio num módulo fotovoltaico.....	26
Figura 16 - Efeito sifão provocado pela diferença de densidade da água. ....	27
Figura 17 - Composição de um coletor solar.....	28
Figura 18 - Componentes do reservatório térmico. ....	28
Figura 19 - Posicionamento dos coletores.....	29
Figura 20 - Exemplo de associação em série de coletores solar.....	29
Figura 21 - Sistema de aquecimento por termossifão .....	30
Figura 22 - Residência na cidade Fundão utilizada para projeto do SFCR.....	31
Figura 23 - Residência utilizada com referência. ....	31
Figura 24 - Disposição das fileiras dos painéis do gerador fotovoltaico .....	32
Figura 25 - Disposição de painéis no telhado.....	34
Figura 26 - Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	35
Figura 27 - Coletor solar escolhido.....	48
Figura 28 - Esquema de ligação de um sistema fotovoltaico .....	73

Figura 29 - Formulário de Solicitação de acesso para microgeração distribuída fornecido pelo Padrão Técnico da EDP Espírito Santo de 2016..... 74

## **LISTA DE GRÁFICOS**

Gráfico 1 - Tempo de retorno para o investimento no SFCR sem depreciação .....	56
Gráfico 2 - Tempo de retorno para o investimento no SFCR com depreciação.....	58
Gráfico 3 - Tempo de retorno para o investimento no SFCR sem depreciação .....	65
Gráfico 4 - Tempo de retorno para o investimento no SFCR com depreciação.....	66



## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1 - Resumo das etapas de acesso .....	75
Quadro 2 - Continuação do Quadro 1, resumo das etapas de acesso.....	76

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Relação entre a tecnologia, a eficiência e a área/ kW .....	22
Tabela 2 - Módulo Fotovoltaico escolhido para o projeto .....	33
Tabela 3 - Dados técnicos do inversor .....	38
Tabela 4 - Dados técnicos do inversor .....	44
Tabela 5 - Dados técnicos do reservatório .....	47
Tabela 6 – Dados técnicos dos coletores.....	48
Tabela 7 – Componentes do SFCR sem coletor solar.....	51
Tabela 8 – Custo anual com a depreciação do SFCR.....	52
Tabela 9 – Retorno para o caso de o valor inicial ser investido na poupança.....	53
Tabela 10 – Tarifas com impostos para o ano de 2016.....	54
Tabela 11 - Produção de energia elétrica ao longo de 25 anos e custo dessa energia .....	55
Tabela 12 – Relação entre valor investido no SFCR e valor a ser abatido do investimento ao longo dos anos .....	56
Tabela 13 - Relação entre valor investido no SFCR e valor a ser abatido do investimento ao longo dos anos .....	57
Tabela 14 - Componentes do SFCR sem coletor solar .....	60
Tabela 15 – Custo anual com a depreciação do SFCR .....	61
Tabela 16 – Retorno para o caso de o valor inicial ser investido na poupança.....	61
Tabela 17 - Tarifas com impostos para o ano de 2016 .....	62
Tabela 18 - Produção de energia elétrica ao longo de 25 anos e custo da energia.....	63
Tabela 19 - Relação entre valor investido e tempo de retorno para o investimento.....	64
Tabela 20 - Relação entre valor investido e tempo de retorno para o investimento.....	66

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	<i>Air mass</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CNPJ	Cadastro Nacional de pessoas jurídicas
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EDP	Energias de Portugal
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
FF	Fator de forma
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de sol pleno
IBGE	Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IFPR	Instituto Federal do Paraná
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SAS	Sistemas De Aquecimento Solar
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>14</b>
1.1 Objetivo Geral.....	16
1.2 Objetivos Específicos .....	16
<b>2 ABORDAGEM TEÓRICA: O DETALHAMENTO DO SISTEMA.....</b>	<b>17</b>
2.1 Levantamento do recurso solar .....	17
2.1.1 Geometria solar .....	18
2.1.2 Radiação solar em planos inclinados.....	19
2.1.3 Disponibilidade solar e dados climáticos em Aracruz-ES.....	20
2.2 Características elétricas e funcionamento dos módulos fotovoltaicos.....	20
2.2.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos.....	22
2.2.2 Influência da irradiância solar.....	24
2.2.3 Influência da temperatura .....	24
2.2.4 Tipos de associação de módulos fotovoltaicos .....	25
2.2.5 Efeito do sombreamento nos módulos fotovoltaicos.....	25
2.3 Sistema de aquecimento solar.....	26
2.3.1 Princípio de funcionamento do sistema de aquecimento solar por circulação natural.....	26
2.3.2 Principais elementos de um aquecedor solar .....	28
2.3.2.1 Coletor solar plano .....	28
2.3.2.2 Reservatório térmico .....	28
2.3.3 Posicionamento em relação ao sol e configuração dos coletores solar .....	29
2.3.4 Posicionamento em relação ao telhado.....	30
<b>3 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>31</b>
3.1 Escolha do local e configuração do sistema para a elaboração da planta fotovoltaica.....	31
3.1.1 Análise do espaço disponível.....	31
3.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede .....	35
3.3 Dimensionamento do SFCR sem coletor solar.....	36
3.3.1 Dimensionamento do inversor .....	37
3.3.2 Dimensionamento dos cabos.....	38
3.3.3 Dimensionamento dos dispositivos de proteção .....	40
3.3.3.1 Chave de desconexão para saída do gerador .....	40

3.3.3.2	DPS - Dispositivo de proteção contra surto de tensão na saída do gerador .....	41
3.3.3.3	DPS - Dispositivo de proteção contra surto de tensão na saída do autotrans-formador .....	41
3.3.3.4	Disjuntores – Dispositivo de proteção contra curto circuito .....	41
3.3.4	Acessórios para o gerador fotovoltaico sem coletor solar e o diagrama de ligação de seus elementos.....	42
3.4	Dimensionamento do SFCR com coletor solar.....	42
3.4.1	Dimensionamento do inversor .....	43
3.4.2	Dimensionamento dos cabos.....	44
3.4.3	Dimensionamento dos dispositivos de proteção .....	44
3.4.3.1	Chave de desconexão para saída do gerador .....	44
3.4.3.2	DPS - Dispositivo de proteção contra surto de tensão na saída do gerador .....	45
3.4.3.3	DPS - Dispositivo de proteção contra surto de tensão na saída do autotrans-formador .....	45
3.4.3.4	Disjuntores – Dispositivo de proteção contra curto circuito .....	45
3.4.4	Acessórios para o gerador fotovoltaico com coletor solar e o diagrama de ligação de seus elementos.....	45
3.5	Dimensionamento do coletor solar.....	46
<b>4</b>	<b>ANÁLISE LEGISLATIVA PARA IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E ANÁLISE DOS CUSTOS DA INSTALAÇÃO.....</b>	<b>49</b>
4.1	Análise legislativa da Resolução Normativa na ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012.....	49
4.2	Procedimento para acesso à rede de distribuição da EDP Espírito Santo .....	50
4.3	Análise econômica do sistema fotovoltaico .....	50
4.4	Análise econômica do sistema fotovoltaico sem os coletores solar.....	50
4.5	Análise econômica do sistema fotovoltaico com os coletores solar .....	59
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>68</b>
<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>70</b>
	<b>APÊNDICE A.....</b>	<b>73</b>
	<b>ANEXO A.....</b>	<b>74</b>
	<b>ANEXO B1 .....</b>	<b>75</b>
	<b>ANEXO B2 .....</b>	<b>76</b>

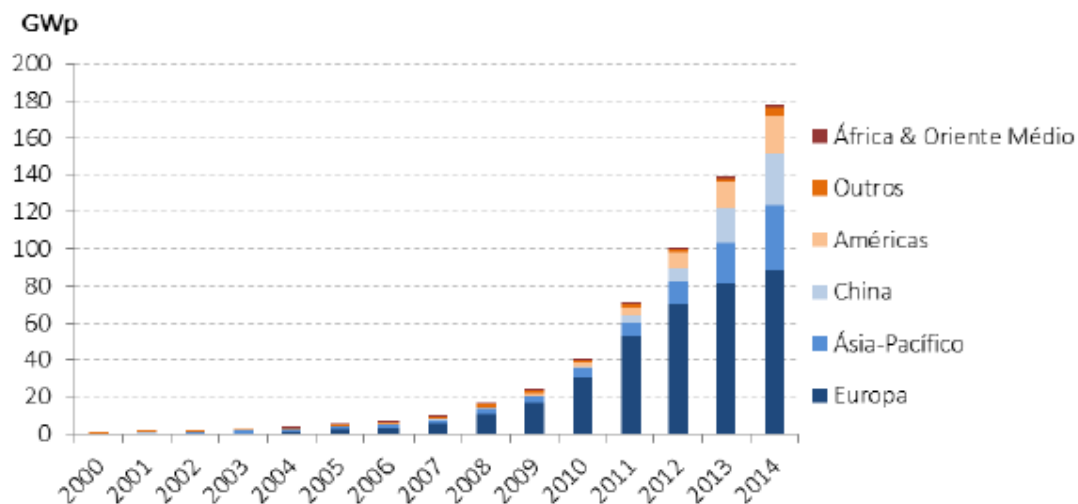


## 1 INTRODUÇÃO

Com o desenvolvimento da sociedade moderna vieram o crescimento populacional e os contínuos avanços tecnológicos. Tais fatores implicam num consumo crescente de energia elétrica, criando assim, a necessidade da construção de sistemas de geração, transmissão e distribuição cada vez maiores, isto somado ao fato de que a oferta do fornecimento de matérias primas, principalmente as não renováveis vem sendo cada vez menores, mais a conscientização da necessidade da utilização de formas alternativas, complementares, renováveis e menos poluentes, veem impulsionando o desenvolvimento de novas tecnologias para produção de energia elétrica (ASPE, 2013).

Atualmente uma das formas que veem ganhando destaque são as que utilizam a energia do sol como matéria prima, já que esta fonte é ilimitada se comparada a escala terrestre de tempo. Outro fator relevante na utilização da energia do sol na produção de energia elétrica está no custo da produção, que devido ao constante desenvolvimento e aos incentivos fiscais vem cada vez mais reduzindo seu preço (CRESESB, 2014). A Figura 1 mostra o aumento da capacidade instalada de produção de energia elétrica e o custo por kW de sistemas residenciais no mundo.

Figura 1 - Evolução da capacidade fotovoltaica acumulada no mundo

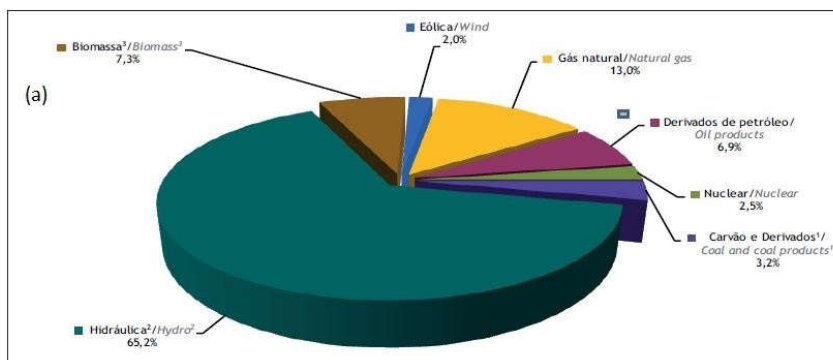


Fonte: EPE, (2016).

No Brasil a maior parte da energia elétrica vem de fontes hídricas, mas conforme Figura 2 podemos observar uma redução do percentual do fornecimento de energia por esta fonte, isto

se deve ao fato de que nos últimos anos a oferta dos recursos hídricos tem reduzido. Por outro lado, suas condições são bastante favoráveis a utilização do sol, já que está situado em uma região do globo terrestre com alto índice de irradiação solar em grande parte do seu território (CRESESB, 2014).

Figura 2 - Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil, (a): ano de 2015, (b): ano de 2016

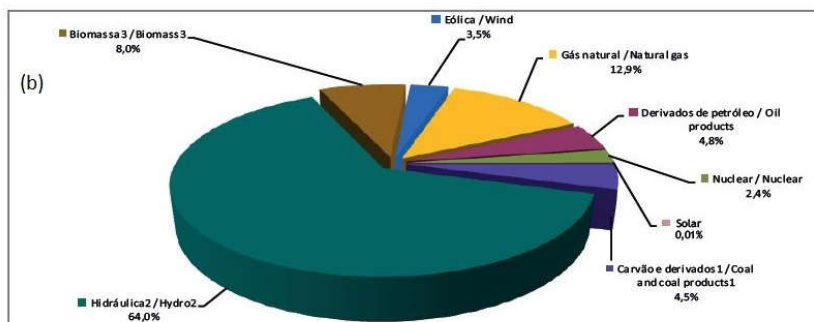


Notas/ Notes:

<sup>1</sup> Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

<sup>2</sup> Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

<sup>3</sup> Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources



Notas/ Notes:

<sup>1</sup> Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

<sup>2</sup> Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

<sup>3</sup> Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Fonte: BEM, (2015 e 2016).

Um outro ponto importante a ser tratado no Brasil são suas dimensões, com um vasto território é necessário que se tenha um amplo sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, já que tanto a produção de energia por fontes hídricas ou térmicas são concentradas em pontos específicos, assim, a ampliação desse sistema exigem investimentos significativos em novas linhas de transmissão, distribuição e em desenvolvimento tecnológico. Por tanto, uma alternativa a esta realidade é a ampliação de um sistema denominado por Geração Distribuída (GD). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define a GD como sendo centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer



potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, e despachadas – ou não – pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ANEEL PRODIST, 2015a).

Com isto é possível reduzir o investimento no sistema de potência de longas distancias e diversificar a matriz energética do país, com fontes alternativas, renováveis e limpas, como é o caso da fotovoltaica que será abordada neste trabalho.

Este trabalho abordará a utilização de painéis fotovoltaicos e coletores solares para o fornecimento de água quente, mostrará a análise de um sistema conjunto de coletores e painéis e a comparará com a análise de um sistema com apenas painéis fotovoltaicos com o intuito de verificar qual oferece maior viabilidade econômica, levando em consideração todos os custos do projeto, custos com equipamentos, instalação, manutenção e depreciação do sistema, visto que boa parte dos trabalhos não levam em consideração a depreciação dos equipamentos.

### **1.1 Objetivo Geral**

Pretende-se neste trabalho alcançar os seguintes objetivos gerais:

- Elaboração do plano de negócios e o projeto técnico de um sistema baseado em energia solar para alimentar uma residência de 300 kWh.
- Analisar a legislação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e da EDP Espírito Santo referente a implementação de sistemas baseados em energia solar.

### **1.2 Objetivos Específicos**

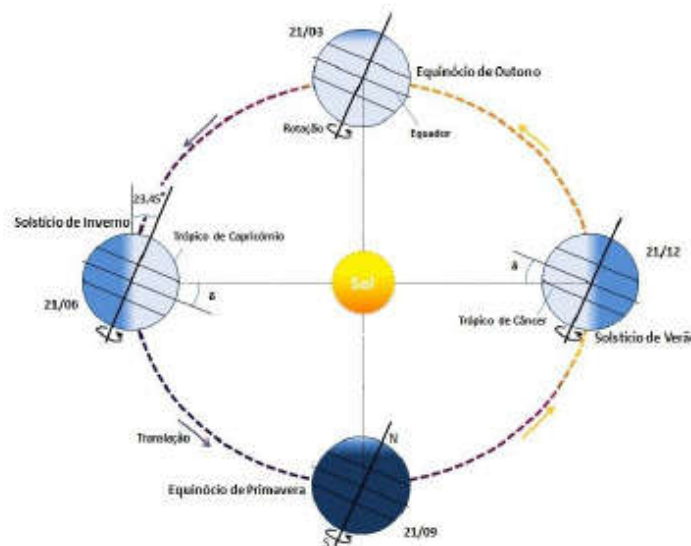
- Dimensionar o sistema fotovoltaico e projetar o circuito elétrico do mesmo para alimentar uma residência de 300kWh.
- Dimensionar o sistema de aquecimento solar.
- Fazer a análise de custo benefício do sistema fotovoltaico e comparar com a análise de custo benefício do conjunto sistema fotovoltaico mais coletores solares levando em conta a depreciação dos equipamentos dos sistemas.
- Fazer a análise da regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica e da regulamentação da EDP Espírito Santo.

## 2 ABORDAGEM TEÓRICA: O DETALHAMENTO DO SISTEMA

### 2.1 Levantamento do recurso solar

A Terra descreve em seu movimento ao redor do sol uma trajetória elíptica e seu eixo de rotação em relação ao plano paralelo ao equador possui uma determinada inclinação, que varia de  $+23,45^\circ$  em torno do dia 21 de junho e  $-23,45^\circ$  em 21 de dezembro. Essa inclinação em conjunto com a pequena excentricidade da sua trajetória faz com que a quantidade de raios solares incidentes sobre o plano perpendicular ao equador sejam diferentes, essa diferença é responsável, por exemplo, pelas diferentes estações do ano e pela diferença de tempo entre os dias e entre as noites ao longo do ano. Tais diferenças podem ser vistas na Figura 3 (CRESESB, 2014).

Figura 3 - Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de  $23,45^\circ$  e indicando as estações do ano no hemisfério Sul



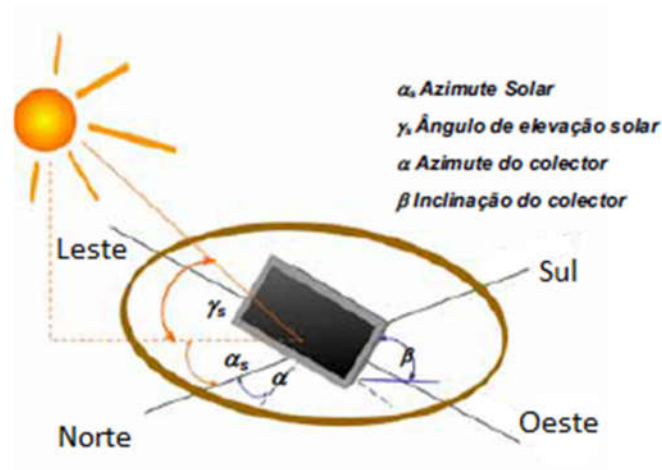
Fonte: CRESESB, (2014).

Devido as diferenças já citadas na Figura 3, a quantidade de energia solar fornecida à Terra é variável, muda de acordo com a localidade no globo terrestre e com o período do ano. Como mencionado em CRESESB (2014) a quantidade de irradiação solar recebida pela Terra no topo da atmosfera é de aproximadamente  $1.367 \text{ W/m}^2$ , porém há uma perda de 27% devido à atmosfera, o que resulta numa quantidade de  $1000 \text{ W/m}^2$  incidentes sobre a superfície terrestre, este é o valor padrão utilizado em projetos fotovoltaicos.

### 2.1.1 Geometria solar

Para melhor aproveitamento da energia solar é necessário que se saiba a trajetória do sol em relação ao local onde está a instalação fotovoltaica, sendo assim, a posição do sol pode ser encontrada através do ângulo de elevação solar ( $\gamma_s$ ) e de seu azimute ( $\alpha_s$ ), conforme mostrado da Figura 4, já o posicionamento do painel pode ser feito em função de sua inclinação ( $\beta$ ) e de seu azimute ( $\alpha$ ) (GREENPRO, 2004).

Figura 4 - Representação dos ângulos segundo as técnicas solares

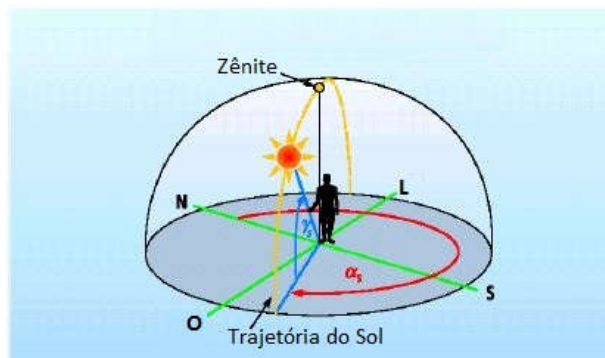


Fonte: GREENPRO, (2004).

Por convenção na implementação de sistemas fotovoltaicos, o ângulo de azimute do dispositivo para coleta de energia solar é  $180^\circ$  ao norte, assim, ao leste tem-se  $\alpha = 270^\circ$ , ao sul tem-se  $\alpha = 0^\circ$  e ao oeste tem-se  $\alpha = 90^\circ$  (GREENPRO, 2004).

A relação entre os ângulos solar também pode ser vista na Figura 5.

Figura 5 - Representação dos ângulos da posição solar

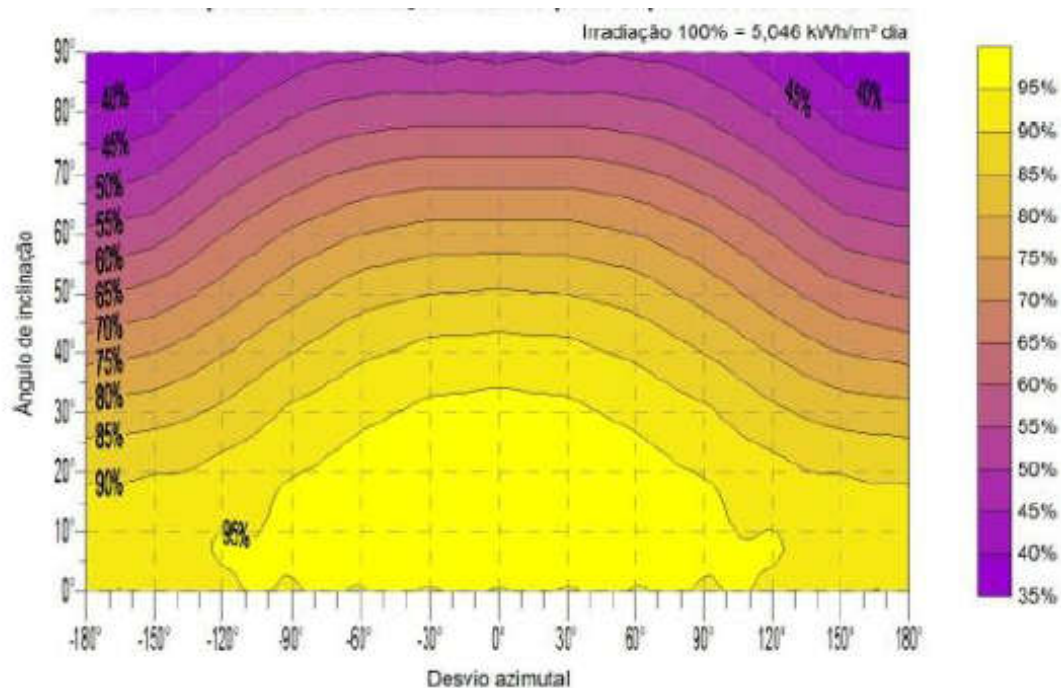


Fonte: GREENPRO, (2004).

### 2.1.2 Radiação solar em planos inclinados

Uma área perpendicular aos raios do sol recebe sempre mais radiação solar do que uma área de mesmas dimensões e horizontal em relação aos mesmos raios. Sabe-se que o azimute e a altura solar são variáveis, tanto ao longo do dia como ao longo do ano, o que faz o ângulo de incidência variar constantemente, portanto, para um melhor aproveitamento do potencial solar torna-se necessário analisar a radiação anual do sol na região em que se tem interesse em implantar painéis solares (GREENPRO, 2004). Dessa forma a orientação adequada dos painéis podem propiciar um melhor aproveitamento do recurso solar. Foi utilizado neste trabalho os dados solares e climáticos da região de Aracruz-ES, nesta cidade a orientação adequada é com inclinação igual a latitude local ( $20^\circ$ ) e face voltada para a linha do equador (Norte). A Figura 6 mostra um ábaco para a região de Vitória - ES em que o melhor aproveitamento ocorre quando o azimute é próximo de  $0^\circ$  e a inclinação é próxima da latitude local, também se nota que um desvio de aproximadamente  $10^\circ$  não resulta em perdas significativas quanto ao aproveitamento solar (Santos, Ruther, Nascimento e Pereira, 2012).

Figura 6 - Ábaco do potencial de radiação solar recebido pela superfície terrestre em Vitória – ES



Fonte: Santos, Ruther, Nascimento e Pereira, (2012).

### 2.1.3 Disponibilidade solar e dados climáticos em Aracruz-ES

No projeto apresentado neste trabalho foram utilizados os dados referentes à cidade de Aracruz-ES por ser mais próxima da cidade de Fundão -ES, onde está a residência para a qual foi feito o projeto fotovoltaico. Segundo dados obtidos no *site* do CRESESB, na Figura 7 estão os valores de irradiação solar diária média.

Figura 7 - Irradiação solar média [kWh/m<sup>2</sup>dia]

Latitude: 20,3° S  
Longitude: 40,3° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input type="checkbox"/>	Vitoria	Vitória	ES	BRA	20,3° S	40,37777° O	3,9	6,14	5,97	5,50	4,56	4,17	3,67	3,89	4,53	4,31	5,11	5,00	5,67	4,88	2,47
<input checked="" type="checkbox"/>	Aracruz	Aracruz	ES	BRA	19,8° S	40,273333° O	55,7	5,81	5,25	5,39	4,22	3,78	3,14	3,89	4,36	3,86	4,78	4,78	5,08	4,53	2,67
<input type="checkbox"/>	Venda Nova	Venda Nova do Imigrante	ES	BRA	20,3° S	41,134722° O	87,1	5,17	4,83	5,19	4,08	3,67	3,42	3,64	4,25	3,83	4,67	4,33	4,64	4,31	1,77

Fonte: CRESESB, (2014).

Na Figura 8 estão os dados referente à temperatura e quantidade de chuva.

Figura 8 - Valores de temperatura e quantidade de chuva para a cidade de Aracruz-ES [°C]

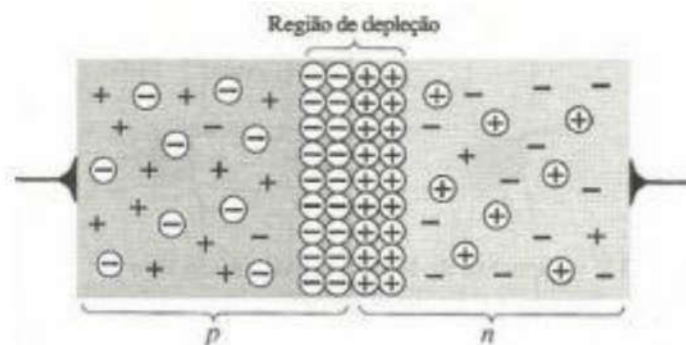
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Temperatura média (°C)	26.9	27	26.3	24.8	23.3	22.2	21.9	22.5	23.3	24.4	25.4	25.4
Temperatura mínima (°C)	22.4	22.4	21.7	20.2	18.6	17.4	17.1	17.9	19.1	20.4	21.3	21.1
Temperatura máxima (°C)	31.4	31.7	30.9	29.4	28.1	27	28.8	27.1	27.5	28.4	29.5	29.7
Temperatura média (°F)	80.4	80.6	79.3	76.6	73.9	72.0	71.4	72.5	73.9	75.9	77.7	77.7
Temperatura mínima (°F)	72.3	72.3	71.1	68.4	65.5	63.3	62.8	64.2	66.4	68.7	70.3	70.0
Temperatura máxima (°F)	88.5	89.1	87.6	84.9	82.6	80.6	80.2	80.8	81.5	83.1	85.1	85.5
Chuva (mm)	149	81	106	77	51	37	53	52	64	118	179	190

Fonte: climate-data.org, (2017).

## 2.2 Características elétricas e funcionamento dos módulos fotovoltaicos

A junção de materiais, neste caso silício, com dopagem do tipo p e do tipo n formam uma região chamada de região de depleção. Isso acontece, pois, os elétrons livres do material do tipo n migram para as lacunas do material do tipo p, esse processo faz surgir na região da junção uma barreira de potencial positiva do lado n e negativa do lado p. Como a quantidade de elétrons livres é finita, a movimentação de carga ocorre até a região entrar em equilíbrio, ou seja, até surgir a barreira de potencial e impedir que elétrons passem de um lado para outro, conforme Figura 9 (GREENPRO, 2004).

Figura 9 - Junção p-n



Fonte: Vasconcelos, (2013).

Quando os fótons provenientes da luz solar incidem sobre a célula, a energia do fóton absorvida faz liberar elétrons que provocam a circulação de corrente no sentido p-n, este efeito é chamado de efeito fotoelétrico (GREENPRO, 2004).

Uma célula fotovoltaica produz, a partir do efeito fotoelétrico, uma tensão muito pequena de aproximadamente 0,6 V, assim células são conectadas em série para formar os módulos, estes são agrupados para formar os painéis fotovoltaicos, de tal forma que seja construído um painel que forneça a tensão necessária para as aplicações desejadas. Para sistemas conectados à rede é comum utilizar-se módulos com 60 células em série (GREENPRO, 2004).

Dependendo do tipo de célula fotovoltaica os módulos podem ser rígidos, utilizando como base mecânica lâminas de vidro temperado com molduras de alumínio que facilitam a instalação dos painéis, mostrado na Figura 10, ou flexíveis, nestes filmes finos são depositados sobre bases flexíveis, geralmente um polímero ou uma lâmina metálica, Figura 11 (ASPE, 2013).

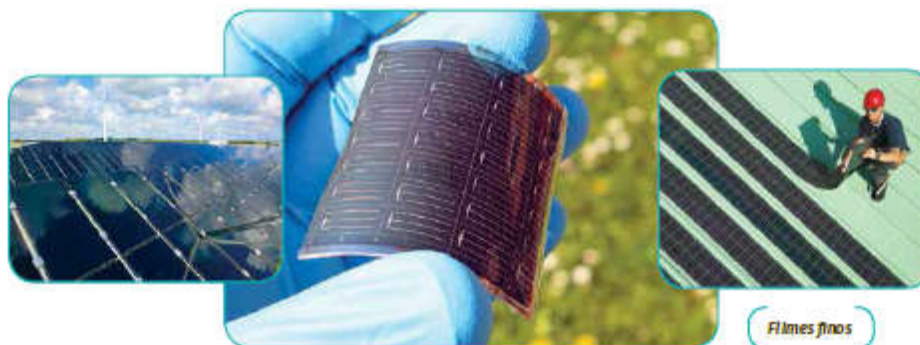
Figura 10 - Composição de um painel fotovoltaico rígido



Fonte: Portal solar, (2017).



Figura 11 - Filmes finos



Fonte: ASPE, (2013).

Atualmente utilizam-se células construídas a partir de placas de silício mono e policristalinos que representam 88% das fabricações e filmes finos. Estes últimos, como mostrado na Tabela 1 demandam mais espaços pois seu rendimento é menor, mas devido ao seu baixo custo é a opção mais econômica (ASPE, 2013).

Tabela 1- Relação entre a tecnologia, a eficiência e a área/ kW

<b>Tecnologia</b>	<b>Eficiência</b>	<b>Área/kW</b>
<b>Silício Cristalino</b>		
Monocristalino	13 a 19%	~7m <sup>2</sup>
Policristalino	11 a 15%	~8 m <sup>2</sup>
<b>Filmes finos</b>		
Silício amorfos(a-Si)	4 a 8%	~15m <sup>2</sup>
Telureto de cádmio(Cd-e)	10 a 11%	~10m <sup>2</sup>
Disseleneto de cobre- índio- gálio	7 a 12%	~10m <sup>2</sup>

Fonte: ASPE, (2013).

### 2.2.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

Características importantes dos módulos fotovoltaicos podem ser observadas na curva I-V do módulo. Esta curva, conforme mostrada na Figura 12, é obtida nas condições padrão de ensaio com irradiância solar de 1000W/m<sup>2</sup>, distribuição espectral para AM 1,5 e temperatura da célula de 25 °C (CRESESB, 2014).

Posicionando o módulo perpendicular aos raios do sol, entre seus terminais desconectados pode ser medida uma diferença de potencial denominada  $V_{co}$ , denominada tensão de circuito aberto. Colocando em curto-circuito os mesmos terminais mede-se a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ). Colocando uma fonte de tensão variável e observando a variação de tenção desde poucos volts negativos até um valor que ultrapasse a tensão de circuito aberto, medem-

se os pares de tensão e corrente a fim de traçar uma curva que caracterize o módulo. Na Figura 12(a) observa-se que para cada par de tensão e corrente há uma potência associada, o maior valor visto é denominado ponto de máxima potência ( $P_{mp}$ ), assim como o par de tensão e corrente que o originaram são denominados tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) e corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ). Estes cinco parâmetros especificam um módulo. Há também o fator de forma (FF) que representa a qualidade das células do módulo, como mostrado na Figura 12(b). Quanto mais próximo o retângulo  $V_{mp} \times I_{mp}$  estiver do retângulo  $V_{oc} \times I_{sc}$  (este está sempre acima da potência máxima possível que pode ser fornecida pelo módulo), melhor será a qualidade do módulo, lembrando que o fator de forma FF é a razão entre os dois retângulos. Quanto à eficiência do módulo, esta pode ser descrita pela Equação 1 (CRESESB, 2014).

$$\eta = \frac{P_{mp}}{G_{Am}} \times 100 \quad [\%] \quad (1)$$

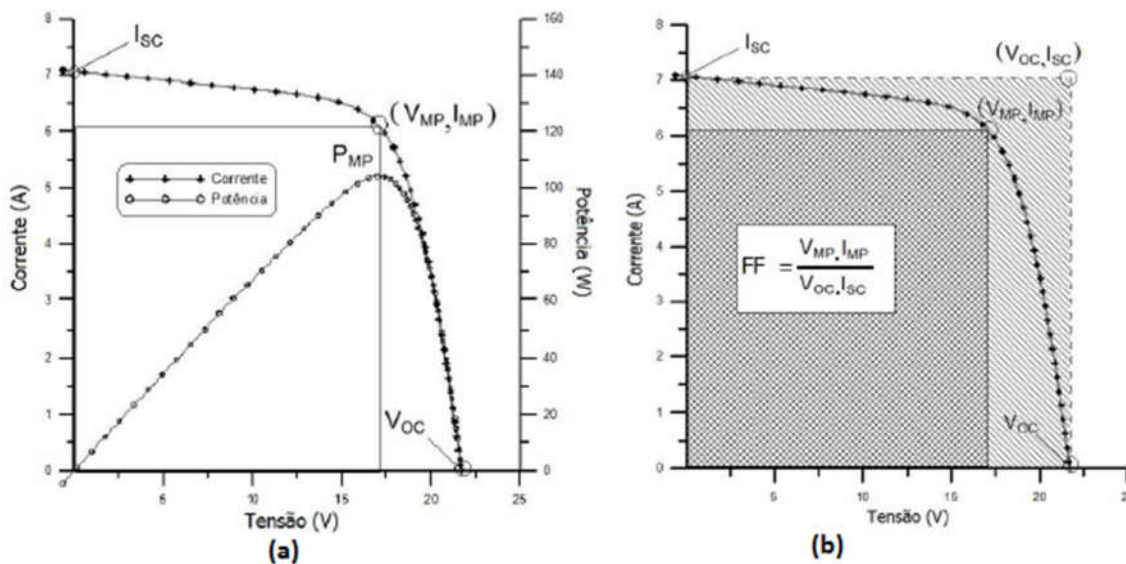
Sendo:

$\eta$ : Eficiência do módulo;

$P_{mp}$  : Ponto de máxima potência;

$G_{Am}$  : Irradiância solar.

Figura 12 – Curva característica I-V do módulo fotovoltaico



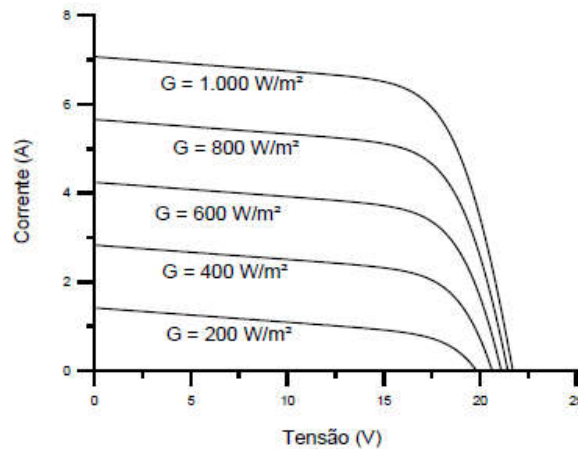
Fonte: CRESESB, (2014).



### 2.2.2 Influência da irradiância solar

Quanto à corrente elétrica, esta varia de forma proporcional com o aumento da irradiância solar conforme visto na Figura 13.

Figura 13 - Variação da corrente elétrica em função da irradiância solar



Fonte: CRESESB, (2014).

### 2.2.3 Influência da temperatura

Como mostrado na Figura 14, o aumento da temperatura do módulo provoca um aumento da corrente, porém, este ganho de corrente é irrelevante quando comparado com a perda na tensão. Os efeitos da temperatura podem ser caracterizados por um conjunto de coeficientes que geralmente são fornecidos pelo fabricante do módulo, tais coeficientes são representados pelo coeficiente  $\beta_v$  de variação da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), este geralmente negativo, pelo coeficiente  $\alpha_i$  de variação da corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ), geralmente positivo e pelo coeficiente  $\gamma_p$  de variação da potência máxima ( $V_{mp}$ ), geralmente negativo. A Equação 2 permite calcular  $V_{oc}$  numa determinada temperatura, substituindo os coeficientes de maneira adequada, também é possível calcular a corrente de curto circuito e a máxima potência que o módulo pode oferecer (CRESESB, 2014).

$$V_{oc}(T) = V_{ocstc} \times (1 + \beta_v(T - 25)) \quad (2)$$

Sendo:

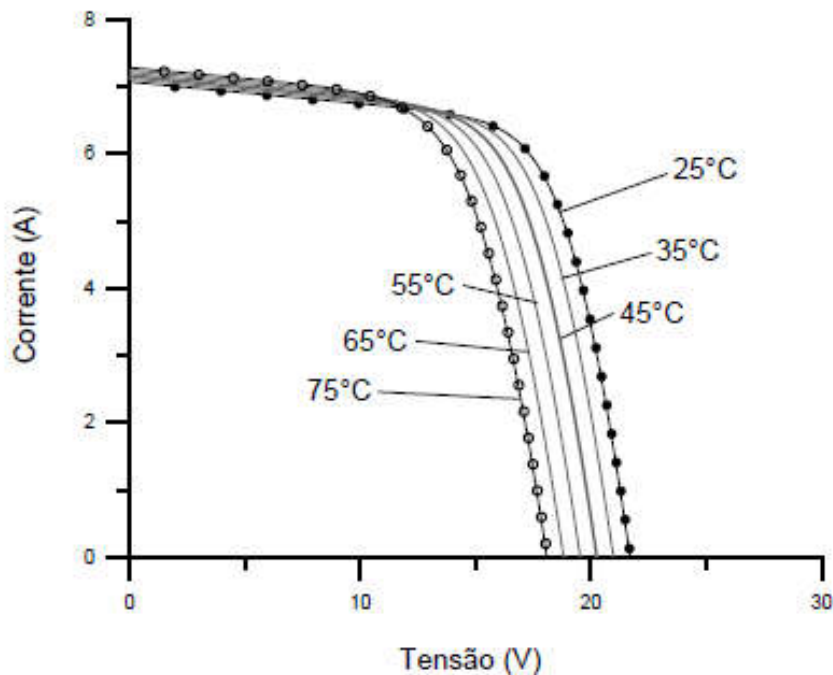
$V_{oc}(T)$ : Tensão de circuito aberto na temperatura desejada;

$V_{ocstc}$  : Tensão de circuito aberto na temperatura de ensaio;

$\beta_v$  : Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto devido à temperatura;

$T$ : Temperatura desejada em °C.

Figura 14- Variação da tensão com o aumento da temperatura



Fonte: CRESESB, (2014).

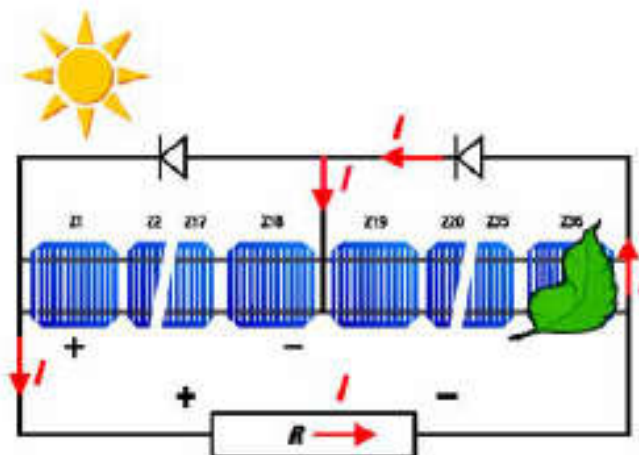
#### 2.2.4 Tipos de associação de módulos fotovoltaicos

Os módulos podem ser associados em série (conectando o terminal positivo de um módulo no terminal negativo do outro) quando se deseja aumentar o valor da tensão, neste caso a corrente permanece a mesma, ou em paralelo (unem-se os terminais positivos e da mesma forma os terminais negativos) para aumentar a corrente, neste caso a tensão permanece a mesma (CRESESB, 2014).

#### 2.2.5 Efeito do sombreamento nos módulos fotovoltaicos

Como os módulos possuem células conectadas em série, ao reduzir por sombreamento a radiação solar sobre uma das células, a corrente desta célula irá diminuir limitando a corrente das demais células e prejudicando a eficiência dos módulos. Além disso, ocorre o surgimento do ponto quente, já que a potência que não está sendo entregue à carga dissipada numa única célula. Para evitar o surgimento do ponto quente utiliza-se o diodo de desvio, conforme mostrado na Figura 15 (CRESESB, 2014).

Figura 15 - Diodos de desvio num módulo fotovoltaico



Fonte: GREENPRO, (2004).

Os diodos de desvio ficam geralmente nas caixas de conexões, e são instalados em antiparalelo. Além dos diodos de desvio também são instalados os diodos de bloqueio, cuja finalidade é impedir o fluxo de corrente entre um conjunto série de maior tensão para um conjunto série de menor tensão. Em conjunto com os diodos de bloqueio também podem ser instalados os fusíveis de proteção (GREENPRO, 2004).

### 2.3 Sistema de aquecimento solar

Além do aproveitamento da energia solar para produção de energia elétrica através dos módulos fotovoltaicos, há também a possibilidade de ser utilizada a energia do sol para o aquecimento da água que será utilizada na residência através de sistemas de aquecimento solar. A ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), em sua NBR 15569:2008 – Sistemas de Aquecimento Solar de Água em Circuito Direto – Projeto e Instalação, define por sistemas de aquecimento solar (SAS), sistemas compostos por coletores solares planos com ou sem reservatório térmicos, suas interligações hidráulicas, com eventual sistema de aquecimento auxiliar de água, onde a circulação de água nos coletores se faz por circulação natural ou forçada. Neste trabalho será utilizado o sistema de aquecimento solar por circulação natural.

#### 2.3.1 Princípio de funcionamento do sistema de aquecimento solar por circulação natural

O coletor solar funciona como um trocador de calor, ou seja, a água absorve calor proveniente da radiação do sol. Uma vez que os raios do sol incidem sobre o coletor solar, eles encontram

uma superfície preta fosca que provoca uma mudança no seu comprimento de onda, isto faz com que os mesmos durante o processo de reflexão entre o vidro e a superfície a preta fosca produzam um fenômeno chamado de efeito estufa. Este fenômeno faz a temperatura da superfície preta fosca aumentar. No interior do coletor, que é totalmente fechado, sob a superfície preta existem tubos cheios de água que ficam em contato com a mesma, assim, como a superfície aquece devido ao efeito estufa, os tubos também aquecem por transferência de calor, aquecendo pelo mesmo processo de transferência de calor a água que está em seu interior. Estes tubos estão conectados em suas extremidades a tubos maiores que por sua vez estão conectados ao reservatório térmico. Como a água dos tubos no interior dos coletores a princípio está mais quente do que a água do reservatório, e sabendo que a água quente é mais leve do que a água fria por causa da diferença de densidade, surge um deslocamento do volume de água, conforme Figura 16, onde a água quente vai para a parte superior do reservatório e a água fria que está na parte inferior do reservatório vai para os coletores, isto acontece até que haja equilíbrio térmico entre a água dos coletores e a água do reservatório, este deslocamento é chamado de efeito sifão. Uma vez que parte da água for retirada para uso, o mesmo volume de água fria entra no reservatório fornecida pela caixa de água, daí o processo de aquecimento recomeça (Baptista, 2006).

Figura 16 - Efeito sifão provocado pela diferença de densidade da água.



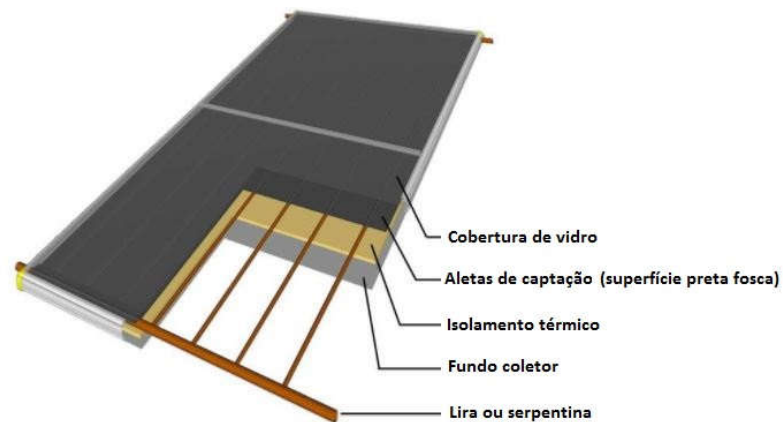
Fonte: wgsol, (2017).

## 2.3.2 Principais elementos de um aquecedor solar

### 2.3.2.1 Coletor solar plano

Equipamento responsável pelo aquecimento da água, nele ocorre a troca de calor proveniente da radiação solar com a água. A Figura 17 mostra suas partes. Devido às características térmicas geralmente a serpentina são de tubos de cobre (ProCobre, 2008).

Figura 17 - Composição de um coletor solar

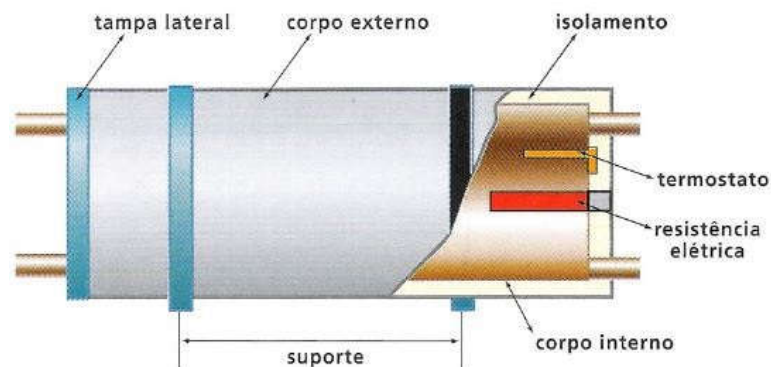


Fonte: wgsol, (2017).

### 2.3.2.2 Reservatório térmico

Armazena a água quente proveniente dos coletores solar até que seja utilizada. É constituído por um corpo externo, isolamento ou isolante térmico, corpo interno e tubulações, além de em alguns casos quando necessário, possui um sistema de aquecimento auxiliar e de proteção, composto por resistência elétrica e termostato, a Figura 18 mostra seus componentes (ProCobre, 2008).

Figura 18 - Componentes do reservatório térmico.

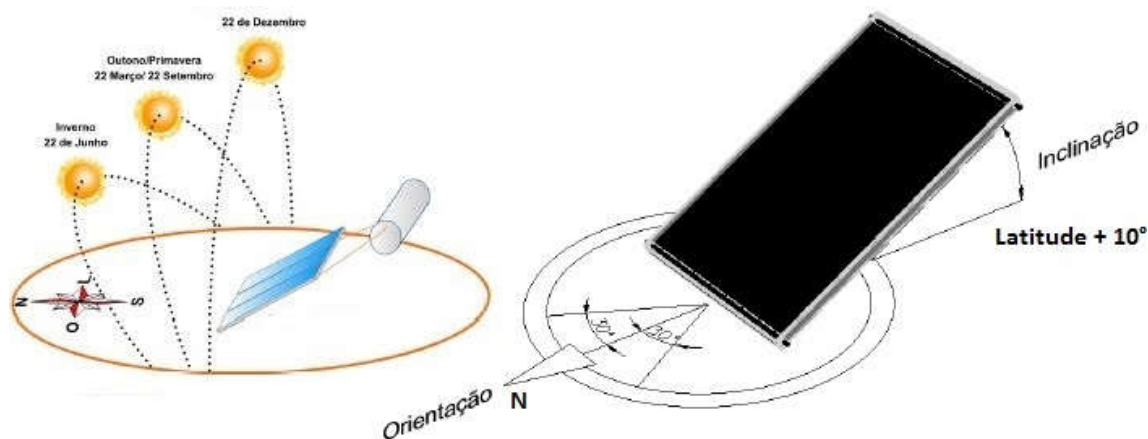


Fonte: ProCobre, (2008).

### 2.3.3 Posicionamento em relação ao sol e configuração dos coletores solar

O coletor solar deve ser posicionado da mesma forma que os módulos fotovoltaicos para terem maior aproveitamento do recurso solar, devem estar voltados para o norte (Figura 19) e é permitido um desvio de até  $30^\circ$  para leste ou oeste, desvios maiores influenciam de maneira significativa na produção de água quente. Em relação à inclinação também deve se levar em consideração a latitude do local, que para este projeto é de  $20^\circ$ , como mencionado no item 2.1.2 assim, a inclinação ideal é o valor da latitude somado de  $10^\circ$  (Ouro Fino Ltda, 2010).

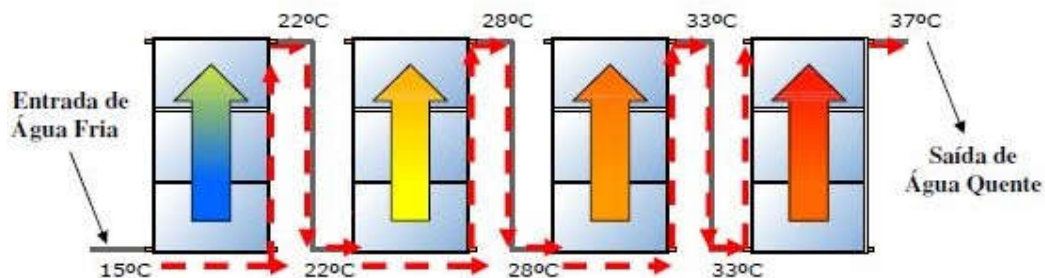
Figura 19 - Posicionamento dos coletores



Fonte: Ouro Fino Ltda, (2010).

Para um aquecimento mais rápido foi escolhida a configuração em série para os coletores. Nessa configuração a temperatura da água aumenta conforme vai passando pelos coletores, um exemplo desse modelo pode ser visto na Figura 20 (Ouro Fino Ltda, 2010).

Figura 20 - Exemplo de associação em série de coletores solar

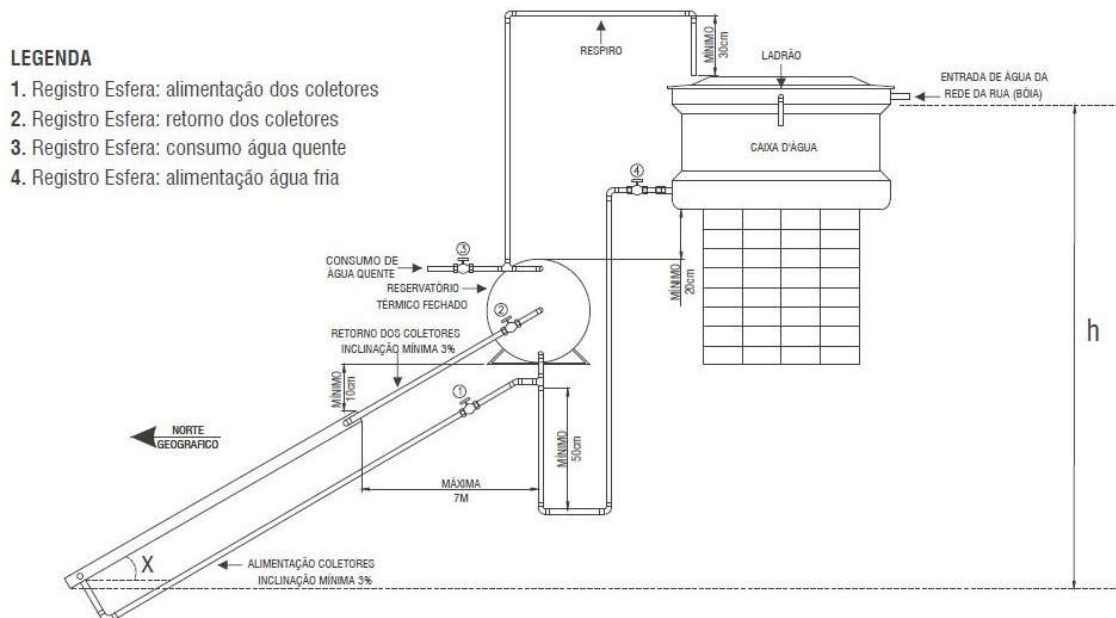


Fonte: Ouro Fino Ltda, (2010).

### 2.3.4 Posicionamento em relação ao telhado

Ao instalar o sistema de aquecimento solar, deve-se levar em consideração algumas recomendações quanto a distâncias entre os elementos do sistema mostradas na Figura 21.

Figura 21 - Sistema de aquecimento por termossifão



Fonte: Transsen, (2017).

Além dos principais elementos do sistema de aquecimento de água, há também outros elementos que são necessários para o sistema funcionar adequadamente, dentre eles tem-se (Ouro Fino Ltda, 2010):

- Tubos de conexão: os que transportam a água quente precisam suportar altas temperaturas, normalmente são de cobre.
- Válvulas, registros, elementos de interconexão (joelhos, Tês e uniões): da mesma maneira que os tubos, os que transportam água quente precisam suportar temperaturas elevadas, geralmente são de bronze.
- Suportes: necessários para a instalação dos coletores no telhado.



### 3 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

#### 3.1 Escolha do local e configuração do sistema para a elaboração da planta fotovoltaica

O local escolhido como referência para a elaboração do projeto fotovoltaico foi uma residência situada na cidade de Fundão-ES, conforme mostrado na Figura 22. Quanto à configuração do sistema, foi escolhido o sistema com posicionamento fixo e conforme já mencionado no tópico 2.1.2 com inclinação do painel  $\beta = 20^\circ$  e azimute =  $0^\circ$ , ou seja, face voltada para norte.

Figura 22 - Residência na cidade Fundão utilizada para projeto do SFCR

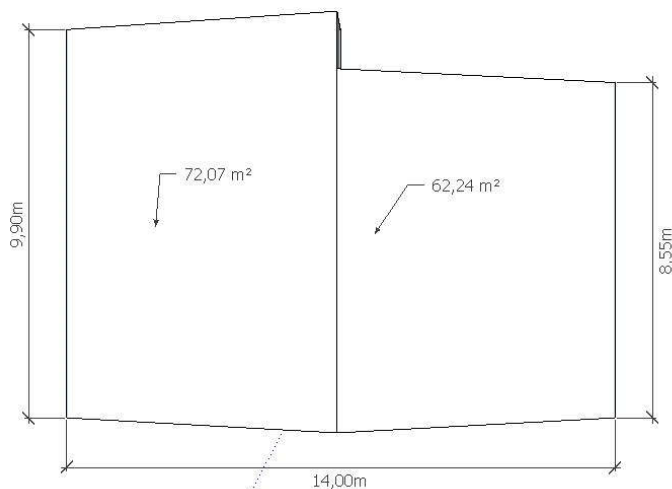


Fonte: Google Maps, (2017).

#### 3.1.1 Análise do espaço disponível

As dimensões do telhado da residência podem ser vistas na Figura 23.

Figura 23 - Residência utilizada com referência.

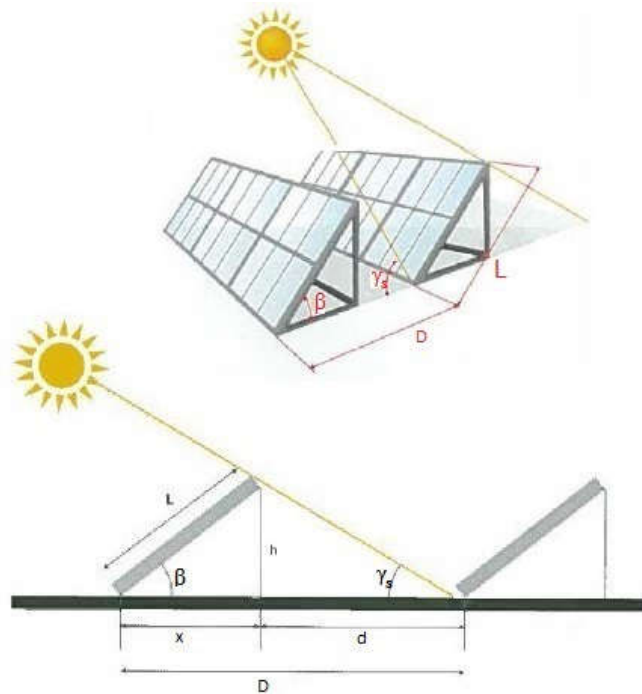


Fonte: Próprio autor, (2017).



Para calcular a potência máxima do gerador fotovoltaico é necessário saber o espaço ocupado por cada painel, levando em consideração a área de sombreamento produzida por cada fileira. A Figura 24 mostra a disposição de duas fileiras de painéis em relação ao sol (Lopes, 2013).

Figura 24 - Disposição das fileiras dos painéis do gerador fotovoltaico



Fonte: Lopes, (2013).

Dessa forma podemos encontrar a máxima quantidade de painéis que podem ser instaladas no telhado da residência, mas para isso é necessário encontrar o afastamento entre as fileiras, que pode ser calculada pela Equação 3 (Lopes,2013).

$$d = L \left( \cos\beta + \frac{\text{sen}\beta}{\text{tag}\gamma_s} \right) \quad (3)$$

Sendo:

d = Afastamento entre as fileiras;

L = Largura do painel;

$\beta$  = Inclinação do painel;

$\gamma_s$  = Ângulo de elevação solar.

A altura solar pode ser encontrada através da Equação 4, (nascimento, 2014).

$$\gamma_s = (90^\circ - latitude_{local}) - 23,5^\circ \quad (4)$$

De acordo com o que foi citado na subseção 2.1.2 a latitude local é de  $20^\circ$ , assim, a partir da Equação 4 tem-se:

$$\begin{aligned} \gamma_s &= (90^\circ - 20^\circ) - 23,5^\circ \\ \gamma_s &= 46,5^\circ \end{aligned}$$

Para esse projeto o módulo fotovoltaico escolhido foi o módulo solar Yingli YL259P-29b, cujas características e valores nominais estão mostradas na Tabela 2.

Tabela 2 - Módulo Fotovoltaico escolhido para o projeto

<b>Módulo solar - Yingli YL250P-29b</b>		
Máxima Potência	250	Wp
Tensão de Máxima Potência	29,8	V
Corrente de Máxima Potência	8,39	A
Tensão de Circuito Aberto	37,6	V
Corrente de Curto Circuito	8,92	A
Tensão Máxima do Sistema	1000	V
Eficiência do Módulo	15,4	%
Coeficiente de Temperatura da Potência	-0,42	%/°C
Coeficiente de Temperatura da Corrente	0,05	%/°C
Coeficiente de Temperatura da Tensão	-0,32	%/°C
Coeficiente de Temperatura da Tensão (Vmpp)	-0,42	%/°C
Temperatura Nominal de Operação da Célula	46	°C
Dimensões	1640 x 990 x 35	mm
Grau de Proteção	>=IP 65	
Número de Células / Tipo	60/ silício policristalino	
Tolerância	5	Wp
Mínima temperatura de operação	-40	°C
Máxima temperatura de operação	85	°C
Rendimento após 10 anos	91,2	%
Rendimento após 20 anos	80,7	%

Fonte: Yingli Solar, (2017).

Dessa forma o afastamento entre as fileiras calculado a partir da Equação 3 é:

$$\begin{aligned} d &= 0,99 \left( \cos 20^\circ + \frac{\sin 20^\circ}{\tan 46,5^\circ} \right) \\ d &= 1,252 \text{ m} \end{aligned}$$

A projeção  $x$ , ver figura 24, do módulo no plano onde o mesmo será instalado, pode ser obtida pela Equação 5.

$$x = L \cos\beta \quad (5)$$

$$x = 0,99 * \cos 20^\circ$$

$$x = 0,930 \text{ m}$$

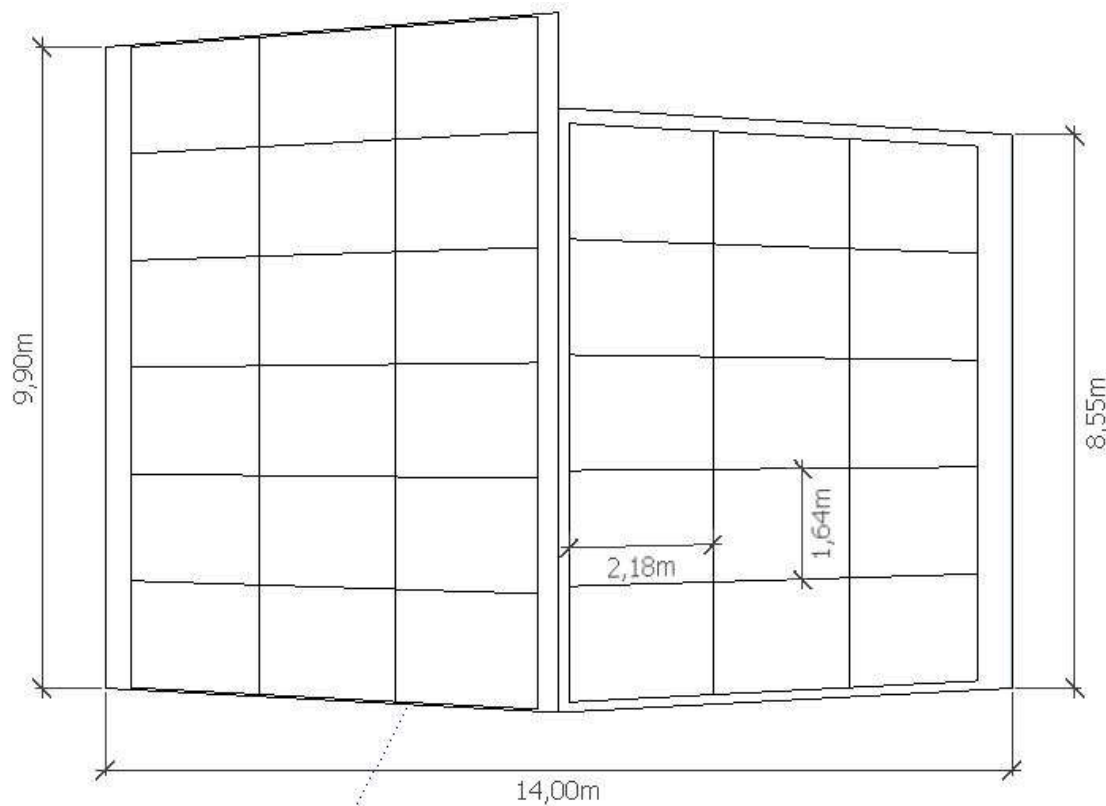
Assim a distância  $D$  entre as fileiras é:

$$D = d + x \quad (6)$$

$$D = 1,252 + 0,930 = 2,182 \text{ m}$$

De posse do valor de  $D = 2,182 \text{ m}$  (Equação 6), pode-se encontrar a máxima quantidade de painéis que o gerador pode conter. Da Tabela 2 tem-se que o comprimento do painel solar é de  $1,64 \text{ m}$ , assim, a Figura 25 mostra a disposição da máxima quantidade de painéis, ao todo o telhado comporta 33 painéis.

Figura 25 - Disposição de painéis no telhado



Fonte: Próprio autor (2017).

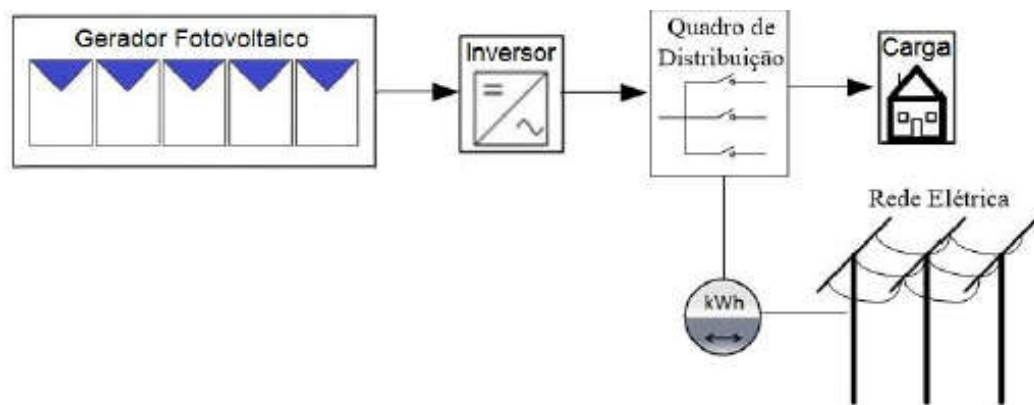
### 3.2 Sistemas fotovoltaicos conectado à rede

Os SFCR (sistemas fotovoltaicos conectados à rede) se diferem dos sistemas isolados em alguns pontos importantes, já que não utilizam acumuladores de carga (geralmente baterias de chumbo ácido específicas para esta utilização). Os SFCR enviam a potência gerada diretamente para ser consumida pela carga e quando há excedente enviam para a rede elétrica em que está conectado. Este tipo de sistema geralmente é projetado para ser complementar ao consumo de energia elétrica fornecida pela rede, e sua classificação varia de acordo com a potência do gerador (CRESESB, 2014).

- Microgeração distribuída: potência menor ou igual a 75 kW (ANEEL, 2015);
- Minigeração distribuída: potência maior que 75 kW e menor que 5MW (ANEEL, 2015).

Este trabalho tem por finalidade apresentar o projeto de um sistema fotovoltaico para alimentar uma residência que tenha consumo máximo de 300kWh mês. A Figura 26 mostra o esquema resumido de um SFCR.

Figura 26 - Sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: CRESESB, (2014).

Outra informação necessária para a elaboração do projeto fotovoltaico, segundo a Resolução Normativa nº 414 fornecida pela Aneel, é o custo de disponibilidade do sistema, que consiste no valor fixo em moeda que será cobrado pela distribuidora de energia elétrica local, equivalente a:

- 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;
- 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou
- 100 kWh, se trifásico.

Este valor será cobrado quando o consumo da residência (abordada neste trabalho) for inferior as respectivas faixas determinadas pela ANEEL, 30kWh, 50kWh e 100kWh.

Os aspectos legais referentes aos SFCR fornecidos pela ANEEL e EDP Espírito Santo serão avaliados posteriormente.

### 3.3 Dimensionamento do SFCR sem coletor solar

Segundo a Resolução Normativa nº 414 fornecida pela Aneel, independente do consumo da residência ou da quantidade de energia elétrica produzida pelo microgerador fotovoltaico, será cobrado um valor referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico. Este valor será o valor em reais equivalente a 30 kWh, cuja tarifa vigente é definida pela EDP Espírito Santo. Dessa forma a potência do gerador deve levar em conta a máxima potência que a residência pode consumir menos o valor referente ao custo de disponibilidade do sistema, ou seja, os 300 kWh menos 30 kWh. Os 270 kWh restantes divididos por 30 dias, fornecem a quantidade de 9000 kWh de energia por dia que o gerador fotovoltaico deve produzir. Com a Equação 7 pode-se calcular a potência do microgerador que compõe o SFCR (CRESESB, 2014).

$$P_{FV}(W_p) = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (7)$$

$$P_{FV}(W_p) = \frac{(9000)}{4,53} = 2649 \text{ Wp}$$

Sendo:

$P_{FV}(W_p)$  – Potência de pico do gerador FV (Fotovoltaico);

$E(Wh/dia)$  - Consumo diário médio anual da residência;

$HSP_{MA}(h)$  – Média diária anual das HSP (horas de sol pleno) incidente no plano do gerador FV;

$TD$  (*adimensional*) – Taxa de desempenho.

Para as condições de radiação solar encontradas no Brasil, caso o SFCR seja bem ventilado e com pouca sombra, uma TD na faixa entre 70% e 80% pode ser obtida. Foi utilizado para o cálculo deste projeto uma TD de 0,75 (CRESESB, 2014).

De posse do valor da potência do gerador calcula-se a quantidade painéis necessárias (Equação 8), observando a partir da Tabela 2 que a potência de cada painel é de 250 Wp (CRESESB, 2014).

$$\text{Quantidade de painéis necessárias} = P_{FV}(W_p)/P_{\text{painél}}(W_p) \quad (8)$$

$$\text{Quantidade de painéis necessárias} = \frac{2649}{250} = 10,6 = 11 \text{ painéis}$$

Sendo a configuração em série a escolhida para o gerador, as tensões de máxima potência que o gerador pode fornecer correspondentes às temperaturas máxima e mínima, podem ser vistas nas equações 9 e 10 (CRESESB, 2014).

$$V_{mpptTmáx} = V_{OCstc} * (1 + \beta_{mppt}(Tmax - 25)) \quad (9)$$

$$V_{mpptTmáx} = 29,8 * (1 - 0,0026(85 - 25)) = 25,15 V$$

$$V_{mpptTmin} = V_{OCstc} * (1 + \beta_{mppt}(Tmin - 25)) \quad (10)$$

$$V_{mpptTmin} = 29,8 * (1 - 0,0026(5 - 25)) = 31,35 V$$

Logo a maior tensão em máxima potência,  $V_{sTmin}$ , que o gerador pode fornecer é (Equação 11):

$$V_{sTmin} = 31,35 * 11 = 344,85 V \quad (11)$$

E a menor tensão em máxima potência,  $V_{sTmax}$ , que o gerador pode fornecer é (Equação 12):

$$V_{sTmax} = 25,15 * 11 = 276,66 V \quad (12)$$

A máxima corrente fornecida pelo gerador é a corrente do próprio módulo, igual a 8,92 A, já que os mesmos estão ligados em série.

### 3.3.1 Dimensionamento do inversor

Para dimensionar o inversor de frequência recomenda-se que se utilize um fator de dimensionamento, ver Equação 13, entre 0,75 e 0,85, isto por causa da natureza construtiva dos módulos fotovoltaicos onde a tensão diminui com o aumento da temperatura (CRESESB, 2014), assim, em termos de potência do inversor foi escolhido um em que a razão da sua potência em corrente alternada pela potência de pico do gerador esteja entre 0,75 e 0,85, Em função das opções comercializadas e conforme Equação 13 foi escolhido um inversor com potência nominal de 2100 W.

$$FDI = \frac{P_{NCA}(W)}{P_{FV}(Wp)} = \frac{2100}{2649} = 0,793 \quad (13)$$

Sendo:

$FDI$  - Fator de dimensionamento;

$P_{NCA}(W)$  - Potência nominal do inversor em corrente alternada;

$P_{FV}(Wp)$  – Potência de pico do gerador fotovoltaico.

Dessa forma, pelos dados já calculados anteriormente o inversor escolhido foi o SMA Sunny Boy SB 2100TL e seus parâmetros podem ser vistos na Tabela 3.

Tabela 3 - Dados técnicos do inversor

SMA Sunny Boy SB 2100TL		
Entrada		
Potência máxima de entrada	2100	W
Voltagem máxima de entrada	600	Vcc
Faixa de Voltagem do MPP	200 a 480	Vcc
Voltagem mínima de entrada	125	Vcc
Voltagem para inicialização	150	Vcc
Corrente máxima de entrada	12	A
Saída		
Potência máxima de Saída	1950	W
Voltagem de saída (faixa)	180 a 260	Vca
Frequência de saída	50 e 60	Hz
Corrente máxima de saída	11	A
Eficiência		
	96	%
Temperatura de operação		
	(-25) a 60	°C

Fonte: SMA-Solar, (2017).

O inversor escolhido não tem transformador, como a saída do inversor é de 220 V e a tensão de alimentação da residência é de 127 V, é necessário inserir no sistema elétrico do gerador um autotransformador. Foi escolhido um autotransformador de 220V para 127 V e 3000VA, já que a máxima corrente fornecida pelo inversor é 11 A com tensão de 220V resultando numa potência de aproximadamente 2500 VA. As perdas de potência com o transformador não influenciam na eficiência do sistema fotovoltaico.

### 3.3.2 Dimensionamento dos cabos

O método utilizado para dimensionamento dos cabos foi o método da capacidade de corrente (Cavalin e Cervelin, 2004).

Para a saída CC do gerador tem-se que as características deste trecho são:

- Isolação: PVC;
- Método de instalação: B2;
- Corrente máxima do gerador: 8,92A;
- Condutores carregados: 2.

De Cavalin e Cervelin (2004) Tabela 10.6, em circuito de força CC para condutores vivos, a seção mínima não deve ser inferior a 2,5 mm. Para um condutor com seção de 2,5 mm e com características já mencionadas anteriormente, a corrente é de 23 A, aplicando os fatores de correção conforme Equação 14, a máxima corrente suportada pelo condutor,  $I_{CCsaidagerador}$ , será:

$$I_{CCsaidagerador} = IC * FCT * FCR * FCA \quad (14)$$

$$I_{CCsaidagerador} = 23 * 0,87 * 1 * 0,8 = 16 A$$

Sendo:

$I_c$  – Corrente do condutor;

$FCT$  – Fator de correção de temperatura (foi considerado 40 °C);

$FCR$  – Fator de correção de resistividade do solo;

$FCA$  – Fator de correção de agrupamento.

Um condutor de #2,5 mm<sup>2</sup> e capacidade de corrente de 16 A já atende às especificações do projeto, mas o fabricante indica a instalação de condutores de #4 mm<sup>2</sup>, assim foi decidido optar pela indicação do fabricante.

Para a saída CA do inversor, tem-se que as características deste trecho são:

- Isolação: PVC;
- Método de instalação: B2;
- Corrente máxima do gerador: 11 A;
- Condutores carregados: 2.

De Cavalin e Cervelin (2004) Tabela 10.6, em circuito de força CA para condutores vivos, a seção mínima não deve ser inferior a 2,5 mm<sup>2</sup>. Para um condutor com seção de 2,5 mm<sup>2</sup> e com características já mencionadas anteriormente, a corrente é de 23 A, aplicando os fatores de correção conforme Equação 14, a máxima corrente suportada pelo condutor,  $I_{CAsaidainversor}$ , será:



$$I_{CA\text{saída inversor}} = 23 * 0,87 * 1 * 0,8 = 16 A$$

Um condutor de #2,5 mm<sup>2</sup> e capacidade de corrente de 16 A já atende as especificações do projeto, mas o fabricante indica a instalação de condutores de #4 mm<sup>2</sup>, assim foi decidido optar pela indicação do fabricante.

Para a saída CA do autotransformador, temos que as características deste trecho são:

- Isolação: PVC;
- Método de instalação: B2;
- Corrente máxima do gerador: 19,5 A;
- Condutores carregados: 2.

De Cavalin e Cervelin (2004) Tabela 10.6, em circuito de força CA para condutores vivos, a seção mínima não deve ser inferior a 2,5 mm<sup>2</sup>. Para um condutor com seção de 2,5 mm<sup>2</sup> e com características já mencionadas anteriormente, a corrente é de 23 A, aplicando os fatores de correção conforme equação 14, a máxima corrente suportada pelo condutor,  $I_{CA\text{saída autotransformador}}$ , será:

$$I_{CA\text{saída autotransformador}} = 23 * 0,87 * 1 * 0,8 = 16 A$$

Observe que para este caso 16 A < 19,5 A, então torna-se necessário um condutor de maior seção, assim foi escolhido um condutor de #4 mm<sup>2</sup> cuja corrente suportada é de 30 A.

$$I_{CA\text{saída autotransformador}} = 30 * 0,87 * 1 * 0,8 = 20,9 A$$

Dessa forma o condutor utilizado foi o de #4 mm<sup>2</sup>.

### 3.3.3 Dimensionamento dos dispositivos de proteção

Para a saída do gerador conforme (Villalva, 2014) não é necessário a implementação de fusíveis pois os módulos estão conectados em série. Assim, para este trecho do circuito serão dimensionadas as proteções para sobretensão, a chave de desconexão CC e proteção contra curto-circuito.

#### 3.3.3.1 Chave de desconexão para saída do gerador

A chave de desconexão é um elemento necessário para seccionar o gerador do inversor em caso da necessidade de manutenção em ambos os lados (Cavalin e Cervelin, 2004).

Sabendo que a tensão na saída do gerador é de 344,85 V e a máxima corrente é de 8,92 A, a chave de desconexão selecionada foi a Schneider C60NA DC cujos parâmetros são:

- Tensão de operação até 20A: 1000 Vcc;
- Número de polos: 2.

### **3.3.3.2 DPS - Dispositivo de proteção contra surto de tensão na saída do gerador**

Dispositivo necessário para proteger o circuito contra elevações de tensão provenientes de descargas atmosféricas no lado CC (Cavalin e Cervelin, 2004). Como a máxima tensão da saída do gerador é 344,85 V o DPS escolhido foi o 275V 30,0kA VCL SLIM Clamper, cujos parâmetros são:

- Máxima tensão de operação contínua ( $U_c$ ): 275Vac / 350Vdc;
- Corrente de descarga nominal a 8/20  $\mu$ s ( $I$ ): 10kA;
- Corrente de descarga máxima a 8/20 $\mu$ s ( $I$ ): 30kA;
- Tensão de Referência a 1mA.

### **3.3.3.3 DPS - Dispositivo de proteção contra surto de tensão na saída do autotransformador**

Dispositivo necessário para proteger o circuito contra elevações de tensão provenientes da rede, como a máxima tensão da saída do autotransformador é 127 V o DPS escolhido foi o 175V 30,0kA VCL SLIM Clamper, cujos parâmetros são:

- Máxima tensão de operação contínua ( $U_c$ ): 175Vac / 225Vdc;
- Corrente nominal a 8/20  $\mu$ s ( $I_n$ ): 10kA;
- Máxima corrente de surto a 8/20  $\mu$ s ( $I_{m\acute{a}x}$ ): 30kA;
- Máxima energia absorvida em 10/1000 $\mu$ s ( $W_{m\acute{a}x}$ ): 700 J;
- Máxima potência de dissipação ( $P_{m\acute{a}x}$ ): 1,2W.

### **3.3.3.4 Disjuntores – Dispositivo de proteção contra curto circuito**

Os disjuntores são necessários para a proteção do circuito em casos nos quais elevações de corrente podem danificar os cabos e equipamentos do circuito elétrico (Cavalin e Cervelin, 2004). Os disjuntores serão dimensionados para um circuito com as seguintes características:

- Corrente máxima na saída do autotransformador:  $I_p=19,5$  A;
- Tensão na saída do autotransformador: 127 V;

- Corrente máxima suportada pelo condutor na saída do autotransformador:  $I_z = 20,88 \text{ A}$ .
- Dessa forma a corrente do disjuntor  $I_n$  deve ser maior que  $I_p$  e menor que  $I_z$ . O disjuntor escolhido foi o 1X20A MDWB20 230/440V 5kA Weg cujos parâmetros são:
- Mini disjuntor Monopolar;
- Corrente: 20 A;
- Curva: B.

### **3.3.4 Acessórios para o gerador fotovoltaico sem coletor solar e o diagrama de ligação de seus elementos**

Há ainda outros componentes necessários para a implementação do sistema fotovoltaico, estes serão listados a seguir:

- Suporte para os módulos fotovoltaicos: necessários para fixação dos módulos no telhado;
- Conectores MC4: necessários para a conexão dos módulos ao inversor de forma facilitada;
- Quadros para distribuição e proteção: acomoda os dispositivos de proteção e seccionamento;
- Medidor bidirecional: Necessário para medir o consumo de energia elétrica vinda tanto da rede quanto do gerador.

No Apêndice A está mostrado o esquema de ligação dos elementos do circuito do sistema fotovoltaico, este esquema mostra a ligação dos elementos de um sistema sem coletor solar.

### **3.4 Dimensionamento do SFCR com coletor solar**

Assim como no item 3.2, segundo a Resolução Normativa nº 414 fornecida pela Aneel, independente do consumo da residência ou da quantidade de energia elétrica produzida pelo microgerador fotovoltaico, será cobrado um valor referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, este valor será o valor em moeda equivalente a 30 kWh para o caso a que este trabalho se refere. Dessa forma a potência do gerador deve levar em conta a máxima potência que a residência pode consumir menos o valor referente ao custo de disponibilidade do sistema, ou seja, os 300 kWh menos 30 kWh. Os 270 kWh restantes divididos por 30 dias, fornecem a quantidade de 9000 kWh, que subtraindo do equivalente à 3666,7 kWh produzidos pelos coletores solares, resulta em 5333,33 kWh por dia que o gerador

fotovoltaico deve produzir. Com Equação 7 pode se calcular a potência do microgerador que compõe o SFCR (CRESESB, 2004).

$$P_{FV}(W_p) = \frac{\left(\frac{5333,33}{0,75}\right)}{4,53} = 1569,8 \text{ Wp}$$

Para as condições de radiação solar encontradas no Brasil, caso o SFCR seja bem ventilado e com pouca sombra, uma TD na faixa entre 70% e 80% pode ser obtida, assim foi utilizado para o cálculo deste projeto uma TD de 0,75 (CRESESB, 2014), de posse do valor da potência do gerador encontra-se a quantidade painéis necessárias (equação. 8), então, sabendo da Tabela 2 que a potência de cada painel é de 250 Wp tem-se:

$$\text{Quantidade de painéis necessárias} = \frac{1569,78}{250} = 6,3 = 7 \text{ painéis}$$

Sendo a configuração em série a escolhida para o gerador, as tensões de máxima potência para as temperaturas máxima e mínima que o gerador pode fornecer podem ser vistas das Equações 9 e 10 respectivamente.

$$V_{mpptT_{\text{máx}}} = 29,8 * (1 - 0,0026(85 - 25)) = 25,15 \text{ V}$$

$$V_{mpptT_{\text{mín}}} = 29,8 * (1 - 0,0026(5 - 25)) = 31,35 \text{ V}$$

Logo a maior tensão em máxima potência que o gerador pode fornecer é (Equação 11):

$$V_{sT_{\text{mín}}} = 31,35 * 7 = 219,5 \text{ V}$$

E a menor tensão em máxima potência que o gerador pode fornecer é (Equação 12):

$$V_{sT_{\text{máx}}} = 25,15 * 7 = 176,06 \text{ V}$$

A máxima corrente fornecida pelo gerador é a corrente do próprio módulo que é de 8,92 A, já que os mesmos estão ligados em série.

### 3.4.1 Dimensionamento do inversor

Conforme metodologia apresentada no subitem 3.3.1 para sistemas sem coletor solar e conforme a Equação 13, foi escolhido um inversor com potência nominal de 1300 W.

$$FDI = \frac{P_{NCA}(W)}{P_{FV}(W_p)} = \frac{1300}{1569,78} = 0,828$$

Sendo:

$FDI$  - Fator de dimensionamento;

$P_{NCA}(W)$  - Potência nominal do inversor em corrente alternada;

$P_{FV}(W_p)$  - Potência de pico do gerador fotovoltaico.

Dessa forma, pelos dados já calculados anteriormente o inversor escolhido foi o SMA Sunny Boy SB 1300TL e seus parâmetros podem ser vistos na Tabela 4.

Tabela 4 - Dados técnicos do inversor

SMA Sunny Boy SB 1300TL		
<b>Entrada</b>		
Potência máxima de entrada	1400	W
Voltagem máxima de entrada	600	V <sub>cc</sub>
Faixa de Voltagem do MPP	115 a 480	V <sub>cc</sub>
Voltagem mínima de entrada	100	V <sub>cc</sub>
Voltagem para inicialização	120	V <sub>cc</sub>
Corrente máxima de entrada	12	A
<b>Saída</b>		
Potência máxima de Saída	1300	W
Voltagem de saída (faixa)	180 a 260	V <sub>ca</sub>
Frequência de saída	50 e 60	Hz
Corrente máxima de saída	7,2	A
<b>Eficiência</b>		
	96	%
<b>Temperatura de operação</b>		
	(-25) a 60	°C

Fonte: SMA-Solar, (2017).

O inversor escolhido não tem transformador, como a saída do inversor é de 220 V e a tensão de alimentação da residência é de 127 V, é necessário inserir no sistema elétrico do gerador um autotransformador. Foi escolhido um autotransformador de 220V para 127 V e 2000VA, já que a máxima corrente fornecida pelo inversor é 7,2 A com tensão de 220V resultando numa potência de aproximadamente 1600 VA.

### 3.4.2 Dimensionamento dos cabos

Idem ao subitem 3.3.2.

### 3.4.3 Dimensionamento dos dispositivos de proteção

Idem ao subitem 3.3.3.

#### 3.4.3.1 Chave de desconexão para saída do gerador

Idem 3.3.3.1.

### 3.4.3.2 DPS - Dispositivo de proteção contra surto de tensão na saída do gerador

Conforme subitem 3.3.3.2 e como a máxima tensão da saída do gerador é 220 Vcc o DPS escolhido foi o OVR T1 25 255-7 ABB, cujos parâmetros são:

- Máxima tensão de operação contínua ( $U_c$ ): 230Vac / 255Vdc;
- Corrente de descarga nominal a 8/20  $\mu$ s ( $I$ ): 7kA;
- Corrente de descarga máxima a 8/20 $\mu$ s ( $I$ ): 25kA;

### 3.4.3.3 DPS - Dispositivo de proteção contra surto de tensão na saída do autotransformador

Conforme subitem 3.3.3.3 e como a máxima tensão da saída do autotransformador é 127 V o DPS escolhido foi o 175V 30,0kA VCL SLIM Clamper, cujos parâmetros são:

- Máxima tensão de operação contínua ( $U_c$ ): 175Vac / 225Vdc;
- Corrente nominal a 8/20  $\mu$ s ( $I_n$ ): 10kA;
- Máxima corrente de surto a 8/20  $\mu$ s ( $I_{m\acute{a}x}$ ): 30kA;

### 3.4.3.4 Disjuntores – Dispositivo de proteção contra curto circuito

Conforme subitem 3.3.3.4, os disjuntores serão dimensionados para um circuito com as seguintes características:

- Corrente máxima na saída do autotransformador:  $I_p=12,8$  A;
- Tensão na saída do autotransformador: 127 V;
- Corrente máxima suportada pelo condutor na saída do autotransformador:  $I_z = 20,8$  A.

Dessa forma a corrente do disjuntor  $I_n$  deve ser maior que  $I_p$  e menor que  $I_z$ . O disjuntor escolhido foi o 1X16A 5SX1 116-6 360 Vca Siemens, cujos parâmetros são:

- Mini disjuntor Monopolar;
- Corrente: 16 A;
- Curva: B.

### 3.4.4 Acessórios para o gerador fotovoltaico com coletor solar e o diagrama de ligação de seus elementos

Há ainda outros componentes necessários para a implementação do sistema fotovoltaico, estes serão listados a seguir:

- Suporte para os módulos fotovoltaicos: necessários para fixação dos módulos no telhado;
- Conectores MC4: necessários para a conexão dos módulos ao inversor de forma facilitada;
- Quadros para distribuição e proteção: acomoda os dispositivos de proteção e seccionamento;
- Medidor bidirecional: Necessário para medir o consumo de energia elétrica vinda tanto da rede quanto do gerador.

No Apêndice A está mostrado o esquema de ligação dos elementos do circuito do sistema fotovoltaico, este esquema mostra a ligação dos elementos de um sistema com coletor solar, pode-se observar que o esquema de ligação para o sistema com coletor solar é o mesmo que para um sistema sem coletor solar, já que o que muda entre os dois é a capacidade de cada um dos elementos.

### 3.5 Dimensionamento do coletor solar

Para o dimensionamento do coletor solar foi considerado como referência um chuveiro da Lorenzetti modelo Belo Banho Ultra, cujas características são:

- Vazão: 8 l/min;
- Tensão de alimentação: 127 V;
- Potência: 5500 W.

Além disso, também foi considerado o tempo banho diário para 4 pessoas igual a 10 min cada. Assim tem-se pela Equação 15 o consumo diário de água para 4 pessoas.

$$\text{Consumo}_{\text{água para 4 pessoas}} = \text{Vazão}_{\text{chuveiro}} * \text{Tempo}_{\text{banho}} * \text{numero}_{\text{pessoas}} \quad (15)$$

$$\text{Consumo}_{\text{água para 4 pessoas}} = 8 * 10 * 4 = 320 \text{ l}$$

Logo, da Equação 16 o consumo de energia para o banho diário de 4 pessoas é:

$$\text{Consumo}_{\text{energia para 4 pessoas}} = \text{Potência}_{\text{chuveiro}} * \left(\frac{\text{Tempo}_{\text{banho}}}{60}\right) * \text{numero}_{\text{pessoas}} \quad (16)$$

$$\text{Consumo}_{\text{energia para 4 pessoas}} = 5500 * \left(\frac{10}{60}\right) * 4 = 3666,7 \text{ W}$$

Da ABNT – NBR 7198/2008 sabe-se que a temperatura mínima que a água quente deve ter para uso pessoal e banho deve estar entre 35°C e 50°C, para este trabalho foi definido a temperatura de 40°C para a água quente do banho. Como geralmente o banho quente é

utilizado no inverno, foi utilizada a menor temperatura registrada na cidade referência para a elaboração deste trabalho, da Figura 8, tem-se que essa temperatura é 17°C.

Outro valor importante a ser mencionado é o volume total de água a ser esquentada, da Equação 15 este valor é de 320 litros, porém devido aos valores comerciais dos reservatórios, foi escolhido um reservatório com capacidade para 400 litros sendo escolhido um reservatório Boiler Solar de Baixa Pressão 400L Inox Komeco, cujos dados técnicos estão na Tabela 6.

Tabela 5 - Dados técnicos do reservatório

Boiler Solar de Baixa Pressão 400L Inox Komeco		
Capacidade do reservatório	400	l
Altura	73	cm
Comprimento	165	cm
Diâmetro	70	cm
Pressão indicada	Baixa pressão	

Fonte: Komeco, (2017).

Da Equação 17 tem-se a quantidade de calor necessário para aquecer 400 litros de água (Baptista, 2006).

$$Q = mc(T_{\text{água}} - T_{\text{amb}}) \quad (17)$$

Substituindo a Equação 17 na Equação 18, encontra-se a área necessária para os coletores (Baptista, 2006).

$$S = Q/(I * R) \quad (18)$$

$$S = mc(T_{\text{água}} - T_{\text{amb}})/(I * R) \quad (19)$$

Sendo:

$S$  – A área dos coletores (m<sup>2</sup>);

$Q$  – Calor necessário para aquecer a água a 40 °C (kcal/dia);

$m$  – massa de água a ser aquecida;

$c$  – calor específico da água;

$I$  – Radiação solar (kWh/m<sup>2</sup>.dia ou kcal/m<sup>2</sup>.h);

$R$  – Eficiência ou rendimentos dos coletores.

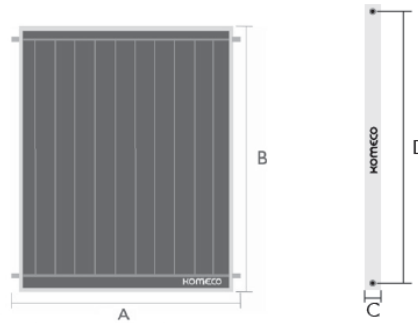
Fazendo as devidas correções nas unidades de medidas, da Equação 19 tem-se:



$$S = 400000 * \frac{1(40 - 17)}{2699,92 * 0,63} = 5,38 \text{ m}^2 = 6 \text{ m}^2$$

Sabendo que a área total dos coletores deve ser de 6 m<sup>2</sup>, foi escolhido para este trabalho 4 coletores da Komeco de área 1,5 m<sup>2</sup> cada (Figura 27), cujos parâmetros podem ser vistos na Tabela 5.

Figura 27 - Coletor solar escolhido



Fonte: Komeco, (2017).

Tabela 6 – Dados técnicos dos coletores

Ficha Técnica dos Coletores Solares Komeco				
Modelo	1 m <sup>2</sup>	1,5 m <sup>2</sup>	2 m <sup>2</sup>	
Dimensões (mm)	A	1073	1073	1073
	B	1000	1500	2000
	C	58	58	58
	D	917,5	1417,5	1917,5
Diâmetro dos tubos (mm)		22	22	22
Pressão de trabalho (m.c.a)		máx 40	máx 40	máx 40

Fonte: Komeco, (2017).

## **4 ANÁLISE LEGISLATIVA PARA IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E ANÁLISE DOS CUSTOS DA INSTALAÇÃO**

### **4.1 Análise legislativa da Resolução Normativa na ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012**

A Resolução Normativa da ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, alterada pela Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 estabelece as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o seu sistema de compensação de energia elétrica. Esta normativa define como microgeração distribuída, quando a potência instalada menor ou igual a 75kW e as fontes sejam hidráulicas, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Caso a potência instalada esteja entre 75kW e 5MW é considerada minigeração (ANEEL, 482/2012). Quanto ao sistema de compensação de energia elétrica, a normativa estabelece que o excedente de energia injetada na rede, isto é, quando a quantidade de energia elétrica injetada da rede menos a quantidade de energia consumida da rede pela unidade consumidora tiver saldo positivo, este excedente será cedido à distribuidora por meio de empréstimo gratuito e posteriormente retornará à unidade consumidora por meio de compensação através de consumo de energia elétrica ativa. Este crédito poderá ser utilizado pela unidade consumidora que gerou a energia elétrica ou por outra unidade que possua o mesmo CPF ou CNPJ junto ao Ministério da Fazenda. Ainda que haja crédito a ser recebido pela unidade consumidora, será cobrado o valor mínimo referente à disponibilidade do sistema, que para o caso de consumidores classificados como Grupo B, é o valor em reais referente a 30 kWh (conexão monofásica). O crédito de energia a ser recebido pela unidade consumidora em questão, levará em consideração o posto tarifário no momento em que a energia foi gerada e terá um prazo máximo de 60 meses para ser utilizado. Caso a unidade consumidora esteja na modalidade convencional, os créditos deverão ser considerados como gerados em horário fora de ponta (ANEEL, 482/2012).

Em relação à medição, após sua adequação, a responsabilidade pela operação e manutenção da mesma fica à cargo da distribuidora, incluindo os custos relacionados a substituições ou adequações (ANEEL, 482/2012).

#### **4.2 Procedimento para acesso à rede de distribuição da EDP Espírito Santo**

Do padrão técnico para conexão de microgeradoras e minigeradoras ao sistema de distribuição em baixa tensão da EDP Espírito Santo de 2016, para central geradora classificada como microgeração e minigeração são obrigatórias apenas as etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso (EDP Espírito Santo-PT, 2016).

Para a solicitação de acesso é necessário o Formulário de Solicitação de acesso para microgeração distribuída fornecido pelo padrão técnico da EDP Espírito Santo de 2016 conforme Anexo A e os documentos listados neste mesmo formulário, já o Parecer de Acesso (de responsabilidade da distribuidora) é um documento com as informações referentes às condições de acesso, conexão, uso e os requisitos técnicos que permitam a conexão da unidade consumidora à rede de distribuição, conforme o padrão técnico da EDP Espírito Santo de 2016, além dos respectivos prazos (EDP Espírito Santo-PT, 2016).

Um resumo do passo a passo das etapas de acesso poder ser vistos nos Quadros 1 e 2 nos Anexos B1 e B2.

#### **4.3 Análise econômica do sistema fotovoltaico**

Apesar dos benefícios de se utilizar fontes alternativas e da grande disponibilidade de recurso solar no Brasil, do aumento da oferta e avanços tecnológicos na produção de módulos solares, uma das grandes barreiras para a implementação de sistemas fotovoltaicos ainda é o custo, isto, pois grande parte dos módulos são importados e sobre eles além do custo de produção, são adicionados os custos com importação, instalação e depreciação dos equipamentos (CRESESB, 2014).

O sistema fotovoltaico pode ter como elemento gerador de energia apenas os módulos solares, ou a combinação entre os módulos solares para produção de energia elétrica com os coletores solar para a produção de água quente, a análise econômica a seguir visa verificar qual destas opções trás o melhor custo benefício.

#### **4.4 Análise econômica do sistema fotovoltaico sem os coletores solar**

O sistema fotovoltaico sem coletores solar foi projetado para fornecer a quantidade máxima de energia que a residência utilizada como referência consome menos o valor da taxa mínima referente à disponibilidade do sistema que é 30 kWh mês, assim, considera-se que não haverá geração de energia excedente.

Na Seção 3.3 foi dimensionado a quantidade de painéis e os elementos do sistema fotovoltaico. A Tabela 7 apresenta para o sistema fotovoltaico sem o coletor solar, os elementos, as quantidades estimadas e os respectivos preços.

Tabela 7 – Componentes do SFCR sem coletor solar

<b>Componentes do gerador fotovoltaico</b>						
<b>Componente</b>	<b>Preço</b>		<b>Quantidade</b>		<b>Total</b>	
Módulo fotovoltaico	R\$	889,00	uni	11	R\$	9.779,00
Inversor 2100 W	R\$	5.390,00	uni	1	R\$	5.390,00
Autotransformador 3000VA	R\$	150,00	uni	1	R\$	150,00
Cabo solar 4 mm <sup>2</sup>	R\$	12,20	m	25	R\$	305,00
Cabo 4 mm <sup>2</sup>	R\$	1,57	m	50	R\$	78,50
Chave de desconexão CC	R\$	289,00	uni	1	R\$	289,00
Disjuntor 20A	R\$	4,90	uni	1	R\$	4,90
DPS 275 V	R\$	62,00	uni	2	R\$	124,00
DPS 175 V	R\$	46,00	uni	2	R\$	92,00
Conectores MC4 par	R\$	23,80	uni	1	R\$	23,80
Suporte 4 painéis	R\$	1.250,00	uni	3	R\$	3.750,00
<b>Total</b>						<b>R\$ 19.986,20</b>

Fonte: Próprio autor, (2017).

O manual de engenharia do CRESESB (2014) estima que o custo de instalação gira em torno de 20% do custo do investimento na compra dos componentes do sistema fotovoltaico, como o custo total dos componentes é de R\$ 19.986,20 (Tabela 7), o custo de instalação é estimado em R\$ 3.997,24, assim, o investimento inicial para o SFCR é de R\$ 23.983,44.

Outros parâmetros também são necessários para a análise econômica, são eles:

- Inflação para correção: 6,29% (valor acumulado no ano de 2016 segundo IBGE);
- Taxa de desconto anual: 8,20% (valor acumulado para a poupança no ano de 2016 segundo BANCO CENTRAL);
- Perda de eficiência anual dos painéis: 0,63% ao ano (Yingli Solar, 2017);
- Custo de manutenção anual: 1% custo de investimento do sistema fotovoltaico (CRESESB, 2014);
- Depreciação anual dos painéis e instalação: 4% (Instrução Normativa RFB N° 1700 de 14 de março de 2017);
- Depreciação anual do inversor: 10% (Instrução Normativa RFB N° 1700 de 14 de março de 2017).
- Como referência para a análise financeira foi utilizado o tempo de vida útil dos módulos que é de 25 anos.

O valor total anual da depreciação do SFCR pode ser encontrado pela Equação 19 (IFPR, 2012).

$$VTD_{anual} = C_{painél} * D_{painél} + C_{inversor} * D_{inversor} + C_{instalação} * D_{instalação} \quad (19)$$

Sendo:

$VTD_{anual}$  : Valor total da depreciação anual;

$C_{painél}$  : Custo dos painéis;

$D_{painél}$  : Depreciação dos painéis;

$C_{inversor}$  : Custo do Inversor;

$D_{inversor}$  : Depreciação do inversor;

$C_{instalação}$  : Custo da instalação;

$D_{instalação}$  : Depreciação da instalação.

A Tabela 8 mostra o custo anual com a depreciação dos principais componentes e da instalação do SFCR.

Tabela 8 – Custo anual com a depreciação do SFCR

<b>DEPRECIÇÃO ANUAL</b>		
	<b>DEPRECIÇÃO</b>	<b>VALOR</b>
<b>Painéis</b>	5,00%	R\$ 391,16
<b>Inversores</b>	5,00%	R\$ 539,00
<b>Instalação</b>	10,00%	R\$ 192,69
<b>Total</b>		R\$ 1.122,85

Fonte: Próprio autor, (2017)

Sendo o valor inicial do investimento de R\$ 23.983,44, para uma taxa de investimento de 8,2% ao ano com uma inflação de 6,29% ao ano, da maneira como mostrado na Equação 20, ao final de 25 anos este investimento resultaria num valor de R\$ 37.767,19, conforme mostrado na Tabela 9 (IFPR, 2012).

$$VI_{i+1} = VI_i * (100\% + (TI - Inflação)) \quad (20)$$

Sendo:

$VI_{i+1}$  : Valor do investimento para o ano i+1 (i varia de 1 a 24);

$VI_i$  : Valor do investimento no ano i (valor inicial para i = 1);

*TI* : Taxa de investimento;

*Inflação* : Valor da inflação.

Tabela 9 – Retorno para o caso de o valor inicial ser investido na poupança.

<b>TAXA DE RETORNO DO INVESTIMENTO</b>	<b>VALOR</b>
<b>1º Ano</b>	R\$ 23.983,44
<b>2º Ano</b>	R\$ 24.441,52
<b>3º Ano</b>	R\$ 24.908,36
<b>4º Ano</b>	R\$ 25.384,11
<b>5º Ano</b>	R\$ 25.868,94
<b>6º Ano</b>	R\$ 26.363,04
<b>7º Ano</b>	R\$ 26.866,57
<b>8º Ano</b>	R\$ 27.379,73
<b>9º Ano</b>	R\$ 27.902,68
<b>10º Ano</b>	R\$ 28.435,62
<b>11º Ano</b>	R\$ 28.978,74
<b>12º Ano</b>	R\$ 29.532,23
<b>13º Ano</b>	R\$ 30.096,30
<b>14º Ano</b>	R\$ 30.671,14
<b>15º Ano</b>	R\$ 31.256,96
<b>16º Ano</b>	R\$ 31.853,97
<b>17º Ano</b>	R\$ 32.462,38
<b>18º Ano</b>	R\$ 33.082,41
<b>19º Ano</b>	R\$ 33.714,28
<b>20º Ano</b>	R\$ 34.358,22
<b>21º Ano</b>	R\$ 35.014,47
<b>22º Ano</b>	R\$ 35.683,24
<b>23º Ano</b>	R\$ 36.364,79
<b>24º Ano</b>	R\$ 37.059,36
<b>25º Ano</b>	R\$ 37.767,19

Fonte: Próprio autor, (2017).

Para o cálculo do custo da energia produzida pelo gerador fotovoltaico ao longo dos 25 anos, levou-se em conta o custo da tarifa mais os impostos, ambos foram retirados das faturas do ano de 2016 da residência utilizada como referência. Os valores das tarifas mais impostos podem ser vistos na Tabela 10 (EDP Espírito Santo/Faturas, 2016).

Tabela 10 – Tarifas com impostos para o ano de 2016

	PIS + CONFINS (%)	ICMS (%)	Total /100	Tarifa EDP	
				Espírito Santo	Tarifa com tributos (R\$/kWh)
<b>jan</b>	6,22	25,00	0,31	0,4645	0,6753
<b>fev</b>	5,47	25,00	0,30	0,4645	0,6681
<b>mar</b>	4,48	25,00	0,29	0,4645	0,6587
<b>abr</b>	6,58	25,00	0,32	0,4645	0,6789
<b>mai</b>	8,47	25,00	0,33	0,4645	0,6982
<b>jun</b>	5,20	25,00	0,30	0,4645	0,6655
<b>jul</b>	3,46	25,00	0,28	0,4645	0,6493
<b>ago</b>	7,48	25,00	0,32	0,4645	0,6879
<b>set</b>	6,73	25,00	0,32	0,4645	0,6804
<b>out</b>	3,74	25,00	0,29	0,4645	0,6518
<b>nov</b>	3,85	25,00	0,29	0,4645	0,6528
<b>dez</b>	5,97	25,00	0,31	0,4645	0,6729
<b>Média</b>					0,6700

Fonte: EDP Espírito Santo/Faturas, (2017).

O SFCR foi projetado para gerar 270 kWh mês, isso resulta numa geração anual de 3240 kWh ano, sendo a perda de eficiência anual dos painéis de 0,63% ao ano (Yingli Solar, 2017), a Tabela 11 mostra a produção de energia elétrica ao longo de 25 anos e o custo dessa energia para uma tarifa de R\$ 0,67.

O custo total com o investimento no SFCR, conforme Equação 21, pode ser obtido levando em consideração o investimento inicial, as despesas por ano para se manter o sistema funcionando e o possível ganho na poupança com o investimento do valor inicial (IFPR, 2012).

$$Custototal_i = VTD_{anual} + (VI_i - VI_{i-1}) + (VI * CM_i) \quad (21)$$

Sendo:

$VTD_{anual}$  : Valor total da depreciação anual;

$VI_i$  : Valor do investimento no ano i (valor do investimento inicial para  $i = 1$ );

$VI$  : Valor constante de R\$ 23.983,44, referente ao valor de investimento inicial;

$CM_i$  : Custo de manutenção anual – valor fixo de 1% (CRESESB, 2014).

Tabela 11 - Produção de energia elétrica ao longo de 25 anos e custo dessa energia

PERÍODO DE INSTALAÇÃO	ENERGIA GERADA (kWh)	CUSTO DA ENERGIA
1º Ano	3240	R\$ 2.170,75
2º Ano	3219,59	R\$ 2.157,08
3º Ano	3199,30	R\$ 2.143,49
4º Ano	3179,15	R\$ 2.129,98
5º Ano	3159,12	R\$ 2.116,56
6º Ano	3139,22	R\$ 2.103,23
7º Ano	3119,44	R\$ 2.089,98
8º Ano	3099,79	R\$ 2.076,81
9º Ano	3080,26	R\$ 2.063,73
10º Ano	3060,85	R\$ 2.050,73
11º Ano	3041,57	R\$ 2.037,81
12º Ano	3022,41	R\$ 2.024,97
13º Ano	3003,37	R\$ 2.012,21
14º Ano	2984,45	R\$ 1.999,54
15º Ano	2965,64	R\$ 1.986,94
16º Ano	2946,96	R\$ 1.974,42
17º Ano	<b>2928,39</b>	<b>R\$ 1.961,98</b>
18º Ano	2909,95	R\$ 1.949,62
19º Ano	2891,61	R\$ 1.937,34
20º Ano	2873,40	R\$ 1.925,13
21º Ano	2855,29	R\$ 1.913,01
22º Ano	2837,31	R\$ 1.900,95
23º Ano	2819,43	R\$ 1.888,98
24º Ano	2801,67	R\$ 1.877,08
25º Ano	2784,02	R\$ 1.865,25
<b>Total Gerado (KWh)</b>	<b>75162,187</b>	<b>R\$ 50.357,57</b>

Fonte: Próprio autor, (2017).

O SFCR ao longo dos 25 anos produzirá energia que será consumida pela residência na qual o sistema fotovoltaico foi instalado. O valor em reais, referente ao custo dessa energia (Tabela 11), é o valor que o proprietário deixará de pagar à distribuidora após a instalação do SFCR, assim esse valor deve ser abatido do custo com o investimento do SFCR, para se saber em quanto tempo esse investimento trará retorno. A Tabela 12 mostra ao longo dos anos a relação entre o valor investido (investimento inicial e o custo anual para se manter o SFCR funcionando) e a quantidade em reais referente à energia produzida pelo próprio sistema.

Na segunda colunada Tabela 12 está o custo por ano com o SFCR, na terceira coluna está o quanto falta ser abatido para que o investimento comece a gerar lucro, neste caso não será considerada o valor de depreciação dos elementos do circuito e da instalação. Do Gráfico 1 verifica-se que quando não se considera o valor da depreciação do sistema, a partir do 19º ano o SFCR já começa a gerar retorno financeiro.

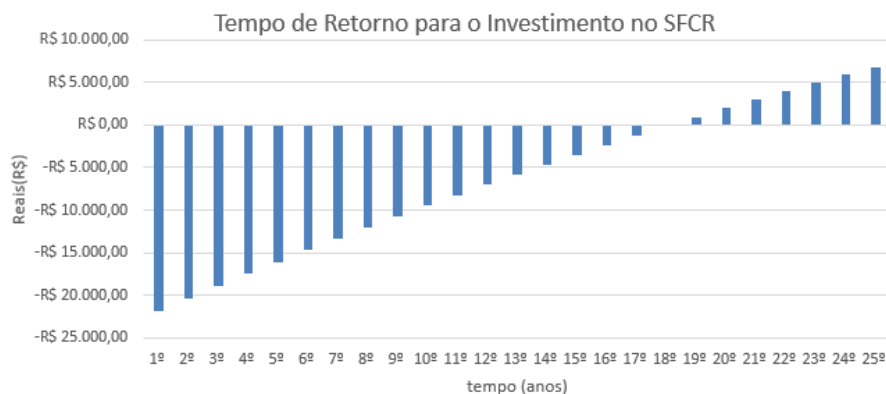


Tabela 12 – Relação entre valor investido no SFCR e valor a ser abatido do investimento ao longo dos anos

<b>DESPESAS TOTAIS POR ANO</b>	<b>VALOR A SER ABATIDO</b>	
<b>Investimento Total Inicial (R\$)</b>	R\$ 23.983,44	-R\$ 21.812,69
<b>2º Ano</b>	R\$ 697,92	-R\$ 20.353,53
<b>3º Ano</b>	R\$ 706,67	-R\$ 18.916,71
<b>4º Ano</b>	R\$ 715,58	-R\$ 17.502,31
<b>5º Ano</b>	R\$ 724,67	-R\$ 16.110,42
<b>6º Ano</b>	R\$ 733,93	-R\$ 14.741,12
<b>7º Ano</b>	R\$ 743,37	-R\$ 13.394,51
<b>8º Ano</b>	R\$ 752,99	-R\$ 12.070,68
<b>9º Ano</b>	R\$ 762,79	-R\$ 10.769,74
<b>10º Ano</b>	R\$ 772,78	-R\$ 9.491,79
<b>11º Ano</b>	R\$ 782,95	-R\$ 8.236,93
<b>12º Ano</b>	R\$ 793,33	-R\$ 7.005,29
<b>13º Ano</b>	R\$ 803,90	-R\$ 5.796,98
<b>14º Ano</b>	R\$ 814,67	-R\$ 4.612,12
<b>15º Ano</b>	R\$ 825,65	-R\$ 3.450,83
<b>16º Ano</b>	R\$ 836,84	-R\$ 2.313,25
<b>17º Ano</b>	R\$ 848,25	-R\$ 1.199,52
<b>18º Ano</b>	R\$ 859,87	-R\$ 109,76
<b>19º Ano</b>	R\$ 871,71	R\$ 955,87
<b>20º Ano</b>	R\$ 883,78	R\$ 1.997,23
<b>21º Ano</b>	R\$ 896,08	R\$ 3.014,15
<b>22º Ano</b>	R\$ 908,61	R\$ 4.006,50
<b>23º Ano</b>	R\$ 921,38	R\$ 4.974,09
<b>24º Ano</b>	R\$ 934,40	R\$ 5.916,76
<b>25º Ano</b>	R\$ 947,67	R\$ 6.834,35

Fonte Próprio autor, (2017).

Gráfico 1 - Tempo de retorno para o investimento no SFCR sem depreciação



Fonte: Próprio autor, (2017).

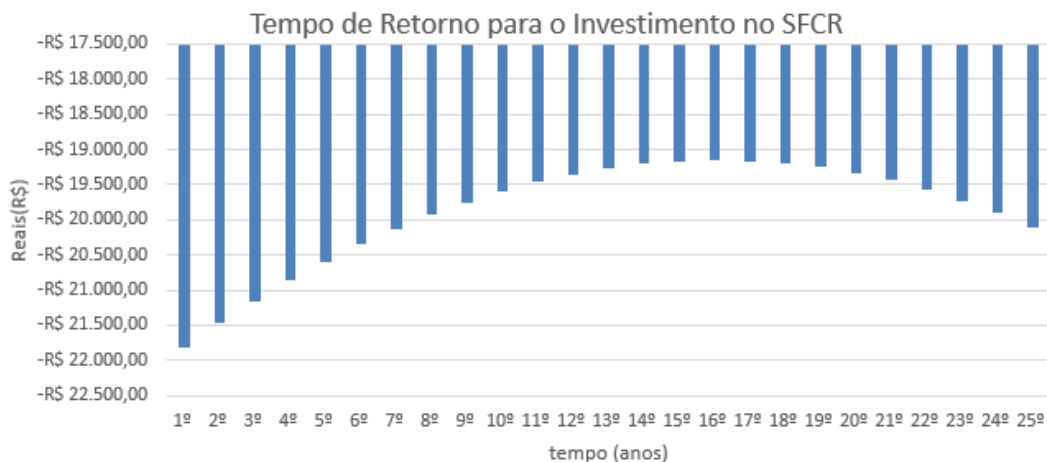
A Tabela 13 mostra ao longo dos anos a relação entre o valor investido (investimento inicial e o custo anual para se manter o SFCR funcionando) e a quantidade em reais referente à energia produzida pelo próprio sistema, considerando a depreciação do mesmo. Verifica-se nesta Tabela que a partir do 17º ano o custo para se manter o sistema fica maior que o valor em reais obtido com a energia produzida pelo mesmo, isto também pode ser visualizado do Gráfico 2.

Tabela 13 - Relação entre valor investido no SFCR e valor a ser abatido do investimento ao longo dos anos

<b>DESPESAS TOTAIS POR ANO</b>	<b>VALOR A SER ABATIDO</b>	
<b>Investimento Total Inicial (R\$)</b>	R\$ 23.983,44	-R\$ 21.812,69
<b>2º Ano</b>	R\$ 1.820,77	-R\$ 21.476,38
<b>3º Ano</b>	R\$ 1.829,52	-R\$ 21.162,40
<b>4º Ano</b>	R\$ 1.838,43	-R\$ 20.870,85
<b>5º Ano</b>	R\$ 1.847,52	-R\$ 20.601,81
<b>6º Ano</b>	R\$ 1.856,78	-R\$ 20.355,36
<b>7º Ano</b>	R\$ 1.866,22	-R\$ 20.131,59
<b>8º Ano</b>	R\$ 1.875,83	-R\$ 19.930,61
<b>9º Ano</b>	R\$ 1.885,64	-R\$ 19.752,52
<b>10º Ano</b>	R\$ 1.895,62	-R\$ 19.597,42
<b>11º Ano</b>	R\$ 1.905,80	-R\$ 19.465,41
<b>12º Ano</b>	R\$ 1.916,18	-R\$ 19.356,62
<b>13º Ano</b>	R\$ 1.926,75	-R\$ 19.271,15
<b>14º Ano</b>	R\$ 1.937,52	-R\$ 19.209,14
<b>15º Ano</b>	R\$ 1.948,50	-R\$ 19.170,70
<b>16º Ano</b>	R\$ 1.959,69	-R\$ 19.155,97
<b>17º Ano</b>	<b>R\$ 1.971,09</b>	<b>-R\$ 19.165,08</b>
<b>18º Ano</b>	R\$ 1.982,71	-R\$ 19.198,18
<b>19º Ano</b>	R\$ 1.994,56	-R\$ 19.255,39
<b>20º Ano</b>	R\$ 2.006,63	-R\$ 19.336,89
<b>21º Ano</b>	R\$ 2.018,92	-R\$ 19.442,81
<b>22º Ano</b>	R\$ 2.031,46	-R\$ 19.573,31
<b>23º Ano</b>	R\$ 2.044,23	-R\$ 19.728,57
<b>24º Ano</b>	R\$ 2.057,25	-R\$ 19.908,74
<b>25º Ano</b>	R\$ 2.070,52	-R\$ 20.114,00

Fonte: Próprio autor, (2017).

Gráfico 2 - Tempo de retorno para o investimento no SFCR com depreciação



Fonte: Próprio Autor, (2017).

Para o caso do sistema fotovoltaico sem coletores solares, verifica-se no Gráfico 1 que, ao não considerar a depreciação dos elementos do sistema e da instalação, a partir do 18º ano seu retorno financeiro passa a ser positivo o que caracteriza lucro, porém no Gráfico 2, ao considerar a depreciação da instalação e dos equipamentos, verifica-se um comportamento diferente deste tempo de retorno. Ao analisar o Gráfico 2, a partir do 17º ano, o tempo de retorno do sistema que antes era negativo e estava diminuindo voltou a crescer, isto se deve ao fato de que, do 17º ano em diante, conforme comparação entre as despesas totais por ano na Tabela 13 e a energia gerada por ano na Tabela 11, o custo para manter o sistema fotovoltaico funcionando passou a ser maior do que o valor em reais referente à quantidade de energia produzida por ano. É importante observar nas análises econômicas, tanto para o caso no qual considera-se a depreciação como para o caso no qual não se considera a depreciação, que o cálculo do tempo de retorno do investimento levou em consideração alguns parâmetros. O primeiro é o acréscimo anual do custo do investimento, que é o custo de manutenção do sistema fotovoltaico, já o segundo é o quanto o valor do investimento inicial com o sistema fotovoltaico geraria de retorno, caso fosse investido em uma aplicação com taxa fixa, o terceiro é o fato de que a quantidade de energia produzida pelo sistema fotovoltaico reduz ao longo do tempo, e por último, apenas para o caso onde considera-se a depreciação, o valor da depreciação anual dos equipamentos e da instalação. Dessa forma, pode-se concluir pelo Gráfico 2 que ao se considerar a depreciação do sistema fotovoltaico, para as condições e taxas praticadas não gerará lucro, ou seja, o proprietário não irá recuperar o investimento em nenhum momento, tornando-o inviável economicamente.

#### 4.5 Análise econômica do sistema fotovoltaico com os coletores solar

O sistema fotovoltaico com coletores solares foi projetado para fornecer a quantidade máxima de energia que a residência em questão irá utilizar menos o valor da taxa mínima referente à disponibilidade do sistema que é 30 kWh mês, assim, considera-se que não haverá geração de energia excedente, porém neste caso, a água quente proveniente do chuveiro elétrico foi substituída pela água fornecida pelos coletores solares.

Na seção 3.4 foi dimensionado a quantidade de painéis e os elementos do sistema fotovoltaico com coletores solares. A Tabela 14 apresenta para o sistema fotovoltaico com o coletor solar, os elementos, as quantidades estimadas e os respectivos preços.

O manual de engenharia do CRESESB (2014) estima que o custo de instalação gira em torno de 20% do custo do investimento na compra dos componentes do sistema fotovoltaico, como o custo total dos componentes é de R\$ 22.328,13 (Tabela 14), o custo de instalação é estimado em R\$ 4.465,63, assim, o investimento inicial para o SFCR é de R\$ 26.793,76.

Outros parâmetros também são necessários para a análise econômica, são eles:

- Inflação para correção: 6,29% (valor acumulado no ano de 2016 segundo IBGE);
- Taxa de desconto anual: 8,20% (valor acumulado para a poupança no ano de 2016 segundo BANCO CENTRAL);
- Perda de eficiência anual dos painéis: 0,63% ao ano (Yingli Solar, 2017);
- Custo de manutenção anual: 1% custo de investimento do sistema fotovoltaico (CRESESB, 2014);
- Depreciação anual dos painéis, coletores, reservatório e instalação: 4% (Instrução Normativa RFB N° 1700 de 14 de março de 2017);
- Depreciação anual do inversor: 10% (Instrução Normativa RFB N° 1700 de 14 de março de 2017).
- Como referência para a análise financeira foi utilizado o tempo de vida útil dos módulos que é de 25 anos.

Tabela 14 - Componentes do SFCR sem coletor solar

<b>Componentes do gerador fotovoltaico</b>						
<b>Componente</b>	<b>Quantidade com coletor</b>	<b>Preço</b>			<b>Preço total com coletor</b>	
Módulo fotovoltaico	7	R\$ 889,00	uni	R\$ 6.223,00	R\$ 6.223,00	
Inversor 1300 W	1	R\$ 5.110,00	uni	R\$ 5.110,00	R\$ 5.110,00	
Autotransformador 2000 VA	1	R\$ 99,00	uni	R\$ 99,00	R\$ 99,00	
Cabo solar #4	25	R\$ 12,20	m	R\$ 305,00		
Cabo #4	50	R\$ 1,57	m	R\$ 78,50		
Chave de desconexão CC	1	R\$ 289,00	uni	R\$ 289,00		
Disjuntor 16A	1	R\$ 3,83	uni	R\$ 3,83		
DPS 230 V	2	R\$ 62,00	uni	R\$ 124,00	R\$ 3.515,13	
DPS 175 V	2	R\$ 46,00	uni	R\$ 92,00		
Conectores MC4 par	1	R\$ 23,80	uni	R\$ 23,80		
Suporte 4 painéis	2	R\$ 1.250,00	uni	R\$ 2.500,00		
<b>Componentes dos coletores</b>						
<b>Componentes</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço</b>			<b>Preço total</b>	
Coletores solar	4	R\$ 560,00	uni	R\$ 2.240,00	R\$ 2.240,00	
Reservatório	1	R\$ 2.230,00	uni	R\$ 2.230,00	R\$ 2.230,00	
Tubos	1	R\$ 240,00	uni	R\$ 240,00		
Registro esfera	5	R\$ 40,00	uni	R\$ 200,00		
Joelhos	13	R\$ 22,00	uni	R\$ 286,00	R\$ 3.010,00	
Uniões	10	R\$ 10,00	uni	R\$ 100,00		
Anéis de vedação	28	R\$ 3,00	uni	R\$ 84,00		
Suporte	6	R\$ 350,00	uni	R\$ 2.100,00		
<b>Total</b>					<b>R\$ 22.328,13</b>	

Fonte: Próprio autor, (2017).

O valor total anual da depreciação do SFCR pode ser encontrado pela Equação 22 (IFPR, 2012).

$$\begin{aligned}
 VTD_{anual} = & C_{painél} * D_{painél} + C_{inversor} * D_{inversor} + C_{instalação} * D_{instalação} + \\
 & C_{reservatório} * D_{reservatório} + C_{coletor} * D_{coletor}
 \end{aligned}
 \quad (22)$$

Sendo:

$VTD_{anual}$  : Valor total da depreciação anual;

$C_{painél}$  : Custo dos painéis;

$D_{painél}$  : Depreciação dos painéis;

$C_{inversor}$  : Custo do Inversor;

$D_{inversor}$  : Depreciação do inversor;

$C_{instalação}$  : Custo da instalação;

$D_{instalação}$  : Depreciação da instalação;

$C_{reservatório}$  : Custo do reservatório;

$D_{reservatório}$  : Depreciação do reservatório;

$C_{coletor}$ : Custo do coletor;

$D_{coletor}$ : Depreciação do coletor.

A Tabela 15 mostra o custo anual com a depreciação dos principais componentes e da instalação do SFCR.

Tabela 15 – Custo anual com a depreciação do SFCR

<b>DEPRECIACÃO ANUAL</b>	<b>DEPRECIACÃO</b>	<b>VALOR</b>
<b>Painéis</b>	4%	R\$ 248,92
<b>Inversores</b>	10%	R\$ 511,00
<b>Instalação</b>	4%	R\$ 261,01
<b>Reservatório</b>	4%	R\$ 89,20
<b>Coletor solar</b>	4%	R\$ 89,60
<b>Total</b>		R\$ 1.199,73

Fonte: Próprio autor, (2017).

Sendo o valor inicial do investimento de R\$ 26.793,76, para uma taxa de investimento de 8,2% ao ano e com uma inflação de 6,29% ao ano, da maneira como mostrado na Equação 23, ao final de 25 anos este investimento resultaria num valor de R\$ 42.192,65, conforme mostrado na Tabela 16 (IFPR, 2012).

$$VI_{i+1} = VI_i * (100\% + (TI - Inflação)) \quad (23)$$

Sendo:

$VI_{i+1}$ : Valor do investimento para o ano i+1 (i varia de 1 a 24);

$VI_i$ : Valor do investimento no ano i (valor inicial para i = 1);

$TI$ : Taxa de investimento;

$Inflação$ : Valor da inflação.

Tabela 16 – Retorno para o caso de o valor inicial ser investido na poupança

<b>TAXA DE RETORNO DO INVESTIMENTO</b>	<b>VALOR</b>
<b>1º Ano</b>	R\$ 26.793,76
<b>2º Ano</b>	R\$ 27.305,52
<b>3º Ano</b>	R\$ 27.827,05
<b>4º Ano</b>	R\$ 28.358,55
<b>5º Ano</b>	R\$ 28.900,20
<b>6º Ano</b>	R\$ 29.452,19
<b>7º Ano</b>	R\$ 30.014,73
<b>8º Ano</b>	R\$ 30.588,01
<b>9º Ano</b>	R\$ 31.172,24
<b>10º Ano</b>	R\$ 31.767,63
<b>11º Ano</b>	R\$ 32.374,39
<b>12º Ano</b>	R\$ 32.992,74

<b>13º Ano</b>	R\$ 33.622,90
<b>14º Ano</b>	R\$ 34.265,10
<b>15º Ano</b>	R\$ 34.919,56
<b>16º Ano</b>	R\$ 35.586,53
<b>17º Ano</b>	R\$ 36.266,23
<b>18º Ano</b>	R\$ 36.958,92
<b>19º Ano</b>	R\$ 37.664,83
<b>20º Ano</b>	R\$ 38.384,23
<b>21º Ano</b>	R\$ 39.117,37
<b>22º Ano</b>	R\$ 39.864,51
<b>23º Ano</b>	R\$ 40.625,92
<b>24º Ano</b>	R\$ 41.401,88
<b>25º Ano</b>	R\$ 42.192,65

Fonte: Próprio autor, (2017).

Para o cálculo do custo da energia produzida pelo gerador fotovoltaico ao longo dos 25 anos, levou-se em conta o custo da tarifa mais os impostos, ambos foram retirados das faturas do ano de 2016 da residência utilizada como referência. Os valores das tarifas mais impostos podem ser vistos na Tabela 17.

Tabela 17 - Tarifas com impostos para o ano de 2016

	PIS + CONFINS (%)	ICMS (%)	Total /100	Tarifa EDP	
				Espírito Santo	Tarifa com tributos (R\$/kWh)
<b>jan</b>	6,22	25,00	0,31	0,4645	0,6753
<b>fev</b>	5,47	25,00	0,30	0,4645	0,6681
<b>mar</b>	4,48	25,00	0,29	0,4645	0,6587
<b>abr</b>	6,58	25,00	0,32	0,4645	0,6789
<b>mai</b>	8,47	25,00	0,33	0,4645	0,6982
<b>jun</b>	5,20	25,00	0,30	0,4645	0,6655
<b>jul</b>	3,46	25,00	0,28	0,4645	0,6493
<b>ago</b>	7,48	25,00	0,32	0,4645	0,6879
<b>set</b>	6,73	25,00	0,32	0,4645	0,6804
<b>out</b>	3,74	25,00	0,29	0,4645	0,6518
<b>nov</b>	3,85	25,00	0,29	0,4645	0,6528
<b>dez</b>	5,97	25,00	0,31	0,4645	0,6729
<b>Média</b>					0,6700

Fonte: Próprio autor, (2017).

O Sistema fotovoltaico foi projetado para gerar 270 kWh mês, isso resulta numa geração anual de 3240 kWh ano, sendo 1920 kWh ano gerado pelos módulos solares, e 1320 kWh ano gerado nos coletores solares, sendo a perda de eficiência anual dos painéis de 0,63% ao ano (Yingli Solar, 2017), a Tabela 18 mostra a produção de energia elétrica ao longo de 25 anos e o custo dessa energia para uma tarifa de R\$ 0,67.

Tabela 18 - Produção de energia elétrica ao longo de 25 anos e custo da energia.

PERÍODO DE INSTALAÇÃO	ENERGIA GERADA (kWh/ano)		CUSTO DA ENERGIA
	MÓDULOS	COLETORES	
1º Ano	1920	1320	R\$ 2.170,75
2º Ano	1907,9	1320	R\$ 2.162,65
3º Ano	1895,88	1320	R\$ 2.154,60
4º Ano	1883,94	1320	R\$ 2.146,59
5º Ano	1872,07	1320	R\$ 2.138,64
6º Ano	1860,28	1320	R\$ 2.130,74
7º Ano	1848,56	1320	R\$ 2.122,89
8º Ano	1836,91	1320	R\$ 2.115,08
9º Ano	1825,34	1320	R\$ 2.107,33
10º Ano	1813,84	1320	R\$ 2.099,63
11º Ano	1802,41	1320	R\$ 2.091,97
12º Ano	<b>1791,06</b>	<b>1320</b>	<b>R\$ 2.084,36</b>
13º Ano	1779,77	1320	R\$ 2.076,80
14º Ano	1768,56	1320	R\$ 2.069,29
15º Ano	1757,42	1320	R\$ 2.061,83
16º Ano	1746,35	1320	R\$ 2.054,41
17º Ano	1735,35	1320	R\$ 2.047,04
18º Ano	1724,41	1320	R\$ 2.039,71
19º Ano	1713,55	1320	R\$ 2.032,43
20º Ano	1702,75	1320	R\$ 2.025,20
21º Ano	1692,03	1320	R\$ 2.018,01
22º Ano	1681,37	1320	R\$ 2.010,87
23º Ano	1670,77	1320	R\$ 2.003,77
24º Ano	1660,25	1320	R\$ 1.996,72
25º Ano	1649,79	1320	R\$ 1.989,71
<b>Total</b>	44540,56	33000	R\$ 51.951,04
	77540,56		

Fonte: Próprio autor (2017).

O custo total com o investimento no SFCR, conforme Equação 24, pode ser obtido levando em consideração o investimento inicial, as despesas por ano para se manter o sistema funcionando e o possível ganho na poupança com o investimento do valor inicial (IFPR, 2012).

$$Custototal_i = VTD_{anual} + (VI_i - VI_{i-1}) + (VI * CM_i) \quad (24)$$

Sendo:

$Custototal_i$  : Custo total anual;

$VTD_{anual}$  : Valor total da depreciação anual;



$VI_i$  : Valor do investimento na poupança no ano  $i$  (valor do investimento inicial para  $i = 1$ );

$VI$  : valor constante de R\$ 26.793,76, referente ao valor de investimento inicial;

$CM_i$  : Custo de manutenção anual – valor fixo de 1% (CRESESB, 2014).

O SFCR com coletores solares ao longo dos 25 anos produzirá energia que será consumida pela residência na qual o gerador foi instalado. O valor em reais referente ao custo dessa energia (Tabela 18) é o valor que o proprietário deixará de pagar à distribuidora após a instalação do SFCR com coletores solares, assim, esse valor deve ser abatido do custo com o investimento do Sistema Fotovoltaico, para se saber em quanto tempo esse investimento trará retorno. A Tabela 19 mostra ao longo dos anos a relação entre o valor investido (investimento inicial e o custo anual para se manter o SFCR com coletores solares funcionando) e a quantidade em reais referente à energia produzida pelo próprio sistema.

Na segunda coluna da Tabela 19 está o custo por ano com o Sistema Fotovoltaico, na terceira coluna está o quanto falta ser abatido para que o investimento comesse a gerar lucro, este caso não considera o valor de depreciação dos elementos do circuito e da instalação. Do Gráfico 3 verifica-se que quando não se considera o valor da depreciação do sistema, a partir do 22º o SFCR já começa a gerar retorno financeiro.

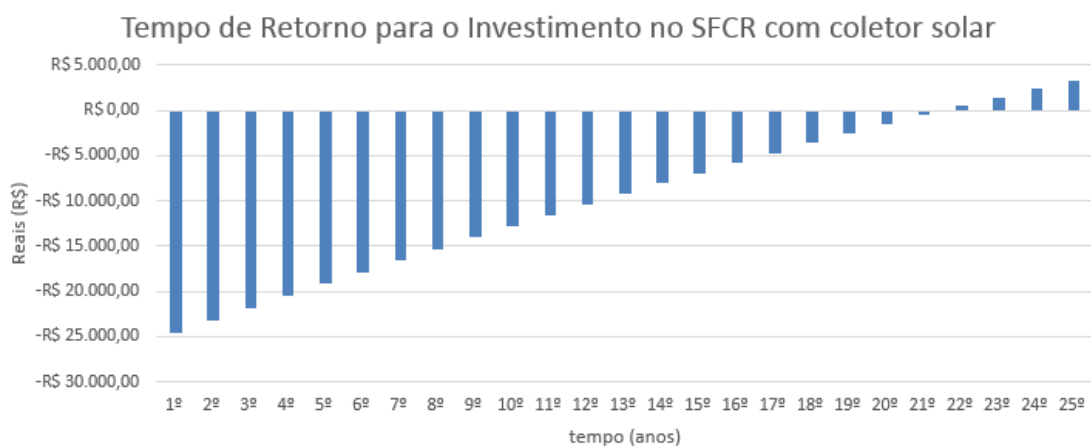
Tabela 19 - Relação entre valor investido e tempo de retorno para o investimento

DESPESAS TOTAIS		VALOR A SER ABATIDO
<b>Investimento Total</b>		
<b>Inicial</b>	R\$ 26.793,76	-R\$ 24.623,00
<b>2º Ano</b>	R\$ 779,70	-R\$ 23.240,05
<b>3º Ano</b>	R\$ 789,47	-R\$ 21.874,93
<b>4º Ano</b>	R\$ 799,43	-R\$ 20.527,77
<b>5º Ano</b>	R\$ 809,59	-R\$ 19.198,72
<b>6º Ano</b>	R\$ 819,93	-R\$ 17.887,91
<b>7º Ano</b>	R\$ 830,47	-R\$ 16.595,50
<b>8º Ano</b>	R\$ 841,22	-R\$ 15.321,63
<b>9º Ano</b>	R\$ 852,17	-R\$ 14.066,47
<b>10º Ano</b>	R\$ 863,33	-R\$ 12.830,17
<b>11º Ano</b>	R\$ 874,70	-R\$ 11.612,90
<b>12º Ano</b>	R\$ 886,29	-R\$ 10.414,82
<b>13º Ano</b>	R\$ 898,10	-R\$ 9.236,12
<b>14º Ano</b>	R\$ 910,14	-R\$ 8.076,96
<b>15º Ano</b>	R\$ 922,40	-R\$ 6.937,54
<b>16º Ano</b>	R\$ 934,90	-R\$ 5.818,03

<b>17º Ano</b>	R\$ 947,64	-R\$ 4.718,64
<b>18º Ano</b>	R\$ 960,62	-R\$ 3.639,55
<b>19º Ano</b>	R\$ 973,85	-R\$ 2.580,97
<b>20º Ano</b>	R\$ 987,34	-R\$ 1.543,10
<b>21º Ano</b>	R\$ 1.001,08	-R\$ 526,16
<b>22º Ano</b>	R\$ 1.015,08	R\$ 469,63
<b>23º Ano</b>	R\$ 1.029,35	R\$ 1.444,05
<b>24º Ano</b>	R\$ 1.043,89	R\$ 2.396,88
<b>25º Ano</b>	R\$ 1.058,71	R\$ 3.327,88

Fonte Próprio autor, (2017).

Gráfico 3 - Tempo de retorno para o investimento no SFCR sem depreciação



Fonte: Próprio autor, (2017).

A Tabela 20 mostra ao longo dos anos a relação entre o valor investido (investimento inicial e o custo anual para se manter o Sistema Fotovoltaico) e a quantidade em reais referente à energia produzida pelo próprio sistema, considerando a depreciação do mesmo. Verifica-se nesta Tabela que a partir do 12º ano o custo para se manter o sistema fica maior que o valor em reais obtido com a energia produzida pelo mesmo, isto também pode ser visualizado no Gráfico 4.

Tabela 20 - Relação entre valor investido e tempo de retorno para o investimento

DESPESAS TOTAIS POR ANO	VALOR A SER ABATIDO	
<b>Investimento Total Inicial</b>	R\$ 26.793,76	-R\$ 24.623,00
<b>2º Ano</b>	R\$ 1.979,42	-R\$ 24.439,78
<b>3º Ano</b>	R\$ 1.989,20	-R\$ 24.274,38
<b>4º Ano</b>	R\$ 1.999,16	-R\$ 24.126,95
<b>5º Ano</b>	R\$ 2.009,31	-R\$ 23.997,62
<b>6º Ano</b>	R\$ 2.019,66	-R\$ 23.886,53
<b>7º Ano</b>	R\$ 2.030,20	-R\$ 23.793,85
<b>8º Ano</b>	R\$ 2.040,94	-R\$ 23.719,71
<b>9º Ano</b>	R\$ 2.051,89	-R\$ 23.664,27
<b>10º Ano</b>	R\$ 2.063,05	-R\$ 23.627,70
<b>11º Ano</b>	R\$ 2.074,42	-R\$ 23.610,15
<b>12º Ano</b>	<b>R\$ 2.086,01</b>	<b>-R\$ 23.611,80</b>
<b>13º Ano</b>	R\$ 2.097,82	-R\$ 23.632,82
<b>14º Ano</b>	R\$ 2.109,86	-R\$ 23.673,39
<b>15º Ano</b>	R\$ 2.122,13	-R\$ 23.733,69
<b>16º Ano</b>	R\$ 2.134,63	-R\$ 23.813,91
<b>17º Ano</b>	R\$ 2.147,37	-R\$ 23.914,24
<b>18º Ano</b>	R\$ 2.160,35	-R\$ 24.034,87
<b>19º Ano</b>	R\$ 2.173,58	-R\$ 24.176,02
<b>20º Ano</b>	R\$ 2.187,06	-R\$ 24.337,88
<b>21º Ano</b>	R\$ 2.200,80	-R\$ 24.520,67
<b>22º Ano</b>	R\$ 2.214,80	-R\$ 24.724,60
<b>23º Ano</b>	R\$ 2.229,07	-R\$ 24.949,90
<b>24º Ano</b>	R\$ 2.243,62	-R\$ 25.196,80
<b>25º Ano</b>	R\$ 2.258,44	-R\$ 25.465,52

Fonte: Próprio autor, (2017).

Gráfico 4 - Tempo de retorno para o investimento no SFCR com depreciação



Fonte: Próprio autor, (2017).

Para o caso do sistema com coletores solares a análise é semelhante ao caso sem coletores solares, sendo que a diferença é que, para este caso, quando não se considera a depreciação do sistema fotovoltaico, o tempo de retorno é a partir do 22º ano (ver Gráfico 3), e quando se considera a depreciação do sistema, o tempo de retorno volta a crescer a partir do 12º ano (ver Gráfico 4), mostrando que neste caso o investimento também é inviável economicamente. Além disto, da mesma forma que para o sistema fotovoltaico sem coletores solares, os parâmetros relacionados à manutenção do sistema fotovoltaico, à aplicação com taxa fixa, o decréscimo na geração de energia elétrica e o valor da depreciação foram considerados.

## 5 CONCLUSÕES

O território brasileiro está situado numa região do globo terrestre com alto índice de irradiação solar, porém, o melhor aproveitamento da energia solar acontece quando os painéis e módulos são posicionados com face voltada para Norte e inclinação de  $20^\circ$ , igual a latitude local, sendo que uma variação dessa inclinação por volta dos  $10^\circ$  não resulta em perdas significativas. A eficiência dos módulos e coletores solares é influenciada pela tecnologia e materiais utilizados para a sua construção, como mostra a Tabela 1, assim como algumas variáveis climáticas, como temperatura e irradiância, por exemplo.

De acordo com o espaço disponível no telhado da residência utilizada como referência, é possível projetar um sistema fotovoltaico em que a soma da quantidade de painéis mais a quantidade de coletores solares não ultrapasse 33, dessa forma, a área disponível foi suficiente para acomodar o sistema fotovoltaico com coletores solares ou o sistema fotovoltaico sem coletores solares sem que houvesse problema por falta de espaço. Uma vez que a residência utilizada para a elaboração do projeto fotovoltaico está enquadrada no Grupo B e é considerada microgeração distribuída, um gerador fotovoltaico com 11 painéis foi suficiente para fornecer a quantidade de energia elétrica necessária para suprir a demanda da residência, isto, já incluindo o custo de disponibilidade do sistema no projeto do gerador. Já para o caso do sistema fotovoltaico com coletores solares, um gerador fotovoltaico com 7 painéis e um aquecedor solar com 6 coletores solares, foram suficientes para suprir a demanda de energia elétrica e água quente da residência, isto com o custo de disponibilidade do sistema já incluso no projeto do gerador fotovoltaico.

Para a conexão do sistema fotovoltaico à rede de distribuição, é necessário que o projeto atenda às especificações estabelecidas pela ANEEL e pela distribuidora local, neste caso, a EDP Espírito Santo. Tais pré-requisitos e passos para a conexão podem ser vistos no Anexo A e nos Quadros B1 e B2.

Comparando as duas combinações para o sistema fotovoltaico, com e sem coletores solares, o sistema fotovoltaico com coletores solares apresenta resultados piores, quanto ao tempo de retorno financeiro. Para o caso que não considera a depreciação do sistema, o tempo de retorno é maior, 22 anos, já para o caso que a depreciação do sistema é considerada, o custo de investimento com o sistema torna-se maior em menos tempo, 12 anos, mostrando que apesar dos dois casos serem inviáveis economicamente, o sistema com coletores solares tem pior resultado quando comparado ao sistema sem coletor solar.

Deve-se notar que os tempos de retorno de 17 anos para o sistema fotovoltaico sem coletores solares e 22 anos para o sistema fotovoltaico com coletores solares, nos casos que não consideram a depreciação do sistema fotovoltaico, quando comparado à vida útil do sistema que é de 25 anos são muito grandes, isto, pois no panorama econômico atual os preços ainda estão elevados, porém, com a mudança do cenário econômico atual, ou seja, a diminuição do preço da mão de obra, equipamentos e acessórios necessários para a implantação do sistema fotovoltaico, a variação das taxas praticadas, tanto para o cálculo da depreciação dos equipamentos e da instalação, quanto para investimento em renda fixa, o investimento pode se tornar atrativo economicamente, a mesma análise vale para os casos que consideram a depreciação do sistema.

Deve ser notado que alguns parâmetros usados nos cálculos para o tempo de retorno neste trabalho nem sempre são utilizados em algumas apresentações comerciais, o primeiro é quanto ao critério nas escolhas das taxas para a aplicação em renda fixa, o segundo é quanto aos valores referentes à depreciação dos equipamentos e da instalação, o terceiro é o valor da tarifa de energia elétrica aplicada no local da instalação, quanto maior seu valor melhor será a viabilidade econômica do investimento no sistema fotovoltaico, ou seja, se o preço da energia elétrica subir, o investimento terá melhor viabilidade econômica, assim, deve-se tomar cuidado ao fazer o cálculo do tempo de retorno, para que o mesmo não fique fora do esperado.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASPE – Agência de Serviço Público de Energia do Estado do Espírito Santo - **Energia Solar no Espírito Santo - Tecnologias, Aplicações e Oportunidades**. Disponível em: <[http://www.aspe.es.gov.br/download/Energia\\_Solar\\_ES.pdf](http://www.aspe.es.gov.br/download/Energia_Solar_ES.pdf)>. Acesso em: 12 fev. 2016.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, CRESESB, 2014.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2016 – Ano base 2015**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <[ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2016.pdf](http://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf)>. Acesso em: 20 fev. 2016.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2015 – Ano base 2014**. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <[ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2015.pdf](http://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf)>. Acesso em: 20 fev. 2016.

ANEEL PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 1 – Introdução**, Revisão 9, 2015a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-1>>. Acesso em: 10 jan. 2017.

ALTENER-GREENPRO. **Energia Fotovoltaica – Manual sobre tecnologias, projetos e instalação, 2004**. Disponível em: <<http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2016.

SANTOS, Isis Portolam dos; RUTHER, Ricardo; NASCIMENTO, Lucas; JUNIOR, Luiz Carlos Pereira. Ábacos para análise simplificada de orientação e inclinação de sistemas solares fotovoltaicos integrados a edificações. **IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES**. São Paulo, Setembro de 2012. Disponível em: <[www.researchgate.net/publication/301227397\\_abacos\\_para\\_analise\\_simplificada\\_de\\_orientacao\\_e\\_inclinacao\\_de\\_sistemas\\_solares\\_fotovoltaicos\\_integrados\\_a\\_edificacoes](http://www.researchgate.net/publication/301227397_abacos_para_analise_simplificada_de_orientacao_e_inclinacao_de_sistemas_solares_fotovoltaicos_integrados_a_edificacoes)>. Acesso em: 03 mar. 2017.

CLIMATE-DATA. **Tabela Climática**. Disponível em: <[pt.climate-data.org/location/2778/](http://pt.climate-data.org/location/2778/)>. Acesso em: 13 jan. 2017.

VASCONCELOS, Vinicius Belmuds. **Estudo de implantação de um sistema de microgeração distribuída residencial**. Monografia. Instituto Federal do Espírito Santo. Serra, 2013.

PORTAL SOLAR. **Passo a passo na fabricação do painel solar**. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/passo-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>>. Acesso em: 20 jan. 2017.

GOOGLE MAPS, 2016. Disponível em: <[www.google.com.br/maps](http://www.google.com.br/maps)>. Acesso em: 27 out 2016.

LOPES, R. J. C. **Efeito do Sombreamento nos Painéis Fotovoltaicos**. Tese (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica). Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa, 2013.

NASCIMENTO, A. L. **Proposta de uma Matriz Energética para o Centro Tecnológico II**. Monografia. Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória, 2014.

NEOSOLAR. **Especificações Técnicas do Pannel Fotovoltaico Yingli Solar 250 Wp**. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/loja/panel-solar-fotovoltaico-yingli-yl250p-29b-250wp.html>>. Acesso em: 20 jan. 2017.

NEOSOLAR. **Especificações Técnicas do Inverso de Frequência SMA Sunny Boy SB 2100TL**. Disponível em: <[neosolar.com.br/loja/inversorsmasunnyboysb2100t1954.html](http://www.neosolar.com.br/loja/inversorsmasunnyboysb2100t1954.html)>. Acesso em: 20 jan. 2017.

CAVALIN, G.; CERVELIN, S. **Instalações Elétricas Prediais**. 14ª ed. São Paulo: Editora Érica, 2006.

NEOSOLAR. **Especificações Técnicas do Inverso de Frequência SMA Sunny Boy SB 2100TL**. Disponível em: <[www.neosolar.com.br/loja/inversorsmasunnyboysb1300t110.html](http://www.neosolar.com.br/loja/inversorsmasunnyboysb1300t110.html)>. Acesso em: 20 jan. 2017.

VILLALVA, M.G., GAZOLI, J.R. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações: Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. 1ª ed. Editora Érica. 2012.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 414 – Condições gerais de fornecimento de energia elétrica**, de 09 de Setembro de 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NB 128**: Projeto e execução de instalações prediais de água quente, 1993.

\_\_\_\_\_. **NBR 7198**: Projeto e execução de instalações prediais de água quente, 2008.

BAPTISTA, A. S. C. **Análise da viabilidade econômica da utilização de aquecedores solares de água em resorts no nordeste do Brasil** (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2006.

WGSOL. **Placas coletoras do sistema de aquecimento solar tradicional**. Disponível em: <<http://wgsol.com.br/aquecedor-solar-tradicional-e-a-vacuo-entenda-a-diferenca/>>. Acesso em: 11 ago. 2017.

AMERICANAS. **Especificações Técnicas do coletor solar**. Disponível em: <[www.americanas.com.br/produto/6701797/coletorsolar15x10mcobrecomeco](http://www.americanas.com.br/produto/6701797/coletorsolar15x10mcobrecomeco)>. Acesso em: 20 jan. 2017.

PROCOBRE. **Qualidade em Instalações de Aquecimento Solar – Boas Práticas**. Disponível em: <[edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/60554/mod\\_resource/content/1/Aquecimento\\_Solar\\_boas\\_praticas.pdf](http://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/60554/mod_resource/content/1/Aquecimento_Solar_boas_praticas.pdf)>. Acesso em: 5 fev. 2017.



OURO FINO LTda. **Instalação do Sistema de Aquecimento Solar**. Disponível em: < [www.ourofino.com.br/ouro2010/images/stories/manuais\\_thermal/Manual%20PLACAS%20E%20RESERVATORIOS%20TITAN.pdf](http://www.ourofino.com.br/ouro2010/images/stories/manuais_thermal/Manual%20PLACAS%20E%20RESERVATORIOS%20TITAN.pdf) >. Acesso em: 5 fev. 2017

TRANSSSEN. **Manual do Aquecedor Solar**. Disponível em: < [http://gestao.faccat.br/moodle/pluginfile.php/73866/mod\\_resource/content/0/Manual\\_Banho\\_TRANSSSEN.pdf](http://gestao.faccat.br/moodle/pluginfile.php/73866/mod_resource/content/0/Manual_Banho_TRANSSSEN.pdf) >. Acesso em: 5 fev. 2017

ANEEL. **Resolução Normativa N° 482 – Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica**, de 17 de abril de 2012.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 687 – Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica**, de 24 de nov. de 2015.

EDP ESPÍRITO SANTO. **Procedimento de Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição de Baixa Tensão**. 2016

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Séries Históricas IPCA – INPC, ano base 2016**. < [https://ww2.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc\\_ipca/defaultseriesHist.shtm](https://ww2.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultseriesHist.shtm) >. Acesso em: 20 mar. 2017.

BANCO CENTRAL. **Histórico da poupança**. Disponível em: < <https://www.bcb.gov.br/Pre/SalaImprensa/port/poupanca.asp> >. Acesso em: 20 mar. 2017.

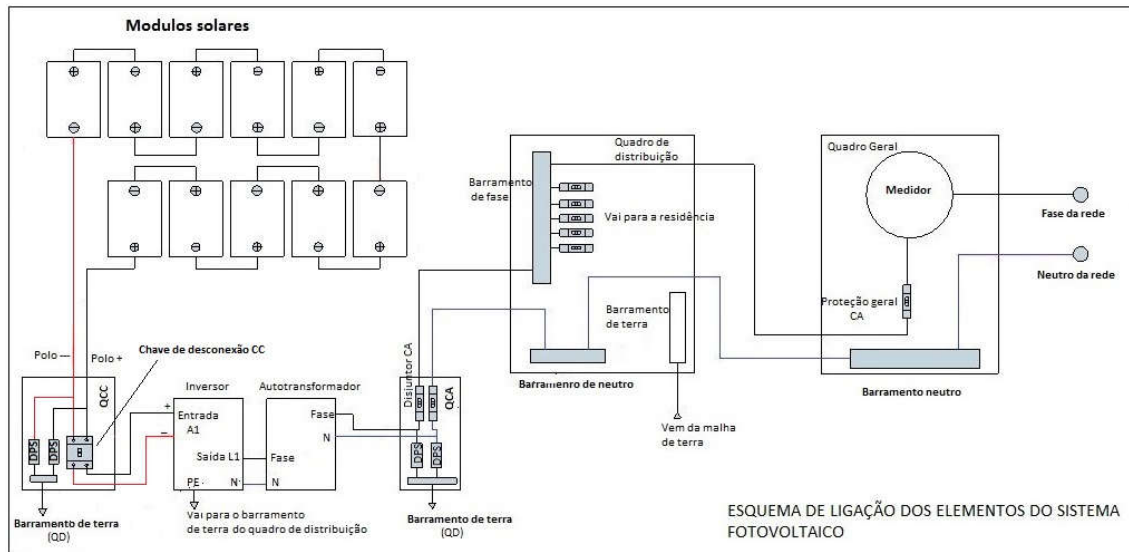
RECEITA FEDERAL. **Instrução Normativa RFB N° 1700 – Taxa de depreciação de bens**, de 14 de março de 2017.

INSTITUTO FEDERAL DO PARANÁ. **Matemática Financeira**. Curitiba, PR, 2012.

EDP ESPÍRITO SANTO. **2ª via de Faturas**. Disponível em < <https://www.edponline.com.br/para-sua-casa?ReturnUrl=%2Fservicos%2Fextrato-de-contas> >. Acesso em: 20 mar. 2017.

## APÊNDICE A

Figura 28 - Esquema de ligação de um sistema fotovoltaico



Fonte: Próprio autor, (2017).

## ANEXO A

Figura 29 - Formulário de Solicitação de acesso para microgeração distribuída fornecido pelo Padrão Técnico da EDP Espírito Santo de 2016.

 <b>PADRÃO TÉCNICO</b>	TÍTULO	CÓDIGO	VERSÃO
	<b>CONEXÃO DE MICROGERADORES AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO</b>	PT.DT.PDN.03.14.012	01
		VIGÊNCIA	
	INÍCIO	FIM	
	26/02/2016	26/02/2018	

FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10 kW

**1- Identificação da Unidade Consumidora - UC**

Código da UC: \_\_\_\_\_ Classe: \_\_\_\_\_  
 Titular da UC: \_\_\_\_\_  
 Rua/Av.: \_\_\_\_\_ Nº: \_\_\_\_\_ CEP: \_\_\_\_\_  
 Bairro: \_\_\_\_\_ Cidade: \_\_\_\_\_  
 E-mail: \_\_\_\_\_  
 Telefone: ( ) \_\_\_\_\_ Celular: ( ) \_\_\_\_\_  
 CNPJ/CPF: \_\_\_\_\_

**2- Dados da Unidade Consumidora**

Carga instalada (kW): \_\_\_\_\_ Tensão de atendimento (V): \_\_\_\_\_  
 Tipo de conexão: monofásica ( ) bifásica ( ) trifásica ( )

**3 - Dados da Geração**

Potência instalada de geração (kW): \_\_\_\_\_  
 Tipo de Fonte de Geração:  
 Hidráulica ( ) Solar ( ) Eólica ( ) Biomassa ( ) Cogeração Qualificada ( )  
 Outra (especificar): \_\_\_\_\_

**4 - Documentação a Ser Anexada**

1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração ( )
2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(Inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação. ( )
3. Certificado de conformidade de do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede. ( )
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: [www.aneel.gov.br/scg](http://www.aneel.gov.br/scg). ( )
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012. ( )
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver). ( )
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver) ( )

**5- Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)**

Responsável/Área: \_\_\_\_\_  
 Endereço: \_\_\_\_\_  
 Telefone: \_\_\_\_\_  
 E-mail: \_\_\_\_\_

**6 - Solicitante**

Nome/Procurador Legal: \_\_\_\_\_  
 Telefone: \_\_\_\_\_  
 E-mail: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
 Local Data Assinatura do Responsável

Fonte: EDP Espírito Santo-PT, (2016).

## ANEXO B1

Quadro 1 - Resumo das etapas de acesso

Etapa	Ação	Responsável	Prazo
1- Solicitação de Acesso	(a) Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados.	Acessante	
	(b) Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora	
	(c) Solução de pendências relativas às informações solicitadas na Seção 6.3.3. do Padrão Técnico EDP Espírito Santo de 2016	Acessante	
2 - Parecer de acesso	a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	<p>i. Se não houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 15 (quinze) dias após a ação 1(b) ou 1(c).</p> <p>ii. Quando houver necessidade de execução de obras de melhoria ou reforço no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).</p>
3-Implantação da conexão	(a) Solicitação de vistoria.	Acessante	Até 120 (cento e vinte) dias após a ação 2(a)
	(b) Realização de vistoria.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(a)
	(c) Entrega para acessante do Relatório de Vistoria se houver pendências.	Distribuidora	Até 5 (cinco) dias após a ação 3(b)

Fonte: EDP Espírito Santo-PT, (2016).

## ANEXO B2

Quadro 2 - Continuação do Quadro 1, resumo das etapas de acesso

4 - Aprovação do ponto de conexão	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria.	Acessante	Definido pelo acessante.
	(b) Aprovação do ponto de conexão, adequação do sistema de medição e início do sistema de compensação de energia, liberando para sua efetiva conexão.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(b), quando não forem encontradas pendências.
5 – Relacionamento Operacional	(a) Celebração	Acessante e Distribuidora	Relacionamento operacional até a ação 2(a).

Fonte: EDP Espírito Santo-PT, (2016).