

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RICARDO LEONARD SIMON SCAFF

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA
SISTEMA FOTOVOLTAICO EM RESIDÊNCIA NO
MUNICÍPIO DE PATO BRANCO, PARANÁ**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2017

RICARDO LEONARD SIMON SCAFF

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO EM RESIDÊNCIA NO MUNICÍPIO DE PATO BRANCO, PARANÁ

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica da Coordenação de Engenharia Elétrica - COELT - da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Câmpus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Me. José Paulo de Barros Neto

Coorientador: Me. Géremi Gilson Dranka

PATO BRANCO

2017

TERMO DE APROVAÇÃO

O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado **ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO EM RESIDÊNCIA NO MUNICÍPIO DE PATO BRANCO, PARANÁ** do acadêmico **Ricardo Leonard Simon Scaff** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora **Nº 134** de **2017**.

Fizeram parte da banca examinadora os professores:

Me. José Paulo de Barros Neto

Dr. Alexandre Batista de Jesus Soares

Me. Hervê Stangler Irion

À minha família que sempre me fortaleceu em minhas lutas
e à Primeira Igreja Batista de Pato Branco, minha família em
Pato Branco

*Mas para vós que temeis o meu nome nascerá o sol
da justiça e a salvação trará debaixo das suas asas.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Jesus Cristo, o qual sempre tem dispensado sobre mim suas ricas bênçãos, guiando-me e me dando paz em todas as minhas decisões.

Agradeço aos meus pais e minhas irmãs por me acompanharem por toda a faculdade, sempre me oferecendo apoio e conselhos durante os meus estudos e sempre comemorando minhas vitórias comigo. Agradeço a todos da família que também me estimularam a continuar meus estudos e compartilharam palavras de conforto e encorajamento para mim.

Agradeço aos professores Me. José Paulo de Barros Neto e Me. Géremi Gilson Dranka por me orientarem durante este Trabalho de Conclusão de Curso, ajudando-me a manter o foco do trabalho, a observar o tempo a ser dispensado em cada um dos objetivos e indicando o conteúdo relevante para a estrutura do trabalho.

Agradeço à Primeira Igreja Batista de Pato Branco por me acolher e me suportar durante toda minha estada em Pato Branco. Quero agradecer em especial aos jovens desta igreja, nos quais achei amigos mais chegados que irmãos e que nunca me deixaram sozinho durante toda minha jornada nesta cidade.

Agradeço aos meus amigos de Curitiba, que mesmo de longe sempre estiveram comigo durante toda a faculdade, sempre me recebendo de braços abertos ao encontrá-los novamente e sempre me apoiando de lá também.

Por fim, quero agradecer aos meus amigos e colegas que cursaram esta faculdade juntamente comigo, pelos trabalhos realizados em conjunto, pelas noites em claro dedicadas ao estudo para provas e, principalmente, pelos momentos de alegria que tivemos juntos.

RESUMO

SCAFF, Ricardo Leonard Simon. Estudo de Viabilidade Econômica para Sistema Fotovoltaico em Residência no Município de Pato Branco, Paraná. 2017. 72 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2017.

Este trabalho apresenta um estudo de viabilidade econômica para a instalação de um sistema fotovoltaico (FV) em uma residência localizada no município de Pato Branco, Paraná. É destacada a relevância do recurso solar como fonte de energia renovável e como energia em abundância no Brasil. Também é descrito como é feita a conversão de energia solar para energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico, observado em células fotovoltaicas. A célula fotovoltaica é o elemento fundamental de sistemas fotovoltaicos, os quais podem ser isolados (*off-grid*) ou conectados à rede de distribuição de energia elétrica (*on-grid*). O estudo apresentado neste trabalho baseia-se em sistemas fotovoltaicos *on-grid*, descrevendo o funcionamento dos elementos que compõem estes sistemas. Pelo fato destes sistemas estarem conectados à rede de distribuição, apresenta-se a geração distribuída (GD) e destaca-se a sua importância na geração de energia elétrica, juntamente com as normas utilizadas para regulamentar esta modalidade de geração no Brasil e no Paraná. Utilizando dados acerca do consumo médio de energia de uma residência em Pato Branco e acerca do nível médio de irradiação no município, é apresentado um sistema fotovoltaico dimensionado de acordo com estes dados e de acordo com a literatura. O estudo de viabilidade é então realizado a partir do sistema fotovoltaico dimensionado e a partir de premissas acerca do cenário econômico que envolve o consumo de energia residencial. Os resultados são obtidos a partir do indicador *Payback* Descontado, o qual apresenta o tempo de retorno de um investimento considerando o valor do dinheiro no tempo.

Palavras-chave: Fotovoltaico (FV). Sistema Fotovoltaico. Geração Distribuída (GD). Sistema de compensação de energia. Estudo de viabilidade. *Payback* Descontado.

ABSTRACT

SCAFF, Ricardo Leonard Simon. Feasibility Study for a Photovoltaic System in a Residence in Pato Branco, Paraná. 2017. 72 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2017.

This paper presents a feasibility study for a photovoltaic (PV) system installed in a residence located at Pato Branco, Paraná. The relevance of the solar energy as a renewable energy source and as an abundant energy source in Brazil is highlighted. Also, the conversion of solar energy to electric energy is described through the photovoltaic effect, which is observed in photovoltaic cells. The photovoltaic cell is the fundamental element of photovoltaic systems, which can be isolated (off-grid) or connected to the electric distribution network (on-grid). The study presented here is established on photovoltaic systems on-grid, describing the operation of the elements that these systems are comprised of. Since these systems are connected to the distribution network, the distributed generation (DG) is presented and its importance on electric energy generation is highlighted alongside standards that rule this generation modality in Brazil and Paraná. A photovoltaic system is sized accordingly to the literature and accordingly to data regarding average energy consumption of a residence in Pato Branco and regarding average irradiation. The feasibility study is then undertaken using the sized photovoltaic system and using factors regarding the economic scenario related to residential energy consumption. The results are obtained through the Discounted Payback indicator, which presents the length of time that an investment needs to produce financial feedback considering time value of money

Keywords: Photovoltaic. Photovoltaic System. Distributed Generation. Energy Compensation System. Feasibility Study. Discounted Payback.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Capacidade Instalada por Fonte de Geração em 2014	16
Figura 2:	Capacidade Instalada por Fonte de Geração em 2024	17
Figura 3:	Porção estimada de Energias Renováveis na Produção Global de Eletricidade em 2015	21
Figura 4:	Geração de Energia Elétrica por fonte no Brasil - Participação em 2014	22
Figura 5:	Radiação solar global diária, média anual	23
Figura 6:	Bandas de condução e de valência de um isolante, semicondutor e condutor	24
Figura 7:	Conversão de energia luminosa numa célula de silício	26
Figura 8:	Célula fotovoltaica de silício mono cristalino	28
Figura 9:	Célula, módulo e arranjo fotovoltaico	29
Figura 10:	Circuito equivalente simples de uma célula fotovoltaica	29
Figura 11:	Corrente de curto-circuito do circuito equivalente	30
Figura 12:	Tensão de circuito aberto do circuito equivalente	30
Figura 13:	Curva I – V e curva da potência elétrica em função da tensão para uma célula fotovoltaica de silício	32
Figura 14:	A tensão para módulos conectados em série é a soma da tensão em cada módulo	33
Figura 15:	A corrente para módulos conectados em paralelo é a soma da corrente que flui cada módulo	33
Figura 16:	Número de conexões de micro e minigeração acumulado no Brasil	36
Figura 17:	Potência total instalada por fonte em kW	37
Figura 18:	Microgeração com uso de inversor de acordo com NTC 905200 da Copel	49
Figura 19:	Comparação da curva de geração fotovoltaica típica e da curva de carga residencial típica	53

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Geração do sistema fotovoltaico ao longo de um ano	57
Quadro 2: Faturamento de residência com sistema fotovoltaico	58
Quadro 3: <i>Payback</i> Descontado para o sistema fotovoltaico	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Crescimento da geração distribuída no mundo	35
Tabela 2:	irradiação solar média diária incidente numa superfície horizontal (kWh/m ² /dia) em Pato Branco	42
Tabela 3:	Especificação de módulos fotovoltaicos	50
Tabela 4:	Especificação de inversores	50
Tabela 5:	Resumo dos equipamentos utilizados no sistema fotovoltaico . .	52

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEP	Associação Brasileira de Empresas de Pesquisas.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
AT	Alta Tensão.
BT	Baixa Tensão.
C	Colomb.
CA	Corrente alternada.
CC	Corrente contínua.
Celesc	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A..
COFINS	Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social.
Copel	Companhia Paranaense de Energia.
E.I.	Elemento de Interrupção.
E.S.	Entrada de Serviço.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
eV	Elétron-volt.
FV	Fotovoltaico.
GaAs	Arseneto de gálio.
GD	Geração distribuída.
Ge	Germânio.
GW	Giga-Watt.
HSP	Horas de Sol Pleno.
I – V	Corrente – tensão.
IAPAR	Instituto Agrônômico do Paraná.
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias.
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética.
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia.
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.
J	Joule.
K	Kelvin.
kWh	Quilowatt-hora.
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker.</i>
MT	Média Tensão.
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration.</i>
NTC	Norma Técnica Copel.

PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia.
PIS	Programas de Integração Social.
PMP	Ponto de Máxima Potência.
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente.
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for The 21st Century.</i>
Se	Selênio.
Si	Silício.
SPMP	Seguimento do Ponto de Máxima Potência.
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema elétrico de Distribuição.
TUST	Tarifa de Uso do Sistema elétrico de Transmissão.
UC	Unidade Consumidora.
Wp	Watt-pico.

LISTA DE SÍMBOLOS

E_g	Energia de <i>Gap</i>
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
I	Corrente
I_d	Corrente do diodo
I_0	Corrente de saturação reversa
q	Carga elétrica
V_d	Tensão do diodo
k	Constante de Boltzmann
T	Temperatura
P_{FV}	Potência do arranjo fotovoltaico
E	Consumo diário médio anual da residência
TD	Taxa de desempenho
HSP_{MA}	Horas de Sol Pleno incidente no plano do arranjo fotovoltaico
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
V_{OCSTC}	Tensão de circuito aberto em condições padrão de ensaio
$\beta_{V_{oc}}$	Coefficiente de variação de tensão de circuito aberto com a temperatura
V_{mp}	Tensão de máxima potência
$V_{minSPMP}$	Tensão mínima de SPMP
$V_{maxSPMP}$	Tensão máxima de SPMP
V_{mpTmax}	Tensão de máxima potência na maior temperatura de operação prevista
V_{mpTmin}	Tensão de máxima potência na menor temperatura de operação prevista
V_{mpSTC}	Tensão de máxima potência em condições padrão de ensaio
$\beta_{V_{mp}}$	Coefficiente de variação de tensão de máxima potência com a temperatura
$I_{i_{max}}$	Corrente contínua máxima de entrada
I_{SC}	Corrente de curto-circuito do módulo FV nas condições padrão de ensaio
$FCD(t)$	Fluxo de caixa descontado
t	Ano após investimento inicial
I	Investimento inicial
R_j	Receita no ano j
C_j	Custos no ano j
i	Taxa de desconto
j	Índice genérico que representa período de tempo

E_{FV}	Energia gerada mensalmente pelo sistema fotovoltaico
BC	Base de Cálculo
A	Energia consumida da rede de distribuição

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	OBJETIVO GERAL	19
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
2	REVISÃO DE LITERATURA	20
2.1	ENERGIA SOLAR	20
2.1.1	Energias Renováveis	20
2.1.2	Radiação Solar	22
2.1.3	Energia Solar Fotovoltaica	23
2.1.3.1	Efeito fotovoltaico	24
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS <i>ON-GRID</i>	26
2.2.1	Célula Fotovoltaica	27
2.2.2	Módulo Fotovoltaico	28
2.2.3	Arranjo Fotovoltaico	28
2.2.4	Curva Corrente – Tensão (I – V)	29
2.2.5	Inversor	34
2.3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	34
2.3.1	Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL	37
2.3.2	NTC 905200 da Copel	38
2.3.3	Sistemas fotovoltaicos em geração distribuída	40
3	METODOLOGIA	41
3.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	41
3.1.1	Consumo médio de uma residência em Pato Branco	41
3.1.2	Irradiação solar incidente	41
3.1.3	Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico	42
3.1.4	Número de módulos para o arranjo fotovoltaico	44
3.1.5	Escolha do inversor	44
3.1.6	Critérios para compatibilidade entre arranjo fotovoltaico e inversor	44
3.1.6.1	Tensão de entrada do inversor	44
3.1.6.2	Faixa de operação do seguimento do ponto máximo de potência do inversor	45

3.1.6.3	Corrente contínua máxima no inversor	46
3.1.7	Elementos de proteção	47
3.1.8	Requerimentos da NTC 905200 para o sistema fotovoltaico	48
3.1.9	Esquema de conexão do sistema fotovoltaico à rede de distribuição	49
3.2	ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .	49
3.2.1	Processo de escolha do módulo fotovoltaico	49
3.2.2	Processo de escolha do inversor	50
3.2.3	Processo de escolha dos elementos de proteção	51
3.2.4	Payback Descontado	51
3.2.5	Premissas do <i>Payback</i> Descontado	52
3.2.5.1	Investimento inicial	52
3.2.5.2	Energia gerada mensalmente pelo sistema fotovoltaico	52
3.2.5.3	Vida útil do sistema fotovoltaico	53
3.2.5.4	Porcentagem de energia injetada na rede de distribuição	53
3.2.5.5	Operação e manutenção (O&M)	54
3.2.5.6	Tarifa convencional – Subgrupo B1 e tributos	54
3.2.5.7	Valor médio da fatura para uma residência em Pato Branco	55
3.2.5.8	Sistema de compensação de energia	55
3.2.5.9	Taxa de desconto	56
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	57
4.1	RESULTADOS OBTIDOS	57
4.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS	60
5	CONCLUSÕES.....	62
ANEXO A - FOLHA DE DADOS (DATASHEET) DOS EQUIPAMENTOS		
	UTILIZADOS NO SISTEMA FOTOVOLTAICO	70
A.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO CANADIAN CSI CS6K 265P	70
A.2	INVERSOR PHB 1500-SS.....	72

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de potência brasileiro está em constante expansão devido ao gradual crescimento do consumo (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015c). O consumo, por sua vez, tem aumentado devido ao cenário econômico e às projeções demográficas (EPE, 2015c, p. 49). Por estas razões, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) prevê uma expansão de 55% da potência total instalada até 2024 (EPE, 2015b, p. 20).

Através dessas projeções é possível observar a importância e a necessidade de um sistema elétrico de potência preparado para atender a população brasileira através de variadas fontes de energia. O PDE 2024 prevê a evolução da capacidade instalada por fonte de geração para ambos tipos de fontes: fontes renováveis e fontes não-renováveis (EPE, 2015b, p. 25). A Figura 1 apresenta a capacidade instalada por fonte em 2014, enquanto que a Figura 2 capacidade instalada por fonte em 2024. Através da comparação dos dois gráficos, nota-se o aumento da capacidade instalada em todas as fontes de geração utilizadas em 2014 até 2024.

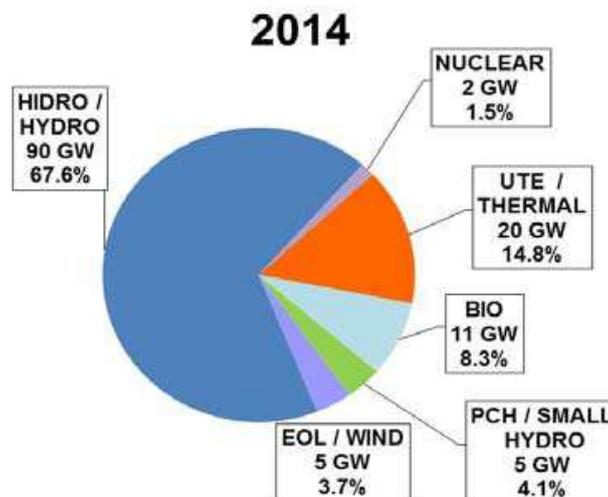


Figura 1: Capacidade Instalada por Fonte de Geração em 2014
Fonte: Extraído de EPE (2015b)

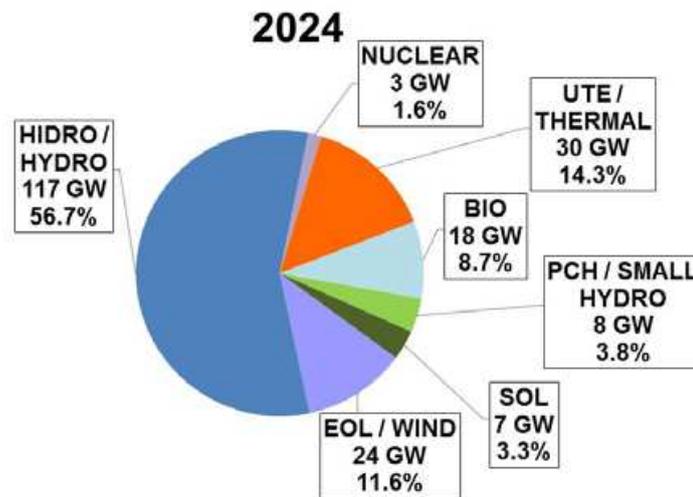


Figura 2: Capacidade Instalada por Fonte de Geração em 2024
Fonte: Extraído de EPE (2015b)

Devido à característica finita e poluidora das energias não-renováveis, a tendência é que as energias renováveis venham receber mais investimentos. Segundo o relatório do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), o Brasil investiu 7,6 bilhões de dólares em energias renováveis e está entre os dez países que mais investiram em energias renováveis no ano de 2014 (ONU, 2015).

Energias renováveis vêm recebendo destaque pelo fato delas promoverem sustentabilidade. Sustentabilidade, de acordo com a Organização das Nações Unidas (ONU), é “o atendimento das necessidades das gerações atuais, sem comprometer a possibilidade de satisfação das necessidades das gerações futuras” (CREDIDIO, 2008). Sarangan *et al.* (2015) ressalta o caráter sustentável das energias renováveis argumentando que fontes de energia renováveis como o sol, vento e marés têm oferecido a possibilidade de atender a nossa necessidade energética de maneira limpa.

Geração distribuída (GD) é outro fator que incentiva a utilização de energias renováveis para geração de energia elétrica. O Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) ([2016?]) define GD como “geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia”. O desenvolvimento de GD com energias renováveis conduz ao desenvolvimento da conservação de energia e ao fornecimento de energia em áreas remotas (ZHAO *et al.*, 2014).

Duas das práticas que envolvem GD são a microgeração e minigeração distribuída. A Resolução Normativa Nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica

(ANEEL) (2012), caracteriza microgeração como

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.

A minigeração distribuída é definida de forma similar pela resolução, diferenciando somente a potência instalada quando comparada com microgeração distribuída (ANEEL, 2012). Estas resoluções permitem que usuários da rede de distribuição elétrica utilizem geração renovável em suas residências de até 5 MW de capacidade instalada e convertam em créditos, utilizados para compensar faturas de consumo, o excedente de energia elétrica (ANEEL, 2012).

A microgeração em uma residência pode ser efetivada através da utilização de energia solar. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2012, p. 21) “a irradiação global é relativamente bem distribuída pelas regiões do país”, o que possibilita o uso de sistemas fotovoltaicos. Sistemas fotovoltaicos são sistemas de baixo custo de manutenção e possuem vida útil longa (SOUZA, 2016). Além disso, a utilização desses sistemas possuem incentivo da resolução normativa Nº 481 da ANEEL, que estipula um desconto de 80% na Tarifa de Uso do Sistema elétrico de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema elétrico de Distribuição (TUSD) para fonte solar com potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30 MW, instalados até 31 de dezembro de 2017 (EPE, 2012, p. 42).

Embora seja uma opção atrativa, a geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos possui, em geral, variação devido a estocasticidade, necessitando-se portanto fazer o devido estudo de viabilidade econômica para que o investimento possua retorno no menor tempo possível. Senjyu *et al.* (2006) enfatiza que fontes energias renováveis possuem o demérito de causarem flutuações na tensão de saída devido ao tempo, como pode se observar na variação da insolação ou na velocidade do vento no caso de sistemas fotovoltaicos e geradores eólicos, respectivamente. Senjyu *et al.* (2006) também cita os altos custos iniciais, manutenção e a necessidade de efetuar estudos relacionados ao tempo e clima de um local específico quando se planeja utilizar energias renováveis.

Este trabalho propõe realizar o estudo de viabilidade econômica na instalação de geração renovável através de sistema fotovoltaico em residência situada no município de Pato Branco, delineando os devidos procedimentos requeridos pela ANEEL e pelas normas técnicas da Companhia Paranaense de Energia (Copel) para

que se faça a correta instalação dos equipamentos e para que o sistema de geração esteja de acordo com as regulamentações vigentes.

1.1 OBJETIVO GERAL

Fazer o estudo de viabilidade econômica para utilização de sistema fotovoltaico em residência localizada em Pato Branco.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Obter dados relacionado ao consumo médio mensal de uma residência no município de Pato Branco;
- Obter dados relacionado aos níveis de radiação solar mensal no município de Pato Branco;
- Obter informações sobre o preço, potência elétrica e rendimento de placas fotovoltaicas e inversores;
- Projetar o sistema de microgeração residencial;
- Verificar regulamentação da COPEL para a conexão do sistema de microgeração à rede elétrica de distribuição;
- Verificar regulamentação da ANEEL relacionado ao sistema de compensação de energia;
- Realizar o estudo de viabilidade econômica

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 ENERGIA SOLAR

2.1.1 ENERGIAS RENOVÁVEIS

Na natureza, há fontes de energia cuja reposição energética é mais rápida do que sua utilização e cujo fluxo de energia é observado constantemente em um mesmo local (TWIDELL; WEIR, 2006; REIS, 2011). Estas fontes também são caracterizadas por não afetarem o balanço térmico do planeta (PACHECO, 2006), ao contrário dos combustíveis fósseis. Fontes de energia com estas características são denominadas “energias renováveis”.

A partir do conceito de energia renovável, é possível identificar as formas deste tipo de energia no planeta. Como exemplos de energias renováveis tem-se a energia eólica, energia solar fotovoltaica, energia solar térmica, energia hidráulica, biomassa e energia geotérmica (WILLIAMS, 2015). Energias renováveis são usadas na geração de energia elétrica, aquecimento e resfriamento, e na área de transportes (REN21, 2016, p. 32).

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia representa uma porção significativa das fontes utilizadas para a geração de eletricidade, embora ainda se utilize amplamente fontes de energia não-renováveis. De acordo com *Renewable Energy Policy Network for The 21st Century* (REN21) (2016, p. 32), cerca de 24% da energia elétrica gerada no mundo provém de fontes de energia renovável, e dessas fontes de energia a mais utilizada é a hidráulica.

A Figura 3 apresenta a contribuição de diferentes formas de energias renováveis na produção global de eletricidade.

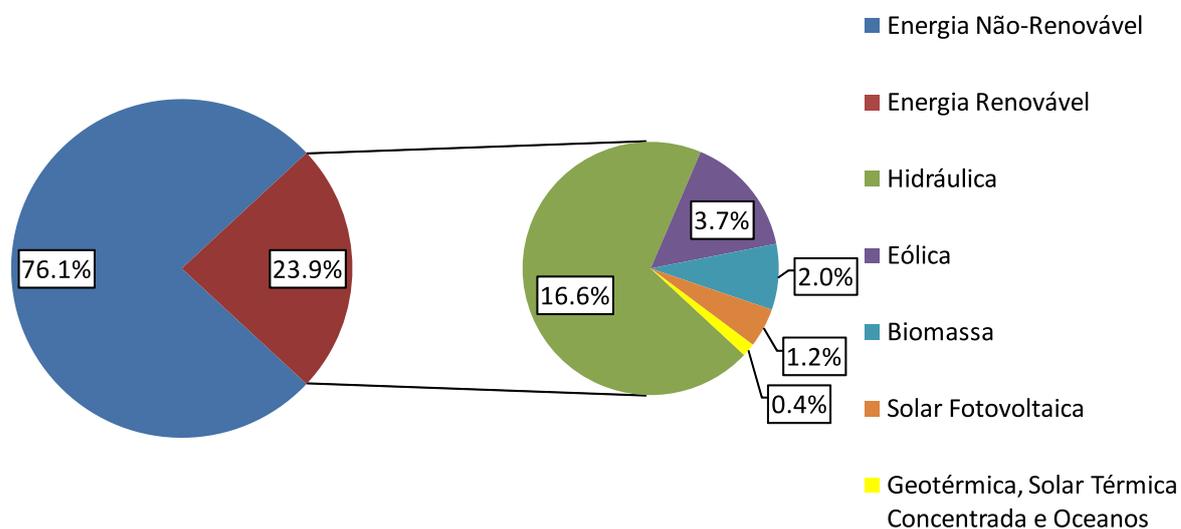


Figura 3: Porção estimada de Energias Renováveis na Produção Global de Eletricidade em 2015
Fonte: Adaptado de REN21 (2016)

No Brasil, a maior parte da geração de energia elétrica é realizada utilizando-se a energia hidráulica, energia renovável encontrada em abundância no território nacional, enquanto que outras energias renováveis como a eólica e a biomassa possuem uma pequena parcela na geração de energia elétrica. De acordo com a EPE (2015a, p. 59), cerca de 63,2% da energia elétrica gerada no Brasil tem como fonte energética a energia hidráulica, 2,1% tem como fonte energia eólica e 7,6% tem como fonte biomassa.

A Figura 4 mostra as parcelas das fontes citadas comparadas com a contribuição das outras fontes de energia elétrica presentes no país.

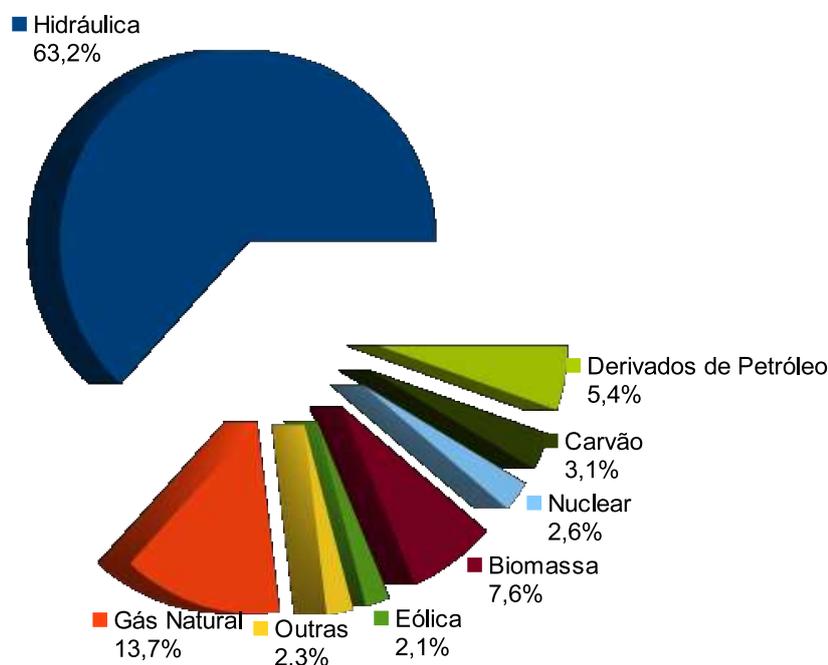


Figura 4: Geração de Energia Elétrica por fonte no Brasil - Participação em 2014
Fonte: Adaptado de EPE (2015a)

2.1.2 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar incidente na superfície terrestre é o resultado da interação da energia solar com a atmosfera e a superfície. De acordo com Hofierka e Suri (2002), a radiação solar é influenciada pelos movimentos de rotação (em torno do seu eixo) e revolução (em torno do sol) da Terra; pelo terreno no qual incide (elevação, inclinação...); e pelas condições atmosféricas.

Anualmente, a atmosfera terrestre recebe cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia proveniente do sol, o correspondente a aproximadamente 10.000 vezes o consumo energético mundial anual. Este fato mostra o enorme potencial da energia solar, o qual pode ser explorado através de sistemas de captação e conversão para outras formas de energia como a térmica e a elétrica (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO, 2008)

A avaliação da disponibilidade de radiação solar no Brasil são apresentados pelo Atlas Solarimétrico do Brasil e pelo Atlas de Irradiação Solar no Brasil. O Atlas Solarimétrico do Brasil apresenta uma estimativa da radiação solar incidente no

país a partir da interpolação e extrapolação de dados obtidos de várias estações solarimétricas espalhadas pelo território nacional, enquanto que o Atlas de Irradiação Solar no Brasil faz estimativas da radiação solar através de imagens obtidas de satélites (ANEEL, 2005, p. 33). A Figura 5 mostra a média anual de radiação solar diária no Brasil de acordo com o Atlas Solarimétrico do Brasil.

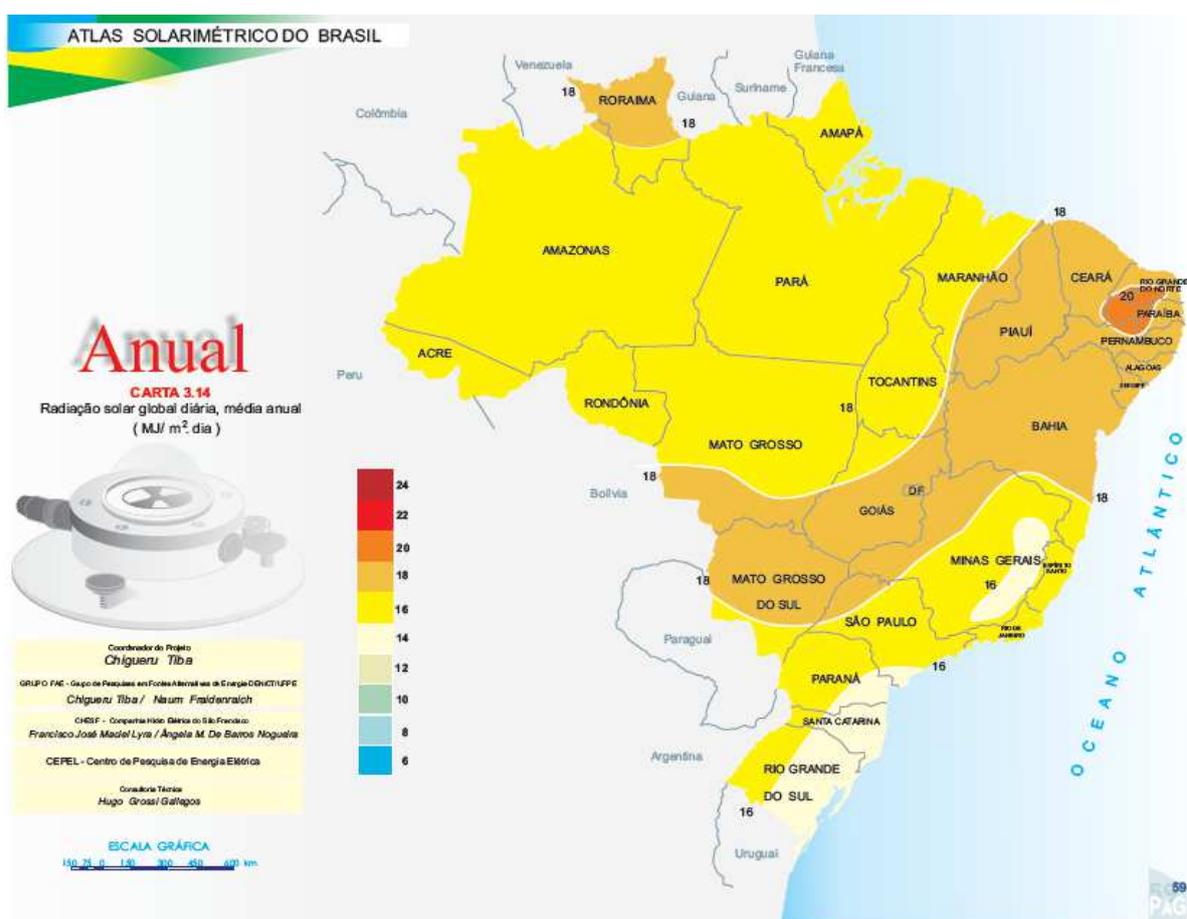


Figura 5: Radiação solar global diária, média anual
Fonte: Extraído de Tiba (2000)

2.1.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia proveniente de dispositivos que fazem a conversão direta da luz solar em eletricidade é denominada “energia solar fotovoltaica” (CRESESB, 2008). A conversão de luz em eletricidade é denominada “efeito fotovoltaico”, observado pela primeira vez em 1839 pelo físico francês Edmund Becquerel e explicado por Albert Einstein em 1904 (MASTERS, 2004, p. 445).

A primeira célula fotovoltaica (FV) foi desenvolvida em 1876 por Adams e Day e consistia de um dispositivo feito de selênio (Se) com rendimento de 1% a 2%

(MASTERS, 2004, p. 445). Após aprofundamento de várias teorias acerca da célula FV, iniciou-se em 1956 a produção em larga escala desses dispositivos (CRESESEB, 2004, p. 18).

2.1.3.1 Efeito fotovoltaico

Células FV utilizam materiais semicondutores para realizarem a conversão de energia solar em eletricidade. Semicondutores são materiais que possuem “uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução totalmente ‘vazia’ à temperaturas muito baixas” (CRESESEB, 2004, p. 30). Entre a banda de valência e a banda de condução existe uma região que possui uma “energia de *gap*” (E_g), cuja unidade de medida é elétron-volt (eV) ($1\text{ eV} = 1,6 \times 10^{-19}\text{ J}$). A energia de *gap* determina a energia necessária para que elétrons deixem a banda de valência e entrem na banda de condução (BOYLESTAD; NASHELSKY, 1999, p. 5). A Figura 6 ilustra a banda de valência e de condução de semicondutores e a comparação destas bandas com materiais isolantes e condutores. Esta figura também apresenta E_g típicos de materiais isolantes, do silício (Si), do germânio (Ge) e do arseneto de gálio (GaAs).

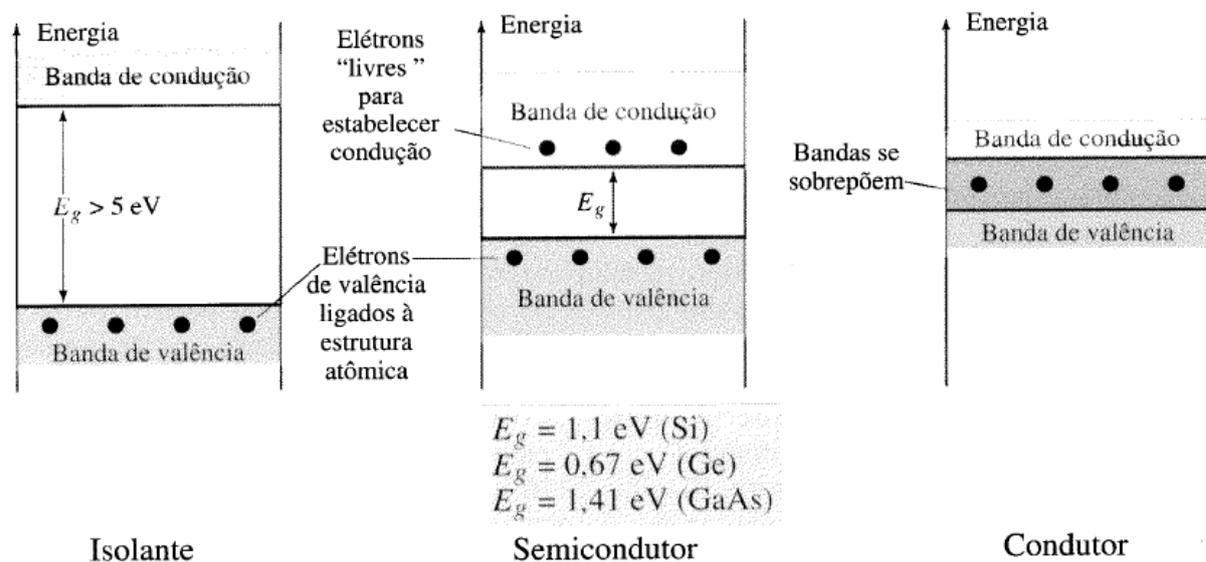


Figura 6: Bandas de condução e de valência de um isolante, semicondutor e condutor
 Fonte: Extraído de Boylestad e Nashelsky (1999)

Um exemplo de material semicondutor é o silício: na temperatura de zero absoluto (0 K), o silício é um isolante elétrico perfeito, ou seja, todos os seus elétrons estão na banda de valência. Entretanto, à medida em que a temperatura aumenta, alguns elétrons recebem energia suficiente para se libertarem de seus núcleos,

fazendo assim com que estes elétrons passem para a banda de condução e estejam disponíveis para conduzir corrente elétrica (MASTERS, 2004, p. 448-449). No caso de células FV, os elétrons passam da banda de valência para a banda de condução a partir do momento em que recebem fótons com energia superior a E_g , que no caso do silício é de 1,12 eV (CRESESB, 2004, p. 30).

Outra característica de células FV é o enriquecimento do material semicondutor. No caso do silício, o material é comumente dopado com fósforo para que haja átomos com elétrons livres, formando o dopante doador de elétrons tipo n (CRESESB, 2004, p. 30). Analogamente, o silício também é comumente dopado com boro para que falte elétrons na ligação entre os átomos de silício, formando o dopante aceitador de elétrons tipo p (CRESESB, 2004, p. 30). Ambos dopantes do tipo n ou tipo p são capazes de diminuir a energia de *gap* E_g do silício (BOYLESTAD; NASHELKY, 1999, p. 6).

Pode-se dizer então que a célula FV é composta por um semicondutor do tipo $p-n$. A junção $p-n$ dá origem a um campo elétrico que se opõe ao movimento de difusão dos elétrons da junção tipo n para a junção tipo p , fazendo com que eventualmente a difusão na junção $p-n$ cesse (MASTERS, 2004, p. 457). Se a junção $p-n$ for exposta a fótons de luz portadores de energia superior a E_g , haverá transferência de elétrons entre as junções p e n e, se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, os elétrons serão acelerados, surgindo assim uma corrente elétrica na junção $p-n$. Esta corrente é responsável por gerar uma diferença de potencial a qual é chamada de “efeito fotovoltaico” (CRESESB, 2004, p. 30).

O efeito FV é limitado por fatores relacionados com a energia de *gap* E_g . Um fator limitante é o espectro da radiação solar: todos os fótons com E_g abaixo do necessário para excitar um elétron de uma célula fotovoltaica não induzem o efeito FV e a energia associada a estes fótons é perdida em forma de calor. O outro fator é que cada fóton excita somente um elétron e toda energia fornecida acima de E_g da célula FV é também dissipada em forma de calor (MASTERS, 2004, p. 452).

A Figura 7 mostra os fatores limitantes de forma gráfica para o caso de uma célula de silício. Fótons com comprimento de onda maior que $1,1 \mu\text{m}$ são incapazes de excitar elétrons pois não possuem energia suficiente superar os $1,12 \text{ eV}$ de energia de *gap* do silício (MASTERS, 2004, p. 452). Esta limitação é destacada na região denominada de “sem efeito” na Figura 7. Fótons com comprimento de onda menor que $1,1 \mu\text{m}$ possuem energia além do necessário para excitar elétrons numa célula de silício (MASTERS, 2004, p. 452). Este sobressalente de energia é mostrado na região “não utilizado” na Figura 7.

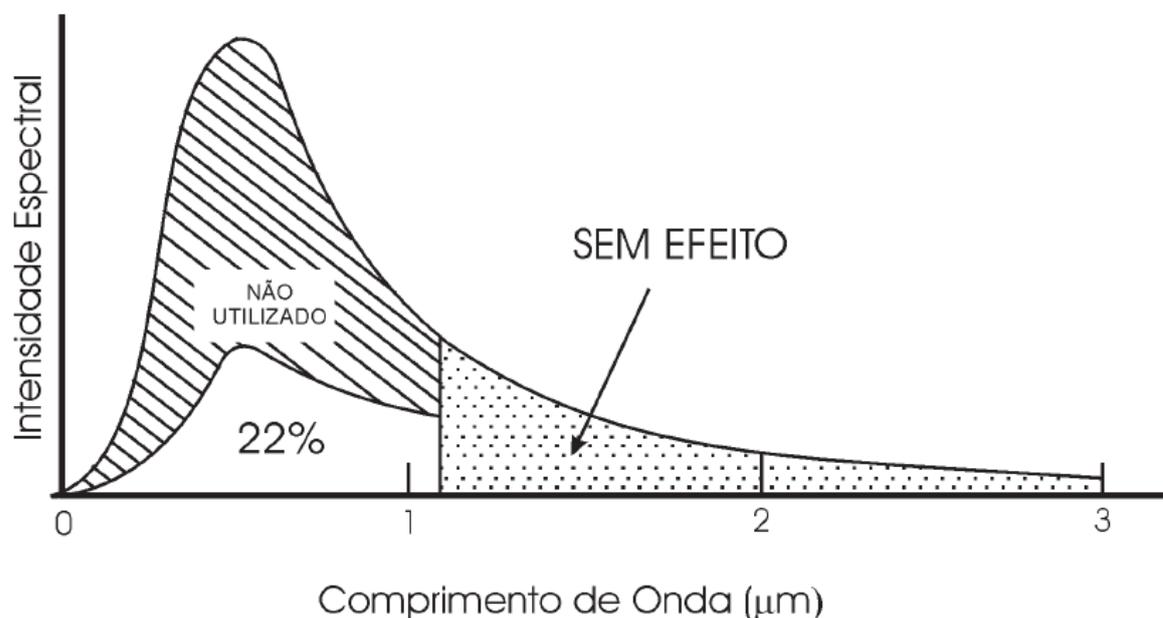


Figura 7: Conversão de energia luminosa numa célula de silício
Fonte: Extraído de CRESESB (2004)

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ON-GRID

A conexão de um sistema FV a uma carga pode ser classificada em duas principais categorias: *off-grid* (isolado da rede) e *on-grid* (conectado à rede). Sistemas *off-grid* fornecem energia elétrica para cargas em locais remotos enquanto que sistemas *on-grid* fornecem energia para cargas próximas de redes de distribuição de energia. Sistemas FV *on-grid* atendem parcela da demanda energética de uma carga e a rede de distribuição atende o restante da demanda, enquanto que sistemas *off-grid* necessitam de sistemas de armazenamento ou geração alternativa para atender a demanda não suprida pelo sistema FV (SOLAR SIMPLIFIED, [2016?]). O sistema a ser projetado por este trabalho se trata de um sistema FV *on-grid*; portanto, este capítulo descreve os componentes necessários para a instalação de um sistema FV

on-grid.

2.2.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

De acordo com a NBR 10899, a célula FV é a unidade de conversão elementar de um sistema FV (ABNT, 1988), responsável por realizar a conversão de energia solar em energia elétrica, conforme foi descrito na Seção 2.1.3.1.

Os semicondutores mais apropriados para a conversão de energia solar são aqueles mais sensíveis à radiação na faixa da luz visível, uma vez que a maior parcela de energia fornecida pelo sol se encontra na faixa do visível do espectro (CRESESB, 2004, p. 43). Os semicondutores também devem ser constituídos de materiais com excelente nível de pureza e propriedades consistentes (TWIDELL; WEIR, 2006, p. 208).

As tecnologias desenvolvidas na produção de células FV são classificadas em três gerações. A primeira geração envolve duas cadeias produtivas do silício: o silício mono cristalino e o silício policristalino. A segunda geração, também conhecida como geração dos “filmes finos”, é dividida em três cadeias produtivas: silício amorfo, disseleneto de cobre e índio e telureto de cádmio. A terceira geração também é dividida em três cadeias produtivas: célula FV multijunção, célula sensibilizada por corante e células orgânicas. Dentre estas gerações, a primeira representa cerca de 85% do mercado pelo fato desta geração ser confiável, eficiente e consolidada por ser comercialmente acessível, enquanto que as outras gerações necessitam avançar tecnologicamente para serem incluídas de forma competitiva no mercado (CRESESB, 2014, p. 50-51).

A Figura 8 mostra uma célula FV de silício mono cristalino.



Figura 8: Célula fotovoltaica de silício mono cristalino
Fonte: Extraído de CRESESB (2014)

2.2.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

O módulo FV é o agrupamento de células fotovoltaicas, conectadas de forma que os módulos sejam compatíveis com a aplicação, seja um sistema FV *on-grid* ou *off-grid* (TWIDELL; WEIR, 2006, p. 210). As células FV individualmente geram tensões muito baixas, o que torna necessário a conexão em série dessas células para produzir uma tensão equivalente à soma das tensões individuais de cada célula. Além disso, o número de células conectadas em série ou paralelo em um determinado módulo depende, respectivamente, da tensão e da corrente da aplicação do módulo (CRESESB, 2014, p. 144).

2.2.3 ARRANJO FOTOVOLTAICO

O arranjo FV é a associação de vários módulos em série ou paralelo. Análogo ao caso da associação de células para a construção de um módulo, módulos são conectados em série para aumentar a tensão e em paralelo para aumentar a corrente. Arranjos FV são compostos por combinações de módulos em série e paralelo com o objetivo de ajustar a potência fornecida à carga (MASTERS, 2004, p. 471).

A Figura 9 mostra a diferença entre célula, módulo e arranjo fotovoltaico.

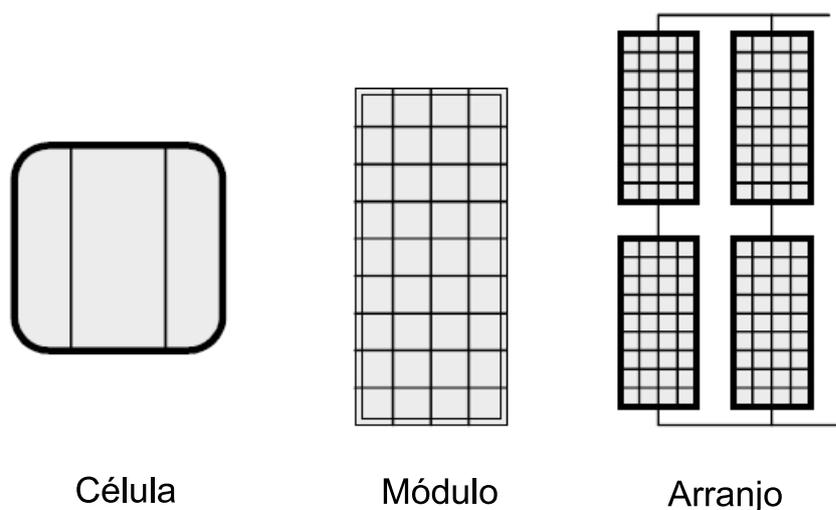


Figura 9: Célula, módulo e arranjo fotovoltaico
 Fonte: Adaptado de Masters (2004)

2.2.4 CURVA CORRENTE – TENSÃO (I – V)

O estudo do funcionamento de uma célula FV é realizado a partir da curva corrente – tensão (I – V). Esta curva é obtida a partir da modelagem de circuito equivalente de uma célula FV. O modelo mais simples de uma célula FV consiste em uma fonte de corrente ideal em paralelo com um diodo real (resultante da junção $p-n$), conforme mostra a Figura 10. A corrente fornecida pela fonte de corrente é proporcional ao fluxo de energia solar recebida pela célula (MASTERS, 2004, p. 460).

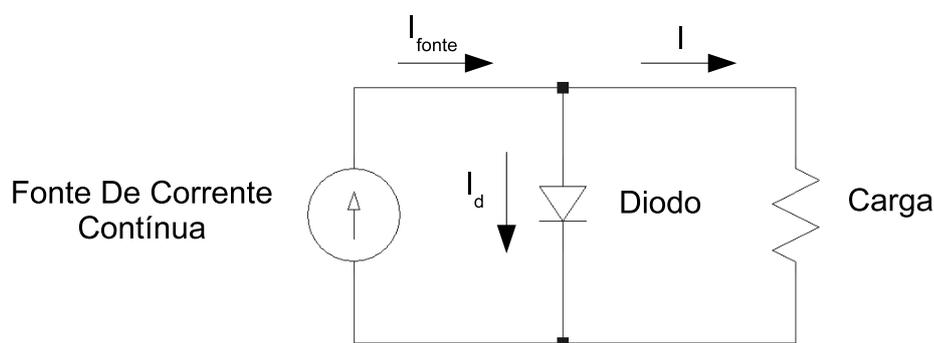


Figura 10: Circuito equivalente simples de uma célula fotovoltaica
 Fonte: Adaptado de Masters (2004)

Para se traçar a curva I – V, é importante obter a corrente de curto-circuito I_{SC} e a tensão de circuito aberto V_{OC} do circuito equivalente. Quando os terminais da célula FV são curto-circuitados, nenhuma corrente flui através do diodo, o que

implica que toda a corrente fornecida pela fonte de corrente passa pelo curto-circuito. Sendo assim, a magnitude da corrente fornecida pela fonte de corrente deve ser igual a I_{SC} , como indicado na Figura 11. Por outro lado, quando os terminais da célula FV estão abertos, toda a corrente passará pelo diodo, implicando que a tensão V_{OC} será igual à queda de tensão causada pelo diodo, conforme apresentado na Figura 12.

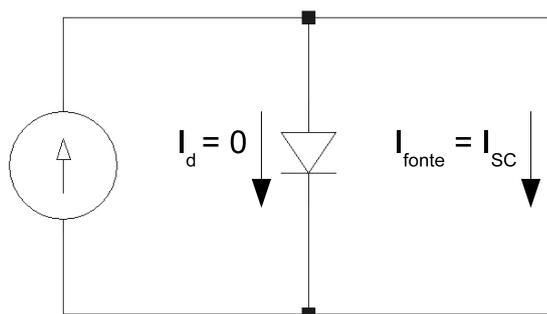


Figura 11: Corrente de curto-circuito do circuito equivalente

Fonte: Adaptado de Masters (2004)

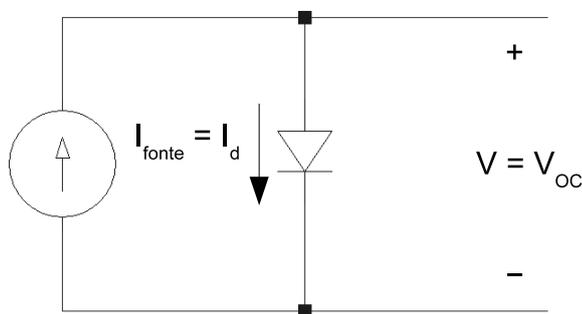


Figura 12: Tensão de circuito aberto do circuito equivalente

Fonte: Adaptado de Masters (2004)

Utilizando-se a lei de Kirchhoff das correntes e a partir do circuito mostrado na Figura 10, obtém-se a equação da curva $I - V$:

$$I = I_{SC} - I_d \quad (1)$$

em que I é a corrente fornecida pela célula FV, I_{SC} é a corrente de curto-circuito e I_d é a corrente que passa pelo diodo.

Sabe-se que a corrente característica do diodo é descrita pela equação de Shockley do diodo:

$$I_d = I_0 (e^{qV_d/kT} - 1) \quad (2)$$

em que I_0 é a corrente de saturação reversa, q é a carga de um elétron ($1,602 \times 10^{-19} C$), V_d é a tensão sobre o diodo, k é a constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23} J/K$) e T é a temperatura da junção $p-n$ do diodo (MASTERS, 2004, p. 458-459). Logo, substituindo (2) em (1) tem-se:

$$I = I_{SC} - I_0 (e^{qV/kT} - 1) \quad (3)$$

em que é possível notar que a curva resultante de (3) é a corrente I_{SC} adicionada ao oposto da curva do diodo.

Quando os terminais da célula FV estão abertos, a corrente I se torna zero e a tensão de circuito aberto V_{OC} é obtida isolando-se V da equação (3):

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{SC}}{I_0} + 1 \right) \quad (4)$$

A partir das equações (3) e (4) e lembrando que I_{SC} é proporcional ao fluxo de energia solar, é possível traçar a curva $I - V$ para diferentes intensidades de luz solar recebida pela célula FV.

A curva $I - V$ é essencial para prever o funcionamento de uma célula FV durante o dia e para determinar o ponto de máxima de potência (PMP). O PMP ocorre quando o produto entre a corrente e a tensão na célula alcança o seu máximo (MASTERS, 2004, p. 473).

A Figura 13 mostra curva I – V (em azul) e a curva da potência elétrica em função da tensão (em vermelho) de uma célula FV de silício, nas quais I_{MP} e V_{MP} são, respectivamente, a corrente e a tensão no PMP.

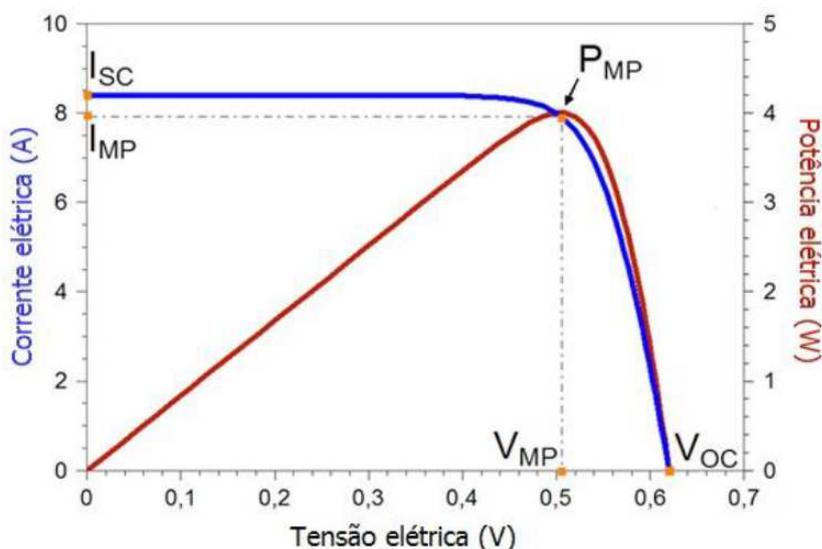


Figura 13: Curva I – V e curva da potência elétrica em função da tensão para uma célula fotovoltaica de silício

Fonte: Extraído de CRESESB (2014)

Uma vez que módulos FV são o conjunto de células FV, a curva I – V de módulos é o resultado da associação em paralelo ou série de células FV. Assim, o traçado da curva I – V de módulos é semelhante ao de células, alterando-se somente os intervalos de corrente e tensão de acordo com o que foi descrito na Seção 2.2.2. Seguindo o mesmo raciocínio, a conexão de módulos em série ou em paralelo resultarão em curvas I – V que reflitam a tensão e a corrente conforme foi descrito na Seção 2.2.3.

As Figuras 14 e 15 mostram, respectivamente, o deslocamento causado pela conexão de módulos em série e em paralelo na curva I – V.

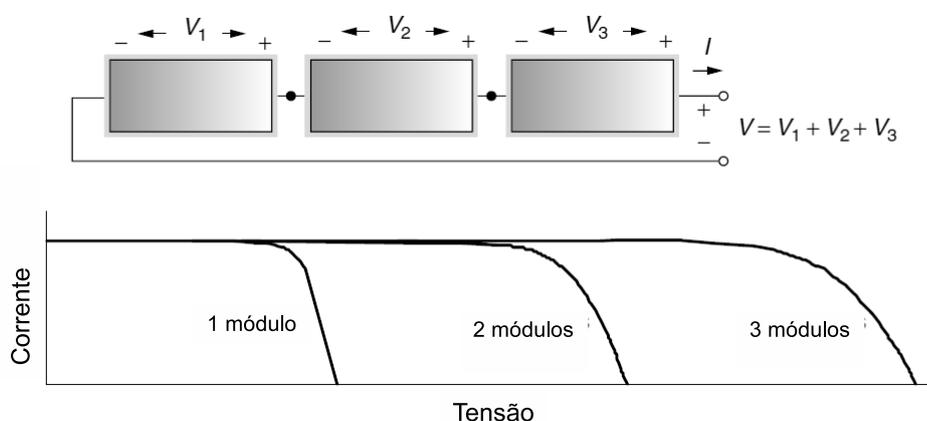


Figura 14: A tensão para módulos conectados em série é a soma da tensão em cada módulo

Fonte: Adaptado de Masters (2004)

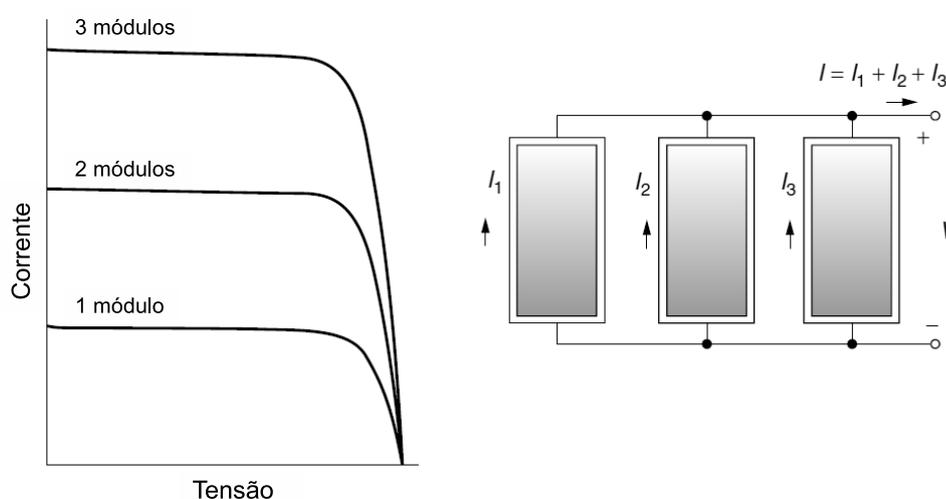


Figura 15: A corrente para módulos conectados em paralelo é a soma da corrente que flui cada módulo

Fonte: Adaptado de Masters (2004)

Embora o modelo de célula FV ilustrada na Figura 10 permita visualizar o seu funcionamento, outros modelos envolvendo resistores em paralelo e em série com o diodo são utilizados para representar o funcionamento da célula FV com maior precisão (MASTERS, 2004, p. 464).

2.2.5 INVERSOR

O inversor é um dispositivo eletrônico capaz de converter energia elétrica em corrente contínua (CC) para energia elétrica em corrente alternada (CA). Este dispositivo é essencial para sistemas FV conectados à rede, uma vez que os módulos FV fornecem energia elétrica em CC, enquanto que as residências conectadas à rede possuem aparelhos adequados para receber energia elétrica em CA (CRESESB, 2014, p. 85).

Inversores são classificados em duas categorias: inversor fonte de tensão e o inversor fonte de corrente. Os inversores fonte de tensão são projetados para alimentar cargas de alta impedância e são conectados a fontes de tensão com baixa impedância, enquanto que inversores fonte de corrente alimentam cargas de baixa impedância e são conectadas a fontes de corrente de alta impedância. Os sistemas FV normalmente utilizam inversores fonte de tensão pois eles permitem com que os sistemas operem num amplo intervalo de tensão e sincronizam os sistemas FV à rede de distribuição (ELBASET *et al.*, 2016).

Uma função de grande importância para inversores de sistemas FV é o Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP), também conhecido como *Maximum Power Point Tracker* (MPPT). A variação de irradiação durante o dia e ocasionais sombreamentos causados por nuvens fazem com que o PMP da curva I – V se desloque ao longo do dia. O SPMP permite com que, através de conversores estáticos CC-CC instalados no inversor, o arranjo FV sempre opere na tensão de máxima potência e conseqüentemente maximize a transferência de potência do sistema FV (CRESESB, 2014, p. 243).

2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Existem várias definições para Geração Distribuída (GD) na literatura; porém, grande parte dos autores concordam que GD é a geração de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição (ACKERMANN *et al.*, 2001). Em particular, o art. 14 do decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004, o qual regula a comercialização de energia elétrica no Brasil, define GD como “a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, [...], conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador” (BRASIL, 2004).

Globalmente, a GD tem crescido constantemente. De acordo com Owens

(2014, p. 26), 30 bilhões de dólares foram investidos mundialmente em GD no ano de 2000 e a GD estava crescendo numa taxa de 47 GW por ano. Em 2012, 150 bilhões foram investidos e GD crescia numa taxa de 142 GW por ano. Em 2020 espera-se que 205 bilhões de dólares sejam investidos mundialmente em GD e que a taxa de crescimento seja de 200 GW por ano. A Tabela 1 mostra os dados citados comparados com o crescimento da geração de energia convencional.

Tabela 1: Crescimento da geração distribuída no mundo

	2000	2012	2020	Taxa de Crescimento Média 2012-2020 (%)
Acréscimo de Potência Geração Convencional (GW/ano)	180	272	272	2,8
Acréscimo de Potência Geração Distribuída (GW/ano)	47	142	200	4,4
Porção Geração Distribuída no Acréscimo de Potência (%)	21	39	42	-
Investimento em Geração Distribuída (Bilhão USD)	\$30	\$150	\$205	4,0

Fonte: (OWENS, 2014)

O rápido crescimento da GD no mundo é também observado no Brasil. De acordo com (ANEEL, 2016), 5.040 conexões de GD, na forma de micro e minigeração distribuída, foram registradas na ANEEL em agosto de 2016, sendo que em setembro de 2015 foram registradas 1.148 conexões.

A Figura 16 mostra o número de conexões acumulado desde antes de dezembro de 2012 até agosto de 2016.

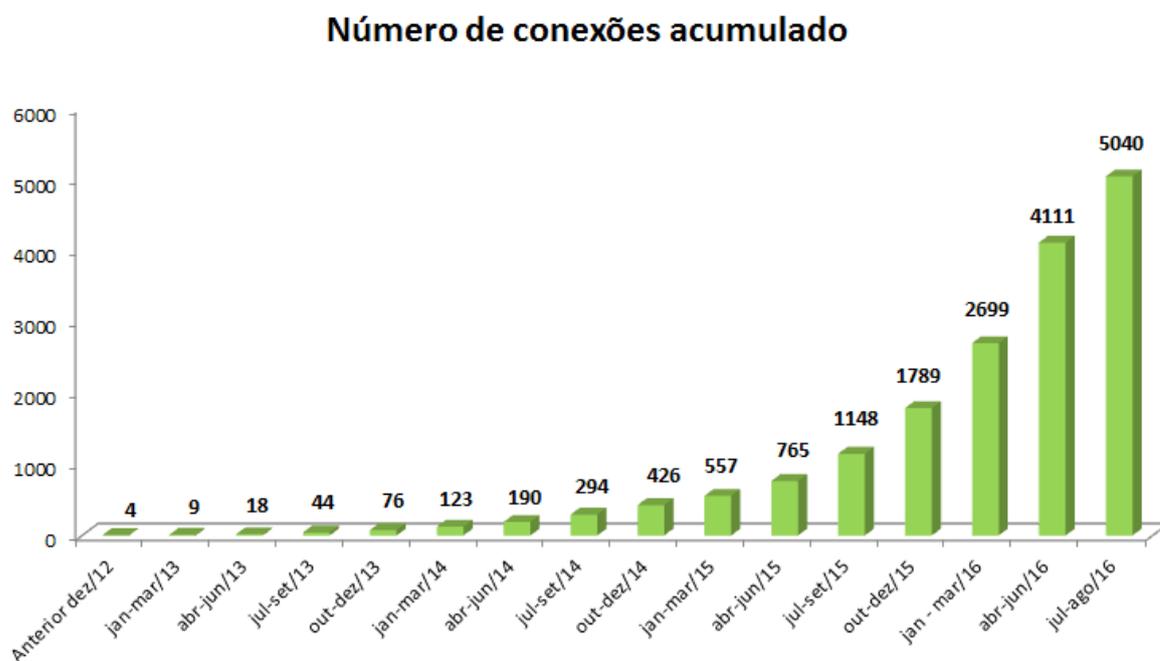


Figura 16: Número de conexões de micro e minigeração acumulado no Brasil
Fonte: Extraído de ANEEL (2016)

No Brasil, a ANEEL já registrou conexões de GD de sistemas de geração solar FV, geração hidrelétrica, geração eólica, geração híbrida solar/eólica e geração termoelétrica através de biogás e biomassa.

A Figura 17 apresenta a potência total instalada de GD por fonte de energia no Brasil.

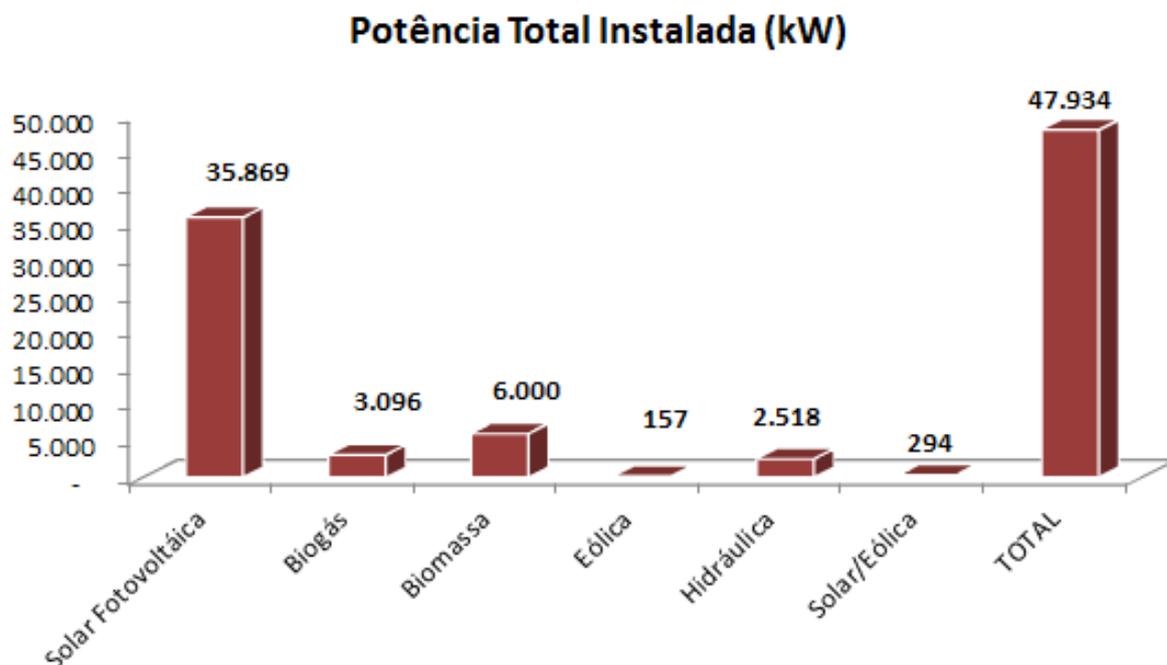


Figura 17: Potência total instalada por fonte em kW
Fonte: Extraído de ANEEL (2016)

Para efetuar a conexão de sistemas de GD à rede de distribuição, resoluções e normas foram redigidas para regular e estabelecer as condições do funcionamento de GD. A Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL regulariza e estabelece condições para a GD no Brasil, enquanto que normas de concessionárias regem a conexão de sistemas de GD nos estados. No Paraná, a Norma Técnica Copel NTC 905200 apresenta os requisitos necessários para a conexão de um sistema de GD na rede de distribuição da Copel.

2.3.1 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012 DA ANEEL

A Resolução Normativa Nº 482/2012 da ANEEL, alterada pela Resolução Normativa ANEEL Nº 687/2015 (ANEEL, 2012), regulamenta a conexão de sistemas de GD à rede de distribuição de energia elétrica e estabelece o sistema de compensação de energia elétrica.

Dois tipos de GD são definidos: A microgeração distribuída e a minigeração distribuída. Ambos são sistemas de geração que estão conectados à rede de

distribuição através de unidades consumidoras (UC)¹. Microgeração distribuída é uma unidade geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW que utiliza cogeração qualificada ou fontes renováveis na geração de energia. A definição de minigeração distribuída é similar à definição de microgeração distribuída, alterando-se somente a faixa de potência da unidade geradora, a qual é de potência instalada superior que 75 kW e menor ou igual à 3 MW, no caso de fontes hídricas, e potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada e demais fontes de energia renovável.

As distribuidoras de cada estado são responsabilizadas na resolução por elaborar e revisar normas técnicas. Estas normas técnicas devem adequar a conexão dos sistemas de micro e minigeração à rede de distribuição, assim como definir as responsabilidades dos utilitários desta modalidade de geração e das próprias distribuidoras, obedecendo aos prazos e condições delineadas na resolução.

O sistema de compensação de energia elétrica permite que toda energia consumida de rede de distribuição possa ser compensada através do excedente de energia. Toda energia gerada pelos sistemas de micro e minigeração que não é consumida pela unidade consumidora é injetada na rede de distribuição. Créditos então são gerados tendo como base o excedente de energia, o qual é equivalente à “diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida” (ou seja, caso a unidade consumidora tenha consumido mais energia do que tenha injetado, não haverá excedente de energia). Estes créditos tem validade de até 60 meses depois da data em que foram gerados e podem ser utilizados para abater faturas dos meses seguintes. No entanto, os créditos não podem ser utilizados para abater o custo de disponibilidade de energia, fazendo com que o valor mínimo da fatura seja sempre equivalente a este custo. O custo de disponibilidade de energia é cobrado toda vez em que a unidade consumidora consome, da rede de distribuição, um valor de energia abaixo de um mínimo estabelecido pela Resolução Normativa N° 414 da ANEEL (vide Seção 3.1.3).

2.3.2 NTC 905200 DA COPEL

No Paraná, a norma que rege a conexão de micro e minigeração distribuída à rede de distribuição é a “NTC 905200: acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema Copel” (COPEL, 2016c). A norma aborda as disposições gerais do sistema

¹Unidade consumidora é “qualquer edificação que possua demanda por eletricidade” (VILELA; SILVA, 2016)

de micro ou minigeração conectado à rede de distribuição da Copel, os requisitos técnicos do projeto, os arranjos de conexão do sistema com a rede e a especificação de equipamentos de proteção de acordo com o nível de tensão no qual o projeto deve se encontrar na rede: Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT) ou Alta Tensão (AT).

Nas disposições gerais, a NTC 905200 apresenta condições para a conexão e operação dos sistemas de micro ou minigeração distribuída na rede de distribuição da Copel. Dentre as condições estão esclarecimentos acerca da potência instalada, da injeção de energia na rede de distribuição e procedimentos de acesso, os quais apresentam documentos e processos necessários para a liberação e execução do projeto.

Ao abordar os requisitos técnicos, a norma determina em quais níveis de tensão o sistema de micro ou minigeração deverá ser conectado à rede de distribuição de acordo com a potência instalada do sistema. A norma também descreve nesta seção os equipamentos de proteção e medição necessários para a conexão do sistema de geração de acordo com o tipo do gerador (síncrono ou assíncrono), com o número de fases e com o nível de tensão em que o sistema de geração será conectado.

Na seção acerca dos arranjos de conexão, a NTC 905200 apresenta os “esquemas unifilares típicos” e os “desenhos esquemáticos” de cada tipo de micro e minigeração citados na seção de requisitos técnicos. Os esquemas unifilares típicos são representações dos circuitos de cada tipo de sistema de geração citado na norma (com exceção da micro e minigeração em AT, nos quais o arranjo físico deverá ser proposto no projeto). Estas representações contêm a disposição dos elementos necessários para o funcionamento do sistema de geração e para a conexão deste sistema com a rede de distribuição. Os desenhos esquemáticos apresentam a conexão entre a caixa de medição e o poste da Copel para diferentes casos de medição e sistemas com ou sem o uso de inversores. Todos os desenhos esquemáticos se aplicam somente a unidades consumidoras de BT.

Por fim, a norma apresenta a especificação de equipamentos de proteção. Nesta seção são apresentados os requerimentos necessários para a conexão de equipamentos de proteção exigidos pela norma. Estes equipamentos estão de acordo com nível de tensão em que o sistema de geração se encontra.

2.3.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Através da Figura 17, é possível observar que os sistemas FV são os sistemas predominantes em GD no Brasil. Um dos fatores que explica esta tendência é o aproveitamento de áreas já edificadas. De acordo com Souza (2014, p. 30-31), qualquer telhado de uso residencial que receba radiação solar pode ser utilizado para geração de energia FV, em especial no Brasil, o qual possui grande incidência de radiação solar por todo território.

Outro fator que estimula o uso de sistemas FV em GD é a durabilidade. De acordo com Souza (2016, p. 27), os sistemas FV possuem vida útil de aproximadamente 25 anos e necessitam de pouca manutenção, a qual se resume praticamente na limpeza periódica dos módulos FV.

3 METODOLOGIA

3.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O dimensionamento de um sistema FV envolve diversas variáveis, tais como orientação e inclinação dos módulos, área disponível para a instalação do sistema, níveis de irradiação do local de instalação ao decorrer do ano e demanda que o sistema FV irá atender (CRESESB, 2014, p. 298). A partir destas e outras variáveis dimensiona-se o sistema FV a fim de atender a demanda de acordo com a energia recebida da irradiação solar incidente no local. Neste capítulo será apresentado o dimensionamento de um sistema FV para uma residência localizada no município de Pato Branco.

3.1.1 CONSUMO MÉDIO DE UMA RESIDÊNCIA EM PATO BRANCO

O consumo médio residencial pode ser estimado fazendo-se a média do consumo presente nas faturas de energia da Copel ao longo de um ano. Para obter uma média mais próxima do consumo real, recomenda-se não considerar nos cálculos consumos em determinados meses que claramente não se assemelham com o consumo presente nos meses restantes.

Para dimensionar um sistema FV adequado para a maioria das residências em Pato Branco, obteve-se o consumo médio residencial através de contato por e-mail com “Divisão de Atendimento a Acessantes de Geração Distribuída” da Copel. O consumo médio residencial é cerca de 165,9 kWh/mês, com base no ano de 2016 (COPEL, 2017a). Estima-se que este consumo médio seja equivalente ao de uma residência com potência instalada de aproximadamente 13 kW (CHAVES *et al.*, 2010).

3.1.2 IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE

A obtenção dos dados relacionados à irradiação solar incidente no município de Pato Branco foi realizada através da ferramenta disponibilizada pela *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), denominada de *NASA Surface meteorology and Solar Energy*, disponível em (<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>). Ao declarar a latitude e a longitude do local em questão, esta ferramenta retorna dados relacionados à meteorologia e energia solar do local ao longo de um ano. A latitude e a longitude

do município de Pato Branco são, respectivamente, 26° 13' 46" sul e 52° 40' 14" oeste (PREFEITURA DE PATO BRANCO, 2014), que convertido para a representação decimal equivale à 26,2° sul e 52,6° oeste. A Tabela 2 mostra os valores de irradiação solar média diária incidente numa superfície horizontal ao longo de um ano no município de Pato Branco durante 22 anos.

Tabela 2: irradiação solar média diária incidente numa superfície horizontal (kWh/m²/dia) em Pato Branco

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média Anual
6,00	5,50	4,93	3,99	3,36	2,93	3,25	4,01	4,46	5,18	6,13	6,23	4,66

Fonte: (NASA, 2017)

A partir da média anual apresentada na Tabela 2, é possível calcular as Horas de Sol Pleno (HSP), valor que apresenta o número de horas em que a irradiação solar permanece constante no valor de 1 kW/m². As HSP representam o montante de energia solar disponibilizada num local ao longo de um dia. No caso de Pato Branco, as HSP equivalem à:

$$HSP = \frac{4,66[kWh/m^2/dia]}{1[kW/m^2]} = 4,66h/dia \quad (5)$$

3.1.3 DIMENSIONAMENTO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

O dimensionamento da potência do arranjo FV depende do consumo médio da residência, da irradiação solar incidente no local de instalação do sistema FV e da taxa de desempenho associado ao sistema. A taxa de desempenho é “a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo possível” (CRESESB, 2014, p. 329). Ou seja, esta taxa considera fatores que prejudicam a eficiência do sistema FV, tais como sombreamento, descasamento (*mismatch*) entre módulos, rendimento do inversor, temperatura, sujeira sobre os módulos, entre outros. A literatura indica que a taxa de desempenho se encontra na faixa de 70% a 80% (CRESESB, 2014, p. 329).

Além destes fatores, deve-se também considerar a otimização de um sistema FV conectado à rede de distribuição. A resolução normativa N° 414 da

ANEEL, art. 98, determina que um custo de disponibilidade do sistema elétrico será aplicado a uma unidade consumidora do grupo B sempre que o consumo for menor que: “30 kWh, se monofásico ou bifásico a dois condutores; 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou 100 kWh, se trifásico” (ANEEL, 2010). Este custo é equivalente ao valor dos consumos citados nas tarifas vigentes para estas unidades consumidoras. Portanto, recomenda-se que seja descontado o valor de disponibilidade do consumo médio da unidade consumidora, fazendo assim com que a unidade sempre consuma da rede de distribuição, no mínimo, o valor de disponibilidade do sistema. Logo, considerando uma residência bifásica a 3 condutores, será descontado 50 kWh/mês do consumo médio de 165,9 kWh/mês da Seção 3.1.1, resultando em 115,9 kWh/mês para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico deste trabalho.

Para se obter máxima geração de energia ao longo de um ano, o arranjo FV deve estar orientado em direção à linha do equador. No caso do hemisfério sul, o arranjo FV deve estar orientado para o norte. Além disso, o ângulo de inclinação do arranjo FV deve corresponder à latitude do local onde o sistema FV será instalado. No entanto, variações pequenas no ângulo de inclinação não influenciam significativamente a geração de energia do arranjo fotovoltaico, admitindo-se uma variação no ângulo de até 10° (CRESESB, 2014, p. 366-367). Logo, em Pato Branco, esta inclinação é de 26,2°. A inclinação influencia nas HSP; no entanto, neste trabalho, será considerado que o arranjo FV capta somente a energia presente para as HSP no plano horizontal. Para um sistema FV *on-grid*, o déficit entre energia gerada e consumida no inverno é compensado pela rede de distribuição, assim como o excedente de energia gerado no verão é injetado na rede (MASTERS, 2004, p. 425).

Feitas estas considerações, pode-se então calcular a potência pico do arranjo FV através da equação (6):

$$P_{FV} = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (6)$$

em que P_{FV} é a potência do arranjo fotovoltaico em Watt-pico (Wp), E é o consumo diário médio anual da residência em Watt-hora por dia (Wh/dia), TD é a taxa de desempenho (adimensional) e HSP_{MA} é a média diária das horas de sol pleno incidente no plano do arranjo FV (CRESESB, 2014, p. 329).

Dividindo-se o consumo de 115,9 kWh/mês por 30 dias, obteve-se um consumo E de 3,9 kWh/dia. A TD adotada foi de 70% e HSP_{MA} foi considerado igual às HSP, que é equivalente à 4,66 h/dia. Assim, P_{FV} resultou numa potência de

1,19 kWp.

3.1.4 NÚMERO DE MÓDULOS PARA O ARRANJO FOTOVOLTAICO

O número de módulos necessário para o sistema FV é determinado dividindo-se a potência do arranjo FV pela potência de um módulo FV, uma vez a potência resultante da conexão entre vários módulos será a soma das potências de cada módulo. Logo, obtém-se o número de módulos através da equação (7):

$$\text{N}^\circ \text{ de módulos} = \frac{P_{FV}}{\text{Potência do módulo}} \quad (7)$$

O módulo Canadian CSI CS6K 265P de 265 Wp (Anexo A.1) foi selecionado para o arranjo FV. Utilizando a equação 7 com a potência do módulo e arredondando o resultado, obteve-se que o número de módulos deve ser de 5 módulos. A escolha do módulo FV foi realizada através de várias interações entre custo-benefício com módulos disponíveis no mercado brasileiro. A comparação entre os módulos pesquisados para a realização deste dimensionamento se encontra na Seção 3.2.1.

3.1.5 ESCOLHA DO INVERSOR

A conexão de 5 módulos de 265 Wp resulta num arranjo FV de 1325 kWp. O inversor PHB 1500-SS de 1,5 kW de potência (Anexo A.2) foi selecionado para atender a potência do arranjo FV. Assim como na Seção 3.1.4, a comparação entre os inversores e a descrição do processo de escolha estão descritos na Seção 3.2.2.

3.1.6 CRITÉRIOS PARA COMPATIBILIDADE ENTRE ARRANJO FOTOVOLTAICO E INVERSOR

Para garantir que operação do arranjo FV não danifique o inversor, é necessário que alguns critérios relacionados à corrente, tensão e temperatura sejam atendidos.

3.1.6.1 Tensão de entrada do inversor

A tensão de entrada do inversor não pode ultrapassar o valor especificado pelo fabricante em nenhuma circunstância, pois a sobretensão na entrada do equipamento pode danificá-lo.

A tensão de entrada é equivalente à soma da tensão dos módulos conectados em série. A máxima tensão na entrada do inversor é verificada quando os módulos se encontram em circuito aberto, a qual é denominada de “tensão de circuito aberto (V_{OC})”. Deve-se também levar em consideração que a tensão de circuito aberto sobre uma célula FV é inversamente proporcional à variação de temperatura (CRESESB, 2014, p. 334). A Equação (8) mostra a relação entre a temperatura e a tensão de circuito numa célula FV:

$$V_{OC}(T) = V_{OC_{STC}} \cdot (1 + \beta_{V_{oc}} \cdot (T - 25)) \quad (8)$$

em que $V_{OC}(T)$ é a tensão de circuito aberto em uma determinada temperatura, $V_{OC_{STC}}$ é a tensão de circuito aberto da célula FV em condições padrão de ensaio, $\beta_{V_{oc}}$ é o coeficiente de variação de tensão de circuito aberto com a temperatura e T é a temperatura da célula FV (CRESESB, 2014, p. 150). A tensão $V_{OC_{STC}}$ e o coeficiente $\beta_{V_{oc}}$ são fornecidos na folha de dados (*datasheet*) do módulo.

Como o comportamento de módulos FV é o comportamento de várias células FV interconectadas (vide Seção 2.2.4), a Equação (8) pode ser utilizada também para o cálculo de tensão de circuito aberto em um módulo FV. Sendo assim, deve-se calcular a máxima tensão de circuito aberto de um módulo FV, a qual é verificada quando o módulo está submetido à menor temperatura possível no local em que será instalado.

A máxima tensão de entrada que o inversor PHB 1500-SS pode suportar é 450 V. A tensão de circuito aberto do módulo Canadian CSI CS6K 265P é 37,7 V e o coeficiente β do módulo é -0,31 %/°C. Segundo o Instituto Agrônomo do Paraná (IAPAR) (2016), a menor temperatura registrada em Pato Branco foi de -4,0 °C. Substituindo-se estes valores na Equação (8), obtém-se uma tensão de 41,09 V. Como serão utilizados 5 módulos e eles serão todos conectados em série, a tensão máxima de circuito aberto do arranjo fotovoltaico é de 205,45 V, a qual está consideravelmente abaixo do máximo suportado pelo inversor, não oferecendo, portanto, o risco de danificar o inversor por sobretensão.

3.1.6.2 Faixa de operação do seguimento do ponto máximo de potência do inversor

Para a geração de máxima potência, os módulos operam em uma tensão de máxima potência V_{mp} . Quando conectados em série, a soma destas tensões deve se encontrar na faixa de operação do SPMP do inversor, caso contrário, a eficiência

do sistema FV diminuirá (CRESESB, 2014, p. 334). Deve-se enfatizar também que a tensão de máxima potência dos módulos estão sujeitos à variação de acordo com a temperatura. Portanto, deve-se determinar o número mínimo de módulos que podem ser conectados em série com o inversor, assim como o número máximo, de acordo com a Equação (9).

$$\frac{V_{minSPMP}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{ de módulos em série} < \frac{V_{maxSPMP}}{V_{mpTmin}} \quad (9)$$

em que $V_{minSPMP}$ é a Tensão mínima de SPMP, $V_{maxSPMP}$ é a tensão máxima de SPMP, V_{mpTmax} é a tensão de máxima potência na maior temperatura de operação prevista e V_{mpTmin} é a tensão de máxima potência na menor temperatura de operação prevista (CRESESB, 2014, p. 334). As tensões $V_{minSPMP}$ e $V_{maxSPMP}$ são fornecidas pelo fabricante do inversor. Já as tensões V_{mpTmax} e V_{mpTmin} podem ser obtidas de maneira similar a $V_{OC}(T)$, através da Equação (10):

$$V_{mp}(T) = V_{mpSTC} \cdot (1 + \beta_{V_{mp}} \cdot (T - 25)) \quad (10)$$

em que $V_{mp}(T)$ é a tensão de máxima potência em uma determinada temperatura, V_{mpSTC} é a tensão de máxima potência em condições padrão de ensaio, $\beta_{V_{mp}}$ é o coeficiente de variação de tensão de máxima potência com a temperatura e T é a temperatura da célula FV. Utilizando as as máximas e mínimas temperaturas registradas no local de operação obtém-se V_{mpTmax} e V_{mpTmin} , respectivamente (CRESESB, 2014, p. 334). A tensão V_{mpSTC} e o coeficiente $\beta_{V_{mp}}$ são fornecidos na folha de dados (*datasheet*) do módulo.

A faixa de operação do SPMP do inversor PHB 1500-SS é da tensão mínima de 125 V até a tensão máxima de 400 V. A tensão de máxima potência do módulo Canadian CSI CS6K 265P é de 30,6 V. As mínimas e máximas temperaturas em Pato Branco registradas pelo IAPAR (2016) foram de -4,0 °C e 36,7 °C, respectivamente. Obteve-se que o número mínimo de módulos deve ser 4 e que o número máximo deve ser de 12. Como o número de módulos a ser conectado é 5, verifica-se que o arranjo FV está dentro da faixa de SMPM do inversor.

3.1.6.3 Corrente contínua máxima no inversor

Semelhante ao caso da tensão de entrada do inversor, a corrente contínua que flui pela entrada do inversor deve respeitar o valor estabelecido pelo fabricante

para garantir que o equipamento não seja danificado. O valor de máxima corrente contínua de entrada se verifica ao somar as correntes proveniente de cada *string*¹. O módulo FV fornece a máxima corrente possível ao inversor quando os terminais do módulo se encontram em curto-circuito. O número máximo de *strings* é verificado através da Equação (11)

$$N^{\circ} \text{ strings} = \frac{I_{i_{max}}}{I_{SC}} \quad (11)$$

em que $I_{i_{max}}$ é a corrente contínua máxima de entrada e I_{SC} é a corrente de curto-circuito do módulo FV nas condições padrão de ensaio.

A corrente contínua máxima de entrada é 12 A para o inversor PHB 1500-SS e a corrente de curto-circuito do módulo FV Canadian CSI CS6K 265P é 9,23 A. Utilizando a equação (11) para calcular o número de *strings*, obtém-se que é possível conectar somente uma *string* com o inversor.

3.1.7 ELEMENTOS DE PROTEÇÃO

Todo sistema elétrico requer elementos de proteção para evitar que sobrecargas e curto-circuitos danifiquem equipamentos. Elementos comumente utilizados para realizar proteção de equipamentos em residências são os fusíveis e os disjuntores. Assim como no caso de instalações elétricas residenciais, sistemas FV necessitam de elementos de proteção adequados à sua operação.

As *strings* em sistemas FV devem ser protegidas contra correntes reversas. “Fusíveis fotovoltaicos” são utilizados para proteger um conjunto de módulos FV da corrente reversa produzida por um outro conjunto de módulos, submetido a um nível de tensão maior que o primeiro conjunto. Estes fusíveis devem ser posicionados no pólo positivo e negativo de cada *string* e devem ser especificados para CC, sendo preferencialmente do tipo gPV (CRESESB, 2014, p.162-163).

Entre os módulos FV e o inversor, deve ser instalado um elemento de proteção contra sobrecargas causadas pelos módulos. Se a insolação alcançar valores acima dos previstos ou os módulos operarem em temperaturas acima da padrão, a corrente que eles fornecem ao inversor será maior do que a nominal (MASTERS, 2004, p. 540) podendo danificar condutores e equipamentos.

Por fim, caso o inversor forneça corrente acima do valor nominal, é

¹ *string*: série de módulos FV conectados em paralelo com o inversor

necessário um elemento de proteção entre o inversor e o quadro de distribuição da residência. Recomenda-se que este elemento seja um disjuntor para que seja possível desconectar o sistema FV caso seja realizada a sua manutenção.

No caso do sistema deste trabalho, não serão necessários os fusíveis para proteger *strings*, pois o arranjo fotovoltaico só possui uma *string*. O dimensionamento dos elementos de proteção entre o arranjo FV e o inversor foi realizado multiplicando-se a corrente de curto-circuito de um módulo FV (9,23 A) por um fator de 1,25. Dois fusíveis “Negrini gPV 12 A”, um em cada pólo, foram escolhidos para atender a corrente calculada. Semelhantemente, entre o inversor e o quadro de distribuição utilizou-se a corrente máxima de saída do inversor (8 A) e multiplicou-se por 1,25. O disjuntor “DIN bipolar 250-440 V 10 A Siemens” foi escolhido para realizar a proteção.

3.1.8 REQUERIMENTOS DA NTC 905200 PARA O SISTEMA FOTOVOLTAICO

Como destacado na Seção 2.3.2, a Copel especifica os requerimentos para um projeto de microgeração no Paraná através da NTC 905200 (COPEL, 2016c). Para o caso do sistema FV deste trabalho, a conexão do sistema é realizada diretamente na rede de BT e segue os requerimentos para sistemas de até 10 kW de potência instalada.

Devido à potência do sistema FV deste trabalho, a liberação do inversor depende somente do selo de certificação do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Tendo o selo do INMETRO, o inversor terá todos os dispositivos de proteção para microgeração requeridos pela NTC 905200. Estes dispositivos são: relé de sobre e subfrequência (89 O/U), sistema *check* de sincronismo (25), relé de subtensão (27), relé de sobretensão (59) e proteção anti-ilhamento. O inversor deverá ser instalado próximo à entrada de serviço (E.S.).

O sistema de medição para uma UC com microgeração em BT utiliza um medidor bidirecional, o qual possui um registrador para registrar a energia ativa consumida e um outro registrador para energia ativa injetada. De acordo com o item 5.6.3 da NTC 905200, a Copel se responsabiliza tecnicamente e financeiramente pelo sistema de medição.

Em relação aos elementos de proteção, a norma requer que um disjuntor seja instalado entre os inversores e o quadro de distribuição e outro seja instalado entre o medidor bidirecional e a E.S.. Este último disjuntor é denominado de “Elemento de Interrupção (E.I.)” pela norma, o qual tem a finalidade de desconectar a unidade

consumidora em caso de faltas.

3.1.9 ESQUEMA DE CONEXÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O esquema de conexão do sistema FV se encontra na Figura 18. Este esquema foi adaptado da norma NTC 905200 da Copel (COPEL, 2016c), o qual mostra a conexão do sistema fotovoltaico ao quadro de distribuição e a conexão entre o quadro de distribuição e a rede BT da Copel, de acordo com os requerimentos citados na Seção 3.1.8. Ressalta-se que este esquema de conexão é destinado somente para sistemas de microgeração com o uso de inversor.

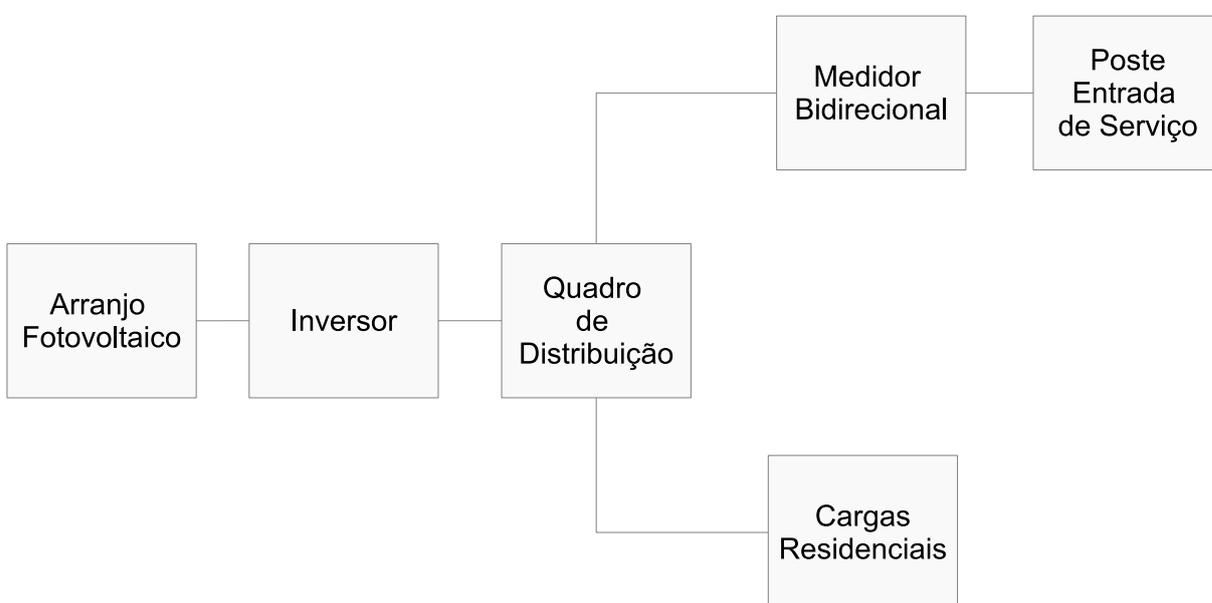


Figura 18: Microgeração com uso de inversor de acordo com NTC 905200 da Copel
Fonte: Adaptado de Copel (2016c)

3.2 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.2.1 PROCESSO DE ESCOLHA DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

No mercado brasileiro, existem diversas empresas que realizam o dimensionamento de um sistema FV. Algumas disponibilizam em seus *websites* o preço de equipamentos utilizados para o sistema, enquanto que outras disponibilizam somente a opção de fazer o orçamento para o sistema. Neste trabalho foi feita a pesquisa de equipamentos em *websites* que disponibilizam os modelos e os preços. A Tabela 3 mostra alguns módulos FV obtidos de *websites* de empresas diferentes.

Tabela 3: Especificação de módulos fotovoltaicos

Nome do Modelo	Canadian CSI CS6K-265P	Yingli Solar YL150P-17b	Komaes KM(P) 150	Kript KRPF 140P
Potência Nominal (Wp)	265	150	150	140
Eficiência (%)	16,2	15,0	14,9	14,0
Preço (R\$)	644,00	415,00	525,90	473,41
Reais por Watt (R\$/Wp)	2,43	2,76	3,50	3,38
Site de Referência	Minha Casa Solar	NeoSolar	Energy Shop	Loja Elétrica Ltda.

Fonte: Autoria própria

Dentre os módulos apresentados, o “Canadian CSI CS6K-265P” apresenta a melhor taxa de eficiência e o melhor custo-benefício através do indicador “Reais por Watt”, indicador comumente utilizado na comparação do custo entre sistemas FV (MASTERS, 2004, p. 544). Portanto, o módulo FV “Canadian CSI CS6K-265P” foi escolhido para o sistema FV deste trabalho.

3.2.2 PROCESSO DE ESCOLHA DO INVERSOR

De modo similar à Seção 3.2.1, os inversores apresentados na Tabela 4 foram obtidos em *websites* que continham o preço e a descrição do modelo dos equipamentos.

Tabela 4: Especificação de inversores

Nome do Modelo	Fronius Galvo 1.5-1	PHB 1500-SS
Potência Nominal CA (Wca)	1500	1500
Potência Máxima CC (Wcc)	1600	1800
Eficiência (%)	95,9	97,0
Preço (R\$)	7.890,00	4.988,00
Reais por Watt CA (R\$/Wca)	5,26	3,32
Reais por Watt CC (R\$/Wcc)	4,93	2,77
Site de Referência	NeoSolar	Energia Total

Fonte: Autoria própria

Deve-se destacar que a razão de ser usado um indicador para “Reais por Watt CA” e outro para “Reais por Watt CC” é evitar a ambiguidade entre a potência CA dos inversores e a potência CC dos módulos FV. Para o cálculo do custo total do

sistema FV em reais por potência, deve-se realizar a soma do indicador de “Reais por Watt” do módulo FV com o indicador “Reais por Watt CC” do inversor (MASTERS, 2004, p. 544-545).

Através da pesquisa realizada, notou-se que os dois inversores da Tabela 4 são os mais utilizados para a potência nominal de 1,5 kW de saída. Entre estes dois equipamentos, o inversor “PHB 1500-SS” possui um custo mais acessível que o “Fronius Galvo 1.5-1”, além de apresentar melhor eficiência e maior potência máxima CC de entrada; logo, o inversor “PHB 1500-SS” foi escolhido para o sistema FV deste trabalho.

3.2.3 PROCESSO DE ESCOLHA DOS ELEMENTOS DE PROTEÇÃO

Como os elementos de proteção de um sistema FV são similares aos de uma residência, o processo de escolha foi guiado pela corrente nominal dos elementos e pela seção na qual o elemento estará localizado: na seção onde flui CC ou na seção onde flui CA. Para os fusíveis entre o arranjo FV e o inversor, escolheu-se o fusível “Negrini gPV 12 A”, de R\$ 18,70 de custo através do *website* da “Eletrotécnica Vera Cruz”. No caso do disjuntor entre o inversor e o quadro de distribuição, foi selecionado o disjuntor “DIN bipolar 250-440 V 10 A Siemens” através do *website* da “Leroy Merlin” pelo preço de R\$ 54,90. Deve-se ressaltar que foi escolhido um disjuntor bipolar pois na Seção 3.1.3 foi suposto que a residência considerada é uma residência bifásica.

3.2.4 PAYBACK DESCONTADO

Para avaliar a viabilidade econômica do sistema FV será utilizada a ferramenta denominada de “Payback Descontado”. O *Payback* é utilizado para obter o tempo de retorno de um determinado investimento considerando somente aquilo que o investimento “paga de volta” ao investidor, ou seja, aquilo que o investimento gera de lucro ou de economia para o investidor. O *Payback* Descontado considera o valor do dinheiro no tempo, ou seja, aplica-se uma taxa de desconto anual sobre o retorno gerado pelo investimento, aumentando a precisão do tempo de retorno (EICK, 2010, p. 20-21). A representação matemática do *Payback* Descontado é apresentada pela Equação (12):

$$FCD(t) = -I + \sum_{j=1}^t \frac{(R_j - C_j)}{(1 + i)^j} \quad (12)$$

em que $FCD(t)$ é o fluxo de caixa descontado, t é o ano após o investimento inicial, I é o investimento inicial, R_j é a receita no ano j , C_j são os custos no ano j , i é a taxa de desconto e j é um índice genérico que representa período de tempo. Quando, pela primeira vez, $FCD(t) \geq 0$, t será o *Payback* Descontado (EICK, 2010, p. 22).

3.2.5 PREMISSAS DO PAYBACK DESCONTADO

3.2.5.1 Investimento inicial

A Tabela 5 é um resumo dos equipamentos utilizados no sistema FV, juntamente o custo de cada um, conforme apresentado nas Seções 3.2.1, 3.2.2 e 3.2.3. A última linha da tabela apresenta a soma dos custos, resultando no investimento inicial de R\$ 8.300,30 para sistema FV.

Tabela 5: Resumo dos equipamentos utilizados no sistema fotovoltaico

Equipamento	Modelo	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
Módulo Fotovoltaico	Canadian CSI CS6K-265P	5	R\$ 644,00	R\$ 3220,00
Inversor	PHB 1500-SS	1	R\$ 4.988,00	R\$ 4.988,00
Fusível CC	Negrini gPV 12 A	2	R\$ 18,70	R\$ 37,40
Disjuntor Bipolar CA	Siemens Bipolar 10 A	1	R\$ 54,90	R\$ 54,90
Investimento Inicial Total	-	-	-	R\$ 8.300,30

Fonte: Autoria própria

3.2.5.2 Energia gerada mensalmente pelo sistema fotovoltaico

O cálculo da geração mensal de energia pelo sistema FV é realizado rearranjando-se a Equação (6), utilizando a potência pico do arranjo FV dimensionado P_{FV} (1325 Wp) e aplicando-se os valores mensais de HSP (MASTERS, 2004, p. 528). O HSP mensal de cada mês é obtido multiplicando o valor de cada mês apresentados na Tabela 2 por 30 dias. A taxa de desempenho (TD) utilizada é a mesma utilizada na Seção 3.1.3, a qual é equivalente a 70%. A energia gerada mensalmente é então obtida através da Equação (13):

$$E_{FV} = P_{FV} \times TD \times HSP \times 30 \quad (13)$$

em que E_{FV} é a energia gerada mensalmente pelo sistema FV (MASTERS, 2004, p. 528).

3.2.5.3 Vida útil do sistema fotovoltaico

Para que o sistema FV seja considerado viável, o retorno financeiro deve superar o investimento inicial antes do fim da vida útil do sistema. De acordo com a Seção 2.3.3, a vida útil de um sistema FV é de aproximadamente 25 anos.

3.2.5.4 Porcentagem de energia injetada na rede de distribuição

No Paraná, toda energia consumida da rede de distribuição da Copel é faturada e tributada (COPEL, 2017b). Para o sistema de compensação de energia, somente será considerada a energia injetada na rede quando esta for maior que a energia consumida da rede de distribuição, assim como explicado na Seção 2.3.1. Neste cenário, quanto maior for a porcentagem de energia exportada para a rede, maior será a tributação tarifária. Logo, para estimar o valor da fatura de uma residência contendo um sistema FV, é necessário estimar a porcentagem de energia que é injetada e a porcentagem que atende diretamente a UC. A Figura 19 mostra como é feita esta estimativa, na qual se considera a curva de carga da residência e a curva de geração FV durante o dia.

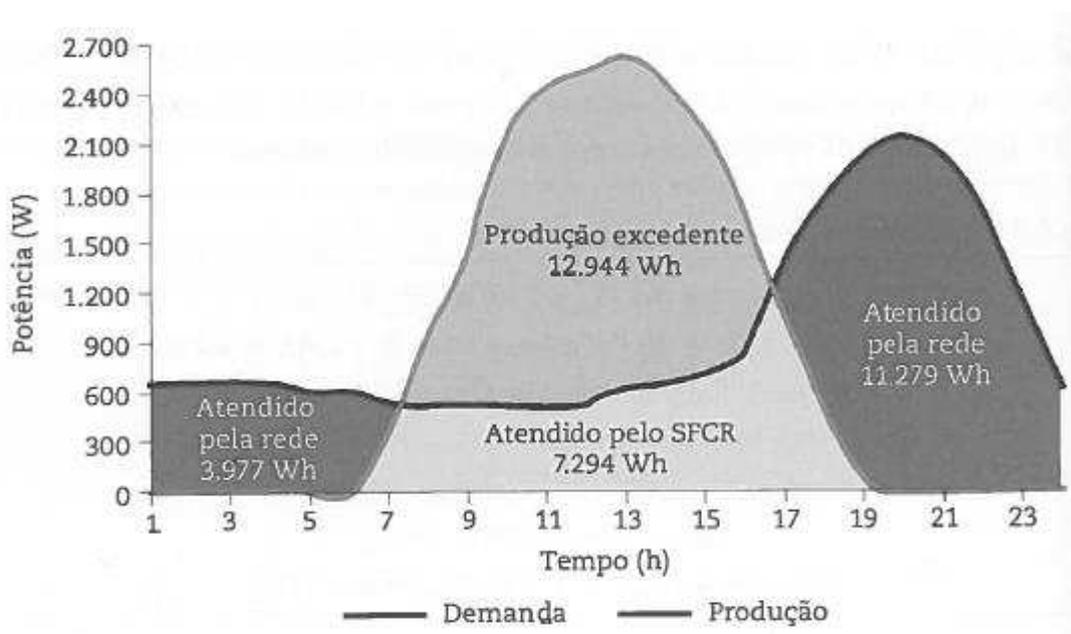


Figura 19: Comparação da curva de geração fotovoltaica típica e da curva de carga residencial típica

Fonte: Extraído de EPE (2014)

Este trabalho adota um percentual de 60% de energia gerada exportada para rede de distribuição, de acordo com o apresentado em (EPE, 2014), pois este percentual representa o comportamento típico de um sistema FV conectado a uma carga residencial.

3.2.5.5 Operação e manutenção (O&M)

Recomenda-se que seja feita manutenção regular no sistema FV para garantir uma operação satisfatória durante toda a vida útil do sistema. Dentre os dispositivos do sistema, os módulos FV são os dispositivos que requerem maior cuidado, uma vez que estão expostos ao ar livre e estão mais suscetíveis ao processo de degradação. A quebra de interconexões entre os módulos, células quebradas, corrosão, delaminação e descoloração estão entre os principais tipos de degradação. A falta de manutenção pode comprometer o desempenho dos módulos e diminuir a vida útil do módulo (ASSUNÇÃO, 2014).

Tendo em vista a importância da manutenção, adiciona-se anualmente aos custos anuais do sistema FV o valor de 1% do valor de investimento inicial de acordo com o considerado em EPE (2012) e Kozen (2014), o qual é equivalente a um custo de R\$ 83,00 anuais em manutenção.

3.2.5.6 Tarifa convencional – Subgrupo B1 e tributos

A tarifa utilizada para o cálculo da fatura mensal de energia foi a tarifa convencional – subgrupo B1, vigente no estado do Paraná. A tarifa convencional depende do valor do kWh estabelecido pela Resolução ANEEL, nº 2.016, de 21 de junho de 2016, do Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias (ICMS), do tributo de Programas de Integração Social (PIS) (art. 239 da Constituição de 1988 e as Leis Complementares 7, de 07 de setembro de 1970, e 8, de 03 de dezembro de 1970) e do tributo de Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) (Lei Complementar 70/1991). A Equação (14) demonstra como é realizado o cálculo da tarifa:

$$\text{Tarifa Convencional Subgrupo B1} = \frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{ICMS} + \text{PIS} + \text{COFINS})} \quad (14)$$

O valor da tarifa publicada pela ANEEL é 0,42147 R\$/kWh. A alíquota do ICMS no Paraná para unidades consumidoras de classe residencial, localizadas

em áreas urbanas, é de 29% (COPEL, 2016b). As alíquotas referentes ao PIS e ao COFINS são calculadas no momento da emissão da fatura, sendo por este motivo adotado um valor médio de 6,5% para a soma das duas alíquotas de acordo com Kozen (2014). Portanto, o valor da tarifa convencional – subgrupo B1 considerado neste trabalho é 0,65344 R\$/kWh.

Além do valor da tarifa convencional, deve-se levar em conta o valor tributado sobre a fatura, o qual é denominado de “imposto por dentro”. Sobre o valor de energia consumido, calcula-se uma base de cálculo. A base de cálculo é obtida através da Equação (15):

$$BC = A \times \text{Tarifa sem ICMS} \times \left(1 + \frac{\text{ICMS}}{1 - \text{ICMS}} \right) \quad (15)$$

em que BC é a base de cálculo e A é a energia consumida da rede de distribuição.

Em seguida, para obter o imposto a ser cobrado, aplica-se a alíquota de ICMS de 29%, ou seja, $BC \times \text{ICMS}$. Portanto, o valor total a ser faturado é equivalente ao valor faturado pela tarifa somado com o imposto por dentro.

O reajuste tarifário anual não possui um comportamento previsível. Em Copel (2016a), é possível observar reajustes médios na tarifa de energia da Copel de -12,87% a 36,79% do período de junho de 2010 a junho de 2016. Portanto, neste trabalho, considera-se que a tarifa se mantém constante em valores reais, ou seja, desconsiderando o efeito da inflação, o valor da tarifa se mantém constante, assim como considerado em EPE (2014, p. 26).

3.2.5.7 Valor médio da fatura para uma residência em Pato Branco

Utilizando-se o consumo médio mensal de 165,9 kWh (COPEL, 2017a), apresentado na Seção 3.1.1, e as Equações (14) e (15), estimou-se um valor médio de R\$ 136,97 faturado mensalmente em uma residência em Pato Branco, o equivalente a R\$ 1.643,59 faturados anualmente pelo consumo de energia. Este valor é utilizado para obter a economia anual resultante da utilização do sistema FV proposto neste trabalho.

3.2.5.8 Sistema de compensação de energia

Considerando-se que 60% da energia gerada pelo sistema FV é injetada na rede de distribuição (Vide Seção 3.2.5.4), é possível realizar o cálculo de

compensação de energia nos meses em que houve excedente de energia. Na Seção 2.3.1, o excedente de energia foi descrito como a diferença positiva entre a energia injetada na rede e a energia consumida da rede. Com o excedente de energia, calcula-se os créditos acumulados para os meses seguintes da data em que foram gerados. Estes créditos, de acordo com (COPEL, 2017b), são calculados a partir da tarifa homologada pela ANEEL, sem a incidência de tributos. A Equação 16 demonstra como é feito o cálculo dos créditos gerados.

$$\text{Créditos gerados} = (0,6 \times E_{FV} - A) \times \text{tarifa publicada pela ANEEL} \quad (16)$$

em que E_{FV} é a energia gerada mensalmente pelo sistema FV e A é a energia consumida da rede de distribuição.

O valor gerado por estes créditos servirão para abater o valor da fatura de um mês, fazendo com que a fatura resultante seja a tarifação do consumo com a incidência de impostos subtraído dos créditos de energia gerados.

3.2.5.9 Taxa de desconto

A taxa de desconto considerada neste trabalho se baseia na previsão da taxa de inflação para os próximos 12 meses realizada pelo Banco Central do Brasil em 13 de abril de 2017. Foi utilizado o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), no qual se baseia a taxa de inflação, de 4,59% ao ano (BCB, 2017).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 RESULTADOS OBTIDOS

O Quadro 1 apresenta os cálculos relacionados à geração FV ao longo de um ano. O Quadro 2 apresenta o faturamento de energia resultante da geração FV, juntamente com a economia obtida em relação ao faturamento apresentado na Seção 3.2.5.7. Por fim, o Quadro 3 apresenta o cálculo de *Payback* Descontado, no qual o investimento inicial do sistema FV é realizado no ano zero, o custo anual se refere à manutenção e a receita anual se refere à economia obtida pelo sistema FV. Todos os quadros foram obtidos implementando as equações apresentadas na Seção 3.2.5 no aplicativo *Open Office Calc*.

Mês	Energia Elétrica Gerada (kWh)	Energia Injetada na Rede (kWh)	Energia Atendida pelo Sistema FV (kWh)	Energia Consumida Rede de Distribuição (kWh)	Excedente de Energia (kWh)
Jan	166,95	100,17	66,78	99,12	1,05
Fev	153,04	91,82	61,22	104,69	0,00
Mar	137,18	82,31	54,87	111,03	0,00
Abr	111,02	66,61	44,41	121,49	0,00
Mai	93,49	56,10	37,40	128,50	0,00
Jun	81,53	48,92	32,61	133,29	0,00
Jul	90,43	54,26	36,17	129,73	0,00
Ago	111,58	66,95	44,63	121,27	0,00
Set	124,10	74,46	49,64	116,26	0,00
Out	144,13	86,48	57,65	108,25	0,00
Nov	170,57	102,34	68,23	97,67	4,67
Dez	173,35	104,01	69,34	96,56	7,45

Quadro 1: Geração do sistema fotovoltaico ao longo de um ano

Fonte: Autoria Própria

Mês	ICMS sobre o Consumo (Imposto por dentro)	Fatura Consumo Rede de Distribuição	Créditos gerados	Fatura Resultante	Economia
Jan	R\$ 17,06	R\$ 81,83	-	R\$ 81,83	R\$ 55,13
Fev	R\$ 18,02	R\$ 86,43	R\$ 0,44	R\$ 85,98	R\$ 50,98
Mar	R\$ 19,11	R\$ 91,66	-	R\$ 91,66	R\$ 45,30
Abr	R\$ 20,91	R\$ 100,30	-	R\$ 100,30	R\$ 36,66
Mai	R\$ 22,12	R\$ 106,09	-	R\$ 106,09	R\$ 30,87
Jun	R\$ 22,95	R\$ 110,04	-	R\$ 110,04	R\$ 26,92
Jul	R\$ 22,33	R\$ 107,10	-	R\$ 107,10	R\$ 29,86
Ago	R\$ 20,88	R\$ 100,12	-	R\$ 100,12	R\$ 36,85
Set	R\$ 20,01	R\$ 95,98	-	R\$ 95,98	R\$ 40,98
Out	R\$ 18,63	R\$ 89,37	-	R\$ 89,37	R\$ 47,60
Nov	R\$ 16,81	R\$ 80,64	-	R\$ 80,64	R\$ 56,33
Dez	R\$ 16,62	R\$ 79,72	R\$ 1,97	R\$ 77,75	R\$ 59,21
Total Anual	R\$ 235,48	R\$ 1.129,29	R\$ 2,41	R\$ 1.126,88	R\$ 516,71

Quadro 2: Faturamento de residência com sistema fotovoltaico

Fonte: Autoria Própria

Período (Ano)	Custos	Receita	Fluxo de Caixa Descontado
0	R\$ 8.300,30	0	-R\$ 8.300,30
1	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 7.885,63
2	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 7.489,15
3	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 7.110,08
4	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 6.747,64
5	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 6.401,11
6	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 6.069,78
7	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 5.753,00
8	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 5.450,12
9	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 5.160,53
10	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 4.883,64
11	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 4.618,91
12	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 4.365,80
13	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 4.123,80
14	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 3.892,41
15	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 3.671,18
16	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 3.459,66
17	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 3.257,43
18	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 3.064,06
19	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 2.879,19
20	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 2.702,42
21	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 2.533,42
22	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 2.371,83
23	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 2.217,33
24	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 2.069,61
25	R\$ 83,00	R\$ 516,71	-R\$ 1.928,38

Quadro 3: Payback Descontado para o sistema fotovoltaico

Fonte: Autoria Própria

4.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS

O consumo mensal da residência foi atendido, em média, por 51,91 kWh proveniente do sistema FV, o equivalente a 31% da demanda média mensal de uma residência em Pato Branco. O restante do consumo mensal foi atendido pela rede de distribuição, cerca de 113,99 kWh mensais, o equivalente à 69% demanda média mensal. Deve-se destacar também que, apesar da porcentagem de energia injetada na rede, não houve grande geração de excedente ao longo do ano, apenas 13,17 kWh no ano.

A fatura do consumo anual de energia fornecida pela rede de distribuição resultou em R\$ 1.129,29. Deste valor, R\$ 235,00 é equivalente ao ICMS a ser pago. Considerando o desconto de R\$ 2,41 gerado pelo sistema de compensação de energia, a fatura total anual que residência com o sistema FV deverá pagar será de R\$ 1.126,88. Ao se comparar a fatura de energia de uma residência atendida somente pela rede de distribuição da Copel com a fatura de uma residência possuindo um sistema FV *on-grid*, obteve-se uma economia anual de R\$ 516,71. Esta economia anual, porém, não foi o suficiente para pagar o sistema FV durante a sua vida útil, pois após 25 anos o fluxo de caixa descontado resultou em R\$ 1.928,38, cerca de 23% do investimento inicial que o sistema FV não retornou ao investidor. Logo, a instalação de um sistema FV numa residência em Pato Branco é considerada inviável de acordo com o *Payback* Descontado.

A inviabilidade do projeto pode ser explicada pelo conjunto de diversos fatores. Primeiramente, o investimento inicial no sistema FV é elevado. De acordo com Nakabayashi (2014, p. 30), os maiores custos envolvidos em um sistema FV são provenientes do investimento inicial, uma vez que os custos de operação são baixos. Para um sistema de 1,5 kWp, a literatura estima custos, em R\$/Wp, de 5 a 7 R\$/Wp (BÜHLER *et al.*, 2015; NAKABAYASHI, 2014; KOZEN, 2014), o equivalente a um custo de R\$ 7.500,00 a R\$ 10.500,00. No caso deste trabalho, o valor de investimento inicial foi de R\$ 8.300,30, dentro da faixa de custo estimada.

A ausência de ajuste tarifário é outro fator que contribui para a inviabilidade do projeto. Como ressaltado na Seção 3.2.5.6, os reajustes tarifários são difíceis de serem previstos e, portanto, é difícil prever com precisão o impacto do ajuste tarifário na viabilidade do sistema FV.

O consumo médio anual de uma residência Pato Branco não é suficiente para gerar uma economia significativa na fatura com uso de sistema FV. Um elevado

consumo de energia significa um elevado custo na fatura de energia. Assim, o uso de sistema FV geraria maior economia para as residências que consumissem mais energia que o consumo médio considerado neste trabalho. O consumo médio de uma residência está conectado à classe de renda, significando que a classe de renda predominante na cidade de Pato Branco influencia o consumo médio residencial da cidade. De acordo com Achão (2003, p. 76), o consumo médio de 165,9 kWh se encontra entre a classe de renda de 2 a 3 salários mínimos e a classe de 3 a 5 salários mínimos. Pela classificação econômica da Associação Brasileira de Empresas de Pesquisas (ABEP), as classes de renda citadas se encontram entre a classe C1 e a B2 (ABEP, 2016). Para classes de renda maiores, o consumo será maior, indicando que o sistema FV pode ser viável para residências com maiores classes de renda.

A porcentagem de energia gerada injetada na rede de distribuição junto com a incidência de ICMS sobre todo consumo de energia proveniente da rede, também influencia a inviabilidade do sistema FV. Pelo fato de 60% da energia gerada pelo sistema FV ser injetada na rede, uma porção significativa da energia consumida é tributada. De acordo com EPE (2014, p. 39), “o efeito da tributação sobre a energia compensada é extremamente relevante, de caráter negativo”. Se o Paraná aderisse ao Convênio ICMS 16/2015, a tributação incidiria somente sobre a diferença entre a energia consumida e a injetada na rede, o que poderia diminuir significativamente a fatura de uma residência com sistema FV.

Por fim, deve-se analisar a disponibilidade do recurso solar na região de Pato Branco. De acordo com (PEREIRA *et al.*, 2006), a região Sul do Brasil apresenta uma radiação global média de 5,2 kWh/m². Comparando este valor com a irradiação média anual de 4,66 kWh/m² em Pato Branco, observa-se que a irradiação em Pato Branco está abaixo da média global da região. Todavia, este fator é o menos impactante na inviabilidade do sistema FV, pois a irradiação média anual de Pato Branco é favorável para geração FV.

5 CONCLUSÕES

A energia solar é uma fonte de energia renovável com grande potencial para geração de energia elétrica no Brasil. Este potencial tem sido aproveitado através do visível crescimento da geração de energia FV aliada com a GD no país.

O crescimento desta tecnologia se deve principalmente à facilidade de instalação e baixos custos de operação e manutenção. Estímulos provenientes do Governo Brasileiro também contribuem para o crescimento de sistemas FV. O sistema de compensação de energia, regulado pela Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, e o Convênio ICMS 16/2015, que estipula somente a tributação da diferença entre a energia consumida da rede e a energia injetada na rede, são exemplos de estímulos ao uso de sistemas FV em GD no Brasil.

Para a instalação de um sistema FV, é necessário fazer um estudo de viabilidade sensível à região na qual será instalado. A viabilidade econômica depende de fatores como irradiação diária, tarifação de energia, consumo de energia e políticas de incentivo, as quais variam de acordo com o local.

Para o caso do município Pato Branco, o estudo de viabilidade utilizando a ferramenta *Payback* Descontado mostrou ser inviável a instalação de um sistema FV. As principais razões da inviabilidade residem no elevado investimento inicial do sistema FV, na tributação de ICMS sobre toda energia consumida da rede de distribuição e no perfil de consumo considerado. Pelo fato do Paraná não ter aderido o Convênio ICMS 16/2015, a energia tributada num sistema de GD representa uma parcela significativa da fatura de energia, o que expressivamente diminui a economia gerada por um sistema FV. Por outro lado, se uma residência em Pato Branco possuir um consumo de energia acima do consumo médio considerado, a probabilidade do sistema ser viável aumentará, uma vez que a economia resultante seria maior que a da residência considerada neste trabalho.

Portanto, para melhorar o retorno financeiro gerado por um sistema FV em Pato Branco, a aderência do Convênio ICMS 16/2015 pelo governo paranaense se mostra uma opção evidente. Outra opção seria o fornecimento programas de incentivos à instalação de sistemas FV, assim como já ocorre em Santa Catarina. A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc) ofereceu subsídio de 60% na compra de módulos FV para residências com consumo médio mensal superior a 350 kWh e telhado com inclinação de 15° a 25° em relação ao plano horizontal (DIÁRIO

CATARINENSE, 2016).

Apesar do estudo de viabilidade econômica ter mostrado a inviabilidade de sistemas FV em residências no município de Pato Branco, o contínuo crescimento da utilização destes sistemas no Brasil pode futuramente tornar viável o sistema FV para a faixa de consumo médio mensal do município.

REFERÊNCIAS

- ACHÃO, Carla da Costa Lopes. **Análise da Estrutura de Consumo de Energia pelo Setor Residencial Brasileiro**. 103 p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2003.
- ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göram; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, n. 57, p. 195–204, 2001.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília, 2005.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. **Resolução Normativa Nº 414, de 9 de Setembro de 2010**. [S.l.], 9 de set. 2010.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482, De 17 De Abril de 2012**. [S.l.], 17 de abr. 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. **Brasil ultrapassa 5 mil conexões de micro e minigeração**. 30 set. 2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/brasil-ultrapassa-5-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6.viewMode=print&_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6.languageld=pt_BR. Acesso em: 07 maio 2017.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS — ABNT. **NBR10899: Conversão Fotovoltaica de Energia Solar**. Rio de Janeiro, 1988.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE PESQUISAS — ABEP. **Critério Brasil 2015 e atualização da distribuição de classes para 2016**. [S.l.], 2016.
- ASSUNÇÃO, Hélio Delgado. **Degradação de Módulos Fotovoltaicos de Silício Cristalino Instalados no Dee - Ufc**. 59 p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014. Disponível em: <http://www.dee.ufc.br/anexos/TCCs/2014.1/H%C3%89LIO%20DELGADO%20ASSUN%C3%87%C3%83O.pdf>. Acesso em: 06 maio 2017.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL — BCB. **Focus - Relatório de Mercado**. 2017. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/R20170413.pdf>. Acesso em: 07 maio 2017.
- BOYLESTAD, Robert; NASHELSKY, Louis. **Dispositivos Eletrônicos e Teoria de Circuitos**. 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 1999. 649 p.
- BRASIL. **Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004**. Brasília, DF, 30 jul. 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em: 01 mar. 2017.

BÜHLER, A. J.; RAMPINELLI, G. A.; GASPARIN, F. P.; KREZINGER, Arno. Energia solar fotovoltaica e o setor elétrico brasileiro: Situação atual e perspectivas. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 19, n. 4, p. 11–21, 2015.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO — CRESESB. **Manual de Energia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, ago. 2004. 206 p.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO — CRESESB. **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. 2008. Disponível em: http://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=291. Acesso em: 01 fev. 2017.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO — CRESESB. **Manual de Energia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. 529 p.

CHAVES, Henrique Marques da Silva; SCHUCH, Luciano; ROGGIA, Leandro. Levantamento da potência média instalada em uma residência típica para aplicação em geração distribuída. In: JORNADA ACADÊMICA INTEGRADA. **Anais 25ª JAI**. 2010. Disponível em: https://portal.ufsm.br/jai2010/anais/trabalhos/trabalho_1041263502.htm. Acesso em: 22 jun. 2017.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA — COPEL. **Alterações Tarifárias**. 2016. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2F04afb43850ca33c503257488005939b7>. Acesso em: 06 maio 2017.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA — COPEL. **Informações Úteis**. 2016. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>. Acesso em: 06 maio 2017.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA — COPEL. **NTC 905200: Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da Copel**. [S.l.], 2016.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA — COPEL. 2017. [Mensagem pessoal]. Mensagem recebida por acessante.geracao@copel.com em 8 março 2017.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA — COPEL. **Sistema de Faturamento e Compensação de Energia Elétrica de Micro/Minigeradores**. 2017. Disponível em: [http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/inf_fat_micro_gd/\\$FILE/Informa%C3%A7%C3%B5es%20de%20Faturamento_Micro%20e%20Minigera%C3%A7%C3%A3o.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/inf_fat_micro_gd/$FILE/Informa%C3%A7%C3%B5es%20de%20Faturamento_Micro%20e%20Minigera%C3%A7%C3%A3o.pdf). Acesso em: 06 maio 2017.

CREDIDIO, Fernando. **Sustentabilidade — Você sabe o que significa essa palavra?** 01 maio 2008. Disponível em: http://www.institutofilantropia.org.br/secoes/sustentabilidade/item/2743-sustentabilidade_voce_sabe_o_que_significa_essa_palavra. Acesso em: 10 set. 2016.

DIÁRIO CATARINENSE. **Programa da Celesc vai custear 60% da instalação de sistema de energia solar em residências catarinenses**. 25 nov. 2016. Disponível em: <http://dc.clicrbs.com.br/sc/estilo-de-vida/noticia/2016/11/programa-da-celesc-vai-custear-60-da-instalacao-de-sistema-de-energia-solar-em-residencias-catarinenses-8488105.html>. Acesso em: 07 maio 2017.

EICK, Guilherme. **Viabilidade Econômica e Financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica no Brasil**. 69 p. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010. Disponível em: <http://tcc.bu.ufsc.br/Economia292743>. Acesso em: 02 maio 2017.

ELBASET, Adel A.; ALI, Hamdi; SATTAR, Montaser Abd El. Design and performance of single-phase grid inverter photovoltaic system for residential applications with maximum power point tracking. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA — EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro, 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA — EPE. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA — EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 ano base 2014**. Rio de Janeiro, set. 2015. 228 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA — EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 Sumário**. Brasília, 2015. 67 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA — EPE. **Projeção da demanda de energia elétrica**. Rio de Janeiro, fev. 2015. 78 p.

HOFIERKA, Jaroslav; SURI, Marcel. The solar radiation model for open source gis: implementation and applications. In: **Proceedings of the Open source GIS - GRASS users conference**. Itália: [s.n.], 2002.

INSTITUTO AGRONÔMICO DO PARANÁ — IAPAR. 2016. Disponível em: http://www.iapar.br/arquivos/Image/monitoramento/Medias_Historicas/Pato_Branco.htm. Acesso em: 18 abr. 2017.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA — INEE. **O que é Geração Distribuída**. [2016?]. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp. Acesso em: 10 de set. 2016.

KOZEN, Gabriel. **Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede no Brasil: uma Simulação via Modelo de Bass**. 108 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) — Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2014.

MASTERS, Gilbert M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. Hoboken: Wiley-Interscience, 2004.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 106 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) — Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION — NASA. **NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables**. 2017. Disponível em: https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=128064&lat=-26.2&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=swvdowncook&p=swv_dwn&step=2&lon=-52.6. Acesso em: 25 mar. 2017.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS — ONU. **ONU: Brasil investiu 7,6 bilhões de dólares em energia renovável em 2014**. 01 abr. 2015. Disponível em: <https://nacoesunidas.org/onu-brasil-investiu-76-bilhoes-de-dolares-em-energia-renovavel-2014/>. Acesso em: 09 set. 2016.

OWENS, Brandon. **The Rise of Distributed Power**. [S.l.], 2014. 45 p.

PACHECO, Fabiana. Energias renováveis: breves conceitos. **Conjuntura e Planejamento**, n. 149, p. 4–11, out. 2006.

PEREIRA, Enio Bueno; MARTINS, Fernando Ramos; ABREU, Samuel Luna de; RÜTHER, Ricardo. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 1. ed. São José dos Campos, 2006. 60 p.

PREFEITURA DE PATO BRANCO. **Informações Gerais**. 2014. Disponível em: <http://www.patobranco.pr.gov.br/o-municipio/informacoes-gerais/>. Acesso em: 18 abr. 2017.

REIS, Lineu Belico dos. **Geração de Energia Elétrica**. 2. ed. Barueri: Manole, 2011. 460 p.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY — REN21. **Global Status Report**. [S.l.], 2016. 271 p.

SARANGAN, Nirnaya; KARUPPUSWAMI, Saranraj; LI, Peng; CHAN, Chin Futt; KIONG, Koh Eng. Self sustainable renewable green structure powered by solar and wind energy. In: INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **2015 IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)**. [S.l.], 2015. p. 1–5.

SENJYU, Tomonobu; HAYASHI, Daisuke; URASAKI, Naomitsu; FUNABASHI, Toshihisa. Optimum configuration for renewable generating systems in residence using genetic algorithm. **IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION**, v. 21, n. 2, p. 459–466, jun. 2006.

SOLAR SIMPLIFIED. **Grid-tied vs Off Grid**. [2016?]. Disponível em: <http://solarsimplified.org/connecting-to-the-grid/solar-and-storage/item/48>. Acesso em: 09 fev. 2017.

SOUZA, Arthur Costa de. **Análise dos impactos da geração distribuída por fonte solar fotovoltaica na qualidade da energia elétrica**. 159 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) — Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016.

SOUZA, Gabriel Antonio Fanelli de. **Aplicação do conceito de Geração Distribuída a um sistema fotovoltaico residencial**. 70 p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2014.

TIBA, Chiguero. **Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados solarimétricos**. 2. ed. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 111 p.

TWIDELL, John; WEIR, Anthony. **Renewable Energy Resources**. 2. ed. New York, NY: Taylor & Francis, 2006. 601 p.

VILELA, Izana Nadir Ribeiro; SILVA, Ennio Peres da. Análise do mercado potencial da geração distribuída fotovoltaica no Brasil. In: **CIEI & EXPO**. [S.l.: s.n.], 2016.

WILLIAMS, Matt. **What are the different types of renewable energy?** 12 jun. 2015. Disponível em: <https://phys.org/news/2015-06-renewable-energy.html>. Acesso em: 23 de jan. 2017.

ZHAO, Dongmei; LI, Yafei; LIU, Yanhua. Optimal design and sensitive analysis of distributed generation system with renewable energy sources. In: **2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2014)**. China: IEEE, 2014. p. 456–460.

**ANEXO A - FOLHA DE DADOS (*DATASHEET*) DOS EQUIPAMENTOS
UTILIZADOS NO SISTEMA FOTOVOLTAICO**

A.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO CANADIAN CSI CS6K 265P



CS6K-260 | 265 | 270 | 275P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.



*Black frame product can be provided upon request.

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.80 %



High PTC rating of up to 91.89 %



Outstanding low irradiance performance of up to 96.5 %



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 6000 Pa, wind load up to 4000 Pa *



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / TÜV-Rheinland / CE / MCS / CEC AU / INMETRO / CQC
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1
 IEC 60068-2-68: SGS
 Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

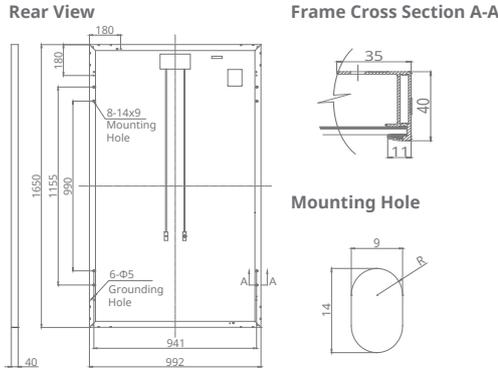
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 17 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

*For detail information, please refer to Installation Manual.

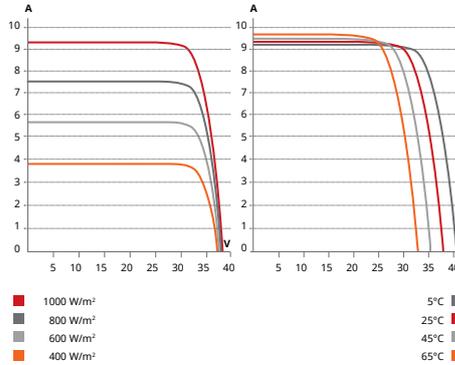
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6K-270P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W	275 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V	31.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A	9.45 A
Module Efficiency	15.88%	16.19%	16.50%	16.80%
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.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40 mm (65.0×39.1×1.57 in)
Weight	18.2 kg (40.1 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 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 520 kg (1146.4 lbs)
Per container (40' HQ)	728 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W	199 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V	28.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V	34.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 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.

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

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

PARTNER SECTION



A.2 INVERSOR PHB 1500-SS



1º INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO NACIONAL CERTIFICADO PELO *INMETRO* Concessão 000150/2015

Dados Técnicos

Modelo	PHB1500-SS	PHB3000-SS	PHB4600-SS
Dados da Entrada CC			
Max. Potência Fotovoltaica[W]	1800	3200	5400
Max. Tensão CC [V]	450	500	580
Faixa de Operação SPMP (MPPT) [V]	125-400	125-450	125-550
Tensão CC de Partida [V]	125	125	125
Corrente CC Máxima [A]	12	18	20
Número de Strings em Paralelo	1	2	2
Conector CC	SUNCLIX, MC IV (opcional)		
Consumo em Standby [W]	5		
Dados da Saída CA			
Potência CA Nominal [W]	1500	3000	4600
Max. Potência CA [W]	1650	3000	5100
Max. Corrente CA [A]	8	15	25
Saída Nominal CA	60Hz; 220Vca		
Faixa de Operação CA	57.5-62Hz; 176-242Vca		
THD	<5%		
Fator de Potência	unitario		0.95 indutivo...0.95 capacitivo
Conexão CA	Monofásica / Bifásica		
Eficiência			
Max. Eficiência	97.0%	97.0%	97.8%
Eficiência SPMP (MPPT)	>99.5%	>99.5%	>99.5%
Segurança do Equipamento			
Monitoramento de corrente de fuga	Integrado		
Proteção Anti-Ilhamento	AFD (Active Frequency Drift)		
Monitoramento de Rede	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, G83/1,	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, NRS 097-2-1,	
	AS4777.2/3, EN62109-2, EN50438, CNCA/CTS 0004-2009A	AS4777.2/3, EN62109-2, EN50438, CNCA/CTS 0004-2009A, G59/2,	
Concessão INMETRO	000150/2015		
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116		
Normas de Referência			
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2,		EN 61000-6-1, EN 61000-6-2,
	EN 61000-6-3, EN 61000-6-4		EN 61000-6-3, EN 61000-6-4
Segurança	IEC 62109-1, AS3100, CNCA/CTS0006-2010		IEC 62109-1, AS3100, CNCA/CTS0006-2010
Dados Gerais			
Dimensões (L*A*P) [mm]	355*380*130		390*417*142
Peso Líquido [kg]	12		18
Ambiente de Operação	Interno ou Externo		
Montagem	Fixação em parede		
Temperatura de Operação	-20-60°C (acima 45°C com derate)		
Umidade relativa	0-95%		
Altitude [m]	2000		
Grau de Proteção IP	IP65		
Topologia	Sem Transformador		
Ventilação	Convecção Natural		
Nível de Ruído [dB]	<25		
Display	4" LCD (Português)		
Comunicação	USB2.0 e RS485 (Wi-Fi opcional)		
Cor	Vermelho	Cinza	Azul
Garantia [anos]	5/10/15/20/25 (a combinar)		

Suporte Técnico

A PHB mantém uma estrutura de equipamentos calibrados, "setups" de testes e técnicos treinados, para proporcionar aos seus clientes um rápido serviço de reparo.

Atende a todas as tensões do PRODIST

Atenta as divergências da rede Brasileira, a PHB oferece um software que permite alterar as faixas de operação, que permite a instalação em qualquer parte do território nacional.

Para obter mais informações sobre qualquer um de nossos produtos ou serviços, visite-nos na Web em:

www.phb.com.br

Tel: 3835-8300

Email: engenharia@phb.com.br