

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Lucas Pereira da Costa

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DA
MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1 MW_p NA FAZENDA
DA RESSACADA II DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA
CATARINA**

Florianópolis

2021

Lucas Pereira da Costa

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DA
MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1 MWp NA FAZENDA
DA RESSACADA II DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA
CATARINA**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof^a. Helena Flávia Napolini, Dr^a Eng^a.
Coorientador: Julio Boing Neto, Eng.

Florianópolis

2021

Costa, Lucas Pereira da

Avaliação da viabilidade técnica e financeira da
minigeração solar fotovoltaica de 1 MWp na Fazenda da
Ressacada II da Universidade Federal de Santa Catarina /
Lucas Pereira da Costa ; orientadora, Helena Flávia
Naspolini, coorientador, Julio Boing Neto, 2021.

86 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia solar. 3. Geração
solar fotovoltaica. 4. Viabilidade técnica e financeira.
I. Naspolini, Helena Flávia. II. Boing Neto, Julio. III.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. IV. Título.

Lucas Pereira da Costa

AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DA MINIGERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1MWp NA FAZENDA DA RESSACADA II DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de "Bacharel em Engenharia Elétrica" e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 13 de maio de 2021.



Documento assinado digitalmente
Jean Vianei Leite
Data: 18/05/2021 18:45:05-0300
CPF: 003.474.909-80
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Jean Vianei Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Helena Flávia Napolini
Data: 18/05/2021 08:23:43-0300
CPF: 288.588.109-04
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Helena Flávia Napolini, Dr.
Orientadora
Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. Elétric. Julio Boing Neto
Coorientador



Documento assinado digitalmente
Renato Lucas Pacheco
Data: 13/05/2021 10:13:05-0300
CPF: 341.753.489-49
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Gustavo Xavier de Andrade Pinto
Data: 13/05/2021 10:46:34-0300
CPF: 074.532.958-47
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Elétric. Gustavo Xavier de Andrade Pinto, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus colegas de classe e aos meus queridos pais.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a minha família por sempre investir e acreditar em mim e pelo exemplo de pessoas persistentes e responsáveis.

Agradeço especialmente a Professora Helena Flávia Napolini pela oportunidade proporcionada pela minha integração ao LECIE, pela orientação no TCC e pela inspiração que sempre proporcionou a mim ao longo de todos os anos em que trabalhamos juntos em diferentes atividades de pesquisa.

Ao Engenheiro Julio Boing Neto, agradeço pela coorientação neste trabalho e em outras atividades de pesquisa ao longo dos anos como colega no LECIE.

Aos demais colegas de pesquisa, um abraço e muito obrigado por me auxiliarem direta ou indiretamente na construção deste trabalho.

Muito obrigado ao Professor Renato Lucas Pacheco e ao Engenheiro Gustavo Xavier de Andrade Pinto por aceitarem fazer parte da banca examinadora.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica e financeira da minigeração solar fotovoltaica de 1 MWp a ser instalada em solo e conectada à UC Fazenda da Ressacada II, de titularidade da UFSC. As simulações foram realizadas por meio do software PVSyst e os resultados mostram que a minigeração solar fotovoltaica de 1 MWp a ser inserida na UC Fazenda da Ressacada II poderia gerar aproximadamente 1.460 MWh/ano e sua produtividade seria de 1,35 MWh/kWp/ano. Para taxa de desconto de 3% a.a. e para compensação de créditos da energia excedente injetada na rede da concessionária em UCs de titularidade da UFSC alimentadas em média tensão, os resultados mostram *payback* descontado de, aproximadamente, 11 anos, LCOE de R\$ 208,74/MWh, VPL de R\$ 2.408.241,86 e TIR de 4,99% a.a. Para taxa de desconto de 3% a.a. e para compensação de créditos da energia excedente injetada na rede da concessionária em UCs de titularidade da UFSC alimentadas em baixa tensão, os resultados mostram *payback* descontado de, aproximadamente, 7,9 anos, LCOE de R\$ 208,74/MWh, VPL de R\$ 5.618.316,92 e TIR de 10,8% a.a. Para a UFSC, a inserção da minigeração FV de 1 MWp na UC Fazenda da Ressacada II com compensação da energia FV excedente injetada na rede elétrica em UCs da UFSC alimentadas em baixa tensão apresentaria maior atratividade financeira.

Palavras-chave: Energia solar, geração solar fotovoltaica, viabilidade técnica e financeira da energia solar

ABSTRACT

This work aims to evaluate the technical and financial viability of the 1 MWp photovoltaic solar mini-generation, to be installed on the ground and connected to Consumer Unit (CU) Fazenda da Ressacada II, owned by UFSC. The simulations were performed using the PVSyst software and the results show that the 1 MWp photovoltaic solar mini-generation to be inserted in CU Fazenda da Ressacada II could generate approximately 1,460 MWh / year and its productivity would be 1.35 MWh/kWp/year. For an annual discount rate of 3% p.y. and to compensate credits originated from surplus energy injected into the concessionaire's utility grid in CUs owned by UFSC connected on medium voltage, the results show a discounted payback of approximately 11 years, LCOE of 208.74 R\$/MWh, NPV of R\$ 2,408,241.86 and IRR of 4.99% p.y. For a discount rate of 3% p.y. and to compensate credits from surplus energy injected into the utility grid in CUs owned by UFSC connected on low voltage, the results show a discounted payback of approximately 7.9 years, LCOE of 208.74 R\$/MWh, NPV of R\$ 5,618,316.92 and IRR of 10.8% p.y. For UFSC, the insertion of a 1 MWp PV mini-generation at CU Fazenda da Ressacada II with compensation for surplus PV energy injected into the electrical grid at UFSC CUs, connected at low voltage, would present greater financial attractiveness.

Keywords: Solar energy. Photovoltaic Generation, technical and financial feasibility of solar energy

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação das incidências dos raios solares na superfície terrestre ao longo do ano	38
Figura 2 - Representação das diferentes radiações incidentes na superfície terrestre	39
Figura 3 - Representação do espectro eletromagnético	40
Figura 4 - Mapa da Irradiação Solar Global Horizontal	41
Figura 5 - Representação do efeito fotoelétrico em uma célula fotovoltaica	42
Figura 6 - Representação de um arranjo de módulos de um sistema fotovoltaico	43
Figura 7 - Conexão série e paralelo de módulos fotovoltaicos.....	44
Figura 8 - UC com geração fotovoltaica conectada à rede elétrica	45
Figura 9 - Representação do sistema quando há a obstrução parcial de irradiação no módulo	46
Figura 10 - Representação do acúmulo de partículas na superfície do módulo fotovoltaico ...	46
Figura 11 - Representação da inclinação ótima que é dada pela latitude local para maior geração solar	48
Figura 12 - Representação da orientação do módulo fotovoltaico de acordo com o desvio azimutal	49
Figura 13 - Impacto na irradiação solar em função do ângulo de incidência e desvio azimutal	50
Figura 14 - Consumo de energia da UC Fazenda da Ressacada II Erro! Indicador não definido.	
Figura 15 - Abrangência da UC Fazenda da Ressacada II	57
Figura 16 - Marcas dos módulos FV importados no Brasil.....	59
Figura 17 - Marcas dos inversores importados no Brasil	60
Figura 18 – Composição Tarifária.....	65
Figura 19 - Simulação realizada na UC Fazenda da Ressacada II	70
Figura 20 - Consumo de energia elétrica - UC Fazenda da Ressacada II	72
Figura 21 - Preço dos kits fotovoltaicos - Telhado e Solo	74
Figura 22 - Geração solar FV do sistema simulado na UC Fazenda da Ressacada II.....	75
Figura 23 - Consumo (P e FP) e geração solar FV - UC Fazenda da Ressacada II.....	76
Figura 24 - Evolução anual do VPL para compensação da energia FV excedente gerada na UC Fazenda da Ressaca II em UCs em média tensão.....	80

Figura 25 - Evolução anual do VPL em função da taxa mínima de atratividade do investimento	81
Figura 26 - Evolução anual do Payback descontado em função da taxa mínima de atratividade do investimento	81
Figura 27 - Evolução anual do VPL para TMA de 3%	83
Figura 28 - Evolução do VPL em função da TMA	84
Figura 29 - Evolução anual do Payback descontado em função da taxa mínima de atratividade do investimento	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de irradiação e temperatura ambiente – Florianópolis.....	58
Tabela 2 - Valores das principais características dos módulos utilizados nas simulações (ver Anexo A)	59
Tabela 3 - Principais características dos inversores utilizados nas simulações.....	61
Tabela 4 - Perdas padronizadas adotadas no software PVSyst para as simulações	61
Tabela 5 – Fator de Ajuste para compensação no posto tarifário diferente ao de geração	63
Tabela 6 – Composição da tarifa de energia elétrica de Ucs alimentadas em baixa tensão	66
Tabela 7 – Composição da tarifa de energia elétrica de UCs alimentadas em média tensão ...	67
Tabela 8 - Tarifa de compensação para a injeção de energia na rede na UC Fazenda da Ressacada II.....	68
Tabela 9 - Valores de demanda contratada, demanda faturada e acréscimo na demanda a contratar após a inserção da geração FV na UC Fazenda da Ressacada II	73
Tabela 10 - Inclinação, potência nominal, número de módulos, indicadores de desempenho e energia FV gerada.....	75
Tabela 11 - Custo de instalação do sistema FV – UC Fazenda da Ressacada II.....	77
Tabela 12 - Valores de acréscimo de demanda contratada para atender a geração FV.....	77
Tabela 13 - Custo evitado devido ao consumo evitado pela geração FV que seria inserida na rede	78
Tabela 14 – Evolução mensal dos créditos que seriam gerados pela geração FV para compensação em UCs da UFSC alimentadas em média tensão	79
Tabela 15 - Evolução mensal dos créditos gerados para compensação de UCs alimentadas em baixa tensão	82
Tabela 16 - Resumo do consumo e despesas da UC Fazenda da Ressacada II.....	86

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

UC - Unidade Consumidora

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

DPAE – Departamento de Projetos de Arquitetura e Engenharia

FC – Fator de capacidade

FV – Fotovoltaico

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

kWh/m²dia – Quilowatt-hora por metro quadrado por dia

kWp – Quilowatt-pico

LID – *Light Induced Degradation* (Degradação Induzida pela Luz)

MPPT – *Maximum Power Point* (Ponto de Máxima Potência)

PR – *Performance Ratio*

p-Si – Silício policristalino

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

UV – Ultravioleta

YF – *Final Yield* (Produtividade)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO.....	35
1.1	INTRODUÇÃO	35
1.2	JUSTIFICATIVA	35
1.3	OBJETIVOS	36
1.3.1	Objetivo geral.....	36
1.3.2	Objetivos específicos	36
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	37
2	Revisão Bibliográfica.....	37
2.1	RECURSO SOLAR.....	37
2.1.1	Radiação Solar	39
2.1.2	Espectro Eletromagnético	39
2.2	ATLAS SOLARIMÉTRICO BRASILEIRO	40
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	42
2.3.1	Efeito Fotovoltaico	42
2.3.2	Sistemas Fotovoltaicos.....	42
2.3.3	Composição dos Sistemas Fotovoltaicos	43
2.3.4	Sistemas Conectados à Rede	44
2.3.5	Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos	45
2.3.6	Perdas por Sombreamento.....	45
2.3.7	Perdas por sujeira.....	46
2.3.8	Perdas por temperatura	47
2.3.9	Perdas por mismatch - Compatibilidade.....	47
2.3.10	MPPT – Seguidor de Ponto Máximo de Potência.....	47
2.3.11	Impacto do ângulo de incidência	48
2.3.12	Impacto do desvio azimutal	49

2.4	NORMAS E RESOLUÇÕES	50
2.4.1	Resolução Normativa N° 414, de 9 de setembro de 2010 - ANEEL	50
2.4.2	Unidade Consumidora	50
2.4.3	Distribuidora de Energia	51
2.4.4	Demanda de Energia	51
2.4.5	Composição Tarifária.....	51
2.4.6	Classes de fornecimento	52
2.4.7	Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012 - ANEEL.....	52
2.4.7.1	<i>Minigeração Distribuída</i>	<i>52</i>
2.4.7.2	<i>Autoconsumo Remoto</i>	<i>53</i>
2.4.7.3	<i>Sistema de Compensação de Energia Elétrica.....</i>	<i>53</i>
2.4.7.4	<i>Contratação de Demanda.....</i>	<i>54</i>
2.5	INDICADORES FINANCEIROS.....	54
2.5.1	Valor Presente Líquido – VPL	54
2.5.2	Taxa Mínima de Atratividade - TMA.....	54
2.5.3	Taxa Interna de Retorno – TIR.....	54
2.5.4	Tempo de Retorno de Investimento – Payback	55
2.5.5	Custo padronizado de Energia – LCOE.....	55
3	Metodologia	56
3.1	UC FAZENDA DA RESSACADA II.....	56
3.2	ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	57
3.3	DADOS METEOROLÓGICOS	58
3.4	TECNOLOGIA.....	59
3.5	SIMULAÇÕES – PVSYST	61
3.6	Compensação de créditos em diferentes postos tarifários	63
3.7	COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA.....	64
3.8	VIABILIDADE ECONÔMICA	68

4	Resultados e Discussões.....	70
4.1	SIMULAÇÃO DA MINIGERAÇÃO FV NA FAZENDA DA RESSACADA II	70
4.2	CONSUMO DE ENERGIA	72
4.3	CONTRATAÇÃO DE DEMANDA	72
4.3.1	Fazenda da Ressacada II.....	73
4.4	CUSTO DO SISTEMA	74
4.5	GERAÇÃO DE ENERGIA	74
4.6	ANÁLISES FINANCEIRAS	76
4.6.1	Fazenda da Ressacada II.....	76
4.6.2	Compensação da energia FV excedente gerada na UC Fazenda da Ressaca II em UCs alimentadas em média tensão.....	79
4.6.3	Compensação da energia FV excedente gerada na UC Fazenda da Ressaca II em UCs da UFSC alimentadas em baixa tensão	82
4.7	TABELA RESUMO – FAZENDA DA RESSACADA II.....	86
5	Conclusão	27
6	Referências Bibliográficas.....	29

1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

Desde que o uso da energia elétrica se tornou parte integrante de nossa vida, seu suprimento deve ser seguro e sustentável. A demanda por energia no mundo está em crescente aumento e, conseqüentemente, também a geração por meio de fontes de energia convencionais. A escolha de uma fonte de energia limpa, que é abundante e inesgotável e pode fornecer segurança para o desenvolvimento e crescimento futuro, é a energia proveniente do sol (CHAKRABORTY e PAL, 2014; SHYAM e TIWARI, 2016).

A queima de combustíveis fósseis tem causado uma série de problemas ambientais, como mudanças climáticas, aquecimento global, poluição do ar e chuva ácida. Devido a isso, é necessário o desenvolvimento de tecnologias de energia renovável, a fim de lidar com os desafios políticos, econômicos e ambientais envolvidos na geração de eletricidade. O surgimento dessas tecnologias nos últimos anos impulsionou o interesse entre pesquisadores, políticos e líderes da indústria em entender a viabilidade econômica da nova fonte de energia (SAMPAIO e GONZÁLEZ, 2017).

A energia elétrica gerada por meio de módulos fotovoltaicos pode ser feita em grandes parques e por sistemas fotovoltaicos instalados descentralizados em telhados. Os consumidores podem gerar pelo menos uma parte da eletricidade necessária em suas próprias residências, o que os torna parcialmente independentes da energia elétrica vinda da rede. Além disso, o preço de geração da energia FV caiu abaixo do valor da energia comercializada pelas concessionárias em muitas partes do mundo. Isso significa que, calculada a média durante a vida útil do sistema fotovoltaico, a eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico é mais barata que a eletricidade da rede. (SMETS, JAGER *et al.*, 2015).

1.2 JUSTIFICATIVA

Sabe-se que os edifícios representam um percentual muito alto de consumo de energia elétrica em comparação com outros setores econômicos (GUL e PATIDAR, 2014). Embora as porcentagens variem de país para país, os edifícios são responsáveis por cerca de 30 a 45% da demanda global de energia. Edifícios comerciais,

principalmente edifícios de escritórios e universidades, são classificados entre os que apresentam o maior consumo de energia (GUL e PATIDAR, 2014).

De acordo com a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012), a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses. Além disso, nessa mesma resolução normativa, a compensação também pode se dar quando a unidade consumidora não se encontra no local de compensação, configurando-se, dessa forma, autoconsumo remoto. Caracteriza-se essa modalidade de compensação de energia quando uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, (incluídas matriz e filial) ou Pessoa Física esteja em local diferente de outras unidades consumidoras, desde que encontrem-se dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

Tendo em vista a possibilidade da geração FV e a energia FV excedente injetada na rede da distribuidora poder ser compensada na modalidade autoconsumo remoto e a grande demanda de energia elétrica de edificações de *campi* Universitários, torna-se muito interessante a análise da viabilidade técnica e financeira da inserção da minigeração solar fotovoltaica na UFSC, já que a UFSC detém, em seu CNPJ, diferentes unidades consumidoras. Neste trabalho, foi escolhida, para a inserção da geração FV, a unidade consumidora Fazenda da Ressacada II, na qual se tem uma extensa área descoberta, possibilitando a instalação em solo de módulos fotovoltaicos para geração de energia elétrica.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Este trabalho visa analisar a viabilidade técnica e a atratividade financeira da minigeração FV de 1 MWp que seria instalada em solo e conectada à UC Fazenda da Ressacada II.

1.3.2 Objetivos específicos

- a) Avaliar a viabilidade da instalação, em solo, da minigeração FV de 1 MWp e sua integração à UC Fazenda da Ressacada II, localizada no bairro Tapera, Florianópolis, Santa Catarina;
- b) Escolher as tecnologias de módulos e inversores comerciais (que apresentam maior utilização no mercado) para serem utilizadas no projeto FV;
- c) Estimar, via PVSyst, a energia gerada e indicadores de desempenho (PR e Yield) para a minigeração FV de 1 MWp a ser integrada à UC Fazenda Ressacada II;
- d) Calcular os benefícios financeiros oriundos da agregação da geração FV;
- e) Avaliar a atratividade financeira do retorno do investimento do sistema FV.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho foi dividido em Introdução, Revisão Bibliográfica, Metodologia, Resultados e Discussão e Considerações Finais.

No capítulo 1 é apresentada a Introdução, na qual aborda o contexto em que o trabalho se enquadra.

No capítulo 2, a Revisão Bibliográfica aponta os conceitos básicos relacionados ao tema, como recurso solar, energia solar fotovoltaica, inversores e indicadores de desempenho.

O capítulo 3 apresenta a Metodologia utilizada para alcançar os objetivos propostos.

Os resultados e as análises dos mesmos são apresentados no capítulo 4.

Por fim, são apresentadas algumas considerações finais e recomendações para trabalhos futuros nos capítulos 5 e 6.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 RECURSO SOLAR

A energia solar é a fonte disponível e gratuita de energia desde sempre, embora seja usada na maioria das vezes de maneira primitiva. A energia solar pode ser usada diretamente para iluminação de casas e edifícios, geração de eletricidade, cozinhar alimentos, aquecimento de água, materiais de secagem, e outras variedades de usos comerciais e industriais (GANGOPADHYAY et al., 2013).

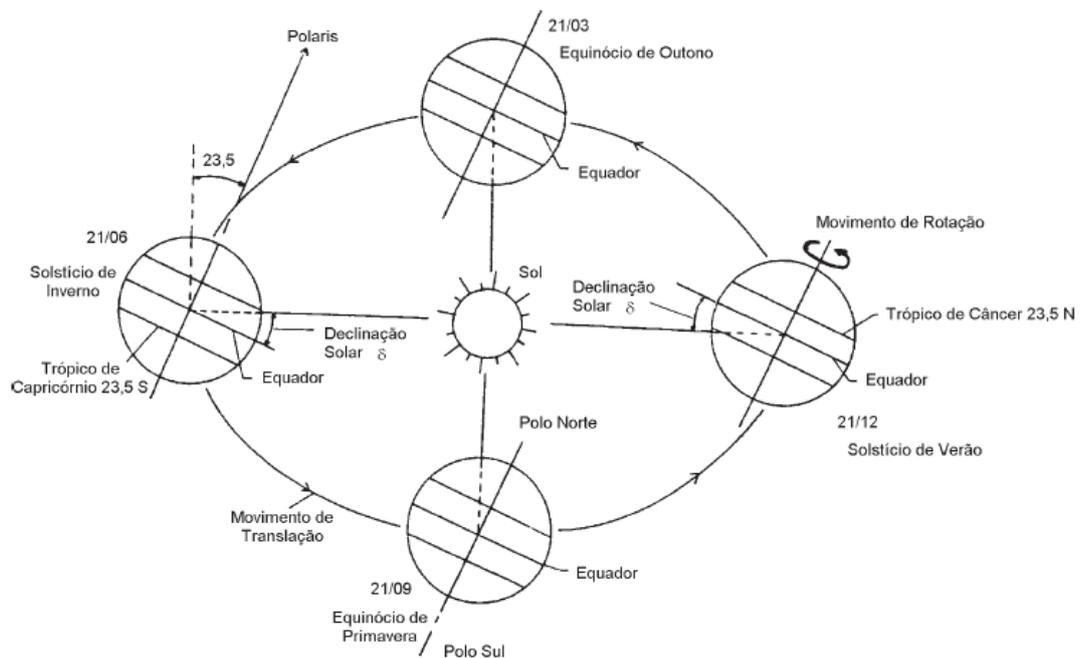
A produção total de energia solar é de $3,8 \cdot 10^{20}$ MW, o que é equivalente a uma irradiância emitida de 63 MW/m² da superfície do sol. Essa energia é emitida em todas

as direções. A Terra recebe apenas uma pequena fração da irradiância total emitida, o equivalente a $1,7 \cdot 10^{14}$ kW. No entanto, mesmo com esta pequena fração, estima-se que 84 minutos de radiação solar incidindo na superfície da Terra seja suficiente para atender à demanda mundial de energia por 1 ano (cerca de 900 EJ) (KALOGIROU, 2014).

Além disto, pode-se definir um valor médio para o nível de radiação solar incidente normalmente sobre uma superfície situada no topo da atmosfera. Dados recentes da WMO (World Meteorological Organization) indicam o valor médio de 1.367 W/m² para a radiação extraterrestre, chamada de “Constante Solar”. Fórmulas matemáticas permitem o cálculo, a partir da "Constante Solar", da radiação extraterrestre ao longo do ano, fazendo a correção pela órbita elíptica (ENERGIA, 2014).

A Figura 1 representa as diferentes incidências dos raios solares na superfície terrestre ao longo do ano.

Figura 1 - Representação das incidências dos raios solares na superfície terrestre ao longo do ano



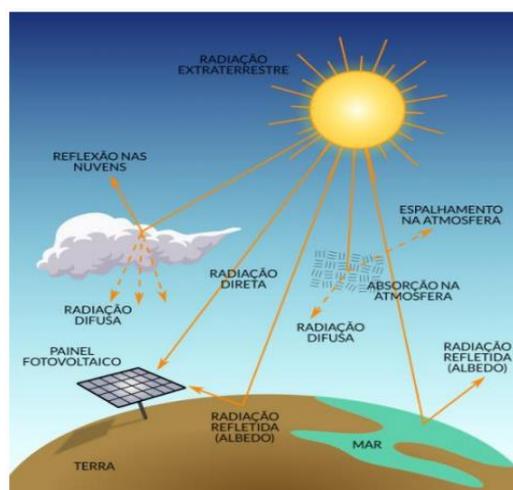
Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2004)

Observa-se que a energia solar emitida em determinado ponto na superfície do planeta varia ao longo do ano. O movimento de translação e o eixo de rotação inclinado da Terra fazem com que, em determinadas estações, o nível de irradiação solar incidente na superfície terrestre seja diferente.

2.1.1 Radiação Solar

A irradiação solar (Wh/m^2), ao penetrar na atmosfera, sofre diversos processos físicos e chega à superfície terrestre composta de uma parcela de irradiação direta e outra de irradiação difusa (PINHO e GALDINO, 2014). A Figura 2 representa como as radiações solares incidem no solo.

Figura 2 - Representação das diferentes radiações incidentes na superfície terrestre



Fonte: TIEPOLO et al. (2017)

A radiação global é a soma da radiação direta e da radiação difusa. A radiação direta corresponde aos raios solares que chegam diretamente do sol em linha reta e incidem sobre o plano horizontal com uma inclinação que depende do ângulo zenital do sol. Já a radiação difusa corresponde aos raios solares que chegam indiretamente ao plano. É resultado da difração na atmosfera e da reflexão da luz na poeira, nas nuvens e em outros objetos (VILLALVA, 2019).

2.1.2 Espectro Eletromagnético

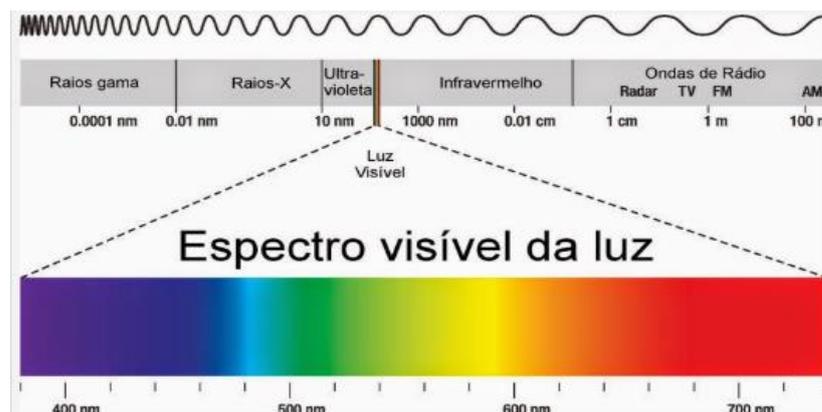
A radiação eletromagnética, ou luz, é uma forma de energia cujo comportamento é descrito pelas propriedades das ondas e das partículas.

De acordo com Harvey (2009), o espectro eletromagnético é o conjunto completo de todas as possíveis frequências, comprimentos de onda ou energia que a radiação

eletromagnética pode apresentar. Por conveniência, este espectro é classificado em várias regiões de acordo com o tipo de interação que as 19 radiações eletromagnéticas têm com a matéria em: Raios γ , Raios X, Ultravioleta (UV), Visível (VIS), Infravermelho, Micro-ondas ou Ondas de Rádio.

A Figura 3 representa o espectro eletromagnético por faixa de comprimento de onda e detalha o espectro visível da luz.

Figura 3 - Representação do espectro eletromagnético



Fonte: HUBBLESITE (2020)

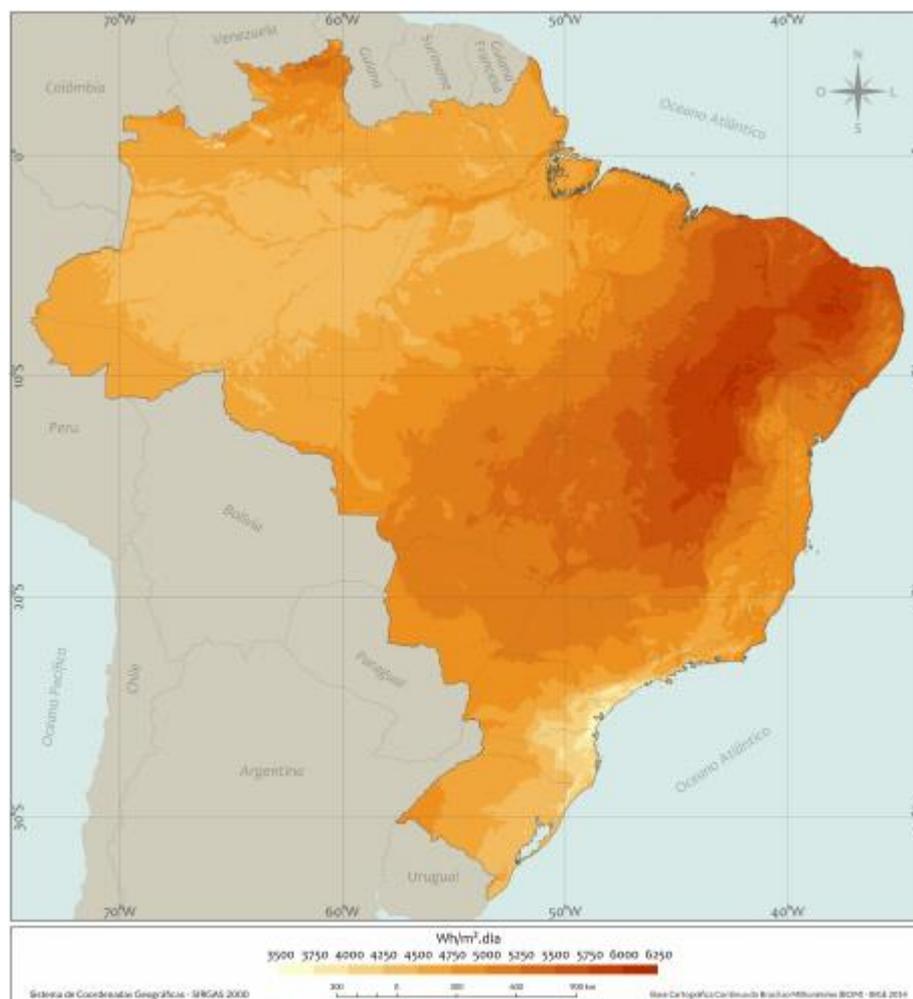
O espectro de irradiância solar está concentrado, principalmente, na faixa de comprimento de onda de 0,25 - 3,0 μm e é dividido em diferentes bandas, como UV, Banda visível e Infravermelho. Cerca de 48% da energia total está na faixa de 380 - 780 nm (banda visível), 46% da energia está na faixa de 780 - 3.000 nm (infravermelho) e apenas 6% da energia está na faixa de 200 - 380 nm, isto é, região ultravioleta (JAMIL et al., 2018).

O estudo do espectro de irradiância é útil para quantificar ganhos ou perdas espectrais que um módulo fotovoltaico pode sofrer sob o espectro real, quando comparado com o padrão. Portanto, a distribuição espectral da irradiância solar é um fator a ser levado em consideração ao prever a saída de energia de um sistema fotovoltaico (NOFUENTES et al., 2013).

2.2 ATLAS SOLARIMÉTRICO BRASILEIRO

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta o mapa da irradiação solar global horizontal para o território brasileiro.

Figura 4 - Mapa da Irradiação Solar Global Horizontal



Fonte: PEREIRA et al. (2017)

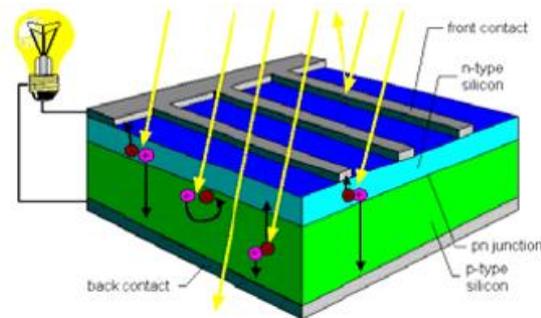
2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.3.1 Efeito Fotovoltaico

O funcionamento das células solares é baseado no efeito fotovoltaico, que é a conversão direta, por meio de um dispositivo semicondutor, da luz incidente em eletricidade. Essencialmente, os fótons com energia são absorvidos pelo semicondutor, transportando elétrons através de uma carga externa que representa o dispositivo desejado para ser alimentado (AVRUTIN et al., 2011).

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** representa o efeito fotoelétrico n o funcionamento da uma célula fotovoltaica conectada a uma carga.

Figura 5 - Representação do efeito fotoelétrico em uma célula fotovoltaica



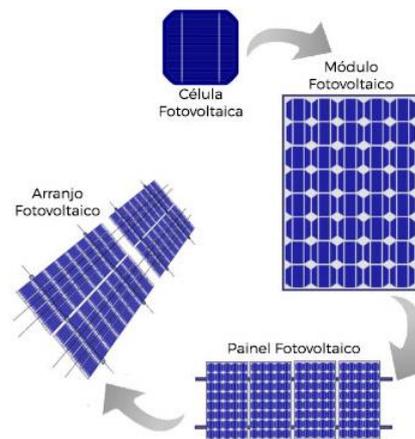
Fonte: BRASIL (2014)

2.3.2 Sistemas Fotovoltaicos

As células fotovoltaicas geram eletricidade a partir da incidência da luz solar direta. Diversas células fotovoltaicas constituem o módulo fotovoltaico e vários módulos conectados em série e/ou em paralelo formam o sistema fotovoltaico. Estes sistemas são combinações de muitos elementos, tais como, módulos FV, instalações mecânicas e elétricas, baterias, inversores, controladores de carga, sistemas de controle de rastreamento solar e outros equipamentos (HOSENUZZAMAN et al., 2015).

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** representa os elementos básicos q ue compõem o sistema, desde a célula fotovoltaica até o arranjo fotovoltaico.

Figura 6 - Representação de um arranjo de módulos de um sistema fotovoltaico



Fonte: ROSSI (2019)

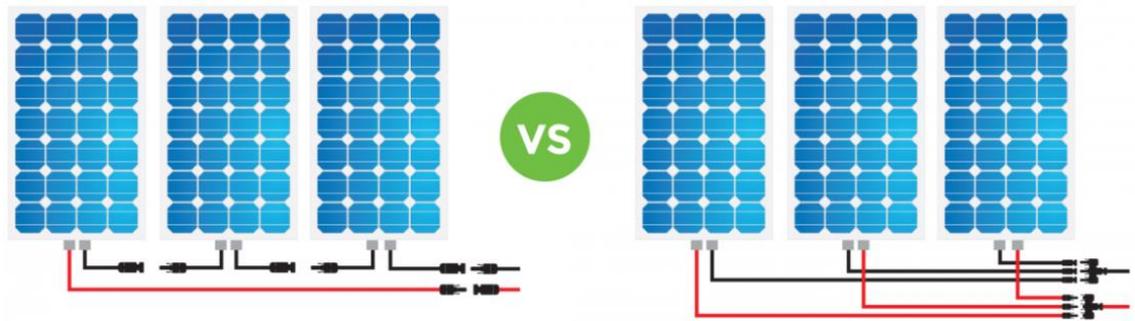
2.3.3 Composição dos Sistemas Fotovoltaicos

A conexão de módulos fotovoltaicos é dimensionada de acordo com as características do inversor de frequência utilizado. Para se ter um sistema solar fotovoltaico funcional, é necessário que os módulos sejam conectados de maneira a se criar um circuito elétrico através do qual a corrente fluirá para o inversor, de forma a, posteriormente, ser consumida ou injetada na rede. Em sistemas fotovoltaicos, cada conjunto de módulos associados é chamado de *string*.

De acordo com Brown (2019), as conexões em série e paralelo das strings resultam em diferentes efeitos no sistema fotovoltaico. Na conexão em série, as tensões de saída dos módulos são somadas, mantendo-se a corrente da *string*, enquanto na conexão em paralelo as correntes de saída dos módulos são somadas, mantendo-se a tensão da *string*.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta como são realizados os dois tipos de conexões de módulos fotovoltaicos.

Figura 7 - Conexão série e paralelo de módulos fotovoltaicos



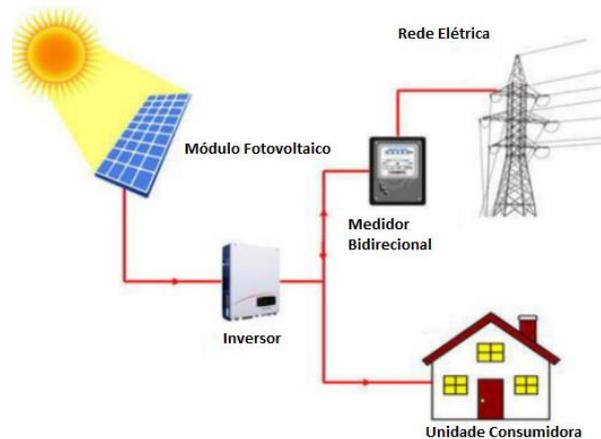
Fonte: ROSSI (2019)

2.3.4 Sistemas Conectados à Rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são caracterizados por estarem efetivamente interligados ao sistema público de fornecimento de energia. Durante os momentos em que não há geração de energia elétrica, o sistema utiliza a rede da concessionária como fonte de energia. Também pelo fato de o sistema estar conectado em paralelo com a rede elétrica, ele injeta na mesma o excedente da energia gerada. Tal energia é contabilizada pelo medidor de energia elétrica bidirecional. A principal vantagem destes sistemas é o grande aproveitamento da produção de energia, visto que toda a geração do sistema FV é consumida instantaneamente ou injetada na rede.

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, é apresentada a conexão de uma unidade consumidora (UC) com geração fotovoltaica integrada à rede elétrica.

Figura 8 - UC com geração fotovoltaica conectada à rede elétrica



Fonte: AMIR et al. (2020)

2.3.5 Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos

De acordo com Ghosh et al. (2019), estudos mostram que a eficiência de módulos fotovoltaicos muda consideravelmente de acordo com a alteração de fatores ambientais, tais como: comprimento de onda da irradiância incidente, umidade relativa, temperatura ambiente, velocidade do vento, deposição de poeira e sombreamento parcial. A escolha cuidadosa de implementação de medidas de mitigação de perdas pode aumentar significativamente as taxas de desempenho dos projetos de sistemas fotovoltaicos.

2.3.6 Perdas por Sombreamento

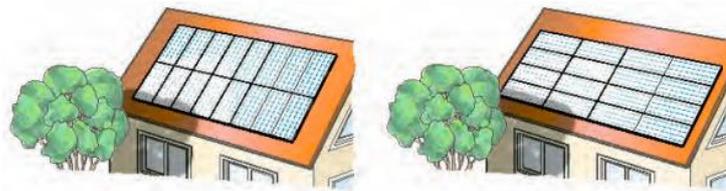
Uma das principais causas de perdas na geração de energia em sistemas fotovoltaicos é o sombreamento parcial. Tal fato ocorre porque os painéis fotovoltaicos consistem em uma série de células solares fotovoltaicas que são conectadas em série no circuito. Isso significa que, quando a saída de energia de uma única célula é significativamente reduzida, a saída de energia para o todo o sistema em série é reduzida ao nível da corrente que passa pela célula com menor incidência solar.

Portanto, uma pequena quantidade de sombreamento pode reduzir significativamente o desempenho de todo o sistema de painéis solares fotovoltaicos.

Embora seja possível implementar projetos que diminuam ao máximo o sombreamento, mesmo que uma pequena seção do painel solar fotovoltaico esteja na sombra, o desempenho de todo o painel solar fotovoltaico será significativamente reduzido.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** representa como o sistema se comporta quando existe a obstrução parcial da irradiação no módulo, afetando toda a série de células.

Figura 9 - Representação do sistema quando há a obstrução parcial de irradiação no módulo



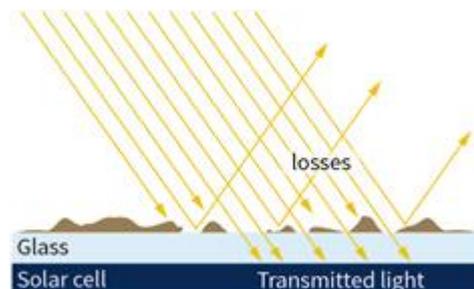
Fonte: SOCIETY (2013)

2.3.7 Perdas por sujeira

As perdas por sujeira se referem à perda de potência resultante da poeira, sujeira, neve e outras partículas que cobrem a superfície do módulo fotovoltaico. A poeira é uma camada fina que cobre a superfície do módulo. Essa camada de partículas é resultado da poluição atmosférica, erupções vulcânicas, partículas de combustão, entre outras fontes de sujeira. A quantidade de partículas acumuladas na superfície do módulo fotovoltaico afeta a energia fornecida pelo módulo fotovoltaico.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta a representação do acúmulo de partículas na superfície do módulo fotovoltaico.

Figura 10 - Representação do acúmulo de partículas na superfície do módulo fotovoltaico



Fonte: ZONEN (2017)

2.3.8 Perdas por temperatura

A temperatura de operação desempenha um papel importante na questão de eficiência na geração de energia de um sistema fotovoltaico. De acordo com Skoplaki e Palyvos (2009), foram desenvolvidos diferentes estudos que mostram correlações entre temperatura da célula fotovoltaica, clima, temperatura ambiente, velocidade do vento local, fluxo de radiação solar e a geração de energia FV. Seus estudos apresentam o efeito adverso sobre a geração FV como aumento da temperatura operacional no módulo fotovoltaico.

2.3.9 Perdas por mismatch - Compatibilidade

De acordo com o site PVsyst (2020), os módulos não são completamente iguais. Com o tempo de uso a longo prazo, todos os módulos não se degradam da mesma maneira. Os diferentes desgastes ao longo do tempo e as diferentes deposição de partículas nas superfícies dos módulos levam a um aumento da perda por incompatibilidade. Além disso, o comprimento do fio nos arranjos de módulos é diferente de um para outro, especialmente em sistemas grandes (inversores centralizados). A temperatura pode ser diferente nos diferentes lugares de um sistema de grande porte, sendo mais frio nas bordas e, em sistemas de grande potência instalada, a irradiância pode variar de um módulo para outro no caso de passagem de nuvens.

2.3.10 MPPT – Seguidor de Ponto Máximo de Potência

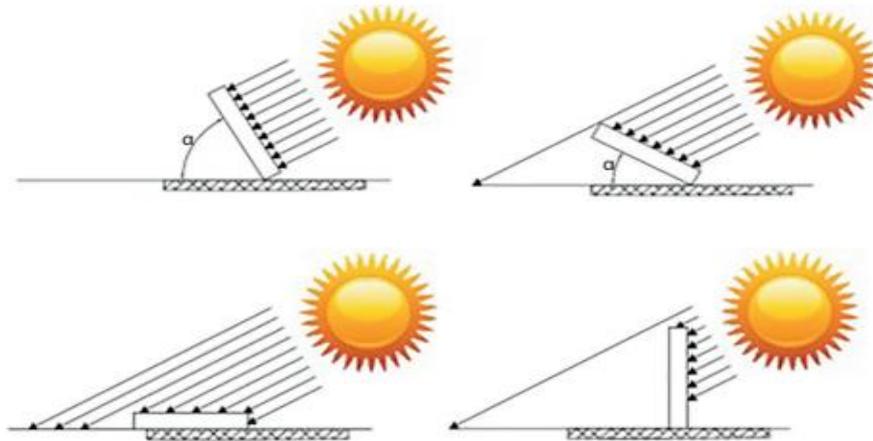
O seguidor de ponto máximo de potência é uma tecnologia presente nos inversores para aumentar sua eficiência energética (ENERGIA, 2019). Tendo em vista que os valores de irradiância solar e temperatura podem variar momentaneamente, o sistema garante que o módulo esteja sempre transferindo a sua máxima potência elétrica instantânea. Para sistemas com módulos em duas ou mais posições diferentes, a utilização de inversores com mais de um MPPT é benéfico para o sistema.

2.3.11 Impacto do ângulo de incidência

Diversos parâmetros podem afetar o rendimento do conjunto de módulos solares fotovoltaicos. O principal deles é o parâmetro radiação solar, que depende fundamentalmente da localização geográfica da instalação. Os efeitos da inclinação e orientação dos painéis no rendimento do gerador dependem da razão entre a radiação direta e difusa locais, que é característica do ambiente que circunda a instalação. A inclinação ótima com relação à horizontal para incidência solar máxima em regime anual é dada pela latitude local. A orientação ideal é a de uma superfície voltada para o equador (norte geográfico para instalações no hemisfério sul e sul geográfico para instalações no hemisfério norte).

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** representa a inclinação ótima que é dada pela latitude local para melhor aproveitamento da irradiação solar.

Figura 11 - Representação da inclinação ótima que é dada pela latitude local para maior geração solar



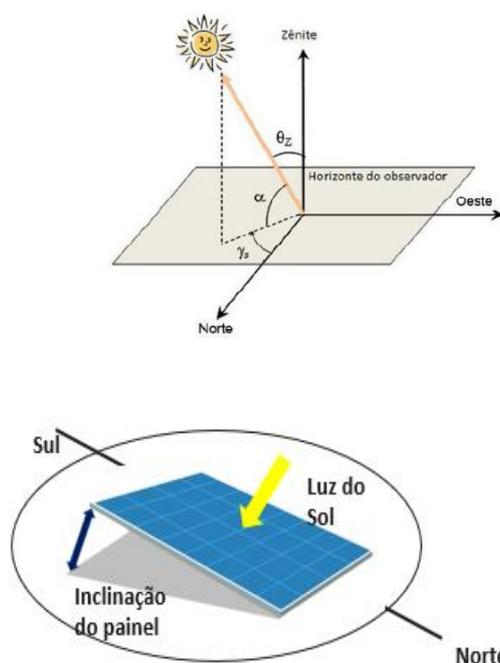
Fonte: FLANDOLI (2017)

2.3.12 Impacto do desvio azimutal

O azimute é o ângulo entre a linha de visão do sol projetada no plano horizontal e o Norte geográfico. O ângulo azimutal indica qual a melhor disposição dos módulos no plano do solo em relação à direção do polo norte terrestre.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** representa a orientação do módulo fotovoltaico de frente para o norte geográfico para sistemas localizados no hemisfério sul.

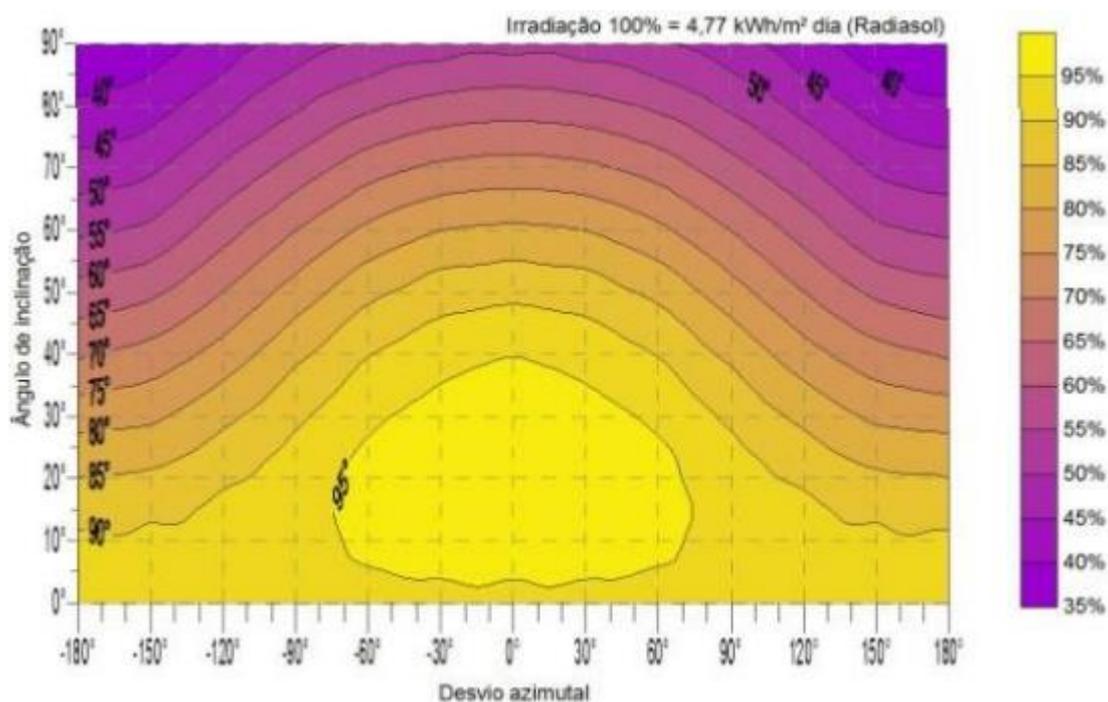
Figura 12 - Representação da orientação do módulo fotovoltaico de acordo com o desvio azimutal



Fonte: PINHO e GALDINO (2014)

De acordo com Santos e Rüter (2014), para a cidade de Florianópolis, a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta o valor percentual da irradiação solar em função do ângulo de inclinação e do desvio azimutal.

Figura 13 - Impacto na irradiação solar em função do ângulo de incidência e desvio azimutal



Fonte: SANTOS e RÜTHER (2014)

2.4 NORMAS E RESOLUÇÕES

2.4.1 Resolução Normativa N° 414, de 9 de setembro de 2010 - ANEEL

A resolução normativa n° 414 da ANEEL estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica.

2.4.2 Unidade Consumidora

De acordo com a Resolução Normativa n° 414, unidade consumidora é o conjunto composto por instalações, ramal de entrada e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega com medição individualizada.

2.4.3 Distribuidora de Energia

A distribuidora de energia é agente titular de concessão ou permissão federal que presta serviço público de distribuição de energia elétrica.

O serviço público de distribuição de energia elétrica é realizado por concessionárias, permissionárias e autorizadas. De acordo com o Contrato de Concessão publicado pela ANEEL, é de responsabilidade da concessionária elaborar os projetos, executar as obras necessárias ao fornecimento e participar financeiramente até o ponto de entrega de energia elétrica, nos termos da legislação específica, bem como operar e manter o seu sistema elétrico (ANEEL, 2020).

2.4.4 Demanda de Energia

De acordo com esta resolução normativa, demanda é a média das potências elétricas ativas ou reativas solicitadas pela unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kvar).

O fornecimento de demanda contratada pela unidade consumidora deve ser disponibilizado pela distribuidora conforme valor e período fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, expressa em quilowatts (kW).

Além disso, a demanda faturável é valor da demanda de potência ativa com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).

2.4.5 Composição Tarifária

A composição tarifária se dá por meio do cálculo do encargo de uso do sistema de distribuição, calculado pelo produto da tarifa de uso pelos respectivos montantes de uso do sistema de distribuição e de energia contratados. Os encargos referentes ao consumo de energia são os seguintes:

- a) Tarifa de energia – TE: valor em R\$/MWh, referente ao faturamento mensal do consumo de energia;
- b) Tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD: valor em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica.

2.4.6 Classes de fornecimento

A seguir são relacionadas as classes de fornecimento de energia elétrica.

Grupo A: fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;

Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;

Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;

Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;

Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;

Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Grupo B: fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

Subgrupo B1 - residencial;

Subgrupo B2 - rural;

Subgrupo B3 - demais classes;

Subgrupo B4 - Iluminação pública.

2.4.7 Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012 - ANEEL

A Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012) estabelece as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

2.4.7.1 Minigeração Distribuída

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW ou fontes renováveis de energia elétrica, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

2.4.7.2 Autoconsumo Remoto

De acordo com essa regulação, Autoconsumo Remoto é caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Física ou Jurídica que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente do consumo, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

2.4.7.3 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

O Sistema de compensação de Energia Elétrica é o sistema no qual a energia ativa injetada é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Para fins de compensação, a unidade consumidora passa a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses relativo à energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora. Além disso, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh.

O excedente de energia que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, observando o enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto.

Nos sistemas em que se utiliza o Sistema de Compensação de Créditos, em cada unidade consumidora, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh).

2.4.7.4 Contratação de Demanda

Conforme a Resolução Normativa nº 482 de 2012 da ANEEL, em Unidades Consumidoras com sistema de geração fotovoltaica instalado, deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo da demanda contratada para o consumidor do Grupo A, desde que seja igual ou maior a potência de saída do sistema FV.

2.5 INDICADORES FINANCEIROS

Existem diferentes maneiras de avaliar o desempenho e a viabilidade econômica de projetos em implementação. A identificação de valores, tais como, Valor Presente Líquido, Taxa Mínima de Atratividade, Taxa Interna de Retorno e Tempo de Retorno de Investimento são alguns dos critérios utilizados.

2.5.1 Valor Presente Líquido – VPL

De acordo com Zizlavsky (2014), o primeiro princípio da abordagem do VPL é que o valor do dinheiro investido no futuro é menor do que um determinado valor hoje. Portanto, nessa circunstância, os fluxos de caixa futuros são descontados a cada ano.

2.5.2 Taxa Mínima de Atratividade - TMA

A TMA reflete o custo de oportunidade do capital mobilizado, o qual aumenta com o risco estimado do projeto. Na verdade, em projetos mais arriscados, são esperados retornos mais elevados. Isso significa que essa abordagem é ajustada ao risco (GAILLY, 2011).

2.5.3 Taxa Interna de Retorno – TIR

A Taxa Interna de Retorno sobre o investimento (TIR), de acordo com Botchkarev e Andru (2011), é uma das medidas para avaliação de desempenho mais popular usada na análise de negócios. A TIR é uma ferramenta poderosa nas tomadas de decisões para implementação de projetos. Esse indicador também é usado para avaliar a eficiência de um investimento ou para comparar a eficiência de vários investimentos diferentes.

2.5.4 Tempo de Retorno de Investimento – *Payback*

A avaliação financeira que visualiza o tempo de retorno de investimento, utilizada para avaliar investimentos em novos projetos, calcula o retorno por ano desde o início do projeto até que os retornos acumulados sejam iguais ao custo do investimento, momento em que se diz que o investimento foi inteiramente pago pelas receitas provenientes do investimento. De acordo com Lefley (1995), o tempo necessário para atingir esse retorno é denominado *payback* e tem se mostrado um método tradicional, popular, primário e importante nas análises de investimento.

2.5.5 Custo padronizado de Energia – LCOE

De acordo com Williams e Rubert (2019), nos últimos anos, está sendo observado que os custos de geração da energia térmica e da energia renovável estão diminuindo, decorrentes do resultado da inovação tecnológica e comercial e mudanças na receita, mecanismos de apoio que possibilitam o financiamento de projetos com custos menores. Como ferramenta de comparação para implementação de fontes alternativas de energia, o custo padronizado de energia (LCOE) é amplamente utilizado. Segundo o mesmo estudo, como uma métrica comparativa importante, é necessário que o uso deste indicador seja claramente compreendido. O cálculo do custo unitário da energia fornece uma medida comparativa útil na implementação de projetos de geração de energia.

3 METODOLOGIA

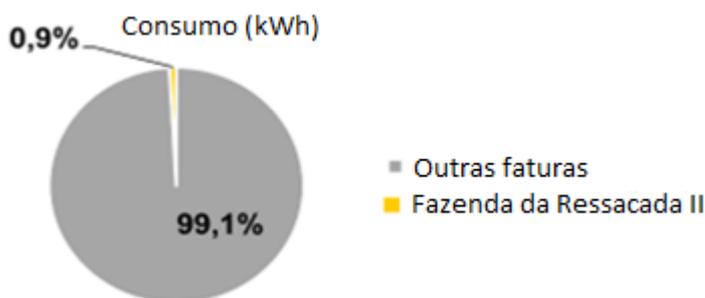
Este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica e a atratividade financeira da minigeração fotovoltaica de 1 MWp que seria instalada em solo e conectada na UC Fazenda da Ressacada II. Esta UC é de titularidade da UFSC. Todas as análises serão feitas para o ano de 2019, tendo em vista este ser um ano típico, sem os impactos da pandemia da COVID 19 no consumo de energia elétrica da UFSC, verificado nos anos de 2020 e 2021.

Em 2019, o consumo de energia elétrica de todas as UCs da UFSC foi de aproximadamente 25,4 GWh (DPAE, 2019).

3.1 UC FAZENDA DA RESSACADA II

O consumo da UC Fazenda da Ressacada II (UC número 29810044), no ano de 2019, foi de 245,44 MWh, representando apenas 0,97% do consumo anual da UFSC (DPAE). A Figura 14 apresenta o consumo da UC Fazenda da Ressacada II em relação às outras UCs da UFSC.

Figura 14 - Consumo de energia da UC Fazenda da Ressacada II



Fonte: DPAE (2019)

A UC Fazenda da Ressacada II pertence ao subgrupo A4 (alimentada em 13,8 kV) e a UFSC contrata sua energia elétrica junto à concessionária local (Celesc-DIS) na modalidade Horossazonal Verde.

A Fazenda Experimental da Ressacada II está localizada no Bairro da Tapera, Florianópolis-SC, distante cerca de 16 quilômetros do *Campus* Cidade Universitária. Possui área de 183,43 ha (em escritura), e 169,79 ha de área real. Do total, aproximadamente 233.900 m² são classificadas de vegetação nativa (Floresta Ombrófila Densa), e 288.890 m² de banhados (manchas de formações pioneiras com influência

município de Florianópolis (27,685° Sul; 48,544° Oeste), para obter a maior média anual de geração fotovoltaica para esta localidade.

3.3 DADOS METEOROLÓGICOS

Nas simulações realizadas, foram utilizados dados de temperatura ambiente média diária obtidos via INMET (2020) para a cidade de Florianópolis. Os valores de irradiação solar global horizontal média mensal foram obtidos por meio o banco de dados da 2ª edição do ATLAS Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2017). **A Erro! Fonte d e referência não encontrada.** apresenta os valores de temperatura e irradiação utilizados nas simulações.

Tabela 1 - Valores de irradiação e temperatura ambiente – Florianópolis

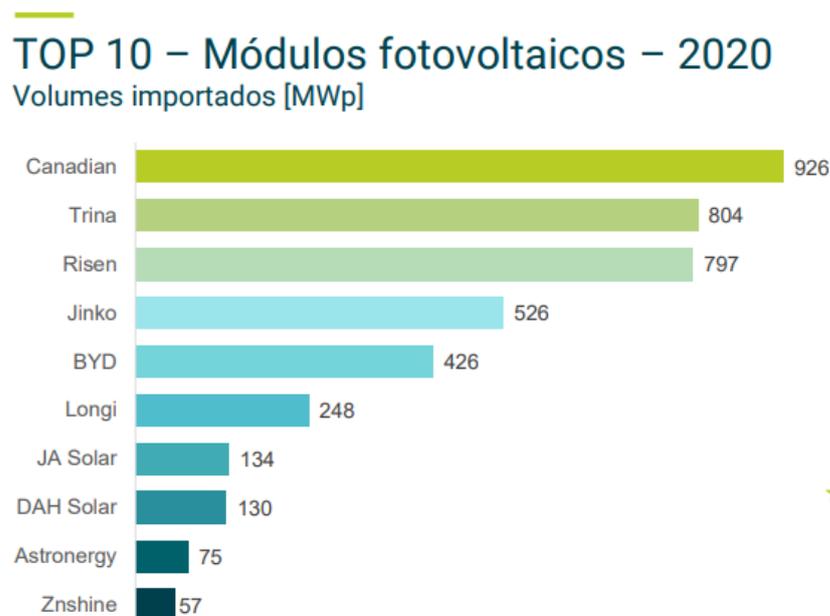
Mês	Irradiação Global Horizontal Fazenda da Ressacada II (kWh/m ²)	Temperatura (°C)
Jan/19	190,1	25,2
Fev/19	160,7	24,8
Mar/19	153,5	24,7
Abr/19	116,4	24,3
Mai/19	95,8	20,9
Jun/19	78,3	17,6
Jul/19	85,0	17,2
Ago/19	105,2	16,8
Set/19	110,7	20,5
Out/19	142,0	21,0
Nov/19	175,6	23,1
Dez/19	192,8	24,9
Ano	1.606,1	21,8

Fonte: O autor

3.4 TECNOLOGIA

A escolha da tecnologia foi baseada em pesquisa de mercado da Greener (2020). A marca do módulo utilizado é a do fabricante que tem maior importação no mercado brasileiro. A Figura 16 apresenta as marcas com maior importação no Brasil.

Figura 16 - Marcas dos módulos FV importados no Brasil



Fonte: Receita Federal, 2021 e Greener

Fonte: GREENER (2021)

A tecnologia utilizada nos módulos fotovoltaicos é de silício multicristalino (p-Si). A potência FV que seria instalada é de 1.081 kWp, com 3.000 módulos. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta os valores das principais características do módulo.

Tabela 2 - Valores das principais características dos módulos utilizados nas simulações (ver Anexo A)

Potência Nominal (Wp)	V _{mpp} (V)	I _{mpp} (A)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)
360	39,6	9,1	47	9,67

V_{mpp} = Tensão de máxima potência;

I_{mpp} = Corrente de máxima potência;

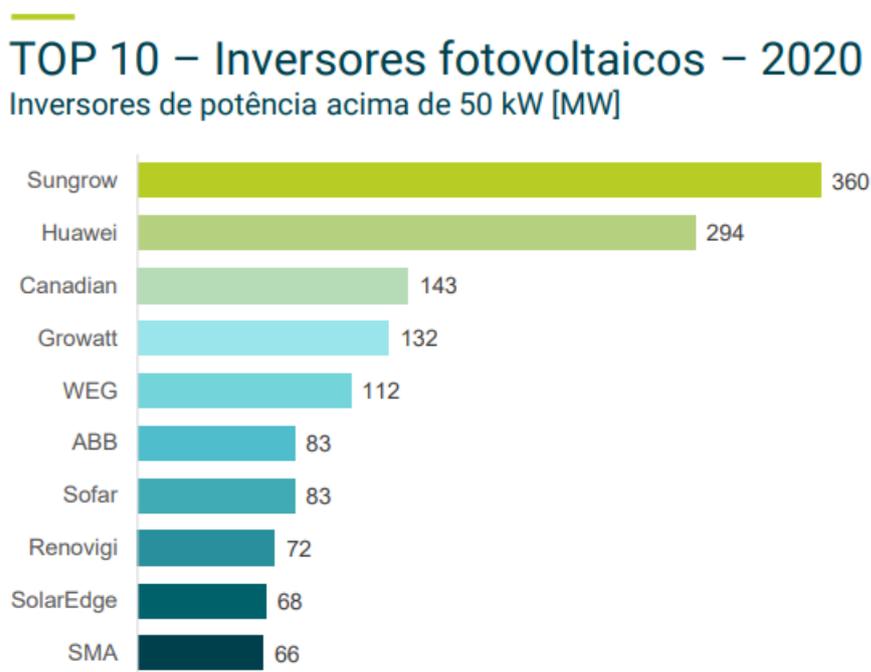
V_{oc} = Tensão de circuito aberto;

I_{sc} = Corrente de circuito aberto;

Fonte: O autor

A escolha dos inversores também levou em consideração a pesquisa de mercado (GREENER, 2020). A Figura 17 apresenta os principais fabricantes dos inversores importados no Brasil.

Figura 17 - Marcas dos inversores importados no Brasil



Fonte: Receita Federal, 2021 e Greener

Fonte: GREENER (2021)

Serão utilizados, no total, nove (9) inversores de mesma marca e fabricante, com potência máxima de saída de 110 kVA. As características dos inversores utilizados para as simulações dos sistemas de minigeração solar fotovoltaica estão descritas na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e no Anexo A.

Tabela 3 - Principais características dos inversores utilizados nas simulações

Entrada (DC)		
Tensão Máxima entrada	1100	V
Limites de tensão PV, MPPT	200-1000	V
Máxima corrente de entrada	26*9	A
Máxima corrente de entrada por arranjo	30	A
Número de rastreadores MPPT	9	
Máxima número de <i>strings</i> por MPPT	2	
Saída (AC)		
Potência Aparente de Saída Máxima	110	kVA
Corrente Máxima de saída	158,8	A
Tensão Nominal AC / Range	320-460	V
Fator de potência ($\cos \phi$)	0,99-0,8	Capacitivo e Indutivo
Conexão AC	3	Trifásico

Fonte: O autor

3.5 SIMULAÇÕES – PVSYSY

Para avaliar a geração solar fotovoltaica do sistema instalado em solo na UC Fazenda da Ressacada II, foi utilizado o *software* PVSyst. Os valores utilizados para perdas padronizadas que foram inseridos no programa estão representados na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Tabela 4 - Perdas padronizadas adotadas no software PVSyst para as simulações

Perda ôhmica	Perda da eficiência dos módulos	Perda por mismatch	Perda por sujeira	Perdas LID
1,50%	-0,80%	1,00%	3,00%	1,30%

Fonte: O autor

Para avaliar a produção efetiva do sistema FV, em base mensal e anual, foram calculados o desempenho global (*Performance Ratio*), a produtividade e o fator de capacidade.

O desempenho global (PR) do sistema simulado é obtido por (1).

$$PR_i = (E_i^{gerada} \cdot I^{ref}) / (P \cdot Irr_i) \quad (1)$$

onde:

PR_i = Desempenho global no intervalo de tempo especificado;

i = Intervalo de tempo especificado;

P = Potência instalada na usina, expressa em kW;

E_i^{gerada} = Energia gerada pela usina no intervalo de tempo especificado (obtida via *software PVSyst*), expressa em kWh;

I^{ref} = Irradiância de referência (1.000 W/m²);

Irr_i = Irradiação solar no intervalo de tempo especificado (obtido via dados Atlas), expressa em kWh/m².

A produtividade (*Yield*) do sistema simulado é apresentada em (2).

$$Y_i = E_i^{gerada} / P \quad (2)$$

onde:

Y_i = Produtividade no intervalo de tempo especificado, expressa em horas;

i = Intervalo de tempo especificado;

P = Potência instalada da usina, expressa em kW;

E_i^{gerada} = Energia gerada pela usina no intervalo de tempo especificado, expressa em kWh (obtido via *software PVSyst*).

O fator de capacidade do sistema simulado é apresentado em (3).

$$FC_i = \frac{E_i^{gerada}}{P \cdot i} \quad (3)$$

onde:

FC_i = Fator de capacidade no intervalo de tempo especificado;

i = Intervalo de tempo especificado;

P = Potência instalada da usina, expressa em kW;

E_i^{gerada} = Energia gerada pela usina no intervalo de tempo especificado, expressa em kWh (obtido via *software* PVSyst).

3.6 COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS EM DIFERENTES POSTOS TARIFÁRIOS

De acordo com a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012), para as UCs participantes do Sistema de Compensação de Créditos, a compensação deve ser feita, primeiramente, no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, no posto tarifário em que não ocorreu geração. Tendo em vista que foi considerado, para ambas as simulações, geração somente no horário fora ponta, as compensações do consumo no horário ponta, quando houver, se darão de acordo com o Fator de Ajuste.

O cálculo do Fator de Ajuste se dá pela razão entre as tarifas de energia ponta e fora ponta. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta os valores utilizados no cálculo de compensação para diferentes postos tarifários.

Tabela 5 – Fator de Ajuste para compensação no posto tarifário diferente ao de geração

Fator de Ajuste	Subgrupo	TE			
		Ponta	Fora Ponta (FP)	Relação	
		R\$/MWh	R\$/MWh	FP/P	P/FP
2019/1	A4 (2,3 a 25 kV)	472,51	297,16	0,63	1,59
2019/2	A4 (2,3 a 25 kV)	402,27	233,34	0,58	1,72

Fonte: ANEEL (2020)

A diferença entre a energia gerada e a consumida no horário fora ponta, depois de multiplicada pelo fator de ajuste, será descontada do consumo no horário ponta. Caso ainda haja excedente de energia gerada no horário ponta, a compensação passa a ser realizada, neste caso, em outras Ucs participantes do Sistema de Compensação de Créditos.

Portanto, após compensada a energia nos postos tarifários ponta e fora ponta da mesma UC, o excedente de energia será utilizado para compensação em outra Ucs de mesma titularidade da UFSC.

3.7 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA

Levando-se em consideração o baixo consumo de energia elétrica da UC Fazenda da Ressacada II, a energia ativa gerada nesta localidade, além de abater o consumo da própria UC, tanto em horário ponta quanto no fora ponta, terá seu excedente injetado na rede, gerando créditos que podem ser descontados no consumo de outras Ucs de titularidade da UFSC por meio do autoconsumo remoto.

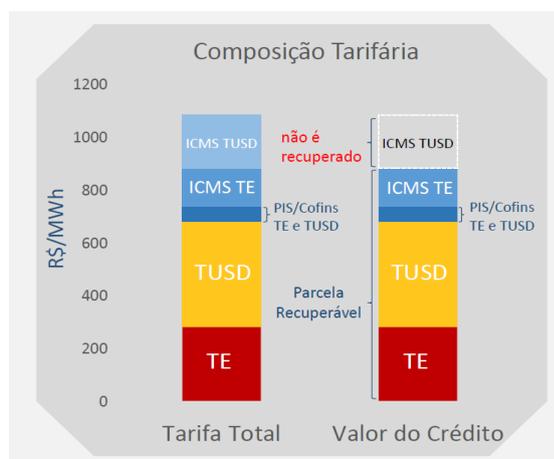
De acordo com a ANEEL (2016), a publicação do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, o Convênio ICMS 16, de 22/4/2015, autorizou as unidades federadas a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica. Dessa forma, os estados que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015 estão permitidos a concederem isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica injetada na rede de distribuição pelo consumidor.

No estado de Santa Catarina, foi emitido o decreto nº 233, de 30 de agosto de 2019, que introduz as atribuições relativas à circulação de energia elétrica sujeita ao faturamento sob o sistema de compensação de créditos, aplicando-se para unidades consumidoras com potência instalada de geração menor ou igual a 1 MW. De acordo com o Artigo 233:

“Enquanto vigorar o Convênio ICMS 16/15, de 22 de abril de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), fica concedida a isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).”

Portanto, a composição da tarifa de compensação, que é multiplicada pelo excedente de energia ativa injetada na rede e que se aplica para as unidades consumidoras, localizadas no estado de Santa Catarina, é apresentada na Figura 18.

Figura 18 – Composição Tarifária



Fonte: GREENER (2019)

Portanto, para o estudo de compensação de créditos decorrentes da energia injetada na rede, na composição da tarifa de compensação, não serão contabilizados a incidência do ICMS no crédito gerado.

Para o cálculo da tarifa de compensação, conforme a Celesc-DIS (2020), usa-se (4).

$$Tarifa\ final\ em\ R\$ = \frac{Tarifa\ homologada}{[100 - (aliquota\ PIS + aliquota\ COFINS + aliquota\ ICMS)]/100} \quad (4)$$

Para o cálculo da tarifa de compensação de energia nos subgrupos A4 (alta tensão) e B3 (baixa tensão), foi considerado o valor de ICMS para o estado de Santa Catarina, PIS e COFINS para os respectivos meses de 2019, e as tarifas TUSD e TE fora ponta de acordo com a Resolução Homologatória nº 2.436 de 13 de agosto de 2018 e a Resolução Homologatória nº 2.593, de 20 de agosto de 2019 da ANEEL.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta, para o ano de 2019 e para unidades consumidoras alimentadas em baixa tensão, a evolução mensal dos valores de TUSD e TE e dos impostos que incidem sobre a tarifa de energia elétrica

Tabela 6 – Composição da tarifa de energia elétrica de Ucs alimentadas em baixa tensão

SUBGRUPO B3								
Mês	TUSD s/ ICMS/ PIS/COFINS (R\$/kWh)	TE s/ ICMS/ PIS/COFINS (R\$/kWh)	ICMS	PIS	COFIN S	TUSD c/ PIS/COFINS (R\$/kWh)	TE c/ ICMS/ PIS/COFINS (R\$/kWh)	Tarifa Total (R\$/ kWh)
Jan/19	0,209	0,312	25%	1,52%	6,99%	0,228	0,47	0,697
Fev/19	0,209	0,312	25%	0,98%	4,52%	0,221	0,45	0,669
Mar/19	0,209	0,312	25%	0,25%	1,17%	0,212	0,42	0,635
Abr/19	0,209	0,312	25%	0,00%	0,00%	0,209	0,42	0,624
Mai/19	0,209	0,312	25%	0,12%	0,55%	0,210	0,42	0,630
Jun/19	0,209	0,312	25%	0,84%	3,89%	0,219	0,44	0,663
Jul/19	0,209	0,312	25%	1,54%	7,07%	0,228	0,47	0,698
Ago/19	0,222	0,247	25%	1,65%	7,60%	0,245	0,38	0,621
Set/19	0,222	0,247	25%	0,99%	4,56%	0,235	0,36	0,592
Out/19	0,222	0,247	25%	0,58%	2,70%	0,230	0,34	0,575
Nov/19	0,222	0,247	25%	0,11%	0,53%	0,224	0,33	0,557
Dez/19	0,222	0,247	25%	0,24%	1,10%	0,225	0,34	0,561

Fonte: Celesc-DIS (2020)

Para a compensação dos créditos decorrentes da energia FV excedente injetada na rede em UCs alimentadas em baixa tensão, serão contabilizadas as tarifas e os impostos referentes a cada mês, respeitando as regras de composição tarifária.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta, para o ano de 2019 e para unidades consumidoras alimentadas em média tensão, a evolução mensal dos valores de TUSD e TE e dos impostos que incidem sobre a tarifa de energia elétrica.

Tabela 7 – Composição da tarifa de energia elétrica de UCs alimentadas em média tensão

SUBGRUPO A4 – Fora Ponta								
Mês	TUSD s/ ICMS/ PIS/ COFINS (R\$/kWh)	TE s/ ICMS/ PIS/ COFINS (R\$/kWh)	ICMS	PIS	COFINS	TUSD c/ PIS/ COFINS (R\$/kWh)	TE c/ ICMS/ PIS/ COFINS (R\$/kWh)	Tarifa Total (R\$/ kWh)
Jan/19	0,068	0,297	25%	1,52%	6,99%	0,074	0,45	0,521
Fev/19	0,068	0,297	25%	0,98%	4,52%	0,072	0,43	0,499
Mar/19	0,068	0,297	25%	0,25%	1,17%	0,069	0,40	0,473
Abr/19	0,068	0,297	25%	0,00%	0,00%	0,068	0,40	0,464
Mai/19	0,068	0,297	25%	0,12%	0,55%	0,068	0,40	0,468
Jun/19	0,068	0,297	25%	0,84%	3,89%	0,071	0,42	0,494
Jul/19	0,068	0,297	25%	1,54%	7,07%	0,074	0,45	0,522
Ago/19	0,073	0,233	25%	1,65%	7,60%	0,081	0,35	0,435
Set/19	0,073	0,233	25%	0,99%	4,56%	0,077	0,34	0,413
Out/19	0,073	0,233	25%	0,58%	2,70%	0,076	0,33	0,401
Nov/19	0,073	0,233	25%	0,11%	0,53%	0,074	0,31	0,387
Dez/19	0,073	0,233	25%	0,24%	1,10%	0,074	0,32	0,391

Fonte: Celesc-DIS (2020)

Para a compensação dos créditos decorrentes da energia FV excedente injetada na rede em UCs alimentadas em média tensão, serão contabilizadas as tarifas e os impostos referentes a cada mês, respeitando-se as regras da composição tarifária.

A Tabela 8 apresenta, para o ano de 2019 e para unidades consumidoras alimentadas em média tensão, a evolução mensal dos valores de TUSD e TE e dos impostos que incidem sobre a tarifa de energia elétrica.

Tabela 8 - Tarifa de compensação para a injeção de energia na rede na UC
Fazenda da Ressacada II

SUBGRUPO A4 – Ponta								
Mês	TUSD s/ ICMS/ PIS/ COFINS (R\$/kWh)	TE s/ ICMS/ PIS/ COFINS (R\$/kWh)	ICMS	PIS	COFINS	TUSD c/ PIS/ COFINS (R\$/kWh)	TE c/ ICMS/ PIS/ COFINS (R\$/kWh)	Tarifa Total (R\$/ kWh)
Jan/19	0,760	0,473	25%	1,52%	6,99%	0,831	0,711	1,541
Fev/19	0,760	0,473	25%	0,98%	4,52%	0,804	0,680	1,484
Mar/19	0,760	0,473	25%	0,25%	1,17%	0,771	0,642	1,413
Abr/19	0,760	0,473	25%	0,00%	0,00%	0,760	0,630	1,390
Mai/19	0,760	0,473	25%	0,12%	0,55%	0,765	0,636	1,401
Jun/19	0,760	0,473	25%	0,84%	3,89%	0,798	0,672	1,470
Jul/19	0,760	0,473	25%	1,54%	7,07%	0,832	0,712	1,543
Ago/19	0,8086	0,40227	25%	1,65%	7,60%	0,891	0,612	1,503
Set/19	0,8086	0,40227	25%	0,99%	4,56%	0,856	0,579	1,435
Out/19	0,8086	0,40227	25%	0,58%	2,70%	0,836	0,561	1,397
Nov/19	0,8086	0,40227	25%	0,11%	0,53%	0,814	0,541	1,355
Dez/19	0,8086	0,40227	25%	0,24%	1,10%	0,820	0,546	1,366

Fonte: Celesc-DIS (2020)

Para a compensação dos créditos decorrentes da energia FV excedente injetada na UC Fazenda da Ressacada II, serão contabilizadas as tarifas e os impostos referentes a cada mês, respeitando-se as regras da composição tarifária.

3.8 VIABILIDADE ECONÔMICA

As análises financeiras de retorno do investimento são feitas por meio das simulações de cálculo do tempo de retorno de investimento, do valor presente líquido (VPL) e da taxa de retorno de investimento (TIR). O custo por kWh gerado é apresentado pela equação do custo nivelado da energia gerada (*Levelized Cost of Energy – LCOE*).

O cálculo do VPL é feito conforme (5).

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - I \quad (5)$$

onde:

VPL = Valor Presente Líquido, expresso em reais;

I = Investimento inicial, expresso em reais;

FC_j = Receita proveniente do ano j, expresso em reais;

i = Taxa anual de juros empregada;

n = Vida útil do equipamento.

A TIR é calculada conforme com o auxílio de (6).

$$-I + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TIR)^j} = 0 \quad (6)$$

onde:

TIR = Taxa Interna de Retorno, expressa sem unidade;

I = Investimento inicial, expresso em reais;

FC_j = Receita proveniente do ano j, expresso em reais;

n = Vida útil do equipamento.

O *Levelized Cost of Energy* (LCOE) é calculado conforme (7).

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{At}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Mt}{(1+i)^t}} \quad (7)$$

onde:

LCOE = Levelized Cost of Investment (Custo médio de energia), expresso em R\$/kWh;

I = Investimento inicial, expresso em reais;

At = Gastos com operação e manutenção ao longo dos t anos de vida útil do equipamento, expresso em reais;

Mt = Energia elétrica gerada ao longo dos t anos de vida útil do equipamento, expresso em kWh;

i = Taxa anual de juros empregada;

n = Vida útil do equipamento.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

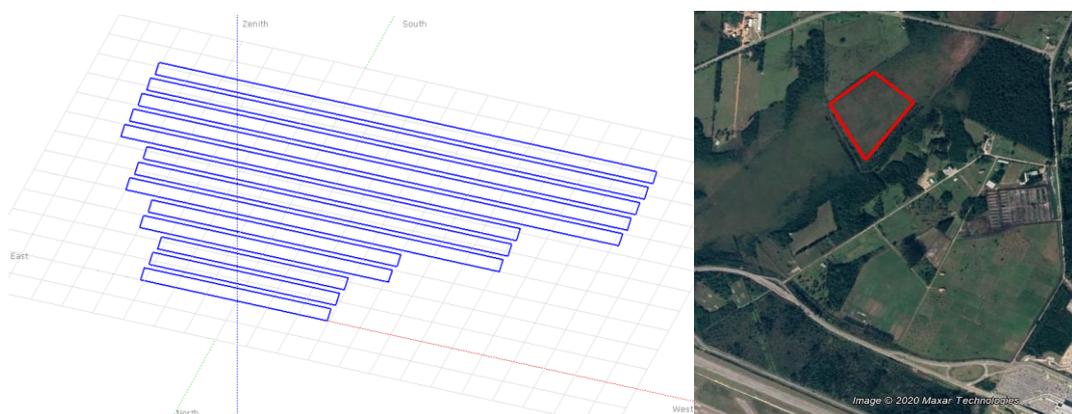
4.1 SIMULAÇÃO DA MINIGERAÇÃO FV NA FAZENDA DA RESSACADA II

A simulação do sistema de 3.000 módulos fotovoltaicos (1.080 kWp) Fazenda da Ressacada II foi feita de maneira otimizada, respeitando os limites de potência dos inversores e os limites do terreno. A distribuição dos módulos foi feita na inclinação de 22°, obtendo, desta maneira, o melhor resultado nas simulações para o sistema em questão. Os módulos FV foram distribuídos igualmente entre os inversores.

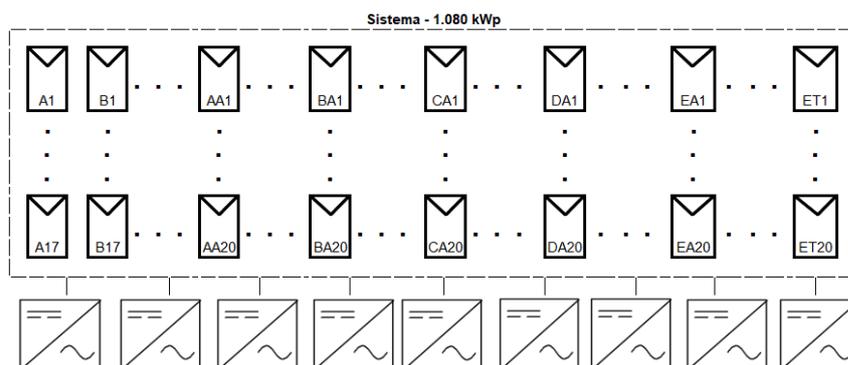
Os 3.000 módulos FV foram divididos em 150 *strings*, de maneira a respeitar as condições de operação dos nove (9) inversores utilizados e a área disponível para instalação do sistema.

A Figura 19 apresenta o modelo tridimensional utilizado nas simulações e suas respectivas associações de módulos (*strings*). Cada *string* é representada pela mesma cor em cada um dos sistemas fotovoltaicos simulados para fins de comparação da associação de módulos. Todas as imagens aéreas estão com face orientada para o norte e fora de escala.

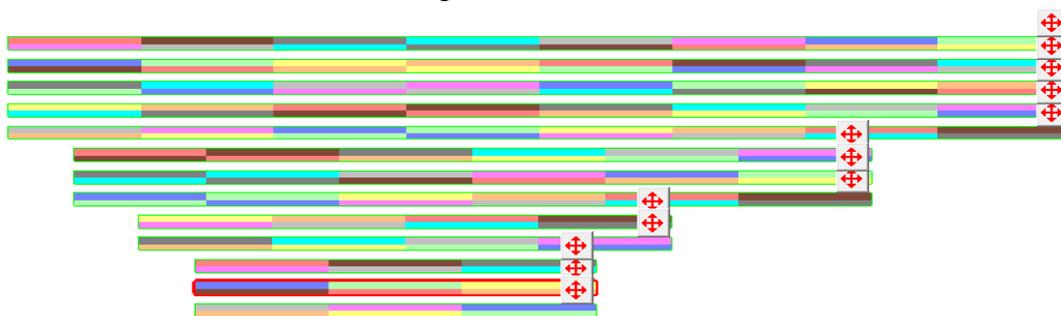
Figura 19 - Simulação realizada na UC Fazenda da Ressacada II



(i) Sistema simulado (ii) Localização em solo



a) Diagrama unifilar

b) Layout da disposição das *strings*

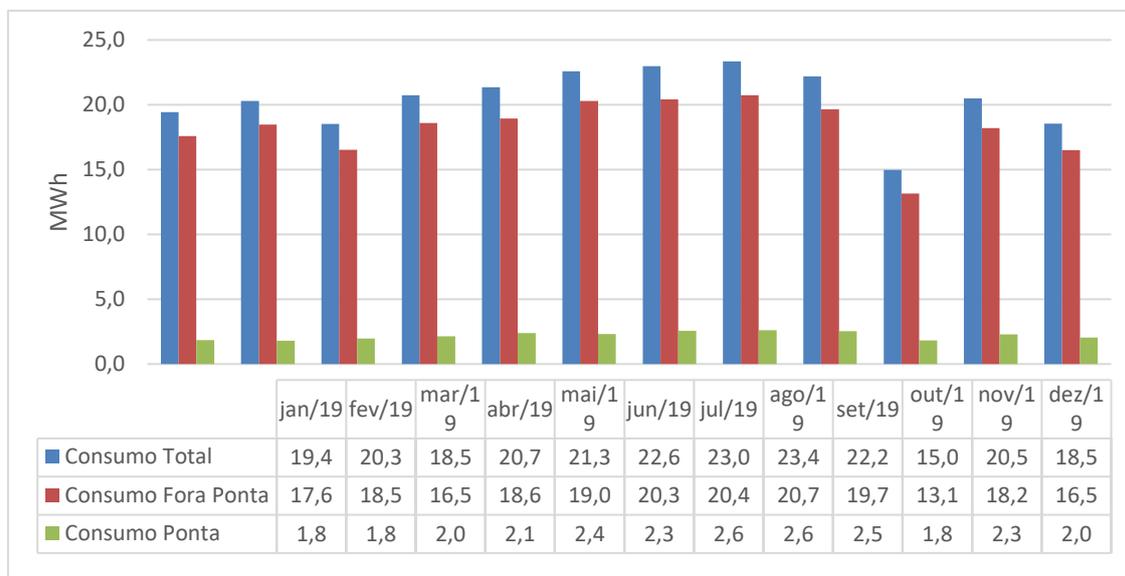
Fonte: O autor

No sistema FV analisado, observa-se que a distribuição das *strings* é balanceada. Tendo em vista que a orientação de cada conjunto de módulos é igual, o sistema fica menos vulnerável a perdas por *mismatch* e sombreamento.

4.2 CONSUMO DE ENERGIA

A Figura 20 apresenta, para a UC Fazenda da Ressacada II e para o ano de 2019, a evolução mensal do consumo de energia elétrica.

Figura 20 - Consumo de energia elétrica - UC Fazenda da Ressacada II



Fonte: O autor

No período analisado, o consumo de energia elétrica na UC Fazenda da Ressacada II foi maior durante o horário fora ponta. Durante esse horário, a maior parte das aulas foram ministradas, tendo em vista sua ocorrência em horário comercial.

4.3 CONTRATAÇÃO DE DEMANDA

Uma questão importante abordada na Resolução Normativa nº 482 de 2012 da ANEEL (ANEEL, 2012) é a limitação da potência instalada da central geradora dada pela potência disponibilizada para a unidade consumidora, que para o Grupo A, é a demanda contratada junto à distribuidora. No caso de aumento da potência instalada, deve-se solicitar aumento da demanda contratada.

Neste estudo, a instalação de 1 MWp nas dependências da UC Fazenda da Ressacada II implica em um acréscimo na demanda contratada, resultante da diferença da potência do sistema simulado e da demanda contratada atualmente. Nesta UC, a demanda contratada ficaria limitada ao valor mínimo de potência instalada do sistema.

Neste caso, a potência instalada do sistema fotovoltaico é a soma do valor de potência de saída de todos os inversores (990 kVA).

4.3.1 Fazenda da Ressacada II

Tendo em vista que o valor da demanda contratada sem a implantação do sistema fotovoltaico é menor que a soma das potências de saída dos inversores do sistema, haverá um acréscimo na demanda a contratar para a UC Fazenda da Ressacada II. Para a UC Fazenda da Ressacada II, os valores da demanda contratados nos 12 meses do ano de 2019 e os acréscimos na demanda a contratar após a inserção da geração FV de 1 MWp estão representados na Tabela 9.

Tabela 9 - Valores de demanda contratada, demanda faturada e acréscimo na demanda a contratar após a inserção da geração FV na UC Fazenda da Ressacada II

	Demanda Contratada (kW)	Demanda Faturada (kW)	Demanda contratada com Sistema Fotovoltaico (kW)	Acréscimo de Demanda Contratada (kW)
Jan/19	100,00	100,00	990	890
Fev/19	50,00	60,92	990	940
Mar/19	50,00	50,00	990	940
Abr/19	50,00	50,00	990	940
Mai/19	50,00	50,00	990	940
Jun/19	50,00	50,00	990	940
Jul/19	50,00	50,00	990	940
Ago/19	50,00	50,00	990	940
Set/19	50,00	50,00	990	940
Out/19	50,00	50,00	990	940
Nov/19	50,00	50,00	990	940
Dez/19	50,00	50,00	990	940

Fonte: DPAE (2020)

Observa-se que, após a inserção da geração FV na UC Fazenda da Ressacada II, será necessário contratar, junto à concessionária, a demanda no valor de 990 kW, o que irá elevar as despesas com demanda desta UC.

4.4 CUSTO DO SISTEMA

De acordo com a pesquisa de mercado realizada pela Greener (2020), o preço dos sistemas é representado pela Figura 21, para o segundo trimestre de 2020.

Figura 21 - Preço dos kits fotovoltaicos - Telhado e Solo



Fonte: GREENER (2021)

Para este sistema, foi utilizado para o preço unitário do kWp da minigeração FV instalada em solo o valor de **R\$ 3,97/Wp**.

4.5 GERAÇÃO DE ENERGIA

A Tabela 10 apresenta, para a minigeração FV de 1 MWp que seria instalada na Fazenda da Ressacada II, a inclinação/desvio azimutal dos painéis FV, fatores de desempenho, tais como, PR, Yield e Fator de Capacidade e a energia FV gerada.

Tabela 10 - Inclinação, potência nominal, número de módulos, indicadores de desempenho e energia FV gerada

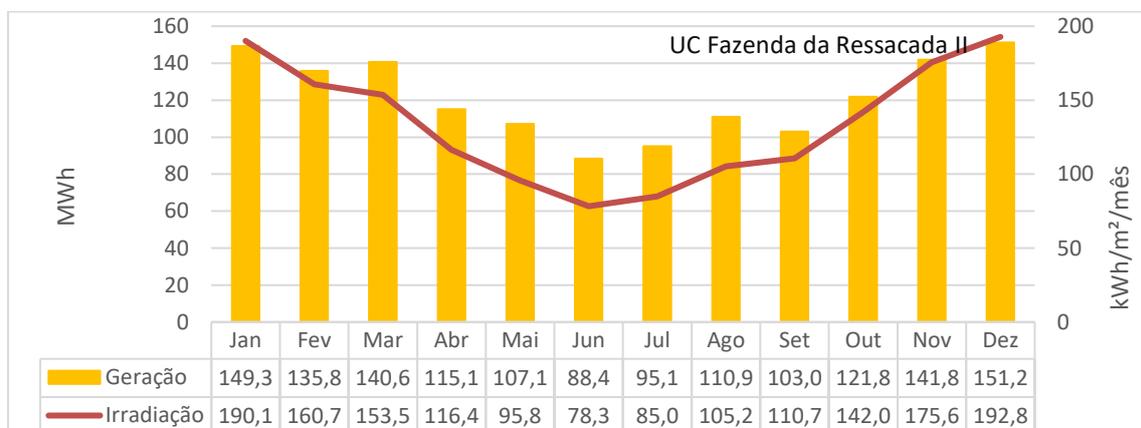
UC	Inclinação / Desvio Azimutal	Pot. Nominal (kWp)	Nº Módulo	PR (%)	Yf (MWh/kWp/ ano)	Fator de Capacidade	Energia (MWh/ Ano)
Faz. Ressacada	22/0	1.081	3.000	0,789	1,352	15,41%	1.460

Fonte: O autor

Os resultados mostram $PR = 0,78$, $Yield = 1,35$ MWh/kWp/ano e fator de capacidade de aproximadamente 15%.

A Figura 22 apresenta a evolução mensal da geração FV que seria instalada na UC Fazenda da Ressacada II.

Figura 22 - Geração solar FV do sistema simulado na UC Fazenda da Ressacada II



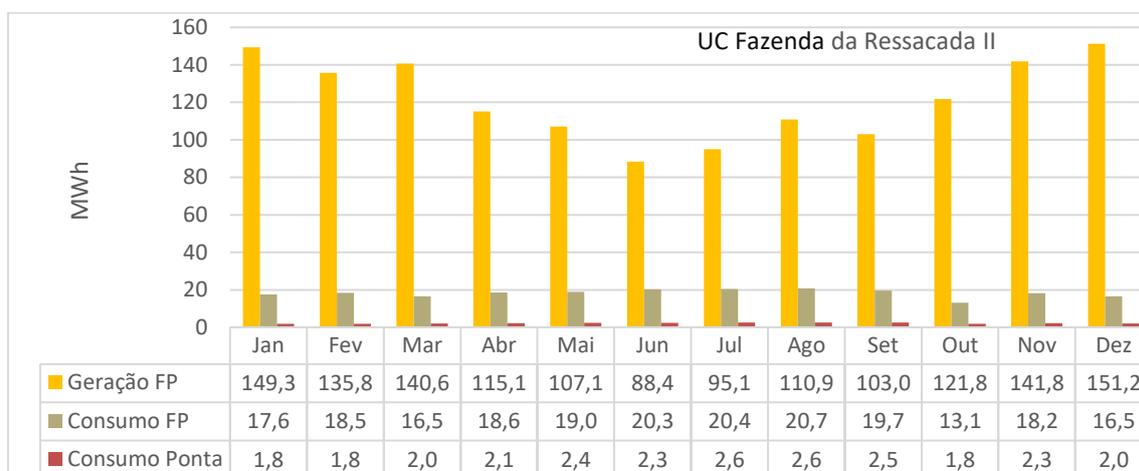
Fonte: O autor

Observa-se que a geração fotovoltaica na UC Fazenda da Ressacada II acompanha a curva de irradiação solar da localização em que se encontra. Observa-se a sazonalidade da geração, produzindo menos nos meses de inverno e mais nos meses de verão, tendo em vista a maior incidência de irradiação solar nessa estação.

A Figura 23 apresenta a geração solar FV e a energia consumida pela UC Fazenda da Ressacada II.

Figura 23 - Consumo (P e FP) e geração solar FV - UC Fazenda da Ressacada

II



Fonte: O autor

Ao ser comparada a geração fotovoltaica com o consumo de energia elétrica no horário de ponta e fora da ponta da UC Fazenda da Ressacada II, observa-se que a geração FV é maior do que a energia consumida no horário fora ponta. Portanto, a energia excedente injetada na rede da concessionária, após ser compensada no posto tarifário em que é gerada, ou seja, no horário fora ponta, seria compensada no horário de ponta desta UC e em outras UCs de propriedade da UFSC.

4.6 ANÁLISES FINANCEIRAS

Neste estudo, as análises financeiras levam em consideração os custos de equipamentos com valores de entrega ao cliente final, vida útil de 25 anos para os módulos fotovoltaicos e 15 anos para os inversores de frequência, sendo necessária a troca destes equipamentos ao fim da vida útil.

4.6.1 Fazenda da Ressacada II

O custo unitário e o custo total do sistema FV instalado estão apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Custo de instalação do sistema FV – UC Fazenda da Ressacada II

Potência Instalada (kWp)	Custo (R\$/Wp)	Total (R\$)
1.081	3,97	4.291.570,00

Fonte: O autor

A evolução mensal das despesas devido ao acréscimo da demanda contratada devido à instalação do sistema FV na UC Fazenda da Ressacada II está apresentada na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Todos os valores (com impostos) foram retirados da fatura da UC disponibilizada pela Celesc-DIS.

Tabela 12 - Valores de acréscimo de demanda contratada para atender a geração FV

Mês	Acréscimo de Demanda Contratada (kW)	Tarifa de Demanda (R\$/kW)	Custo Acréscimo Demanda (R\$)
Jan/19	890	18,49	16.464,13
Fev/19	940	17,69	16.442,71
Mar/19	940	16,71	15.713,51
Abr/19	940	16,40	15.416,00
Mai/19	940	16,54	15.554,95
Jun/19	940	17,50	16.453,68
Jul/19	940	18,52	17.415,27
Ago/19	940	18,84	17.717,61
Set/19	940	18,74	17.622,46
Out/19	940	18,15	17.064,70
Nov/19	940	17,50	16.458,85
Dez/19	940	17,67	16.615,26
Total	-	-	198.939,12

Fonte: Valores de tarifa retirados das faturas Celesc - DIS

Os resultados mostram que o acréscimo da demanda contratada devido à instalação da minigeração FV de 1 MWp aumentaria a despesa anual com demanda da UC em, aproximadamente, R\$ 198.939,12.

O valor do benefício, devido à agregação da geração FV na UC Fazenda da Ressacada, equivale a soma do custo evitado com o consumo evitado (autoconsumo da UC) e o crédito gerado decorrente da energia injetada na rede.

A Tabela 13 apresenta os valores mensais de custo evitado devido ao consumo evitado pela geração FV que seria inserida na UC Fazenda da Ressacada II. Todos os valores (com impostos) foram retirados da fatura Celesc-DIS.

Tabela 13 - Custo evitado devido ao consumo evitado pela geração FV que seria inserida na rede

Mês	Consumo Fora Ponta (kWh)	Tarifa Fora Ponta (R\$/kWh)	Consumo Ponta (kWh)	Tarifa de Compensação Ponta (R\$/kWh)	Custo total evitado devido ao consumo evitado pela geração FV na UC (R\$)
Jan/19	17.592,40	0,55	1.847,77	1,541	12.523,86
Fev/19	18.479,38	0,53	1.807,06	1,484	12.475,94
Mar/19	16.532,32	0,49	1.979,20	1,413	10.897,68
Abr/19	18.591,27	0,48	2.147,16	1,390	11.908,39
Mai/19	18.950,34	0,49	2.398,87	1,401	12.646,05
Jun/19	20.284,48	0,51	2.308,37	1,470	13.738,74
Jul/19	20.420,45	0,54	2.569,00	1,543	14.991,83
Ago/19	20.738,25	0,54	2.612,06	1,503	15.124,15
Set/19	19.656,33	0,44	2.542,84	1,435	12.298,62
Out/19	13.144,00	0,42	1.818,00	1,397	8.060,06
Nov/19	18.202,63	0,41	2.288,60	1,355	10.563,64
Dez/19	16.494,46	0,42	2.039,18	1,366	9.712,58
Total	219.086,31	-	26.358,11	-	144.941,55

Fonte: O autor

Para estimar o benefício gerado decorrente da injeção de energia na rede da concessionária, foram calculados os créditos gerados e a sua compensação em UCs

alimentadas em média e baixa tensão. Nas diferentes classes de tensão em que as UCs são atendidas, cada uma apresenta tarifas de energia com valores diferentes. Devido a isso, os valores de tarifa de compensação são diferentes.

4.6.2 Compensação da energia FV excedente gerada na UC Fazenda da Ressaca II em UCs alimentadas em média tensão

A Tabela 14 apresenta os valores mensais da geração FV, dos consumos da UC (P e FP), da energia injetada na rede pelo sistema simulado na UC Fazenda da Ressacada II e dos créditos gerados para a compensação em faturas de UCs da UFSC, alimentadas em média tensão.

Tabela 14 – Evolução mensal dos créditos que seriam gerados pela geração FV para compensação em UCs da UFSC alimentadas em média tensão

Mês	Geração FV (kWh)	Consumo FP Fazenda Ressacada II (kWh)	Créditos restantes após compensação FP (kWh)	Consumo Ponta Fazenda Ressacada II (kWh)	Créditos remanescentes após compensação Ponta (kWh)	Tarifa de Compensação Média Tensão (R\$/kWh)	Crédito Gerado (R\$)
Jan/19	149.300	17.592,40	131.707,60	1.847,77	128.993,55	0,521	67.205,64
Fev/19	135.800	18.479,38	117.320,62	1.807,06	114.646,84	0,499	57.208,77
Mar/19	140.600	16.532,32	124.067,68	1.979,20	121.131,67	0,473	57.295,28
Abr/19	115.100	18.591,27	96.508,73	2.147,16	93.258,81	0,464	43.272,09
Mai/19	107.100	18.950,34	88.149,66	2.398,87	84.485,31	0,468	39.539,13
Jun/19	88.400	20.284,48	68.115,52	2.308,37	64.561,01	0,494	31.893,14
Jul/19	95.100	20.420,45	74.679,55	2.569,00	70.721,80	0,522	36.916,78
Ago/19	110.900	20.738,25	90.161,75	2.612,06	86.161,85	0,435	37.480,40
Set/19	103.000	19.656,33	83.343,67	2.542,84	79.442,24	0,413	32.809,64
Out/19	121.800	13.144,00	108.656,00	1.818,00	105.950,10	0,401	42.485,99
Nov/19	141.800	18.202,63	123.597,37	2.288,60	120.168,61	0,387	46.505,25
Dez/19	151.200	16.494,46	134.705,54	2.039,18	131.692,24	0,391	51.491,67
Total	1.460.000	219.086	1.241.013,7	26.358,11	1.201.214,02	-	544.103,8

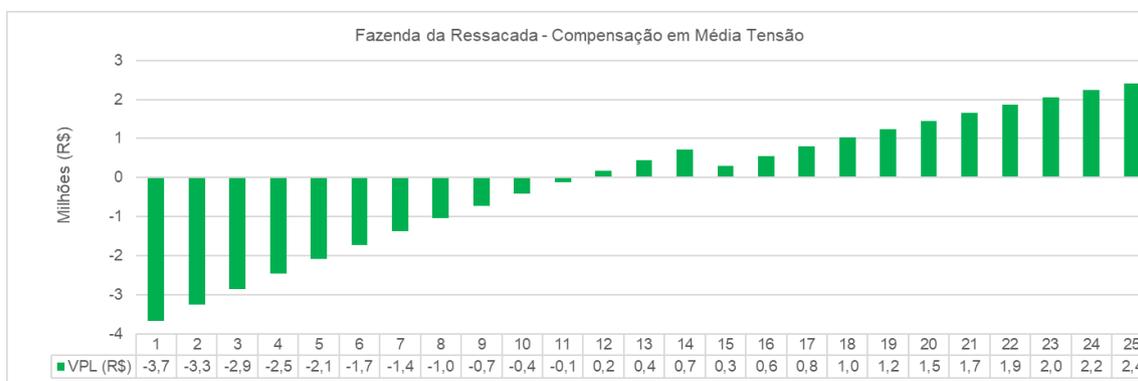
Fonte: O autor

Para a compensação da energia FV excedente gerada na Fazenda da Ressacada II em UCs da UFSC, alimentadas em média tensão, as análises financeiras de retorno do investimento levaram em consideração:

- I = R\$ 4.107.800,00
- i = 3% - (SELIC 2% a.a.)
- n = 25 anos
- Custo anual com acréscimo de demanda = **R\$ 198.939,12**
- Custo anual evitado com energia que deixou de ser consumida (autoconsumo) = **R\$ 144.941,54**
- Crédito anual gerado pela injeção de energia na rede = **R\$ 544.103,77**
- Queda de rendimento anual dos módulos de 0,5%
- Troca de inversores após 15 anos = **R\$ 115.000,00** por unidade – Total de 9 unidades
- O&M = 1% do investimento inicial
- Não será considerada inflação.

A Figura 24 apresenta o gráfico do VPL considerando a compensação da energia FV excedente gerada na UC Fazenda da Ressaca II em UCs em média tensão.

Figura 24 - Evolução anual do VPL para compensação da energia FV excedente gerada na UC Fazenda da Ressaca II em UCs em média tensão

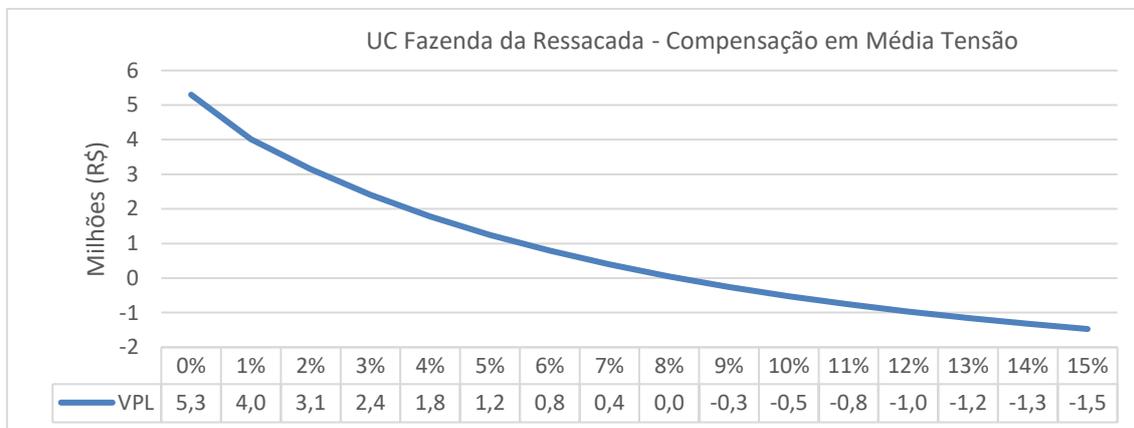


Fonte: O autor

Os resultados mostram VPL de R\$ 2.408.241,86, Taxa Interna de Retorno (TIR) de 4,99% a.a. e tempo de retorno de investimento em torno de 11 anos. Além disso, o custo médio de geração (LCOE) apresentou o valor de 208,74 R\$/MWh. Tendo em vista que o LCOE apresentou valor menor que a média das tarifas cobradas pela distribuidora de energia, esse resultado demonstra a viabilidade do projeto.

A Figura 25 apresenta a variação do VPL em função da TMA.

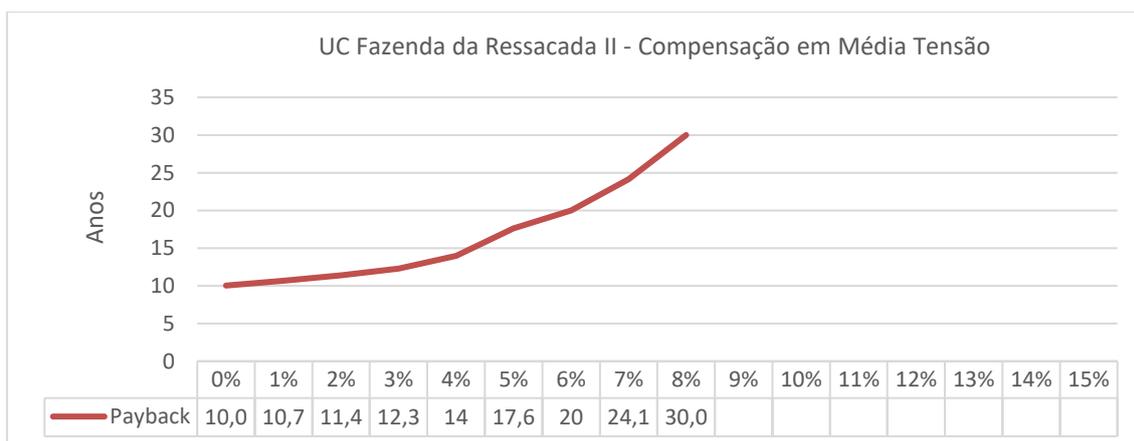
Figura 25 - Evolução anual do VPL em função da taxa mínima de atratividade do investimento



Fonte: O autor

Os resultados mostram atratividade financeira para o projeto para TMA de até 8% a.a. A Figura 26 apresenta a variação do *Payback* descontado em função da variação da TMA.

Figura 26 - Evolução anual do *Payback* descontado em função da taxa mínima de atratividade do investimento



Fonte: O autor

Para TMA maior do que 7% a.a., observa-se que o *Payback* descontado passa a ser maior do que 25 anos (tempo de vida útil do sistema), indicando viabilidade do projeto para taxas de juros menores do que este valor.

4.6.3 Compensação da energia FV excedente gerada na UC Fazenda da Ressaca II em UCs da UFSC alimentadas em baixa tensão

Para a compensação da energia FV excedente gerada na UC Fazenda da Ressaca II em UCs da UFSC alimentadas em baixa tensão, serão contabilizados os valores das despesas evitadas na UC Fazenda da Ressacada somados aos créditos gerados mensalmente devido à injeção de energia FV excedente na rede da concessionária multiplicados pelas respectivas tarifas.

A Tabela 15 apresenta os valores mensais da geração FV, dos consumos (P e FP) da UC Fazenda da Ressacada II, da energia injetada na rede pelo sistema simulado na UC Fazenda da Ressacada II e dos créditos gerados para a compensação em faturas de UCs da UFSC, alimentadas em baixa tensão.

Tabela 15 - Evolução mensal dos créditos gerados para compensação de UCs alimentadas em baixa tensão

Mês	Geração FV (kWh)	Consumo FP Fazenda Ressacada II (kWh)	Créditos restantes após compensação Fora Ponta (kWh)	Consumo Ponta Fazenda Ressacada II (kWh)	Créditos restantes após compensação Ponta (kWh)	Tarifa de Compensação Baixa Tensão (R\$/kWh)	Crédito Gerado (R\$)
Jan/19	149.300	17.592,40	1.847,77	2.932,97	128.993,55	0,697	89.908,50
Fev/19	135.800	18.479,38	1.807,06	2.868,35	114.646,84	0,669	76.698,74
Mar/19	140.600	16.532,32	1.979,20	3.141,59	121.131,67	0,635	76.918,61
Abr/19	115.100	18.591,27	2.147,16	3.408,19	93.258,81	0,624	58.193,50
Mai/19	107.100	18.950,34	2.398,87	3.807,73	84.485,31	0,630	53.225,75
Jun/19	88.400	20.284,48	2.308,37	3.664,08	64.561,01	0,663	42.803,95
Jul/19	95.100	20.420,45	2.569,00	4.077,78	70.721,80	0,698	49.363,81
Ago/19	110.900	20.738,25	2.612,06	4.503,55	86.161,85	0,621	53.506,51
Set/19	103.000	19.656,33	2.542,84	4.384,21	79.442,24	0,592	47.029,81
Out/19	121.800	13.144,00	1.818,00	3.134,48	105.950,10	0,575	60.921,30
Nov/19	141.800	18.202,63	2.288,60	3.945,86	120.168,61	0,557	66.933,92
Dez/19	151.200	16.494,46	2.039,18	3.515,83	131.692,24	0,561	73.879,35
Total	1460.100	219.086,31	26.358,11	43.384,61	1.201.214,02	-	749.383,74

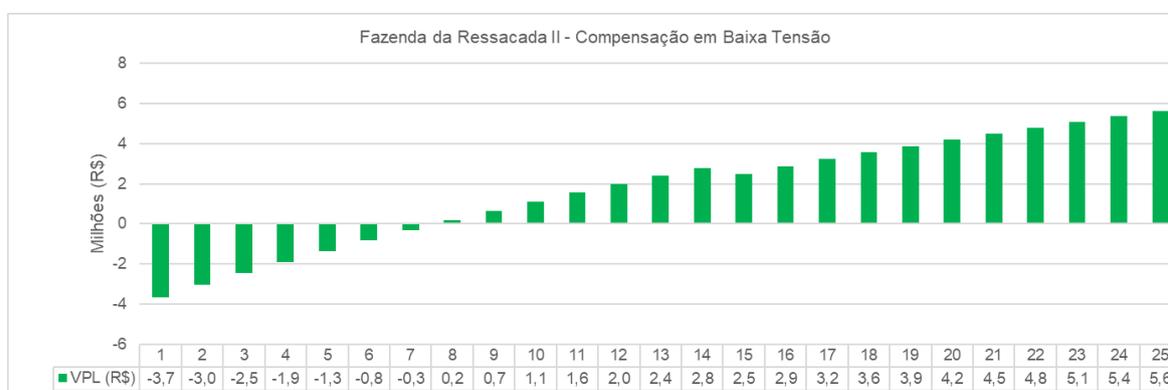
Fonte: O autor

Para a compensação da energia FV excedente gerada na Fazenda da Ressacada II em UCs da UFSC, alimentadas em baixa tensão, as análises financeiras de retorno do investimento levaram em consideração:

- I = R\$ 4.107.800,00
- $i = 3\%$ - (SELIC 2% a.a.)
- $n = 25$ anos
- Custo anual com acréscimo de demanda = R\$ 198.939,12
- Custo anual evitado com energia que deixou de ser consumida (autoconsumo) = **R\$ 144.941,54**
- Crédito anual gerado pela injeção de energia na rede = **R\$ 749.383,74**
- Queda de rendimento anual dos módulos de 0,5%
- Troca de inversores após 15 anos = **R\$ 115.000,00** por unidade – Total de 9 unidades
- O&M = 1% do investimento inicial
- Não será considerada inflação.

A Figura 27 apresenta, para a minigeração FV que seria inserida na UC Fazenda da Ressacada II, a evolução anual do VPL levando em consideração a compensação da energia FV excedente em UCs alimentadas em baixa tensão.

Figura 27 - Evolução anual do VPL para TMA de 3%

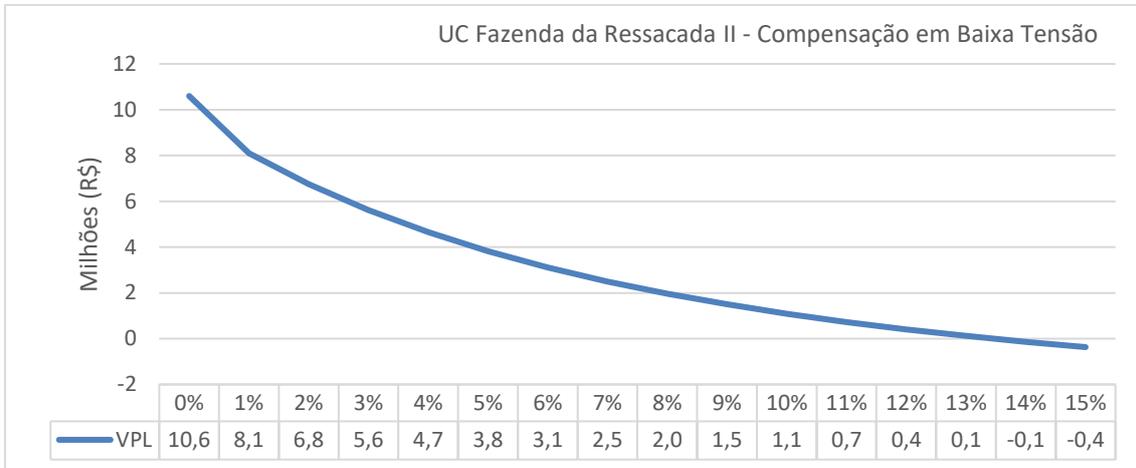


Fonte: O autor

Os resultados mostram VPL de R\$ 5.618.316,92, TIR de 10,87% a.a. e tempo de retorno do investimento de 7,9 anos. Além disso, o custo médio de geração (LCOE) apresentou o valor de R\$ 208,74/MWh. Tendo em vista que o LCOE é menor que a média das tarifas cobradas pela distribuidora de energia, esse resultado também demonstra a viabilidade do projeto.

A Figura 28 apresenta a variação do VPL em função da TMA.

Figura 28 - Evolução do VPL em função da TMA

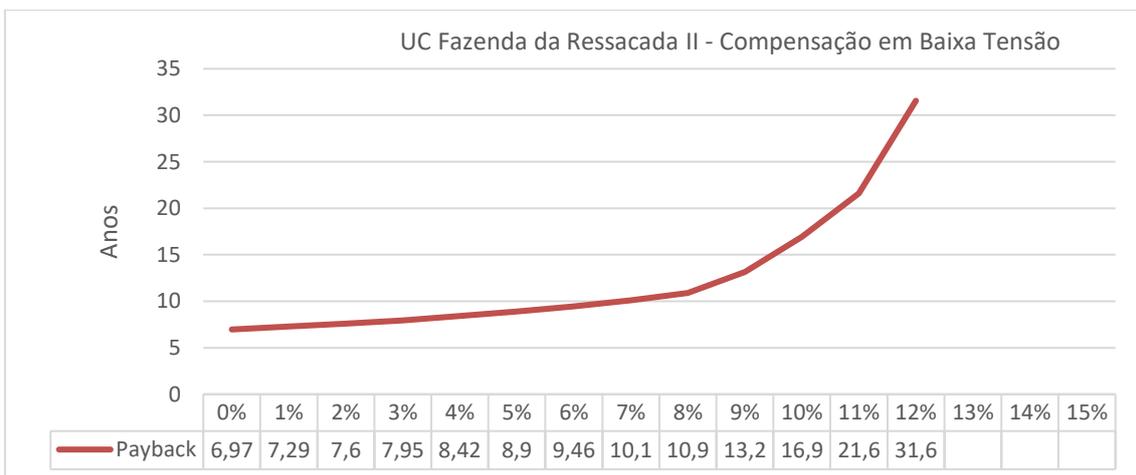


Fonte: O autor

Para TMA de até 13% a.a., observa-se VPL positivo, indicando viabilidade financeira do projeto para taxas menores que este valor.

A Figura 29 apresenta a variação do *payback* descontado em função da TMA.

Figura 29 - Evolução anual do Payback descontado em função da taxa mínima de atratividade do investimento



Fonte: O autor

Para TMA maior do que 11% a.a., observa-se que o *Payback* descontado passa a ser maior do que 25 anos (tempo de vida útil do sistema), indicando viabilidade do projeto para taxas menores que este valor.

4.7 TABELA RESUMO – FAZENDA DA RESSACADA II

A Tabela 16 apresenta o resumo dos principais indicadores técnicos e financeiros referentes à inserção do sistema FV na UC Fazenda da Ressacada II (levando em consideração a compensação da energia FV excedente gerada em UCs de MT e em UCs de BT).

Tabela 16 - Resumo do consumo e despesas da UC Fazenda da Ressacada II

Mês	Consumo Ponta s/ FV	Consumo Fora Ponta s/ FV	Geração FV (kWh)	Despesa evitada no Consumo Energia (R\$)	Injeção Energia na Rede (kWh)	Compens. MT (R\$)	Compens. BT (R\$)	Dem Contr. s/ FV (kW)	Pot Sist FV (kW)	Dem Contr. c/ FV (R\$)	Despesa Acréscimo Demanda (R\$)	Operação e Manutenção do Sistema (R\$)	Benefício Total gerado MT(R\$)	Benefício Total gerado BT(R\$)
Jan/19	1.847,77	17.592,40	149.300	12.523,86	128.993,55	67.205,64	89.908,50	100,00	990	990	16.464,13	3.576,31	59.689,06	82.391,92
Fev/19	1.807,06	18.479,38	135.800	12.475,94	114.646,84	57.208,77	76.698,74	60,92	990	990	16.442,71	3.576,31	49.665,69	69.155,66
Mar/19	1.979,20	16.532,32	140.600	10.897,68	121.131,67	57.295,28	76.918,61	50,00	990	990	15.713,51	3.576,31	48.903,14	68.526,47
Abr/19	2.147,16	18.591,27	115.100	11.908,39	93.258,81	43.272,09	58.193,50	50,00	990	990	15.416,00	3.576,31	36.188,17	51.109,58
Mai/19	2.398,87	18.950,34	107.100	12.646,05	84.485,31	39.539,13	53.225,75	50,00	990	990	15.554,95	3.576,31	33.053,92	46.740,54
Jun/19	2.308,37	20.284,48	88.400	13.738,74	64.561,01	31.893,14	42.803,95	50,00	990	990	16.453,68	3.576,31	25.601,89	36.512,70
Jul/19	2.569,00	20.420,45	95.100	14.991,83	70.721,80	36.916,78	49.363,81	50,00	990	990	17.415,27	3.576,31	30.917,03	43.364,06
Ago/19	2.612,06	20.738,25	110.900	15.124,15	86.161,85	37.480,40	53.506,51	50,00	990	990	17.717,61	3.576,31	31.310,63	47.336,74
Set/19	2.542,84	19.656,33	103.000	12.298,62	79.442,24	32.809,64	47.029,81	50,00	990	990	17.622,46	3.576,31	23.909,49	38.129,66
Out/19	1.818,00	13.144,00	121.800	8.060,06	105.950,10	42.485,99	60.921,30	50,00	990	990	17.064,70	3.576,31	29.905,04	48.340,35
Nov/19	2.288,60	18.202,63	141.800	10.563,64	120.168,61	46.505,25	66.933,92	50,00	990	990	16.458,85	3.576,31	37.033,73	57.462,40
Dez/19	2.039,18	16.494,46	151.200	9.712,58	131.692,24	51.491,67	73.879,35	50,00	990	990	16.615,26	3.576,31	41.012,68	63.400,36
Total	26.358,11	219.086,31	1.460.100	144.941,55	1.201.214	544.103,8	749.383,74	-	-	-	198.939,12	42.915,70	447.190,49	652.470,47

Fonte: O autor

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve por objetivo avaliar técnica e financeiramente, por meio de simulações, a instalação FV com capacidade de 1 MWp a ser conectada na Unidade Consumidora Fazenda Ressacada II de titularidade da Universidade Federal de Santa Catarina.

Para integração FV na UC Fazenda da Ressacada II, considerando os dados de consumo para o ano de 2019, os resultados mostraram geração FV de 1.460 MWh, fator de capacidade de 15,41% e produtividade de 1,352 MWh/kWp/ano e custo de R\$ 3,97/Wp. Para a compensação da energia FV excedente em UCs de média tensão, VPL foi de R\$ 2.408.241,86, e para a compensação da energia FV excedente em UCs de baixa tensão, VPL apresentou valor de R\$ 5.618.316,92 reais. Para TMA de 3% e para a compensação da energia excedente injetada na rede da concessionária em UCs de média tensão, o tempo de retorno do investimento foi de aproximadamente 11 anos, e para TMA de 3% e para a compensação da energia excedente injetada na rede da concessionária em UCs de baixa tensão, o tempo de retorno do investimento foi de 7,9 anos.

Para a inserção da geração FV na UC Fazenda da Ressacada II, o LCOE foi de R\$ 208,74/MWh. Esta análise indica viabilidade do projeto, tendo em vista que o valor do LCOE é menor valor do que os valores cobrados pela distribuidora para as tarifas de média e baixa tensão. Por fim, após analisar os custos envolvidos na instalação da geração FV, juntamente com os custos da contratação de demanda e o fato de a tarifa de compensação para geração de créditos ser diferente para UC alimentadas em MT e em BT, a compensação da energia excedente em UCs de média tensão se torna menos atrativa quando comparada com a compensação em UCs de baixa tensão.

Para a UFSC, a inserção da geração FV de 1 MWp na UC Fazenda da Ressacada II com compensação da energia FV excedente injetada na rede elétrica em UCs da UFSC alimentadas em baixa tensão possui maior atratividade financeira.

Além disso, embora haja terreno disponível para implementação do sistema FV, se for considerado o custo de disponibilidade da terra, a qual deixaria de ser utilizada para qualquer outro fim acadêmico, a atratividade do projeto de inserção da geração FV na UC Fazenda da Ressacada II poderia ser menos atraente do que a inserção da geração minigeração FV de 1 MWp em telhados de edificações pertencentes ao Campus Trindade da UFSC.

Como sugestões para trabalhos futuros, recomenda-se:

- Alterar o modelo de simulação da minigeração FV que seria inserida na UC Fazenda da Ressaca II, com o objetivo de diminuir o número de inversores, aumentando a potência individual de cada um e barateando o custo da instalação FV nesta UC.
- Detalhar as UCs alimentadas baixa tensão, separando proporcionalmente os créditos energéticos e financeiros oriundos do sistema simulado na UC Fazenda da Ressacada II.
- Quantificar o custo acadêmico e financeiro da disponibilidade da terra nas dependências da UC Fazenda da Ressacada II.
- Comparar, sob o ponto de vista da UFSC, a atratividade financeira da inserção da minigeração FV de 1 MWp na UC Fazenda da Ressacada II com a atratividade financeira da inserção da minigeração FV de 1 MWp em telhados de edificações pertencentes ao Campus Trindade da UFSC

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMIR, I. A.; YUSUF, A.-T. A.; SREERAMA, K. R. Techno-Economic Feasibility Assessment of Grid-Connected PV Systems for Residential Buildings in Saudi Arabia—A Case Study. Sustainability, 2020.

ANEEL. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica nº 482, de 17 de abril, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 05 Outubro 2020.

ANEEL. Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída. 2016.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/distribuicao2>>. Acesso em: 15 Outubro 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/10184/15062880/Contrato+de+Concess%C3%A3o.pdf>>. Acesso em: 15 Dezembro 2020.

BHATTACHARYA, T.; CHAKRABORTY, A. K.; PAL, K. Effects of Ambient Temperature and Wind Speed on Performance of Monocrystalline Solar Photovoltaic Module in Tripura, India. Journal of Solar Energy, 2014.

BOTCHKAREV, A.; ANDRU, P. A Return on Investment as a Metric for Evaluating Information Systems: Taxonomy and Application. Interdisciplinary Journal of Information, Knowledge, and Management, 2011.

BRASIL, S. Strom Brasil. Strom Brasil, 2014. Disponível em: <<http://www.strombrasil.com.br/efeito-fotovoltaico/>>. Acesso em: 08 Setembro 2020.

BROWN, G. Solar Panel Wiring Basics: An Intro to How to String Solar Panels. Aurora, 2019.

ENERGIA, M. D. M. E. Cresesb - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. Cresesb - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito, 2014. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=301>. Acesso em: 04 novembro 2019.

FLANDOLI, F. Programa Eletricista Consciente, 2017. Disponível em: <<http://www.eletricistaconsciente.com.br/pontue/fasciculos/1-introducao-e-conceitos-basicos-de-energia-fotovoltaica/conceitos-basicos-de-energia-solar/>>. Acesso em: 09 agosto 2020.

GAILLY, B. Developing innovative organizations: a roadmap to boost your innovation potential. Elsevier, 2011.

- GANGOPADHYAY, U.; JANA, S.; DAS, S. State of Art of Solar Photovoltaic Technology, 2013.
- GHOSH, S.; YADAV, V.; MUKHERJEE, V. Impact of environmental factors on photovoltaic performance and their mitigation strategies—A holistic review, 2019.
- GREENER. Estudo Estratégico Geração Distribuída - Mercado Fotovoltaico, 2020.
- GUL, M. S.; PATIDAR, S. Understanding the energy consumption and occupancy of a multi-purpose academic building. Energy and Buildings, 2014.
- HARVEY, D. Modern Analytical Chemistry, 2009.
- HOSENUZZAMAN, M. et al. Global prospects, progress, policies and environmental impact of solar photovoltaic power generation. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015.
- HUBBLESITE, The electromagnetic spectrum. Disponível em: <https://hubblesite.org/contents/articles/the-electromagnetic-spectrum>. Acesso em: 24 abril 2021.
- INMET, 2021. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/>>. Acesso em: 09 janeiro 2021.
- JAMIL, M.; RIZWAN, M.; KOTHARI, D. P. Grid Integration of Solar Photovoltaic Systems, 2018.
- KALOGIROU, S. A. Solar Energy Engineering - Processes and Systems Second Edition, 2014.
- LEFLEY, F. The payback method of investment appraisal: A review and synthesis. Elsevier, 1995.
- NOFUENTES, G. et al. Analysis of the dependence of the spectral factor of some PV technologies on the solar spectrum distribution, 2013.
- PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., GONÇALVES, A. R., COSTA, R. S., LIMA, F. J. L. D., RÜTHER, R., ABREU, S. L. D., TIEPOLO, G. M., PEREIRA, S. V., SOUZA, J. G. D., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª ed.: INPE. São José dos Campos - SP.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPTEL - CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.
- PVSyst, 2020. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/help/mismatch_loss.htm>. Acesso em: 09 agosto 2020.
- ROSSI, G. New Presente Energia Solar. New Presente Energia Solar, 2019. Disponível em: <<https://npenergiasolar.com.br/blog/conteudo/energia-solar-basica/>>. Acesso em: 09 ago. 2020.
- SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.

- SANTOS, Í. P.; RÜTHER, R. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. Elsevier, 2013.
- SHYAM; TIWARI, G. N. Handbook of Solar Energy - Theory, Analysis and Applications, 2016.
- SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. ELSEVIER, 2009.
- SMETS, A. et al. SOLAR ENERGY - The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and system, 2015.
- SOCIETY, D. -G. S. E. Planning and Installing Photovoltaic Systems, 2013.
- VILLALVA, M. G. Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações, 2019.
- WILLIAMS, J. A.; RUBERT, T. Levelized cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. Elsevier, 2019.
- ZIZLAVSKY, O. Net present value approach: method for economic assessment of innovation projects. Elsevier, 2014.
- ZONEN, B.V. Kipp & Zonen B.V., 2017. Disponível em: <<https://www.kippzonen.com/News/952/Soiling-measurement-is-included-in-IEC-standard-61724-1#.XzAMpyhKjIV>>. Acesso em: 09 agosto 2020.

ANEXO A – Informações detalhadas dos módulos fotovoltaicos extraídas dos catálogos dos fabricantes

SUNGROW
Clean power for all

SG110CX New
Multi-MPPT String Inverter for 1000 Vdc System



- High Yield**
- 9 MPPTs with max. efficiency 98.7%
 - Compatible with bifacial module
 - Built-in PID recovery function



- Smart O&M**
- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
 - Online IV curve scan and diagnosis
 - Fuse free design with smart string current monitoring

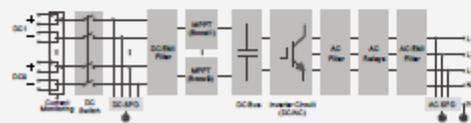


- Low Cost**
- Compatible with Al and Cu AC cables
 - DC 2 in 1 connection enabled
 - Q at night function

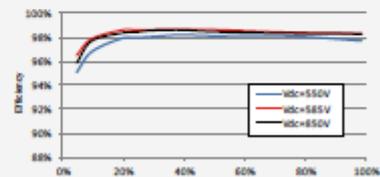


- Proven Safety**
- IP66 and C5 protection
 - Type II SPD for both DC and AC
 - Compliant with global safety and grid code

Circuit Diagram



Efficiency Curve



© 2019 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without notice. Version 1.1

SG110CX

Input (DC)	SG110CX
Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	200 V / 250 V
Nominal PV input voltage	585 V
MPP voltage range	200 – 1000 V
MPP voltage range for nominal power	550V – 850 V
No. of independent MPP inputs	9
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	25 A * 9
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	40 A * 9
Output (AC)	SG110CX
AC output power	110 kVA @ 45 °C / 100 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	158.8 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE, 400 V
AC voltage range	320 – 460 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	SG110CX
Max. efficiency / Euro. efficiency	98.7 % / 98.5 %
Protection	SG110CX
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	SG110CX
Dimensions (W*H*D)	1051*660*982.5 mm
Weight	85 kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: Wi-Fi, Ethernet
DC connection type	MC4 (Max. 6 mm ²)
AC connection type	DT terminal (Max. 240 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-21, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014, UTE C15-712-1:2013, DEWA
Grid Support	Q at night function, LVVRT, HVVRT, active & reactive power control and power ramp rate control





KuMax (1000 V / 1500 V) SUPER HIGH EFFICIENCY POLY^{GEN4} MODULE CS3U-345|350|355|360P

With Canadian Solar's industry leading black silicon cell technology and the innovative LIC (Low Internal Current) module technology, we are now able to offer our global customers high power poly modules up to 360 W.

The KuMax poly modules with a dimension of 2000 x 992 mm, close to our 72 cell MaxPower modules, have the following unique features:

- Higher power classes for equivalent module sizes
- High module efficiency up to 18.15 %
- **LOW** hot spot temperature risk
- **LOW** temperature coefficient (Pmax): -0.38 % / °C
- **LOW** NMOT (Nominal Module Operating Temperature): 43 ± 2 °C



More power output thanks to low NMOT: 43 ± 2 °C



Low power loss in cell connection



Safer: lower hot spot temperature



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



Low BoS cost with 1500 V_{DC} system voltage



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

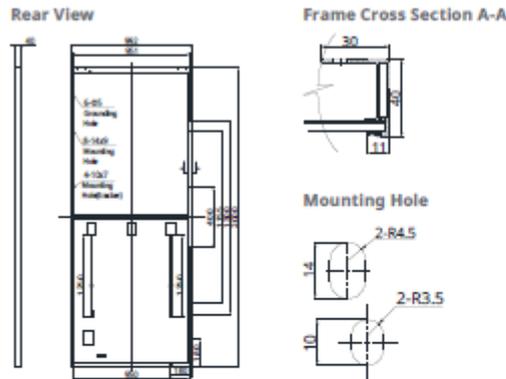
PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: 2005 & 2016: VDE / CE / UL 1703: CSA



* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

ENGINEERING DRAWING (mm)



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	345P	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	345 W	350 W	355 W	360 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.0 V	39.2 V	39.4 V	39.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.86 A	8.94 A	9.02 A	9.10 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.4 V	46.6 V	46.8 V	47.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.43 A	9.51 A	9.59 A	9.67 A
Module Efficiency	17.39%	17.64%	17.89%	18.15%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC / UL) or 1500 V (IEC / UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of Irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

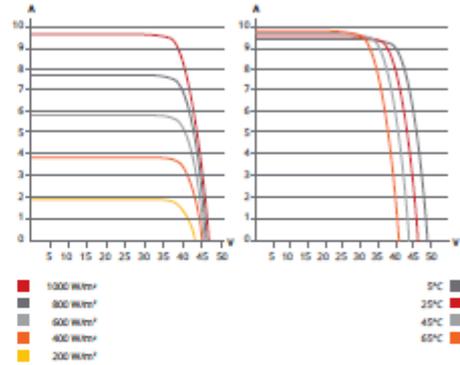
CS3U	345P	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	255 W	259 W	263 W	266 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.6 V	35.8 V	36.0 V	36.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.17 A	7.24 A	7.29 A	7.37 A
Open Circuit Voltage (Voc)	43.3 V	43.5 V	43.7 V	43.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.61 A	7.68 A	7.74 A	7.80 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), Irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

The aforesaid datasheet only provides the general information on Canadian Solar products and, due to the on-going innovation and improvement, please always contact your local Canadian Solar sales representative for the updated information on specifications, key features and certification requirements of Canadian Solar products in your region.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CS3U-355P / I-V CURVES



MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 156.75 x 78.38 mm
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2000 x 992 x 40 mm (78.7 x 39.1 x 1.57 in)
Weight	22.6 kg (49.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² & 12 AWG
Cable Length	1670 mm (65.7 in)
Connector	T4 (IEC / UL)
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.38 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±2 °C

PARTNER SECTION



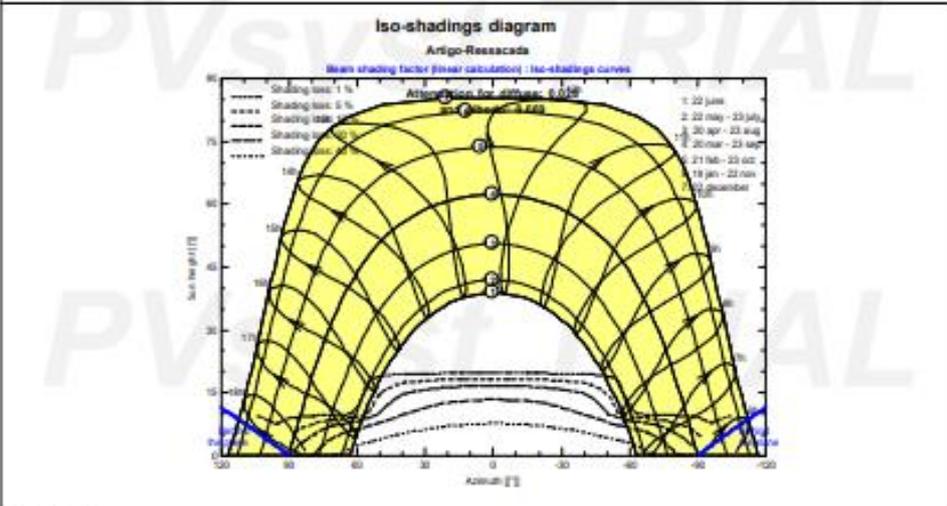
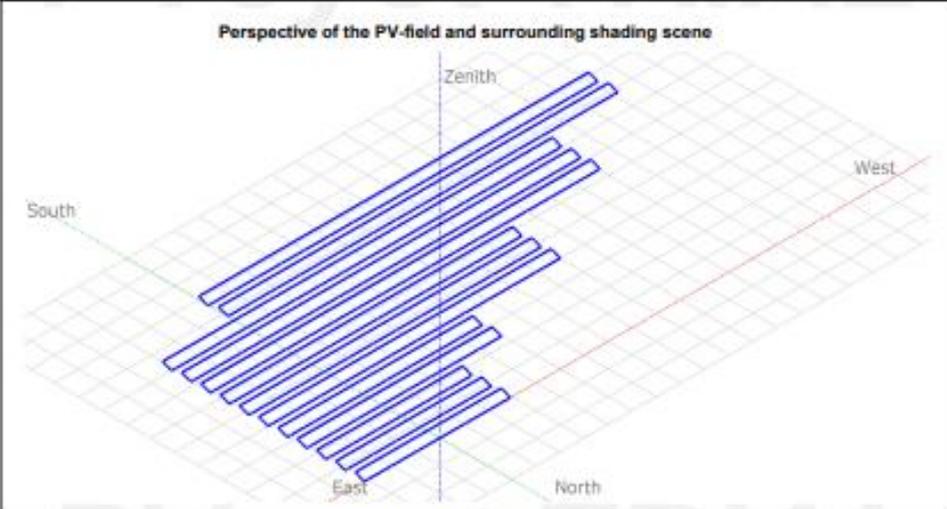
ANEXO B – Relatório da simulação no software PVSyst.

PVSYST V6.83		09/09/19		Page 1/5	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : Artigo-Ressacada					
Geographical Site		Artigo-Ressacada		Country Brazil	
Situation		Latitude -27.69° S		Longitude -48.54° W	
Time defined as		Legal Time		Time zone UT-3	
		Albedo		0.20	
Meteo data:		Artigo-Ressacada		Artigo-Ressacada-INMET-BDMEP - Synthetic	
Simulation variant : New simulation variant					
		Simulation date		09/09/19 10h13	
Simulation parameters		System type		Building system	
Collector Plane Orientation		Tilt		22°	
		Azimuth		0°	
Models used		Transposition		Perez	
		Diffuse		Perez, Meteonom	
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
User's needs :		Unlimited load (grid)			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly		Model CS3U-360P P4	
Original PVSyst database		Manufacturer		Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules		In series		20 modules	
Total number of PV modules		Nb. modules		3000	
Array global power		Nominal (STC)		1080 kWp	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		712 V	
Total area		Module area		5952 m²	
				In parallel 150 strings	
				Unit Nom. Power 360 Wp	
				At operating cond. 981 kWp (50°C)	
				I mpp 1377 A	
				Cell area 5305 m²	
Inverter					
Custom parameters definition		Model		SG110CX	
Characteristics		Manufacturer		Sun Grow	
		Operating Voltage		200-1000 V	
				Unit Nom. Power 110 kWac	
Inverter pack		Nb. of inverters		9 units	
				Total Power 990 kWac	
				Pnom ratio 1.09	
PV Array loss factors					
Array Soiling Losses				Loss Fraction 3.0 %	
Thermal Loss factor		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 8.6 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC	
LID - Light Induced Degradation				Loss Fraction 3.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.3 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP	
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %	
Incidence effect (IAM): User defined profile					
		10°		20°	
		30°		40°	
		50°		60°	
		70°		80°	
		90°			
		0.998		0.998	
		0.995		0.992	
		0.986		0.970	
		0.917		0.763	
		0.000			

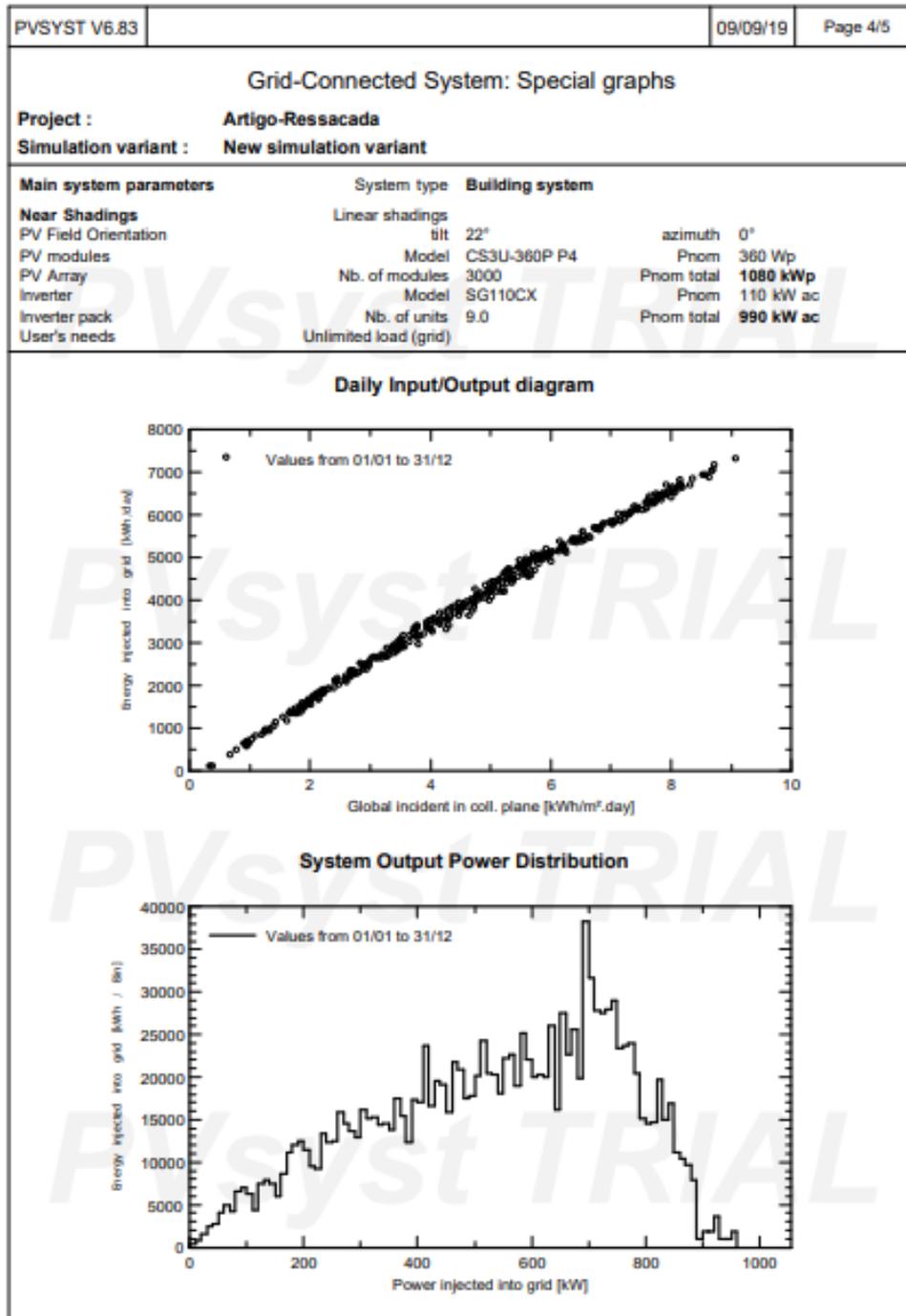
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Artigo-Ressacada
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Building system
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt 22°	azimuth 0°
PV modules	Model CS3U-360P P4	Pnom 360 Wp
PV Array	Nb. of modules 3000	Pnom total 1080 kWp
Inverter	Model SG110CX	Pnom 110 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 9.0	Pnom total 990 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	



PVSYST V6.83	09/09/19	Page 3/5																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																
Project : Artigo-Ressacada Simulation variant : New simulation variant																																																																																																																																
Main system parameters																																																																																																																																
Near Shadings PV Field Orientation PV modules PV Array Inverter Inverter pack User's needs	System type Linear shadings tilt 22° Model CS3U-360P P4 Nb. of modules 3000 Model SG110CX Nb. of units 9.0 Unlimited load (grid)	Building system azimuth 0° Pnom 360 Wp Pnom total 1080 kWp Pnom 110 kW ac Pnom total 990 kW ac																																																																																																																														
Main simulation results																																																																																																																																
System Production	Produced Energy 1419 MWh/year Performance Ratio PR 76.70 %	Specific prod. 1314 kWh/kWp/year																																																																																																																														
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1080 kWp																																																																																																																																
New simulation variant Balances and main results																																																																																																																																
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>190.1</td><td>76.66</td><td>25.23</td><td>178.7</td><td>166.5</td><td>151.4</td><td>144.4</td><td>0.748</td></tr> <tr><td>February</td><td>160.7</td><td>71.52</td><td>24.80</td><td>161.0</td><td>150.2</td><td>137.2</td><td>131.4</td><td>0.755</td></tr> <tr><td>March</td><td>153.5</td><td>69.20</td><td>24.70</td><td>165.2</td><td>154.4</td><td>141.6</td><td>136.2</td><td>0.763</td></tr> <tr><td>April</td><td>116.4</td><td>57.27</td><td>24.20</td><td>135.1</td><td>126.2</td><td>116.7</td><td>111.8</td><td>0.766</td></tr> <tr><td>May</td><td>95.8</td><td>38.29</td><td>20.90</td><td>124.5</td><td>116.8</td><td>109.6</td><td>104.7</td><td>0.778</td></tr> <tr><td>June</td><td>78.3</td><td>38.98</td><td>17.60</td><td>101.8</td><td>95.2</td><td>91.7</td><td>87.4</td><td>0.795</td></tr> <tr><td>July</td><td>85.0</td><td>38.29</td><td>17.20</td><td>108.9</td><td>102.2</td><td>97.5</td><td>92.8</td><td>0.789</td></tr> <tr><td>August</td><td>105.2</td><td>54.74</td><td>16.80</td><td>125.9</td><td>117.6</td><td>113.1</td><td>108.3</td><td>0.796</td></tr> <tr><td>September</td><td>110.7</td><td>58.36</td><td>20.50</td><td>121.3</td><td>113.0</td><td>106.0</td><td>100.2</td><td>0.765</td></tr> <tr><td>October</td><td>142.0</td><td>74.85</td><td>21.00</td><td>143.2</td><td>132.8</td><td>124.7</td><td>118.4</td><td>0.765</td></tr> <tr><td>November</td><td>175.6</td><td>76.83</td><td>23.20</td><td>167.9</td><td>156.1</td><td>143.6</td><td>137.3</td><td>0.757</td></tr> <tr><td>December</td><td>192.8</td><td>92.69</td><td>24.90</td><td>179.7</td><td>166.8</td><td>153.1</td><td>146.5</td><td>0.755</td></tr> <tr><td>Year</td><td>1606.1</td><td>748.67</td><td>21.74</td><td>1713.5</td><td>1597.8</td><td>1486.2</td><td>1419.3</td><td>0.767</td></tr> </tbody> </table>		GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	190.1	76.66	25.23	178.7	166.5	151.4	144.4	0.748	February	160.7	71.52	24.80	161.0	150.2	137.2	131.4	0.755	March	153.5	69.20	24.70	165.2	154.4	141.6	136.2	0.763	April	116.4	57.27	24.20	135.1	126.2	116.7	111.8	0.766	May	95.8	38.29	20.90	124.5	116.8	109.6	104.7	0.778	June	78.3	38.98	17.60	101.8	95.2	91.7	87.4	0.795	July	85.0	38.29	17.20	108.9	102.2	97.5	92.8	0.789	August	105.2	54.74	16.80	125.9	117.6	113.1	108.3	0.796	September	110.7	58.36	20.50	121.3	113.0	106.0	100.2	0.765	October	142.0	74.85	21.00	143.2	132.8	124.7	118.4	0.765	November	175.6	76.83	23.20	167.9	156.1	143.6	137.3	0.757	December	192.8	92.69	24.90	179.7	166.8	153.1	146.5	0.755	Year	1606.1	748.67	21.74	1713.5	1597.8	1486.2	1419.3	0.767	
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																								
January	190.1	76.66	25.23	178.7	166.5	151.4	144.4	0.748																																																																																																																								
February	160.7	71.52	24.80	161.0	150.2	137.2	131.4	0.755																																																																																																																								
March	153.5	69.20	24.70	165.2	154.4	141.6	136.2	0.763																																																																																																																								
April	116.4	57.27	24.20	135.1	126.2	116.7	111.8	0.766																																																																																																																								
May	95.8	38.29	20.90	124.5	116.8	109.6	104.7	0.778																																																																																																																								
June	78.3	38.98	17.60	101.8	95.2	91.7	87.4	0.795																																																																																																																								
July	85.0	38.29	17.20	108.9	102.2	97.5	92.8	0.789																																																																																																																								
August	105.2	54.74	16.80	125.9	117.6	113.1	108.3	0.796																																																																																																																								
September	110.7	58.36	20.50	121.3	113.0	106.0	100.2	0.765																																																																																																																								
October	142.0	74.85	21.00	143.2	132.8	124.7	118.4	0.765																																																																																																																								
November	175.6	76.83	23.20	167.9	156.1	143.6	137.3	0.757																																																																																																																								
December	192.8	92.69	24.90	179.7	166.8	153.1	146.5	0.755																																																																																																																								
Year	1606.1	748.67	21.74	1713.5	1597.8	1486.2	1419.3	0.767																																																																																																																								
Legend: <table border="0"> <tr> <td>GlobHor</td><td>Horizontal global irradiation</td> <td>GlobEff</td><td>Effective Global, corr. for IAM and shading</td> </tr> <tr> <td>DiffHor</td><td>Horizontal diffuse irradiation</td> <td>EArray</td><td>Effective energy at the output of the array</td> </tr> <tr> <td>T_Amb</td><td>Ambient Temperature</td> <td>E_Grid</td><td>Energy injected into grid</td> </tr> <tr> <td>GlobInc</td><td>Global incident in coll. plane</td> <td>PR</td><td>Performance Ratio</td> </tr> </table>			GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shading	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array	T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																														
GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shading																																																																																																																													
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array																																																																																																																													
T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid																																																																																																																													
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio																																																																																																																													



Pvsyst Evaluation mode

