

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

Matheus Holler Guntzel

**O ESTUDO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM AUTOCONSUMO REMOTO PARA
ESTABELECIMENTOS MUNICIPAIS DE ENSINO DE PORTO ALEGRE**

Porto Alegre

2018

Matheus Holler Guntzel

**O ESTUDO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM AUTOCONSUMO REMOTO PARA
ESTABELECIMENTOS MUNICIPAIS DE ENSINO DE PORTO ALEGRE**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Eng. Igor Pasa Wiltuschnig

Porto Alegre

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

Inserir aqui a ficha gerada a partir do Sistema de Geração Automática de Fichas
Catalográficas, disponível no endereço
<http://www.ufrgs.br/bibliotecas/ferramentas-de-producao/ficha-catalografica>.

MATHEUS HOLLER GUNTZEL

**O ESTUDO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM AUTOCONSUMO REMOTO PARA
ESTABELECIMENTOS MUNICIPAIS DE ENSINO DE PORTO ALEGRE**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi analisado e julgado adequado para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Prof. Me. Eng. Igor Pasa Wiltuschnig

Aprovado em: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Eng. Esmael de Oliveira Flores - SMED _____

Prof^a. Dra. Gladis Bordin - UFRGS _____

Prof. Me. Eng. Igor Pasa Wiltuschnig – UFRGS _____

Dedico este trabalho a minha família.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Me. Eng. Igor Pasa por se disponibilizar a me orientar na elaboração e desenvolvimento deste trabalho.

Aos membros da banca examinadora, por proporcionarem momentos de discussão e enriquecimento deste trabalho.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul por ter me proporcionado a possibilidade de estudar Engenharia Elétrica.

À Secretaria Municipal de Ensino por ter me fornecido as informações necessárias para a realização deste projeto.

À minha família por ter me apoiado durante meu percurso para me tornar um Engenheiro.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Espectro da radiação solar fora e dentro da atmosfera terrestre.....	22
Figura 2 – Sistema elétrico de potência simplificado.....	24
Figura 3 – Partes constituintes de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	25
Figura 4 – Célula fotovoltaica.	26
Figura 5 – Estrutura física de uma célula fotovoltaica.	26
Figura 6 – Curva característica IxV de uma célula FV.	27
Figura 7 – Curva característica PxV de uma célula FV.	28
Figura 8 – Módulo fotovoltaico.....	29
Figura 9 – Curvas características IxV de um módulo FV com diferentes valores de irradiação solar incidente sobre ele.	30
Figura 10 – Curvas características IxV de um módulo FV em diferentes temperaturas.....	30
Figura 11 – Conexão série de módulos FV e tensão de saída do conjunto.	33
Figura 12 – Conexão paralelo de módulos FV e corrente de saída do conjunto.	33
Figura 13 – Conexão paralelo de <i>string</i> de módulos FV, tensão e corrente de saída do conjunto.	34
Figura 14 – Distribuição de frequência de velocidade do vento.	41
Figura 15 – Distribuição de frequência de velocidade do vento e função de Weibull.....	42
Figura 16 – Representação gráfica da rosa dos ventos.....	43
Figura 17 – Exemplos de turbinas eólicas.....	46
Figura 18 – Partes construtivas de um aerogerador.....	49
Figura 19 – Exemplo de uma curva de potência de um aerogerador comercial.....	50
Figura 20 – Folha de dados de um aerogerador comercial.....	53
Figura 21 – Mapa solarimétrico brasileiro.	56
Figura 22 – Mapa da velocidade média anual do vento a 100m de altura no Rio Grande do Sul.....	57
Figura 23 – Disposição dos módulos FV e sua sombra.....	61
Figura 24 – Terreno localizado em Arahy Borges Ortiz.	62
Figura 25 – Subestação abrigada para potência instalada superior a 300kVA.....	63
Figura 26 – Diagrama unifilar do sistema de geração fotovoltaico.....	64
Figura 27 – Terreno localizado em Ary Burger.	65
Figura 28 – Terreno localizado em Dom Antônio Cheuiche.	66
Figura 29 – Terreno localizado em Estrada Otaviano José Pinto.....	67

Figura 30 – Curva da distribuição de Weibull para a velocidade do vento a 100m de altura.	68
Figura 31 – Curva de potência do aerogerador selecionado.....	69
Figura 32 – Curva da distribuição de Weibull para a velocidade do vento a 80m de altura. ..	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Terrenos da SMED.	55
Tabela 2 – Velocidade média anual do vento à 100m de altura nos terrenos localizados na zona sul de Porto Alegre.....	58
Tabela 3 – Rugosidade, fator de forma de Weibull e fator de escala dos terrenos localizados na zona sul de Porto Alegre.....	58
Tabela 4 – Modelos comerciais de painéis fotovoltaicos e suas características comerciais. ..	60
Tabela 5 – Preço por kWh dos modelos comerciais dos painéis fotovoltaicos.....	60
Tabela 6 – Orçamento do sistema fotovoltaico.	72
Tabela 7 – Projeção das faturas anuais de energia elétrica.....	74
Tabela 8 – <i>Payback</i> descontado do sistema fotovoltaico.	76
Tabela 9 – <i>Payback</i> descontado do sistema eólico.....	78

RESUMO

Desde a criação da Resolução Normativa Nº 482/2012 a geração distribuída vem ganhando uma crescente adesão por parte de indivíduos interessados na redução de suas despesas com energia elétrica. Uma das modalidades de geração distribuída, o autoconsumo remoto, ainda é pouco explorado, embora possa vir a apresentar vantagens sobre a modalidade comum de geração distribuída. Ao instalar um sistema de geração em local diferente de onde a energia gerada será consumida, é possível otimizar sua capacidade de geração. Nesse contexto, este trabalho tem o propósito de avaliar a viabilidade econômica da implementação de um sistema de geração distribuída para o autoconsumo remoto que tenha capacidade de suprir a demanda energética da rede municipal de ensino de Porto Alegre. Para isso, dimensionaram-se dois sistemas de geração, um fotovoltaico e um eólico, obtendo-se estimativas do custo de instalação de cada um dos sistemas. Após uma análise financeira desses sistemas, utilizando o método do *Payback* descontado, verificou-se que ambos são economicamente viáveis, gerando receita ao longo de seus anos de funcionamento ao reduzir os gastos públicos com energia elétrica.

Palavras-Chaves: Autoconsumo Remoto, Geração Distribuída, *Payback* Descontado, Rede Municipal de Ensino, Sistemas Fotovoltaicos, Sistemas Eólicos.

ABSTRACT

Since the creation of the Normative Resolution N° 482/2012 the distributed generation has been gaining an increasing adhesion of individuals interested in the reduction of their expenditures with electric energy. One of the modalities of distributed generation, remote self-consumption, is still little explored, although it may present advantages over the common mode of distributed generation. By installing a generation system in local other than where the generated energy will be consumed, it is possible to optimize its generation capacity. In this context, this work has the purpose of evaluating the economic viability of the implementation of a distributed generation system for remote self-consumption of the municipal education network of Porto Alegre. For this, two generation systems, one photovoltaic and one wind power, were projected, obtaining estimatives of the cost of the installation of each one of the systems. After a financial analysis of these systems, using the discounted payback method, it has been verified that both are economically viable, generating revenue by reducing public spending on electricity.

Keywords: Discounted Payback, Distributed Generation, Fotovoltaic Systems, Municipal School Network, Remote Self-Consumption, Wind Power Systems.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SUA LEGISLAÇÃO.....	17
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	17
2.2 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	18
2.3 AUTOCONSUMO REMOTO	18
2.4 ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	19
2.5 FATURAMENTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS PARTICIPANTES DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	19
3 SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS.....	21
3.1 RECURSO SOLAR.....	21
3.1.1 Base de dados de recursos solares	23
3.2 SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.....	23
3.3 GERADORES FOTOVOLTAICOS	25
3.3.1 Células e módulos fotovoltaicas.....	25
3.3.2 Características dos módulos fotovoltaicos comerciais	31
3.3.3 Arranjo dos módulos.....	32
3.3.4 Proteção dos módulos.....	34
3.3.5 Orientação e ângulo de instalação dos módulos fotovoltaicos.....	35
3.4 INVERSORES	35
3.4.1 Características e recursos de inversores fotovoltaicos	36
3.4.2 Tipos de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede	36
3.5 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE	37
3.5.1 Energia produzida e quantidade de módulos fotovoltaicos	37
3.5.2 Seleção de inversores	38
3.5.3 Instalação em corrente contínua	38
3.5.4 Instalação em corrente alternada.....	39
4 SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICOS.....	40
4.1 RECURSO EÓLICO	40
4.1.1 Representações estatísticas do vento.....	41
4.1.2 Influência da altura e do terreno na potência disponível	43

4.1.3 Base de dados de recursos eólicos	45
4.2 AEROGERADORES	45
4.2.1 Turbinas eólicas	45
4.2.2 Controle de potência e velocidade das turbinas eólicas	47
4.2.3 Partes constituintes de um aerogerador	48
4.2.4 Curva de potência de um aerogerador	49
4.2.5 Produção de energia de um aerogerador	50
4.2.6 Performance de um aerogerador	51
4.2.7 Disposição de aerogeradores	52
4.2.8 Aerogeradores comerciais	52
4.3 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA EÓLICO CONECTADO À REDE	53
5 ESTUDO DE CASO	54
5.1 TERRENOS DISPONÍVEIS PARA A INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS	54
5.1.1 Análise de potencial de geração solar fotovoltaico	56
5.1.2 Análise de potencial de geração Eólica	57
5.2 PROJETO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO	59
5.2.1 Sistema instalado em Arahya Borges Ortiz	62
5.2.2 Sistema Instalado em Ary Burger	65
5.2.3 Sistema instalado em Dom Antônio Cheuiche	65
PROJETO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA	67
6 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA	71
6.1 PAYBACK DESCONTADO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	72
6.2 PAYBACK DESCONTADO DO SISTEMA EÓLICO	77
7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
REFERÊNCIAS	80
ANEXO A – REQUISITOS PARA ACESSO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO	84
ANEXO B – DATASHEET DO MÓDULO FV CANADIAN SOLAR CS6U-325P	85
ANEXO C – DATASHEET DO INVERSOR SG1000MX	86

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEEE	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surto
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NBR	Norma Brasileira
NOCT	Condições Normais de Operação (Normal Operation Cell Temperature)
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWM	Modulação por largura de pulso (Pulse Width Modulation)
RME	Rede Municipal de Ensino de Porto Alegre
RN	Resolução Normativa
SEP	Sistema Elétrico de Potência
STC	Condições padrões de teste (Standard Test Condition)
SMED	Secretaria Municipal de Educação
vs	Versus

1 INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica no mundo vem aumentando a cada ano que passa e, segundo previsões da agência internacional de energia (ieA), a quantidade de energia elétrica consumida mundialmente em 2030 será de cerca de 30.000TWh, um aumento significativo, comparado com os 7.000TWh que eram consumidos em 1970 (VILLALVA, 2015).

Com esse aumento crescente da demanda por energia elétrica, a geração distribuída vêm ganhando espaço no mercado, pois a energia elétrica tem se tornado cada vez mais cara visto a necessidade de investimentos em larga escala, por parte das distribuidoras, para que toda a demanda que têm surgido possa ser atendida. Pensando nisso, decidiu-se em analisar a geração distribuída (GD) como uma possibilidade de redução de gastos com energia elétrica.

Assim, este trabalho explora uma modalidade de GD, o autoconsumo remoto, para verificar sua viabilidade econômica quando aplicada para compensação energética em instituições de ensino do município de Porto Alegre. Espera-se comprovar que um investimento em produção de energia elétrica, a partir de energia eólica ou energia solar fotovoltaica, trará benefícios para o município a médio e longo prazo, diminuindo gastos públicos e, conseqüentemente, aumentando a receita do município, que poderá ser reinvestir essa receita em outras aplicações para o benefício da cidade.

Para isso, analisaram-se os potenciais energéticos solar e eólico dos terrenos da prefeitura de Porto Alegre, administrados pela gestão de obras da Secretaria Municipal de Educação (SMED), a fim de determinar os locais com a melhor perspectiva para a instalação de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica e/ou eólica. A avaliação dos potenciais energéticos foi realizada a partir de fontes de dados já conhecidas, tais como o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, o Atlas Brasileiro de Energia Solar e afins, visto que não haveria tempo hábil de coletar dados em cada terreno a ser analisado.

Após a verificação dos potenciais energéticos dos locais candidatos, escolheram-se três terrenos para a implementação de um sistema de geração FV e um terreno para a implementação do sistema de geração eólico, ambos os sistemas conectados à rede de distribuição de energia elétrica. Os sistemas projetados foram submetidos a uma análise financeira, utilizando o método do *Payback* descontado, a fim de determinar se o investimento é atrativo ao investidor.

A seguir, no capítulo 2, será apresentada a legislação vigente sobre geração distribuída, para que se possa aderir à ela. Nos capítulos 3 e 4 são apresentados os conceitos e métodos

que foram utilizados para o dimensionamento dos sistemas de geração solar FV e eólico respectivamente. Já no capítulo 5, é apresentado o estudo de caso, onde se encontram os dados dos terrenos disponíveis e os critérios adotados para seleção dos mesmos. Também, no capítulo 5, estão presentes as informações da demanda e gastos com energia elétrica, referentes ao ano de 2017, da rede municipal de ensino de Porto Alegre como base de dados para o dimensionamento dos sistemas de geração FV e eólico. Encontram-se no capítulo 6 e 7 os estudos da viabilidade econômica dos sistemas e as considerações finais deste trabalho. O anexo 1 apresenta os requisitos mínimos para acesso à rede de distribuição. Os anexos 2 e 3 apresentam os *datasheets* dos painéis fotovoltaicos e inversor selecionados para a implementação do sistema fotovoltaico.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SUA LEGISLAÇÃO

A seguir são apresentados os conceitos de geração distribuída, sistema de compensação de energia elétrica, autoconsumo remoto juntamente com sua legislação vigente. Depois, verificar-se-á as condições que um sistema de geração distribuída deve atender para acessar a rede de distribuição.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) (2018), "Geração Distribuída é uma expressão usada para designar a geração elétrica que ocorre junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia". O conceito de geração distribuída de energia elétrica não é novo, durante a primeira metade do século XX, todos os requerimentos de energia eram supridos por geradores instalados próximos aos consumidores. Após a década de 40, houve um declínio na utilização e no interesse de consumidores pela GD graças ao barateamento da geração via centrais de grande porte, acarretando o fim dos incentivos para o desenvolvimento tecnológico para esse tipo de geração. Nos últimos anos, porém, a GD, principalmente através de fontes renováveis de energias, voltou a ser atrativa aos consumidores no mundo todo.

No Brasil, a GD é regulamentada pela ANEEL, que, em 2012, publicou a Resolução Normativa 482/2012, definindo a microgeração e a minigeração distribuída. Essa resolução sofreu revisões em 2015 (RN 686), adicionando três novas modalidades de GD; e em 2017 (RN 786), redefinindo o conceito de minigeração distribuída. A ANEEL, atualmente (RN 786), define a microgeração e a minigeração distribuída:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.).

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 786, de 17.10.2017).

2.2 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Quando um consumidor instala um sistema geração distribuída para seu usufruto ele ganha autonomia energética. Isso é possível graças ao sistema de compensação de energia elétrica, que, é definido pela RN 687/2015 conforme:

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015,).

2.3 AUTOCONSUMO REMOTO

O autoconsumo remoto é uma das três modalidades de GD introduzidas pela ANEEL na Resolução Normativa 687/2015. Essa modalidade abre a opção da otimização do investimento do cliente em micro ou minigeração distribuída. O cliente pode obter um ganho na economia de escala ao instalar um sistema de geração maior, em um local apropriado, ao invés de investir em vários sistemas de menor porte em diversas unidades consumidoras (AYRES, 2018). Além disso, através de uma análise do potencial energético das fontes renováveis dos locais candidatos à instalação dos geradores, pode-se otimizar a geração, aumentando o rendimento dos geradores e, conseqüentemente, aumentar o ganho econômico.

A Resolução Normativa 687/2015 define o autoconsumo remoto:

VIII – autoconsumo remoto: 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. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015,).

2.4 ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O módulo 3, dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional (PRODIST), apresenta a seção 3.7 que estabelece os procedimentos necessários para o acesso de micro e minigeração distribuída de participantes do sistema de compensação de energia elétrica ao sistema de distribuição.

Conforme o PRODIST, para a viabilização do acesso para uma central geradora, com micro ou minigeração distribuída, fazem-se obrigatórias apenas as etapas de solicitação de e parecer de acesso. Além disso, os valores de referência que devem ser adotados para os indicadores da qualidade da energia elétrica são os estabelecidos na seção 8.1, do módulo 8, do PRODIST (PRODIST, 2018).

Os requisitos mínimos do ponto de acesso da central geradora ao sistema de distribuição são apresentados no anexo 1 deste trabalho.

2.5 FATURAMENTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS PARTICIPANTES DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Unidades consumidoras que possuam micro ou minigeração, tanto no local de consumo quanto em locais diferentes, têm seu faturamento estabelecido na Resolução Normativa 482/2012. O faturamento dessa modalidade, segundo o Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída – 2ª ed da.ANEEL (2016, p.17), é resumido pelos seguintes itens:

- a. A energia injetada em determinado posto tarifário (ponta, fora de ponta ou intermediário) , se houver, deve ser utilizada para compensar a energia consumida nesse mesmo posto;
- b. Se houver excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, se houver, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento;
- c. O valor a ser faturado é a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, considerando-se também eventuais créditos de meses anteriores, sendo que caso esse valor seja inferior ao custo de disponibilidade, para o caso de consumidores do grupo B (baixa tensão), será cobrado o custo de disponibilidade;
- d. Para consumidores do grupo A (alta tensão), não haverá valor mínimo a ser pago a título de energia. Contudo, os consumidores continuam sendo normalmente faturados pela demanda;

- e. Após a compensação na mesma unidade consumidora onde está instalada a micro ou minigeração distribuída, se ainda houver excedente, um percentual dos créditos poderá ser utilizado para abater o consumo de outras unidades escolhidas pelo consumidor no mesmo ciclo de faturamento; e
- f. Os créditos remanescentes podem ser utilizados por até 60 meses após a data do faturamento. (Caderno temático de micro e minigeração distribuída, 2016, p.17)

Ainda segundo o Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída – 2ª ed da.ANEEL (2016, p.18), o faturamento para micro e minigeração distribuída, em autoconsumo remoto, pode ser resumido pelos itens:

- a. Para o caso de autoconsumo remoto e geração compartilhada, a energia excedente é a diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida. Já para empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), o excedente é igual à energia injetada;
- b. Compete ao titular da unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída informar à distribuidora o percentual da energia excedente a ser alocada entre as demais unidades consumidoras caracterizadas como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;
- c. O valor a ser faturado em cada uma dessas unidades é a diferença positiva entre a energia consumida e os créditos alocados no mês para a unidade consumidora, considerando-se também eventuais créditos de meses anteriores, sendo que, caso esse valor seja inferior ao custo de disponibilidade, para o caso de consumidores do Grupo B (baixa tensão), será cobrado o custo de disponibilidade.
- d. Para os consumidores do Grupo A (alta tensão), não há valor mínimo a ser pago a título de energia. Contudo, os consumidores continuam sendo normalmente faturados pela demanda.
- e. Os créditos podem ser utilizados por até 60 meses após a data do faturamento. (Caderno temático de micro e minigeração distribuída, 2016, p.18)

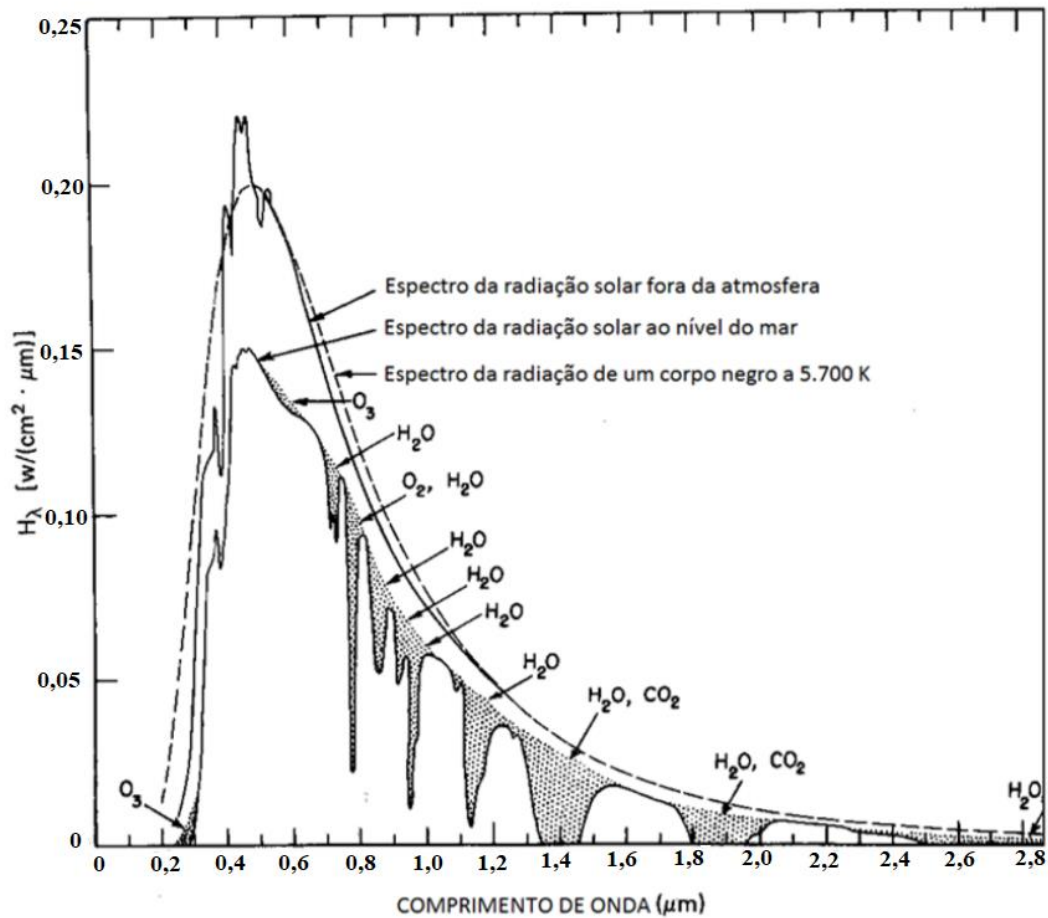
3 SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS

Este capítulo do trabalho apresenta os conceitos e métodos utilizados para projetar um sistema de geração elétrico a partir da energia solar. Primeiramente são apresentados, brevemente, os conceitos sobre a energia solar que chega a Terra e como são obtidos os dados que são utilizados no corpo deste trabalho. Após, apresentam-se os princípios básicos do funcionamento dos geradores fotovoltaicos e inversores e, por fim, os métodos utilizados para o dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaico ligado à rede de distribuição de energia elétrica.

3.1 RECURSO SOLAR

O Sol transmite sua energia para a Terra por radiação, em forma de ondas eletromagnéticas, e é a principal fonte de energia do nosso planeta (ALVES, 2018). Segundo Almeida (2012), fótons de diferentes comprimentos de onda com uma distribuição específica, chamada espectro, compõem a radiação solar. Esse espectro, fora da atmosfera, se aproxima do de um corpo negro a cerca de 5.700K. O espectro da radiação solar, porém, sofre modificações dentro da atmosfera devido aos fenômenos de absorção e reflexão. A figura 1 ilustra o espectro da radiação solar fora e dentro da atmosfera.

Figura 1 – Espectro da radiação solar fora e dentro da atmosfera terrestre



Fonte: ALMEIDA (2012), adaptado pelo autor

Ao integrar-se a curva espectral, obtém-se a densidade superficial de potência da radiação solar, chamada de irradiância. O valor dessa grandeza varia conforme o ângulo de incidência dos raios solares. Os planos mais comuns para sua medição são: o horizontal, em relação à superfície da Terra; o inclinado, em relação à horizontal, com um ângulo de inclinação β ; e o normal à radiação solar (ALMEIDA, 2012). A irradiância é dada em W/m^2 . De outro modo, pode-se quantificar a radiação solar total em termos de sua densidade superficial de energia, ou irradiação solar. A irradiação solar é a integral da irradiância em um determinado intervalo de tempo e é dada em $[Wh/m^2]$ (WIKIPÉDIA, 2018). Valores médios de irradiação solar, tais como a média diária mensal e a média diária anual, são vastamente utilizados para caracterizar o recurso solar de uma posição geográfica (ALMEIDA, 2012).

3.1.1 Base de dados de recursos solares

A 1ª edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar foi uma publicação desenvolvida, segundo Pereira et al. (2006),

com o foco de promover um levantamento de uma base de dados confiável e de alta qualidade para auxiliar no planejamento e desenvolvimento de políticas públicas de incentivo a projetos nacionais de energia solar e eólica; e de atrair o capital de investimentos da iniciativa privada para a área de energias renováveis. A base de dados levantada é compatível com sistemas de informação geográfica (SIG) e, portanto, pode ser facilmente empregada em estudos de viabilidade econômica no desenvolvimento de projetos. Os produtos voltados para a energia solar aplicados ao Brasil foram desenvolvidos através de parceria entre a DMA/CPTEC/INPE e o Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSOLAR /UFSC), fazendo uso do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR e de uma base geo-referenciada de dados ambientais e sócio-econômicos disponibilizados por diversos parceiros nacionais e internacionais e de distribuição gratuita. (Pereira et al., 2006)

A segunda edição, utilizou mais de 17 anos de dados de satélites, implementando avanços nas parametrizações do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR o que melhorou ainda mais a confiabilidade e a exatidão da base de dados produzida e disponibilizada (PEREIRA et al., 2017).

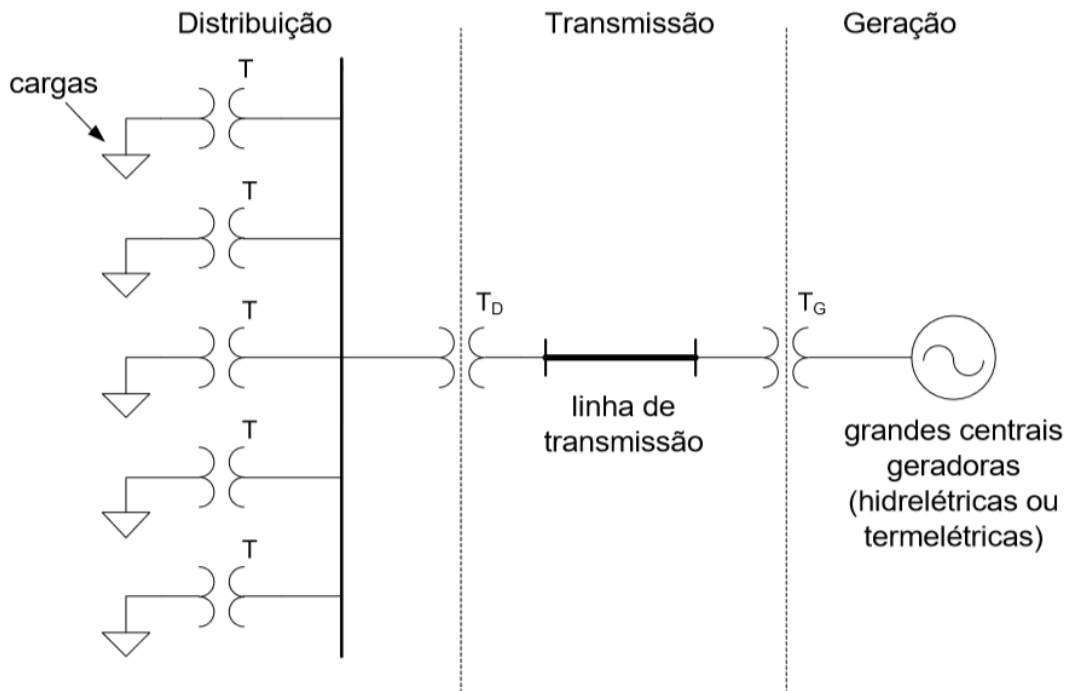
Este trabalho utiliza os dados fornecidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª edição, sempre que for necessário obter algum dado sobre recursos solares para o dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaico.

3.2 SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) são definidos como um conjunto de equipamentos e instalações que operam coordenadamente a fim de fornecer energia elétrica aos consumidores dentro de certos padrões de qualidade (confiabilidade, qualidade), segurança e custos (TORTELLI, 2009). Os SEP são compostos por subsistemas de geração, transmissão e distribuição. Tradicionalmente, possuem um fluxo de potência unidirecional

que se inicia na geração, passa pela transmissão e termina na distribuição (ALMEIDA, 2012). A figura 2 ilustra um SEP simplificado.

Figura 2 – Sistema elétrico de potência simplificado



T – transformadores do subsistema de distribuição.

T_D – transformador de redução entre os subsistemas de transmissão e distribuição.

T_G – transformador de elevação entre os subsistemas de geração e transmissão.

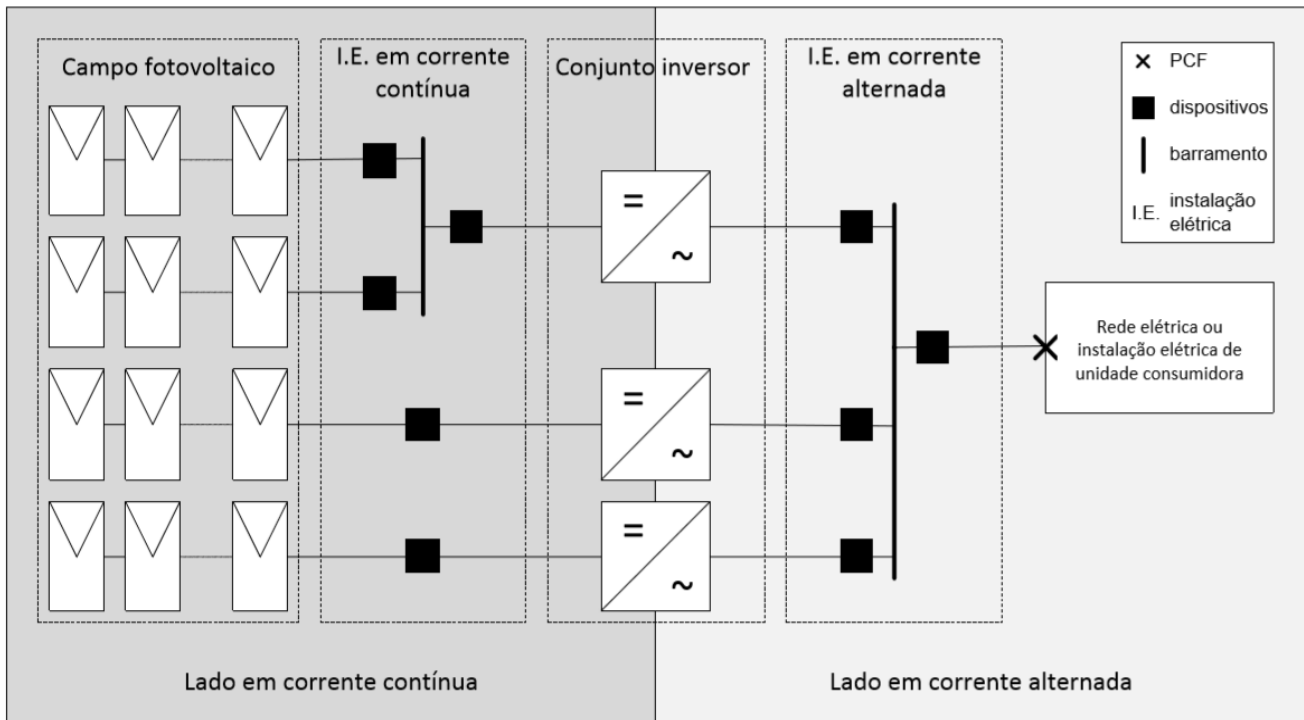
Fonte: ALMEIDA (2012)

Os subsistemas de transmissão e distribuição são compostos por fios condutores, transformadores e diversos equipamentos de medição, controle e proteção das redes elétricas (ABRADEE, 2018). Já o subsistema de geração é o responsável pela produção da energia elétrica. Nesse contexto, um sistema de geração FV conectado à rede faz parte de um subsistema de geração de um SEP, pois opera em paralelo com a rede elétrica. Os sistemas de geração FV podem ser centralizados, constituindo usinas FV ou distribuídos, constituindo mini e micro sistemas geradores (VILLALVA, 2015).

Todos os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em quatro partes: campo fotovoltaico, que compreende todos os geradores FV do sistema; instalação elétrica em corrente contínua, que abrange os condutores e os dispositivos de seccionamento, proteção e controle em corrente contínua; conjunto inversor, que engloba todos inversores presentes no

sistema; e instalação elétrica em corrente alternada, incluindo os condutores e os dispositivos de seccionamento, proteção e controle em corrente alternada (ALMEIDA, 2012). A figura 3 exibe um sistema FV, identificando as quatro partes básicas que o compõem e apresentando a divisão CC e CA do sistema.

Figura 3 – Partes constituintes de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: ALMEIDA (2012)

3.3 GERADORES FOTOVOLTAICOS

Gerador FV é, por definição, um conversor estático de energia solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Os geradores mais conhecidos são as células FV e os módulos FV. O princípio de funcionamento de tais geradores será explicado nas subseções seguintes.

3.3.1 Células e módulos fotovoltaicas

Uma célula fotovoltaica é um dispositivo elétrico composto de materiais semicondutores com propriedades específicas e que possui a capacidade de converter a luz solar em energia elétrica (VILLALVA, 2015). A figura 4 ilustra uma célula FV.

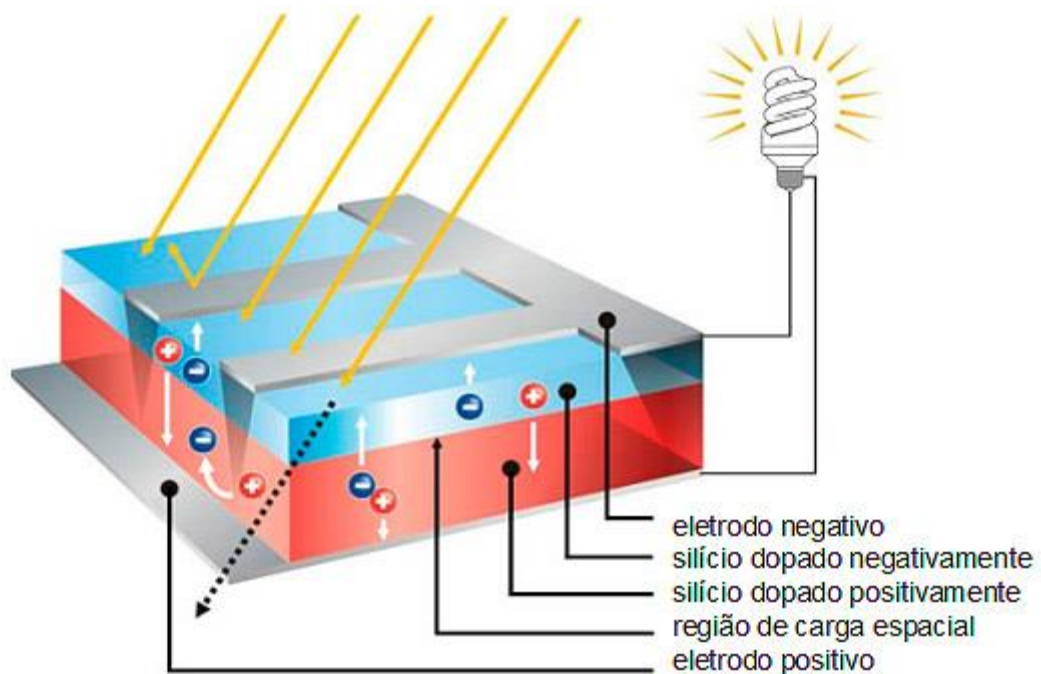
Figura 4 – Célula fotovoltaica



Fonte: ALMEIDA (2012)

As células fotovoltaicas (FV) são compostas, estruturalmente, por duas camadas de material semicondutor, uma com material tipo P e uma com material tipo N, e de seus terminais elétricos, também chamados de eletrodos. A figura 5 ilustra a estrutura de uma célula fotovoltaica (VILLALVA, 2015).

Figura 5 – Estrutura física de uma célula fotovoltaica

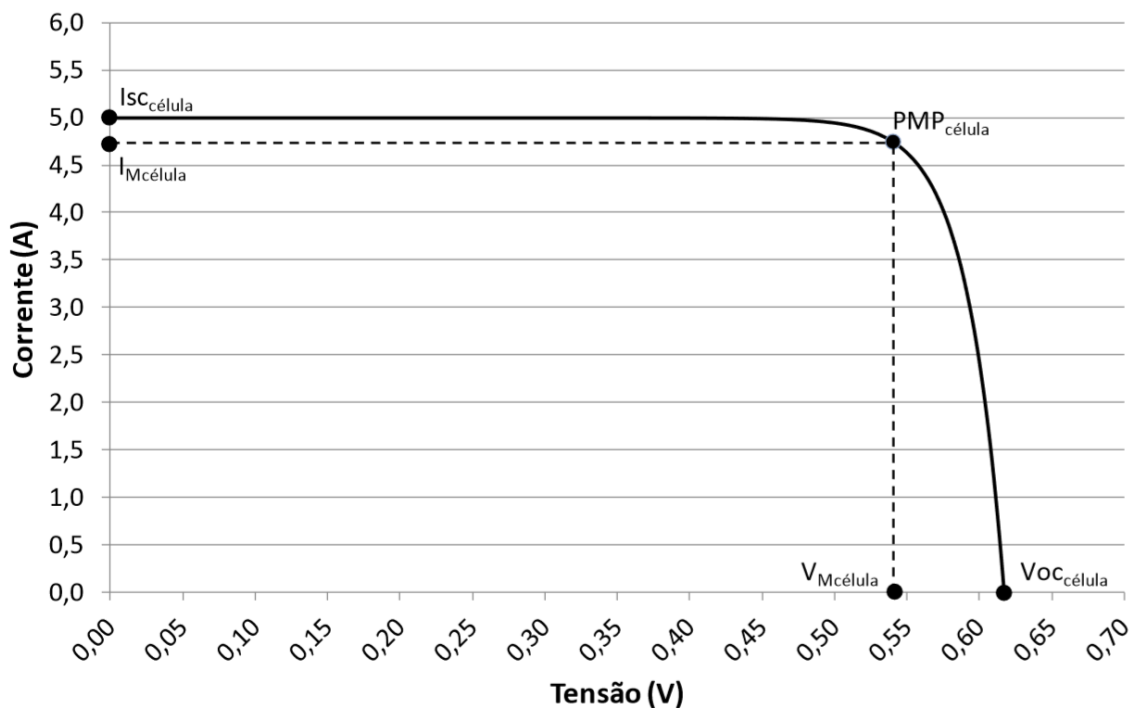


Fonte: FOTOVOLTEC SOLAR ENGINEERING (2018)

As camadas de materiais semicondutores apresentam um excedente de elétrons, na camada de material tipo N, e uma falta de elétrons, na camada de material tipo P. Devido à diferença de concentração de elétrons, um fluxo dos mesmos ocorre, da camada N para a P, quando as camadas são colocadas em contato. Conforme os elétrons migram, um campo elétrico, também chamado de barreira de potencial, é gerado na área de junção, cessando o movimento dos elétrons. Ao se iluminar a célula, a energia da luz é descarregada sobre os elétrons, lhes fornecendo energia suficiente para vencer a barreira de potencial e voltarem a se deslocar da camada N para a P. Os eletrodos metálicos das células FV coletam os elétrons em movimento, de modo que se um circuito fechado for estabelecido entre ambos terminais, os elétrons irão circular em direção à camada N, formando uma corrente elétrica (VILLALVA, 2015).

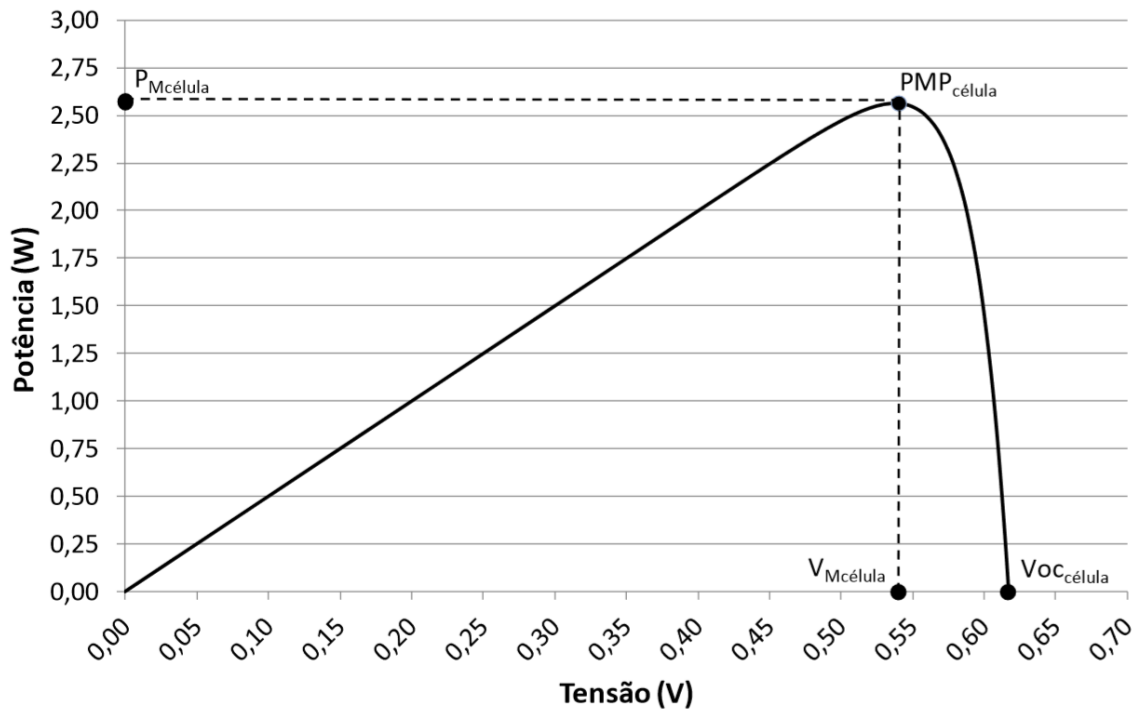
Toda célula FV apresenta uma curva característica de corrente vs tensão (I_xV), conforme apresentado na figura 6. Essa curva exhibe três pontos de destaque: a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto e o ponto de máxima potência. A partir da curva característica I_xV é possível traçar a curva da potência vs tensão (P_xV) da célula, que facilita a visualização do ponto de máxima potência, conforme se verifica na figura 7.

Figura 6 – Curva característica I_xV de uma célula FV



Fonte: ALMEIDA (2012)

Figura 7 - Curva característica P xV de uma célula FV



Fonte: ALMEIDA (2012)

A tensão que uma célula FV fornece é da ordem de 0,6V em circuito aberto e 0,5V, quando opera em máxima potência. Para a maioria das aplicações práticas, esses valores não são convenientes, de modo que é comum a associação de várias células FV em série para obter tensões apropriadas aos requerimentos exigidos por aplicações práticas. Em alguns casos, duas ou mais dessas associações em série são ligadas em paralelo para elevar a potência que o conjunto pode fornecer. Essas associações de células FV são encapsuladas para protegê-las das intempéries e da umidade do ambiente. A esses conjuntos de células FV, associadas entre si e encapsuladas, dá-se o nome de módulo FV, ilustrado na figura 8. Os módulos FV apresentam curvas características IxV e PxV que são resultantes da combinação das curvas das células FV que os compõem (ALMEIDA, 2012).

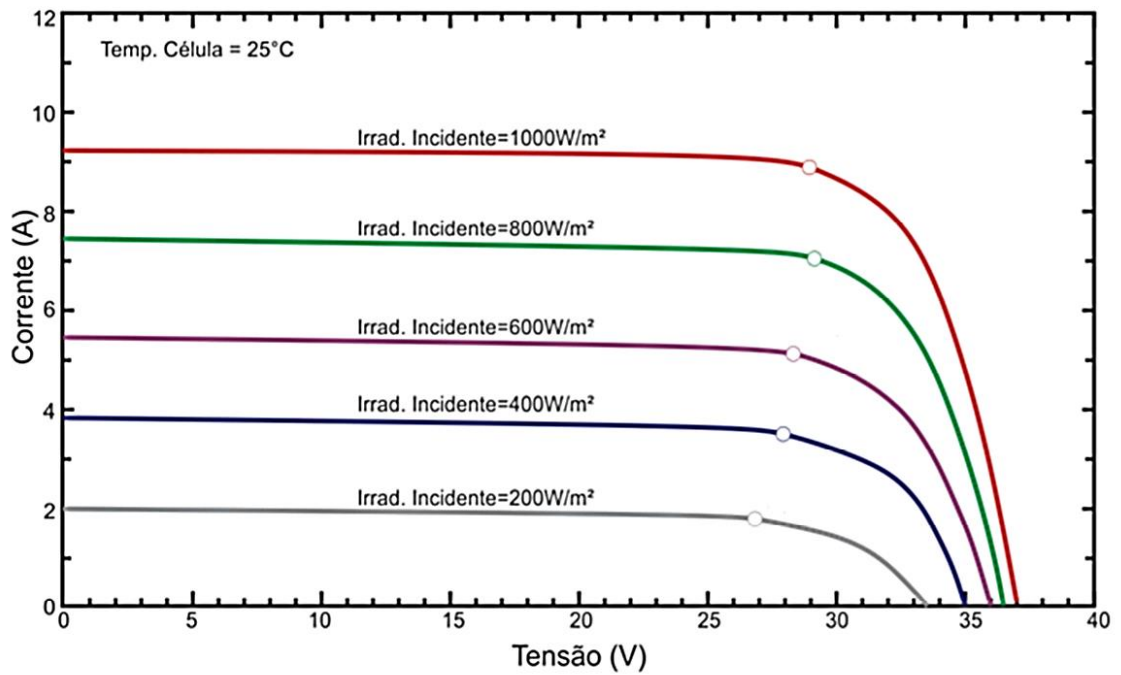
Figura 8 – Módulo fotovoltaico



Fonte: GOETZE (2017)

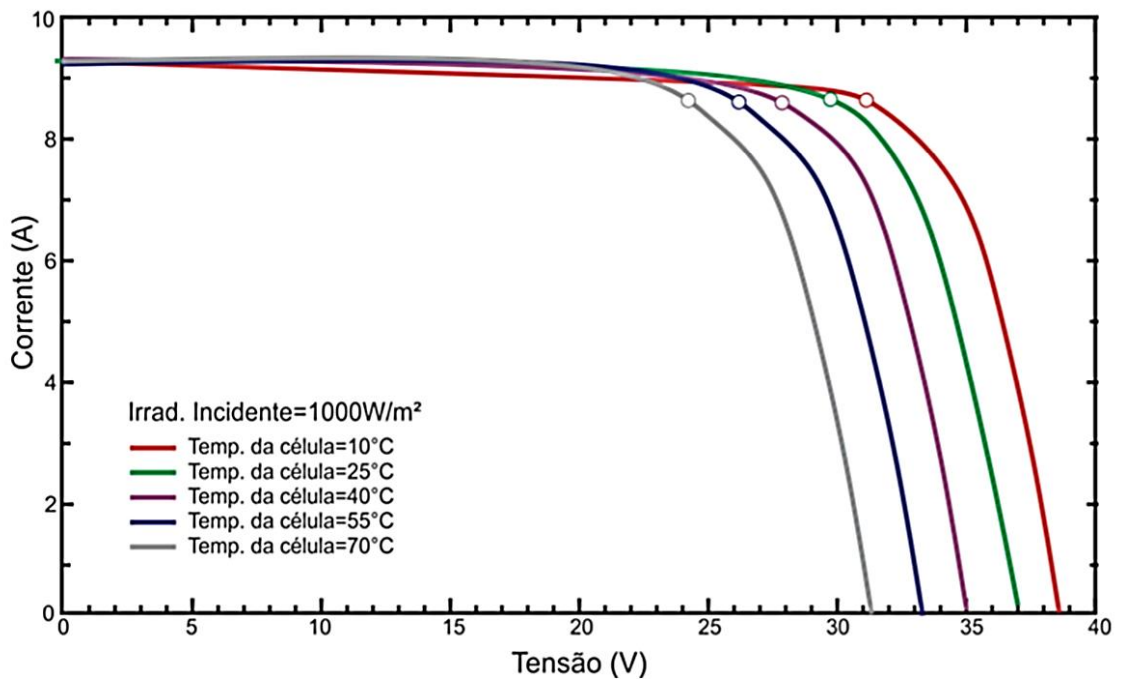
As curvas I_xV e P_xV definem o funcionamento dos módulos e células FV. Essas curvas sofrem influências diretas da temperatura das células FV e da irradiação solar incidente sobre elas. Quando a intensidade da luz solar diminui sobre uma célula FV, a corrente máxima que a mesma pode fornecer reduz. Já quando a temperatura de uma célula aumenta, diminui-se sua capacidade de tensão máxima de saída. Em ambos os casos a potência máxima que pode ser fornecida por um módulo FV diminui. As figuras 9 e 10 ilustram esses fenômenos (VILLALVA, 2015).

Figura 9 – Curvas características IxV de um módulo FV com diferentes valores de irradiação solar incidente sobre ele



Fonte: GOETZE (2017)

Figura 10 – Curvas características IxV de um módulo FV com suas células FV em diferentes temperaturas



Fonte: GOETZE (2017)

Os módulos fotovoltaicos de silício cristalino, comumente encontrados no mercado, produzem entre 50W e 300W de potência, apresentando tensões máximas de até 40V e fornecendo até 8A de corrente (VILLALVA, 2015).

3.3.2 Características dos módulos fotovoltaicos comerciais

Os fabricantes de módulos FV disponibilizam folhas de dados com as características elétricas, mecânicas e demais informações relevantes de seus produtos. As características elétricas dos módulos são apresentadas sobre duas condições, a STC (Standard Test Condition), que são as condições padrões de teste de módulos FV, e a NOCT (Normal Operation Cell Temperature), que são as condições normais de operação dos módulos.

As informações sobre as características elétricas dos módulos FV, fornecidos em STC e NOCT, são: o valor de potência máxima de pico (P_{mpp}), que é a máxima potência que o módulo pode fornecer; a tensão de máxima potência (V_{mpp}), que é o valor da tensão no ponto de operação de máxima potência do módulo; a tensão de circuito aberto (V_{oc}); e a corrente de curto circuito (I_{sc}). Além disso, nas condições padrões de teste são dados o valor da corrente de máxima potência (I_{mpp}) e a resistência à corrente inversa (I_r) do módulo.

Além das propriedades elétricas dos módulos, é comum a apresentação da característica térmica dos mesmos, que prevê seu comportamento elétrico diante da variação da temperatura em que opera (VILLALVA, 2015).

Outra especificação importante dos módulos, e que nem sempre é apresentada pelos fabricantes, é sua eficiência, que, no Brasil, é avaliada e certificada pelo PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica). O INMETRO, em 2011, definiu os limites de rendimento separados por classes: A (Maior ou igual a 13,5%), B (de 13% a 13,5%), C (de 12% a 13%), D (de 11% a 12%), E (Menor ou igual a 11%). Caso o rendimento não seja apresentado pelo fabricante, pode-se obtê-lo com a equação (1) (BÚSSOLO, 2018):

$$\eta_p = \frac{P_{max}}{A_p \times 1000} \quad (1)$$

Onde, P_{max} é a potência máxima instantânea do módulo [W]; A_p é a área do módulo em [m²]; e η é o rendimento do módulo. O valor 1000 inserido na expressão representa a taxa padronizada de radiação solar em condições padrões de teste e sua unidade é [W/m²].

3.3.3 Arranjo dos módulos

Do mesmo modo que as células FV são associadas entre si para criar os módulos FV, os módulos FV são associados entre si, de diferentes formas, para atender especificações de projeto. Os módulos FV podem ser associados entre si em série, criando uma *string*, e em paralelo. É possível ainda associar *strings* em paralelo, de modo a formar arranjos (VILLALVA, 2015).

Ao associar os módulos em série, a tensão de saída do conjunto é dada pela soma da tensão de cada módulo. Já o valor da corrente que circula por todo o conjunto é o valor da corrente fornecida por um único módulo. As características da associação *string* são resumidas pelas equações (2) e (3).

Para aumentar a corrente fornecida pelo sistema, associam-se os módulos em paralelo. Associando-os em paralelo, obtém-se uma corrente total fornecida pelo conjunto que é a soma da corrente que cada módulo FV fornece individualmente. As características da associação em paralelo de módulos FV são resumidas pelas equações (4) e (5).

Por fim, para elevar a potência do sistema, associam-se conjuntos de módulos que estão em série (*strings*) em paralelo, formando arranjos. Nesse tipo de associação, as tensões dos módulos FV conectados em série e correntes das *strings* conectadas em paralelo são somadas. Essas características são apresentadas nas equações (6) e (7).

$$V_{\text{tot}}=V_1+V_2+V_3+\dots \quad (2)$$

$$I_{\text{tot}}=I_1=I_2=I_3=\dots \quad (3)$$

$$V_{\text{tot}}=V_1=V_2=V_3=\dots \quad (4)$$

$$I_{\text{tot}}=I_1+I_2+I_3+\dots \quad (5)$$

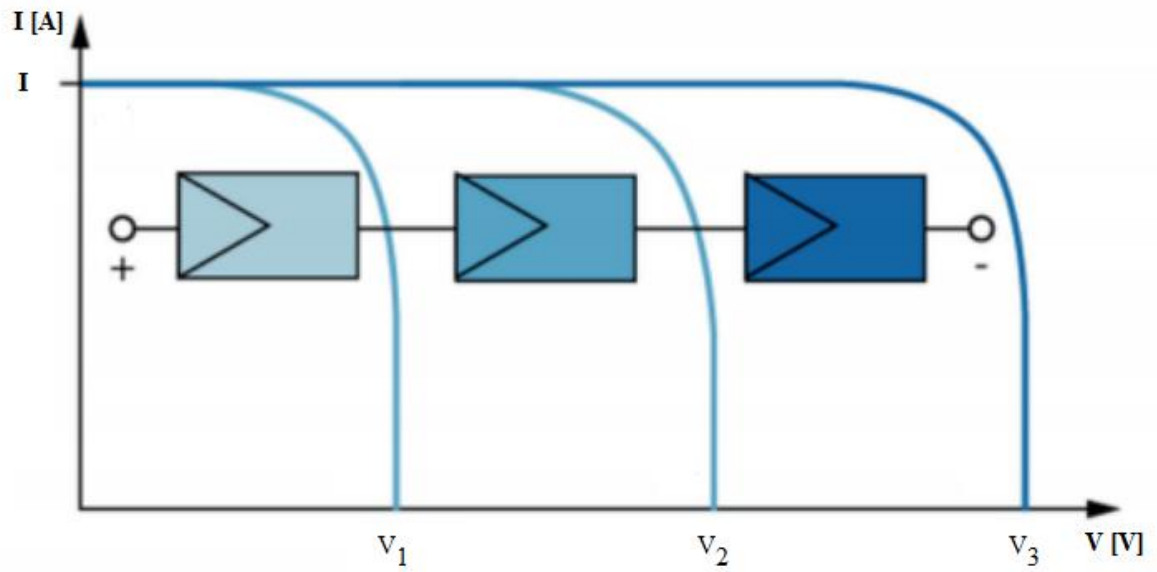
$$V_{\text{tot}}=V_1+V_2+V_3+\dots \quad (6)$$

$$I_{\text{tot}}=I_1+I_2+I_3+\dots \quad (7)$$

Onde V_{tot} é a tensão total nos terminais do conjunto em [V]; $V_{1,2,3\dots}$ é a tensão individual dos módulos FV em [V]; I_{tot} é a corrente total fornecida pelo conjunto em [A]; e $I_{1,2,3\dots}$ é a corrente individual fornecida por cada módulo ou *string* em [A].

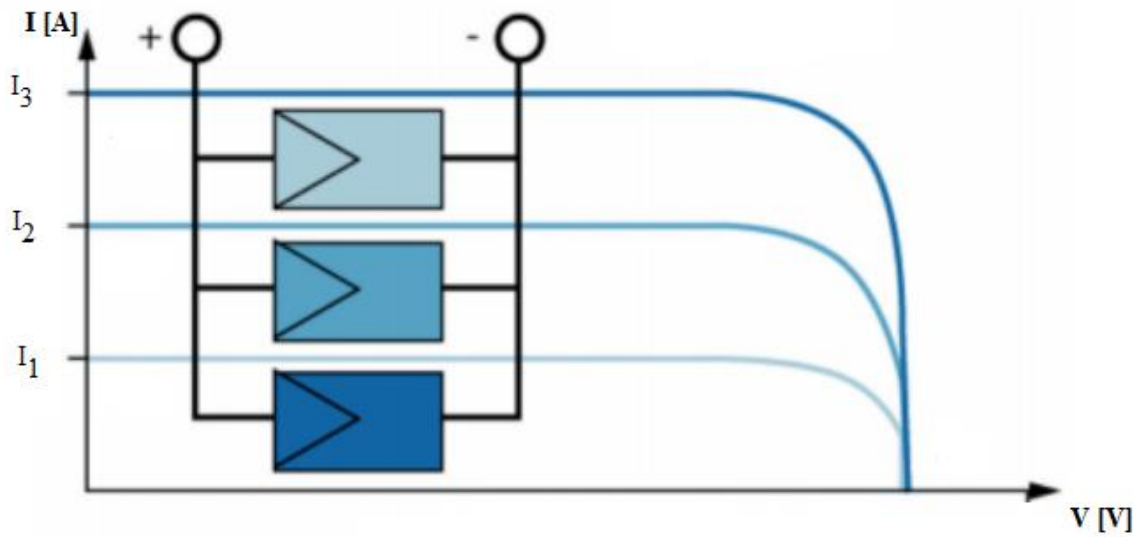
As figuras 11, 12 e 13 ilustram as conexões série, paralelo e arranjos respectivamente, exibindo o aumento dos valores de tensão e corrente de cada tipo de associação.

Figura 11 – Conexão série de módulos FV e tensão de saída do conjunto



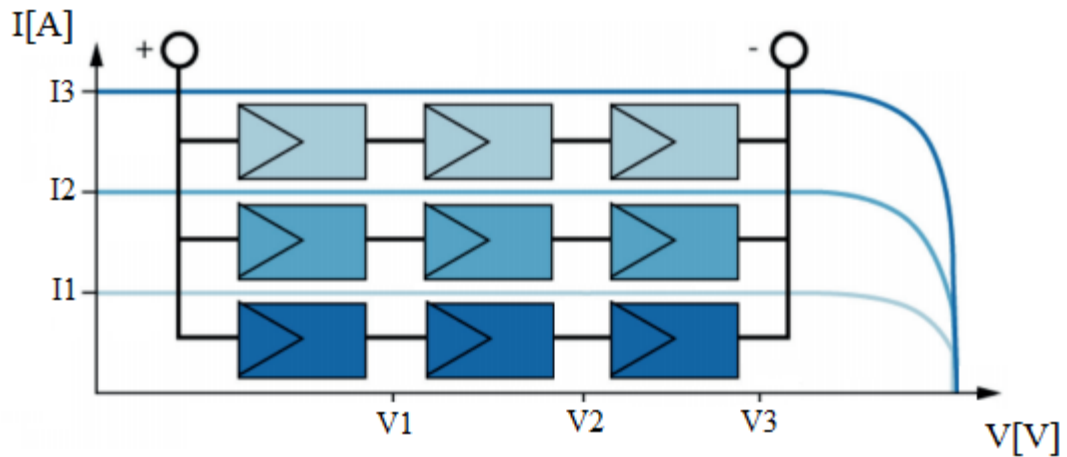
Fonte: FLANDOLI (2018), adaptado pelo autor

Figura 12 – Conexão paralelo de módulos FV e corrente de saída do conjunto



Fonte: FLANDOLI (2018), adaptado pelo autor

Figura 13 – Conexão paralelo de *strings* de módulos FV, tensão e corrente de saída do conjunto



Fonte: FLANDOLI (2018), adaptado pelo autor

3.3.4 Proteção dos módulos

Em algumas situações, os módulos FV podem ficar sujeitos a sombras causadas por obstáculos. Uma sombra sobre apenas uma célula pode causar o cessamento da produção de energia de todo o módulo, pois a associação das células FV são em série. A corrente que o módulo pode fornecer fica limitada a corrente fornecida pela célula que recebe menor intensidade luminosa (GOETZE, 2017).

A fim de minimizar o efeito do sombreamento nos módulos, diodos de *bypass* são adicionados pelos fabricantes em paralelo às células FV. Ao adicionar o diodo de *bypass*, mesmo que uma célula esteja produzindo pouca corrente devido a um sombreamento não desejado, o módulo continuará a produzir energia, desviando a corrente produzida pelas outras células através do diodo (VILLALVA, 2015).

Outro tipo de diodo utilizado para proteção de módulos FV é o de bloqueio. Esse diodo é ligado em série com os *strings* dos módulos FV para que uma célula FV sombreada não transforme a fileira toda em uma carga, o que acarretaria em uma corrente circulante reversa sobre os módulos.

3.3.5 Orientação e ângulo de instalação dos módulos fotovoltaicos

Segundo Villalva (2015), a energia solar é melhor aproveitada pelos módulos FV quando os raios incidem neles perpendicularmente, o que otimiza sua capacidade de geração elétrica. Então é natural que, ao instalar um módulo FV, desprovido de um sistema de rastreamento de posição solar, procure-se determinar o ângulo que possibilite sua maior produção energética. Diversos métodos são aplicados para tal finalidade, sendo, em sua maioria, empíricos. Os fabricantes dos módulos, por exemplo, utilizam um método que relaciona o ângulo de instalação do módulo FV com a latitude geográfica do local onde ele será instalado.

Neste trabalho é adotado o critério de que o ângulo de inclinação de instalação dos módulos FV, β , deve ser igual ao ângulo da latitude onde o mesmo será instalado, já que tem como base de dados o Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição que se utiliza do mesmo critério no mapeamento de irradiação solar aqui utilizado.

3.4 INVERSORES

Os inversores são os equipamentos eletrônicos responsáveis por converter a potência dada em corrente contínua, provenientes dos geradores FV, para a potência dada em corrente alternada, utilizada na rede elétrica. Através dessa conversão, torna-se possível a integração de sistemas FV à rede. Os inversores operam utilizando componentes semicondutores como chaves estáticas, que comutam seu estado de funcionamento entre ligado e desligado, realizando a conversão CC/CA. O sinal de saída é formado por ondas quadradas, que, através de técnicas de controle PWM, apresentam um valor médio que segue uma onda senoidal. Utilizam-se filtros no sinal de saída, que apresenta forte conteúdo harmônico, com o intuito de se obter uma onda senoidal pura (ALMEIDA, 2012).

3.4.1 Características e recursos de inversores fotovoltaicos

As principais características dos inversores são apresentadas nos catálogos de seus fabricantes, sendo elas: a faixa útil de tensão contínua na entrada; a tensão contínua máxima na entrada; o número máximo de *strings* na entrada; o número de entradas independentes com *Maximum Power Point Tracking* (MPPT); a tensão de operação na conexão com a rede; a frequência da rede elétrica; a distorção da corrente injetada na rede; o grau de proteção; a temperatura de operação; a umidade relativa do ambiente; o consumo de energia parado; o consumo de energia noturno; a potência de corrente contínua na entrada; a potência de corrente alternada na saída; e o rendimento (VILLALVA, 2015).

Os inversores utilizados para operar conectados à rede elétrica possuem diversos recursos para atender aos requisitos da rede, dentre os quais se destacam: a chave de desconexão em corrente contínua, que é uma chave manual para desconectar internamente os módulos FV do inversor; a proteção contra fuga de corrente, que desconecta o inversor da rede caso o sistema eletrônico embutido nele detecte fuga de corrente; o rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT), que é um recurso que garante que, instantaneamente, os módulos FV operem em seu ponto de máxima potência; a detecção de ilhamento e reconexão automática, recursos obrigatórios que garantem a segurança de pessoas e equipamentos quando há situações de interrupção de fornecimento da rede elétrica pública ao desconectar o inversor da rede; e isolamento com transformador, recurso opcional que integra um transformador de isolamento ao inversor (VILLALVA, 2015).

3.4.2 Tipos de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede

No mercado, existem inversores de diversas potências projetados para operar conectados à rede elétrica. Dependendo das características do sistema de geração FV, deve-se determinar qual o inversor que melhor se adequa aos seus requisitos.

Para usinas e sistemas de minigeração utilizam-se inversores centrais que são inversores de grande porte, trifásicos, que suportam ser alimentados por um grande número de módulos fotovoltaicos, atendendo potências instaladas de 1MW até vários megawatts (VILLALVA, 2015)

Para sistemas de microgeração, potência instalada até 75kW, indica-se a utilização de inversores *string* que permitem a conexão de apenas uma série de módulos FV ao inversor (ALMEIDA, 2012).

3.5 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Esta seção abordará os métodos utilizados para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede. As técnicas aqui descritas serão adotadas no dimensionamento do sistema FV desse trabalho. Inicialmente será apresentado o método para dimensionar a quantidade de energia produzida por um módulo FV e como determinar a quantidade de módulos solares para a demanda do projeto. A seguir, são expostos, brevemente, alguns critérios a serem considerados na seleção dos inversores para o sistema. Por fim, são apresentadas as técnicas para o dimensionamento dos condutores e proteções das instalações elétricas de corrente contínua e corrente alternada.

3.5.1 Energia produzida e quantidade de módulos fotovoltaicos

Para o dimensionamento do sistema, inicialmente deve-se determinar a quantidade de energia elétrica que um módulo FV comercial pode produzir. Nesse trabalho, se empregará o método da insolação diária. Esse método utiliza as informações da quantidade de energia do Sol disponível diariamente no local da instalação para determinar a quantidade de energia elétrica que será produzida pelo módulo FV.

Os dados necessários para calcular a energia que será produzida pelo módulo, com esse método, além da insolação diária do local, são as dimensões físicas do módulo e sua eficiência. Assim, a energia produzida pelo módulo será dada por (8) (VILLALVA, 2015).

$$E_p = E_s A_m \eta_m \quad (8)$$

Onde E_p é a energia produzida pelo módulo diariamente [Wh]; E_s é a insolação diária [Wh/m²/dia]; A_m é a área da superfície do módulo [m²]; e η_m é a eficiência do módulo.

É importante ressaltar que esse método só é válido quando há o uso de controladores de carga com o recurso de MPPT(5). Como todos os inversores comerciais para conexão à rede possuem o recurso MPPT, não há problemas em sua adoção.

Depois de calculada a energia produzida por um módulo, e sabendo a quantidade de energia que se deseja produzir, pode-se determinar o número de módulos por (9).

$$N_p = \frac{E_{\text{sistema}}}{E_{\text{módulo}}} \quad (9)$$

onde, N_p é o número de módulos; E_{sistema} é a energia produzida pelo sistema [kWh]; e $E_{\text{módulo}}$ é a energia produzida pelo módulo [kWh].

3.5.2 Seleção de inversores

Para escolher o inversor adequado para o sistema, leva-se em consideração os seguintes critérios (VILLALVA, 2015):

- 1) a tensão de circuito aberto do string não deve ultrapassar a tensão máxima permitida na entrada do inversor.
- 2) A especificação do inversor deve ser para uma potência superior ou igual à potência de pico do conjunto de módulos FV.

Atendendo essas condições, a vida útil dos inversores é prolongada.

3.5.3 Instalação em corrente contínua

A instalação CC de um sistema FV é composta pelos cabeamentos, equipamentos de seccionamento e proteção e equipamentos de controle.

Os cabos empregados em instalações FV em CC possuem características específicas para essa aplicação. Eles devem ter proteção a radiação ultravioleta e ser fabricados para suportar temperaturas extremas. Além disso, devem ter tensão de isolamento entre 300V e 1000V, possuindo capacidade para condução de corrente 25% superior à corrente de curto-circuito dos módulos FV especificada em STC. A equação (10) especifica a corrente que os cabos devem suportar (VILLALVA, 2015).

$$I_{\text{cabos}} \geq I_{\text{sc, stc}} \times 1,25 \quad (10)$$

Em que I_{cabos} é a corrente suportada pelos cabos elétricos e $I_{\text{sc, stc}}$ é a corrente de curto circuito nas condições padrões de teste (STC).

Segundo Villalva (2015), a queda de tensão nas conexões em CC deve estar entre 1% e 3%. Os condutores devem ser dimensionados, inicialmente, pelo critério de capacidade de condução de corrente, consultando os dados disponibilizados pelos fabricantes. Após a escolha inicial da seção transversal do condutor, aplica-se o método da queda de tensão para confirmar a escolha ou aumentar a seção.

Ainda conforme o autor citado no parágrafo anterior, em conjuntos com mais de dois *strings* em paralelo, emprega-se fusíveis de proteção contra a corrente reversa dos módulos. A corrente máxima que deve ser suportada pelos fusíveis é dada pela fórmula (11).

$$1,1 \times I_{sc,STC} \leq I_f \leq I_r \quad (11)$$

Em que $i_{sc,STC}$ é a corrente de curto-circuito do *string* na STC [A]; I_f é a corrente nominal do fusível [A]; e I_r é a corrente reversa suportada pelo módulo FV conforme especificado na folha de dados do fabricante [A].

Conjuntos FV com mais de dois *strings* em paralelo, segundo a IEC (*international electrotechnical commission*) 60364, devem atender a especificação apresentado em (12).

$$1,35 \times I_{rm} \leq (N_{par} - 1) I_{sc,STC} \quad (12)$$

Onde I_{rm} é a corrente reversa máxima presente no circuito em [A]; N_{par} é o número de *strings* ligados em paralelo; e $I_{sc,STC}$ é a corrente de curto circuito de um *string* na STC em [A].

Ainda segundo a IEC 60364, os fusíveis para proteção dos *strings* devem ser do tipo gPV, que são fusíveis próprios para aplicações fotovoltaicas.

Já o DPS recomendado a ser utilizado nos sistemas FV, segundo a norma IEC 60364, é o de classe II. O DPS a ser utilizado, no entanto, depende da quantidade de descargas atmosféricas que ocorrem no local onde será instalado o sistema, sendo recomendada a instalação de DPS classe I em locais onde há uma alta densidade de descargas atmosféricas.

Além disso, os diodos de bloqueio, quando houverem, associados em série com as *strings*, devem ter capacidade de suportar o dobro da tensão de circuito aberto do conjunto de módulos, ou seja:

$$V_{D,SER} \geq 2 \times V_{oc,STC} \quad (13)$$

Onde $V_{D,SER}$ é a tensão suportada pelo diodo de bloqueio em [V] e $V_{oc,STC}$ é a tensão de circuito aberto dos módulos FV nos padrões STC (VILLALVA, 2015).

3.5.4 Instalação em corrente alternada

Em sistemas FV conectados à rede de distribuição, deve-se realizar o dimensionamento das conexões elétricas e dispositivos de proteção de acordo com as técnicas convencionais de instalações elétricas, conforme os critérios e exigências da ABNT NBR 5410:2004 (VILLALVA, 2015).

4 SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICOS

Este capítulo abordará os conceitos e métodos adotados neste trabalho para o dimensionamento de um sistema eólico. A seguir, são revisados, brevemente, os conceitos envolvendo a energia disponível no vento e como ela varia com a altura e com a rugosidade do terreno, o método de sua representação estatística, como as turbinas eólicas captam a energia do vento e os aerogeradores. Além disso, é apresentada a base de dados que é utilizada para o dimensionamento do sistema eólico.

4.1 RECURSO EÓLICO

Energia eólica é a energia cinética proveniente das massas de ar atmosféricas em movimento (vento) devido ao gradiente de pressão produzido pelo aquecimento desigual da Terra. A energia cinética de um fluxo de ar é dada por (14) e sua potência por (15) (CUSTÓDIO, 2009).

$$E = \frac{mv^2}{2} \quad (14)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (15)$$

Onde E é a energia cinética em [J]; m é a massa em [kg]; P é a potência disponível no vento [W]; ρ é a massa específica do ar em [kg/m³]; A é a área de uma seção transversal, por onde o fluxo passa, em [m²]; e v é a velocidade da massa de ar em movimento em [m/s].

A equação que fornece uma base maior para a análise da energia eólica é dada por (16), que indica a quantidade de potência disponível no vento por unidade de área (CUSTÓDIO, 2009).

$$DP = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (16)$$

Onde DP é a densidade de potência em [W/m²]; v é a velocidade do vento em [m/s]; e ρ é a massa específica do ar no local em [kg/m³].

A partir da equação (16), verifica-se a dependência da energia disponível no vento com a massa específica do ar. Sabe-se que a massa específica do ar varia de acordo com a pressão atmosférica e com a temperatura ambiente, de modo que a energia disponível do vento depende, também, desses fatores. Uma expressão para a estimativa da massa específica do ar em função de suas variáveis é dada por pela equação (17) (CUSTÓDIO, 2009).

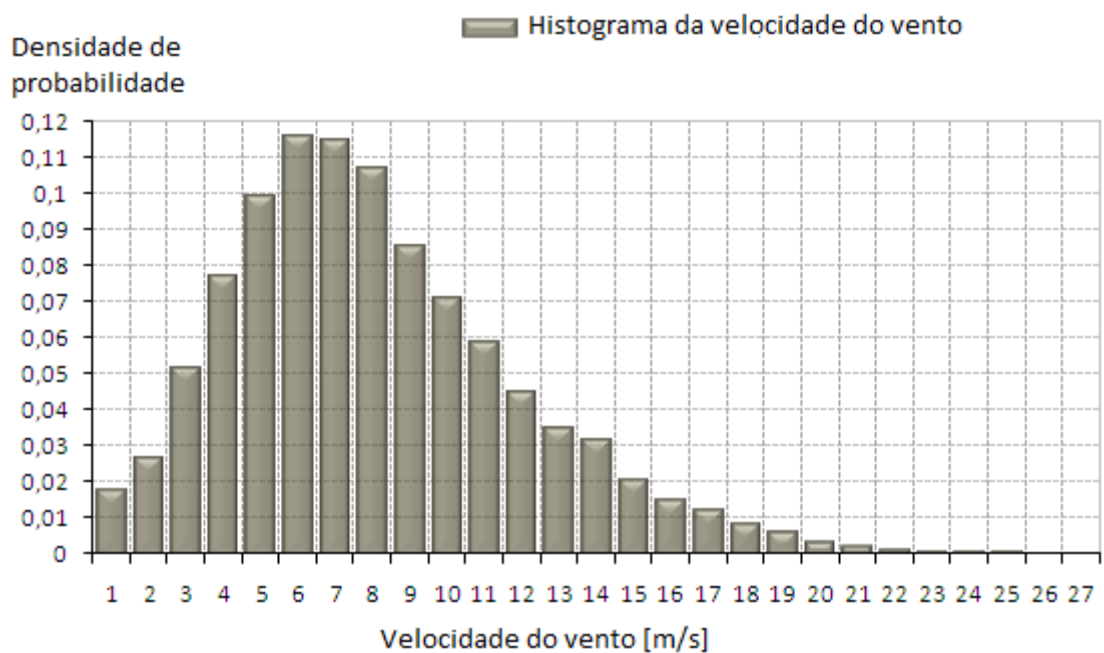
$$\rho \approx \frac{353,4 \left(1 - \frac{z}{45271}\right)^{5,2624}}{273,15 + T} \quad (17)$$

Onde z é a altitude do local [m], T é a temperatura ambiente em [°C] e ρ é a massa específica do ar no local [kg/m³].

4.1.1 Representações estatísticas do vento

A fim de caracterizar a potência disponível no vento, em um determinado local, a principal variável que se deve avaliar é sua velocidade, visto que a potência disponível do vento é proporcional ao cubo da velocidade (vide equações (15) e (16)). A velocidade do vento, porém, é uma variável aleatória contínua, de modo que para determinar suas características, deve-se utilizar métodos probabilísticos. Assim, para obter o valor médio da velocidade do vento, discretiza-se a velocidade, em intervalos de 1m/s, obtendo-se um histograma da frequência de distribuição de velocidade do vento, conforme apresentado na figura 14. A partir desse histograma, determina-se a velocidade média do vento pela equação (18) (CUSTÓDIO, 2009).

Figura 14 – Distribuição de frequência de velocidade do vento



Fonte: GREEN POWER DEVELOPMENT (2018), adaptado pelo autor

$$v_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \quad (18)$$

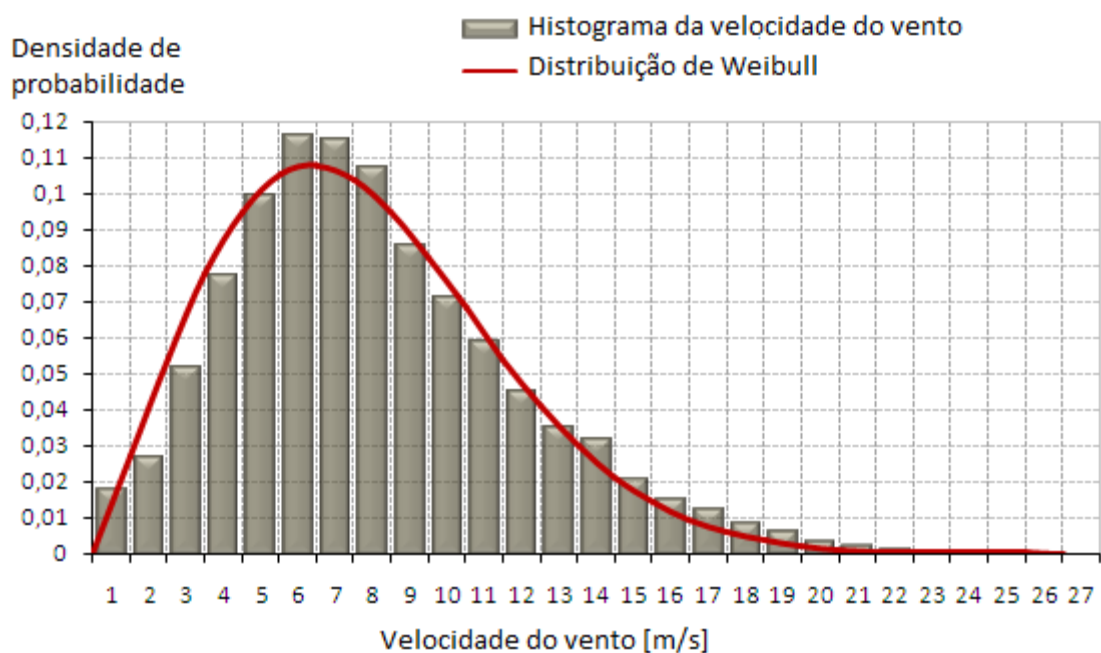
Onde v_m é a velocidade média do vento [m/s] e v_i é a velocidade do vento registrada [m/s].

A frequência de distribuição da velocidade do vento apresenta um comportamento que pode ser representado pela função de densidade de probabilidade de Weibull, dado por (19) (CUSTÓDIO, 2009). A figura 15 exibe o comportamento da função densidade de probabilidade de Weibull, sobreposta ao histograma de frequência de distribuição de velocidade.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (19)$$

Onde $f(v)$ é a função distribuição de probabilidade de Weibull; k é o fator de forma [adimensional]; c é o fator de escala [m/s]; e v é a velocidade do vento [m/s].

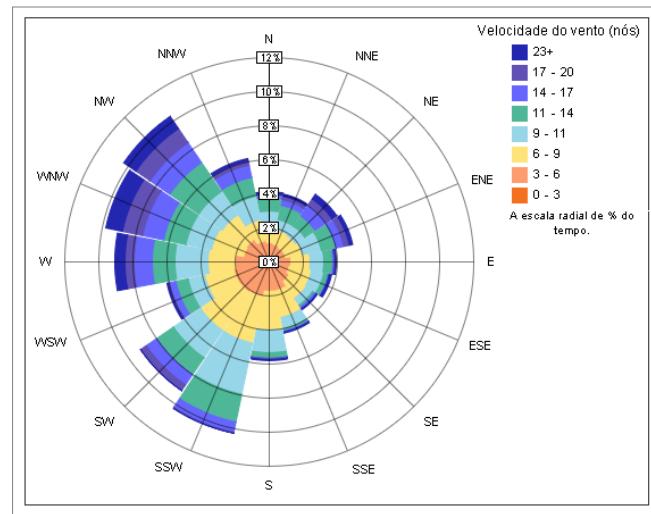
Figura 15 – Distribuição de frequência de velocidade do vento e função de Weibull



Fonte: GREEN POWER DEVELOPMENT (2018), adaptado pelo autor

Outro fator do vento, de natureza probabilística, que se deve caracterizar é sua direção. Para isso, dividem-se as direções em que o vento ocorre, em setores de n graus, e atribuem-se valores conforme sua probabilidade de ocorrência. Essa característica pode ser representada graficamente através de uma rosa dos ventos, conforme pode ser vista na figura 16.

Figura 16 – Representação gráfica da rosa dos ventos



Fonte: AUTODESKREVIT2016 (2018)

4.1.2 Influência da altura e do terreno na potência disponível

Segundo Custódio (2009), as características topográficas e orográficas de um terreno, onde se pretende instalar um sistema de geração eólico, influenciam diretamente o comportamento do vento e, conseqüentemente, a produção de energia elétrica a partir dele. O atrito do solo com o ar resulta em uma força horizontal que reduz o fluxo do ar nas proximidades da superfície do solo. Essa força perde intensidade com o aumento da altitude, tornando-se desprezível após a camada limite, que é a altura onde as forças se equilibram. Acima dessa camada, o fluxo de ar volta a apresentar a velocidade gerada pelo gradiente atmosférico. Dá-se o nome de rugosidade a influência que o solo e outros obstáculos exercem sobre a velocidade do vento. Normalmente, ela é parametrizada em uma escala chamada de comprimento de rugosidade e representada por z_0 em metros. Esse parâmetro indica a altura onde a velocidade do vento é zero, considerando o modelo logarítmico para determinação de seu comportamento em função da altura.

Os aerogeradores geralmente são instalados entre 50m e 150m de altura, que é a faixa de alturas que compõe a chamada camada limite da superfície. Dentro dessa faixa de alturas, a velocidade do vento é diretamente afetada pela rugosidade do solo e, conseqüentemente, varia conforme a altura. A velocidade do vento, dentro da camada limite, apresenta um comportamento que pode ser representado por funções logarítmicas e exponenciais. Dessa

forma, existem dois modelos para a análise do comportamento da velocidade do vento nessa camada: o perfil logarítmico e o perfil exponencial (CUSTÓDIO, 2009).

O perfil logarítmico é dado pela equação (20). A partir desse perfil é possível determinar a velocidade do vento em determinada altura, desde que se saiba o valor de sua velocidade em outra altura, conforme a equação (21). Além disso, com a manipulação algébrica da equação (21), pode-se determinar a rugosidade de certa região a partir de (22).

$$v = \frac{v^*}{K} \left(\ln \left(\frac{h}{z_0} \right) \right) \quad (20)$$

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\ln \left(\frac{h_1}{z_0} \right)}{\ln \left(\frac{h_2}{z_0} \right)} \quad (21)$$

$$z_0 = \exp \left(\frac{v_2 \ln(h_1) - v_1 \ln(h_2)}{v_2 - v_1} \right) \quad (22)$$

Onde v^* é a velocidade de atrito [m/s]; K é a constante de Karman [adimensional]; h é a altura acima do solo [m]; z_0 é o comprimento de rugosidade do solo [m]; v_1 e v_2 são as velocidades do vento nos pontos 1 e 2 respectivamente [m/s]; h_1 e h_2 as alturas acima do solo do ponto 1 e 2 respectivamente [m].

Além do perfil logarítmico, usa-se o perfil exponencial, dado por (23), para realizar análises preliminares da velocidade do vento em diferentes alturas, pois é um modelo simplificado e de determinação mais rápida.

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (23)$$

Onde, α é o expoente de potência no local. Essa variável é adimensional, e varia seu valor dependendo da rugosidade do local. Em locais lisos, seu valor assumido é de 0,06, enquanto que em locais com alta rugosidade seu valor assumido é de 0,6.

4.1.3 Base de dados de recursos eólicos

O Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, edição de 2002, foi publicado com o intuito de estimular o investimento em produção de energia elétrica a partir da energia cinética do vento, de forma a introduzir à matriz energética do Estado uma produção elétrica de baixo impacto socioambiental e de característica renovável. Segundo Amarante et al. (2012)

o Atlas contém informações detalhadas sobre os regimes dos ventos no Rio Grande do Sul, calculadas a partir da mais rigorosa metodologia, utilizando técnicas modernas e tendo como base medições de alta qualidade, realizadas entre 2000 e 2002. Tais informações permitem identificar os potenciais de aproveitamento da energia eólica, tornando possível, assim, a elaboração de estudos preliminares de viabilidade técnica e econômica e a identificação de locais adequados para as medições com vistas a implantação de fazendas eólicas. (Amarante et al.,2012)

Em 2014 foi lançada uma edição de atualização do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul de 2002, que contém informações mais detalhadas sobre os regimes de ventos no Rio Grande do Sul. Este trabalho utiliza dados fornecidos pela edição de 2014 do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul sempre que informações importantes para o dimensionamento de um sistema de geração eólico forem necessárias.

4.2 AEROGERADORES

Para o aproveitamento da energia eólica para a geração de energia elétrica são utilizados aerogeradores, equipamentos cujos principais componentes são a turbina eólica, que extrai a energia do vento; e o gerador, que transforma a energia mecânica da turbina em energia elétrica por meio de conversão eletromagnética.

4.2.1 Turbinas eólicas

As turbinas eólicas convertem a potência cinética do vento em potência mecânica, que pode ser aproveitada para realizar um trabalho. Existem dois princípios físicos utilizados na construção de turbinas eólicas: de arraste, em que o vento empurra as pás forçando o rotor a girar; e de sustentação, em que aerofólios são utilizados como pás. As equações (24) e (25) expõem os princípios físicos de funcionamento de uma turbina de arraste e de uma turbina de

sustentação, respectivamente, apresentando as forças resultantes em suas pás/aerofólios (CUSTÓDIO, 2009).

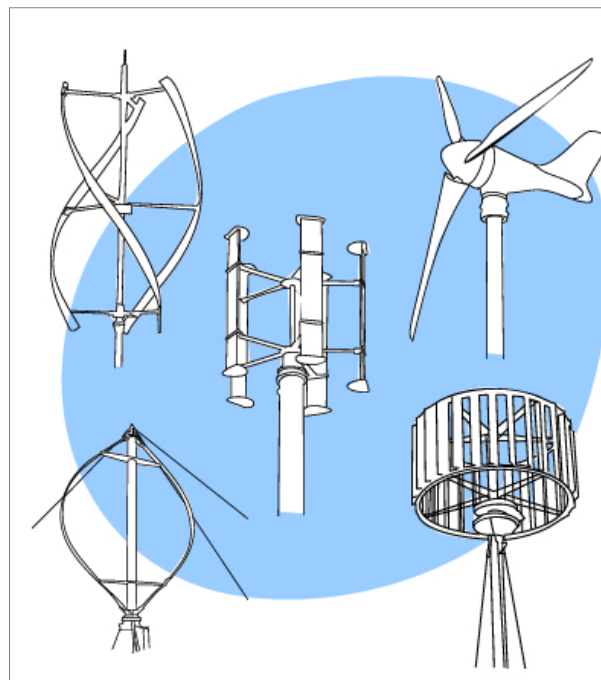
$$F_a = \frac{1}{2} \rho C_a A v^2 \quad (24)$$

$$F_s = \frac{1}{2} \rho C_s A v^2 \quad (25)$$

Onde F_s é a força de sustentação [N]; F_a a força de arraste aerodinâmico [N]; ρ é a massa específica do ar [kg/m^3]; v a velocidade do vento [m/s]; C_a o coeficiente de arraste [adimensional]; C_s coeficiente de sustentação; e A a área da pá em [m^2].

As turbinas eólicas podem ser construídas com eixo horizontal ou vertical. Para capturarem o máximo de energia, as turbinas de eixo horizontal precisam se manter perpendiculares à direção do vento. Esse tipo de turbina é utilizada para produção de energia elétrica em instalações de grande potência. As turbinas de eixo vertical captam a energia do vento de qualquer direção, não necessitando de mecanismos de controle direcionais. A figura 17 ilustra exemplos de turbinas de eixo horizontal e de eixo vertical.

Figura 17 – Exemplos de turbinas eólicas



Fonte: BUILD (2018)

Turbinas eólicas apresentam uma restrição quanto ao máximo de potência que podem extrair da potência total disponível do vento, esse valor é de $16/27$ da potência total do vento e é chamado limite de Betz (CUSTÓDIO, 2009).

4.2.2 Controle de potência e velocidade das turbinas eólicas

As turbinas eólicas usam dois princípios de controle aerodinâmico, um passivo, chamado controle por estol; e um ativo, chamado controle de passo. Esses controles se fazem necessários para garantir que as turbinas operem dentro da faixa de velocidade de vento para as quais foram projetadas, evitando que as mesmas sejam danificadas por operarem em faixas de velocidades não previstas.

No controle por estol, o ângulo de passo, das pás da turbina, é escolhido de forma que quando a velocidade do vento for maior que a nominal, o fluxo em torno do perfil da pá do rotor se descole de sua superfície (estol), gerando regiões de turbulência entre esse fluxo e a superfície da pá. De acordo com Custódio (2009), as vantagens de controle por estol são:

1. não há sistema de controle de passo;
2. estrutura de cubo de rotor simples;
3. manutenção diminuída e
4. controle automático da potência.

No controle de passo, o gerador envia um sinal elétrico ao sistema de controle ativo, que gira as pás do rotor em torno de seu eixo longitudinal sempre que a potência nominal do gerador for ultrapassada, mudando o ângulo de passo. Para todas as velocidades superiores à nominal, o ângulo de passo é escolhido de maneira que a turbina produza apenas sua potência nominal. Também de acordo com o autor citado acima, as vantagens desse sistema de controle são:

1. controle de potência ativa sobre todas condições de vento;
2. podem alcançar a potência nominal sob diferentes condições de massa específica do ar e temperatura;
3. maior produção de energia sob as mesmas condições;
4. partida simples do rotor usando uma mudança do passo;
5. não necessitam de freios para paradas de emergência;
6. cargas de pás do rotor decrescentes para ventos acima da potência nominal;
7. embandeiramento das pás durante ventos extremos e
8. pás dos rotores de menor massa.

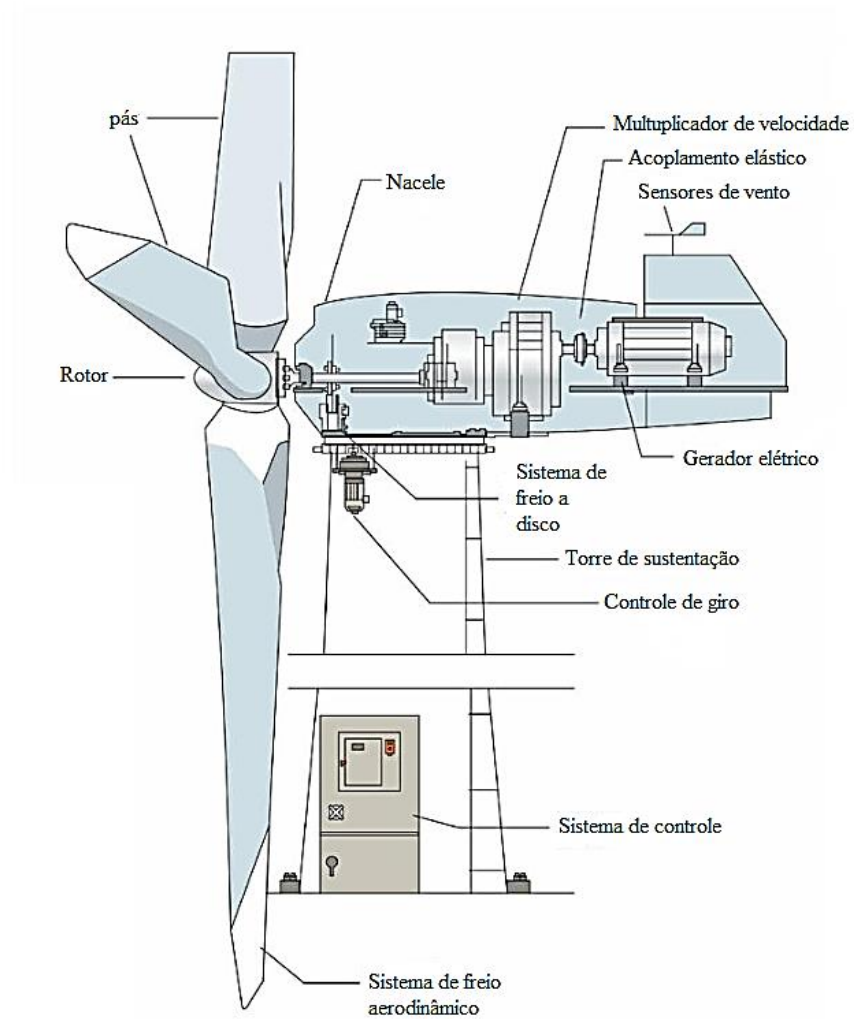
4.2.3 Partes constituintes de um aerogerador

Um aerogerador é formado por diversos sistemas e componentes:

1. Pás – Perfis aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento;
2. Cubo das pás – Ponta do eixo da turbina onde são fixadas as pás;
3. Eixo – Realiza o acionamento do gerador, fazendo a transferência da energia mecânica da turbina;
4. Nacele – Carcaça sobre a torre;
5. Torre – Estrutura de elevação da turbina do solo;
6. Fundações – Estrutura de aço e concreto que realiza a sustentação do aerogerador;
7. Sistema de mudança de direção – Sistema com a função de alinhar a turbina com a direção do vento;
8. Caixa de engrenagens – Caixa multiplicadora ou redutora de velocidade para acoplamento da turbina eólica (baixa velocidade de rotação) com o gerador elétrico (alta velocidade de rotação);
9. Unidade hidráulica – Sistema para resfriamento da caixa de engrenagens;
10. Freio – Freio para paradas emergenciais;
11. Unidade de controle – Sistema responsável pelo controle elétrico e supervisão do aerogerador e seus sistemas periféricos;
12. Medidores de vento – Medidores para alimentar o sistema de controle e monitoramento do desempenho do aerogerador;
13. Turbina – Estrutura responsável pela extração da energia cinética do vento;
14. Gerador – Máquina responsável pela conversão da energia mecânica em elétrica. Podem ser síncronos ou assíncronos;
15. Transformador – Dispositivo que eleva a tensão de geração ao valor da rede elétrica.

A figura 18 ilustra as partes construtivas de um aerogerador.

Figura 18 – Partes construtivas de um aerogerador

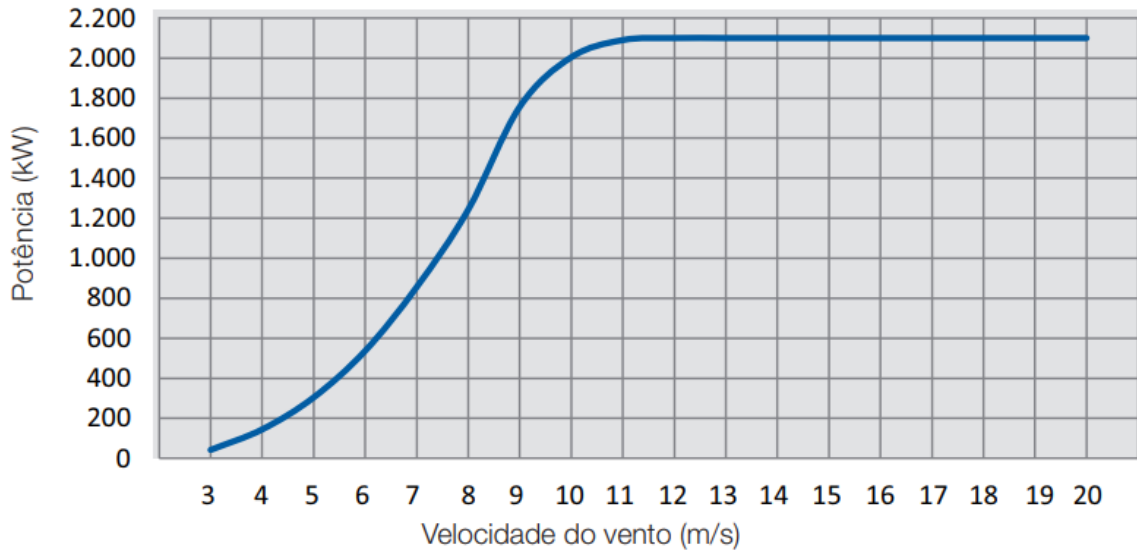


Fonte: ENERGIAS RENOVÁVEIS (2018)

4.2.4 Curva de potência de um aerogerador

A curva de potência de um aerogerador indica a potência elétrica produzida por ele quando opera em diferentes regimes de velocidade de vento. A figura 19 ilustra uma curva de potência.

Figura 19 – Exemplo de uma curva de potência de um aerogerador comercial



Fonte: WEG (2018)

4.2.5 Produção de energia de um aerogerador

A produção de energia de um aerogerador pode ser determinada a partir da frequência de distribuição da velocidade do vento, no local da instalação, e da curva de potência do gerador. Ao realizar a multiplicação da probabilidade de ocorrência de vento pelo valor correspondente na curva de potência, para todas as velocidades, e somando, ao final todos os resultados, obtém-se a quantidade de energia produzida pelo aerogerador. A potência média gerada é dada por (26). A energia gerada em um ano pode ser obtida por (27) (CUSTÓDIO, 2009).

$$EG = \sum f(v)P(v) \quad (26)$$

$$EGA = (\sum f(v)P(v)) * 8760 \quad (27)$$

Onde EG é a potência gerada pelo aerogerador em [W]; EGA é a energia gerada pelo aerogerador em um ano em [Wh]; $f(v)$ é a frequência de ocorrência da velocidade do vento [%]; e $P(v)$ é a potência produzida pelo aerogerador na velocidade v [W].

4.2.6 Performance de um aerogerador

Três importantes fatores afetam a performance de um aerogerador comercial. Esses fatores são o rendimento, as indisponibilidades e as variações da velocidade do vento.

O rendimento é o fator que indica quanto da potência captada do vento pela turbina será de fato convertida em potência útil pelo gerador. Os aerogeradores apresentam perdas em diversos componentes que os constituem, o que acarreta em uma redução de seu rendimento. As principais perdas ocorrem na caixa de engrenagens, no gerador, no transformador e nos sistemas elétricos integrados. O rendimento total de um aerogerador leva em conta todas essas perdas. A curva de potência fornecida pelos fabricantes e as curvas de potência certificadas consideram a potência de saída do gerador elétrico e, portanto, já incluem o rendimento total do aerogerador (CUSTÓDIO, 2009).

A disponibilidade de um aerogerador é o fator que se refere às necessidades de sua manutenção, que, por vezes, requer que o aerogerador seja parado. A disponibilidade que os fabricantes garantem é de no mínimo de 97%, ou seja, 3% do tempo o aerogerador estará indisponível (CUSTÓDIO, 2009).

Por fim, o fator de capacidade é a relação entre a energia elétrica gerada e sua capacidade total de produção em um determinado período de tempo. É usual a verificação desse fator anualmente, e usa-se a expressão (28) para sua determinação. Esse fator é dependente do perfil do vento no local onde o aerogerador é instalado (CUSTÓDIO, 2009).

$$F_c = \frac{E_g}{E_t} \quad (28)$$

Onde F_c é o fator de capacidade adimensional ou dado em [%]; E_g é a energia gerada pelo aerogerador durante o período de operação dada em [Wh]; e E_t é a energia total que o gerador poderia gerar durante o período de operação dado em [Wh].

4.2.7 Disposição de aerogeradores

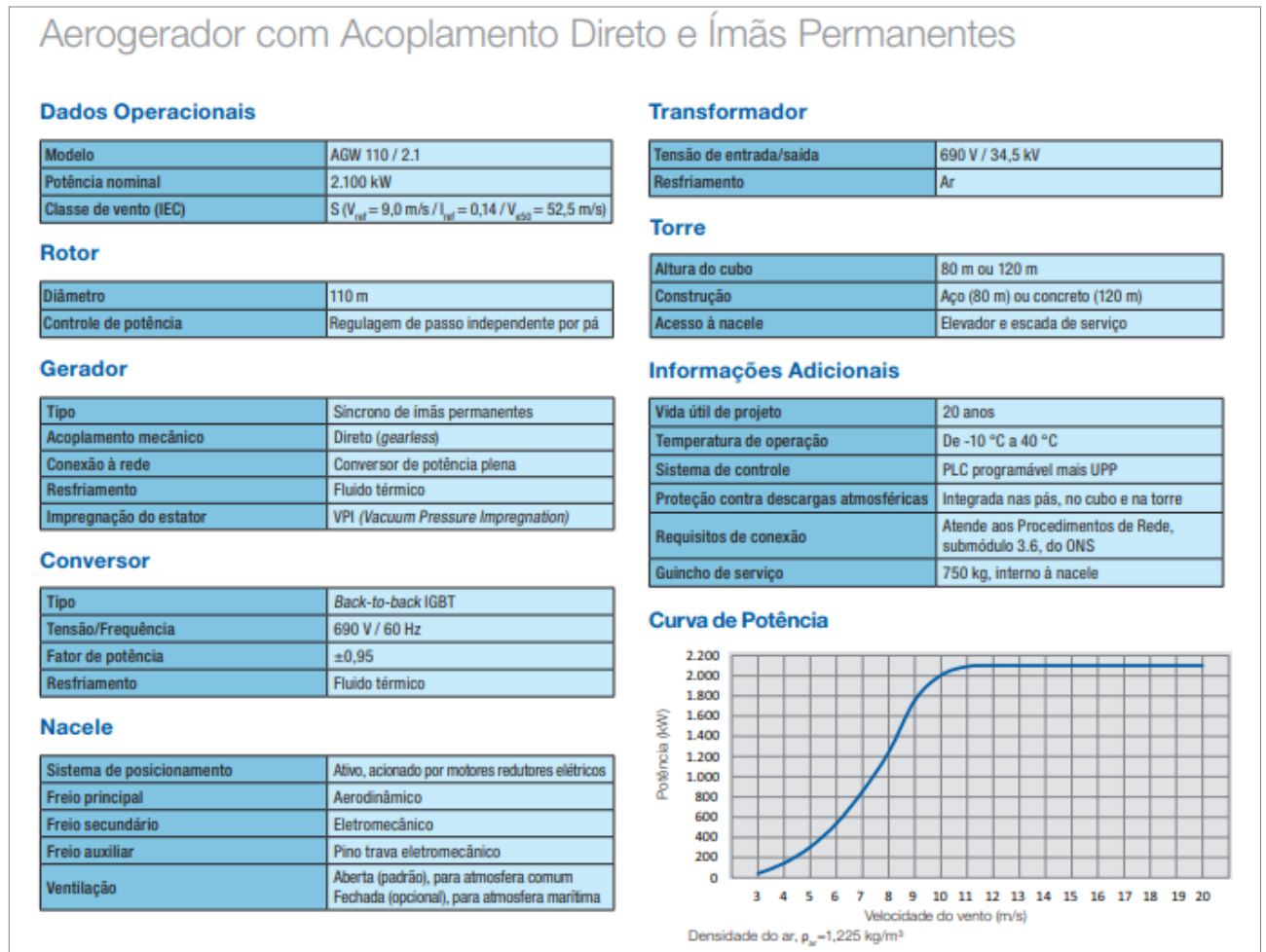
A disposição dos aerogeradores em um parque eólico influencia diretamente a eficiência dos mesmos, pois um aerogerador pode atrapalhar a geração de outro se ambos forem mal posicionados. Uma turbina eólica capta a energia cinética do vento, isso gera uma redução da velocidade do vento após sua passagem pela turbina. A região atrás da turbina, afetada pela extração da energia, é chamada de esteira. Essa esteira tende a desaparecer após certa distância da turbina, visto que a grande massa de ar, fluindo em seu entorno, tende a estabilizar o fluxo de ar total. Assim, a influência que uma turbina exerce sobre outra é menor quanto maior for a distância entre elas. Entretanto, quanto maior for a distância entre as turbinas, maior será a área necessária para a fazenda eólica (CUSTÓDIO, 2009).

Na definição da disposição das turbinas, deve-se levar em conta a rosa de ventos, tentando evitar ou minimizar o posicionamento de uma turbina na esteira de outra, e posicionando-as na direção do vento predominante. Segundo Custódio (2009, p.187), "quanto maior a predominância dos ventos em uma determinada direção, mais se pode otimizar os espaços, reduzindo-se as distâncias laterais dos aerogeradores."

4.2.8 Aerogeradores comerciais

Aerogeradores comerciais são disponibilizados em diversos tamanhos, de modo que atendem uma faixa extensa de potências, podendo gerar desde alguns Watts de potência chegando até a ordem de Mega Watts. A potência e o tamanho dos aerogeradores têm aumentado significativamente nos últimos anos, o que tem melhorado o aproveitamento dos espaços disponíveis nas áreas que apresentam grande potencial eólico. A figura 20 apresenta um exemplo de dados fornecidos por uma empresa que comercializa aerogeradores.

Figura 20 – Folha de dados de um aerogerador comercial



Fonte: WEG (2018)

4.3 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA EÓLICO CONECTADO À REDE

Pode-se dimensionar um sistema eólico similarmente ao modo utilizado no dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaico, verificando o requisito de energia total do sistema e a energia produzida por um aerogerador.

5 ESTUDO DE CASO

A SMED (Secretaria Municipal de Educação) é responsável por administrar a Rede Municipal de Ensino (RME) de Porto Alegre. Dentre suas responsabilidades, encontra-se o pagamento das faturas de energia elétrica das escolas infantis, fundamentais e especiais do município. Atualmente existem 105 faturas referentes a essas instituições de ensino e que, no ano de 2017, somaram-se em uma despesa anual no valor de R\$ 2.991.831,63 quando a RME consumiu 4.657.162 kWh de energia.

Este estudo apresenta uma análise da viabilidade financeira de dois projetos de geração distribuída para autoconsumo remoto sendo que um dos projetos consiste em um sistema de geração fotovoltaico e o outro em de um sistema de geração eólico. Ao implementar um dos projetos, pretende-se suprir toda a demanda energética da RME de Porto Alegre e, assim, reduzir a despesa pública referente ao consumo de energia elétrica das instituições de ensino, visando disponibilizar o dinheiro que seria usado para o pagamento das faturas de energia elétrica para investimentos em melhorias da RME.

5.1 TERRENOS DISPONÍVEIS PARA A INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS

Atualmente a SMED possui 43 terrenos disponíveis para realização de obras que visam atender a RME. A geração distribuída em autoconsumo remoto possibilita selecionar qualquer um desses terrenos para a instalação dos sistemas de geração de energia elétrica. Isso se deve ao fato de que todos eles são de titularidade do município, ou seja, possuem o mesmo CNPJ. Para que os investimentos em geração distribuída apresentem o melhor retorno econômico possível, analisaram-se os fatores físicos que afetam a capacidade de produção energética dos terrenos disponíveis. O endereço, bairro e área dos terrenos administrados pela SMED são apresentados na tabela 1.

Tabela 1 – Terrenos da SMED

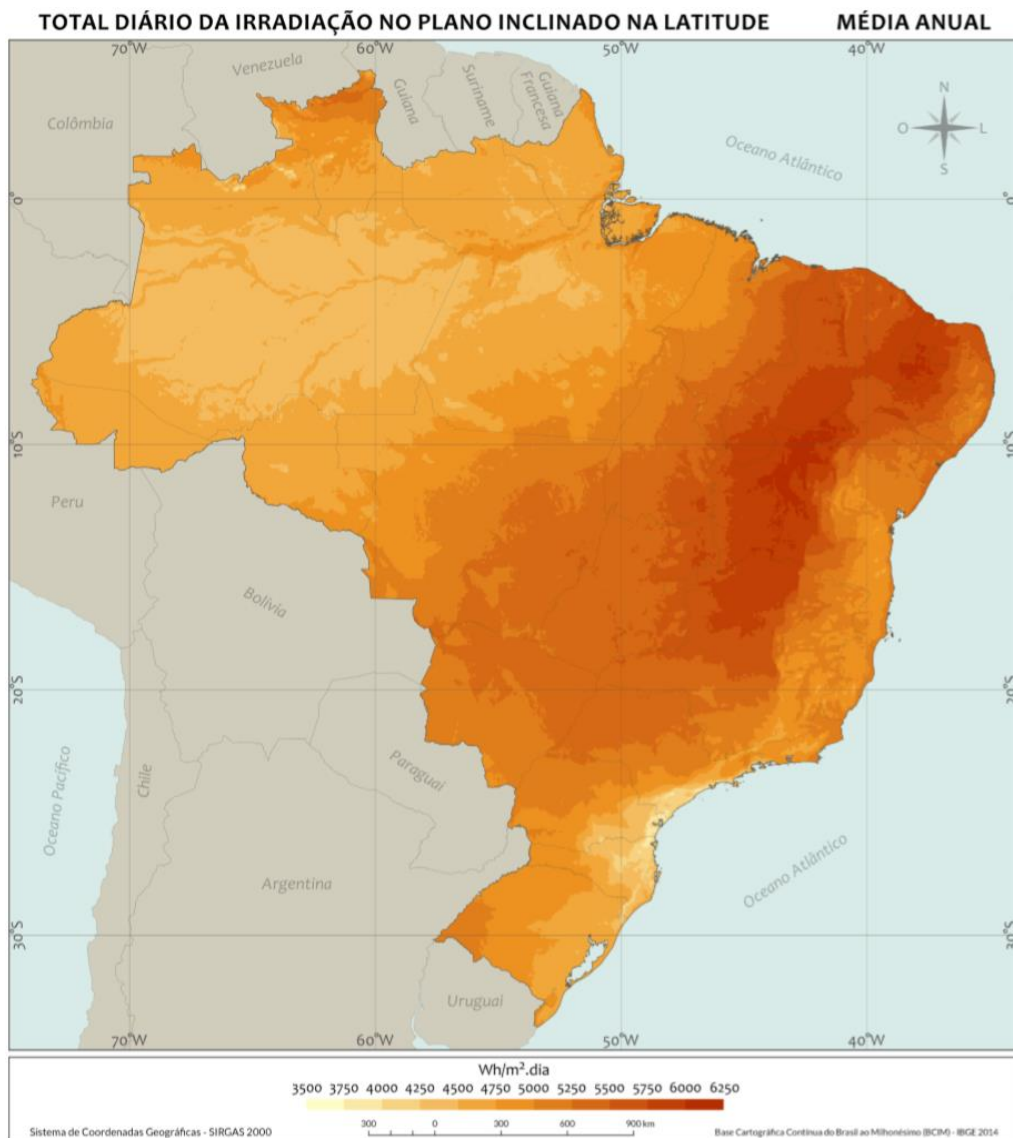
Endereço	Área [m²]	Bairro
Rua Arahy Borges Ortiz	13.612	Alto Petrópolis
Rua Ary Burger	10.700	Jardim do Salso
Rua Francisco Valdomiro Lorenz	10.110	Jardim Carvalho
Beco dos Coqueiros	10.030	Passo das Pedras
Prolongamento da Rua Espir Rivaldo	9.736	Protásio Alves
Rua Dom Antônio Cheuiche	8.391	Aberta dos Morros
Rua das Espatódeas	8.193	Ponta Grossa
Rua Amapá	7.767	Vila Nova
Rua 2943	7.703	Mário Quintana
Rua Costa Lima	7.443	Nonoai
Rua José Grinberg	7.400	Rubem Berta
Rua Darcy Fagundes	6.823	Espírito Santo
Rua Sadi Castro	6.659	Sarandi
Avenida Nossa Senhora de Guadalupe	6.494	Hípica
Rua José Grisólia	6.441	Mário Quintana
Rua 3039	6.410	Sarandi
Avenida Professor Oscar Pereira	6.045	Glória
Rua Maurílio Ferreira	5.570	Campo Novo
Rua Irmão Faustino João	5.085	Rubem Berta
Rua Província Autônoma de Trento	5.058	Hípica
Rua Nova Ipanema II	4.832	Hípica
Rua 5000	4.578	Campo Novo
Rua 7092	3.887	Campo Novo
Rua 7168	3.496	Restinga
Rua Gralha Azul	3.222	Jardim Carvalho
Rua Iracema	3.128	Três Figueiras
Rua Cândido Portinari	3.093	São Sebastião
Rua Reverendo Olavo Nunes	3.029	Rubem Berta
Rua Maestro Léo Won Schineider	2.523	Rubem Berta
Rua João da Silva Bueno	2.254	Alto Petrópolis
Rua Altos do Santa Rita	1.887	Hípica
Beco David	1.704	Lomba do Pinheiro
Rua São Joaquim	1.659	Glória
Rua 6316	1.497	Hípica
Rua 7091	1.318	Restinga
Rua Doutor Dias de Carvalho	1.279	Tristeza
Rua Chácara das Nascentes	1.025	Lomba do Pinheiro
Rua das Laranjeiras	1.017	ipanema/protásio/alto petropolis
Rua Carlos Eduardo de Sá	911	Aberta dos Morros
Rua Américo Vespúcio	755	Higienópolis
Estrada Otaviano José Pinto	687	Lami
Rua Corticeira	469	Lageado

Fonte: Planilha de controle inventarial da SMED, adaptado pelo autor

5.1.1 Análise de potencial de geração solar fotovoltaico

O principal fator que influencia a capacidade de geração de um sistema FV é a irradiação solar incidente sobre o local em que se encontra. Conforme a figura 21, a irradiação média anual em toda a cidade de Porto Alegre, no plano inclinado de 31°, é de 4500 Wh/m², o que possibilita a instalação de um sistema FV em qualquer um dos terrenos apresentados na tabela 5, pois em todos os terrenos a capacidade de geração energética devido a irradiação incidente será a mesma.

Figura 21 – Mapa Solarimétrico Brasileiro

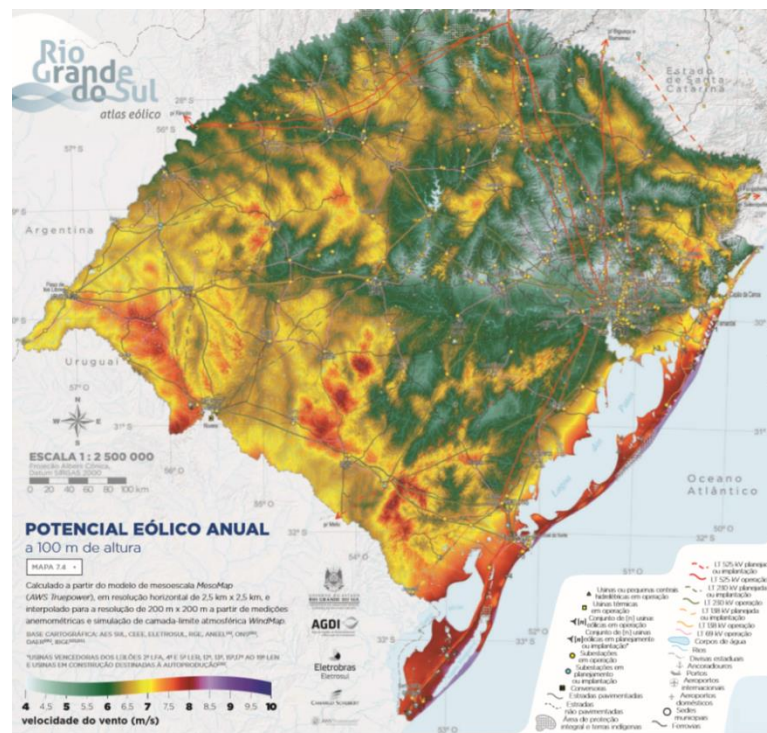


Fonte: Atlas Solarimétrico Brasileiro – 2ª Edição

5.1.2 Análise de potencial de geração Eólica

Conforme discutido no capítulo 4 deste trabalho, o fator de maior influência na geração de energia a partir de fonte eólica é a velocidade do vento. Para verificar quais terrenos apresentam o maior potencial de geração eólica, analisou-se a figura 22, que apresenta os valores de velocidade média anual do vento à 100m de altura no estado do Rio Grande do Sul. Após análise, constatou-se que algumas partes da região sul de Porto Alegre apresentam uma velocidade média anual de 6,5m/s enquanto que outras regiões da cidade apresentam velocidade média anual de 6m/s. Em razão disso, observou-se que os terrenos disponíveis da região sul de Porto Alegre são mais apropriados para comportar um sistema de geração eólica, pois sua capacidade de produção energética será maior que a das demais regiões. A partir daí, buscaram-se outros fatores que influenciam na capacidade do sistema eólico de produzir energia elétrica, especificamente a rugosidade do terreno e o fator de forma de Weibull, a fim de determinar o local mais adequado para instalação do sistema. As tabelas 2 e 3 apresentam os fatores analisados e os resultados obtidos.

Figura 22 – Mapa da velocidade média anual do vento a 100m de altura no Rio Grande do Sul



Fonte: Atlas Eólico do Rio Grande do Sul

Tabela 2 – Velocidade média anual do vento à 100m de altura nos terrenos localizados na zona sul de Porto Alegre

Endereço	Área [m ²]	Bairro	V _{média} anual do vento
Rua Maurílio Ferreira	5.570	Aberta dos Morros	6m/s
Rua Dom Antônio Cheuiche	8.391	Aberta dos Morros	6m/s
Rua Carlos Eduardo de Sá	911	Aberta dos Morros	6m/s
Rua Darcy Fagundes	6.823	Espírito Santo	6m/s
Rua Corticeira	469	Lageado	6,5m/s
Estrada Otaviano José Pito	686	Lami	6,5m/s
Nova Ipanema II	4.831	Hípica	6m/s
Avenida Nossa Senhora de Guadalupe	6.494	Hípica	6m/s
Avenida Altos do Santa Rita	1.887	Hípica	6m/s
Rua Província Autônoma de Trento	5.057	Hípica	6m/s
Rua 6316	1.497	Hípica	6m/s
Rua 7168	3.496	Restinga	6m/s
Rua 7091	1.317	Restinga	6m/s

Fonte: Autor

Tabela 3 – Rugosidade, Fator de forma de Weibull e Fator de Escala dos terrenos localizados na zona sul de Porto Alegre

Endereço	Rugosidade [m]	Fator de Forma de Weibull (f)	Fator de Escala (C)
Rua Maurílio Ferreira	2	2,1	6,77435
Rua Dom Antônio Cheuiche	2	2,1	6,77435
Rua Carlos Eduardo de Sá	2	2,1	6,77435
Rua Darcy Fagundes	1	2,1	6,77435
Rua Corticeira	1	2,1	7,33888
Estrada Otaviano José Pito	1	2,1	7,33888
Nova Ipanema II	1	2,1	6,77435
Avenida Nossa Senhora de Guadalupe	1	2,1	6,77435
Avenida Altos do Santa Rita	1	2,1	6,77435
Rua Província Autônoma de Trento	1	2,1	6,77435
Rua 6316	1	2,1	6,77435
Rua 7168	1	2,1	6,77435
Rua 7091	1	2,1	6,77435

Fonte: Autor

Com os dados das tabelas 2 e 3, verificou-se que os terrenos localizados na Estrada Otaviano José Pinto e na Rua Corticeira apresentam o maior potencial de geração eólica, devido a sua velocidade média anual ser maior que a dos demais terrenos. Assim, opta-se em utilizar apenas um dos dois terrenos para a instalação de um aerogerador cuja capacidade de geração anual seja suficiente para atender a demanda da RME. Ao verificar os terrenos utilizando imagens de satélite, optou-se por selecionar o terreno da rua Otaviano José Pinto para ser o local da instalação do sistema eólico devido ao fato de haver menor concentração de residências ao seu redor.

5.2 PROJETO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO

Para atender à demanda anual de 4.657.162 kWh, um sistema de geração FV deve fornecer, diariamente, 12.760 kWh de energia elétrica. Para produzir essa quantidade de energia, a área necessária é dada por (29).

$$A = \frac{4.657.162}{(365 \times E_f \times 4,5)} \quad (29)$$

A equação apresenta uma dependência da área em função da eficiência do módulo FV utilizado no sistema. Assim, para determinar a quantidade de área que será necessária para gerar e suprir a energia elétrica demandada foi elaborada a tabela 4, que contém informações de três modelos de painéis FV comerciais, com o intuito de comparar seus custos. Ao comparar os modelos entre si, foi possível estabelecer uma relação do custo do módulo por kWh de energia que o mesmo pode gerar. Assim, determinou-se e selecionou-se o modelo que apresenta o menor custo por kWh para empregar no sistema. Essa avaliação é exibida na tabela 5, onde se verificou que, dentre os modelos analisados, o *Canadian Solar CS6U-325P* apresentou-se como melhor opção. Utilizando, então, o rendimento desse módulo, determinou-se a área de geração necessária para suprir a demanda de 12.760kWh diários com a equação (29), chegando ao valor de 16.959m². Esse valor corresponde a 8.723 módulos FV do modelo selecionado.

Tabela 4 – Modelos Comerciais de Painéis Fotovoltaicos e suas características comerciais

Painel	Dimensões (mm)	Área (m ²)	Eficiência	Valor
Canadian Solar, modelo CS6U-325P	1960 x 992 x 40	1,94	16,72%	R\$ 699,00
Canadian Solar, modelo CS6K-300MS	1650 x 992 x 40	1,64	18,33%	R\$ 679,00
Talesun Solar, modelo TP672P	1960 x 992 x 40	1,94	16,70%	R\$ 729,00

Fonte: Autor

Tabela 5 – Preço por kWh dos modelos comerciais dos Painéis Fotovoltaicos

Painel	Energia gerada com irradiação de 4500Wh [kWh]	Preço por kWh [R\$/kWh]
Canadian Solar, modelo CS6U-325P	1,46	478,76
Canadian Solar, modelo CS6K-300MS	1,35	502,96
Talesun Solar, modelo TP672P	1,46	499,31

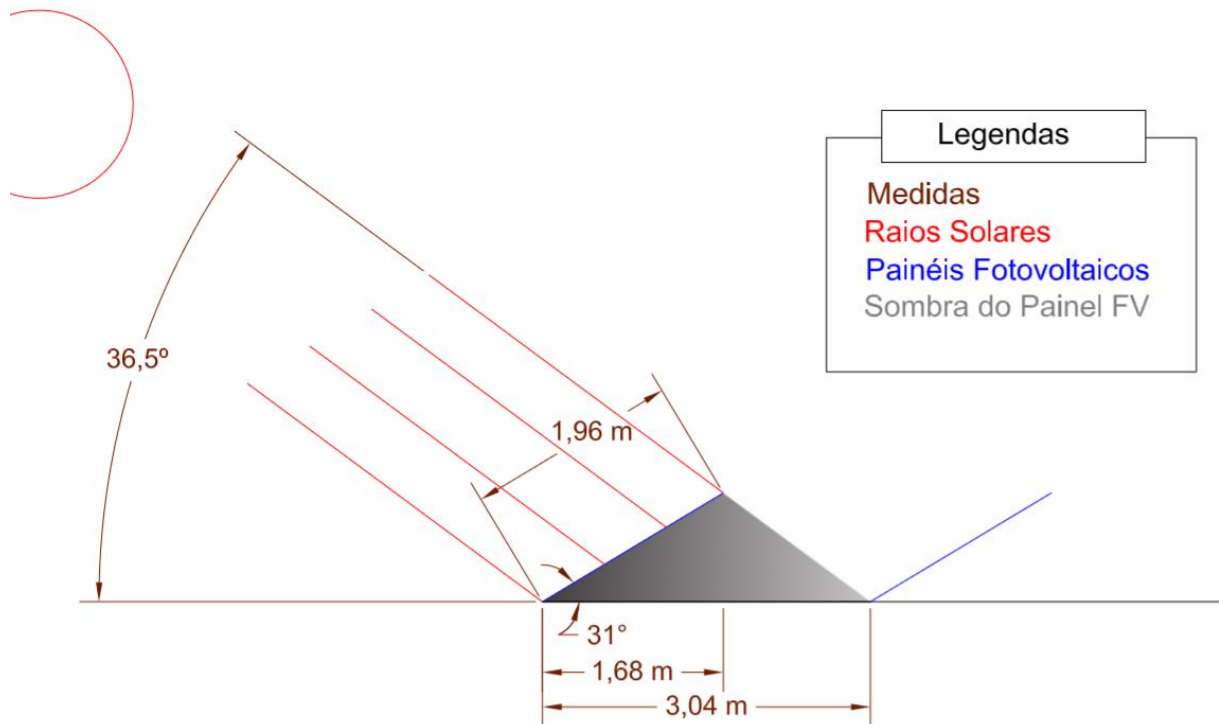
Fonte: Autor

Sabendo a quantidade de módulos necessários, determinou-se o valor de área de terreno para a instalação dos módulos. Cada módulo deverá ser instalado com uma inclinação de 31° em relação ao chão do terreno; apontado para o norte geográfico da Terra; e com sua dimensão de 1,96m na vertical (plano inclinado) e sua dimensão de 0,992m na horizontal. Nessa configuração de instalação, cada módulo FV ocupará uma área de 1,67 m² (1,68m x 0,992m).

No entanto, sabe-se que um módulo produz uma sombra em razão da incidência dos raios solares. Por isso, a área que essa sombra ocupa deve, também, ser considerada no cálculo da área ocupada pelo módulo para evitar que a sombra de um painel FV interfira na geração de outro. Para isso, deve-se garantir que as sombras não se sobreponham aos módulos durante o solstício de inverno, pois neste solstício o Sol se encontra no menor ângulo possível no céu durante o horário de pico de produção.

Segundo o Instituto de Física da UFRGS, durante o solstício de inverno, o Sol se encontra com um ângulo de 36,5°, em relação ao horizonte, em Porto Alegre. Assim, para calcular o comprimento da sombra de um módulo, usaram-se relações trigonométricas, obtendo-se o valor de 1,36m. Após as considerações sobre a sombra dos painéis, verificou-se que cada módulo FV ocupará uma área de 3,02m² (3,04m x 0,992m). A figura 23 ilustra a disposição de um módulo FV e sua sombra.

Figura 23 – Disposição dos módulos FV e sua sombra



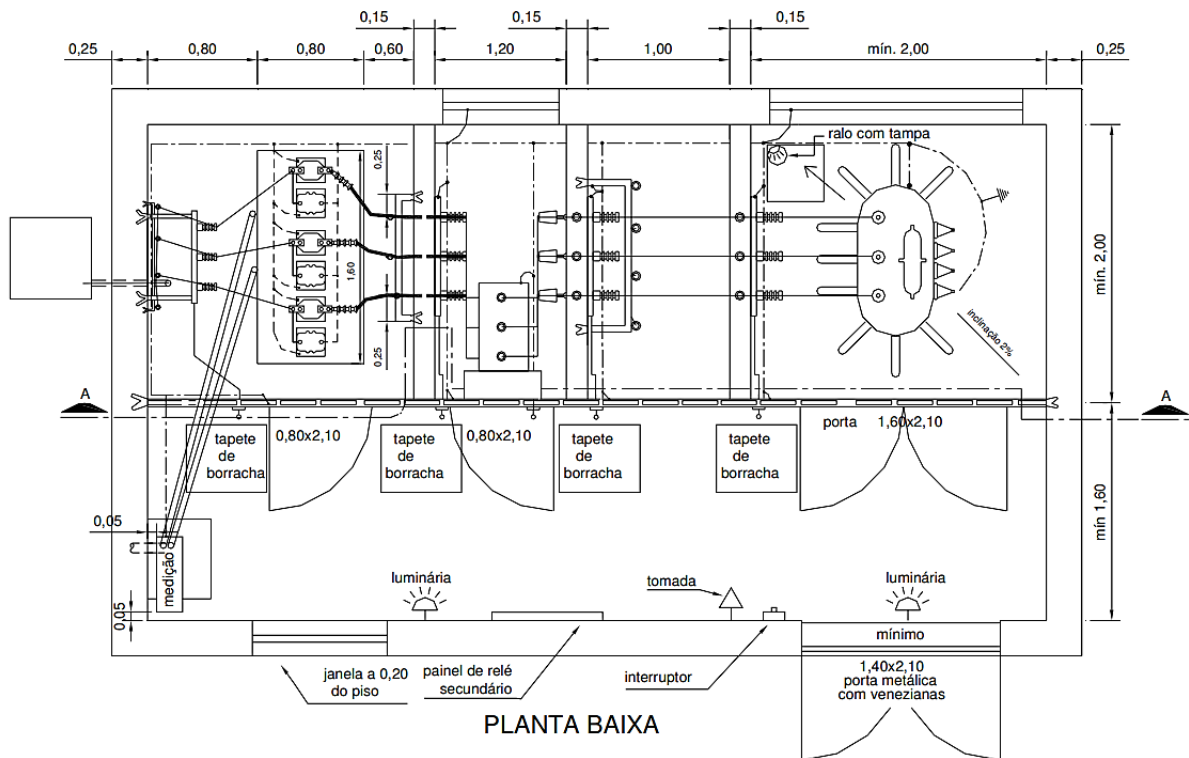
Fonte: Autor

Desse modo, a área total que será necessária para a instalação de todos os módulos FV é de 26.343m². Assim, necessita-se utilizar mais de um terreno para a instalação do sistema FV, pois a SMED não possui terreno único com a área necessária para comportar todo o sistema.

Para determinar quais terrenos serão utilizados, dentre os disponíveis, adotou-se dois critérios: primeiro, os terrenos selecionados devem possuir a maior área possível para instalação de módulos fotovoltaicos a fim de diminuir a quantidade de loteamentos de terras que serão necessários para a instalação completa do sistema; segundo, os terrenos devem estar localizados onde a possibilidade de ocorrências de sombreamento seja reduzida, ou seja, em locais onde não existam muitos prédios e/ou vegetação ao seu redor. Ao analisar os possíveis candidatos, verificou-se que os terrenos mais adequados para comportar o sistema são os localizados na Rua Arahy Borges Ortiz, Rua Ary Burger e Rua Dom Antônio Cheuiche, pois foram os terrenos que melhor atenderam aos critérios adotados.

Para a conexão do sistema à rede de distribuição da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE), haverá a necessidade de uma subestação, que deverá ser construída seguindo o modelo apresentado na figura 25, onde se encontrarão: o transformador de acoplamento entre a saída do inversor e a rede de distribuição cuja potência nominal será de 1.000kVA e tensões de 13,8/0,38 kV; o disjuntor geral de geração de baixa tensão que deverá ser do tipo caixa aberta fixo com capacidade de corrente de 1600A e tensão nominal de operação de no mínimo 380V; o sistema de medição; e o disjuntor geral de média tensão, do tipo a vácuo, com tensão nominal de 17,5kV. Além desses equipamentos, serão necessárias duas chaves seccionadoras e uma chave fusível elo de 40kA por fase. A subestação deve ser protegida com um para raios.

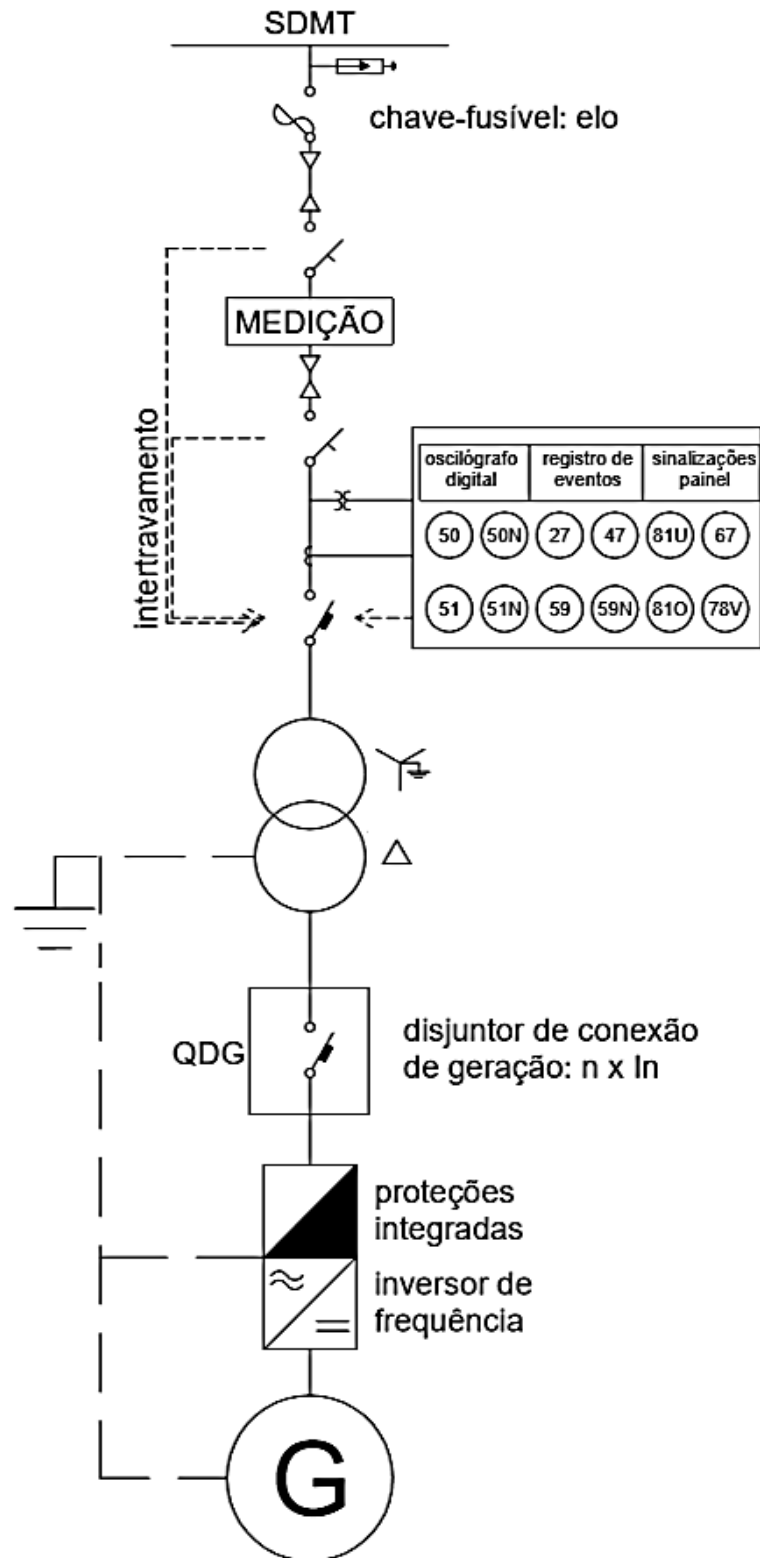
Figura 25 – Subestação abrigada para potência instalada maior que 300kVA



Fonte: CEEE (2018)

O sistema projetado é representado pelo diagrama unifilar apresentado na figura 26.

Figura 26 – Diagrama unifilar do sistema de geração fotovoltaico.



Fonte: CEEE (2018), adaptado pelo autor

5.2.2 Sistema Instalado em Ary Burger

O terreno localizado em Ary Burger pode ser visualizado na figura 27. Nesse local será instalado um sistema de geração similar ao sistema instalado em Arahya Borges Ortiz com 3060 painéis fotovoltaicos. As especificações técnicas e quantitativas desse sistema são os mesmos dos descritos para o sistema anterior.

Figura 27 – Terreno localizado em Rua Ary Burger



Fonte: Google Maps

5.2.3 Sistema instalado em Dom Antônio Cheuiche

Para a instalação dos módulos restantes, selecionou-se o terreno localizado na Rua Dom Antônio Cheuiche. Nesse local serão instalados os 2.603 painéis FV restantes, conectados em *strings* de 19 módulos, todas conectadas em paralelo entre si, totalizando 137 *strings*. Nessa configuração, o sistema apresenta tensão máxima de operação de 703V e tensão de circuito aberto máxima de 864,5V. A potência máxima de operação desse sistema é de 845,975kW_p. Com exceção das conexões das *strings*, as especificações desse sistema são as mesmas dos sistemas anteriores.

O terreno localizado na Rua Dom Antônio Cheuiche pode ser visualizado na figura 28.

Figura 28 – Terreno localizado em Dom Antônio Cheuiche

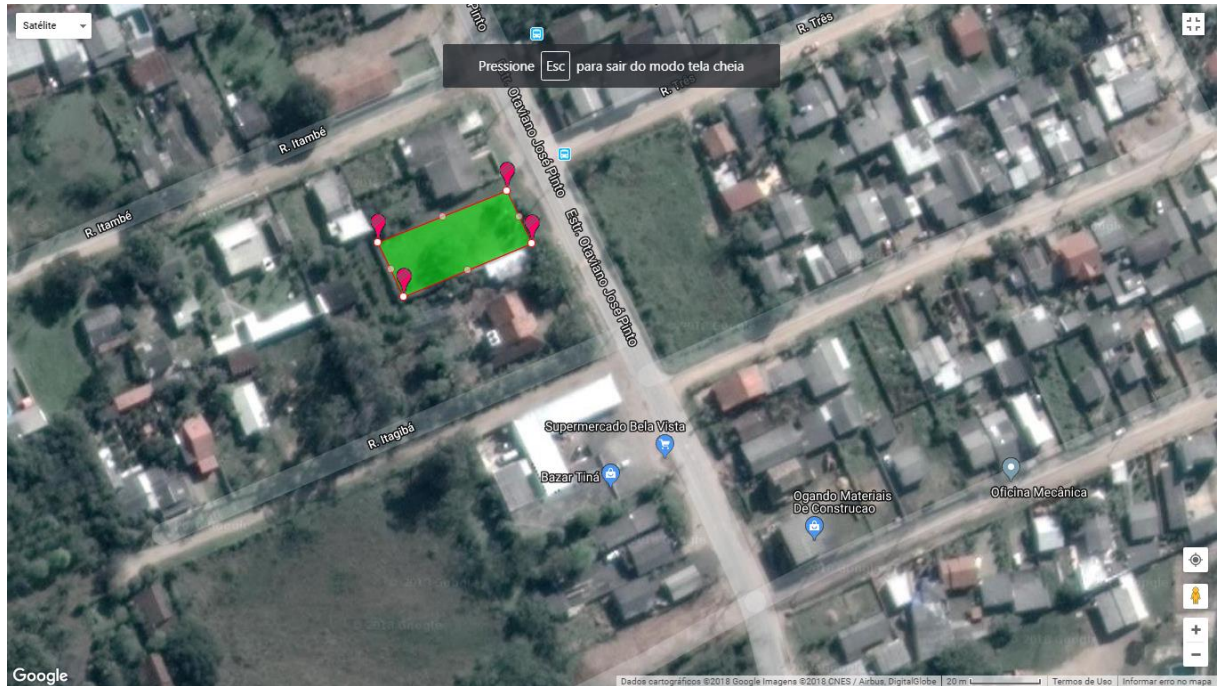


Fonte: Google Maps

5.3 PROJETO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

Conforme discutido anteriormente, o sistema eólico será constituído por um aerogerador capaz de suprir toda a demanda da RME. O aerogerador será instalado no terreno localizado em Estrada Otaviano José Pinto, apresentado na figura 29.

Figura 29 – Terreno localizado em Estrada Otaviano José Pinto



Fonte: *Google Maps*

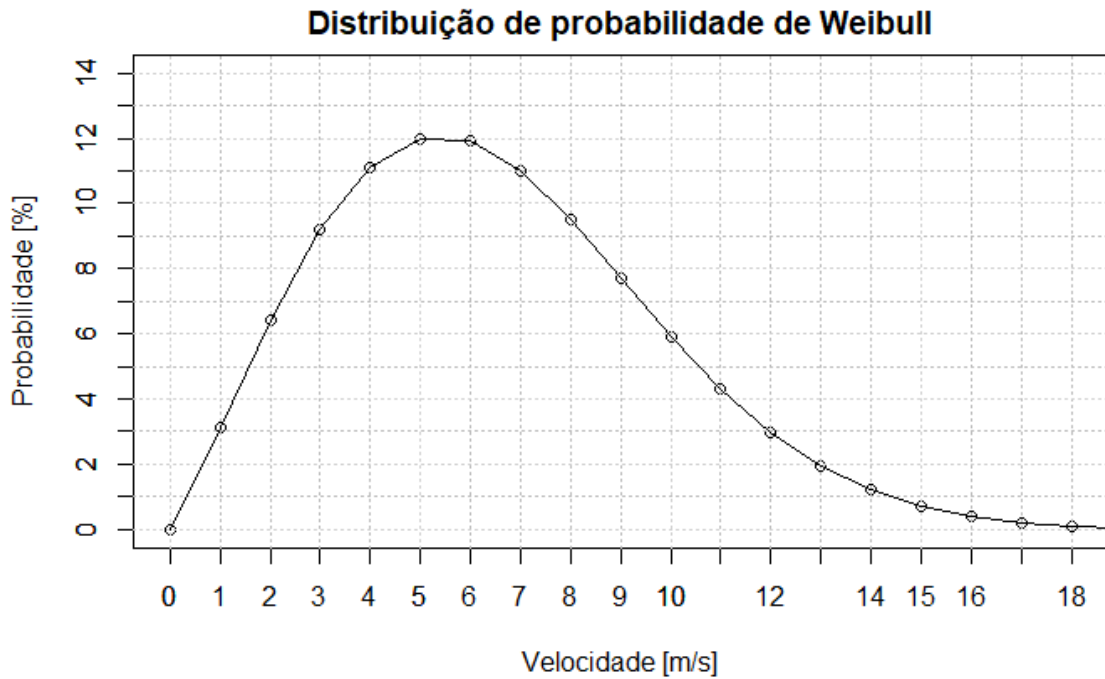
Ao pesquisar o mercado nacional, verificou-se que existe pouca diversidade de modelos de aerogeradores, sendo que foram encontrados apenas modelos de potência nominal de 100kW e com potência nominal superior a 2MW. Desse modo, selecionou-se um aerogerador de potência nominal de 2.1MW para o sistema, pois o modelo apresenta potencial de geração capaz de suprir a demanda anual da RME.

Para verificar quanta energia esse aerogerador geraria durante um ano de funcionamento foi adotado o método discutido na seção 4 deste trabalho. Utilizou-se a distribuição de Weibull, apresentada na equação (30), para representar o comportamento do vento a 100m de altura no local selecionado. A curva da probabilidade correspondente a essa distribuição é apresentada na figura 30.

$$p(v) = 100 \frac{2,1}{7,33888} \left(\frac{v}{7,33888} \right)^{1,1} e^{-\left(\frac{v}{7,33888} \right)^{2,1}} \quad (30)$$

Em que $p(v)$ é a probabilidade de ocorrência da velocidade do vento [%], e v é a velocidade do vento [m/s].

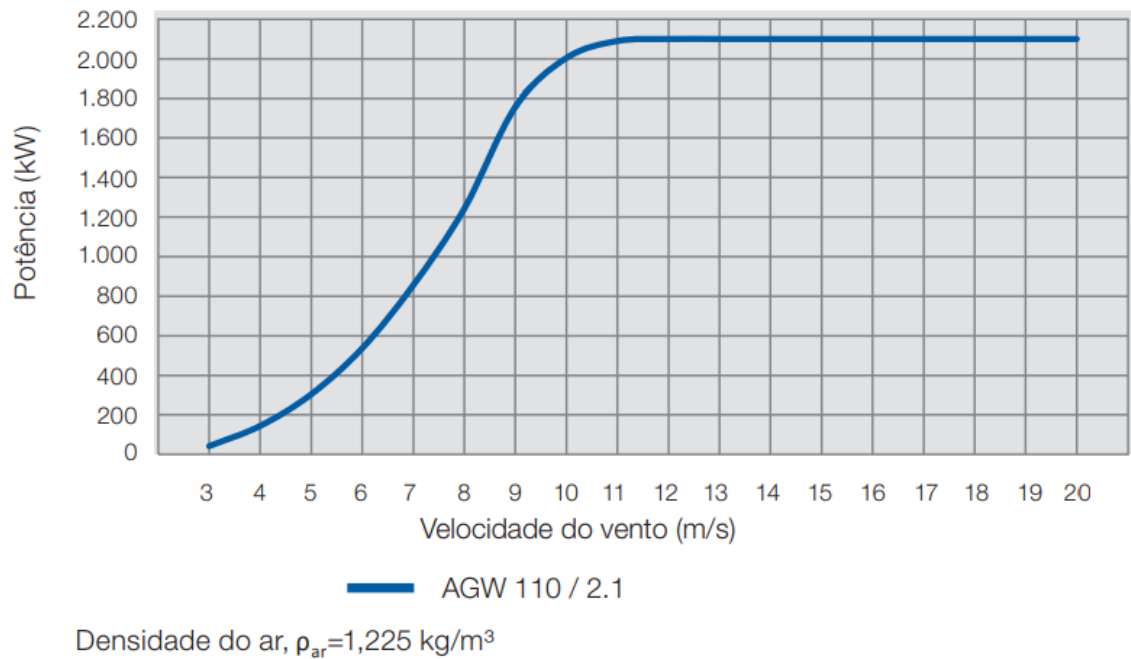
Figura 30 – Curva da distribuição de Weibull para a velocidade do vento a 100m de altura



Fonte: Autor

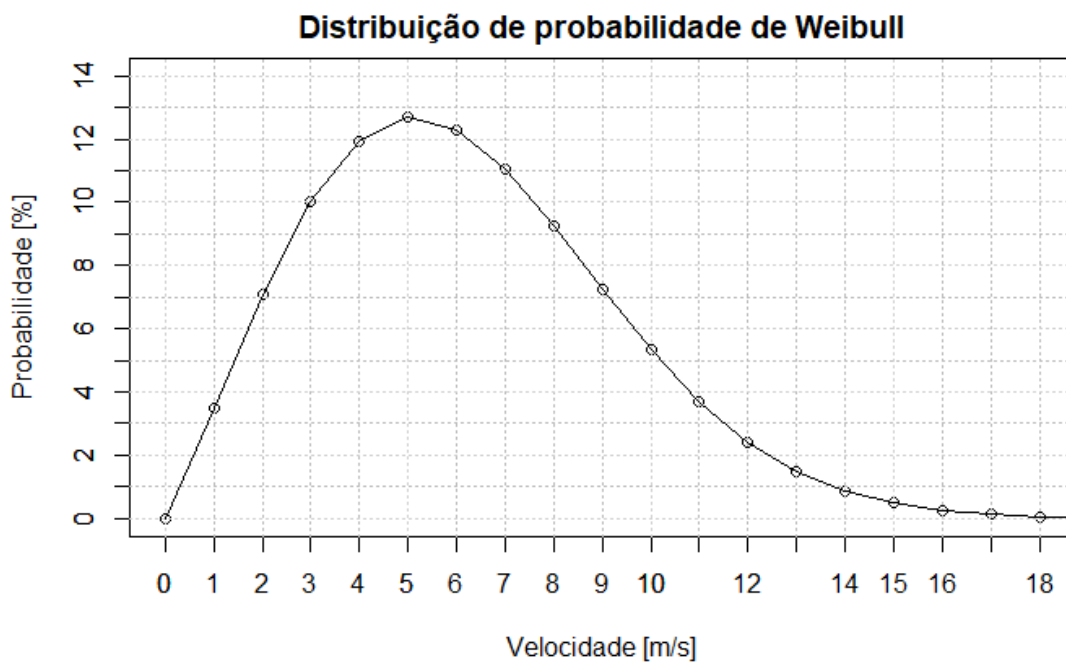
Com a curva que representa a distribuição de probabilidades da velocidade do vento, e consultando a curva de potência do aerogerador selecionado apresentada na figura 31, utilizou-se a equação (27) para determinar que o aerogerador, a 100m de altura é capaz de gerar 7.152.146 kWh de energia elétrica anualmente. Esse valor é superior à demanda da RME, de modo que o aerogerador pode ser instalado a 80m de altura, o que acarreta em redução de custos, principalmente devido a torre de sustentação poder ser de metal ao invés de concreto, facilitando seu transporte e instalação. Nessa nova altura, a velocidade média anual do vento foi estimada com a equação (21), a partir da qual se gerou a curva da distribuição de Weibull apresentada na figura 32.

Figura 31 – Curva de potência do aerogerador selecionado



Fonte: WEG (2018)

Figura 32 – Curva da distribuição de Weibull para a velocidade do vento a 80m de altura



Fonte: Autor

Novamente, com auxílio da equação (27), calculou-se que a energia a ser gerada anualmente pelo aerogerador será no valor de 6.649.059 kWh. Considerando que a disponibilidade de aerogeradores durante um ano de operação é de no mínimo 97%, a quantidade de energia anual que esse aerogerador, a 80m de altura, será capaz de produzir é de 6.449.587,23kW.

Embora seja gerada mais energia que a quantidade consumida pela RME, o excedente poderá ser aproveitado ao ser distribuído entre outras unidades consumidoras que sejam de titularidade da prefeitura, como por exemplo hospitais e postos de saúde, de modo que possuir um excedente de produção energética não se torna um problema.

6 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Após os dimensionamentos dos sistemas fotovoltaico e eólico, fez-se necessário realizar uma análise financeira de cada projeto, a fim de determinar se os investimentos são atrativos financeiramente, ou seja, se o investimento acarretará em um retorno para o investidor e, em caso positivo, em quanto tempo ocorrerá esse retorno.

Para verificar a viabilidade dos projetos, optou-se por realizar a análise financeira utilizando o método do *Payback* Descontado, que indica o tempo necessário para que o investimento inicial em um projeto se pague levando em consideração a desvalorização da moeda ao longo do tempo. Para realizar o cálculo do *Payback* Descontado, somam-se os valores das entradas líquidas de capital e se verifica quando essa soma se equipara ao custo inicial do projeto. Durante esse processo, os valores das entradas líquidas são levados a um Valor Presente Líquido (VPL) por meio de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA). (BÚSSOLO, 2017).

Para realizar o cálculo da parcela líquida no tempo atual se utiliza a equação (31).

$$P_N = \frac{F_N}{(1 + TMA)^N} \quad (31)$$

Onde P_N representa o valor presente da entrada líquida; F a entrada líquida no ano N e TMA o valor da taxa mínima de atratividade.

Na equação (31), os valores das entradas líquidas na avaliação financeira serão dados pelo valor da energia gerada pelos sistemas. Já para o valor da TMA , será utilizada a projeção da taxa anual do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), pois essa é uma das principais taxas de juros praticadas no mercado. No ano de 2018, o valor da taxa SELIC tem se mantido em 6,4%, segundo dados do Banco Central do Brasil.

Nas seções seguintes são apresentadas as análises do *Payback* Descontado dos projetos.

6.1 PAYBACK DESCONTADO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Com base no sistema fotovoltaico dimensionado no capítulo 5, foi montada a tabela 6 que apresenta um sumário com os principais materiais e equipamentos necessários para a instalação do sistema de geração fotovoltaico.

Tabela 6 – Orçamento do sistema fotovoltaico

Equipamento	Quantidade	Preço por un/mt	Preço Total
Transformador a óleo 1000Kva	3	R\$ 36.100,00	R\$ 108.300,00
Painéis fotovoltaicos	8.723	R\$ 699,00	R\$ 6.097.377,00
Inversor Central	3	R\$ 624.554,59	R\$ 1.873.663,77
Disjuntor MT a vácuo (completo c/ TC`s, TP, relé de proteção digital e nobreak)	3	R\$ 42.380,49	R\$ 127.141,47
Disjuntor aberto (disjuntor BT 380V-1600A)	3	R\$ 16.000,00	R\$ 48.000,00
Fusível gPV 12A	886	R\$ 16,00	R\$ 14.176,00
Oscilógrafo	3	R\$ 29.124,53	R\$ 87.373,59
DPS (1000Vdc 2 polos 40kA)	3	R\$ 130,00	R\$ 390,00
Subestação	3	R\$ 107.170,00	R\$ 321.510,00
Total			R\$ 8.677.931,83

Fonte : Autor

Os custos dos equipamentos e materiais para a instalação do sistema foram obtidos através de pesquisa no mercado, com exceção do inversor central; da subestação; e do disjuntor de média tensão (MT). O valor do inversor central foi estimado utilizando as informações fornecidas pelo projeto realizado pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE USP). Segundo o projeto, em 2012 um inversor central custava R\$0,42 por Watt instalado. A partir desse dado, estimou-se o custo do inversor central de 1.000kW. Como esse valor foi estimado em 2012, utilizou-se a plataforma digital da Fundação de Economia e Estatística (FEE) de atualização de valores para estimar o custo desse equipamento no ano atual através do índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI). Esse índice é um bom estimador para o aumento de preços de equipamentos, pois, segundo a Fundação Getulio Vargas (FGV), o IGP-DI “é um indicador do movimento de preços que há mais de seis décadas serve às comunidades econômicas nacional e internacional como termômetro de inflação no Brasil.”.

O valor da construção da subestação, por sua vez, foi estimado com base no valor de um orçamento de uma subestação de 1.000kVA, realizado no ano de 2012. Nesse orçamento,

também se encontrava o valor do disjuntor de média tensão com todos os relés de proteção, transformadores de potencial (TPs), e transformadores de corrente (TCs) necessários para conexão de uma subestação de 1.000kVA à rede, de modo que se utilizou esse valor como referência na tabela 6. Novamente atualizaram-se os preços da subestação e do disjuntor de média tensão com auxílio da plataforma digital da FEE.

Ainda, segundo o Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL), (2018), o valor da mão de obra da instalação de um sistema de geração fotovoltaica é de 14% do custo total do projeto. Assim, considerou-se o valor do investimento inicial, dado pela tabela 6, como 86% do custo total do projeto, estimando que o custo para a instalação total do sistema, com mão de obra inclusa, ficaria em torno de R\$ 10.090.618,40.

Com o sistema de geração fotovoltaico instalado, a energia gerada será suficiente para atender a demanda da RME. Considera-se que toda a energia gerada pelo sistema ocorrerá em horário fora de ponta¹, que, para as unidades consumidoras com atendimento em baixa tensão (BT) não fará diferença² já que não há distinção da tarifa cobrada pela energia quer em horário de ponta ou fora de ponta. Porém, para as unidades consumidoras atendidas em média tensão (MT), existe distinção nos valores das tarifas cobradas dependendo do horário de consumo. Desse modo, montou-se a tabela 7 que apresenta como ficariam as faturas de energia elétrica anuais da RME, considerando que toda a demanda de energia será atendida pelo sistema de geração fotovoltaico instalado. Assim, as unidades consumidoras com atendimento em BT serão cobradas apenas pelo custo da disponibilidade do sistema de distribuição e as unidades consumidoras com atendimento em MT serão cobradas apenas pela demanda contratada. Quando for realizado o cálculo do *Payback* descontado, será considerado a diferença entre os postos tarifários da injeção de energia do sistema e do consumo das unidades atendidas em MT.

¹ Horário fora de ponta e horário de ponta são termos utilizados para designar os períodos do dia em que os valores das tarifas de energia elétrica apresentam valores distintos entre si, durante o horário fora de ponta a energia elétrica possui um valor menor que durante o horário de ponta.

² Quando este trabalho foi elaborado, não havia distinção entre a energia consumida em horário de ponta e horário fora de ponta por unidades atendidas em baixa tensão. Porém, novas formas de tarifação da energia elétrica estão sendo discutidas. (Consulta Pública nº33).

Tabela 7 – Projeção das faturas anuais de energia elétrica

Unidades	Contrato	Qtd. de Unidades	Fatura mensal de uma unidade	Fatura anual
Escolas Infantis	Grupo B trifásico	44	R\$ 83,19	R\$ 43.924,32
Escolas Especiais	Grupo B trifásico	5	R\$ 83,19	R\$ 4.991,40
Escolas Fundamentais	Grupo B trifásico	25	R\$ 83,19	R\$ 24.957,00
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 30kW	6	R\$ 772,05	R\$ 55.587,39
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 31kW	2	R\$ 797,78	R\$ 19.146,77
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 32kW	2	R\$ 823,52	R\$ 19.764,41
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 33kW	2	R\$ 849,25	R\$ 20.382,04
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 34kW	2	R\$ 874,99	R\$ 20.999,68
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 35kW	7	R\$ 900,72	R\$ 75.660,62
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 36kW	1	R\$ 926,46	R\$ 11.117,48
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 38kW	1	R\$ 977,93	R\$ 11.735,12
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 39kW	1	R\$ 1.003,66	R\$ 12.043,93
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 42kW	1	R\$ 1.080,87	R\$ 12.970,39
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 45kW	1	R\$ 1.158,07	R\$ 13.896,85
Escolas Fundamentais	Demanda contratada 56kW	1	R\$ 1.441,15	R\$ 17.293,85
Sistema de Geração FV	Demanda contratada 1.000kW	3	R\$ 25.734,90	R\$ 926.456,51
Total				R\$ 1.290.927,76

Fonte: Autor

Para chegar a esses dados, analisaram-se os documentos fornecidos pela CEEE referentes aos custos e tarifas da energia elétrica. As escolas atendidas em BT possuem entrada trifásica, de modo que o custo de disponibilidade cobrado é o valor do consumo de 100kWh. Já as escolas atendidas em MT possuem demanda contratada conforme suas necessidades. Utilizou-se a equação (32) para determinar o preço final cobrado nas faturas de energia elétrica mensalmente.

$$P_F = \frac{P_H}{(1 - ICMS - PIS - CONFINS)} \quad (32)$$

Onde P_F , é o preço final cobrado, P_H , é o preço homologado, PIS é a taxa cobrada para o Programa de Integração Social, CONFINS é a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social e o ICMS é o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

O preço homologado para unidades consumidoras atendidas em BT é de R\$0,547600 por kWh. O valor do contrato de demanda para unidades consumidoras atendidas em MT é de R\$16,94 por kW contratado. O valor da alíquota de ICMS para unidades do poder público é de 30%. Os valores do PIS e CONFINS variam mensalmente de modo que, para obter uma estimativa dessas alíquotas para realizar a análise financeira, utilizou-se a média simples da

soma desses impostos de dezembro de 2017 a novembro de 2018, conforme fornecido pela CEEE, chegando ao valor de 4,175%.

A entrada líquida que compõe o *Payback* Descontado é dada pela receita da energia gerada pelo sistema projetado. Como mencionado anteriormente, o preço homologado por kWh para unidades em BT é de R\$0,547600, porém, para unidades atendidas em MT, o preço homologado por kWh é de R\$0,372090 em horário fora de ponta. Desta forma, o valor da energia gerada será a composição da quantidade consumida em BT e da quantidade consumida em MT com seus respectivos valores. Nesse cálculo os impostos (PIS, CONFINS e ICMS) também são contabilizados. Com os dados que se possui, verificou-se que dos 4.657.400 kWh consumidos pela RME em 2017, 2.356.561 kWh foram destinados a unidades atendidas em MT e 2.300.839 kWh foram destinados a unidades atendidas em BT, chegando ao valor da energia elétrica produzida de R\$3.246.171,24. Como foi esclarecido neste capítulo, esse valor foi obtido considerando que toda a energia gerada pelo sistema de geração fotovoltaico é produzida durante o horário fora de ponta, porém, uma parcela da energia demandada pelas unidades consumidoras atendidas em MT é consumida em horário de ponta, cujo preço homologado por kWh é de R\$1,474700. Verificou-se que a parcela de energia consumida em horário de ponta foi de 250.357kWh.

A fim de considerar a despesa da energia consumida em horário de ponta, apurou-se que, segundo o Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída da ANEEL (2016), a energia injetada fora de ponta gera créditos que, após passar por um fator de ajuste, são utilizados para compensar a energia consumida em horário de ponta. Assim, subtraíram-se 250.357 kWh de energia gerada pelo sistema FV fora de ponta da quantidade de energia que havia sido destinada para atender as unidades em MT, e multiplicou-se essa parcela de energia pelo fator de ajuste (preço homologado por kWh em horário fora de ponta, dividido pelo preço homologado por kWh em horário de ponta), determinando-se o total de energia em horário de ponta que o sistema será capaz de suprir. Chegou-se ao valor de 62.966,98 kWh. Logo 183.739 kWh não serão compensados, o que corresponde a uma despesa anual de R\$284.679,10. Esse custo será adicionado aos custos anuais das faturas de energia elétrica no cálculo do *Payback* descontado. Além disso, o valor de 250.357 kWh destinados à MT será substituído pelo valor de 62.966,98 kWh em horário de ponta, que corresponde à quantidade de energia suprida nesse posto tarifário.

O valor da energia elétrica produzida sofre uma degradação durante os anos devido à perda de capacidade dos módulos FV de gerar energia. O fabricante do módulo selecionado

garante que seus painéis apresentam uma perda máxima anual de 0,7% de sua capacidade de geração durante os primeiros 25 anos de operação.

Segundo Bússolo (2018), um sistema fotovoltaico gera um custo anual com manutenção de 1% do investimento total, ou seja, R\$100.906,18. Esse valor passa a ser considerado no cálculo do *Payback* descontado a partir do ano 1 de operação do sistema.

Considerando as informações descritas, montou-se a tabela 8, que apresenta o *Payback* Descontado do sistema projetado, onde o ano 0 é o ano em que o projeto entra em funcionamento e o investimento inicial é somado ao custo das faturas de energia elétrica conforme a tabela 7 e ao custo da energia consumida em horário fora de ponta.

Tabela 8 – *Payback* Descontado do sistema fotovoltaico

Ano	Investimento Inicial, Faturas e Manutenção	Receita de Geração	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Acumulado
0	-R\$ 11.800.909,42	R\$ 3.246.171,24	-R\$ 8.554.738,18	-R\$ 8.554.738,18
1	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 3.223.448,04	R\$ 1.327.303,05	-R\$ 7.227.435,13
2	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 3.200.724,84	R\$ 1.227.393,47	-R\$ 6.000.041,66
3	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 3.178.001,64	R\$ 1.134.700,83	-R\$ 4.865.340,83
4	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 3.155.278,45	R\$ 1.048.718,38	-R\$ 3.816.622,45
5	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 3.132.555,25	R\$ 968.974,26	-R\$ 2.847.648,19
6	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 3.109.832,05	R\$ 895.029,09	-R\$ 1.952.619,10
7	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 3.087.108,85	R\$ 826.473,76	-R\$ 1.126.145,33
8	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 3.064.385,65	R\$ 762.927,42	-R\$ 363.217,92
9	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 3.041.662,45	R\$ 704.035,50	R\$ 340.817,59
10	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 3.018.939,25	R\$ 649.468,01	R\$ 990.285,60
11	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.996.216,05	R\$ 598.917,78	R\$ 1.589.203,38
12	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.973.492,86	R\$ 552.098,96	R\$ 2.141.302,34
13	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.950.769,66	R\$ 508.745,56	R\$ 2.650.047,89
14	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.928.046,46	R\$ 468.610,07	R\$ 3.118.657,96
15	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.905.323,26	R\$ 431.462,23	R\$ 3.550.120,19
16	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.882.600,06	R\$ 397.087,84	R\$ 3.947.208,03
17	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.859.876,86	R\$ 365.287,66	R\$ 4.312.495,70
18	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.837.153,66	R\$ 335.876,38	R\$ 4.648.372,07
19	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.814.430,47	R\$ 308.681,65	R\$ 4.957.053,73
20	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.791.707,27	R\$ 283.543,25	R\$ 5.240.596,98
21	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.768.984,07	R\$ 260.312,19	R\$ 5.500.909,17
22	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.746.260,87	R\$ 238.849,97	R\$ 5.739.759,14
23	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.723.537,67	R\$ 219.027,83	R\$ 5.958.786,97
24	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.700.814,47	R\$ 200.726,14	R\$ 6.159.513,12
25	-R\$ 1.811.197,60	R\$ 2.678.091,27	R\$ 183.833,70	R\$ 6.343.346,82

A partir dos dados da tabela 8, verifica-se que o período do *Payback* Descontado é de 9 anos, e que em 25 anos o retorno econômico é aproximadamente R\$6.300.000,00. Essa informação indica que é financeiramente viável a execução desse projeto.

6.2 PAYBACK DESCONTADO DO SISTEMA EÓLICO

Para a análise financeira do sistema eólico projetado, foram adotados os mesmos critérios que para a análise do sistema fotovoltaico. O valor da energia gerada considerada será dada apenas pela quantidade de energia consumida pela rede municipal de ensino, porém, sabe-se que o sistema eólico projetado tem capacidade de gerar mais energia que a demanda necessária da RME, de modo que o seu período de *Payback* tende a ser menor que o período que será estimado, quando alocada toda a energia produzida para suprir outras unidades consumidoras de titularidade da prefeitura. Para estimar o valor do investimento inicial para a instalação do sistema projetado, utilizou-se a média de dois financiamentos do BNDES para a instalação de parques eólicos no ano de 2017, fazendo uma relação do custo de instalação por MW instalado. Chegou-se ao valor de R\$6.629.339,31 por MW instalado. Atualizando esse valor com a ferramenta da FEE, estimou-se que o sistema projetado de 2,1MW necessitaria de um investimento inicial de R\$13.621.972,00.

Novamente, com a instalação do sistema de geração eólica, as faturas de energia se tornarão iguais às aquelas apresentadas na tabela 7 com exceção da fatura do sistema de geração, que será cobrado como uma unidade consumidora com demanda contratada de 2.100kW. O valor do contrato será de R\$54.043,30 mensais, o que gera um custo de R\$648.519,81 anuais. Somando-se com os demais custos apresentados na tabela 7, chega-se ao valor de R\$1.012.990,81 anuais. Para calcular o valor da energia gerada, novamente se considerou a quantidade de energia que unidades com atendimento em BT e em MT necessitaram utilizando o respectivo valor da tarifa da energia elétrica. Uma diferença, porém, entre o sistema de geração eólico e o sistema de geração fotovoltaico, é a capacidade do sistema eólico de gerar e injetar energia na rede em horário de ponta. Assim, levou-se em consideração que dos 2.356.561 kWh destinados ao atendimento de unidades consumidas em MT, 250.375 kWh são consumidas em horário de ponta, logo a tarifa homologada usada para estimar o valor dessa energia foi de R\$1,474700.

Segundo Custódio (2009), o custo de manutenção e operação de um sistema eólico pode ser estimado como 2% do valor do aerogerador. Ainda segundo esse autor, estima-se

que 75% do valor do investimento em um sistema de geração eólica é destinado à aquisição do aerogerador, logo, o valor estimado para manutenção do sistema projetado seria de R\$204.329,58. Esse valor passa a ser considerado no cálculo do *Payback* descontado a partir do ano 1 de operação do sistema.

Com esses dados, e sabendo que a vida útil média de um aerogerador é de 20 anos, montou-se a tabela 9, que apresenta o *Payback* Descontado estimado desse sistema.

Tabela 9 – *Payback* descontado do sistema eólico

Ano	Investimento Inicial, Faturas e Manutenção	Receita de Geração	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Acumulado
0	-R\$ 14.634.962,81	R\$ 3.665.534,90	-R\$ 10.969.427,91	-R\$ 10.969.427,91
1	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 2.300.953,49	-R\$ 8.668.474,42
2	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 2.162.550,27	-R\$ 6.505.924,15
3	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 2.032.472,06	-R\$ 4.473.452,10
4	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 1.910.218,10	-R\$ 2.563.234,00
5	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 1.795.317,76	-R\$ 767.916,23
6	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 1.687.328,72	R\$ 919.412,49
7	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 1.585.835,27	R\$ 2.505.247,76
8	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 1.490.446,68	R\$ 3.995.694,44
9	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 1.400.795,75	R\$ 5.396.490,19
10	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 1.316.537,36	R\$ 6.713.027,55
11	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 1.237.347,14	R\$ 7.950.374,69
12	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 1.162.920,25	R\$ 9.113.294,94
13	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 1.092.970,16	R\$ 10.206.265,10
14	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 1.027.227,59	R\$ 11.233.492,69
15	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 965.439,47	R\$ 12.198.932,16
16	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 907.367,92	R\$ 13.106.300,07
17	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 852.789,40	R\$ 13.959.089,47
18	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 801.493,79	R\$ 14.760.583,27
19	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 753.283,64	R\$ 15.513.866,91
20	-R\$ 1.217.320,39	R\$ 3.665.534,90	R\$ 707.973,35	R\$ 16.221.840,26

Fonte: Autor

Verifica-se pela tabela 9 que o período de *Payback* do sistema eólico é de 6 anos, e que em 20 anos o retorno financeiro do sistema é de cerca de R\$16.200.000,00. É importante ressaltar que na coluna da receita de geração da tabela o valor contabilizado é o da quantidade de energia necessária para atender a demanda da RME, de modo que mais valor será agregado ao considerar toda a energia gerada por esse sistema. De qualquer forma, verifica-se pelo *Payback* Descontado que a instalação desse projeto é financeiramente viável.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho verificou a viabilidade econômica da instalação de sistemas de geração de energia para autoconsumo remoto para a Rede Municipal de Ensino. Após dimensionar dois sistemas: um de geração fotovoltaico e um de geração eólica, selecionaram-se terrenos de titularidade da Secretaria Municipal de Educação de Porto Alegre para a instalação desses sistemas. Verificou-se que, ao utilizar a modalidade de geração distribuída em autoconsumo remoto, foi possível escolher locais que trazem consigo maior retorno econômico com a instalação dos sistemas.

Com a análise do *Payback* descontado dos sistemas projetados foi possível concluir que a geração de energia para consumo próprio se apresenta como um investimento de alta atratividade financeira, uma vez que com a instalação de um sistema de geração fotovoltaica é possível ter um retorno econômico de cerca de R\$6.300.000,00 ao longo de 25 anos e que com a instalação do sistema de geração eólico esse valor chega a cerca de R\$16.200.000,00 ao longo de 20 anos. Ainda pela análise do *Payback* descontado, constatou-se que o sistema de geração eólico aparenta ser superior ao sistema de geração fotovoltaico. Isso se deve, principalmente, a dois fatores: primeiro, a demanda contratada para acesso à rede do sistema eólico é inferior à demanda contratada do sistema fotovoltaico, o que gera menos despesas anuais; segundo, a capacidade do sistema de geração de energia eólica de suprir demanda de energia elétrica em horário de ponta o torna muito atrativo, pois nesse posto tarifário a energia custa muito mais que em horário fora de ponta.

Atualmente Consultas Públicas (CP) estão sendo realizadas onde se está discutindo uma mudança no modelo de cobrança da tarifa de energia elétrica das unidades consumidoras. A tendência é que unidades atendidas em baixa tensão também passem a ser cobradas com valores de tarifas diferentes dependendo dos horários em que o consumo de energia elétrica ocorre. Isso nos diz que a capacidade de um sistema de geração, para consumo próprio, de suprir a demanda em horário de ponta está se tornando cada vez mais atrativo.

A partir deste trabalho, recomenda-se para estudos futuros a verificação de sistemas híbridos para atender demandas elevadas de energia elétrica, verificando se os mesmos são economicamente viáveis e comparando seus retornos financeiros com sistemas simples (geração a partir de uma única fonte de energia).

REFERÊNCIAS

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **A distribuição de energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 21 jun. 2018.

ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 171 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

ALVES, Mariana Castro. **SOL, PRIMEIRA FONTE DE LUZ E ENERGIA**. Disponível em: <<http://pre.univesp.br/sol-primeira-fonte-de-luz-e-energia#.Wyq1oadKjct>>. Acesso em: 20 jun. 2018.

AMARANTE, Odilon Antônio Camargo do et al. **Atlas Eólico: Rio Grande do Sul**. Porto Alegre: A Secretaria de Energia Minas e Comunicações, 2002. Disponível em: <http://ww1.sema.rs.gov.br/upload/ATLAS_EOLICO_RS_parte_001.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica 2ª edição**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeração+Distribuída+->>>. Acesso em: 20 jun. 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 3**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-Módulo3_Revisão7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99>. Acesso em: 21 jun. 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº482/2012**. ANEEL, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº687/2015**. ANEEL, 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº786/2017**. ANEEL, 2017.

AUTODESK REVIT 2016. **Rosa dos ventos anual**. Disponível em: <<http://help.autodesk.com/view/RVT/2016/PTB/?guid=GUID-2AACFEA1-16BD-4A01-BD75-81B12E56A57C>>. Acesso em: 21 jun. 2018.

AYRES, Fernando. **Modalidade de compensação de energia: autoconsumo remoto.** Disponível em: <<http://shareenergy.com.br/modalidade-de-compensacao-de-energia-autoconsumo-remoto/>>. Acesso em: 20 jun. 2018.

BÚSSOLO, Eduardo Kunz. **Aspectos da Micro e Minigeração Fotovoltaica Aplicados às Edificações Prediais.** 113f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

BOSCH. **Bosch Solar Module c-Si M 60.** Disponível em: <<http://www.technosun.com/es/descargas/BOSCH-C-SI-M60-EU44117-EU44123-ficha-EN.pdf>>. Acesso em: 21 jun. 2018.)

BUILD. **Wind turbine types.** Disponível em: <<http://www.build.com.au/wind-turbine-types>>. Acesso em: 21 jun. 2018.

CEEE. **Instrução Técnica:** Acesso de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da CEEE-D. Porto Alegre: CEEE, 2018.

CEEE. **Regulamento de Instalações Consumidoras – MT.** Porto Alegre: CEEE, 2018.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica.** Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=301>. Acesso em: 21 jun. 2018.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia Eólica:** para produção de energia elétrica. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Componentes de Um Aerogerador.** Disponível em: <<https://apenergiasrenovaveis.wordpress.com/eolica/componentes-de-um-aerogerador>>. Acesso em: 21 jun. 2018

FGV, Fundação Getulio Vargas. **IGP-DI.** Rio de Janeiro: FGV IBRE, 2014.

FLANDOLI, Fabio. **Concepção, aplicação e funcionamento de módulos fotovoltaicos.** Disponível em: <<http://www.eletricistaconsciente.com.br/pontue/fasciculos/2-celulas-e-modulos-fotovoltaicos/concepcao-aplicacao-e-funcionamento-de-modulos-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 21 jun. 2018.

FONTES, Ruy. **Geração de Autoconsumo Remoto: As Informações Absurdamente Essenciais que Você Não Pode Perder.** Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/autoconsumo-remoto/>>. Acesso em: 21 jun. 2018.

FOTOVOLTEC SOLAR ENGINEERING. **ENERGIA FOTOVOLTAICA.** Disponível em: <<http://www.fotovoltec.com.br/front/tecnologia>>. Acesso em: 21 jun. 2018.

GOETZE, Felipe. **Projeto de Microgeração Fotovoltaica Residencial: Estudo de Caso**. 83 f. Projeto de Diplomação (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

GREEN POWER DEVELOPMENT. **Wind and its measurement in wind energy**. Disponível em: <<http://green-power.com.pl/en/home/wiatr-i-jego-pomiar-w-energetyce-wiatrowej>>. Acesso em: 21 jun. 2018.

IDEAL, Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina. **O mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica**. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2018_digital3> Acesso em: 15 nov. 2018.

INEE – INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **O que é Geração Distribuída**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd>. Acesso em: 09 jul. 2018.

MENDES, Lucas. **Geração Distribuída no Brasil**. Disponível em: <<http://astrasolar.com.br/energia-distribuida/geracao-distribuida-no-brasil/>>. Acesso em: 20 jun. 2018.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: Inpe, 2017. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf>. Acesso em: 22 jun. 2018.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: Inpe, 2006. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2018.

SILVA, Isaac Welang da. **MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA: estudo de viabilidade**. 107 f. Projeto de Diplomação (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

TORTELLI, Odilon Luís. **SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 2009. Color. Disponível em: <http://www.eletrica.ufpr.br/ufpr2/professor/8/Mini_curso8.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2018.

IEE USP – INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. **Projeto de P&D: PD-0068-0029/2011**. São Paulo: ISA CTEEP, IEE USP, CESP, PURE USP, P&D ANEEL, 2011. Color.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: érica | Saraiva, 2015.

WEG. **Aerogerador:** AGW 110 / 2.1. Disponível em:
<<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-aerogeradores-agw-110-2.1-50030583-catalogo-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 21 jun. 2018.

WIKIPÉDIA. **Irradiação solar.** Disponível em:
<https://pt.wikipedia.org/wiki/Irradiação_solar>. Acesso em: 20 jun. 2018.

ANEXO A – REQUISITOS PARA ACESSO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

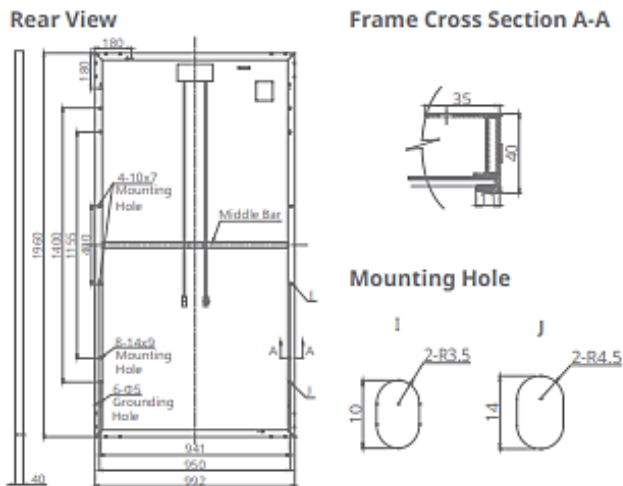
Quadro A1 – Requisitos mínimos para acesso à rede de distribuição por potência instalada

Equipamento	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-Ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de medição bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

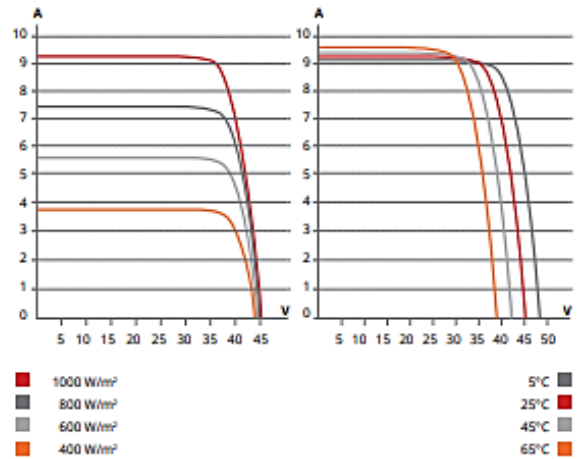
Fonte: ANEEL - PRODIST (2018)

ANEXO B – DATASHEET DO MÓDULO FV CANADIAN SOLAR CS6U-325P

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (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/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², 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 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960×992×40 mm (77.2×39.1×1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

ANEXO C – DATASHEET DO INVERSOR SG1000MX

Technical Data

The following tables list the technical data of the inverter. Basic production information and performance of the inverter is available at these tables.

Input (DC)

Parameter	SG1000MX
Max. Input voltage	1000V
Min. Input voltage	550V
MPPT voltage range	550-950V
MPPT voltage range (@full power)	570-850V
Max. Input current	2000A
Rated Input voltage	600V
Number of MPPT	1
Number of DC inputs	1, 8~14
DC inputs Configuration	12 Fuses and 2000A Load Switch (Standard) Fuse: 250A~400A
PV Array Configuration	Negative GND (Standard), Floating or Positive Ground (optional)

Output (AC)

Parameter	SG1000MX
Rated power	1000kW
Max. Output AC power	1100kVA
Max. Output current	1650A
Rated. Output current	1500A
Output Current THD	<3% (@ AC rated power)
Rated grid voltage	385Vac
Grid voltage range	338V~424Vac
Rated grid frequency	50Hz/60Hz
Grid frequency range	47~63Hz
Power factor at rated power	>0.99
Outside Isolation Transformer	Optional
DC current injection	<0.5% at rated AC current
Adjustable displacement factor	0.8(LG)~0.8(LD)
Feed-in phases / connection phases	3

Efficiency

Parameter	SG1000MX
Max. Efficiency	98.8%
CEC Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.4%