



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
BACHARELADO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

**FELÍCIO DOS SANTOS SILVA**

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À  
REDE (*ON GRID*) PARA ABASTECIMENTO DE UMA MICROCERVEJARIA  
ARTESANAL COM CONSUMO EM BAIXA TENSÃO**

**FORTALEZA**

**2019**

FELÍCIO DOS SANTOS SILVA

DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE  
(*ON GRID*) PARA ABASTECIMENTO DE UMA MICROCERVEJARIA ARTESANAL  
COM CONSUMO EM BAIXA TENSÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energias Renováveis do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire.

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

- S58d Silva, Felício dos Santos.  
Dimensionamento de sistema solar fotovoltaico conectado à rede (on Grid) para abastecimento de uma microcervejaria artesanal com consumo em baixa tensão / Felício dos Santos Silva. – 2019.  
95 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2019.  
Orientação: Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire.
1. Dimensionamento. 2. Energia solar. 3. SFCR. 4. Microcervejaria. 5. Economia. I. Título.  
CDD 621.042
-

FELÍCIO DOS SANTOS SILVA

DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE  
(*ON GRID*) PARA ABASTECIMENTO DE UMA MICROCERVEJARIA ARTESANAL  
COM CONSUMO EM BAIXA TENSÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Curso de Engenharia de Energias Renováveis  
do Departamento de Engenharia Mecânica da  
Universidade Federal do Ceará, como requisito  
parcial para obtenção do Título de Engenheiro  
de Energias Renováveis.

Aprovada em: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Ana Fabiola Leite Almeida  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

M.Sc. Adão Linhares Muniz  
Secretaria de Infraestrutura do Estado do Ceará (SEINFRA-CE)

A Deus.

À minha família, em especial minha mãe  
Maria Gecilda Gomes dos Santos e minha tia  
Maria Conceição Gomes dos Santos, que  
sempre fizeram o possível e o impossível para  
que eu chegasse onde cheguei hoje. Amo  
vocês!

## AGRADECIMENTOS

À minha família, por todo apoio durante minha jornada acadêmica. Em especial às minhas duas mães, Maria Gecilda Gomes dos Santos e Maria Conceição Gomes dos Santos, que batalharam e deram todo o suporte necessário para que eu fosse capaz de alcançar essa conquista. Devo tudo que sou a vocês duas. Essa conquista é nossa!

À minha madrinha Maria Gomes dos Santos por todo amor, carinho e suporte.

Ao meu pai de criação e coração, José Aparício Colaço, que foi peça fundamental na minha criação.

Aos meus amigos de dentro e fora da UFC pela companhia, angústias, alegrias e tantos outros momentos vividos e compartilhados durante toda essa caminhada acadêmica.

À minha namorada Camile Leal por todo apoio, suporte e carinho durante todo esse período.

À minha família de intercâmbio, também chamados de Potira's Friends. Com eles vivi um dos melhores momentos da minha vida durante o programa Ciência Sem Fronteiras (CSF) na cidade de Moscow, Idaho, nos EUA.

Ao Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire pela orientação e por todo profissionalismo e dedicação ao curso de Engenharia de Energias Renováveis.

À professora Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Ana Fabiola Leite Almeida e ao senhor Adão Linhares Muniz pela disponibilidade de participar da banca examinadora e pelas valiosas colaborações e sugestões.

À empresa Energo Engenharia e Consultoria LTDA por todo suporte e acesso aos dados e diretrizes técnicas de projeto. Gostaria de agradecer a todos os colaboradores da empresa pelo suporte e, principalmente, pela amizade compartilhada no dia a dia.

À cervejaria 5 Elementos pela disponibilização de dados para elaboração deste estudo e de todo suporte fornecido.

“Il futuro è sempre nelle mani di chi lo sa anticipare”. (Enzo Ferrari).

## RESUMO

Tendo em vista o crescimento de consumo de energia elétrica e o aumento tarifário ao longo dos últimos anos, se faz cada vez mais necessário o uso de novas estratégias para que se reduzam os gastos com esse insumo. Dentro dessa perspectiva, os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) surgem como uma opção segura e viável, do ponto de vista técnico e financeiro, para aqueles consumidores que desejam economizar recursos e se tornarem mais competitivos. A queda significativa de preços dos equipamentos fotovoltaicos também se mostra como um fator positivo na hora da tomada de decisão em prol do investimento em energia solar. Assim, este trabalho apresentou uma metodologia de dimensionamento de um SFCR para atendimento completo de uma unidade consumidora em baixa tensão (BT). Foi indicado quais análises e informações foram relevantes para o correto dimensionamento do sistema, bem como uma metodologia de cálculo simplificada para otimizar a geração de energia diante dos equipamentos selecionados. Em virtude da expansão do mercado cervejeiro brasileiro nos últimos anos e visando simplificar o entendimento do processo de dimensionamento, utilizou-se dados da microcervejaria artesanal 5 Elementos localizada em Fortaleza, Ceará. Atentou-se para execução dos procedimentos previstos nas normas vigentes, bem como o uso de dados reais de preços de equipamentos fotovoltaicos e serviços de projeto e instalação do sistema. O SFCR projetado e otimizado demonstrou ser capaz de suprir totalmente o consumo médio requerido pela unidade consumidora e ainda produzir um excedente de créditos em torno de 10,67% do valor médio atual. Foi estimado ainda um tempo de retorno do investimento em torno de 2 anos e 9 meses após o início da compensação e energia, valor é extremamente positivo visto que esse o tempo de retorno ficou abaixo de todos os prazos de garantias fornecidos pelos fabricantes e fornecedores para os equipamentos fotovoltaicos orçados.

**Palavras-chave:** Energia solar. Dimensionamento fotovoltaico. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Baixa tensão. Microcervejaria artesanal. Economia.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz brasileira de energia elétrica.....	16
Figura 2 - Consumo nacional de energia elétrica na rede (GWh) .....	17
Figura 3 - Número de cervejarias registradas no Brasil. ....	18
Figura 4 - Preços dos kits fotovoltaicos de junho de 2016 a janeiro de 2019. ....	19
Figura 5 - Amplitude de valores do ângulo de declinação. ....	22
Figura 6 - Componentes da irradiância solar. ....	23
Figura 7 - Processos de interação da radiação solar com os constituintes atmosféricos. ....	24
Figura 8 - Total diário de irradiação global horizontal. ....	25
Figura 9 - Piranômetro padrão secundário SR30. ....	26
Figura 10 - Irradiação global horizontal anual do estado do Ceará. ....	27
Figura 11 - Quantidade de conexões de geração distribuída por fonte fotovoltaica. ....	29
Figura 12 - Geração de eletricidade em uma célula solar. ....	30
Figura 13 - Tipos de sistemas solares fotovoltaicos. ....	31
Figura 14 - Esquema simplificado de um sistema <i>on grid</i> . ....	32
Figura 15 - Esquema básico de um sistema <i>off grid</i> . ....	33
Figura 16 - Gerador fotovoltaico híbrido <i>bi-modal</i> . ....	34
Figura 17 - Gerador fotovoltaico híbrido modular <i>All in One</i> . ....	35
Figura 18 - Acesso ao <i>SunData 3.0</i> . ....	41
Figura 19 – Unidade fabril da cervejaria 5 Elementos. ....	60
Figura 20 - Localização da unidade consumidora. ....	60
Figura 21 - Tinas de cozimento cervejaria 5 Elementos. ....	61
Figura 22 - Fermentador em pleno funcionamento. ....	62
Figura 23 - <i>Chiller</i> para resfriamento de água. ....	62
Figura 24 - Câmara de refrigeração para armazenagem de produtos. ....	63
Figura 25 - <i>Taproom</i> de comercialização de cervejas. ....	63
Figura 26 - Módulo fotovoltaico Canadian Solar ® Maxpower CS6U- 335P .....	66
Figura 27 - Representação do inversor interativo FRONIUS SYMO 20.0-3.....	68
Figura 28 - Curva de eficiência FRONIUS SYMO 20.0-3-M. ....	69
Figura 29 - Disposição dos módulos na simulação <i>PVSyst</i> . ....	71
Figura 30 - Representação 3D da instalação. ....	73

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tarifas médias por região (R\$/MWh).....	18
Tabela 2 - Tarifas médias por classe de consumo (R\$/MWh).....	19
Tabela 3 - Potencial anual médio de energia solar por região. ....	26
Tabela 4 - Geração distribuída por fonte solar fotovoltaica no Brasil.....	28
Tabela 5 - Geração distribuída por fonte solar fotovoltaica no Nordeste.....	28
Tabela 6 - Área ocupada pelos cabos.....	51
Tabela 7 - Área utilizável em eletrodutos rígidos de PVC do tipo rosqueado.....	52
Tabela 8 - Dados básicos da Unidade Consumidora. ....	64
Tabela 9 - Consumo médio de energia. ....	64
Tabela 10 - Características dos módulos fotovoltaicos. ....	66
Tabela 11 - Características inversor interativo FRONIUS SYMO 20.0-3. ....	67
Tabela 12 - Resumo dimensionamento preliminar. ....	68
Tabela 13 - Tabela resumo do SFCR após dimensionamento otimizado. ....	70
Tabela 14 - Resultado simulação <i>PVSyst</i> .....	72
Tabela 15 - Seções dimensionadas pelo método de ampacidade.....	74
Tabela 16 - Seções dimensionadas pelo método da máxima queda de tensão. ....	75
Tabela 17 - Seção dos eletrodutos. ....	76
Tabela 18 - Estimativa de investimento.....	79
Tabela 19 - Proporção de investimento. ....	80
Tabela 20 - Payback simples do SFCR.....	81

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	15
<b>2. JUSTIFICATIVA</b> .....	17
<b>3. OBJETIVOS</b> .....	20
<b>3.1. Objetivos Gerais</b> .....	20
<b>3.2. Objetivos Específicos</b> .....	20
<b>4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	21
<b>4.1. Radiação solar</b> .....	21
<b>4.2. Potencial solar brasileiro</b> .....	24
<b>4.2.1. Região Nordeste</b> .....	25
<b>4.2.2. Estado do Ceará</b> .....	27
<b>4.3. Sistemas de geração fotovoltaica</b> .....	29
<b>4.3.1. Células fotovoltaicas</b> .....	29
<b>4.3.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos</b> .....	30
<b>4.3.2.1. Sistemas conectados à rede (<i>on grid</i>)</b> .....	31
<b>4.3.2.2. Sistemas isolados (<i>off grid</i>)</b> .....	33
<b>4.3.2.3. Sistemas híbridos (<i>on grid</i> e <i>off grid</i>)</b> .....	34
<b>4.4. Aspectos normativos de geração distribuída</b> .....	36
<b>5. DIMENSIONAMENTO DE UM SFCR</b> .....	38
<b>5.1. Bases para o dimensionamento</b> .....	38
<b>5.1.1. Análise do perfil de consumo e demanda da unidade consumidora</b> .....	38
<b>5.1.2. Análise da disponibilidade solar do local</b> .....	40
<b>5.1.3. Estudo de viabilidade técnica da estrutura</b> .....	41
<b>5.2. Cálculo do gerador fotovoltaico</b> .....	42
<b>5.2.1. Energia de compensação</b> .....	42
<b>5.2.2. Potências do gerador fotovoltaico</b> .....	43
<b>5.2.3. Cálculo do número de módulos fotovoltaicos</b> .....	45

<b>5.2.4.</b>	<b>Estruturação de módulos em série e em paralelo .....</b>	<b>45</b>
<b>5.3.</b>	<b>Dimensionamento dos componentes adicionais .....</b>	<b>46</b>
<b>5.3.1.</b>	<b>Dimensionamento dos condutores CC .....</b>	<b>47</b>
5.3.1.1.	Critério da seção mínima.....	47
5.3.1.2.	Critério de ampacidade.....	47
5.3.1.3.	Critério da máxima queda de tensão.....	48
<b>5.3.2.</b>	<b>Dimensionamento dos condutores CA (Pós-Inversor).....</b>	<b>49</b>
5.3.2.1.	Critério da seção mínima.....	49
5.3.2.2.	Critério da ampacidade.....	49
5.3.2.3.	Critério da máxima queda de tensão.....	50
<b>5.3.3.</b>	<b>Dimensionamento eletrodutos .....</b>	<b>51</b>
5.3.3.1.	Eletrodutos do ramo em corrente contínua.....	53
5.3.3.2.	Eletrodutos do ramo em corrente alternada.....	53
<b>5.3.4.</b>	<b>Proteção e coordenação do sistema .....</b>	<b>54</b>
5.3.4.1.	Circuito de corrente contínua .....	54
5.3.4.1.1.	Fusíveis e seccionadoras-fusível .....	54
5.3.4.1.2.	Chave seccionadora sob carga CC.....	55
5.3.4.2.	Circuito de corrente alternada.....	55
5.3.4.2.1.	Disjuntor de saída dos inversores .....	55
5.3.4.2.2.	Disjuntor de chegada ao QGBT.....	56
5.3.4.3.	Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS) .....	56
5.3.4.3.1.	DPS de corrente contínua .....	57
5.3.4.3.2.	DPS de corrente alternada .....	58
<b>6.</b>	<b>ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>59</b>
<b>6.1.</b>	<b>Descrição do empreendimento.....</b>	<b>59</b>
<b>6.1.1.</b>	<b>Atividades .....</b>	<b>61</b>
<b>6.1.2.</b>	<b>Consumo de energia.....</b>	<b>64</b>

<b>6.2.</b>	<b>Dimensionamento do gerador fotovoltaico</b> .....	65
<b>6.2.1.</b>	<b>Sistema preliminar</b> .....	65
<b>6.2.2.</b>	<b>Dimensionamento otimizado</b> .....	69
<b>6.2.3.</b>	<b>Simulação computacional</b> .....	71
<b>6.3.</b>	<b>Dimensionamento dos componentes acessórios</b> .....	73
<b>6.3.1.</b>	<b>Dimensionamento dos condutores</b> .....	74
6.3.1.1.	Critério da ampacidade.....	74
6.3.1.2.	Critério da máxima queda de tensão.....	74
<b>6.3.2.</b>	<b>Dimensionamento dos eletrodutos</b> .....	75
<b>6.4.</b>	<b>Dimensionamento dos dispositivos de proteção</b> .....	76
<b>6.4.1.</b>	<b>Dispositivos de proteção CC</b> .....	76
6.4.1.1.	Fusíveis e seccionadoras-fusível .....	76
6.4.1.2.	Chave seccionadora sob carga CC.....	76
<b>6.4.2.</b>	<b>Circuito de Corrente Alternada</b> .....	77
6.4.2.1.	Disjuntor de saída dos inversores .....	77
6.4.2.2.	Disjuntor de chegada ao QGBT.....	77
<b>6.4.3.</b>	<b>Dispositivo de Proteção Contra Surtos</b> .....	77
6.4.3.1.	DPS de corrente contínua .....	77
6.4.3.2.	DPS de corrente alternada .....	78
<b>6.5.</b>	<b>Estudo financeiro simplificado</b> .....	78
<b>6.5.1.</b>	<b>Estimativa total de investimento</b> .....	78
<b>6.5.2.</b>	<b>Estimativa de retorno do capital investido</b> .....	80
<b>7.</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	82
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	84
	<b>ANEXO A – MANUAL DO MÓDULO FOTOVOLTAICO MAXPOWER CS6U- 335P</b> .i	
	<b>ANEXO B – MANUAL DO INVERSOR INTERATIVO FRONIUS SYMO 20.0-3</b> .....	ii
	<b>ANEXO C – DESCRITIVO DE PERDAS SIMULAÇÃO PVSystem</b> .....	iii

<b>ANEXO D – ORÇAMENTO EQUIPAMENTOS FOTOVOLTAICOS.....</b>	<b>iv</b>
--	-----------

## 1. INTRODUÇÃO

Na configuração atual da sociedade, que preza pelo uso em larga escala de sistemas eletroeletrônicos e tecnológicos, a energia elétrica ganha importância fundamental, sendo o insumo base para a manutenibilidade sustentável de grande parte das atividades do ser humano moderno. Desde um simples jogo de futebol televisionado aos domingos até o acionamento, controle e operação de grandes plantas industriais: a utilização de energia elétrica não apenas se faz presente, como também é variável essencial e limitante para que essas e outras atividades sejam executadas.

Como ocorre com qualquer outro tipo de insumo, a utilização de energia elétrica está diretamente associada a custos. Os consumidores, sejam eles residenciais, comerciais ou industriais, de pequeno, médio ou grande porte, possuem um ponto em comum: todos eles destinam uma parcela de sua receita mensal para custear o uso da energia elétrica em suas instalações.

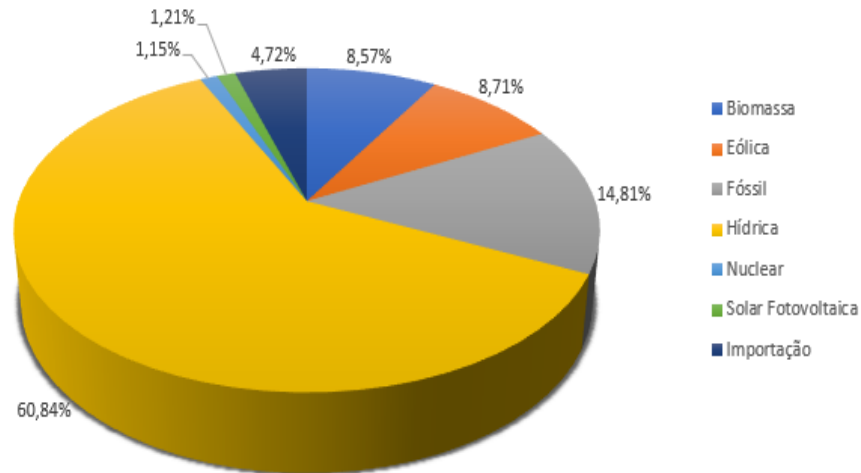
Dentro do universo empresarial, uma das estratégias responsáveis por alavancar a força competitiva das empresas no mercado é o controle de custos. O gerenciamento dos custos de uma empresa tem como finalidade principal colaborar para que os recursos disponíveis sejam destinados e aproveitados de uma forma tal que o resultado seja único: uma melhor rentabilidade à entidade (PEREIRA, 2014). Ainda segundo Pereira (2014), a alta rentabilidade se traduz em uma melhor possibilidade de formação de preço dos produtos ou serviços comercializados, contribuindo para que a empresa tenha maiores rendimentos e atinja uma melhor posição no mercado em que atua.

Uma análise minuciosa do perfil de consumo de cada cliente e dos custos totais com energia elétrica pode ser uma tarefa complexa e dispendiosa, envolvendo muitas variáveis técnicas, gerenciais e fiscais. Apesar da complexidade, percebe-se que uma análise desse porte é importante para identificar e apontar melhorias em uma organização no que diz respeito à gestão e à utilização sustentável dessa energia.

Diante disso, algumas estratégias podem ser adotadas para que as empresas reduzam os custos com energia elétrica e aumentem seus rendimentos, com destaque para os investimentos em geração própria de energia por meio de fontes alternativas como a solar fotovoltaica. De acordo com (VILLALVA; GAZOLI, 2012), além de ser economicamente viável a curto-médio prazo, o uso da tecnologia fotovoltaica fomenta o mercado financeiro e de trabalho, qualifica mão de obra local, traz retorno rápido do investimento, dá maior confiabilidade ao sistema elétrico brasileiro e reduz impactos ambientais. Entretanto, por se

tratar de um mercado em fase inicial de operação e ainda desconhecido por muitos, a energia fotovoltaica ainda possui uma contribuição muito pequena na matriz energética brasileira, conforme observado na Figura 1.

Figura 1 - Matriz brasileira de energia elétrica.



Fonte: ANEEL – Banco de Informações de Geração (BIG, 2019).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Normativa N° 482 homologada em abril de 2012 e revisada pela Resolução Normativa N° 687 de novembro de 2015, estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Tal normativa e suas atualizações regulamentam, facilitam e incentivam o acesso dos consumidores aos sistemas de geração própria de energia, passando eles a exercer um papel de produtor-consumidor (“*prosumer*” ou “*prossumidor*”).

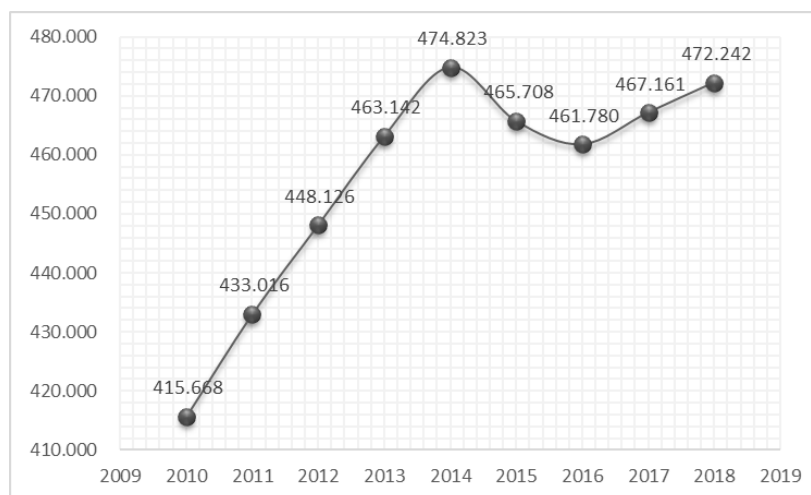
Diante disso, este trabalho foi elaborado com o intuito de realizar uma análise detalhada da estrutura técnica da microcervejaria artesanal 5 Elementos, detalhando suas características de funcionamento e definindo seu perfil técnico de consumo. Ao final deste estudo, apresentou-se um modelo de investimento em geração própria de energia com utilização da tecnologia solar fotovoltaico conectada à rede de baixa tensão (BT), destacando todos os aspectos técnicos e financeiros necessários para execução do projeto. A solução proposta teve como finalidade minorar os custos com energia elétrica da 5 Elementos, proporcionando para a empresa um retorno financeiro rápido e seguro.



## 2. JUSTIFICATIVA

Ao longo dos anos, a inovação tecnológica proporciona um desenvolvimento em larga escala de equipamentos eletroeletrônicos utilizados para otimizar a execução de diversas atividades humanas. Tal fato, somado aos fatores de crescimento demográfico e de expansão macroeconômica, resulta em um aumento na demanda energética por conta do maior número de equipamentos que são conectados à rede elétrica. De acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entre os anos de 2010 a 2018, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu em torno de 13,61% considerando as classes residencial, industrial, comercial e outros (rural, serviço público e iluminação pública), saindo de 415 mil gigawatts-hora (GWh) em 2010 e atingindo a marca de 472 mil GWh em 2018. A Figura 2 mostra a distribuição desse aumento ao longo dos anos.

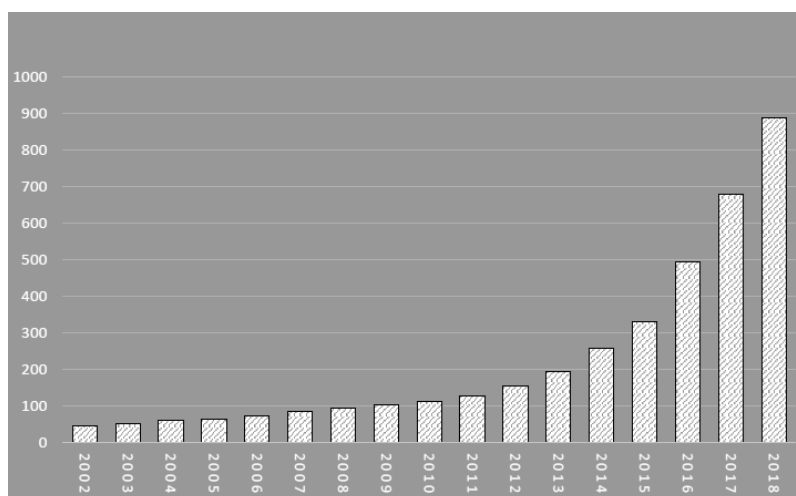
Figura 2 - Consumo nacional de energia elétrica na rede (GWh)



Fonte: EPE - Consumo Anual de Energia Elétrica por classe (nacional) (2018).

Dentro do setor cervejeiro foco deste trabalho, houve um crescimento exponencial do número de novas instalações fabris nos últimos anos, o que remete diretamente a uma maior demanda de energia para impulsionamento do setor. De acordo com dados publicados pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) em seu Anuário da Cerveja no Brasil de 2018, na última década, o número de cervejarias cresceu em torno de 800%. Somente no ano de referência do estudo 210 novas fábricas foram registradas, atingindo uma marca expressiva de, aproximadamente, uma cervejaria aberta em território nacional a cada dois dias. Ao final de 2018, um total de 889 instalações estavam registradas na plataforma do MAPA conforme mostrado na Figura 3.

Figura 3 - Número de cervejarias registradas no Brasil.



Fonte: MAPA - Anuário da Cerveja no Brasil (2018).

Acompanhando a expansão do consumo, os custos com elétrica também aumentaram nos últimos anos. De acordo com dados da EPE publicados em seu Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 ano base 2017, entre o período de 2013 a 2017, as tarifas de energia sofreram aumento superior a 55% em todas as regiões do país. Dentro de uma perspectiva nacional, conforme a Tabela 1, a média de aumento superou a casa dos 65%. Quando analisado pelo viés da classe de consumo, conforme mostrado na Tabela 2, a porcentagem média de aumento tarifário também superou a casa dos 55% dentro do mesmo período.

Tabela 1 - Tarifas médias por região (R\$/MWh).

	2013	2014	2015	2016	2017	$\Delta\%$ (2017/2013)
<b>Média Brasil</b>	<b>254,45</b>	<b>276,97</b>	<b>395,04</b>	<b>419,15</b>	<b>421,35</b>	<b>65,6</b>
Norte	276,68	303,53	372,93	419,76	477,94	72,7
Nordeste	250,52	269,07	340,06	367,45	394,76	57,6
Sudeste	260,24	282,22	413,05	441,67	431,77	65,9
Sul	235,15	264,28	409,41	415,39	403,34	71,5
Centro-Oeste	257,74	273,63	398,08	419,38	420,33	63,1

Fonte: EPE - Anuário Estatístico de Energia Elétrica (2018).

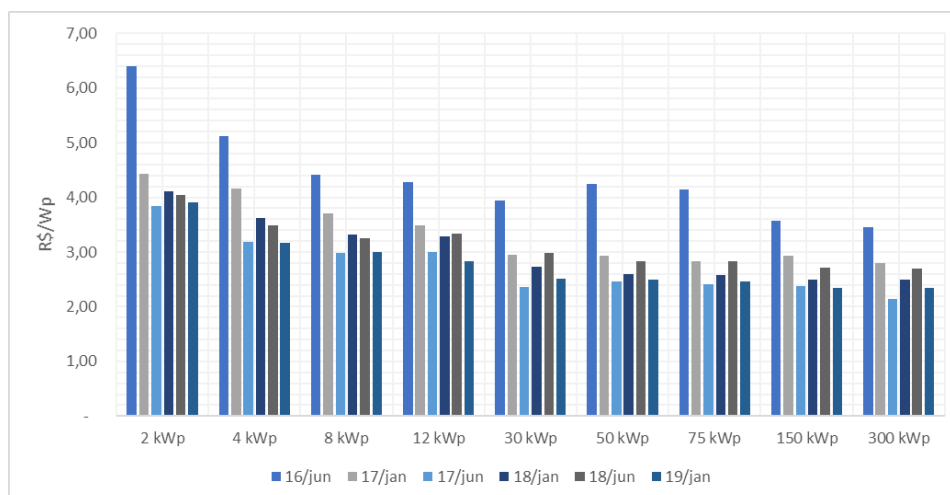
Tabela 2 - Tarifas médias por classe de consumo (R\$/MWh).

	2013	2014	2015	2016	2017	$\Delta\%$ (2017/2013)
Residencial	285,24	305,35	427,89	454,33	453,56	59,0
Industrial	223,19	249,01	374,93	392,94	396,95	77,9
Comercial	269,85	293,07	415,67	444,78	446,71	65,5
Rural	167,62	184,91	257,05	266,98	278,42	66,1
Poder Público	286,11	305,97	421,51	455,18	457,97	60,1
Iluminação Pública	161,27	178,87	252,50	259,36	268,06	66,2
Serviço Público	200,56	220,60	338,22	361,73	356,12	77,6
Consumo Próprio	282,80	308,23	416,23	459,39	463,62	63,9

Fonte: EPE - Anuário Estatístico de Energia Elétrica (2018).

Na contramão do aumento tarifário, os preços dos equipamentos solares fotovoltaicos vêm caindo ao longo dos anos. De acordo com o Estudo Estratégico do Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída realizado pela empresa GREENER para o 1º Semestre de 2019, entre junho de 2016 e janeiro de 2019 houve uma redução média de 36% no preço dos kits fotovoltaicos com capacidade até 300 quilowatts-pico (kWp), conforme mostrado na Figura 4. Ainda com base no estudo, a empresa atribuiu a queda de preços a dois fatores principais: flutuação do preço do dólar e redução do preço dos módulos fotovoltaicos (GREENER, 2019).

Figura 4 - Preços dos kits fotovoltaicos de junho de 2016 a janeiro de 2019.



Fonte: GREENER (2019).

Nesse contexto, a gestão energética dos empreendimentos com o intuito de evitar gastos desnecessários e aumentar rentabilidade se torna cada vez mais necessário. Tendo em vista que a unidade consumidora (UC) da microcervejaria artesanal 5 Elementos possui um

consumo significativo de energia elétrica em BT, que engloba os setores fabril e *taproom*<sup>1</sup> de comercialização de produtos, o projeto solar fotovoltaico proposto neste estudo teve a finalidade apresentar uma alternativa técnica de autoprodução de energia que traga um retorno financeiro satisfatório.

Ao longo deste trabalho, foram discutidas algumas questões notáveis como as quantidades, marcas e modelos dos equipamentos utilizados, descritivo total de investimento, economia e tempo retorno de capital investido.

### 3. OBJETIVOS

#### 3.1. Objetivos Gerais

- Analisar os parâmetros técnicos e normativos relacionados aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), realizando assim um projeto seguro e viável;
- Projetar, de forma otimizada, um (SFCR) para atendimento completo do consumo da microcervejaria artesanal 5 Elementos, localizada na cidade de Fortaleza/Ceará, que apresenta consumo de energia em Baixa Tensão (BT);
- Analisar todos os custos atrelados à implementação de um SFCR em BT e apresentar um estudo de retorno financeiro simples.

#### 3.2. Objetivos Específicos

- Apresentar uma metodologia simplificada e otimizada para o dimensionamento de um SFCR com base nos preceitos normativos praticados no Brasil;
- Utilizar dados atuais do mercado solar fotovoltaico brasileiro e cearense, a fim de expor a importância do setor para a sociedade, seu crescimento nos últimos anos e seu horizonte de expansão;
- Projetar um SFCR específico para atendimento da microcervejaria artesanal 5 Elementos, dando ênfase aos seguintes pontos:
  - Análise do perfil de consumo e demanda da unidade consumidora;
  - Análise do potencial solar ou disponibilidade solar do local;
  - Estudo de viabilidade técnica da estrutura;

---

<sup>1</sup> *Taproom* – Bar situado nas instalações da cervejaria, onde são servidos seus produtos aos visitantes.

- Cálculo da energia total a ser compensada;
- Dimensionamento preliminar de um SFCR para atendimento completo do consumo da unidade e dentro dos preceitos normativos brasileiros vigentes;
- Escolha dos fabricantes e modelos dos equipamentos fotovoltaicos para utilização no projeto;
- Dimensionamento otimizado do SFCR para garantir uma geração mais eficiente a partir dos equipamentos selecionados;
- Dimensionamento dos componentes acessórios: cabos, eletrodutos e dispositivos de proteção;
- Elaborar uma análise financeira simplificada, determinando o tempo de retorno financeiro (*payback*).

#### **4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

Este capítulo possui o objetivo de expor as bases teóricas que fundamentam a geração distribuída de energia por meio da fonte solar fotovoltaica. O conteúdo aqui apresentado desempenha um papel fundamental para que se compreenda os cálculos e suposições comumente utilizadas para elaboração de projetos de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede e sua análise financeira.

Dessa forma, inicia-se abordando conceitos básicos sobre radiação solar, trazendo, logo em seguida, informações sobre o potencial solar da região Nordeste e do estado do Ceará dentro do contexto nacional. Além disso, será apresentada a caracterização de sistemas de geração solar fotovoltaica, destacando os tipos de configuração técnica possíveis bem como seus componentes principais e acessórios. Por fim, este capítulo trará as referências normativas que fundamenta os projetos de geração solar distribuída no Brasil.

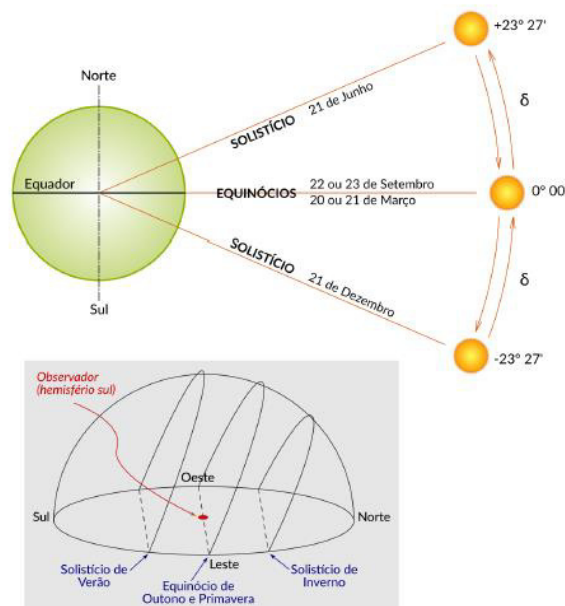
##### **4.1. Radiação solar**

O sol corresponde à principal fonte de energia do planeta Terra. Em apenas uma hora, irradia de  $5 \times 10^{20}$  joules (J) de energia, o que seria capaz de suprir toda a demanda energética da humanidade por cerca de um ano (CARVALHO; CALVETE, 2014). Ainda segundo os autores, em cerca de 40 horas de emissão de ondas eletromagnéticas, a quantidade de energia liberada pelo sol corresponderia a um potencial energético equivalente ao de todas as reservas estimadas de petróleo ao redor do mundo.

De acordo com dados e projeções contidas no International Energy Outlook 2017 (IEO2017), entre 2015 e 2040, em todo o mundo, as energias renováveis - hidrelétrica, geotérmica, solar, eólica, biomassa e outras - ganharão destaque dentro da matriz energética mundial destinada à produção de eletricidade crescendo a uma taxa percentual média de 2,8%/ano. Ainda segundo o estudo, as fontes eólica e solar são as que apresentam maiores perspectivas de crescimento, podendo atingir, respectivamente, 2,5 e 1,4 trilhão de quilowatts-hora (kWh) até o final do período estimado. Toda essa expectativa de crescimento se dá por conta dos processos de melhorias tecnológicas e incentivos governamentais que apoiam o aumento do uso de fontes renováveis ao redor do mundo, segundo dados do IEO2017.

De acordo com agência International Energy Agency (IEA, 2011), a quantidade de energia total incidente sobre a superfície terrestre, também chamada disponibilidade de radiação solar, varia de acordo com o dia do ano e com a hora de cada dia. Essas variações são consequências diretas da inclinação do eixo de rotação da Terra em relação à eclíptica - o plano que contém a órbita terrestre ao redor do Sol - e dos movimentos rotacional (giro em torno do seu próprio eixo) e translacional (órbita ao redor do Sol) do globo. Essa defasagem angular, que é de aproximadamente  $23,45^\circ$ , conforme mostrado na Figura 5, é o vetor condutor das estações do ano no planeta, resultando, dentro períodos específicos ao longo de ciclos anuais, em dias com maiores ou menores horas de Sol (IEA, 2011).

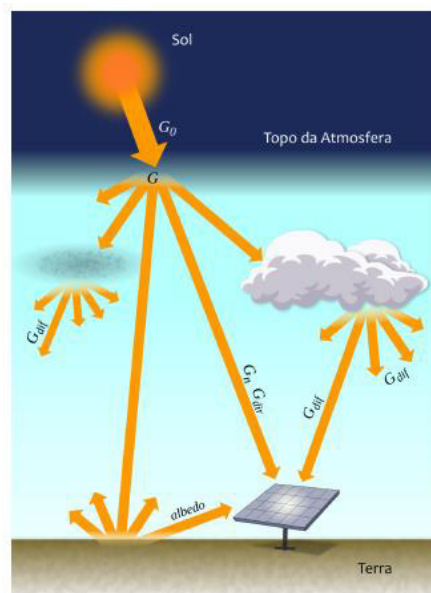
Figura 5 - Amplitude de valores do ângulo de declinação.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição (2017).

A irradiância solar, dada em watts por metro quadrado ( $\text{W}/\text{m}^2$ ), é comumente descrita em termos de Irradiância Solar Global (do inglês Global Horizontal Irradiance ou GHI), que engloba a contribuição das componentes de radiação direta, difusa, e da parcela proveniente pela reflexão na superfície (albedo), conforme mostrado na Figura 6. Segundo Duffie e Beckman (2013), a radiação direta corresponde a parcela que não sofreu os processos radiativos de absorção e espalhamento que ocorrem na atmosfera, partindo em um caminho imaginário diretamente do sol até a superfície. Já a componente difusa corresponde a parcela de radiação recebida em diversas outras direções como resultado dos processos de espalhamento pelos gases e particulados presentes na atmosfera.

Figura 6 - Componentes da irradiância solar.



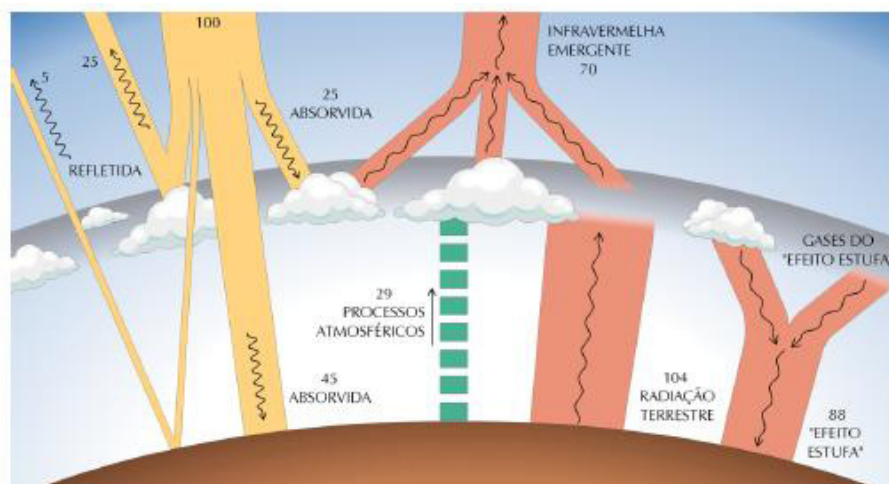
Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição (2017).

De acordo Steinke (2012), a quantidade total de radiação solar recebida em um determinado ambiente não depende apenas da duração do dia, mas também da variação da altura do sol. Por conta do formato geoide do planeta Terra, a altura da estrela solar em relação à superfície terrestre varia com a latitude local. Isso influencia diretamente a quantidade de energia que atinge uma determinada área por unidade de tempo, medida comumente chamada de irradiância solar ( $\text{kWh}/\text{m}^2$  por dia ou  $\text{kWh}/\text{m}^2$  por ano).

Ainda segundo a autora, com o sol localizado em pontos mais altos, a radiação solar atinge perpendicularmente a superfície do local, percorrendo um menor caminho através da atmosfera terrestre. Isso resulta em uma maior concentração energética por unidade de área. Quando o sol se posiciona em alturas inferiores, a radiação solar atinge a superfície de forma

inclinada e menos intensa. Nestas situações, a radiação percorre um caminho atmosférico maior, pois está mais susceptível às condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa do ar etc.), ocasionando perdas energéticas significativas pelos fenômenos de absorção, reflexão e espalhamento. A Figura 7 mostra os processos de interação da radiação com a atmosfera terrestre.

Figura 7 - Processos de interação da radiação solar com os constituintes atmosféricos.



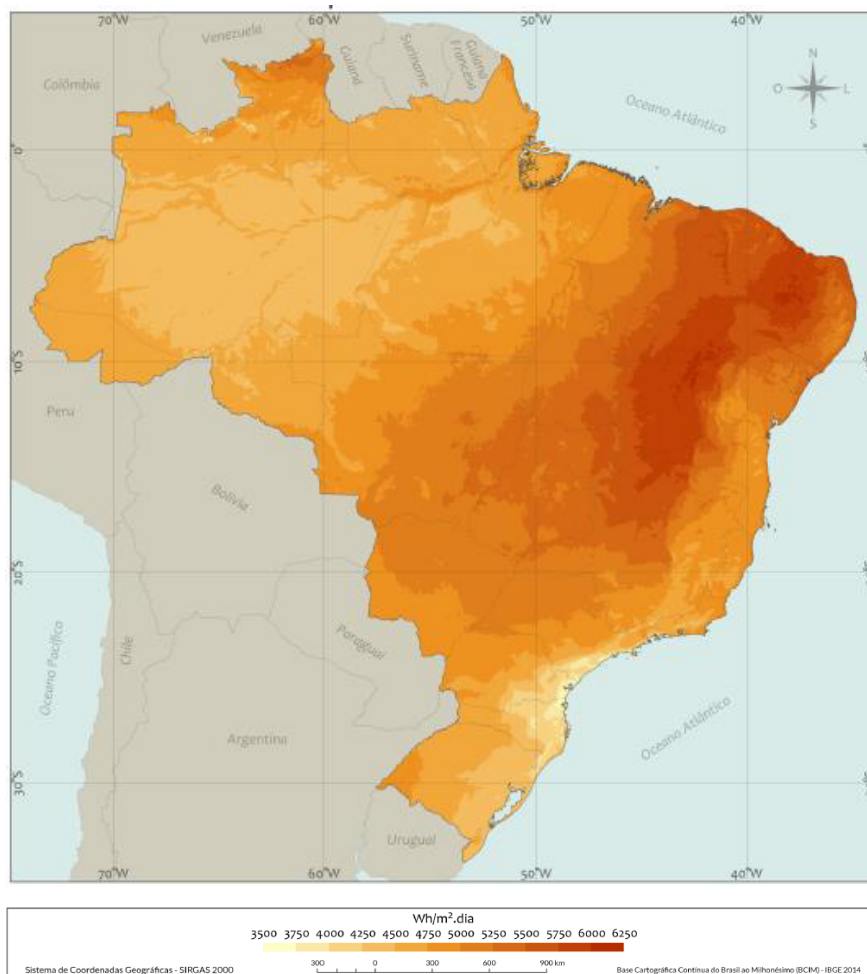
Fonte: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) - Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição (2017).

## 4.2. Potencial solar brasileiro

O território brasileiro apresenta elevados índices de radiação solar, sendo, portanto, um país com elevado potencial para exploração deste recurso. De acordo com dados contidos no Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição, o Brasil, com seu território situado em sua maioria em latitudes entre o Equador e o Trópico de Capricórnio, apresenta uma incidência de energia solar bastante favorável, recebendo alta incidência de sol durante todo o dia, com pouca variação ao longo das estações do ano em função das características de translação do planeta. A média anual de energia incidente na maior parte do país, conforme mostrado na Figura 8, varia entre 4000 Wh/m<sup>2</sup>.dia e 5000 Wh/m<sup>2</sup>.dia, e a potência instantânea incidente na superfície terrestre pode atingir valores superiores a 1.000 W/m<sup>2</sup>.



Figura 8 - Total diário de irradiação global horizontal.



Fonte: INPE - Atlas Brasileiro de Energia Solar 2<sup>a</sup> Edição (2017).

#### 4.2.1. Região Nordeste

Conforme o Atlas Solarimétrico do Brasil (2000) publicado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) em parceria com a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) e a Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), o Nordeste brasileiro situa-se em uma localização privilegiada quando se trata de disponibilidade solar. A região apresenta elevados índices de radiação global média, além de possuir média anual aproximada de 8 horas diárias de insolação. Comparativamente, é a região que apresenta a maior disponibilidade energética como um todo em função de sua localização mais próxima à linha do Equador, seguida pelo Centro-Oeste e Sudeste. A região Norte, embora igualmente bem posicionada nesse sentido, recebe menos incidência solar, por ter características climáticas e geográficas que reduzem o alcance da radiação.

De acordo com os dados publicados no Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição, a região Nordeste apresenta o maior potencial solar, com valor médio do total diário da irradiação global horizontal de 5,49 kWh/m<sup>2</sup> e da componente direta normal de 5,05 kWh/m<sup>2</sup>. As regiões Centro-Oeste e Sudeste aparecem logo em seguida, com valores de irradiação global horizontal em torno de 5,06 kWh/m<sup>2</sup> e 5,07 kWh/m<sup>2</sup> respectivamente. As regiões Norte e Sul do Brasil são as que apresentam piores valores de irradiação solar, ficando ambas abaixo de 5 kWh/m<sup>2</sup> como mostrado na Tabela 3.

Tabela 3 - Potencial anual médio de energia solar por região.

Região	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Norte	Sul
<b>Radiação Global Média (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	5,49	5,07	5,06	4,64	4,53

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição (2017).

O índice de irradiação solar de cada região é medido em watt-hora por metro quadrado (Wh/m<sup>2</sup>), unidade de medida padrão da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Para calculá-lo, normalmente é utilizado um instrumento chamado de piranômetro, mostrado na Figura 9, que realiza a medição da radiação total que chega a determinado ponto, sendo ela direta, difusa ou refletida. Outros aparelhos também podem ser usados para medir a radiação incidente, como o pireliômetro, instrumento usado para a medição de radiação solar direta, e o heliógrafo, equipamento para detecção do número de horas de luz solar em determinada localidade.

Figura 9 - Piranômetro padrão secundário SR30.

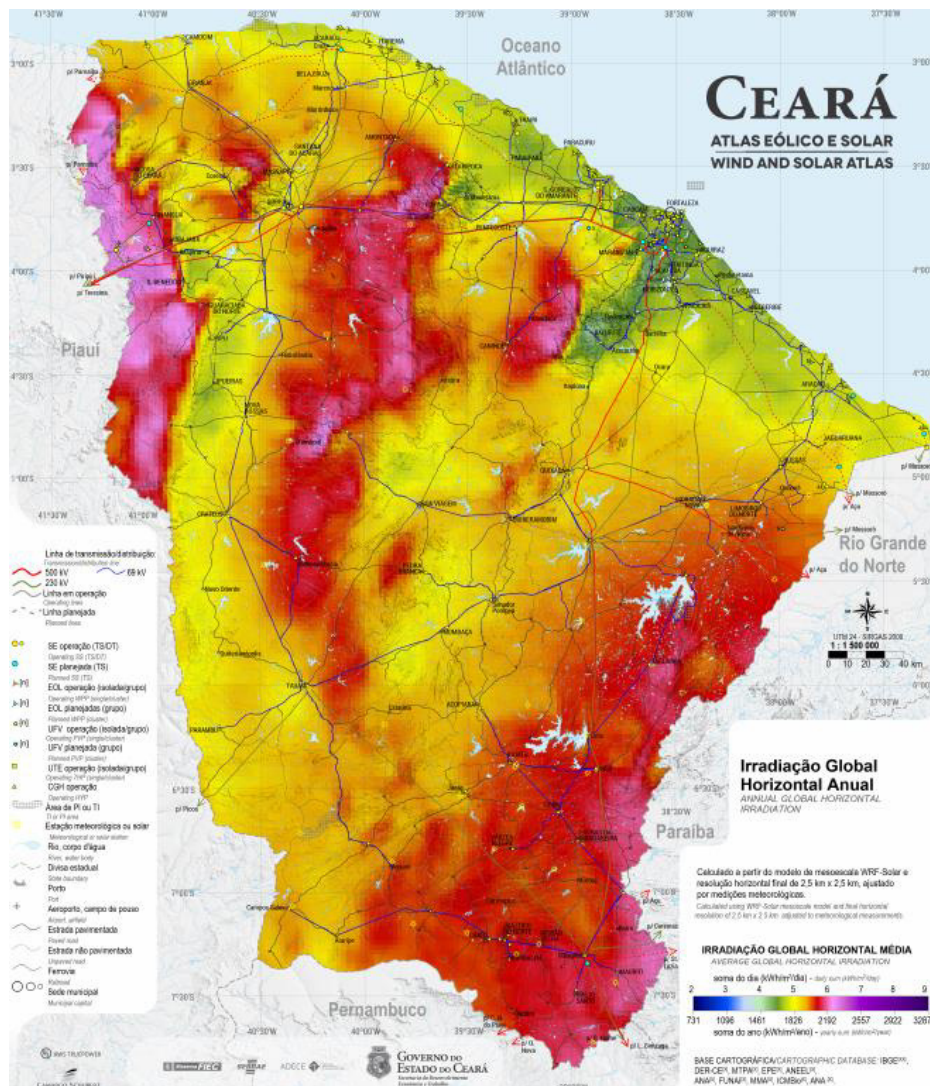


Fonte: Hukseflux Brasil – Catálogo (2019).

#### 4.2.2. Estado do Ceará

No que se refere a disponibilidade do recurso solar, o estado do Ceará ocupa uma posição privilegiada no cenário nacional, apresentando um potencial solar excepcional. De acordo com documento o Atlas Eólico e Solar do Estado do Ceará (2019), a média da irradiação global horizontal anual, na maior parte do território cearense, fica acima dos 1900 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Nesse contexto, o Estado apresenta um potencial muito favorável ao desenvolvimento tanto de projetos de micro e minigeração distribuída, até 5 megawatts (MW), quanto grandes projetos de geração centralizada (acima de 5 MW). A Figura 10 mostra a distribuição de irradiação global horizontal no território cearense.

Figura 10 - Irradiação global horizontal anual do estado do Ceará.



Fonte: Atlas Eólico e Solar do Estado do Ceará (2019).

Segundo dados de Unidades Consumidoras com Geração Distribuída acessados no site da ANEEL até a data de 24/05/2019 por intermédio da plataforma online Microsoft Power BI, o Ceará ocupa a 8ª posição no ranking nacional de capacidade instalada em geração distribuída por fonte solar fotovoltaica, com 30.179,30 quilowatts (kW) de potência instalada conforme mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Geração distribuída por fonte solar fotovoltaica no Brasil.

UF	Quantidade de UCs Geradoras	Quantidade de UCs Beneficiárias	Potência Instalada (kW)
MG	16.013	25.398	158.367,63
RS	11.514	13.898	132.432,05
SP	13.021	14.303	98.737,07
SC	5.469	6.544	51.835,97
PR	4.643	4.662	46.572,65
MT	2.740	2.971	40.472,82
RJ	4.541	5.051	35.525,97
CE	1.825	2.294	30.179,30
GO	2.909	3.364	29.591,17
PE	1.412	2.110	23.303,86

Fonte: ANEEL - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída (2019).

Em termos regionais, não apenas no que se refere a potência instalada como também em quantidade de UCs geradoras e beneficiárias cadastradas, o Ceará ocupa o topo do ranking na região Nordeste, seguido pelos estados de Pernambuco e Piauí. A Tabela 5 mostra o ranking de potência instalada de geração distribuída fotovoltaica no Nordeste.

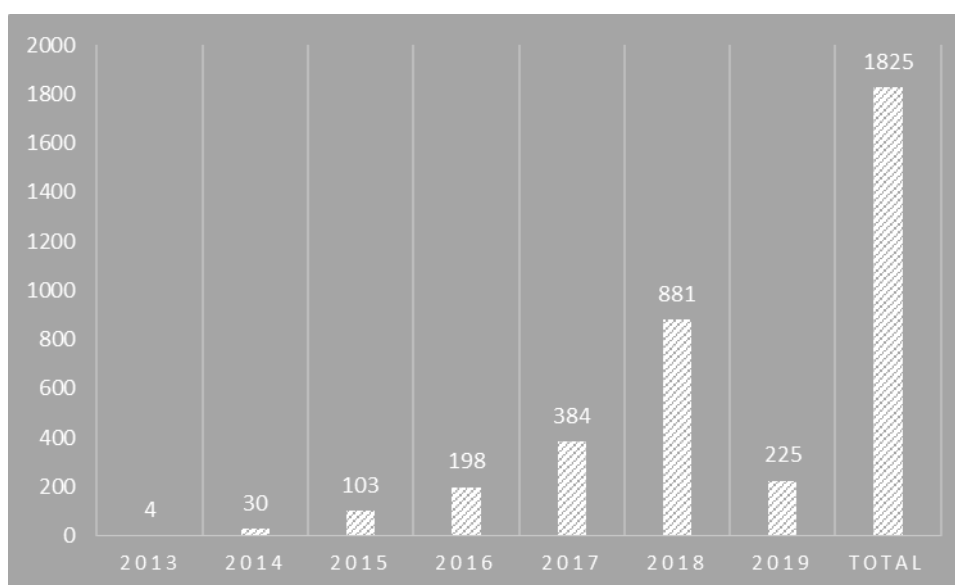
Tabela 5 - Geração distribuída por fonte solar fotovoltaica no Nordeste.

UF	Quantidade de UCs Geradoras	Quantidade de UCs Beneficiárias	Potência Instalada (kW)
CE	1.825	2.294	30.179,30
PE	1.412	2.110	23.303,86
PI	1.057	1.452	17.613,69
RN	1.200	1.576	17.540,68
PB	1.255	1.789	16.760,06
BA	1.303	1.573	14.736,81
MA	1.114	1.309	13.587,25
SE	534	618	6.219,39
AL	457	593	5.553,84

Fonte: ANEEL - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída (2019).

Ainda segundo o banco de dados de geração distribuída da ANEEL, 1825 unidades geradoras fotovoltaicas estavam cadastradas no Ceará até a data do dia 24/05/2019, unidades essas responsáveis por produzir e encaminhar créditos para mais de 2290 unidades consumidoras em todo território cearense. Como apresentado na Figura 11, o Ceará vem acompanhando a tendência nacional de crescimento exponencial da quantidade conexões GD fotovoltaicas a cada ano. Somente entre os anos de 2017 e 2018, o número de novas conexões cresceu mais que o dobro.

Figura 11 - Quantidade de conexões de geração distribuída por fonte fotovoltaica.



Fonte: ANEEL - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída (2019).

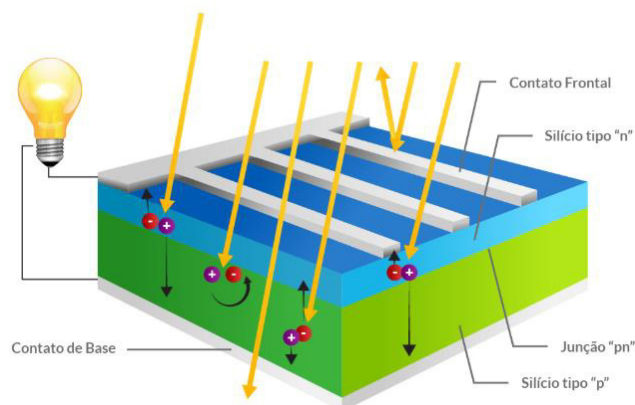
### 4.3. Sistemas de geração fotovoltaica

#### 4.3.1. Células fotovoltaicas

A conversão direta de radiação solar em eletricidade, ou tecnicamente conhecido efeito fotovoltaico, rege os sistemas de geração de energia elétrica por meio da fonte solar. Esse fenômeno ocorre em estruturas compostas por materiais semicondutores com propriedades específicas oriundas dos processos de dopagem (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Ainda segundo os autores, as células fotovoltaicas são dispostas, geralmente, em duas camadas de materiais semicondutores, onde uma delas possui deficiência de elétrons (camada P) enquanto a outra possui excesso dessas partículas (camada N). Quando as células são expostas à luz do sol, há formação de uma diferença de potencial nos terminais dessas estruturas e, caso haja um circuito

fechado acoplado a esses termas, uma corrente elétrica é produzida. A Figura 12 descreve o sistema de geração de eletricidade em uma célula solar.

Figura 12 - Geração de eletricidade em uma célula solar.



Fonte: FONTES (2019) – Blog BlueSol.

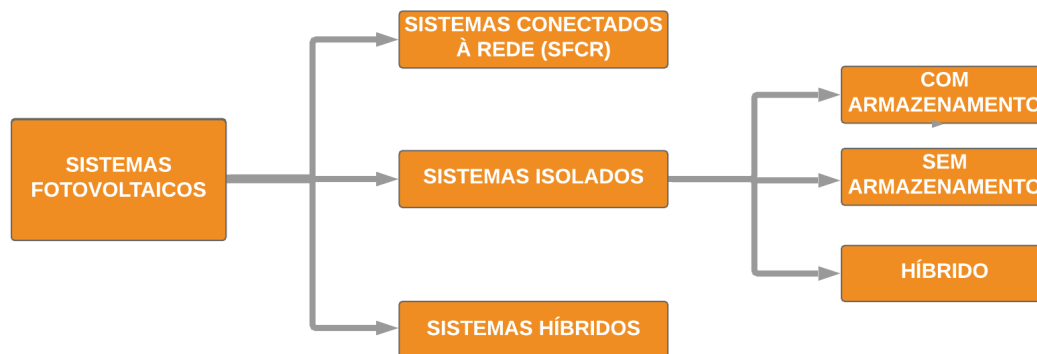
As células fotovoltaicas constituem a base dos painéis solares, sendo, na sua grande maioria, fabricadas usando o silício (Si). Essas estruturas podem ser constituídas por cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo, diferenciando-se no seu processo de fabricação. Enquanto a estrutura monocristalina é composta apenas por um monocristal de silício, a policristalina, como o próprio nome já diz, tem, em sua formação, vários cristais, o que gera maiores perdas por recombinação e torna as células de silício monocristalino levemente mais eficientes. Já o silício amorfo não possui estrutura cristalina, sendo constituído por uma rede irregular de átomos menos eficiente que ambas as estruturas de silício cristalizado.

O aprimoramento das técnicas de produção, a fabricação em larga escala e a diminuição do preço do silício, tornaram as células de silício cristalizado campeãs de mercado, sendo assim, as mais utilizadas para sistemas fotovoltaicos (FONTES, 2019).

#### 4.3.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Devido as diferenças técnicas, os sistemas fotovoltaicos dividem-se em três grandes grupos: sistemas *on grid* (conectados à rede ou *grid-tie*), sistemas *off-grid* (desconectados da rede ou isolados) e sistemas híbridos, sistemas esses que apresentam características de ambos os sistemas *on grid* e *off grid*. A Figura 13 apresenta um diagrama de classificação dos sistemas fotovoltaicos de acordo com suas especificações técnicas.

Figura 13 - Tipos de sistemas solares fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

#### 4.3.2.1. Sistemas conectados à rede (*on grid*)

De acordo com di Souza (2017), na configuração *on grid*, os sistemas fotovoltaicos permanecem conectados à rede de energia elétrica da distribuidora, concessionária ou permissionária local de energia, onde o gerador fotovoltaico opera em paralelo com a rede de distribuição. Essa configuração de sistema torna possível que a unidade consumidora (UC) em que o sistema está instalado se torne também uma unidade geradora, surgindo assim a figura do produtor consumidor (prossumidor).

Ainda segundo di Souza (2017), um SFCR conectado à rede é composto, basicamente, por dois grupos de componentes: os componentes principais, compostos pelos módulos fotovoltaicos e pelos inversores interativos; e os componentes de integração, compostos pelas estruturas de fixação dos painéis solares e os componentes elétricos de proteção.

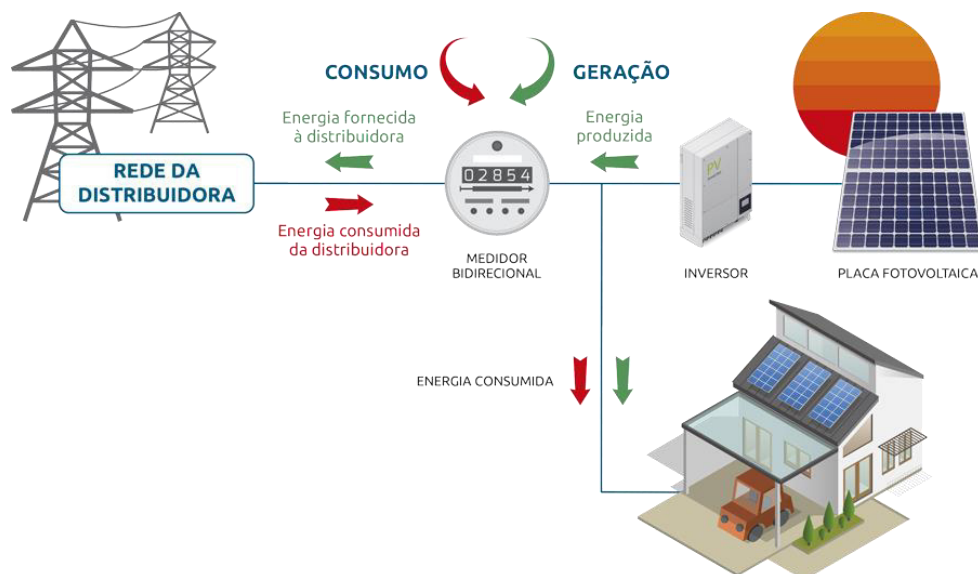
Os inversores interativos recebem a energia gerada pelas placas solares, em corrente contínua (CC), e a transforma em energia elétrica de corrente alternada (CA) adequada aos padrões da rede elétrica na qual o SFCR está conectado. Eles leem constantemente os padrões de geração e entrega da energia, atuando quando quaisquer um dos lados apresentar funcionamento anômalo. Além disso, os inversores também possuem um sistema de rastreamento de máxima potência, conhecido como *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*, que adequa a produção de energia dos módulos fotovoltaicos para que se otimize a geração. Quando há situações de queda de tensão CA, o inversor possui um sistema de desligamento

automático chamado de “anti-ilhamento”, evitando assim pôr em risco a vida dos responsáveis pela manutenção da rede elétrica. (FONTES, 2019).

O conjunto de componentes para proteção dos módulos contra surtos de redes e demais danos elétricos, bem como os dispositivos de seccionamento e manobra do sistema compõem as *stringboxes* (ou caixas de junção). As estruturas de fixação dos módulos fotovoltaicos, para os diferentes tipos de telhado, são, geralmente, compostas por trilhos, ganchos, parafusos e demais componentes, variando conforme o tipo de telhado. Caso um SFCR seja instalado ao nível do solo ou laje plana, deve-se utilizar suportes adequados para fixação e regulação dos módulos (FONTES, 2019).

Em sistemas *on grid*, quando a geração de energia fotovoltaica for maior que o consumo local, o excedente de energia é injetado na rede da distribuidora na forma de créditos de energia, créditos esses que poderão ser acessados ao final do ciclo de faturamento para compensar a energia utilizada da rede em momentos em que a geração fotovoltaica não supre toda a demanda da carga. Já quando o consumo local for maior que a geração fotovoltaica, parte da energia será provinda do gerador em questão e a outra parcela virá da rede pública. Dessa forma, o consumidor pagará apenas a diferença do que foi consumido e gerado, respeitando as tarifas relacionadas à taxa de disponibilidade de cada UC. Para ser possível mensurar a energia injetada e consumida da rede pública, utiliza-se um medidor de energia bidirecional que contabiliza o fluxo de energia em ambos os sentidos, conforme mostrado na Figura 14.

Figura 14 - Esquema simplificado de um sistema *on grid*.



Fonte: Inovacare Solar (2019).

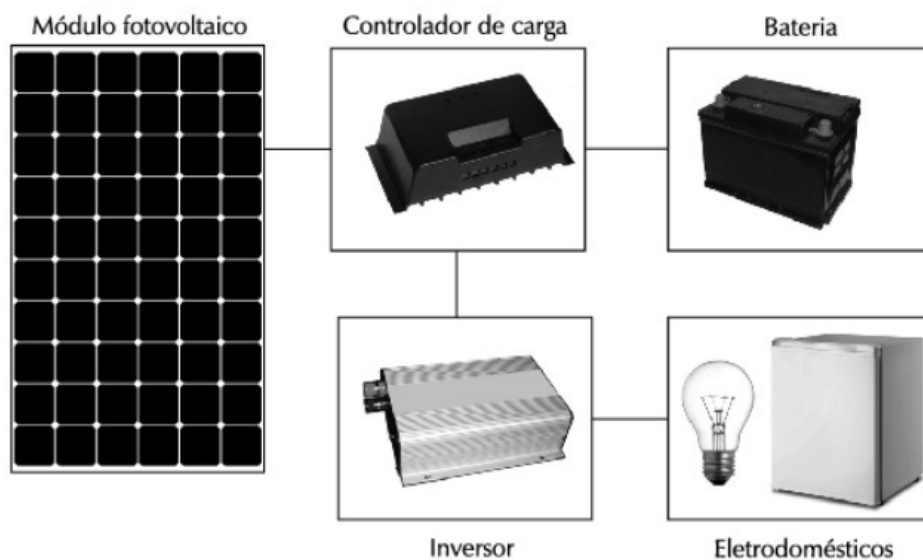


#### 4.3.2.2. Sistemas isolados (*off grid*)

Os sistemas fotovoltaicos *off grid*, conforme mostrados na Figura 15, são aqueles que não são conectados diretamente à rede de distribuição da concessionária de energia local, por isso também chamados de sistemas isolados. Os sistemas autônomos são, primordialmente, compostos de um ou mais módulos fotovoltaicos, um controlador de carga, um banco de armazenamento (baterias) e, caso o sistema seja projetado para alimentar cargas em corrente alternada (CA), se faz necessário o uso de um inversor de corrente, equipamento que converte corrente contínua (CC) em alternada para alimentação de equipamentos em CA (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Ainda segundo os autores, há também a possibilidade de projetar sistemas *off grid* sem a presença de banco de baterias, porém sua utilização ficaria sujeita à intermitência da radiação solar ao longo do dia. Um outro tipo de configuração possível para sistemas autônomos é a híbrida, onde uma outra fonte de geração de energia elétrica, como por exemplo gerador a diesel, é acoplada em paralelo com a geração fotovoltaica, garantindo assim maior autonomia ao sistema.

Figura 15 - Esquema básico de um sistema *off grid*.



Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

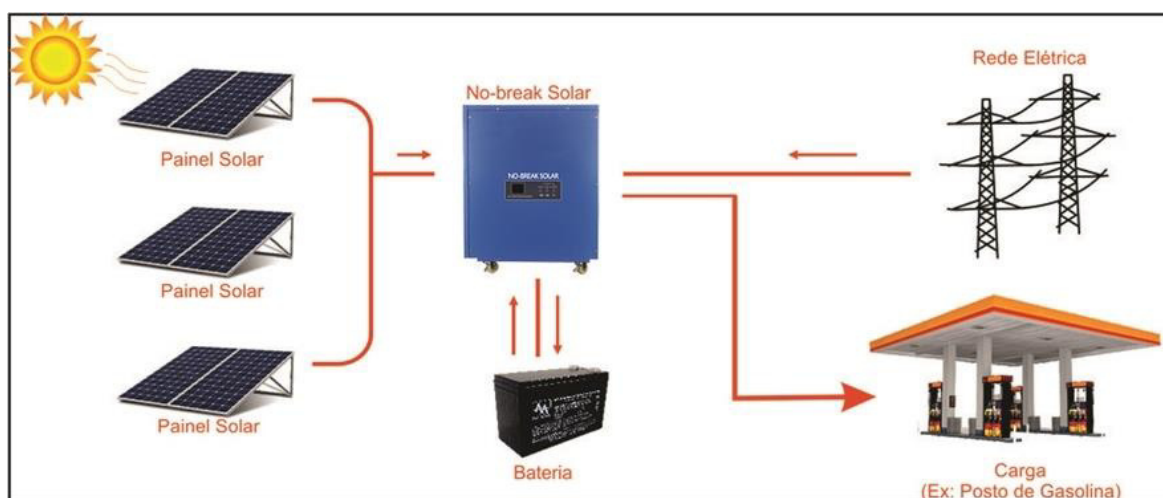
#### 4.3.2.3. Sistemas híbridos (*on grid* e *off grid*)

De acordo com Santa Rosa (2017), os sistemas híbridos combinam ambas as tecnologias de sistemas conectados à rede e isolados, aproveitando assim a praticidade da injeção na rede de distribuição da concessionária de energia local em conjunto com o armazenamento de energia em banco de baterias. Esse tipo de configuração, além da economia na conta de luz, proporciona autonomia e confiabilidade para alimentação de cargas prioritárias em períodos de falta de energia proveniente da distribuidora. Essa autonomia varia conforme banco de bateria empregado ou fonte de energia secundária utilizada para backup.

Ainda segundo Santa Rosa (2017), a composição e instalação de sistemas de geração fotovoltaica híbridos pode variar de acordo com o seu tipo, mas, de forma geral, eles possuem um sistema de armazenamento com bancos de baterias, com exceção de alguns modelos que utilizam geradores secundários ou até mesmo inversores semi-híbridos. Os sistemas solares híbridos podem ser de dois tipos: *Bi-modal* e *All in One*.

Os sistemas híbridos *bi-modais*, conforme mostrado na Figura 16, apresentam funcionamento semelhante ao de um sistema autônomo, diferenciando por conta do tipo de inversor aplicado, no caso, o inversor *bi-modal* ou *nobreak* solar, e pelo modo de operação. Quando a energia dos painéis for insuficiente para alimentar a carga, o restante da energia será fornecido pelas baterias ou pela rede. Nessa configuração, o sistema não injeta a energia excedente gerada pelo SFCR na rede elétrica concessionária, não necessitando de homologação para implantação perante a distribuidora local de energia.

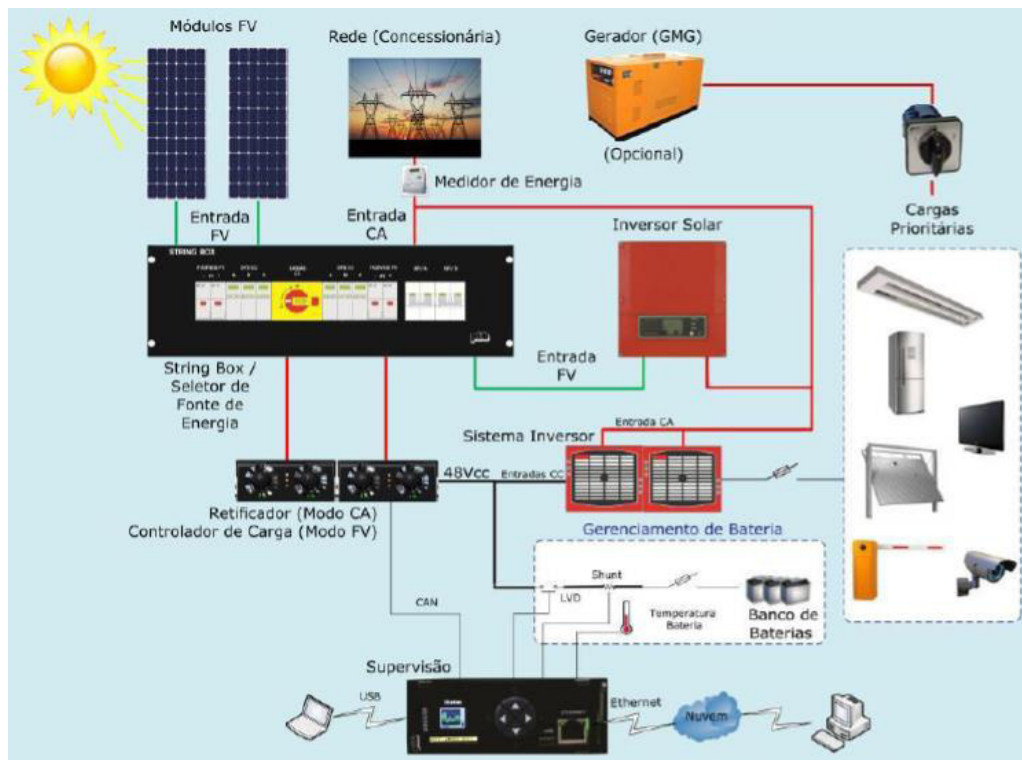
Figura 16 - Gerador fotovoltaico híbrido *bi-modal*.



Fonte: SANTA ROSA (2017) – Blog CSR Energia Solar.

Já sistemas *All in One*, conforme mostrado na Figura 17, contam com um inversor interativo e outro autônomo, além de um sistema de banco de baterias. Atualmente, há modelos com ambos os inversores de forma integrada, contando ainda com retificadores, controladores de carga e outros equipamentos que dependem das necessidades do consumidor. É o tipo de sistema mais indicado para alimentação de cargas prioritárias e equipamentos que devem funcionar de forma ininterrupta (SANTA ROSA, 2017).

Figura 17 - Gerador fotovoltaico híbrido modular *All in One*.



Fonte: PHB Solar - Catálogo Gerador Híbrido (2019).

De acordo com o site Energy Informative (2012), em caso de interrupção do fornecimento de energia pela rede local, um sistema híbrido é capaz de acessar à energia armazenada no banco de baterias de forma automática, mantendo assim o fornecimento de energia elétrica por um certo período. Além disso, em dias de baixíssima incidência de radiação, o banco de baterias também poderá ser acessado para complementar energia que chega na unidade consumidora direto da rede local, gerando assim uma porcentagem de economia mesmo em períodos desfavoráveis.

#### 4.4. Aspectos normativos de geração distribuída

A REN 482 (2012) foi o marco regulatório que permitiu aos consumidores a realização da troca de energia gerada com a rede elétrica, recebendo assim, em retorno, créditos de energia a serem compensados nas faturas da(s) unidade(s) consumidora(s). Em resumo, essa resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, estabelece o sistema de compensação de energia elétrica, dentre outras providências.

Segundo texto dado pela REN 687 (2015), que atualiza a REN 482 (2012), entende-se microgeração e minigeração como sendo: Microgeração – Sistema gerador de energia elétrica com potência instalada inferior ou igual a 75 kW e que utilize fontes renováveis (hidráulica, Solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada); e Minigeração – Sistema gerador de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para fonte hídrica, e menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis citadas anteriormente.

Ainda segundo à normativa, entende-se como sistema de compensação de energia elétrica:

Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda (REN 687, 2015, p.01).

Ainda, a REN 687 (2015) trouxe atualizações importantes para a estrutura normativa dos sistemas de microgeração e minigeração distribuída. Dentre as mais importantes, destacam-se a definição de três novas modalidades de enquadramento: Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC); Geração Compartilhada e Autoconsumo Remoto. Entende-se EMUC como:

Caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em

propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento. (REN 687, 2015, p.02).

#### Entende-se Geração Compartilhada como:

Reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada. (REN 687, 2015, p.02).

#### Entende-se Autoconsumo Remoto como um sistema:

Caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. (REN 687, 2015, p.02).

Segundo a REN 414 (2010), há uma diferenciação no dimensionamento da potência instalada das centrais geradoras em alta tensão (grupo A) e baixa tensão (grupo B), tendo como único parâmetro limitante a potência disponibilizada pela concessionária local à respectiva unidade consumidora. Definiu-se para os consumidores do grupo A (alta tensão), unidades atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV(quilovolt) ou por sistema subterrâneo de distribuição, que a potência total da central geradora fica limitada à demanda contratada presente na conta de energia elétrica da unidade consumidora. Caso os consumidores em alta tensão que desejem instalar uma central de geração distribuída com potência superior à definida anteriormente, eles terão a possibilidade de solicitar aumento da demanda contratada (REN 482, 2012).

Conforme a REN 414 (2010), consumidores do grupo B, unidades atendidas por tensão inferior a 2,3 kV e caracterizado pela tarifa monômnia (aplicável apenas ao consumo), podem estimar a potência máxima instalada do sistema gerador multiplicando-se o valor da capacidade de corrente do disjuntor geral pela tensão nominal, disponíveis no ramal de entrada da unidade. Caso os consumidores necessitem de potência instalada de geração distribuída superior à disponibilizada à unidade, basta que solicitem o aumento da potência disponibilizada pela concessionária de energia elétrica (REN 482, 2012).

Vale ressaltar, ainda segundo as normas de GD, que os créditos injetados na rede da distribuidora local possuem validade de 60 meses contados a partir do mês de faturamento em

que foram registrados na unidade geradora. Também é importante destacar que, além das resoluções normativas da ANEEL, é imprescindível conhecer as normas técnicas de outros órgãos responsáveis por regulamentar o segmento, a fim de se executar todos os procedimentos corretamente.

Por fim, os prazos que as distribuidoras deverão atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos estão listados nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), que tem o objetivo de descrever os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica ao sistema de distribuição. O documento encontra-se na sétima revisão, em vigor a partir do dia 01/06/2017 (ANEEL, 2017).

## **5. DIMENSIONAMENTO DE UM SFCR**

### **5.1. Bases para o dimensionamento**

De acordo com as orientações técnicas fornecidas pela empresa Energo Engenharia e Consultoria em Energias LTDA, o dimensionamento de um SFCR pode ser determinado, primordialmente, com base em três pilares: análise do perfil de consumo e demanda de energia elétrica da unidade consumidora (UC); análise de disponibilidade solar do local; e, por fim, análise de viabilidade técnica da estrutura. Concluindo todos os estudos mencionados acima, os projetistas possuem informações suficientes para dimensionar, com precisão, um SFCR seguro e que atenda com maestria às necessidades específicas de cada cliente.

#### **5.1.1. Análise do perfil de consumo e demanda da unidade consumidora**

O objetivo principal desta análise é traçar o perfil de consumo e demanda de energia elétrica da UC em que se deseja instalar um SFCR, fator importante para que se possa elaborar uma análise técnica e financeira condizente com a realidade de cada cliente. Além disso, profissionais do setor acreditam que a elaboração de diagramas comparativos entre os percentuais de consumo e geração torna o objetivo central do projeto técnico mais perceptível aos olhos dos clientes, podendo eles enxergar a dimensão da economia que terão com a implementação do sistema.

O ponto de partida é verificar o perfil de consumo e demanda mensal da UC em que se deseja implantar um SFCR ao longo de um período de faturamento de 1 ano. Essas informações estão disponíveis nas contas de energia elétrica emitidas mensalmente pela distribuidora local. O período de um ano é escolhido para seja possível traçar o perfil médio ao longo dos 12 meses e estipular o quanto de energia elétrica o sistema teria que gerar para compensá-lo. A compensação média é estipulada para que mesmo com a sazonalidade da produção durante o ano por conta da quadra chuvosa, os valores de energia consumida e gerada se equiparem ao longo de um ano de produção.

Uma conta de energia possui bastante conteúdo em sua estrutura, muitos deles desconhecidas pelos próprios consumidores. Algumas das informações mais importantes que se deve levar em consideração na hora de elaborar um dimensionamento de SFCR são:

- N° DO CLIENTE: número de identificação da distribuidora, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor;
- DADOS DO CLIENTE: Destinatário – dados do endereço de entrega da fatura. Titular – dados da unidade consumidora (endereço da subestação) e dados do titular (razão social e CNPJ);
- MODALIDADE TARIFÁRIA: modelo de tarifação distinguido pelo nível de tensão de fornecimento, contratado de acordo com a carga da sua unidade;
- CLASSIFICAÇÃO: classe e atividade econômica;
- GRANDEZAS MEDIDAS: são as grandezas registradas na medição para composição da fatura no período de fornecimento;
- PERÍODO DA FATURAMENTO: período de medição de energia necessário para a emissão de uma fatura. Varia de 27 a 33 dias normalmente;
- Consumo de Energia Elétrica: energia medida em um período de faturamento (kWh);
- HISTÓRICO DE CONSUMO: valores de demanda e consumo total ativo faturados nos horários ponta e fora ponta nos últimos 13 meses.

Para clientes que já integram o sistema de compensação de energia e que possuem SFCR em pleno funcionamento, há uma aba adicional na fatura e energia elétrica com o nome “CRÉDITO DE ENERGIA”, onde são fornecidas informações sobre os créditos disponíveis (kWh) para utilização dos clientes.

Caso a UC seja uma ligação nova ou uma unidade que não detenha 12 meses completos de faturamento, é aconselhado que se realize um levantamento detalhado das cargas

em complemento à análise dos dados de faturamento. Assim é possível traçar um perfil de utilização de cada aparelho ao longo dos dias e estimar o consumo médio de forma mais assertiva.

### **5.1.2. Análise da disponibilidade solar do local**

O objetivo principal desta análise é identificar a quantidade média de radiação solar incidente na região onde se planeja instalar um SFCR e, a partir disso, determinar as potências e quantidades de módulos fotovoltaicos e inversor(es) necessários.

Como fonte de dados de disponibilidade solar, as empresas utilizam diversos bancos de dados de radiação. Como exemplo tem-se a ferramenta *SunData*, programa desenvolvido CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito) em 1995 destinado ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional. Basta digitar as coordenadas geográficas do local que o programa automaticamente fornece os dados de irradiação solar para, no mínimo, 3 localidades disponíveis próximas ao ponto de interesse. São fornecidos os valores de irradiação solar (em kWh/m<sup>2</sup>.dia) nos planos horizontal e inclinado.

Atualmente o *SunData* está na versão 3.0, atualizada em 2018. Ele utiliza o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição, estudo produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) (INPE, 2017). Segundo o próprio CRESESB, esse estudo é o que se tem de mais moderno em informações de irradiação solar no Brasil. Vale lembrar que as informações apresentadas nesses bancos de dados são apenas indicativas e possuem as limitações dos modelos utilizados. Para avaliações mais precisas recomenda-se a medição da irradiação no local de interesse. A Figura 18 apresenta a interface de acesso ao *SunData 3.0*.

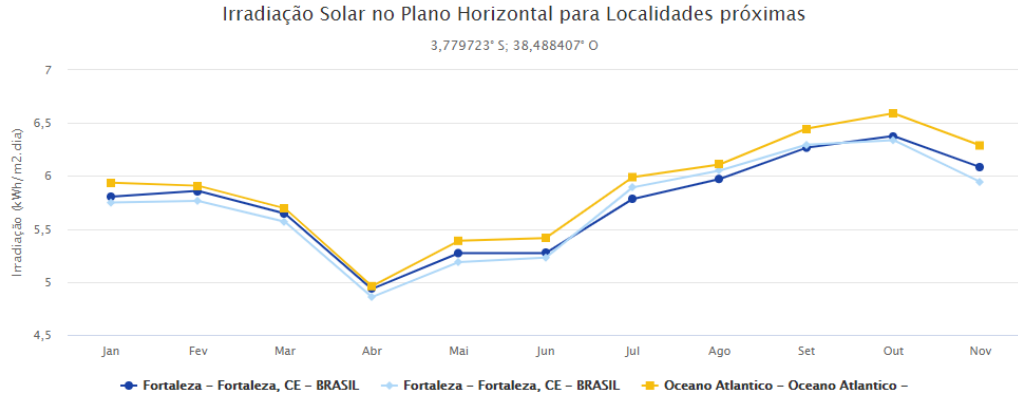


Figura 18 - Acesso ao *SunData 3.0*.

**Localidades próximas**

Latitude: 3,779723° S  
Longitude: 38,488407° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta			
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set			Out	Nov	Dez
✓	Fortaleza	Fortaleza	CE	BRASIL	3,801° S	38,449° O	5,0	5,80	5,86	5,65	4,93	5,27	5,27	5,45	5,78	5,97	6,27	6,38	6,08	5,73	1,44
✓	Fortaleza	Fortaleza	CE	BRASIL	3,801° S	38,549° O	7,1	5,75	5,77	5,57	4,86	5,19	5,23	5,45	5,89	6,05	6,30	6,34	5,94	5,69	1,48
✓	Oceano Atlantico	Oceano Atlantico			3,701° S	38,449° O	9,8	5,94	5,91	5,69	4,96	5,39	5,42	5,65	5,99	6,11	6,45	6,59	6,29	5,86	1,63



Fonte: CRESESB (2019).

### 5.1.3. Estudo de viabilidade técnica da estrutura

O objetivo principal desta análise é traçar o perfil técnico e estrutural da unidade onde se deseja instalar um SFCR, conhecendo assim as características construtivas (civis e elétricas) da unidade consumidora, bem como os fatores externos que possam prejudicar a instalação e o desempenho do sistema. Esse perfil é traçado por meio da realização de visita técnica ao possível local de instalação, onde um projetista especializado deve identificar uma série de informações técnicas, tais como:

- Possíveis sombreamentos ou efeito de sombra no local;
- O tipo de estrutura de fixação a ser utilizada;
- Área útil para instalação;
- A orientação e a inclinação das infraestruturas disponíveis à colocação do sistema;
- As características civis e elétricas do local de instalação;
- Localização do quadro geral e do medidor de energia;
- Existência área disponível par alocação segura dos inversores e outros equipamentos.

É de extrema importância que os interessados em instalar sistemas fotovoltaicos em seus estabelecimentos contratem empresas e/ou profissionais especializados na elaboração de laudos estruturais para atestar a capacidade das estruturas existentes em receber toda a

densidade de carga dos sistemas. Caso as estruturas não sejam adequadas ou existam quaisquer fatores externos que impeçam instalação do SFCR nos respectivos locais, os responsáveis devem solicitar o devido reforço estrutural ou disponibilizar outros possíveis locais para instalação dos sistemas.

## 5.2. Cálculo do gerador fotovoltaico

Conforme descrito no item 4.4. deste estudo, por norma, a potência de micro e minigeração distribuída possível de se instalar em uma UC está limitada à potência disponibilizada pela distribuidora local à unidade consumidora. Entretanto, como a norma não deixa claro qual limite de potência do sistema fotovoltaico devemos considerar, potência pico de painéis ou potência máxima de saída do(s) inversor(es), considera-se, para efeitos de projeto, que o valor limitante é o menor valor entre as duas potências.

### 5.2.1. Energia de compensação

Com base nos três pilares abordados acima, é possível dimensionar um SFCR que atenda às necessidades de cada cliente. O ponto de partida é estimar o consumo médio mensal de energia elétrica, dado em quilowatt-hora por mês (kWh/mês), com base na análise de faturamento e/ou levantamento de cargas da unidade. Posteriormente, é preciso determinar com base nas coordenadas geográficas do possível local de implementação do SFCR, os dados de disponibilidade solar que são fornecidos em watt-hora por metro quadrado por dia (Wh/m<sup>2</sup>.dia) ou em quilowatt-hora por metro quadrado por dia (kWh/m<sup>2</sup>.dia). De posse dessas informações, a energia média mensal a ser compensada pelo sistema fotovoltaico em BT ( $E_{COMP}$ ), pode ser calculada com base na equação (1).

$$E_{COMP} = E_{Cmen} - E_{Cmín} \quad (1)$$

Onde:

$E_{Cmen}$  = energia média mensal consumida pela unidade consumidora em kWh, obtida pela média aritmética dos valores faturados de consumo dentro de um período doze meses. Caso os dados de faturamento não sejam significativos ou incompletos, faz-se necessário a realização de um levantamento de carga e consumo da UC.

$E_{c_{\min}}$  = energia de custo mínimo, em kWh, devida à distribuidora local por conta da utilização do sistema de distribuição. Esse valor é cobrado como referência de custo de disponibilidade (CD) ou taxa mínima.

Segundo a REN 414 (2010), o CD, em moeda corrente, equivale à multiplicação do valor de consumo de 30 kWh/mês para ligação tipo monofásica ou bifásica a dois condutores; 50 kWh/mês para ligação tipo bifásica a três condutores e 100 kWh/mês para ligação tipo trifásica, pela tarifa de energia vigente no mês de faturamento considerado. Com base nas diretrizes normativas de geração distribuída, mesmo que um cliente viabilize um SFCR que abata totalmente o consumo de sua(s) unidade(s), ele pagará à distribuidora local um valor referente aos custos de disponibilidade acima descritos.

Vale ressaltar que o cálculo da energia de compensação por meio da relação (1) não deve ser executado para unidades geradoras que fazem parte de empreendimentos de autoconsumo remoto ou geração compartilhada. Segundo a REN 687 (2015), para essas duas modalidades, primeiro é abatido o consumo faturado da UC em que se gera a energia e só depois o excedente de créditos é encaminhado à(s) UC(s) beneficiárias cadastradas. Diante disso, caso o cálculo expresso na relação (1) fosse executado para as unidades geradores, haveria uma defasagem de excedente de créditos equivalente ao custo de disponibilidade delas.

### **5.2.2. Potências do gerador fotovoltaico**

Para caracterizar um SFCR, precisamos de dois descritivos de potência: a potência pico do sistema, em quilowatts-pico (kWp), que corresponde a potência total de módulos solares do sistema, e a potência nominal de saída do(s) inversor(es), em quilowatts (kW) ou quilovolt-ampères (kVA), que será utilizada para alimentação das cargas em CA e/ou injeção na rede da distribuidora local.

A razão entre potência nominal de inversor e potência pico do arranjo fotovoltaico que compõem o gerador é comumente chamada Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). Segundo Zilles et al. (2012), para otimização do FDI dois fatores importantes devem ser levados em consideração: o aumento de geração do sistema pelo aumento da potência do arranjo fotovoltaico; e, como possível consequência deste aumento, a possibilidade de subdimensionamento excessivo do inversor. Este último fator, ainda segundo o autor, pode resultar em redução de vida útil do equipamento de conversão de corrente CC em CA, por conta da operação prolongada a elevados níveis de temperatura.

Conforme o Clean Energy Council (2013), para o design eficiente de um SFCR, a potência de saída de um inversor não deve ser menor que 75% da potência nominal do arranjo fotovoltaico conectado a ele, assim como a potência pico do arranjo não deve superar o limite máximo de potência permitido nos ramais de entrada do inversor. Diante disso, e conforme diretrizes da empresa Energo, a faixa ótima FDI que se deve utilizar para dimensionamento de SFCR está entre 0,8 e 1,0.

Para se calcular a potência preliminar de um SFCR necessária para atendimento de consumo de uma determinada UC, utilizam-se as equações (2) e (3).

$$E_{Cdia} = E_{Cmen} / 30 \quad (2)$$

$$P_{SFCR} = E_{Cdia} / DISP_{SOLAR} \quad (3)$$

Onde:

$E_{Cdia}$  = energia de compensação na base diária em kWh/dia.

$E_{Cmen}$  = energia de compensação mensal em kWh/mês.

$DISP_{SOLAR}$  = disponibilidade solar do possível local da instalação em kWh/m<sup>2</sup>.dia.

$P_{SFCR}$  = potência preliminar do SFCR em kW.

Por conta das perdas elétricas, consideradas desde a geração de energia nos módulos fotovoltaicos até sua entrega à rede local, a produção efetiva de energia de um micro ou minigerador fotovoltaico não corresponde ao valor de sua capacidade máxima de produção. Segundo estimativas da empresa Energo, a proporção de perdas elétricas totais de sistemas fotovoltaicos comerciais gira em torno de 20%. Ainda segundo a empresa Energo, a maior parte dessas perdas ocorrem por conta dos efeitos de temperatura. Diante dessas premissas, para se calcular a potência nominal do gerador fotovoltaico corrigida por um fator de perdas estipulado, utiliza-se a equação (4).

$$P_{COR} = P_{SFCR} / (1 - F_{PER}) \quad (4)$$

Onde:

$P_{COR}$  = potência corrigida do SFCR em kW.

$P_{SFCR}$  = potência preliminar do SFCR em kW.

$F_{PER}$  = fator de perdas totais considerado para o dimensionamento.

### 5.2.3. Cálculo do número de módulos fotovoltaicos

Após determinação da potência corrigida do gerador fotovoltaico, calcula-se a quantidade preliminar de módulos necessários para atendimento do projeto através da equação (5).

$$N_{Mprel} = P_{COR} / P_{Nmód} \quad (5)$$

Onde:

$N_{Mprel}$  = número preliminar de módulos fotovoltaicos.

$P_{COR}$  = potência corrigida do SFCR em kW.

$P_{Nmód}$  = potência nominal do módulo fotovoltaico em watts-pico (Wp).

### 5.2.4. Estruturação de módulos em série e em paralelo

Os inversores interativos apresentam limites máximos de tensão, corrente e potência permissíveis em seus terminais de entrada. Dessa forma, a quantidade máxima de módulos fotovoltaicos que pode ser conectada a um inversor pode ser calculada pela equação (6).

$$N_{Mmáx} = P_{CCmáx} / P_{Nmód} \quad (6)$$

Onde:

$N_{Mmáx}$  = número máximo de módulos fotovoltaicos por inversor.

$P_{CCmáx}$  = potência máxima, em kW, permitida nos ramais de entrada do inversor.

$P_{Nmód}$  = potência nominal do módulo fotovoltaico em watts-pico (Wp).

A associação dos módulos fotovoltaicos em série proporciona o aumento da tensão média do arranjo. De acordo com as tensões mínimas ( $V_{CCmin}$ ) e máximas ( $V_{CCmáx}$ ) permissíveis

nas entradas *MPPT* de cada inversor, pode-se estimar as quantidades mínima e máxima de painéis em série que podem ser alocados em cada arranjo por meio das equações (7) e (8).

$$N_{Mmín}^S = V_{CCmín} / V_{MPmód} \quad (7)$$

$$N_{Mmáx}^S = V_{CCmáx} / V_{OCmód} \quad (8)$$

Onde:

$N_{Mmín}^S$  = quantidade mínima de módulos em série por MPPT.

$N_{Mmáx}^S$  = quantidade máxima de módulos em série por MPPT.

$V_{MPmód}$  = tensão de operação em máxima potência dos módulos [V].

$V_{OCmód}$  = tensão de circuito aberto dos módulos [V].

A associação dos módulos fotovoltaicos em paralelo proporciona o aumento da corrente média do arranjo mantendo-se a tensão constante. De acordo com os dados de corrente máxima permissível nos *MPPTs* de cada inversor ( $I_{CCmáx}$ ), pode-se estimar a quantidade máxima de *strings* (ligação em série dos módulos fotovoltaicos) em paralelo que se pode alocar em cada *MPPT* por meio da equação (9).

$$N_{Smáx}^P = I_{CCmáx} / I_{SCmód} \quad (9)$$

Onde:

$N_{Smáx}^P$  = quantidade máxima de *strings* em paralelo por MPPT.

$I_{SCmód}$  = corrente de curto circuito dos módulos em amperes (A).

### 5.3. Dimensionamento dos componentes adicionais

O dimensionamento dos condutores é parte essencial de um projeto elétrico, devendo ser precedido de uma análise detalhada das condições de instalação e da carga a ser atendida. Condutores mal dimensionados, além de prejudicarem a operação dos sistemas elétricos, são um risco a integridade da instalação e das pessoas (MAMEDE FILHO, 2017).

### 5.3.1. Dimensionamento dos condutores CC

Para o dimensionamento dos condutores CC, são considerados três critérios de análise previstos na NBR 5410 (2008): critério da seção mínima; critério de ampacidade; e critério da máxima queda de tensão.

#### 5.3.1.1. Critério da seção mínima

De acordo com a NBR 5410 (2008), a seção dos condutores energizados em circuitos de corrente contínua não deve ser inferior aos valores apresentados na Tabela 47 da referida norma. Segundo esse critério, a seção mínima ( $S_{C1}$ ) dos condutores deve ser  $2,5\text{mm}^2$ .

#### 5.3.1.2. Critério de ampacidade

Para o dimensionamento dos condutores através desse critério é necessário conhecer a corrente de projeto de cada circuito a ser ligado na *stringbox*. Assim, a corrente máxima de cada *string* será a corrente máxima produzida por um módulo fotovoltaico, também conhecida como corrente de curto circuito ( $I_{SC\text{mód}}$ ). Esta corrente é fornecida no catálogo do fabricante dos módulos fotovoltaicos.

Define-se circuito de corrente contínua como sendo o conjunto de cabos unipolares, positivos e negativos, que fazem interligação das *strings* de painéis ao(s) inversor(es). Neste trabalho, os circuitos de corrente contínua serão instalados utilizando condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede. A quantidade de circuitos agrupáveis em um mesmo duto é determinada pelo número total de *strings* do sistema. Portanto, de acordo com a Tabela 33 da NBR 5410 (2008), os métodos de instalação e referência adotados neste trabalho são:

- Métodos de Instalação: 3
- Método de Referência: B1

Sabendo-se as correntes de projeto, deve-se aplicar, quando necessários, os fatores de correção de temperatura ( $F_{CT}$ ), resistividade do solo ( $F_{RS}$ ) e agrupamento ( $F_{AG}$ ) seguindo, respectivamente, as Tabelas 40, 41 e 42 da NBR 5410 (2008). Portanto, a partir desses critérios de correção, calcula-se, a partir da equação (10), uma corrente de projeto fictícia ( $I_{PFCC}$ ) usando os fatores de correção apresentados anteriormente.

$$I_{PFCC} = \frac{I_{SCmód}}{F_{CT} * F_{RS} * F_{AG}} = [A] \quad (10)$$

Conhecidos os métodos de instalação dos condutores, utiliza-se a Tabela 37 da NBR 5410 (2008) para encontrar o valor da seção nominal  $S_{C2}$  dos condutores, cuja corrente suportada seja imediatamente superior à calculada pela relação descrita acima. Para o condutor de proteção utiliza-se o critério de seção reduzida, conforme a Tabela 58 da NBR 5410 (2008). É importante ressaltar que o critério descrito é utilizado como base para a determinação das seções nominais dos condutores positivos e negativos dos circuitos.

### 5.3.1.3. Critério da máxima queda de tensão

O critério de máxima queda de tensão em um circuito terminal determinará se a seção escolhida pela capacidade de condução de corrente atende a um valor máximo estipulado. Para este estudo, considera-se uma queda máxima de 1% para os alimentadores entre os painéis fotovoltaicos e o inversor interativo, segundo a IEC 60364-7-712. Para se determinar a seção mínima dos cabos por intermédio deste método, utilizam-se os seguintes parâmetros:

$S_{C3}$  = Seção do condutor [ $\text{mm}^2$ ].

$L_{CC}$  = distância entre os módulos e a *stringbox* [m].

$I_{SCmód}$  = valor de corrente de curto circuitos dos módulos [A].

$\rho$  = condutibilidade do material condutor de cobre [ $(\Omega \cdot \text{mm}^2)/\text{m}$ ].

$\Delta V_{CC}$  = queda de tensão permitida, no trecho calculado [%].

$V_{SCC}$  = tensão em máxima potência por *string* [V].

Então, para calcular a seção mínima ( $S_{C3}$ ) dos cabos de cada circuito monofásico em corrente contínua, utiliza-se a equação (11).

$$S_{C3} = \frac{200 * \rho * L_{CC} * I_{SCmód}}{\Delta V_{CC} * V_{SCC}} \quad (11)$$

De posse das seções mínimas recomendadas de acordo com os critérios de seleção, deve-se escolher a maior seção ( $S_{Cm}$ ) dentre as três encontradas a partir dos critérios apresentados anteriormente por meio da relação (12).



$$S_{cm} = \text{máx} (S_{c1}, S_{c2}, S_{c3}) \quad (12)$$

### 5.3.2. Dimensionamento dos condutores CA (Pós-Inversor)

Para o dimensionamento dos condutores CA, assim como para o dimensionamento dos condutores CC, foram considerados três critérios de análise previstos na NBR 5410 (2008): critério da seção mínima; critério de ampacidade; e critério da máxima queda de tensão.

#### 5.3.2.1. Critério da seção mínima

De acordo com a NBR 5410 (2008), a seção dos condutores energizados em circuitos de corrente alternada não deve ser inferior aos valores apresentados na Tabela 47 da referida norma. Segundo esse critério, a seção mínima ( $S_{c1}$ ) dos condutores deve ser  $2,5\text{mm}^2$ .

#### 5.3.2.2. Critério da ampacidade

Para o dimensionamento dos condutores através desse critério, é necessário conhecer a corrente máxima da saída CA de cada inversor ( $I_{Pca}$ ). Esta corrente é fornecida no catálogo dos fabricantes. Considera-se circuitos de corrente alternada como sendo o conjunto de cabos unipolares de fase, neutro e terra, que interligam os inversores ao Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) da unidade consumidora.

Considera-se, neste trabalho, que os circuitos de corrente alternada serão instalados com condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede, e/ou em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria. A quantidade de circuitos agrupáveis em um mesmo duto é determinada pela quantidade total de inversores do sistema. Portanto, de acordo com a Tabela 33 da NBR 5410 (2008), os métodos de instalação e referência adotados neste trabalho são:

- Métodos de Instalação: 3 e/ou 7
- Método de Referência: B1

Sabendo-se as correntes de projeto, deve-se aplicar, quando necessários, os fatores de correção de temperatura ( $F_{CT}$ ), resistividade do solo ( $F_{RS}$ ) e agrupamento ( $F_{AG}$ ) seguindo, respectivamente, as Tabelas 40, 41 e 42 da NBR 5410 (2008). Portanto, a partir desses critérios de correção, calcula-se, a partir da equação (12), uma corrente de projeto fictícia ( $I_{PFca}$ ) usando os fatores de correção apresentados anteriormente.

$$I_{PFca} = \frac{I_{Pca}}{F_{CT} * F_{RS} * F_{AG}} = [A] \quad (13)$$

Conhecidos os métodos de instalação dos condutores, utiliza-se a Tabela 37 da NBR 5410 (2008) para encontrar o valor da seção nominal  $S_{C2}$  dos condutores, cuja corrente suportada seja imediatamente superior à calculada pela relação acima. Para o condutor de proteção utiliza-se o critério de seção reduzida, conforme a Tabela 58 da NBR 5410 (2008). É importante ressaltar que o critério descrito é utilizado como base para a determinação das seções nominais dos condutores de fase e neutro dos circuitos.

### 5.3.2.3. Critério da máxima queda de tensão

O critério de máxima queda de tensão em um circuito terminal determinará se a seção escolhida pela capacidade de condução de corrente atende a um valor máximo estipulado. Neste projeto, considera-se uma queda máxima de 1% para os alimentadores entre os painéis fotovoltaicos e o inversor interativo, segundo a IEC 60364-7-712. Para se determinar a seção mínima dos cabos, utilizam-se os seguintes parâmetros:

$S_{C3}$  = Seção do condutor [ $\text{mm}^2$ ].

$L_{CA}$  = distância entre o inversor e a QGBT [m].

$I_{Pca}$  = valor de corrente de saída do(s) inversor(es) [A].

$\rho$  = condutibilidade do material condutor de cobre [ $(\Omega \cdot \text{mm}^2)/\text{m}$ ].

$\Delta V_{CA}$  = queda de tensão permitida, no trecho calculado [%].

$V_{SCA}$  = tensão de saída do Inversor [V].

Então, para calcular a seção mínima ( $S_{C3}$ ) dos cabos de cada circuito trifásico em corrente alternada, utiliza-se a equação (14).

$$S_{C3} = \frac{100 * \sqrt[3]{\rho * L_{CA} * I_{Pca}}}{\Delta V_{CA} * V_{SCA}} \quad (14)$$

De posse das seções mínimas recomendadas de acordo com os critérios de seleção, deve-se escolher a maior seção ( $S_{Cm}$ ) dentre as três encontradas a partir dos critérios apresentados anteriormente. Para essa determinação, utiliza-se a relação (15).

$$S_{Cm} = \max (S_{C1}, S_{C2}, S_{C3}) \quad (15)$$

### 5.3.3. Dimensionamento eletrodutos

Segundo diretrizes de instalação fornecidas pela empresa Energo, os eletrodutos utilizados em instalações elétricas de SFCR são, geralmente, de aço galvanizado ou de PVC (Policloreto de Vinila) rígido. De acordo com Mamede Filho (2017), os dutos de PVC são, em geral, aplicados embutidos em paredes, pisos ou tetos. Já os eletrodutos galvanizados são, geralmente, utilizados em instalações aparentes ou embutidos, quando se necessita de uma proteção mecânica adequada para o circuito.

Para dimensionamento dos eletrodutos, considera-se os dados de área de seção dos cabos e área útil dos eletrodutos, conforme as Tabelas 6 e 7.

Tabela 6 - Área ocupada pelos cabos.

Área total (mm <sup>2</sup> )			Área total (mm <sup>2</sup> )				
Seção (mm <sup>2</sup> )	PVC		XLPE ou EPR	Seção (mm <sup>2</sup> )	PVC		XLPE ou EPR
	Isolado	Unipolar			Isolado	Unipolar	
<b>1,5</b>	7	23,7	23,7	70	130,7	188,7	188,7
<b>2,5</b>	10,7	28,2	28,2	95	179,7	246	246
<b>4</b>	14,5	36,3	36,3	120	213,8	289,5	289,5
<b>6</b>	18,8	41,8	41,8	150	268,8	359,6	359,6
<b>10</b>	27,3	50,2	50,2	185	336,5	444,8	444,8
<b>16</b>	37,4	63,6	63,6	240	430	559,9	559,9
<b>25</b>	56,7	91,6	91,6	300	530,9	683,5	683,5
<b>35</b>	72,3	113,1	113,1	400	692,8	881,4	881,4
<b>50</b>	103,8	151,7	151,7	500	870,9	1.092,70	1.092,70

Fonte: Mamede Filho (2017).

Tabela 7 - Área utilizável em eletrodutos rígidos de PVC do tipo rosqueado.

Rosca	Diâmetro externo	Espessura da parede		Área útil		2 cabos 31%		>3 cabos 40%	
		Classe A	Classe B	Classe A	Classe B	Classe A	Classe B	Classe A	Classe B
-	-	mm	mm	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>
<b>pol</b>	mm	mm	mm	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>
<b>1/2"</b>	21,1 ± 0,3	2,50	1,80	196	232	60	71	79	93
<b>3/4"</b>	26,2 ± 0,3	2,60	2,30	336	356	104	110	135	143
<b>1"</b>	33,2 ± 0,3	3,20	2,70	551	593	170	183	221	238
<b>1 1/4"</b>	42,2 ± 0,3	3,60	2,90	945	1023	282	317	378	410
<b>1 1/2"</b>	47,8 ± 0,4	4,00	3,00	1219	1346	377	417	488	539
<b>2"</b>	59,4 ± 0,4	4,60	3,10	1947	2189	603	678	779	876
<b>2 1/2"</b>	75,1 ± 0,4	5,50	3,80	3186	3536	987	1096	1275	1415
<b>3"</b>	88,0 ± 0,4	6,20	4,00	4441	4976	1396	1542	1777	1990
<b>4"</b>	114,3 ± 0,4	-	5,00	-	8478	-	2628	-	3391

Fonte: Mamede Filho (2017).

Ainda de acordo com Mamede Filho (2017), utilização de eletrodutos deve seguir alguns critérios específicos, tais como:

- Dentro de eletrodutos só devem ser instalados condutores isolados, cabos unipolares ou cabos multipolares, admitindo-se a utilização de condutor nu em eletroduto isolante exclusivo, quando tal condutor se destinar a aterramento;
- O diâmetro externo do eletroduto deve ser igual ou superior a 16 mm;
- Somente devem ser utilizados eletrodutos não propagantes de chama;
- A taxa máxima de ocupação em relação à área da seção transversal dos eletrodutos não deve ser superior a: 53 %, no caso de um único condutor ou cabo; 31 %, no caso de dois condutores ou cabos; 40 %, no caso de três ou mais condutores ou cabos;
- Não deve haver trechos contínuos (sem interposição de caixas de derivação ou aparelhos) retilíneos de tubulação maiores do que 15 m para linhas internas e de 30 m para áreas externas às edificações;
- Nos trechos com curvas, os espaçamentos anteriores devem ser reduzidos de 3 m para cada curva de 90°;
- Para facilitar a passagem dos condutores no interior dos eletrodutos, podem ser utilizados os guias de passagem e/ou talco e lubrificantes apropriados que não danifiquem a capa de proteção e/ou a isolação dos condutores.

### 5.3.3.1. Eletrodutos do ramo em corrente contínua

Para os circuitos de corrente contínua, os eletrodutos ( $Sel_{CC}$ ) são dimensionados conforme a área máxima ocupada pelos condutores, calculada pela equação (16).

$$Sel_{CC} = (NcP_{CC} * AcP_{CC}) + (NcN_{CC} * AcN_{CC}) + (NcPr_{CC} * AcPr_{CC}) = [mm^2] \quad (16)$$

Onde:

$NcP_{CC}$  = Número de condutores Positivos.

$NcN_{CC}$  = Número de condutores Negativos.

$NcPr_{CC}$  = Número de condutores de Proteção.

$AcP_{CC}$  = Área do condutor Positivo.

$AcN_{CC}$  = Área do condutor Negativo.

$AcPr_{CC}$  = Área do condutor de Proteção.

### 5.3.3.2. Eletrodutos do ramo em corrente alternada

Para os circuitos de corrente alternada, os eletrodutos ( $Sel_{CA}$ ) são dimensionados conforme a área máxima ocupada pelos condutores, calculada pela equação (17).

$$Sel_{CA} = (NcF_{CA} * AcF_{CA}) + (NcN_{CA} * AcN_{CA}) + (NcPr_{CA} * AcPr_{CA}) = [mm^2] \quad (17)$$

Onde:

$NcF_{CA}$  = Número de condutores de Fase.

$NcN_{CA}$  = Número de condutores de Neutro.

$NcPr_{CA}$  = Número de condutores de Proteção.

$AcF_{CA}$  = Área do condutor Positivo.

$AcN_{CA}$  = Área do condutor Negativo.

$AcPr_{CA}$  = Área do condutor de Proteção.

### 5.3.4. Proteção e coordenação do sistema

#### 5.3.4.1. Circuito de corrente contínua

##### 5.3.4.1.1. Fusíveis e seccionadoras-fusível

A fim de proteger o lado de corrente contínua contra sobrecorrentes, utilizam-se fusíveis na saída de cada *string*. Como a proteção deve ser feita para ambos os polos de cada circuito (positivo e negativo), adotam-se 2 fusíveis por *string*.

Os fusíveis selecionados devem ter uma capacidade de interrupção maior que a corrente de curto circuito dos módulos ( $I_{SCmód}$ ), além de suportar uma tensão de operação maior que a tensão de circuito aberto de uma *string* ( $V_{OCstr}$ ). Considera-se um fator de segurança de 50% para dimensionamento dos fusíveis.

Logo, os fusíveis selecionados devem ter capacidade de corrente ( $I_{FU}$ ) e de tensão ( $V_{FU}$ ) conforme as equações (18) e (19).

$$1,5 * I_{SCmód} < I_{FU} < 2,4 * I_{SCmód} \quad (18)$$

$$V_{FU} > V_{OCstr} \quad (19)$$

Para seccionamento dos fusíveis, utilizam-se chaves seccionadora-fusíveis bipolares. A chave seccionadora selecionada deve ter uma capacidade de interrupção maior ou igual a corrente especificada para os fusíveis ( $I_{FU}$ ), bem como suportar uma tensão de operação maior ou igual que a tensão máxima determinada para os fusíveis ( $V_{FU}$ ). Deve-se utilizar uma chave seccionadora-fusível bipolar por *string*.

Logo, as especificações das chaves seccionadoras-fusível podem ser obtidas pelas equações (20) e (21).

$$I_{SF} \geq I_{FU} \quad (20)$$

$$V_{SF} \geq V_{FU} \quad (21)$$

Onde:

$I_{SF}$  = capacidade de interrupção seccionadora-fusível [A].

$V_{SF}$  = tensão de operação seccionadora-fusível [V].

#### 5.3.4.1.2. Chave seccionadora sob carga CC

A fim de proteger o lado de corrente contínua contra sobrecargas, deve-se utilizar também chaves seccionadoras/interruptoras, que apresentam capacidade de seccionamento sob carga. A chave seccionadora CC deverá ter capacidade interrupção ( $I_{SI}$ ) superior à corrente de curto-circuito do arranjo ( $I_{SCarr}$ ), além de suportar uma tensão de operação maior que a tensão de circuito aberto de uma *string* ( $V_{OCstr}$ ). Utiliza-se um fator de segurança, no mínimo, 50% maior que a corrente  $I_{SCarr}$ . Utiliza-se uma chave seccionadora/interruptora para cada arranjo fotovoltaico que entra nos *MPPTs* dos inversores. Ver relações (22) e (23).

$$I_{SI} > 1,5 * I_{SCarr} \quad (22)$$

$$V_{SI} > V_{OCstr} \quad (23)$$

Onde:

$I_{SI}$  = capacidade de interrupção da seccionadora CC [A].

$V_{SI}$  = tensão de operação seccionadora CC [V].

#### 5.3.4.2. Circuito de corrente alternada

A fim de proteger o lado de corrente alternada do SFCR contra sobrecargas, utilizam-se disjuntores termomagnéticos nas saídas de cada inversor e na chegada dos circuitos ao Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) da unidade consumidora. É no QGBT onde será feita a entrega da energia gerada à rede elétrica local.

##### 5.3.4.2.1. Disjuntor de saída dos inversores

Para determinação do disjuntor de saída do(s) inversor(es), deve-se obedecer às condições da NBR 5410 (2008) conforme as equações (24) e (25).

$$I_{ND} > I_{OCA} \quad (24)$$

$$I_{ND} < I_{NCCA} \quad (25)$$

Onde:

$I_{OCA}$  = corrente nominal de saída do inversor [A].

$I_{NCCA}$  = corrente nominal do condutor [A].

$I_{ND}$  = corrente nominal do disjuntor [A].

#### 5.3.4.2.2. Disjuntor de chegada ao QGBT

Para determinação do(s) disjuntor(es) de chegada ao QGBT da unidade consumidora, deve-se obedecer às condições da NBR 5410 (2008) conforme as equações (26) e (27).

$$I_{ND} > I_{OCA} \quad (26)$$

$$I_{ND} < I_{NCCA} \quad (27)$$

Onde:

$I_{OCA}$  = corrente nominal de saída do inversor [A].

$I_{NCCA}$  = corrente nominal do condutor [A].

$I_{ND}$  = corrente nominal do disjuntor [A].

Vale ressaltar que a corrente nominal dos disjuntores de saída dos inversores e de chegada no QGBT devem ser menores ou iguais ao do disjuntor geral do sistema de medição da distribuidora. Essa característica assegura que a potência do SFCR está dentro do limite de carga estipulado na normativa de microgeração e minigeração distribuída.

#### 5.3.4.3. Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS)

De acordo com a NRB 5410 (2008), os DPS devem atender à IEC 61643-1 e serem selecionados com base nas seguintes características: nível de proteção, máxima tensão de operação contínua, suportabilidade a sobretensões temporárias, corrente nominal de descarga e/ou corrente de impulso e suportabilidade à corrente de curto-circuito.

Segundo a NBR IEC 61643-1, os DPS podem ser classificados em três tipos: classe I, II e III. A classe I é destinada a proteção contra surtos elétricos conduzidos, provenientes de descargas atmosféricas diretas, geralmente recomendados para locais com alta exposição e/ou que sejam dotados de SPDA – Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas. O DPS



classe II é destinado a proteção contra surtos elétricos ocasionados por descargas atmosféricas indiretas, ou seja, caem próximo à edificação ou as linhas de transmissão de energia. O DPS classe III é um dispositivo de proteção que deve ser utilizado próximo ao equipamento protegido, normalmente utilizado como complemento de proteção ou em locais com baixa exposição.

#### 5.3.4.3.1. DPS de corrente contínua

Os DPS CC devem conter capacidade de corrente de curto-circuito e tensão de operação adequadas para o projeto. De acordo com a TS-62257-7-1, a tensão mínima de operação contínua de uma *string* ( $V_{CCOPmín}$ ) pode ser calculada pela equação (28).

$$V_{CCOPmín} = 1,2 * N_{Mstr} * V_{OCmód} \quad (28)$$

Onde:

$V_{OCmód}$  = tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos utilizados.

$N_{Mstr}$  = número de módulos por *string*.

A corrente de descarga mínima aceitável para 8/20  $\mu$ s ( $I_{DCCmín}$ ), segundo a TS-62257-7-1, é 5 [kA].

Os DPS CC selecionados devem conter uma corrente máxima de descarga ( $I_{DPScc}$ ) maior que a corrente de descarga mínima aceitável para 8/20  $\mu$ s ( $I_{DCCmín}$ ). E ainda, devem possuir uma tensão de operação maior que a tensão mínima de operação contínua de uma *string* ( $V_{CCOPmín}$ ). Sendo assim, os DPS selecionados devem ter capacidade de interrupção ( $I_{DPScc}$ ) e tensão de operação ( $V_{DPScc}$ ) conforme (29) e (30).

$$I_{DPScc} > I_{DCCmín} \quad (29)$$

$$V_{DPScc} > V_{CCOPmín} \quad (30)$$

Para cada aplicação, indica-se utilizar um DPS classe I a no máximo 10 metros do ponto final de cada arranjo fotovoltaico, além de um DPS classe II na chegada ao quadro de proteção de corrente contínua (*stringbox*).

### 5.3.4.3.2. DPS de corrente alternada

Os DPS CA devem apresentar parâmetros de corrente nominal de descarga e tensão de operação contínua adequadas para o projeto. De acordo com a Tabela 49 da NBR 5410 (2008), a tensão mínima de operação contínua ( $V_{CAOPmín}$ ) em CA para esquemas de aterramento dos tipos TT (neutro diretamente aterrado e eletrodos de aterramento distintos), TN-C (funções de neutro e proteção exercidas pelo mesmo condutor) e TN-S (condutores neutro e proteção distintos e separados) pode ser calculada pela equação (31).

$$V_{CAOPmín} = 1,1 * V_0 \quad (31)$$

Onde:

$V_0$  = tensão entre os condutores de fase e neutro.

A tensão de impulso suportável caracteriza o nível de sobretensões transitórias que o isolamento de um produto é capaz de suportar, sem interrupções. De acordo com a Tabela 31 da NBR 5410 (2008), a suportabilidade a impulso mínima ( $V_{IMPmín}$ ) para equipamentos de utilização em sistemas trifásicos (220/380V) é de 2,5 [kV].

O valor mínimo da corrente nominal de descarga ( $I_{DCAmín}$ ), dado pela Tabela 49 da NBR 5410 (2008), é de 20 [kA] para sistemas trifásicos.

Os DPS CA selecionados devem conter uma corrente máxima de descarga ( $I_{DPSca}$ ) maior ou igual a corrente de descarga mínima aceitável para 8/20  $\mu$ s ( $I_{DCAmín}$ ). E ainda, devem possuir uma tensão de operação maior que a tensão mínima de operação contínua ( $V_{CAOPmín}$ ). Sendo assim, os DPS CA selecionados devem conter corrente nominal de descarga ( $I_{DPSca}$ ) e tensão de operação ( $V_{DPSca}$ ) conforme (32) e (33).

$$I_{DPSca} \geq I_{DCAmín} \quad (32)$$

$$V_{DPSca} > V_{CAOPmín} \quad (33)$$

Deve-se utilizar um DPS CA monopolar para cada condutor de fase e neutro que chegam dos inversores ao QGBT da instalação.

## 6. ESTUDO DE CASO

Este estudo de caso teve como fundamentação teórica artigos científicos, livros, catálogos, sites de empresas especializadas no setor fotovoltaico e *datasheets* dos equipamentos, além da relação de tarifas homologadas pela ANEEL e aplicadas diretamente pela distribuidora de energia local que atua no estado do Ceará.

A empresa Energo Engenharia e Consultoria em Energias LTDA foi consultada para obtenção de dados reais referente a preços de equipamentos, serviços e impostos aplicáveis às diversas atividades relacionadas à implementação de um SFCR. Além disso, com o intuito de enriquecer a estrutura deste estudo, a empresa Energo disponibilizou todo seu acervo técnico relativo à elaboração de projetos executivos e implementação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Primeiramente, foram coletados dados da unidade consumidora e dimensionados sistemas fotovoltaicos por meio de cálculos simplificados e otimizados. Posteriormente, foi executada uma simulação em *software* específico de energia solar para que se pudesse prever a produção do sistema já considerando suas perdas reais, tais como: perda por sombreamento, inclinação, temperatura e eficiência dos equipamentos.

A partir disso, foram determinadas a potência pico do sistema, quantidade e potência de inversor(es) e módulos fotovoltaicos. Também foram determinados os equipamentos de proteção elétrica, cabeamento e eletrodutos para os ramos de corrente contínua e corrente alternada. Realizou-se também uma projeção física da instalação por meio de um *software* de simulação arquitetônica, prevendo a alocação dos painéis na estrutura.

Por fim, também com o auxílio do corpo técnico da empresa Energo, foi realizada uma pesquisa de mercado para que se pudesse prever os custos em real perspectiva. Por meio de um cálculo financeiro de *payback* simples, foi possível determinar o tempo de retorno de investimento no projeto ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema, já prevendo aumentos percentuais nas tarifas de energia da distribuidora local.

### 6.1. Descrição do empreendimento

A microcervejaria artesanal que fundamentou este estudo de caso é a 5 Elementos Cervejaria Artesanal, apresentada na Figura 19. Fundada no ano de 2016, a 5 Elementos carrega o posto de primeira Cervejaria Artesanal do Ceará, tendo como base de composição do seu nome os cinco principais ingredientes do universo cervejeiro: água, malte, lúpulo, levedura e a

mente cervejeira. Hoje, a 5 Elementos já é referência nacional em cervejas tipo *Stout* (escuras, densas e com alto teor alcoólico), com rótulos constantemente premiados e muito bem avaliados Brasil afora.

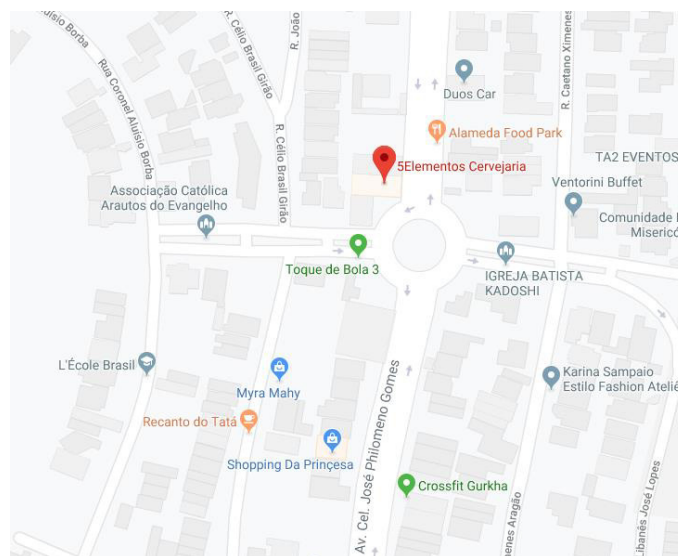
Figura 19 – Unidade fabril da cervejaria 5 Elementos.



Fonte: Google (2019).

O empreendimento está localizado na Av. Coronel Philomeno Gomes, 1152, no Bairro Luciano Cavalcante, em Fortaleza/CE, conforme mostrado na Figura 20.

Figura 20 - Localização da unidade consumidora.



Fonte: Google Maps (2019).

### 6.1.1. Atividades

De acordo com o corpo diretor da empresa, a planta fabril da 5 Elementos possui uma capacidade de produção de até 12.000 litros/mês. O sistema produtivo é composto por 3 tinas de cozimento com capacidade de 500 litros (L) cada, 1 para a etapa de sacarificação, 1 para a etapa de clarificação e 1 para etapa de fervura, conforme mostrado na Figura 21. Cada uma dessas etapas compõe a fase quente do processo conhecida como “mosturação” ou *mesh*. Os tanques são aquecidos por meio de uma caldeira a vapor com ignição elétrica. Além disso, bombas e motores elétricos são acionados para transporte dos fluídos e agitação das tinas.

Figura 21 - Tinas de cozimento cervejaria 5 Elementos.



Fonte: Arquivo pessoal 5 Elementos Cervejaria.

Além dos equipamentos da fase quente, a fábrica possui 8 tanques fermentadores com capacidade útil de 1000 litros cada, 2 *chillers* para resfriamento de água e 2 câmaras de refrigeração, equipamentos essenciais para execução das etapas de fermentação, maturação e posterior armazenagem do produto final. Segundo informações fornecidas pelo corpo técnico da 5 Elementos, esses itens correspondem aos equipamentos-chave da fábrica, aqueles que não podem ter seu funcionamento interrompido por risco de prejudicar a produção. A Figura 22 mostra um tanque fermentador da 5 Elementos em plena operação, a Figura 23 mostra o *chiller* de resfriamento e a Figura 24 mostra uma das câmaras de refrigeração da planta fabril.

Figura 22 - Fermentador em pleno funcionamento.



Fonte: Arquivo pessoal 5 Elementos Cervejaria.

Figura 23 - *Chiller* para resfriamento de água.



Fonte: Arquivo pessoal 5 Elementos Cervejaria.

Figura 24 - Câmara de refrigeração para armazenagem de produtos.



Fonte: Arquivo pessoal 5 Elementos Cervejaria.

Além do setor fabril, a unidade da 5 Elementos, conforme mostrado na Figura 25, engloba seu *taproom*, um salão com 17 torneiras para degustação das cervejas *on tap* (diretamente do barril) que conta sempre com vários rótulos da casa e ainda de outras cervejarias. Nesse espaço os clientes têm a experiência de beber as cervejas com muito mais frescor, praticamente de dentro da fábrica. No ambiente da 5 Elementos também é possível adquirir cervejas em garrafas e outros itens cervejeiros.

Figura 25 - *Taproom* de comercialização de cervejas.



Fonte: Arquivo pessoal 5 Elementos Cervejaria.

### 6.1.2. Consumo de energia

A UC da 5 Elementos consome energia da rede elétrica trifásica em BT, com seus ramais de entrada em 380 V (tensão entre quaisquer duas fases) e 220 V (tensão entre qualquer fase e o condutor de neutro). O disjuntor geral do centro de medição da UC apresenta capacidade de interrupção no valor de 100 amperes (A), o que estabelece, segundo a REN 414 (2010), uma carga instalada de aproximadamente 60,55 kW. A Tabela 8 apresenta dados básicos da UC.

Tabela 8 - Dados básicos da Unidade Consumidora.

Distribuidora	Classe	Tipo de Conexão	Carga Instalada (kW)
ENEL CE	B1-01-Residencial	Trifásica em Baixa Tensão (BT)	60,55

Fonte: Arquivo pessoal 5 Elementos Cervejaria.

Os dados de faturamento da UC foram fornecidos pelo corpo diretor da empresa para um período de 12 meses. Diante desses valores, foi calculado um valor de consumo médio mensal conforme a Tabela 9.

Tabela 9 - Consumo médio de energia.

Mês de Referência	Consumo Médio Faturado (kWh)	Tarifa com Impostos (R\$/kWh)	Valor Pago (R\$)
mai/19	6598	0,75	R\$ 4.976,93
abr/19	5768	0,72	R\$ 4.175,86
mar/19	6488	0,71	R\$ 4.593,83
fev/19	5623	0,73	R\$ 4.127,34
jan/19	5296	0,73	R\$ 3.839,81
dez/18	6385	0,70	R\$ 4.437,89
nov/18	5608	0,79	R\$ 4.446,70
out/18	5262	0,83	R\$ 4.383,25
set/18	5791	0,77	R\$ 4.445,06
ago/18	5037	0,77	R\$ 3.892,74
jul/18	5332	0,81	R\$ 4.305,32
jun/18	5831	0,74	R\$ 4.326,37
<b>MED</b>	<b>5751,58</b>	<b>0,75</b>	<b>R\$ 4.329,26</b>

Fonte: Arquivo pessoal 5 Elementos Cervejaria.



## 6.2. Dimensionamento do gerador fotovoltaico

### 6.2.1. Sistema preliminar

Para dimensionamento do SFCR objeto deste estudo, considerou-se a média mensal dos últimos 12 meses de consumo conforme descrito na Tabela 9 acima. Como se trata de um sistema trifásico em BT composto de uma única unidade consumidora, a energia de custo mínimo considerada foi 100 kWh. Logo, como resultado da relação (1), obteve-se que a energia a ser compensada pelo SFCR é, em média, 5651,58 kWh/mês.

Para determinar a potência preliminar que deverá ser entregue à rede afim de compensar o valor médio de consumo obtido anteriormente, calculou-se, primeiramente, a energia de compensação na base diária conforme descrito na relação (2). Para efeito de simplificação de cálculos, considerou-se que um mês possui 30 dias. Neste caso, obteve-se como resultado o valor de 188,39 kWh/dia.

Em sequência, utilizou-se a relação (3) para determinação da potência preliminar do sistema. De acordo com dados do CRESESB (2018), para a distância mais próxima da UC em estudo, o valor de irradiação solar diária média no plano horizontal é 5,73 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Logo, como resultado da relação (3), obteve-se um sistema com potência preliminar de 32,90 kW.

Para o cálculo da potência corrigida, conforme diretrizes da empresa Energo, considera-se um fator de perda global de 20% ou 0,2. Esse fator foi obtido por meio da análise de SFCR em BT já instalados pela empresa e em plena operação. Diante disso, obteve-se como resultado da relação (4) um sistema com potência pico de 41,13 kW.

Os módulos fotovoltaicos selecionados para este estudo foram do modelo Maxpower CS6U- 335P de tecnologia policristalina do fabricante Canadian Solar ®. Na Tabela 10 são apresentados os dados mecânicos e elétricos deste modelo de painel solar. Os módulos fotovoltaicos possuem, ligados à sua caixa de conexão, um par de cabos com dupla isolamento para 1000 V, em cuja extremidade é ligado um conector tipo-4, mais conhecido como MC-4, que permite a interligação segura e impermeável. O documento com especificações técnicas deste equipamento encontra-se disponível no anexo A deste trabalho.

Tabela 10 - Características dos módulos fotovoltaicos.

<b>Dados Mecânicos</b>	
Altura (mm)	1960
Largura (mm)	992
Profundidade (mm)	35
Peso (N)	224
Quantidade de células fotovoltaicas	72
Tipo de células fotovoltaicas	Policristalina
Estrutura externa (fixação)	Liga de alumínio anodizado
<b>Dados Elétricos – STC<sup>2</sup></b>	
Potência máxima (Wp)	335
Tensão em máxima potência (V)	37,4
Corrente em máxima potência (A)	8,96
Tensão em circuito aberto (V)	45,8
Corrente em curto circuito (A)	9,54
Tolerância de potência (W)	0 a + 5

Fonte: Elaborado pelo autor com base em manual do equipamento.

A Figura 26 exemplifica o modelo de painel fotovoltaico considerado neste estudo.

Figura 26 - Módulo fotovoltaico Canadian Solar ® Maxpower CS6U- 335P



Fonte: Manual Canadian Solar.

Para o cálculo da quantidade preliminar de módulos fotovoltaicos necessários para atendimento do SFCR em estudo, utilizou-se a relação (5). É importante destacar que, como o resultado obtido na relação (5) não foi um valor inteiro, foi considerado o número inteiro imediatamente superior a ele. Esse procedimento foi feito para assegurar que o valor total de potência pico necessária fosse atingido. Logo, como resultado arredondado, obteve-se um quantitativo de 123 módulos Maxpower CS6U- 335P.

---

<sup>2</sup> Condições padrão (STC – Standard Test Conditions), aonde a temperatura da célula é de 25 °C e irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> com um espectro de massa de ar de 1,5.

O modelo de inversor interativo escolhido para compor o SFCR objeto deste estudo, conforme mostrado na Figura 27, foi do fabricante FRONIUS®, modelo FRONIUS SYMO 20.0-3-M, cujas características mecânicas e elétricas são exibidas na Tabela 11. O documento com especificações técnicas deste equipamento encontra-se disponível no anexo B deste trabalho.

Tabela 11 - Características inversor interativo FRONIUS SYMO 20.0-3.

<b>Características de Entrada – CC</b>	
Potência máxima (W)	30.000
Tensão máxima (V)	1000
Tensão nominal (V)	600
Faixa de tensão para o <i>MPPT</i>	200 a 800
Tensão mínima (V)	200
Tensão de <i>start</i> (V)	200
Nº de <i>MPPT</i>	3
Nº de conexões CC por <i>MPPT</i>	3
Corrente máxima nas entradas 1 e 2 (A)	33 / 27
<b>Características de Saída – CA</b>	
Potência nominal (W)	20.000
Potência máxima (VA)	20.000
Faixa de tensão (V)	154 a 456
Tensão nominal (V)	380 / 220
Faixa de frequência para a rede (Hz)	45 a 65
Corrente nominal (A)	28,9
Corrente máxima (A)	28,9
Fator de potência	0 a 1
Tipo de conexão à rede	3F-N-PE
Distorção harmônica total (%)	1,3
Eficiência máxima (%)	98,1
<b>Características Mecânicas</b>	
Topologia	<i>Transformerless</i>
Altura	725
Largura	510
Profundidade	225
Massa (kg)	43,40
Grau de proteção (IP)	IP66
Local de instalação	Interna e Externa
Faixa de temperatura de trabalho (°C)	-40 a +60
Método de arrefecimento	Convecção natural
Umidade máxima permitida para o local de instalação (%)	0 a 100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em manual do equipamento.

Para o cálculo a quantidade máxima de módulos que poder ser alocados em um inversor do modelo FRONIUS SYMO 20.0-3-M, utilizou-se a relação (6) deste estudo. Como resultado, obteve-se que a quantidade máxima de módulos que podem ser alocados nesse modelo de inversor é 89 módulos fotovoltaicos Maxpower CS6U- 335P. Como a quantidade prévia de módulos dimensionada foi 123, foram considerados 2 inversores do modelo

selecionado para completo atendimento do sistema.

Para o cálculo das quantidades mínima e máxima de módulos fotovoltaicos que poderiam ser associados em série para formação de uma *string*, foram utilizadas as relações (7) e (8). Como resultado, obteve-se que a quantidade mínima de módulos em série por *string* é de 6 módulos Maxpower CS6U- 335P, enquanto a quantidade máxima permissível para associação em série é 21.

Figura 27 - Representação do inversor interativo FRONIUS SYMO 20.0-3.



Fonte: Manual Fronius.

Para o cálculo da quantidade de *strings* de painéis que poderiam ser alocadas em cada *MPPT* dos inversores interativos selecionados, no caso, entradas 1 e 2 de cada inversor, utilizou-se do limitante de corrente de entrada especificado na relação (9). Com isso, obteve-se como resultado o quantitativo máximo de três *strings* em paralelo na entrada 1 e duas *strings* em paralelo na entrada 2. De posse de todos valores obtidos, elaborou-se a Tabela 12.

Tabela 12 - Resumo dimensionamento preliminar.

Parâmetro	Valores
Energia de compensação mensal (kWh)	5651,58
Energia de compensação diária (kWh)	188,39
Potência do SFCR preliminar (kW)	32,90
Potência do SFCR corrigida (kW)	41,10
Quantidade preliminar de módulos	123
Quantidade máxima de módulos por inversor	89
Quantidade preliminar de inversores	2
Nº mínimo de módulos em série por <i>string</i>	5
Nº máximo de módulos em série por <i>string</i>	21
Quantidade máxima de <i>strings</i> em paralelo por <i>MPPT</i>	<i>MPPT</i> 1 = 3 / <i>MPPT</i> 2 = 2

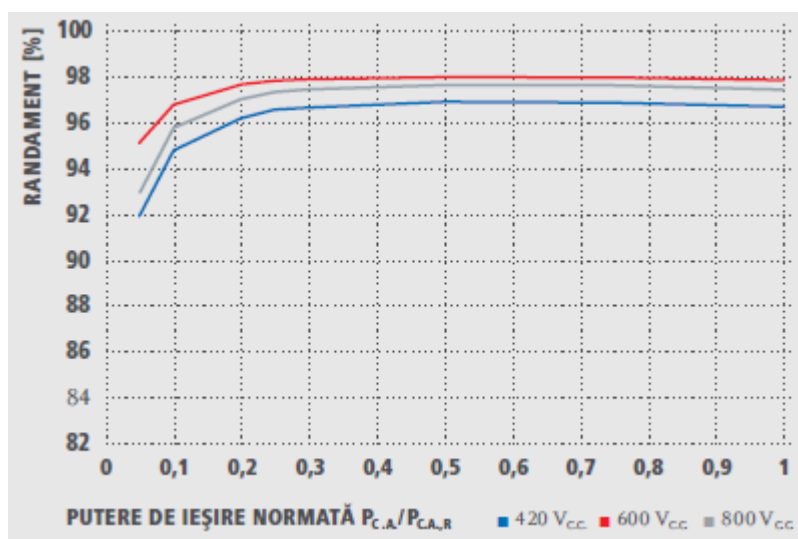
Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Para conclusão do dimensionamento preliminar, estimou-se a quantidade de módulos fotovoltaicos que seriam alocados em cada um dos dois inversores a fim de se obter uma melhor relação de potência e atingir valores de FDI dentro do limite entre 0,8 e 1,0. Dessa forma, a melhor combinação obtida foi de 1 inversor com 62 módulos e 1 inversor com 61 módulos. Com essa configuração, atingiu-se valores de FDI de 1,0385 e 1,0218, respectivamente.

### 6.2.2. Dimensionamento otimizado

De posse dos dados preliminares obtidos, foi executado um procedimento de otimização do sistema com o intuito de estimular que os inversores escolhidos sempre operem o mais próximo possível da condição de máxima eficiência. Nesse caso, com base nos dados de tensão nominal de operação e corrente máxima permitida nas entradas 1 e 2 de cada inversor, foram dimensionados o tamanho e a quantidade de *strings* que poderiam ser conectadas em cada *MPPT*. A Figura 28 mostra que a curva de maior eficiência dos inversores FRONIUS SYMO 20.0-3-M é obtida em uma tensão de operação de 600 V.

Figura 28 - Curva de eficiência FRONIUS SYMO 20.0-3-M.



Fonte: Manual do inversor FRONIUS SYMO 20.0-3-M.

Diante disso, para que cada *MPPT* operasse a uma tensão próxima a 600 V, estimou-se que pelo menos 16 módulos fossem associados em série para cada *string*. Visto que os painéis perdem capacidade de geração, principalmente por conta de temperaturas elevadas, foi considerada válida a inserção de mais um módulo por *string* afim de garantir que o sistema

operare dentro da zona de maior eficiência, entre 600 V e 800 V. Assim, de forma otimizada, foram projetadas *strings* com 17 módulos fotovoltaicos em série, com tensão média de operação em máxima potência de 635,80 V por *string*.

De posse da quantidade máxima de *strings* permitida nas entradas 1 e 2 dos inversores, determinou-se a quantidade de *strings* em paralelo que poderiam ser alocadas nos *MPPTs* de cada inversor. Como as entradas 2 dos inversores considerados neste trabalho possuem um limite de corrente que permite a alocação de apenas duas *strings* em paralelo, optou-se por usar do mesmo limitante para as entradas 1.

Portanto, de forma otimizada, foram projetadas duas *strings* de 17 módulos Maxpower CS6U- 335P para cada *MPPT*, resultando em um total de quatro *strings* por inversor. Dessa forma, obteve-se um total de 8 *strings* para o sistema completo, o que representa um quantitativo total de 136 módulos. Com esse quantitativo de módulos e inversores, bem como suas especificações técnicas, foi calculado um FDI em torno de 0,878 para o sistema otimizado.

Com o sistema otimizado, o valor mensal de produção de energia foi obtido por meio da solução das relações (4), (3), (2) e (1), nesta ordem. A Tabela 13 apresenta o resumo do SFCR após o dimensionamento otimizado.

Tabela 13 - Tabela resumo do SFCR após dimensionamento otimizado.

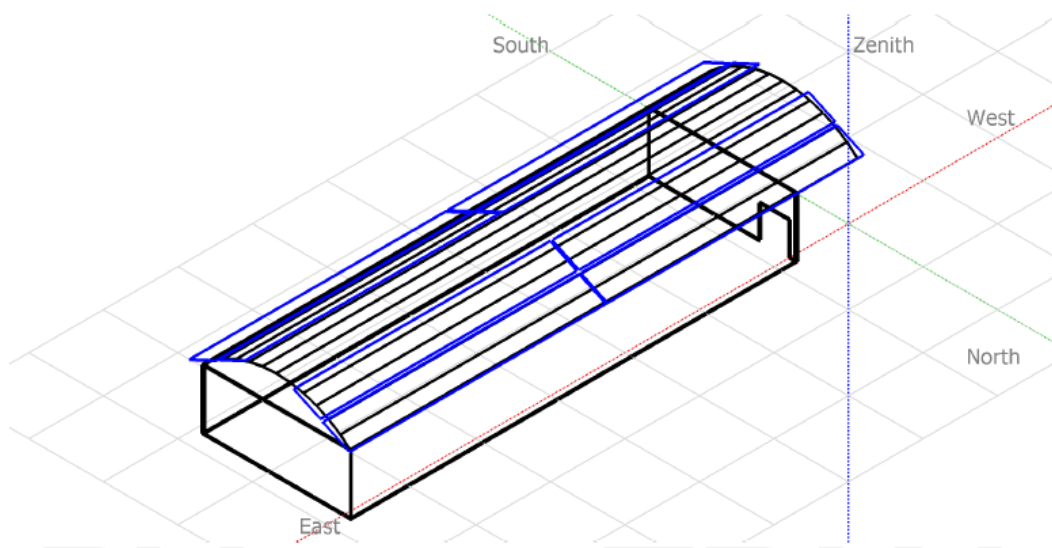
<b>Parâmetro</b>	<b>Valores</b>
Potência pico instalada (kWp)	45,56
Potência de saída (kW)	40,00
Fabricante dos módulos fotovoltaicos	Canadian Solar
Modelo dos módulos fotovoltaicos	MAXPOWER CS6U- 335P
Tecnologia dos módulos fotovoltaicos	Silício Policristalino
Quantidade de módulos fotovoltaicos	136
Fabricante do(s) inversor(es)	FRONIUS
Modelo(s) do(s) inversor(es)	FRONIUS SYMO 20.0-3-M
Quantidade de inversor(es)	2
Nº <i>MPPTs</i> por inversor	2
Nº máximo de <i>strings</i> por <i>MPPT</i>	3
Nº total de <i>strings</i> por inversor	4 <i>strings</i> de 17 módulos cada
Nº total de <i>strings</i> do sistema	8 <i>strings</i> de 17 módulos cada
Produção média mensal de energia (kWh)	6265,41
Porcentagem média de aumento de consumo (%)	10,67

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

### 6.2.3. Simulação computacional

Com o intuito de validar os resultados obtidos por meio do dimensionamento otimizado realizado neste estudo, foi executada uma simulação computacional no *software PV Syst*. As premissas consideradas para a realização da simulação estão listadas na Tabela 13 acima e a disposição dos módulos considerada está exposta na Figura 29. Foram consideradas instalação dos painéis nas orientações norte e sul. Os termos *North*, *South*, *East* e *West* correspondem, respectivamente, às orientações Norte, Sul, Leste e Oeste.

Figura 29 - Disposição dos módulos na simulação *PV Syst*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Finalizada a simulação, obteve-se como resultado uma produção média mensal de energia no valor de 5.970,83 kWh. Comparando-se com o que foi previsto no dimensionamento otimizado, o valor obtido com o *PV Syst* ficou 4,7% abaixo. Essa diferença ocorreu porque o *software* considerou um total de perdas de aproximadamente 24,63%, ficando 4,63% acima do valor considerado para o dimensionamento. O diagrama de perdas totais elaborado no *software PV Syst* encontra-se no anexo C deste estudo. A Tabela 14 mostra o resultado detalhado da simulação.

Tabela 14 - Resultado simulação *PVSyst*.

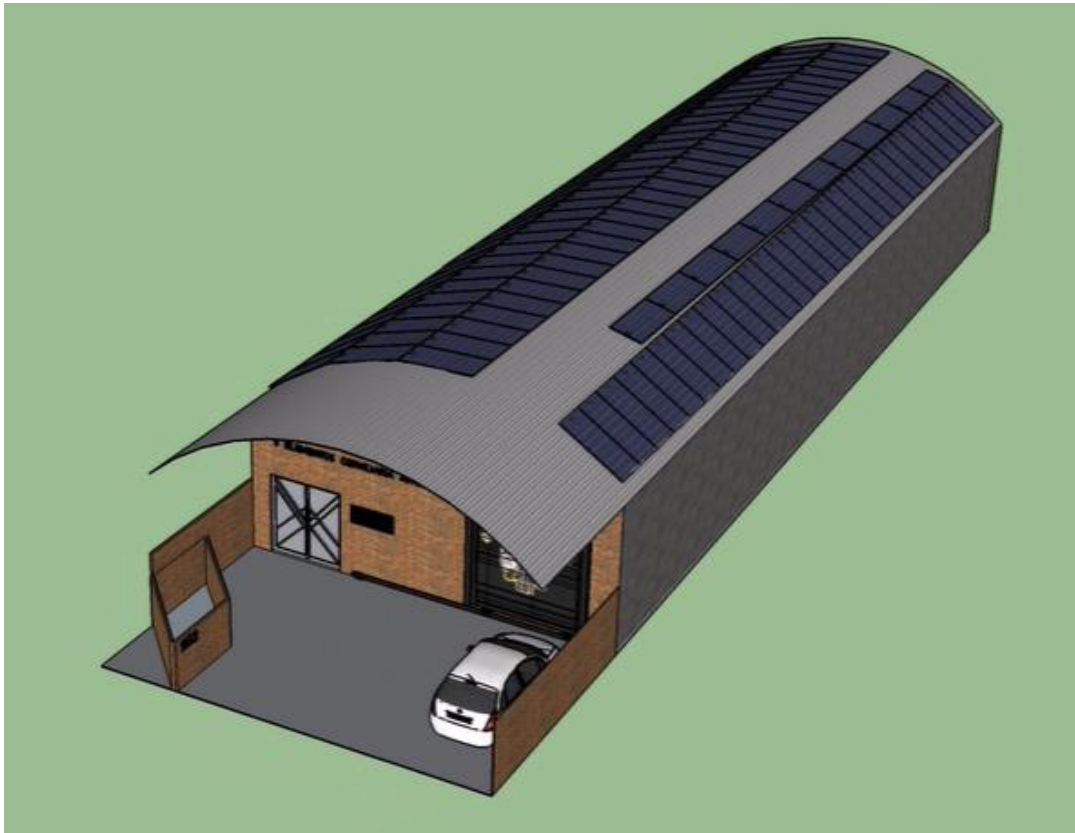
<b>Período</b>	<b>Energia Produzida nos Módulos (kWh)</b>	<b>Energia Injetada na Rede (kWh)</b>
<b>Janeiro</b>	6094,00	5962,00
<b>Fevereiro</b>	5052,00	4941,00
<b>Março</b>	5440,00	5322,00
<b>Abril</b>	4949,00	4842,00
<b>Mai</b>	5697,00	5577,00
<b>Junho</b>	5476,00	5360,00
<b>Julho</b>	6344,00	6209,00
<b>Agosto</b>	6947,00	6800,00
<b>Setembro</b>	6656,00	6515,00
<b>Outubro</b>	7151,00	6997,00
<b>Novembro</b>	6906,00	6757,00
<b>Dezembro</b>	6509,00	6368,00
<b>MED</b>	<b>6101,75</b>	<b>5970,83</b>

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

De posse das especificações técnicas obtidas por meio do dimensionamento otimizado, especificações essas que foram respaldadas pelos resultados da simulação, foi elaborado um *layout* prévio de instalação dos painéis fotovoltaicos na estrutura da microcervejaria artesanal 5 Elementos, conforme mostrado na Figura 30. O modelo foi elaborado por meio do software *SketchUp*, considerando as mesmas premissas da simulação no *PVSyst*.



Figura 30 - Representação 3D da instalação.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

### 6.3. Dimensionamento dos componentes acessórios

Com exceção do condutor de proteção cuja isolação considerada foi do tipo PVC 750 V (70°C) para ambos os circuitos, o cabeamento CC considerado foi de 1,8 kV, com isolação a base de um composto HEPR (120°C), e cobertura também a base de um composto HEPR (120°C). Já os cabos CA considerados foram de isolação EPR 1kV, apresentando temperatura máxima de operação de 90°C. Os cabos HEPR 1,0 kV (120°C) e EPR 1 kV (90°C) apresentam características especiais quanto a não-propagação e auto extinção do fogo, além de baixa emissão de fumaça.

### 6.3.1. Dimensionamento dos condutores

Com base nas premissas adotadas no item 5.3.2. deste estudo e de acordo com os dados obtidos para o SFCR após dimensionado otimizado, foi possível determinar a secção dos cabos em ambos os circuitos CC e CA.

#### 6.3.1.1. Critério da ampacidade

Por esse critério, em ambos os circuitos, primeiro calculou-se a corrente de operação corrigida pelos fatores de correção de temperatura ( $F_{CT}$ ), resistividade do solo ( $F_{RS}$ ) e agrupamento ( $F_{AG}$ ) seguindo, respectivamente, as Tabelas 40, 41 e 42 da NBR 5410 (2008). Para o estudo em questão, considerou-se uma temperatura ambiente de operação de 40°C e resistividade térmica de 2,5 K.m/W para ambos os circuitos CC e CA. Já em relação ao agrupamento, foram considerados quatro circuitos CC e um circuito CA por cada inversor. Vale ressaltar que todos os circuitos foram estimados para serem agrupados em feixe ao ar livre ou sobre superfície, embutidos em conduto fechado. Logo, foram obtidos os resultados mostrados na Tabela 15.

Tabela 15 - Seções dimensionadas pelo método de ampacidade.

<b>Circuito CC</b>	<b>Circuito CA</b>
$I_{pCC} = 9,54$ [A]	$I_{pCA} = 28,90$ [A]
$F_{CT} = 0,91$	$F_{CT} = 0,91$
$F_{RS} = 1$	$F_{RS} = 1$
$F_{AG} = 0,52$	$F_{AG} = 0,80$
$I_{pfCC} = 20,17$ [A]	$I_{pfCA} = 39,70$ [A]
$S_{CC} = 1,5$ [mm <sup>2</sup> ]	$S_{CA} = 6,0$ [mm <sup>2</sup> ]

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores de seção dos cabos neste método foram obtidos a partir da Tabela 37 da NBR 5410 (2008). Para o lado CC, o cabeamento de 1,5 mm<sup>2</sup> de seção foi suficiente. Já para o lado CA, foi dimensionado um cabeamento de, no mínimo, 6,0 mm<sup>2</sup> de seção.

#### 6.3.1.2. Critério da máxima queda de tensão

Pelo critério da máxima queda de tensão, também foi possível determinar a seção mínima do cabeamento necessário em ambos os circuitos CC e CA. Vale ressaltar que o cálculo

que regeu os circuitos CC foi o apresentado na relação (11), enquanto o que regeu os circuitos CA foi o apresentado na relação (14). A Tabela 16 apresenta os dados de projeto e premissas consideradas para esses cálculos, bem como os valores de seção mínima obtidos para ambos os circuitos.

Tabela 16 - Seções dimensionadas pelo método da máxima queda de tensão.

<b>Circuito CC</b>	<b>Circuito CA</b>
$L_{CC} = 60$ [m]	$L_{CA} = 40$ [m]
$I_{PCC} = 9,54$ [A]	$I_{PCA} = 28,9$ [A]
$\rho$ (Cobre) = 1/56	$\rho$ (Cobre) = 1/56
$\Delta V_{CC} = 1$ [%]	$\Delta V_{CA} = 1$ [%]
$V_{SCC} = 635,80$ [V]	$V_{SCA} = 380$ [V]
$S_{CC} = 3,22$ [mm <sup>2</sup> ]	$S_{CA} = 9,41$ [mm <sup>2</sup> ]

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base na premissa adotada de que seria utilizado o maior valor de seção obtido pelos três métodos outrora citados, e de acordo com a Tabelas 37 e 49 da NBR 5410 (2008), estimou-se que as seções dos cabos necessárias para atendimento deste projeto foram 4,00 mm<sup>2</sup> para os circuitos CC (positivo e negativo) e 10,0 mm<sup>2</sup> para os circuitos CA (fase, neutro e proteção). Para uma maior segurança de projeto, utilizou-se 6mm<sup>2</sup> de seção para os cabos positivos e negativos dos circuitos CC.

### 6.3.2. Dimensionamento dos eletrodutos

Com base nos valores de seção obtidos anteriormente e nos dados apresentados nas Tabelas 6 e 7 deste estudo, estimou-se o diâmetro interno dos eletrodutos necessários para completo atendimento do projeto. Para o ramo CC do sistema, considerou-se que todos os condutores positivos e negativos seriam alocados em um mesmo duto juntamente com dois condutores de proteção, um para cada inversor. No ramo CA, considerou-se que todos os condutores de fase, neutro e proteção seriam alocados também em um mesmo duto, com a especificação de um condutor de proteção por inversor. A Tabela 17 apresenta a quantidade e área dos condutores considerados neste estudo, bem como o valor da área total ocupada por eles nos ramos CC e CA.

Tabela 17 - Seção dos eletrodutos.

<b>Eletrodutos CC</b>	<b>Eletrodutos CA</b>
$S_{CC} = 6,0 \text{ [mm}^2\text{]}$	$S_{CA} = 10,0 \text{ [mm}^2\text{]}$
$N_{P_{CC}} = 8$	$N_{F_{CA}} = 6$
$N_{N_{CC}} = 8$	$N_{N_{CA}} = 2$
$N_{Pr_{CC}} = 2$	$N_{Pr_{CA}} = 2$
$Ac_{P_{CC}} = 41,8 \text{ [mm}^2\text{]}$	$Ac_{F_{CA}} = 50,2 \text{ [mm}^2\text{]}$
$Ac_{N_{CC}} = 41,8 \text{ [mm}^2\text{]}$	$Ac_{N_{CA}} = 50,2 \text{ [mm}^2\text{]}$
$Ac_{Pr_{CC}} = 41,8 \text{ [mm}^2\text{]}$	$Ac_{Pr_{CA}} = 50,2 \text{ [mm}^2\text{]}$
$Sel_{CC} = 752,4 \text{ [mm}^2\text{]}$	$Sel_{CA} = 502,0 \text{ [mm}^2\text{]}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para as áreas de ocupação dos cabos calculadas acima e com base nas considerações feitas para alocação de cabos de um mesmo circuito, os eletrodutos estimados para ambos os circuitos, CC a CA, foram dutos de 2” (polegadas) de diâmetro interno.

## 6.4. Dimensionamento dos dispositivos de proteção

### 6.4.1. Dispositivos de proteção CC

#### 6.4.1.1. Fusíveis e seccionadoras-fusível

Com base nos dados de projeto e obedecendo aos critérios estabelecidos no item 5.3.4.1.1. deste estudo, foram selecionados fusíveis de  $I_{FU} = 15 \text{ A}$  e  $V_{FU} = 1000 \text{ V}$ . Como os fusíveis devem ser aplicados em ambos os polos de cada *string*, estipulou-se um total de 16 fusíveis para atendimento deste projeto.

Além disso, também de acordo com critérios estabelecidos no item 5.3.4.1.1., foram selecionadas seccionadoras-fusível de  $I_{SF} = 20 \text{ A}$  e  $V_{SF} = 1000 \text{ V}$ . Como as seccionadoras-fusíveis são do tipo bipolar, uma seccionadora para cada dois polos, estipulou-se um total de 8 seccionadoras-fusível para atendimento deste projeto.

#### 6.4.1.2. Chave seccionadora sob carga CC

Com base nos dados de projeto e obedecendo aos critérios estabelecidos no item 5.3.4.1.2. deste estudo, foram selecionadas chaves seccionadoras/interruptoras CC com as seguintes características:  $I_{SI} = 20 \text{ A}$  e  $V_{SI} = 1000 \text{ V}$ .

Como se faz necessária a instalação de uma chave para cada arranjo fotovoltaico que chega aos *MPPTs* dos inversores, estipulou-se um total de 4 seccionadoras CC sob carga para atendimento deste projeto.

#### **6.4.2. Circuito de Corrente Alternada**

##### 6.4.2.1. Disjuntor de saída dos inversores

Com base nos dados de projeto e em observância aos critérios estabelecidos no item 5.3.4.2.1. deste estudo, foram selecionados disjuntores tripolares com curva de atuação B para a saída de cada um dos inversores, resultando em um total de 2 disjuntores para atendimento deste projeto. Cada um dos disjuntores dimensionados possui capacidade de interrupção  $I_{ND} = 32 \text{ A}$ .

##### 6.4.2.2. Disjuntor de chegada ao QGBT

Com base nos dados de projeto e em observância aos critérios estabelecidos no item 5.3.4.2.2. deste estudo, foram selecionados disjuntores tripolares com curva de atuação C para a chegada de cada um dos inversores no quadro geral de baixa tensão (QGBT) da unidade consumidora (UC), resultando em um total de 2 disjuntores para atendimento deste projeto. Cada um dos disjuntores dimensionados possui capacidade de interrupção  $I_{ND} = 32 \text{ A}$ .

#### **6.4.3. Dispositivo de Proteção Contra Surtos**

##### 6.4.3.1. DPS de corrente contínua

Com base nos dados de projeto e em observância aos critérios estabelecidos no item 5.3.4.3.1. deste estudo, o valor de  $V_{CCOP_{\min}}$  calculado foi de 934,32 V. Portanto, para satisfazer os critérios de projeto, os DPS CC classe I e classe II sugeridos possuem capacidade de interrupção  $I_{DPS_{cc}} = 40\text{kA}$  e tensão de operação  $V_{DPS_{cc}} = 1000\text{V}$ .

Vale ressaltar que os DPS CC devem ser do modelo tripolar, para conexão de cada condutor positivo, negativo e de proteção. Foram estipulados um DPS classe I e um classe II para cada *MPPT* dos inversores, totalizando 8 DPS CC para atendimento completo deste projeto.

#### 6.4.3.2. DPS de corrente alternada

Com base nos dados de projeto, que já levam em consideração o sistema de SPDA da UC, e em observância aos critérios estabelecidos no item 5.3.4.3.2. deste estudo, o valor de  $V_{CAOP_{\min}}$  calculado foi de 242 V. Portanto, para satisfazer os critérios de projeto, os DPS CA classe II sugeridos possuem capacidade de interrupção  $I_{DPSca} = 20kA$  e tensão de operação  $V_{DPSca} = 275V$ .

Vale ressaltar que os DPS CA devem ser do modelo monopolar. Deve ser utilizado um DPS CA para cada condutor de fase e neutro que chega dos inversores ao QGBT, totalizando 8 DPS CA para atendimento completo deste projeto.

### 6.5. Estudo financeiro simplificado

Como intuito de se realizar um estudo financeiro com valores reais dentro do mercado de geração distribuída atual, os equipamentos fotovoltaicos necessários para o SFCR dimensionado neste trabalho foram orçados diretamente com fornecedores qualificados do mercado GD. Além disso, com o auxílio da empresa Energo, foram levantados os custos totais com os serviços de projeto e instalação do sistema, bem como gastos adicionais com materiais essenciais à concepção do projeto

#### 6.5.1. Estimativa total de investimento

Os equipamentos fotovoltaicos foram orçados com a empresa Sices Brasil LTDA por intermédio da empresa Energo, que atua como integradora da Sices no estado do Ceará. Vale ressaltar que, como o telhado da 5 Elementos é do tipo trapezoidal metálico, as estruturas de fixação dos módulos orçadas foram para uma instalação neste tipo de telhado. Além disso, como o centro de distribuição da empresa Sices localiza-se em Recife/PE, o valor de frete para compras com entrega em Fortaleza também foi considerado dentro do preço dos equipamentos. O quantitativo de equipamentos, valores, garantias e condições de pagamento dos equipamentos fotovoltaicos estão na cópia proposta comercial emitida pela empresa Sices que se encontra no anexo D deste estudo.

Os serviços de projeto e instalação do SFCR dimensionados neste trabalho foram orçados diretamente com a Energo. Além dos serviços, a Energo inclui em sua proposta comercial os valores referentes aos impostos cobrados para execução deles, bem como os

valores de materiais adicionais necessários para instalação do sistema. É importante ressaltar que possíveis obras civis para reforço da estrutura da unidade consumidora, assim como obras para possíveis adequações elétricas (com ou sem transformadores de tensão) não estão inclusas no escopo de valores fornecidos pela Energo. A Tabela 18 apresenta uma estimativa de investimento para o SFCR objeto deste estudo.

Tabela 18 - Estimativa de investimento.

ITEM	ÍNDICE R\$/Wp	TOTAL (R\$)
Módulos Fotovoltaicos	1,50	68.247,52
Inversores	0,79	36.056,48
<i>Stringbox</i> CC	0,06	2.599,32
Estruturas de Fixação	0,18	8.394,68
Cabos e Conectores	0,06	2.599,32
Frete Equipamentos	0,10	4.409,36
Projeto	0,22	10.000,00
Instalação	0,65	29.614,00
Material Elétrico Adicional	0,13	5.695,00
Impostos - Projeto	0,06	2.578,61
Impostos - Instalação	0,10	4.453,39
<b>TOTAL INVESTIMENTO</b>	<b>3,83</b>	<b>174.647,68</b>

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Um fator importantíssimo foi apresentado na segunda coluna da Tabela 18 acima, o índice R\$/Wp (reais por watt-pico). Esse fator indica o valor pago por unidade de potência instalada do sistema, sendo essencial para comparação de orçamentos de SFCR.

Um outro fator importante em projetos de SFCR é a observância da proporção de valores entre serviços (projeto e instalação) e equipamentos fotovoltaicos (kit fotovoltaico). Segundo indicativo do Banco do Nordeste para financiamentos de projetos solares fotovoltaicos por meio do fundo FNE Sol, a proporção de orçamento ideal para esse tipo de projeto é de 70% para equipamentos fotovoltaicos e 30% para serviços. A proporção de investimento calculada, em porcentagem, entre os valores de serviços e equipamentos fotovoltaicos orçados para o SFCR escopo deste projeto está listada na Tabela 19.

Tabela 19 - Proporção de investimento.

INVESTIMENTO	PROPORÇÃO (%)	VALOR (R\$)
SERVIÇOS	29,97%	52.341,00
EQUIPAMENTOS	70,03%	122.306,68
TOTAL	100%	174.647,68

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

### 6.5.2. Estimativa de retorno do capital investido

O *payback*, ou retorno de capital investido, é um cálculo simplificado que representa o tempo que um investimento leva para "se pagar", em outras palavras, esse cálculo mostra o tempo que o investidor levará para recuperar sua aplicação inicial. Para o SFCR escopo deste estudo, as premissas utilizadas no cálculo do *payback* foram:

- Aumento anual das tarifas de energia elétrica em 8,6% ao ano;
- Degradação média de geração dos módulos de 2,5% no 1º ano;
- Degradação média de geração dos módulos de 0,7% por ano no decorrer de 24 anos seguintes ao 1º ano de produção;
- Troca de inversores no 11º e 21º anos de geração com preços 26% menores que os das respectivas aquisições anteriores.

Dessa forma, com base nos dados de consumo, tarifa, e estimativa de investimento, além das premissas consideradas acima, o descritivo de *payback* simples do SFCR dimensionado neste trabalho foi calculado e está representado na Tabela 20.



Tabela 20 - Payback simples do SFCR.

Ano	Tarifa Consumo [R\$/kWh]	Total a Pagar Com SFCR	Total a Pagar Sem SFCR	Economia de Energia	Balanco Acumulado
<b>0</b>				<b>-R\$ 174.647,68</b>	<b>-R\$ 174.647,68</b>
<b>1</b>	R\$ 0,803	R\$ 963,04	R\$ 55.390	<b>R\$ 54.427,07</b>	<b>-R\$ 120.220,61</b>
<b>2</b>	R\$ 0,872	R\$ 1.045,86	R\$ 60.154	<b>R\$ 59.107,80</b>	<b>-R\$ 61.112,81</b>
<b>3</b>	R\$ 0,947	R\$ 1.135,81	R\$ 65.327	<b>R\$ 64.191,07</b>	<b>R\$ 3.078,26</b>
<b>4</b>	R\$ 1,028	R\$ 1.233,49	R\$ 70.945	<b>R\$ 69.711,50</b>	<b>R\$ 72.789,76</b>
<b>5</b>	R\$ 1,116	R\$ 1.339,57	R\$ 77.046	<b>R\$ 75.706,69</b>	<b>R\$ 148.496,45</b>
<b>6</b>	R\$ 1,212	R\$ 1.454,77	R\$ 83.672	<b>R\$ 82.217,47</b>	<b>R\$ 230.713,92</b>
<b>7</b>	R\$ 1,317	R\$ 1.579,88	R\$ 90.868	<b>R\$ 89.288,17</b>	<b>R\$ 320.002,09</b>
<b>8</b>	R\$ 1,430	R\$ 1.715,75	R\$ 98.683	<b>R\$ 96.966,95</b>	<b>R\$ 416.969,04</b>
<b>9</b>	R\$ 1,553	R\$ 1.863,30	R\$ 107.169	<b>R\$ 105.306,11</b>	<b>R\$ 522.275,15</b>
<b>10</b>	R\$ 1,686	R\$ 2.023,55	R\$ 116.386	<b>R\$ 114.362,43</b>	<b>R\$ 636.637,58</b>
<b>11</b>	R\$ 1,831	R\$ 2.197,57	R\$ 126.395	<b>R\$ 124.197,60</b>	<b>R\$ 734.005,78</b>
<b>12</b>	R\$ 1,989	R\$ 2.386,56	R\$ 137.265	<b>R\$ 134.878,60</b>	<b>R\$ 868.884,37</b>
<b>13</b>	R\$ 2,160	R\$ 2.591,81	R\$ 149.070	<b>R\$ 146.478,16</b>	<b>R\$ 1.015.362,53</b>
<b>14</b>	R\$ 2,346	R\$ 2.888,41	R\$ 161.890	<b>R\$ 159.001,58</b>	<b>R\$ 1.174.364,11</b>
<b>15</b>	R\$ 2,547	R\$ 4.345,54	R\$ 175.813	<b>R\$ 171.466,98</b>	<b>R\$ 1.345.831,09</b>
<b>16</b>	R\$ 2,766	R\$ 6.022,75	R\$ 190.932	<b>R\$ 184.909,65</b>	<b>R\$ 1.530.740,74</b>
<b>17</b>	R\$ 3,004	R\$ 7.946,39	R\$ 207.353	<b>R\$ 199.406,20</b>	<b>R\$ 1.730.146,93</b>
<b>18</b>	R\$ 3,263	R\$ 10.145,66	R\$ 225.185	<b>R\$ 215.039,24</b>	<b>R\$ 1.945.186,18</b>
<b>19</b>	R\$ 3,543	R\$ 12.652,92	R\$ 244.551	<b>R\$ 231.897,89</b>	<b>R\$ 2.177.084,06</b>
<b>20</b>	R\$ 3,848	R\$ 15.503,96	R\$ 265.582	<b>R\$ 250.078,22</b>	<b>R\$ 2.427.162,28</b>
<b>21</b>	R\$ 4,179	R\$ 18.738,39	R\$ 288.422	<b>R\$ 269.683,85</b>	<b>R\$ 2.676.882,54</b>
<b>22</b>	R\$ 4,538	R\$ 22.400,03	R\$ 313.227	<b>R\$ 290.826,53</b>	<b>R\$ 2.967.709,06</b>
<b>23</b>	R\$ 4,929	R\$ 26.537,30	R\$ 340.164	<b>R\$ 313.626,74</b>	<b>R\$ 3.281.335,81</b>
<b>24</b>	R\$ 5,352	R\$ 31.203,69	R\$ 369.418	<b>R\$ 338.214,45</b>	<b>R\$ 3.619.550,26</b>
<b>25</b>	R\$ 5,813	R\$ 36.458,32	R\$ 401.188	<b>R\$ 364.729,79</b>	<b>R\$ 3.984.280,05</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 7. CONCLUSÃO

O dimensionamento executado neste estudo oferece um direcionamento simples e objetivo para se projetar Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede destinados a unidades consumidoras em baixa tensão (BT), no caso específico deste trabalho, à microcervejaria artesanal 5 Elementos. Além dos valores necessários à execução do projeto, obtidos por meio da análise preliminar, este estudo propôs um cálculo simplificado para otimizar o dimensionamento do sistema e obter melhores rendimentos na geração de energia.

Para projetos em BT o cálculo da energia de compensação é simplificado, sendo necessário apenas atenção especial com os valores referentes aos custos de disponibilidade da rede. Além disso, para projetos de menor porte como o que foi abordado ao longo deste estudo, julga-se pertinente a consideração de premissas simplificadoras conforme executado para o cálculo da potência corrigida, onde foi considerado um fator de perdas globais estimado e indicado pela empresa Energo. Projetos fotovoltaicos em BT trazem um retorno financeiro maior e mais rápido, visto que a unidade consumidora autossuficiente não arcará com custos além dos de disponibilidade.

O SFCR projetado, após otimização, possui potência instalada de 45,56 quilowatts-pico (kWp). Este valor corresponde a 136 módulos fotovoltaicos Maxpower CS6U de 335 watts-pico (Wp) do fabricante Canadian Solar ® e a 2 inversores FRONIUS SYMO 20.0-3-M de 20kW do fabricante Fronius ®, totalizando 40kW disponíveis na saída do sistema. O FDI estimado para o sistema otimizado ficou em torno de 0,878, dentro da faixa ótima estipulada.

O SFCR projetado enquadrou-se como projeto de microgeração distribuída, pois apresentou potência de saída máxima menor que 75 kW. Além disso, esta potência de saída, segundo as normas vigentes, não superou o limite permitido para instalações em BT.

O SFCR projetado e otimizado demonstrou ser capaz de suprir totalmente o consumo médio requerido pela unidade consumidora e ainda produzir um excedente de créditos em torno de 10,67% do valor médio atual.

A análise financeira executada neste estudo mostrou que o tempo de *payback*, ou retorno de capital investido, considerando todos os custos com materiais, projeto e serviço de instalação, foi de 2 anos e 9 meses, aproximadamente. Esse valor é extremamente positivo, visto que esse o tempo de retorno ficou abaixo de todos os prazos de garantias fornecidas pelos fabricantes e fornecedores para os equipamentos fotovoltaicos orçados.

Conclui-se, assim, que os objetivos estipulados foram atingidos de forma assertiva e satisfatória.

Como sugestão para trabalhos futuros, é proposto a realização de um projeto de acoplamento de banco de baterias para alimentação de cargas prioritárias e transformar o sistema fotovoltaico em híbrido, *on grid* e *off grid*. Como o processo produtivo de cerveja engloba fases de extrema dependência do controle de temperatura, um backup de alimentação de energia aparenta ser bastante atrativo para otimização e resguardo da produção.



EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Consumo Anual de Energia Elétrica por classe (nacional)**. Site, 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-Anual-de-Energia-Eletrica-por-classe-nacional>>. Acesso em: 20 maio. 2019.

ENERGY INFORMATIVE. **Grid-Tied, Off-Grid and Hybrid Solar Systems**. Site, 2012. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-Anual-de-Energia-Eletrica-por-classe-nacional>>. Acesso em: 20 maio. 2019.

FONTES, R. **O Guia Mais Absurdamente Completo da Energia Solar Fotovoltaica Para Você Deixar de Pagar Caro Na Conta de Luz**. Site, 2019. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-fotovoltaica-guia-supremo/>>. Acesso em: 22 maio. 2019.

GREENER. **Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1o Semestre 2019**. 2019.

HUKSEFLUX BRASIL. **Piranômetro**. Site, 2019. Disponível em: <<https://huksefluxbrasil.com.br/produto-servico/open/piranometro/>>. Acesso em: 20 jun. 2019.

INOVACARE SOLAR. **Tecnologia**. Site, 2019. Disponível em: <<http://www.inovacare.solar/tecnologia>>. Acesso em: 28 maio. 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª edição**. INPE: CCST: LABREN, 2017.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems**. Ed. 1.0 b, 2002.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC TS 62257-7-1: Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 7-1: Generators - Photovoltaic generators**. Ed. 2.0, 2010.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Solar Energy Perspectives**. Solar Energy Perspectives, p. 1–228, 2011.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 9ª ed. Rio de Janeiro: LTC Editora, 2017.

PEREIRA, M. S. DE A. **Gestão de Custos**. 1ª ed. São Paulo: IOB Folhamatic EBS – SAGE, 2014.

PHB SOLAR. **Catálogo Gerador Híbrido**. Site, 2019. Disponível em: <[http://www.phb.com.br/produtos/solar/inversores/OnOFFgrid\\_br.aspx](http://www.phb.com.br/produtos/solar/inversores/OnOFFgrid_br.aspx)>. Acesso em: 30 maio. 2019.

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, 9 de setembro de 2010. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 15 set. 2010. Seção 1, p. 115.

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso a microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União, Brasília**, DF, 17 abr. 2012. Seção 1, p. 53.

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012, e os módulos 1 e 3 dos procedimentos de distribuição – PRODIST. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2 dez. 2015. Seção 1, p. 45.

SANTA ROSA, R. **SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO (ON-GRID E OFF-GRID)**. Site, 2017. Disponível em: <<http://www.csenergiasolar.com.br/blog/sistema-fotovoltaico-hibrido-on-grid-e-off-grid>>. Acesso em: 25 maio. 2019.

STEINKE, E. T. **Climatologia Fácil**. 1ª ed. São Paulo: Oficina de Textos.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **International Energy Outlook 2017**. IEO2017. p. 1–151, 2017.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 1ª ed. São Paulo: Editora Érica, 2012.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; DE OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1ª ed. São Paulo: Oficina de Textos.

**ANEXO A – MANUAL DO MÓDULO FOTOVOLTAICO MAXPOWER CS6U- 335P**



## MAXPOWER CS6U-325 | 330 | 335P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 16 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

### KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to: 17.23 %



High PTC rating of up to: 92.18 %



IP68 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa\*



**linear power output warranty**



**product warranty on materials and workmanship**

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE



\* If you need specific product certificates, and if module installations are to deviate from our guidance specified in our installation manual, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 25 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. is one of the most bankable solar companies worldwide.

\*For detail information, please refer to Installation Manual.

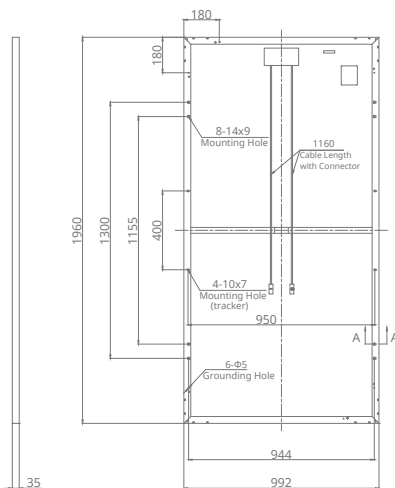
### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

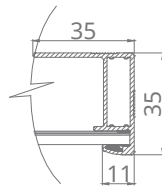


## ENGINEERING DRAWING (mm)

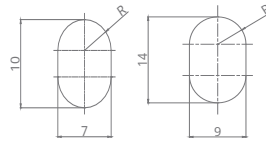
### Rear View



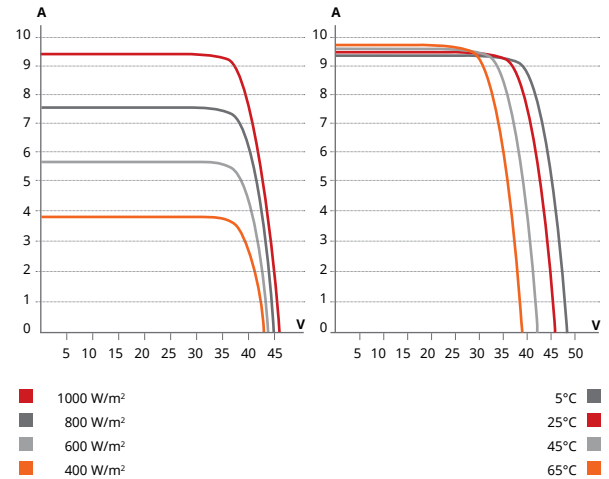
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS6U-330P / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

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

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

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

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % for irradiances between 200 W/m<sup>2</sup> and 1000 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25°C).

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

## MECHANICAL DATA

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

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.40 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 3 °C

## PARTNER SECTION



## CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

**ANEXO B – MANUAL DO INVERSOR INTERATIVO FRONIUS SYMO 20.0-3**



# FRONIUS SYMO

/ Maximum flexibility for the applications of tomorrow.



/ SnapInverter technology



/ Integrated data communication



/ SuperFlex Design



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid Ready



/ Zero feed-in



/ With power categories ranging from 3.0 to 20.0 kW, the transformerless Fronius Symo is the three-phase inverter for systems of every size. Owing to the SuperFlex Design, the Fronius Symo is the perfect answer to irregularly shaped or multi-oriented roofs. The standard interface to the internet via WLAN or Ethernet and the ease of integration of third-party components make the Fronius Symo one of the most communicative inverters on the market. Furthermore, the meter interface permits dynamic feed-in management and a clear visualisation of the consumption overview.

## TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

INPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Number MPP trackers		1			2	
Max. input current ( $I_{dc \max 1} / I_{dc \max 2}^{1)}$ )		16.0 A			16.0 A / 16.0 A	
Max. array short circuit current (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> <sup>1)</sup> )		24.0 A			24.0 A / 24.0 A	
DC input voltage range ( $U_{dc \min} - U_{dc \max}$ )				150 - 1,000 V		
Feed-in start voltage ( $U_{dc \text{ start}}$ )				200 V		
Usable MPP voltage range				150 - 800 V		
Number of DC connections		3			2+2	
Max. PV generator output ( $P_{dc \max}$ )	6.0 kW <sub>peak</sub>	7.4 kW <sub>peak</sub>	9.0 kW <sub>peak</sub>	6.0 kW <sub>peak</sub>	7.4 kW <sub>peak</sub>	9.0 kW <sub>peak</sub>
OUTPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
AC nominal output ( $P_{ac,r}$ )	3,000 W	3,700 W	4,500 W	3,000 W	3,700 W	4,500 W
Max. output power	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA
AC output current ( $I_{ac \text{ nom}}$ )	4.3 A	5.3 A	6.5 A	4.3 A	5.3 A	6.5 A
Grid connection (voltage range)		3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequency (Frequency range)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion		< 3 %				
Power factor ( $\cos \varphi_{ac,r}$ )		0.70 - 1 ind. / cap.			0.85 - 1 ind. / cap.	
GENERAL DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensions (height x width x depth)		645 x 431 x 204 mm				
Weight		16.0 kg			19.9 kg	
Degree of protection		IP 65				
Protection class		1				
Overvoltage category (DC / AC) <sup>2)</sup>		2 / 3				
Night time consumption		< 1 W				
Inverter design		Transformerless				
Cooling		Regulated air cooling				
Installation		Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range		-25 - +60 °C				
Permitted humidity		0 - 100 %				
Max. altitude		2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)				
DC connection technology	3x DC+ and 3x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>			4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16mm <sup>2</sup> <sup>3)</sup>		
AC connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>			5-pole AC screw terminals 2.5 - 16mm <sup>2</sup> <sup>3)</sup>		
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777 <sup>1)</sup> , CEI 0-21 <sup>1)</sup> , NRS 097					

<sup>1)</sup> This applies to Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M and 4.5-3-M.

<sup>2)</sup> According to IEC 62109-1.

<sup>3)</sup> 16 mm<sup>2</sup> without wire end ferrules. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).

## TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

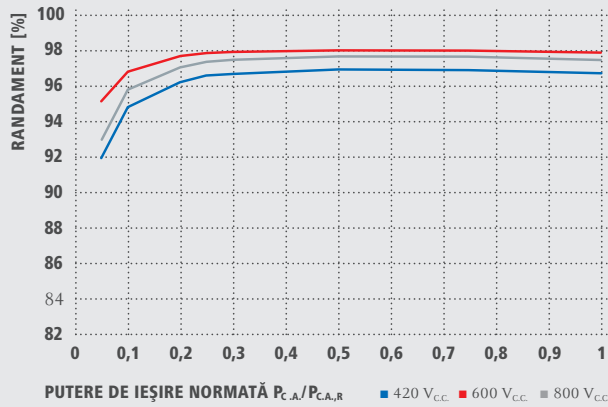
INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Number MPP trackers	2				
Max. input current ( $I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$ )	27.0 A / 16.5 A <sup>1)</sup>		33.0 A / 27.0 A		
Max. usable input current total ( $I_{dc\ max\ 1} + I_{dc\ max\ 2}$ )	43.5 A		51.0 A		
Max. array short circuit current (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> )	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A		
DC input voltage range ( $U_{dc\ min} - U_{dc\ max}$ )	200 - 1,000 V				
Feed-in start voltage ( $U_{dc\ start}$ )	200 V				
Usable MPP voltage range	200 - 800 V				
Number of DC connections	3+3				
Max. PV generator output ( $P_{dc\ max}$ )	15.0 kW <sub>peak</sub>	18.8 kW <sub>peak</sub>	22.5 kW <sub>peak</sub>	26.3 kW <sub>peak</sub>	30.0 kW <sub>peak</sub>
OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
AC nominal output ( $P_{ac,r}$ )	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
AC output current ( $I_{ac\ nom}$ )	14.4 A	18.0 A	21.7 A	25.3 A	28.9 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	1.8 %	2.0 %	1.5 %	1.5 %	1.3 %
Power factor ( $\cos\ \varphi_{ac,r}$ )	0 - 1 ind. / cap.				
GENERAL DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensions (height x width x depth)	725 x 510 x 225 mm				
Weight	34.8 kg		43.4 kg		
Degree of protection	IP 66				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) <sup>2)</sup>	2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-40 - +60 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)				
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>				
AC connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>				
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

<sup>1)</sup> 14.0 A for voltages < 420 V

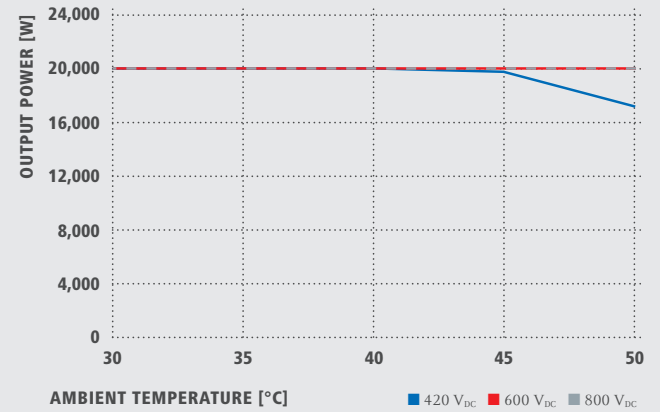
<sup>2)</sup> According to IEC 62109-1. DIN rail for optional type 1 + 2 or type 2 surge protection device available.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).

## FRONIUS SYMO 20.0-3-M EFFICIENCY CURVE



## FRONIUS SYMO 20.0-3-M TEMPERATURE DERATING



## TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. efficiency	98.0 %		98.1 %		
European efficiency (η <sub>EU</sub> )	97.4 %	97.6 %	97.8 %	97.8 %	97.9 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				
PROTECTIVE DEVICES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC disconnecter	Yes				
Reverse polarity protection	Yes				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) <sup>1)</sup>	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (RJ45-socket) <sup>1)</sup>	Fronius Solar Net				
Signalling output <sup>1)</sup>	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger und Webservice	Included				
External input <sup>1)</sup>	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

<sup>1)</sup> Also available in the light version.

Further information and technical data can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

### WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,700 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our record of over 800 granted patents is testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

v06 Apr 2016 EN

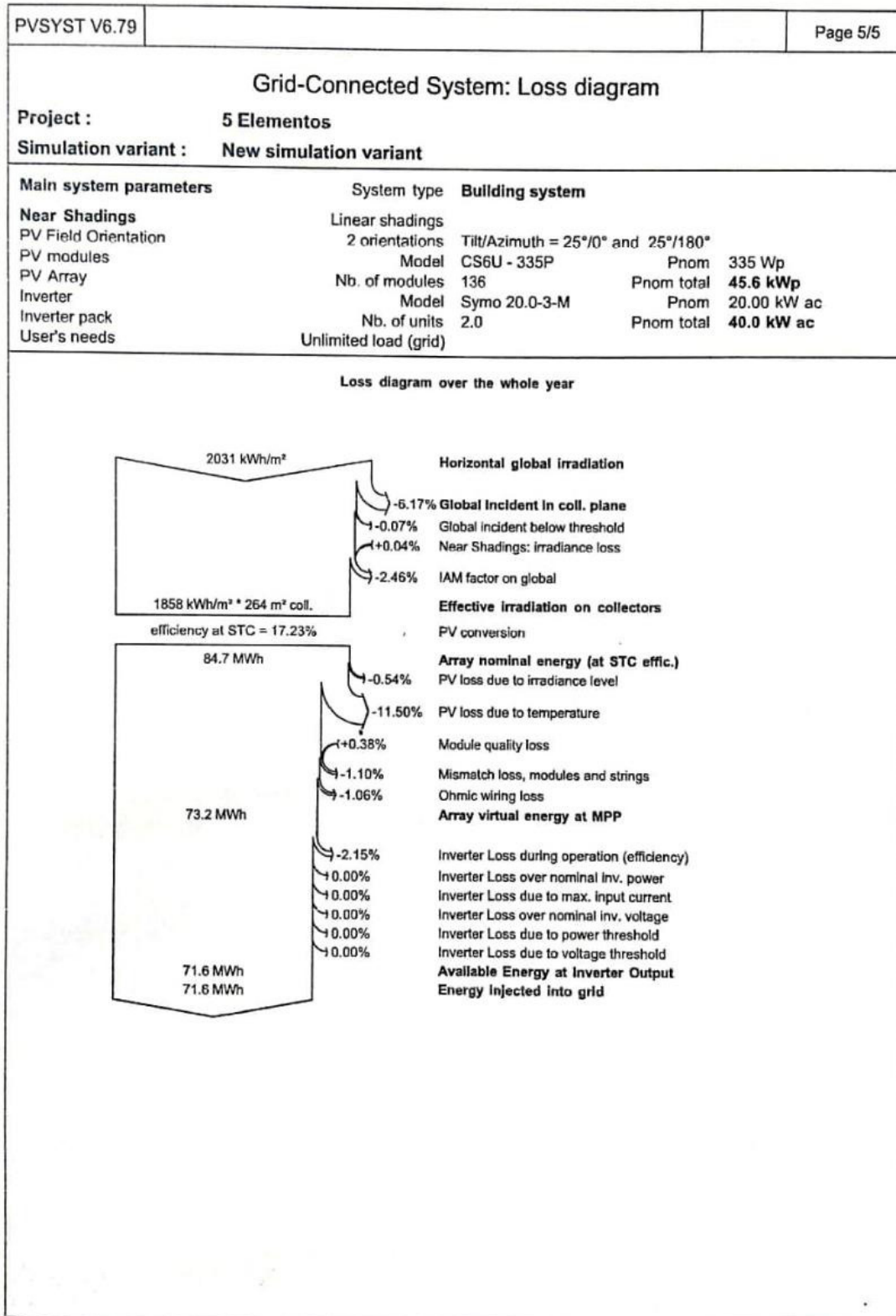
Fronius India Private Limited  
GAT no 312, Nanekarwadi  
Chakan, Taluka - Khed District  
Pune 410501  
India  
pv-sales-india@fronius.com  
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.  
90-92 Lambeck Drive  
Tullamarine VIC 3043  
Australia  
pv-sales-australia@fronius.com  
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited  
Maidstone Road, Kingston  
Milton Keynes, MK10 0BD  
United Kingdom  
pv-sales-uk@fronius.com  
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH  
Froniusplatz 1  
4600 Wels  
Austria  
pv-sales@fronius.com  
www.fronius.com

**ANEXO C – DESCRITIVO DE PERDAS SIMULAÇÃO PVSystem**



## ANEXO D – ORÇAMENTO EQUIPAMENTOS FOTOVOLTAICOS

## Sistema de 45.56kWp

CÓDIGO	PRODUTO	CUSTO UN.	QTD	CUSTO T.
21CAN335022NEJUN19	MODULO FV CANADIAN 72 CELLS 335W POLY 1500V F16 - JUNHO 2019	R\$ 501,82	138	R\$ 68.247,52
22FRO0203380	FRONIUS SYMO 20.0-3 M 380V - com Monitoramento Wi-Fi	R\$ 18.028,24	2	R\$ 36.056,48
23ONE4C2S013	STRING BOX SICES_ONESTO - 4 CORDAS E 2 SAIDAS	R\$ 1.299,66	2	R\$ 2.599,32
2613SSIR078NE	SICES SOLAR PERFIL ALUMINIO INDUSTRIAL ROOFTOP 6,3MT	R\$ 100,50	40	R\$ 4.020,00
2613SSIR081NE	SICES SOLAR PERFIL ALUMINIO INDUSTRIAL ROOFTOP 2,10MT	R\$ 42,75	16	R\$ 684,00
2603038NE	TERMINAL FINAL 35MM	R\$ 4,38	32	R\$ 140,16
2604SST112NE	SICES SOLAR TERMINAL INTERMEDIARIO 39..44MM for CAN/AVP - NACIONAL	R\$ 6,11	256	R\$ 1.564,16
2614SSPA110	SICES SOLAR PARAFUSO METALICO AUTOPERFORANTE	R\$ 0,74	1440	R\$ 1.065,60
2615EPDM	M EPDM BAND 30x3, PU=8 FITA EPDM	R\$ 19,49	72	R\$ 1.403,28
25MC4I003	CONECTORES FEMEA/ MACHO WEID_CABUR_TE_MC4_ou compativel	R\$ 12,00	8	R\$ 96,00
25MC4I003	CONECTORES FEMEA/ MACHO WEID_CABUR_TE_MC4_ou compativel	R\$ 12,00	8	R\$ 96,00
2624001	CABO SOLAR 6MM ATE 1800V CC PT ABNT NBR 16612	R\$ 4,01	240	R\$ 962,40
2624002	CABO SOLAR 6MM ATE 1800V CC VM ABNT NBR 16612	R\$ 4,01	240	R\$ 962,40

Valor Total do Sistema **R\$ 117.897,32**

**FRETE** **R\$ 4.409,36**

**TOTAL** **R\$ 122.306,68**

Item	Garantia
Inversores ABB	5 anos (Primeiros 24 meses direto Sices Brasil)
Inversores FRONIUS	5 anos direto com o Fabricante
Inversores Canadian TRI	10 anos (Primeiros 36 meses direto Sices Brasil)
Inversores Canadian Solar	5 anos (Primeiros 36 meses direto Sices Brasil)
Inversores SUNGROW	5 anos direto com a Sices Brasil.
Módulo FV JA Solar	10 anos (Primeiros 12 meses direto com a Sices Brasil), após com a Fabricante.
Módulo FV CANADIAN	10 anos (Primeiros 24 meses direto com a Sices Brasil), após com a Fabricante.
String Box	12 meses
Quadro AC	12 meses
Estrutura Alumínio	12 anos
Componentes	12 meses