

INSTITUTO FEDERAL
SANTA CATARINA

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E
TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E
TECNOLOGIA DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS

VICTOR ANDREAS ROCHA BAUMANN

**VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM FLORIANÓPOLIS-SC
UTILIZANDO DADOS MONITORADOS E SIMULADOS DO PRIMEIRO
ANO**

FLORIANÓPOLIS, DEZEMBRO DE 2018.



**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E
TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E
TECNOLOGIA DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS**

VICTOR ANDREAS ROCHA BAUMANN

**VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM FLORIANÓPOLIS-SC
UTILIZANDO DADOS MONITORADOS E SIMULADOS DO PRIMEIRO
ANO**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Instituto Federal de
Educação, Ciência e Tecnologia de Santa
Catarina como parte dos requisitos para
obtenção do título de Engenheiro Civil.

Professora Orientadora: Ana Lígia Papst
de Abreu

FLORIANÓPOLIS, DEZEMBRO DE 2018.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

BAUMANN, Victor Andreas Rocha
Viabilidade econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Florianópolis-SC utilizando dados monitorados e simulados do primeiro ano / Victor Andreas Rocha Baumann; orientador, Ana Lúcia Past de Abreu - Florianópolis, SC, 2018.
76 p.: il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Civil) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina. Inclui referências.

1. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede 2. Avaliação econômico-financeira 3. PvSyst 4. Simulação. I. ABREU, Ana Lúcia Past de. II. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina. III. Geração distribuída residencial: viabilidade econômico-financeira de 43 sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Florianópolis-SC.

**VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM FLORIANÓPOLIS-SC
UTILIZANDO DADOS MONITORADOS E SIMULADOS DO PRIMEIRO
ANO**

VICTOR ANDREAS ROCHA BAUMANN

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Engenheiro Civil e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Bacharelado em Engenharia Civil do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 12 de dezembro, 2018.

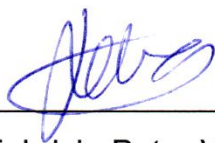
Banca Examinadora:



Ana Lígia Papst de Abreu, Profa. Dra.



João Alberto Ganzo Fernandez, Prof. Dr.



Fabricio Peter Vahl, Prof. Dr.

À família e aos amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a professora Ana Lígia Papst de Abreu pelo apoio e incentivo desmedido ao longo de toda a graduação, desde o início com o grupo de pesquisa até o trabalho de conclusão de curso. Aos familiares e amigos, meu agradecimento especial pela paciência e motivação ao longo desses anos. Agradeço também a todos os professores do IFSC que inspiram seus alunos a aprender e buscar novos horizontes.

We are star stuff harvesting sunlight.

Carl Sagan

RESUMO

Um desafio para o crescente mercado de energia fotovoltaica distribuída conectada à rede é a sua viabilidade econômico-financeira. O objetivo principal deste trabalho de conclusão de curso é verificar a viabilidade econômico-financeira de 43 sistemas fotovoltaicos residenciais instalados no município de Florianópolis e testar a hipótese de que o tempo de retorno sobre o investimento descontado (*payback* descontado) de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede em Florianópolis é menor que dez anos. Cada um dos 43 sistemas analisados possui dez módulos fotovoltaicos de 265Wp em série e um inversor de 3kW. Os sistemas foram simulados no programa PvSyst (v6.68) com dados climáticos Meteonorm 7.1 e com perdas obtidas em literatura. Os dados de energia gerada na simulação foram comparados com os dados monitorados nos inversores pelo período de um ano, de agosto 2017 a julho de 2018. Os parâmetros utilizados na simulação podem ser utilizados para obter resultados conservadores em estudos de viabilidade financeira de sistemas futuros, pois as simulações apresentaram resultados 7% menores em média e uma dispersão dos valores de 8%. A viabilidade econômico-financeira de cada sistema foi realizada com os dados monitorados por meio do *payback* descontado, do valor presente líquido (VPL) e da taxa interna de retorno (TIR) para o ano 25. Além dos dados monitorados, foram utilizados o custo de aquisição dos sistemas fotovoltaicos, as tarifas de consumo e injeção praticadas pela concessionária local em junho de 2018 e uma condição financeira e de autoconsumo igual a utilizada pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinne) em 2015. Os sistemas apresentaram em média um VPL de R\$20.628,60 e uma TIR de 22,02%, ficando o *payback* descontado médio em 9 anos e 3 meses, embora quatro sistemas apresentaram um tempo de retorno superior a dez anos. Sendo, assim, confirmou-se a hipótese. Quando considerado a tarifa de energia para injeção igual a de consumo, todos os sistemas ficaram com um *payback* descontado inferior a dez anos. Portanto, a tarifação igual para consumo e injeção de energia à rede elétrica é uma forma de estimular o mercado de energia fotovoltaica distribuída conectada à rede.

Palavras chave: Sistema fotovoltaico conectado à rede. Avaliação econômico-financeira. PvSyst. Simulação.

ABSTRACT

A challenge for the growing market of grid connected photovoltaic systems (PV's) is its economic and financial viability. The main objective of this research is to verify the economic and financial viability of 43 residential grid connected PV's installed in the city of Florianópolis-SC and test the hypothesis that the payback of a PV installed in same city is less than ten years. Each of the 43 systems has ten photovoltaic modules of 265Wp in series and an inverter of 3kW. I simulated the systems using the program Pvsyst (v 6.68) with climatic data from Meteoronorm 7.1 and losses obtained from literature. The simulated results of the 43 PV's were compared with the monitored data of a one-year operation, from August 2017 to July 2018. The simulations were conservative, providing lower results than those monitored. On average, the simulated generation presented a relative mean absolute error of -7% and a relative root-mean-square deviation of 8%. The economic and financial viability of each system was carried out with the monitored generation data for a period of 25 years. I used tariffs adopted by the power distribution company in June 2018 and a standard financial and auto consumption scenario practiced by the Brazilian Association of Electrical and Electronics Industry (Abinne) in 2015 were used. The PV's presented an average NPV of R\$ 20.628,60 and IRR of 22.02%, with the average discounted payback at 9 years and 3 months. Only four systems presented a discounted payback greater than ten years, so the hypothesis was accepted. When considering an equal charging for consumption and injection, all PV's had a discounted payback lower than ten years. Thus, the equal charge for consumption and injection of energy is a good way to stimulate the market of grid connected PV's

Key-words: Grid Connected PV System. Economic-Financial Evaluation. PvSyst. Simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Possibilidades de arranjo fotovoltaico e influência sobre a curva I-V.....	21
Figura 2 – Relação da curva I-V com a irradiância solar	22
Figura 3 – Relação da curva I-V com a temperatura	22
Figura 4 – Curva I-V e curva P-V	24
Figura 5 – Sistema conectado à rede.....	25
Figura 6 – Potencial de geração fotovoltaica com relação ao ângulo e azimute dos módulos	26
Figura 7 – Atuação do diodo de desvio nos módulos fotovoltaicos.....	28
Figura 8 – Exemplo de perfil solar e grampos para os módulos	29
Figura 9 – Fixação por gancho e parafuso prisioneiro.....	30
Figura 10 – Fixação em telhas metálicas	31
Figura 11 – Triângulos metálicos para lajes	31
Figura 12 – Atlas da radiação solar média anual no plano inclinado no Brasil em kWh/m ²	33
Figura 13 – PR média de 527 sistemas fotovoltaicos conectados à rede na Europa Ocidental	34
Figura 14 – Curva de consumo residencial e de geração fotovoltaica ao longo do dia	43
Figura 15 – Gráfico de dispersão da geração simulada em função da geração monitorada	51
Figura 16 – Gráfico da energia elétrica geração simulada e monitorada dos 43 sistemas fotovoltaicos	52
Figura 17 – Diferença em meses entre o <i>payback</i> descontado com dados simulados e com dados monitorados no cenário padrão	55
Figura 18 – Fluxo de caixa de geração monitorada média no cenário padrão com dados monitorados.....	56

Figura 19 – Diferença em meses do <i>payback</i> descontado no cenário padrão com os cenários 1 e 2 utilizando dados monitorados	57
Figura 20 – <i>Payback</i> descontado dos 43 sistemas fotovoltaicos nos diferentes cenários	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Interpretação do coeficiente de correlação de Pearson (R)	38
Tabela 2 – Detalhes das perdas adotadas nas simulações no PvSyst.....	46
Tabela 3 – Cenário padrão de viabilidade econômico-financeira	48
Tabela 4 – Resultados médios obtidos de monitoramento e simulação dos sistemas.....	50
Tabela 5 – Avaliação estatística das simulações	53
Tabela 6 – Viabilidade econômico-financeira média dos sistemas em cada cenário	54

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA.....	16
1.2 JUSTIFICATIVA.....	16
1.3 HIPÓTESE.....	17
1.4 OBJETIVOS.....	17
1.4.1 Objetivo geral	17
1.4.2 Objetivo específicos	17
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	18
2 REVISÃO DA LITERATURA	19
2.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA DESCENTRALIZADA	19
2.1.1 Módulo fotovoltaico	20
2.1.2 Inversor	23
2.1.3 Medidor bidirecional	25
2.2 POSICIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	26
2.3 FIXAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	29
2.4 SIMULAÇÃO E MONITORAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	32
2.4.1 Dados climáticos para simulação computacional	32
2.4.2 Desempenho do sistema fotovoltaico	33
2.4.3 Programas de simulação e monitoramento	35
2.5 MÉTODOS DE AVALIAÇÃO ESTATÍSTICA E AVALIAÇÃO FINANCEIRA ...	36
2.5.1 Avaliação estatística	36
2.5.2 Avaliação econômico-financeira	39
2.5.3 Tarifas de energia elétrica	41
3 METODOLOGIA	44
3.1 ESTUDOS DE CASO.....	44
3.2 GERAÇÃO MONITORADA E SIMULADA.....	45
3.3 ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA.....	47
4 RESULTADOS	50
4.1 GERAÇÃO MONITORADA VERSUS GERAÇÃO SIMULADA	50
4.2 RESULTADOS DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA	54

5 CONCLUSÃO.....	59
REFERÊNCIAS	62
APÊNDICE A – SIMULAÇÃO NO PVSYST	65
APÊNDICE B – RESULTADOS DOS SISTEMAS ANALISADOS.....	69
ANEXO A – MÓDULO FOTOVOLTAICO	70
ANEXO B – INVERSOR	72
ANEXO C – EXEMPLO FATURA.....	76

1 INTRODUÇÃO

Desde a metade do século XX, discutem-se formas de melhor explorar a natureza e atender as demandas do homem com relação ao uso de energia. Tal discussão foi gerada a partir de constatações do evidente aumento do uso de energia elétrica ao redor do mundo. De acordo com Geller (2003), entre 1975 e 2000, houve um aumento de 250% no uso de energia elétrica apenas no Brasil. Portanto, a motivação para se fazer o uso de energia de forma sustentável vem do fato de que os recursos não renováveis são, obviamente, finitos e sofrem um atual e grave declínio em suas quantidades ao longo do planeta. Essa emergencial mudança de fonte de energia pede o esforço dos estudiosos das áreas de engenharias para que a sustentabilidade esteja atrelada a viabilidade de aquisição de energia.

Considerada uma energia limpa e inesgotável, a energia solar é uma grande aliada na busca de formas democráticas de aquisição de energia elétrica ao redor do mundo, uma vez que há incidência solar em todo o globo terrestre. (VILLALVA; GAZOLI, 2013). Em aproximadamente 12 minutos, o planeta recebe uma quantidade de energia que, se captada, equivaleria à demanda energética mundial anual (RÜTHER, 2004)

O consumo de energia elétrica ligado às edificações chega a 50% do consumo total brasileiro. O consumo energético residencial vem crescendo por volta de 2% ao ano (BRASIL, 2018). A utilização de energia solar como uma fonte de energia alternativa no setor residencial torna-se possível com a incorporação dos módulos fotovoltaicos à edificação. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

A atual legislação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) permite a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição sem a necessidade de armazenamento. (BRASIL, 2012a). A resolução normativa 482 de abril de 2012 da ANEEL estabeleceu as condições gerais para o acesso da geração distribuída e as formas de compensação dessa geração. Já a resolução normativa 687 em novembro de 2015 formalizou e agilizou o processo de conexão dos sistemas à rede das concessionárias, além da possibilidade de compensação dos créditos em outras unidades consumidoras (BRASIL, 2015). Isso permitiu a aquisição e popularização de

pequenos geradores que utilizam a rede de distribuição como baterias pois regulamentou o mercado padronizando as exigências pelas concessionárias.

A nota técnica 56 de 2017 da ANEEL apresenta dados desses pequenos geradores e o seu crescimento de 2012 a maio de 2017. Em dezembro de 2012 havia apenas uma conexão desse tipo no Brasil e em maio de 2017 havia 10561 geradores instalados, onde 72% dos sistemas possuem potência igual ou menor a 5kW. Já com relação aos consumidores que recebem crédito energético gerados por esses sistemas, 79,5% pertencem a classe residencial. Os dados mostram o crescimento da geração fotovoltaico residencial no Brasil após a normatização da ANEEL. Segundo Gomes et al. (2018), o mercado brasileiro apresenta um potencial economicamente viável para geração solar distribuída residencial de 3666MWp, correspondendo a quatro milhões de residências.

Um estudo realizado em janeiro de 2018 por uma empresa de pesquisa e consultoria especializada no setor de energia fotovoltaica, levantou dados sobre o mercado brasileiro fotovoltaico junto a ANEEL. Até o final de 2017 haviam sido conectados à rede 160,93MWp sendo que desses, 42% (67,59MWp) foram instalados em residências. (GREENER, 2018). Considerando que haja uma manutenção das condições atuais de mercado, pode-se comparar o estudo de Gomes et al. (2018) com os dados da ANEEL levantados pela Greener (2018) e chegar à conclusão que ainda há 3598MWp para serem explorados no mercado brasileiro de geração solar distribuída residencial.

Em 2015 a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinne) lançou uma nota técnica intitulada Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade econômica. Neste documento, a partir de dados de simulação nas capitais brasileiras, foi tabelado o tempo de retorno sobre o investimento de um sistema fotovoltaico residencial considerando um cenário padrão de geração, consumo, reajuste da tarifa e inflação. Para a cidade de Florianópolis, o tempo de retorno sobre o investimento de uma instalação residencial de microgeração fotovoltaica ficou em dez anos. Tal estudo foi elaborado com dados atualizados sobre a metodologia empregada na dissertação de mestrado de Nakabayashi em 2014, nomeada Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições atuais e perspectivas futuras.

No Brasil, muitos desses sistemas fotovoltaicos instalados em edificações residenciais já completaram mais de um ano de instalação e monitoramento de sua

real geração de energia. Nesse sentido, existe a possibilidade de comparação entre a geração de energia real desses sistemas e a geração estimada por simulação.

O objeto desse trabalho são sistemas fotovoltaicos instalados em 43 residências com 10 módulos de 265Wp e um inversor de 3kW na região da Grande Florianópolis, Santa Catarina. Por ser um sistema específico que foi replicado com a mesma potência e os mesmos componentes nessas 43 residências de uma mesma região é possível realizar um estudo de viabilidade econômico-financeira com os dados monitorados, chegando a um resultado mais condizente com a realidade sobre o retorno do investimento.

Além do cenário padrão foi aplicado dois cenários com casos extremos de autoconsumo total e de injeção total na rede. Embora, tais cenários não ocorram na prática, eles servem para mostrar o impacto negativo máximo quando há tarifas diferentes sendo praticadas para energia injetada e consumida. (GOMES, 2018).

1.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O problema proposto para este Trabalho de Conclusão de Curso pode ser definido pela pergunta:

Qual o tempo de retorno sobre o investimento descontado de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede de 2,65kWp em Florianópolis-SC utilizando-se dados de geração de energia elétrica monitorados no primeiro ano?

1.2 JUSTIFICATIVA

Antes de ocorrer a instalação de um sistema fotovoltaico, há a possibilidade de estimar a geração de energia. Existem diversas ferramentas de avaliação que proporcionam uma estimativa de geração e o retorno financeiro. Quanto mais preciso essa estimativa de geração do sistema melhor será a previsão de retorno financeiro. Uma simulação precisa e próxima da realidade quanto à geração faz-se necessária

tendo em vista que os sistemas fotovoltaicos residenciais são adquiridos e vendidos como uma forma de investimento, onde o retorno está diretamente atrelado à redução da fatura de energia elétrica por meio da geração de energia elétrica.

1.3 HIPÓTESE

A hipótese do presente trabalho é que o tempo de retorno sobre o investimento descontado de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede em Florianópolis-SC utilizando dados monitorados do primeiro ano é menor que dez anos.

1.4 OBJETIVOS

A seguir, são apresentados os objetivos da pesquisa.

1.4.1 Objetivo geral

Avaliar a viabilidade econômico-financeira de 43 sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Florianópolis-SC utilizando-se a geração de energia elétrica monitorada e simulada ao longo do primeiro ano de operação.

1.4.2 Objetivos específicos

Para a execução da pesquisa, selecionaram-se os seguintes objetivos específicos:

- a) Comparar a geração de energia elétrica simulada com a monitorada do primeiro ano dos 43 sistemas;

- b) Verificar se o tempo de retorno sobre o investimento descontado de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede em Florianópolis é menor que dez anos;
- c) Comparar a viabilidade econômico-financeira dos 43 sistemas em um cenário de autoconsumo total e em um cenário de injeção total da energia elétrica gerada.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho de conclusão de curso está organizado em cinco capítulos. Neste primeiro capítulo foi contextualizado e realizado uma breve descrição sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

No segundo capítulo, uma revisão da literatura foi realizada sobre os principais assuntos relacionados à energia fotovoltaica descentralizada e suas características. Além disso, foi discutida a simulação da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos e apresentado os métodos estatísticos e econômico-financeiros de avaliação utilizados.

A metodologia utilizada e os parâmetros para as simulações e análise de viabilidade são mostrados no terceiro capítulo. Já os resultados obtidos dessas simulações e da viabilidade econômico-financeira são apresentados no quarto capítulo. Apresentar-se-á conclusão desses resultados no último capítulo.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo está dividido em quatro aspectos: (a) a energia fotovoltaica descentralizada, recomendações de aplicação e formas de fixação em edificações já construídas; (b) a instalação dos módulos fotovoltaicos quanto a orientação, inclinação, sombreamento e sistemas de fixação; (c) a estimativa (programas de simulação) e o monitoramento da geração de sistemas fotovoltaicos; (d) métodos de avaliação estatística e econômico-financeira a serem adotados neste trabalho.

2.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA DESCENTRALIZADA

A energia solar é uma fonte de energia inesgotável e pode ser utilizada por meio de seu calor ou através de sua luz. No ambiente residencial, dois sistemas popularmente utilizados são o sistema de aquecimento de água e o sistema fotovoltaico. No primeiro, a água que passa nas placas é aquecida pela radiação solar e vai sendo armazenada em reservatórios térmicos. Já no segundo, a luz é transformada em energia elétrica. (VILLALVA; GAZOLLI, 2013).

Ambos os sistemas utilizam do Sol para gerar energia. Mas os sistemas fotovoltaicos são considerados mais versáteis que os sistemas de aquecimento por utilizarem cabos elétricos, que são mais simples de instalação e manutenção, que tubulações e reservatórios. (RÜTHER, 2004). O sistema fotovoltaico pode ser concebido basicamente de duas maneiras: isolado com baterias recarregáveis ou sem baterias e conectado à rede. (ANTONIOLLI, 2015).

Sistemas isolados utilizam banco de baterias e controlador de cargas para armazenar a energia durante os momentos de maior produção e liberá-la quando o consumo é maior ou não há produção (período noturno). Esse tipo de sistema é utilizado no Brasil em locais isolados onde não há acesso a rede elétrica como ilhas e comunidades remotas, já que o custo para a inclusão das baterias é muito elevado. (RÜTHER, 2004). A ANEEL regulamenta os sistemas isolados por meio da resolução normativa 493 de 2012. (ANTONIOLLI, 2015).

Existe a possibilidade de utilizar sistemas isolados sem baterias para o bombeamento de água. Onde ao invés da energia, a água bombeada é armazenada em reservatórios podendo ser utilizada nos períodos que não há luz solar. (VILLALVA; GAZOLLI, 2013).

Os sistemas conectados à rede são classificados em três categorias: microgeração, minigeração e usinas. A distinção entre elas é feita pela potência do sistema. Um sistema fotovoltaico com potência menor ou igual a 75kW é classificado como microgeração, superior a 75kW e menor ou igual a 5000kW é minigeração. (BRASIL, 2016a).

A micro e mini geração distribuída consistem na produção de energia elétrica por pequenas centrais geradoras conectadas à rede de distribuição das concessionárias por meio de instalações de unidades consumidoras. (BRASIL, 2016a).

O presente trabalho focará nos geradores fotovoltaicos conectados à rede elétrica das concessionárias de energia com potência menor que 75kW. Estes sistemas consistem basicamente em três componentes principais: os módulos fotovoltaicos, o inversor e o medidor bidirecional. (VILLALVA; GAZOLLI, 2013). Os dois primeiros são adquiridos e instalados pelo consumidor e o terceiro é fornecido pela concessionária de energia. (BRASIL, 2016a).

Sistemas conectados à rede são mais acessíveis que os sistemas isolados por utilizarem a própria rede de distribuição como um banco de baterias. No período de maior consumo ou ausência de geração a concessionária fornece energia ao sistema por meio do medidor bidirecional que marca separadamente a energia injetada e consumida pelo consumidor. (VILLALVA; GAZOLLI, 2013). A questão do sistema de tarifação será tratada mais adiante, junto com a avaliação financeira.

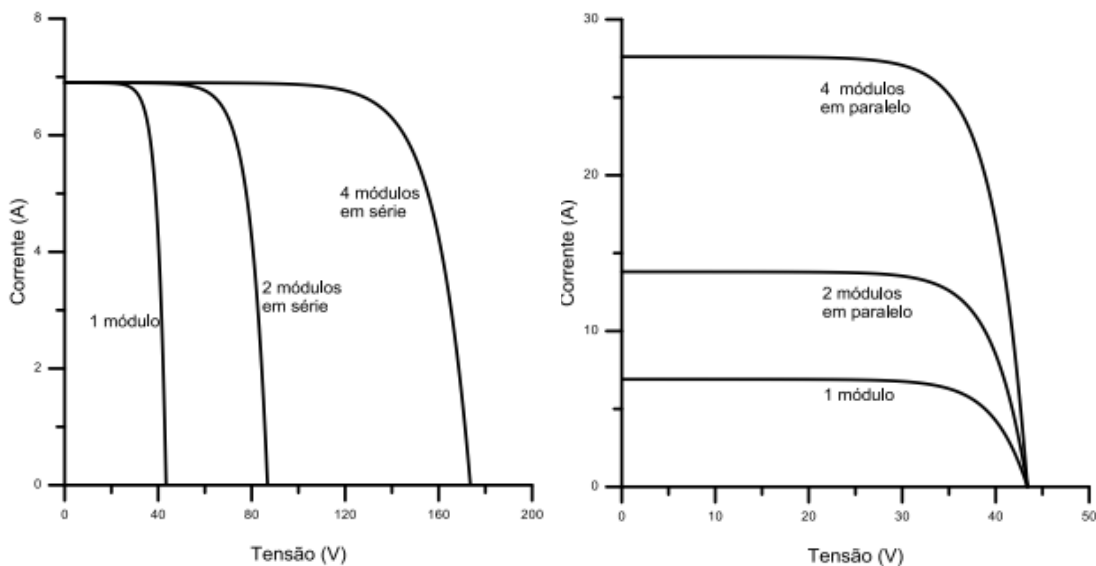
2.1.1 Módulo fotovoltaico

O componente do sistema fotovoltaico responsável por converter a luz visível do sol em energia elétrica na forma de corrente contínua é o módulo fotovoltaico. A potência de um módulo é medida em Watt-pico (Wp). Ele é composto

por um conjunto de células fotovoltaicas encapsuladas, interligadas eletricamente em série e em paralelo. As células mais encontradas no mercado são as de silício policristalino. (PINHO; GALDINO, 2014).

Os módulos são conectados um ao outro formando arranjos fotovoltaicos. Eles podem ser associados em série, conectando o terminal negativo de um com o terminal positivo do outro de maneira a somar as tensões de cada módulo, mas sem alterar a corrente elétrica. Já a conexão em paralelo dos módulos é feita conectando o terminal positivo com o terminal positivo de outro módulo, resultando na soma das correntes sem alterar a tensão. A figura a seguir demonstra essas duas possibilidades de arranjo utilizando módulos de 220Wp sobre condições-padrão de ensaio e sua influência sobre a curva corrente por tensão (curva I-V). (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 1 – Possibilidades de arranjo fotovoltaico e influência sobre a curva I-V

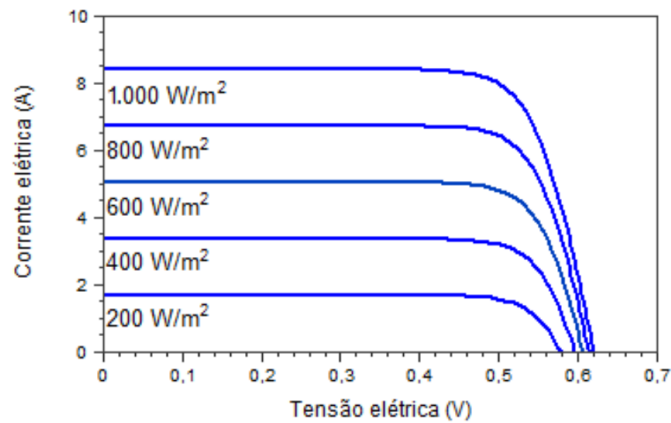


Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Dois fatores externos de maior influência nos módulos fotovoltaicos são a irradiância solar (W/m^2) e a temperatura de operação. A incidência solar ou irradiação solar (Wh/m^2) é a irradiância solar (W/m^2) integrada em um intervalo de tempo. A irradiação é a exposição a uma fonte de radiação, no caso, o Sol. (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

O gráfico na próxima figura mostra como o aumento da irradiância solar atua sobre a curva I-V, quanto maior a irradiância solar, maior a corrente e consequentemente maior o desempenho do sistema.

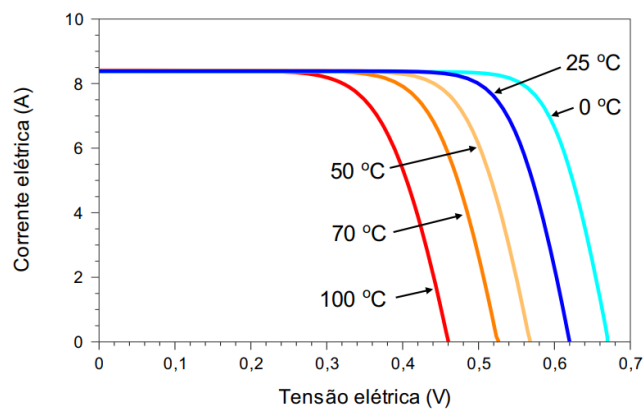
Figura 2 – Relação da curva I-V com a irradiância solar



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

O gráfico abaixo mostra a relação da curva I-V com relação a temperatura das células fotovoltaicas. Quanto maior a temperatura, menor será o desempenho do sistema. Por isso, se não forem tomados devidos cuidados durante a instalação do sistema de maneira a evitar que ele opere em temperaturas altas, seu rendimento será menor. (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

Figura 3 – Relação da curva I-V com a temperatura



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

As células fotovoltaicas de silício são fabricadas em três diferentes tipos de tecnologias: silício monocristalino; silício policristalino e filme fino de silício amorfo. O silício monocristalino é o que requer maior quantidade de material e energia para sua fabricação. O silício policristalino, utilizado nos módulos desse estudo, apresenta eficiência ligeiramente menor, mas é fabricado com menor custo. Já o filme fino apresenta maior versatilidade de aplicação arquitetônica, embora seja mais caro. (ANTONIOLLI, 2015).

2.1.2 Inversor

O segundo componente principal de um sistema fotovoltaico é o inversor. Segundo Luque e Hegedus (2003), há dois tipos de inversores para serem usados em cada tipo de sistema fotovoltaico. Um para sistemas isolados e outro para sistemas conectados à rede.

Um sistema isolado pode fornecer a energia dos módulos fotovoltaicos diretamente para os equipamentos consumidores, como bombas de água. Para evitar a interrupção no fornecimento de energia pela passagem de nuvens ou pôr do sol, pode-se utilizar baterias recarregáveis. Nesse caso um controlador de carga deve ser utilizado para prevenir o sobrecarregamento e a descarga profunda delas, aumentando a vida útil das baterias. Para os sistemas isolados sem bateria, um controlador de carga deve ser utilizado para proteger o equipamento ou ele pode ser projetado para conectar diretamente ao arranjo fotovoltaico. (PINHO; GALDINO, 2014).

Para sistemas isolados com baterias é necessário converter a energia em corrente contínua para corrente alternada. Esse inversor, diferentemente do inversor conectado à rede, não opera em paralelo com a rede de distribuição de energia elétrica e por isso seu funcionamento é mais simples, refletindo em seu menor tamanho e custo. (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

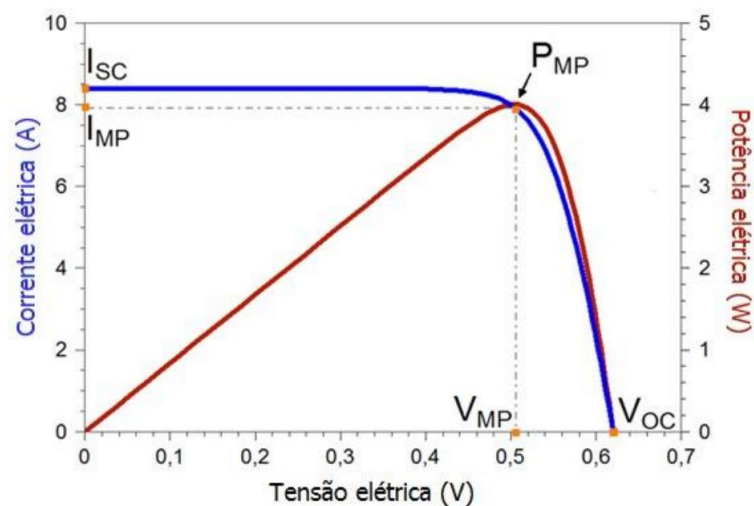
O inversor para sistemas conectados à rede recebe a energia elétrica em corrente contínua diretamente dos módulos fotovoltaicos e a inverte para corrente alternada, podendo assim a energia ser sincronizada com a fornecida pela

concessionária. Em geral, os inversores utilizados para pequenos sistemas residenciais são monofásicos e possuem até 5 kW. (PINHO; GALDINO, 2014).

Esse tipo de inversor trabalha dentro das características da rede de energia elétrica e dos módulos fotovoltaicos. Ele deve garantir que seu funcionamento comece na hora do dia em que os módulos estejam gerando uma tensão mínima para o funcionamento do sistema. Já que a tentativa de inicialização falha, sem que haja uma tensão mínima vindo dos módulos, resulta em consumo de energia da rede.

Outra consideração do inversor conectado à rede é sua capacidade de rastrear na curva de corrente por tensão o ponto de máxima potência (P_{MP}), ver figura abaixo elaborada em condições-padrão de ensaio com uma célula fotovoltaica de silício cristalino. (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

Figura 4 – Curva I-V e curva P-V



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Na curva corrente por tensão (curva I-V) em azul o ponto onde a tensão é igual a zero, ocorre a corrente de curto-circuito (I_{sc}). Já com circuito aberto, a corrente é zero e ocorre a maior tensão (V_{oc}). Com base na curva I-V é possível elaborar a curva da potência por tensão (curva P-V) em vermelho, onde em seu pico se localiza o P_{mp} . (PINHO; GALDINO, 2014).

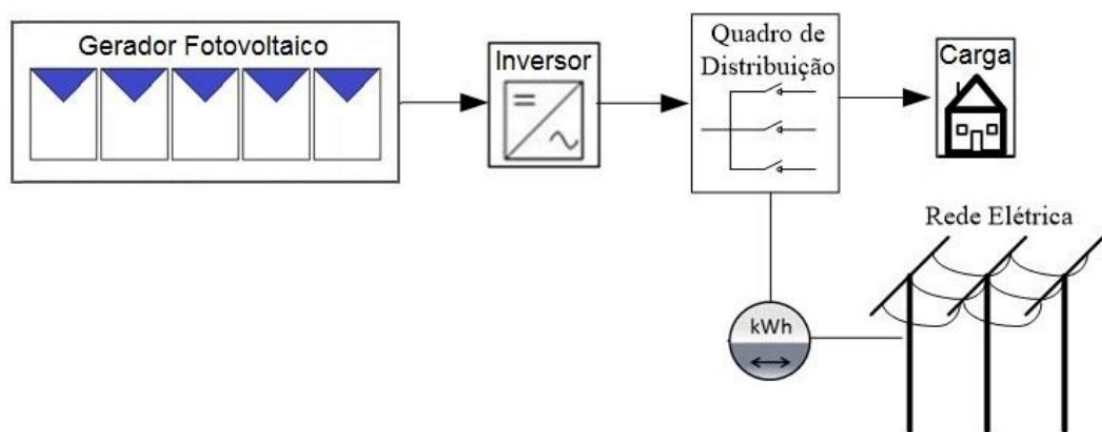
A ANEEL determina que os inversores conectados à rede no Brasil devem possuir um sistema de proteção anti-ilhamento. Tal sistema impede que o inversor

forneça energia a rede da concessionária quando essa está desenergizada por falha ou manutenção. Muitos leigos consideram isso uma desvantagem, pois significa que quando faltar energia na rede o sistema desligará automaticamente ficando a residência, mesmo com sistema fotovoltaico, sem energia durante o dia. O sistema anti-ilhamento é imprescindível para sistemas conectados à rede pois garante que a rede esteja desenergizada durante períodos de manutenção e resguardando a segurança da mesma. (PINHO; GALDINO, 2014).

2.1.3 Medidor bidirecional

O terceiro componente de um sistema fotovoltaico é o medidor bidirecional. Ele registra separadamente a energia elétrica consumida e injetada na rede de distribuição, onde a cada instante somente o registro em um dos sentidos é realizado. A figura a seguir mostra a posição e a interação de cada componente do sistema conectado à rede.

Figura 5 – Sistema conectado à rede



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Esse medidor requerido pela Aneel é fornecido pela concessionária sem custo adicional ao microprodutor que está adquirindo o sistema de até 75kW. Sendo

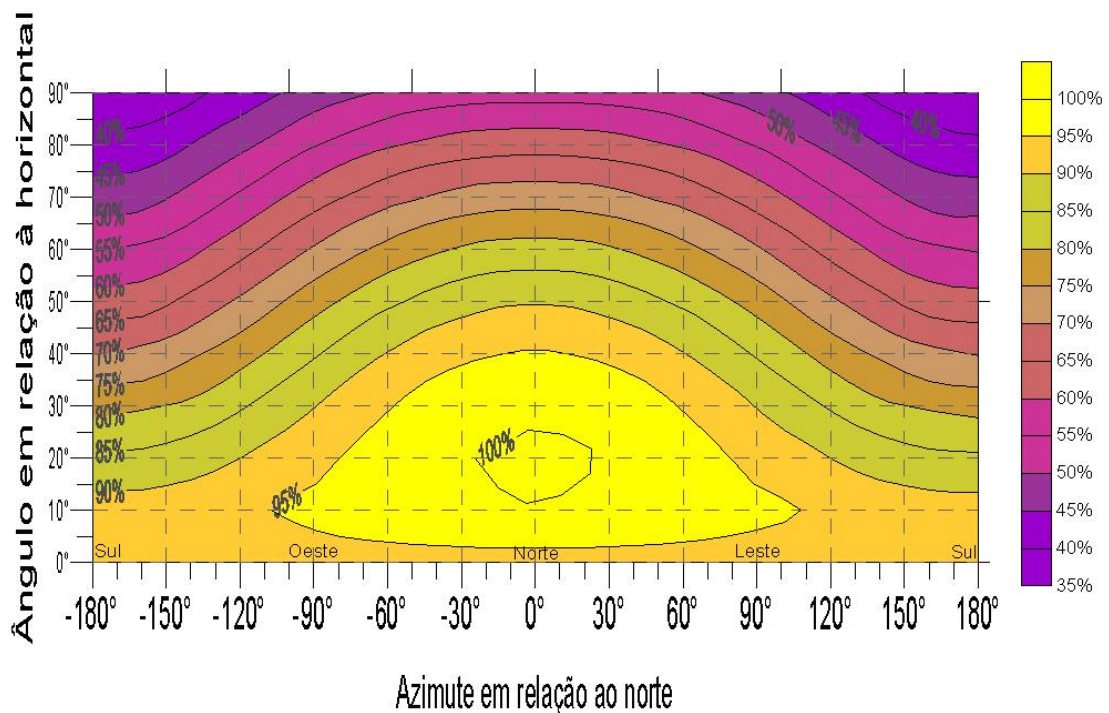
a concessionária ou distribuidora de energia responsável por adquirir, instalar e realizar possíveis manutenções (BRASIL, 2016a).

2.2 POSICIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Uma questão importante para os sistemas residenciais é o posicionamento dos módulos em relação ao sol. Para o hemisfério sul do planeta, a maior produção média de energia é obtida com os módulos voltados para o norte geográfico (azimute zero) e com ângulo em relação a horizontal igual à latitude. (VILLALVA; GAZOLLI, 2013).

É possível observar a variação em porcentagem desse potencial de geração com relação a essas duas variáveis em Florianópolis-SC na figura 6, onde a máxima geração para essa cidade está com os módulos voltados ao norte geográfico e com inclinação de 27,5° com a horizontal. (SANTOS; RÜTHER, 2009).

Figura 6 – Potencial de geração fotovoltaica com relação ao ângulo e azimute dos módulos



Fonte: Santos e Rütther (2009)

O estudo estatístico realizado por Santos e Rüther (2009) mostrou que não há diferença significativa na gera  o de energia com o azimute entre -90° e 90° . O mesmo ocorre com a inclina  o horizontal entre 5° e 40° na orienta  o norte. Entretanto, recomenda-se uma inclina  o mínima de 10° dos módulos para favorecer a limpeza pela chuva (PINHO; GALDINO, 2014).

Como já mencionado, os módulos são compostos por células de silício conectadas em série de tal maneira que quando uma delas recebe menos luz solar que as demais, a corrente dessa célula irá limitar a corrente das células conectadas em série. O mesmo vale para a associa  o em série dos módulos. (VILLALVA; GAZOLLI, 2013). Por isso, o sombreamento deve ser evitado ou minimizado sempre que possível.

Para minimizar o efeito do sombreamento e evitar possíveis danos aos módulos, as conexões em série das células de silício apresentam um diodo de desvio. Esse diodo proporciona no módulo uma conexão em paralelo, pulando uma fileira longitudinal de células quando alguma delas está sombreada. (PINHO; GALDINO, 2014).

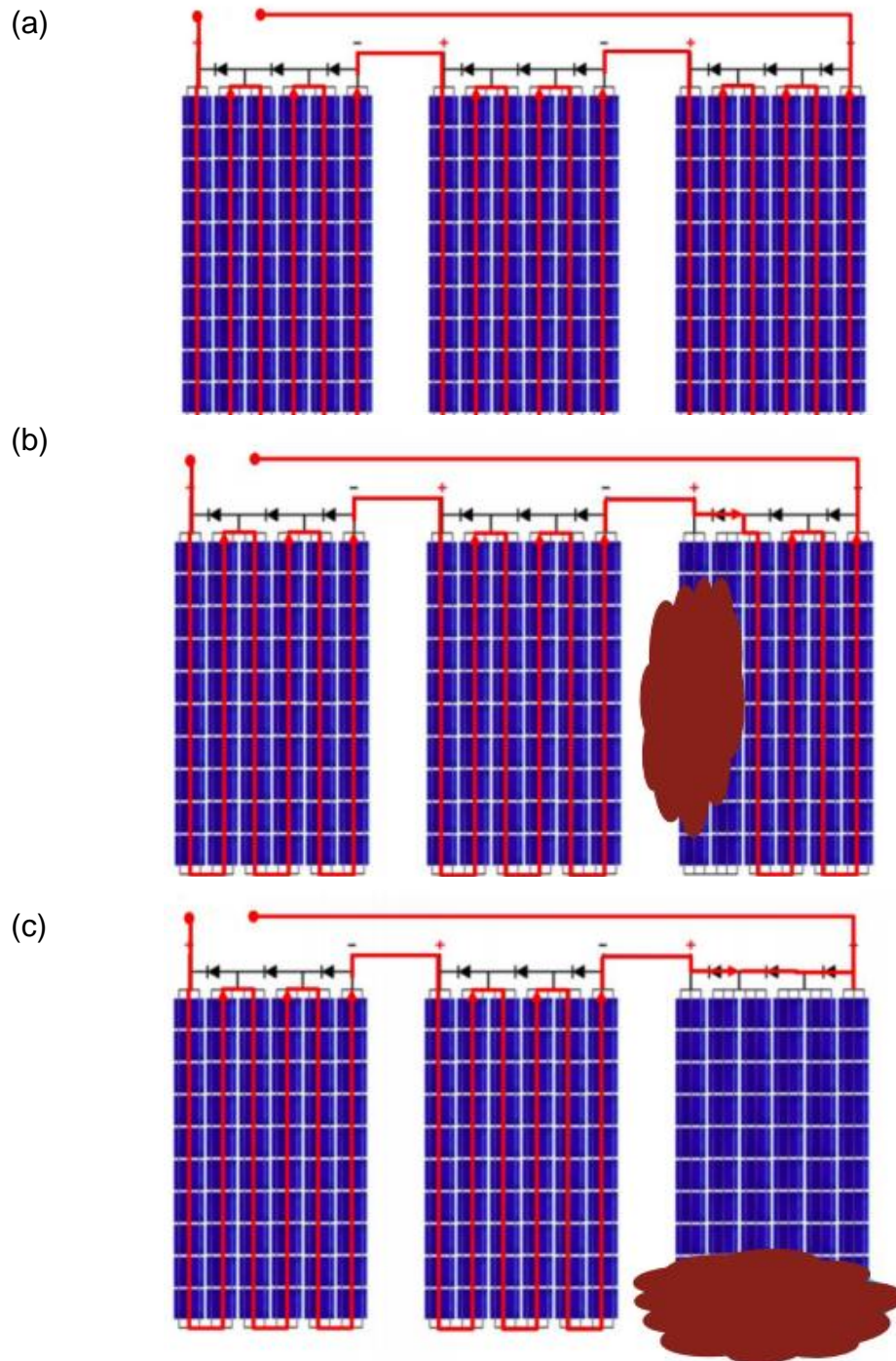
Dessa forma, havendo sombra sobre os módulos em algum período do dia, recomenda-se que a face de maior dimensão deles esteja paralela com a origem da sombra. (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

Essa recomenda  o fica mais clara observando a Figura 7, nela é representado um arranjo fotovoltaico hipotético de três módulos em série com três situa  es de sombreamento. Considerando que cada módulo gere uma tensão de 30 volts e cada um deles possua três diodos de desvio ($| \leftarrow$).

No primeiro caso (Figura 7a), não há sombreamento e a tensão total é a soma da tensão dos três módulos pois eles estão conectados em série, totalizando 90volts.

No segundo caso (Figura 7b), a sombra inicia-se pela maior dimensão de um dos três módulos e vai sequencialmente ativando cada um dos três diodos de desvio desse módulo, deixando o arranjo com 80 volts ao ativar o primeiro diodo, depois 70 volts e por fim com 60 volts ao cobrir totalmente o módulo.

Figura 7 – Atuação do diodo de desvio nos módulos fotovoltaicos



Fonte: Luque e Hegedus (2003)

Já no terceiro caso (Figura 7c), o sombreamento inicia-se pela menor dimensão do módulo e logo no seu início todos os três diodos desse módulo são ativados, deixando o arranjo fotovoltaico já no início do sombreamento com um total de 60 volts.

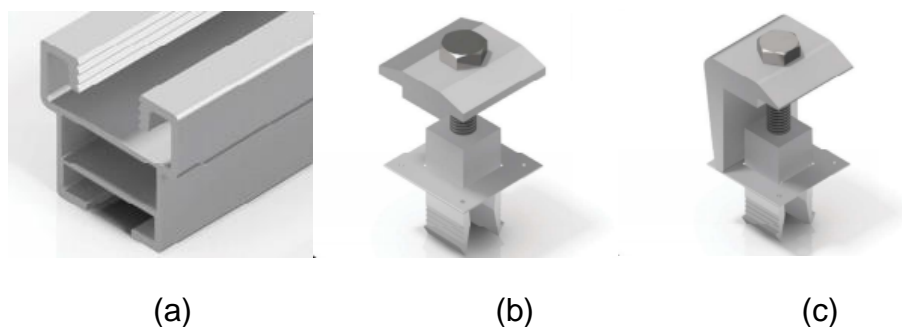
2.3 FIXAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Com relação ao sistema de fixação dos módulos fotovoltaicos, eles podem ser fixados em solo, postes, na fachada ou sobre a cobertura de uma edificação. Geralmente para grandes usinas é utilizado a instalação em solo, podendo ela ser fixa ou móvel, permitindo o rastreamento do sol de maneira a otimizar a incidência solar. (PINHO; GALDINO, 2014).

Para instalações residências, a instalação sobre a cobertura é recomendada devido ao menor custo com estrutura, já que é possível utilizar a própria estrutura existente. (PINHO; GALDINO, 2014).

A fixação dos módulos na cobertura de uma edificação é realizada comumente com o uso de perfis metálicos e grampos laterais. Na figura a seguir, é mostrado um exemplo do perfil (Figura 8a) e dos grampos intermediário (Figura 8b) e de extremidade (Figura 8c). Os grampos fixam por pressão a lateral da moldura metálica do módulo. Existem módulos que não possuem moldura, requerendo um grampo específico na forma de pinça. (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 8 – Exemplo de perfil solar e grampos para os módulos

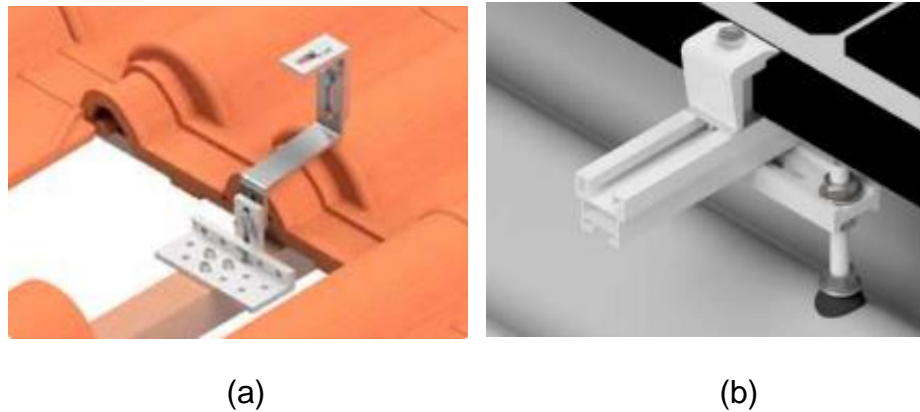


Fonte: Solar Group (2018)

Esse perfil (Figura 8a), chamado de perfil solar, é fixado por meio de sistemas específicos para cada tipo de cobertura. Em coberturas residenciais é comumente utilizado estruturas de madeira e com telhas cerâmicas ou telhas de fibrocimento. (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 9a apresenta os ganchos parafusados nos caibros, normalmente utilizados em coberturas de madeira com telhas cerâmicas. A Figura 9b mostra um módulo fotovoltaico instalado por meio de parafuso prisioneiro em uma cobertura com telha de fibrocimento.

Figura 9 – Fixação por gancho e parafuso prisioneiro



Fonte: Solar Group (2018)

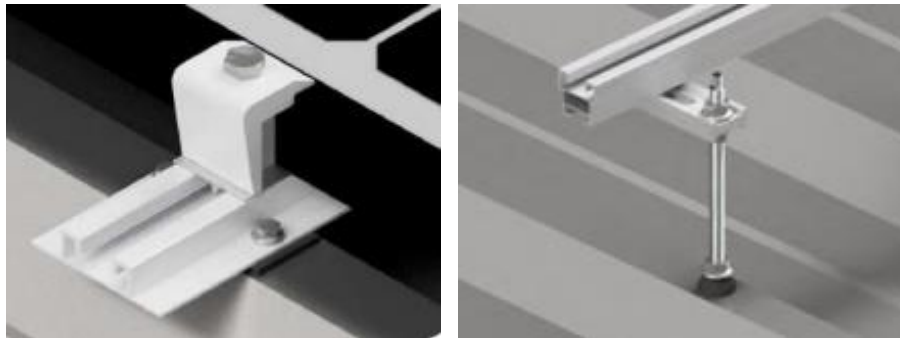
Telhas metálicas possibilitam a fixação direta por meio de rebites ou parafusos auto brocantes (Figura 10a), ou com a utilização de parafusos prisioneiros (Figura 10b), como o utilizado nas telhas de fibrocimento.

O tipo de parafuso depende do material que é feito a estrutura da cobertura, pois existem parafusos prisioneiros específicos para estruturas de madeira e para estruturas metálicas.

A figura 10 apresenta os dois tipos de fixação para telhas metálicas. Observa-se na Figura 10a que na fixação direta sobre a telha metálica o perfil solar é diferente, ele é mais baixo e chato para permitir essa fixação.

Embora seja mais prático utilizar rebites, o módulo em uma maior proximidade com a telha podem ter sua temperatura elevada e acabar diminuindo seu rendimento. (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 10 – Fixação em telhas metálicas



(a)

(b)

Fonte: Solar Group (2018)

Em lajes pode ser usado uma estrutura triangular afixada ou mantida no local com a utilização de pesos. Uma estrutura montada com o uso desse triângulo pode ser visualizado na Figura 11. Como a sua inclinação é ajustável, é possível deixar os módulos com a inclinação igual a latitude local para maior rendimento. (PINHO; GALDINO, 2014).

A confecção de uma estrutura adicional para melhorar a inclinação ou azimute dos módulos, só se torna vantajosa em situações onde o custo para sua confecção seja menor que o ganho em geração.

Figura 11 – Triângulos metálicos para lajes



Fonte: Solar Group (2018)

2.4 SIMULAÇÃO E MONITORAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A simulação computacional está presente na área da energia solar como em todas as áreas da engenharia. Programas computacionais automatizam processos agilizando o dimensionamento do sistema e fornecendo uma geração estimada de energia. A simulação fotovoltaica é uma ferramenta que possibilita a tomada de decisão fornecendo uma estimativa de qual será ou qual deveria ser a geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico. O resultado da simulação depende do programa que está sendo utilizado e de três entradas de dados: dados climáticos, componentes e perdas.

Este item apresenta informações sobre essas três entradas de dados para a simulação de um sistema fotovoltaico. Por fim, é apresentado o software que será utilizado para as simulações deste trabalho de conclusão de curso.

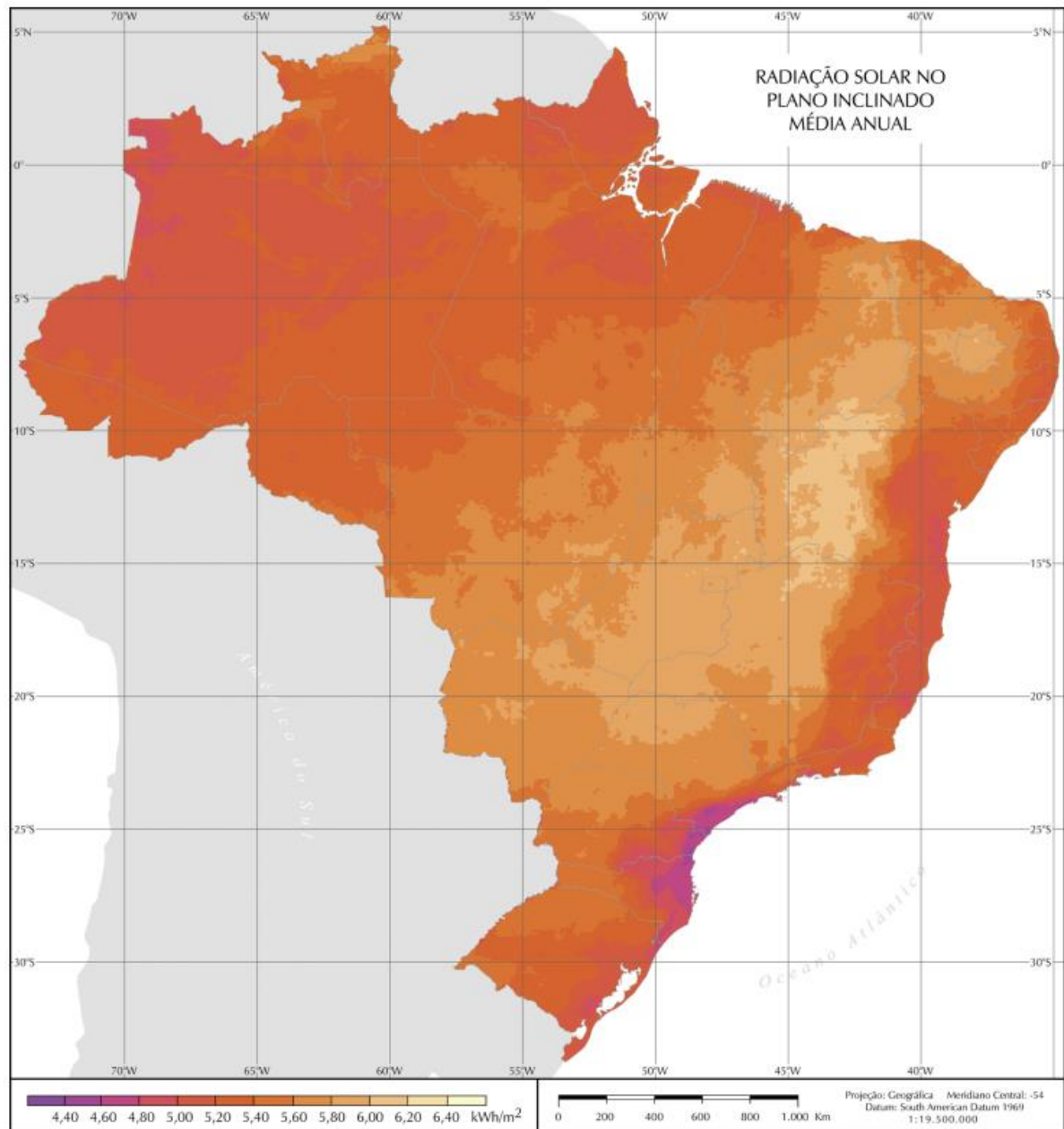
2.4.1. Dados climáticos para simulação computacional

Os programas geralmente já possuem ou permitem a entrada de dados climáticos. Esses dados podem ser obtidos em estações meteorológicas próximas ao local do sistema fotovoltaico a ser simulado ou em organizações que disponibilizam esses dados como o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB) no Brasil.

Para a simulação de sistemas futuros recomenda-se a utilização de dados recentes, obtidos por um período longo e próximos ao local de instalação. Já para sistemas existentes recomenda-se utilizar dados climáticos próximos e do mesmo período de funcionamento ao sistema fotovoltaico (ANTONIOLLI, 2015).

A Figura 12 apresenta a radiação solar média anual incidente no Brasil sobre o plano inclinado igual a latitude de cada local. Pode-se perceber que o litoral do estado de Santa Catarina, onde localiza-se o município de Florianópolis, apresenta os menores índices de radiação solar. Ainda assim, ela é 30% superior à radiação solar média presente na Alemanha, segunda nação que mais utiliza o sol como fonte de energia elétrica. (ANTONIOLLI, 2012).

Figura 12 – Atlas da radiação solar média anual no plano inclinado no Brasil em kWh/m²



Fonte: Pereira et al (2006)

2.4.2 Desempenho do sistema fotovoltaico

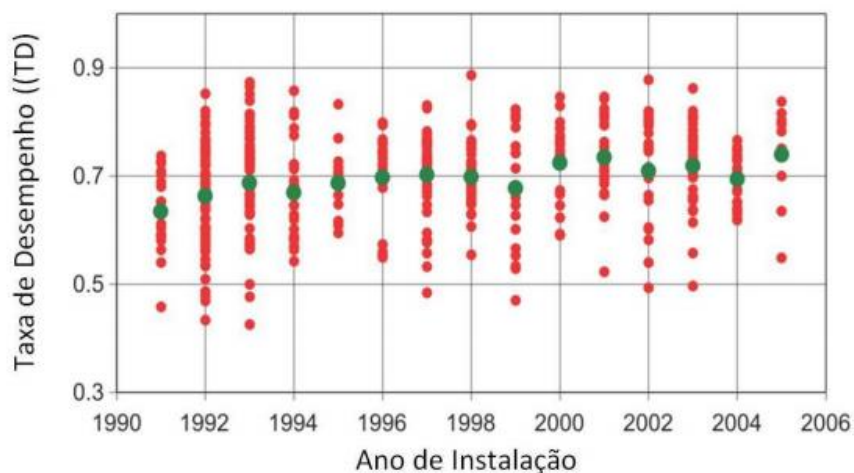
Os dados sobre os componentes de um sistema fotovoltaico são informações técnicas de módulos e inversores. Os programas de simulação geralmente possuem um banco de componentes para ser utilizado. Mas caso seja

preciso, pode-se inserir um novo componente com base nas informações fornecidas pelos fabricantes em documentos como os presentes nos Anexos A e B.

A taxa de desempenho (*performance ratio* - PR) do sistema é definida pela relação entre a produtividade final (*yield*) e a produtividade de referência. A produtividade final do sistema é a razão entre a energia gerada por um período de tempo, geralmente um ano (kWh/ano), e a potência instalada (kWp). Já a produtividade de referência é a incidência solar perpendicular ao plano inclinado dos módulos fotovoltaicos (kWh/m²) no mesmo período de tempo. (NAKABAYASHI, 2015).

As perdas e o desempenho dos componentes durante o funcionamento do sistema irão definir a PR, expressa em porcentagem (%). Quanto maior o valor da PR, menor são as perdas de energia pelo sistema. (PINHO; GALDINO, 2014). A figura abaixo traz a PR média de 527 sistemas fotovoltaicos conectados à rede de energia na Europa ocidental com potência menor que 10kWp.

Figura 13 – PR média de 527 sistemas fotovoltaicos conectados à rede na Europa Ocidental



Fonte: IEA (2007) apud Pinho e Galdino (2014)

Para esses 527 sistemas instalados na Europa Ocidental percebe-se uma tendência média de 70-75% de PR. Para o Brasil, Pinho e Galdino (2014) consideram viáveis para sistemas bem ventilados e não sombreados uma PR entre 70-80%. Os autores recomendam utilizar programas de simulação, como o Pvsyst, para reduzir a incerteza quanto a real PR de sistemas fotovoltaicos futuros.

Basicamente, as perdas de geração em um sistema são devido a temperatura de operação dos módulos, cabeamento elétrico, conversão da corrente contínua para alternada e sombreamento. A exatidão das perdas consideradas influencia diretamente na qualidade da simulação. (ANTONIOLLI, 2015).

Os programas de simulação apresentam para algumas perdas valores padrões que podem ser usados, outras como a degradação dos módulos são fornecidas pelos fabricantes dos componentes. Mas para as demais perdas, recomenda-se a utilização de valores apresentados em estudos científicos como o realizado por Roberts, Zevallos e Cassula (2016) e Sorgato e Rütter (2017), onde valores típicos de perda para um sistema fotovoltaico foram definidos.

2.4.3. Programas de simulação e monitoramento

Atualmente há muitos programas disponíveis para simular sistemas fotovoltaicos. Os programas são em sua maioria desenvolvidos por universidades ou empresas privadas. Todos apresentam vantagens e desvantagens, a escolha por um programa específico para ser utilizado depende de vários quesitos. Entre os quesitos está a comparação dos resultados da simulação com os resultados reais obtidos em campo.

Na África do Sul, um estudo em 2017 envolvendo três programas (PvSyst, SAM e PVLlib) mostrou que a simulação no PvSyst foi a mais precisa. Ela apresentou uma diferença de apenas 3,37% da geração real anual de uma usina de 75MWp. O programa SAM apresentou uma diferença de 3,86% e o PVLlib, 5,07%. Mas o programa SAM acabou sendo priorizado por ser gratuito. (GURUPIRA; RIX, 2017).

O programa PvSyst foi lançado em 1991 pela universidade de Genova, atualmente é mantido e atualizado por uma empresa privada. Ele permite realizar simulações preliminares simplificadas até simulações finais mais detalhadas para sistemas fotovoltaicos conectados na rede alternada, isolados, para bombeamento ou conectados à rede contínua. (GURUPIRA; RIX, 2017).

As simulações podem ser realizadas com o intuito de estimar a geração de um sistema fotovoltaico a ser construída ou que já esteja em operação. Essa última

pode ser comparada com a geração real monitorada e servir de parâmetro para planejar e definir intervenções para melhorar a geração de energia.

O monitoramento da produção de energia de um sistema fotovoltaico é feito por meio de uma placa de comunicação. Essa placa permite que os dados de geração de energia sejam transmitidos e monitorados remotamente. Alguns fabricantes, como a ABB, fornecem um programa específico para o monitoramento de seus inversores, chamado Aurora Vision. Por meio de uma conexão com a internet, é possível armazenar e visualizar a geração histórica e instantânea do inversor ABB em um navegador.

É importante frisar que os dados de geração monitorados no inversor só serão iguais à geração registrada no medidor bidirecional conectado à rede quando o consumo na residência no momento da geração for igual a zero. Algo difícil de ocorrer na prática, já que normalmente há um consumo dessa geração por equipamentos elétricos na residência antes dela ser injetada na rede.

2.5 MÉTODOS DE AVALIAÇÃO ESTATÍSTICA E AVALIAÇÃO FINANCEIRA

Nesta parte do trabalho será abordado os métodos estatísticos utilizados para comparar os sistemas fotovoltaicos analisados e os conceitos de matemática financeira usados, também será apresentado a questão tarifária para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

2.5.1 Avaliação estatística

A comparação entre a geração de energia obtida em simulação e a monitorada, pode ser realizada com ferramentas estatísticas. Aqui serão apresentados os métodos utilizados para comparar valores teóricos simulados com valores reais medidos.

O MBE (*Mean Bias Error*) indica o desvio médio, no presente trabalho, o desvio entre a geração estimada e a geração monitorada. Um valor negativo indica que a simulação está subestimando a geração.

Por outro lado, um valor positivo mostra que a geração está sendo superestimada. Utilizar somente o desvio médio (MBE) apresenta uma desvantagem, já que um valor individual de superestimação pode anular um valor de subestimação. (ROBERTS; ZEVALLOS; CASSULA, 2016).

O erro médio quadrático (RMSE - *Root Mean Square Error*) apresenta a dispersão dos valores simulados com os valores monitorados. Quanto mais próxima de zero o seu valor mais precisa é a simulação.

Os dois métodos (MBE e RMSE) apresentam sua forma relativa (rMBE e rRMSE) quando divididos pela média monitorada, sendo elas expressas em porcentagem. (ROBERTS; ZEVALLOS; CASSULA, 2016). A equação 1 é usada para determinar o MBE, e a equação 2 o rMBE, enquanto a equação 3 determina o RMSE e a equação 4 o rRMSE.

$$MBE = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)}{N} \quad (\text{Eq. 1})$$

$$rMBE = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)}{N \cdot \bar{x}} \quad (\text{Eq. 2})$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{N}} \quad (\text{Eq. 3})$$

$$rRMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{N}} / \bar{x} \quad (\text{Eq. 4})$$

Onde:

y_i é a geração de energia simulada

x_i é a geração monitorada

N é o número de simulações

\bar{x} é a geração monitorada média

A verificação da associação entre duas variáveis pode ser feita usando o coeficiente de correlação de Pearson (R). Este indica se há relação entre duas variáveis, em uma escala que vai de um negativo até um positivo. A tabela 1 apresenta uma interpretação dos valores obtidos para R.

Tabela 1 – Interpretação do coeficiente de correlação de Pearson (R)

R	Interpretação
1,00 - 0,90	Correlação muito forte
0,90 - 0,70	Correlação forte
0,70 - 0,50	Correlação moderada
0,50 - 0,30	Correlação fraca
0,30 - 0,00	Correlação desprezível

Fonte: Hinkle, Wiersma, Jurs (2003) apud Mukaka (2012)

Um valor próximo a zero de R indica que não há relação, um valor próximo a um positivo indica que há uma relação diretamente proporcional entre as duas variáveis analisadas e um valor negativo indica que essa relação é inversamente proporcional. A equação 5 é utilizada para determinar R. (HEIMAN, 2011)

$$R = \frac{N(\sum XY) - (\sum X)(\sum Y)}{\sqrt{[N(\sum X^2) - (\sum X)^2][N(\sum Y^2) - (\sum Y)^2]}}$$

(Eq. 5)

2.5.2 Avaliação econômico-financeira

Com os dados de geração de energia estimada ou monitorada pode-se realizar uma avaliação econômico-financeira sobre o investimento para o sistema fotovoltaico. O custo dos equipamentos e instalação, pode ser obtido multiplicando a potência do sistema pelo custo médio praticado em Reais por Watt-pico (R\$/Wp). Esse valor pode ser obtido consultando empresas locais de instalação, calculado diretamente pelo custo dos componentes, frete, mão-de-obra e impostos ou consultando valores adotados em literatura. (RODRIGUES et al., 2016). Outra possibilidade seria buscar o preço de aquisição de sistemas fotovoltaicos em operação.

O prazo para a análise do investimento é definido em 25 anos. Sendo esse o tempo de garantia de rendimento mínimo de 80% dado aos módulos fotovoltaicos pelos principais fabricantes. (PINHO; GALDINO, 2014). Por isso, outro custo necessário a ser considerado é o custo de operação e manutenção (O&M).

Esse custo deve considerar a troca do inversor pelo menos uma vez em 25 anos, já que a garantia do inversor é menor que a dos módulos. (MONTENEGRO, 2013). “Os inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede são muitas vezes garantidos pelos fabricantes por períodos de 5 a 10 anos.” (PINHO; GALDINO, 2014, p.239).

O segundo passo da análise financeira é levantar as tarifas praticadas pela distribuidora de energia na região. Em alguns estados a tarifa praticada sobre a energia consumida não é a mesma da praticada sobre a energia injetada na rede, como pode-se ver na fatura de energia presente no Anexo C.

É importante considerar um reajuste anual sobre as tarifas praticadas, pois ele impacta diretamente nos resultados obtidos na avaliação econômico-financeira. (NAKABAYASHI, 2015).

Com o levantamento do custo, da manutenção do sistema e das tarifas de energia, pode-se calcular para 25 anos o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o tempo de retorno sobre o investimento descontado (*payback* descontado).

A equação 6 é utilizada para determinar o VPL. Ele é a diferença entre os benefícios gerados e seus custos trazidos a valor presente por uma taxa de juros. Um VPL positivo indica um investimento economicamente viável. (NAKABAYASHI, 2014).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (\text{Eq. 6})$$

Onde:

I_0 é o investimento inicial

Fc_t é o fluxo de caixa no período

r é a taxa de desconto

t é o período em questão

n é o horizonte de análise.

Também pode-se calcular a TIR e compará-la com a taxa mínima de atratividade (TMA). A TMA geralmente é considerada, para sistemas fotovoltaicos residenciais, igual a remuneração de títulos públicos federais ou a taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia). (NAKABAYASHI, 2014).

“A TIR é a taxa em que, empregada como a taxa de desconto no cálculo do VPL faz com que seu valor fique igual a zero”. (NAKABAYASHI, 2014, p.16). Uma TIR superior a TMA indica um investimento economicamente atrativo, onde o VPL é positivo. O contrário ocorre quando a TIR é inferior a TMA. Já situações de igualdade entre a TIR e a TMA ocorrem quando o VPL é igual a zero. A equação 7 mostra a relação da TIR com o VPL:

$$VPL = -I_0 + \frac{Fc_1}{(1+TIR)^1} + \frac{Fc_2}{(1+TIR)^2} + \frac{Fc_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{Fc_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (\text{Eq. 7})$$

Nakabayashi (2015) ressalta que para casos onde o fluxo de caixa muda de sinal mais de uma vez ao longo do período analisado faz com que o polinômio da VPL (equação 10) apresente mais de uma raiz positiva e por isso mais de uma TIR ou até mesmo a sua inexistência. Para esses casos sugere-se a utilização da VPL sem a TIR para analisar o investimento ou usar a TIR modificada. (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2011 apud NAKABAYASHI, 2014).

Além do VPL e da TIR, pode-se calcular o *payback* descontado em análises onde o investimento é realizado no primeiro período e as receitas estão nos anos seguintes. O *payback* pode ser calculado de maneira simples, sendo o número de períodos para que o fluxo de caixa acumulado fique positivo, ou levando em consideração uma taxa de desconto sobre todos os fluxos de caixa futuros, chamado *payback* descontado. (MONTENEGRO, 2013).

Para Nakabayashi (2014), cada um dos três métodos apresentados apresenta uma limitação. O VPL não permite ter noção do retorno que cada unidade monetária trará, podendo investimentos com custos iniciais diferentes ter o mesmo VPL. A aplicação da TIR não é recomendada quando há mais de uma inversão no sinal no fluxo de caixa acumulado. Por último, o *payback* descontado que embora possa dar uma noção de atratividade do projeto, apresenta limitações quanto à apresentação de rentabilidade.

2.5.3 Tarifa de energia elétrica fotovoltaica

Sobre o sistema de tarifação, existem basicamente dois tipos, o *feed in* e o *net metering*. A tarifação *feed in* foi criada na Europa para estimular o uso de energias renováveis. Nela as concessionárias são obrigadas a comprar por valores acima do mercado a energia gerada de maneira renovável por seus consumidores. Premiando o consumidor que gera energia por meio de sistemas renováveis como os fotovoltaicos. Esse custo adicional às concessionárias acaba sendo repassado para a tarifa média praticada por ela. (MONTENEGRO, 2013).

A tarifação *net metering* ou medida da energia líquida é a utilizada no Brasil. Nela o consumidor paga a diferença entre a energia consumida e a energia exportada para a rede. (VILLALVA e GAZOLLI, 2013). Caso o microprodutor exporte mais

energia que consuma, essa diferença é armazenada na forma de créditos que podem ser utilizados para abater o consumo em outra unidade consumidora nos meses seguintes com prazo de validade de 60 meses. (BRASIL, 2016a).

No caso dos consumidores analisados nesse estudo (consumidores residenciais de baixa tensão pertencentes ao grupo B), é importante ressaltar que não há a possibilidade de zerar a fatura de energia. Já que mesmo a geração sendo maior que o consumo mensal, será cobrada a taxa mínima de disponibilidade que é a tarifa de consumo multiplicada por 30kWh para unidades consumidoras monofásicas, 50kWh (bifásico) e 100kWh (trifásico). Não sendo possível utilizar os créditos para abater a taxa de disponibilidade. (BRASIL, 2016a).

No Brasil devido à incidência de impostos, a tarifa cobrada no consumo pode ser maior que a incidente sobre a energia injetada na rede. No âmbito federal, havia a cobrança do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), mas com a Lei 13169/2015 a incidência do PIS e COFINS passou a ser somente sobre a diferença positiva da energia consumida e a energia injetada. (BRASIL, 2016a). Tornando um incentivo para geração própria de energia.

Já no âmbito estadual há a incidência sobre a energia elétrica do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Esse imposto é aplicável a toda a energia que entra e sai da unidade consumidora. (BRASIL, 2016a). Com isso, a tarifa utilizada sobre a energia que entra na unidade consumidora é diferente da tarifa aplicada à energia injetada na rede. A presença dessas duas tarifas pode ser vista na fatura presente no Anexo C.

Em 2015 o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) publicou o Convênio ICMS 16. Tal documento autorizou aos estados a incidirem o ICMS somente sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada dos micros e minigeradores. (BRASIL, 2016a).

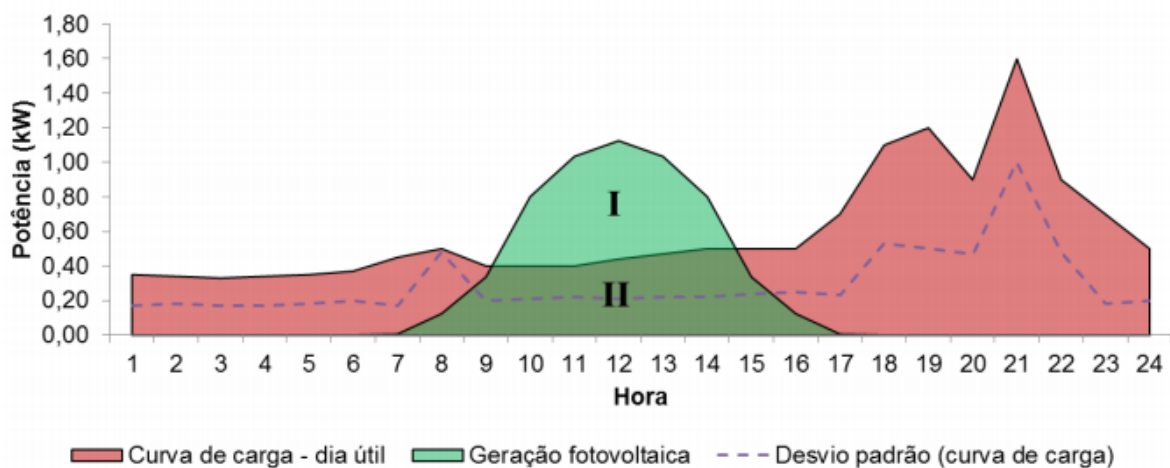
Santa Catarina aderiu ao Convênio ICMS 16 no dia dezesseis de maio de 2018. Dessa forma, espera-se que nos próximos meses a mesma tarifa seja utilizada na energia que entra e sai das unidades consumidoras. Essa questão tarifária diferente para injeção e consumo, torna vantajoso para o consumidor que o momento de geração de energia coincida com o momento de consumo de energia. Reduzindo

o consumo de energia elétrica da rede, sobre a qual incide uma tarifa maior, e reduzindo também a injeção de energia gerada à rede. (RODRIGUES et al., 2016).

A Figura 14 apresenta a curva ao longo do dia da geração fotovoltaica típica em um dia ensolarado para um sistema de 1,5kWp com uma PR de 75% e a curva de consumo (curva de carga) para clientes residenciais de 300 a 500kWh/mês. O percentual de autoconsumo é obtido pela razão da área II pela soma das áreas I e II. (FRANCISQUINI, 2006 apud NAKABAYASHI, 2014).

No medidor bidirecional, a área I será medida como energia injetada e toda a área abaixo da curva de carga menos a área II será registrada no medidor como consumo. Já no inversor, a geração real monitorada será igual a área abaixo da curva de geração fotovoltaica, ou seja, a soma das áreas I e II. (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 14 – Curva de consumo residencial e de geração fotovoltaica ao longo do dia



Fonte: Francisquini (2006) apud Nakabayashi (2014)

Quando as tarifas de consumo não são iguais às tarifas de injeção, a análise financeira pode ser realizada em cenários modificando a quantidade de energia gerada consumida antes de passar pelo medidor. Situações onde toda a energia é injetada ou consumida no local são praticamente inexistentes. (RODRIGUES et al, 2016). Embora, tais cenários não ocorram na prática, eles servem para mostrar o impacto negativo máximo quando há tarifas diferentes sendo praticadas e o estímulo positivo existente quando há somente uma tarifa para a energia injetada e consumida.

3 METODOLOGIA

A presente pesquisa é quantitativa de caráter exploratório e bibliográfico, com a realização de estudos de caso:

Estas pesquisas têm como objetivo proporcionar maior familiaridade com o problema, com vistas a torná-lo mais explícito ou a constituir hipóteses. Pode-se dizer que estas pesquisas têm como objetivo principal o aprimoramento de ideias ou a descoberta de intuições. (GIL, 2002, p.42)

Por se tratar de uma pesquisa exploratória e bibliográfica, as informações foram obtidas de livros, artigos científicos e notas técnicas. Inclusive os parâmetros de perda utilizados nas simulações e o cenário para realizar a avaliação econômico-financeira dos estudos de caso.

3.1 ESTUDOS DE CASO

Para as avaliações realizadas, foram utilizados 43 sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede. Essas residências estão localizadas no município de Florianópolis - SC e receberam cada uma a instalação de um sistema fotovoltaico de mesma potência e mesmos componentes durante o primeiro semestre de 2017. Assim, foram utilizados sistemas que estão instalados a mais de um ano e que possuem dados de monitoramento de sua geração por pelo menos 12 meses completos.

O sistema fotovoltaico estudado consiste em dez módulos de 265Wp, modelo JAP6-60-265/4BB da fabricante chinesa JA Solar, e um inversor de 3kW, modelo UNO-3.0-TL-OUTD da fabricante suíça ABB. As características técnicas desses componentes estão presentes nos Anexos A e B respectivamente.

Os estudos de casos possuem o anonimato da empresa que os instalou e dos proprietários. Foram utilizados para as simulações as características arquitetônicas das residências e obstáculos próximos de maneira a simular o possível sombreamento existente sobre o arranjo fotovoltaico.

As informações de orientação solar, inclinação dos módulos fotovoltaicos e possível efeito de sombreamento do entorno foram dados levantados através de imagens do *Google Earth* e de informações obtidas junto a empresa que instalou os sistemas.

3.2 GERAÇÃO MONITORADA E SIMULADA

A simulação é uma ferramenta que possibilita a tomada de decisão em sistemas fotovoltaicos. O *payback* descontado e a geração obtida com a simulação são utilizados para decidir sobre a aquisição de um sistema. Um dos objetivos específicos deste trabalho é comparar a geração de energia elétrica simulada com a geração monitorada do primeiro ano de cada sistema fotovoltaico. Essa comparação permite verificar a precisão da simulação frente aos dados de geração monitorados nos inversores dos sistemas fotovoltaicos.

A obtenção dos dados de energia elétrica gerada, pelos 43 sistemas instalados, foi através do programa *online* fornecido pelo fabricante do inversor dos sistemas estudados, chamado *Aurora Vision*. Os sistemas foram instalados no segundo semestre de 2017 e até o momento dessa pesquisa já possuíam mais de um ano de geração monitorada.

Os dados de geração de energia elétrica real mensal foram obtidos junto à empresa que instalou os sistemas. Sendo descartado o primeiro mês de monitoramento para garantir que houvesse dados de monitoramento em todos os dias do mês. Estes dados de geração de energia monitorada foram organizados em planilhas com a utilização do software *Excel*.

O programa utilizado para realizar a simulação da geração de energia dos sistemas fotovoltaicos no primeiro ano foi o *PvSyst* (versão 6.68) e nele foram modelados os 43 sistemas fotovoltaicos considerando valores de perdas encontradas em literatura. Para este estudo utilizou-se os valores das perdas consideradas por Sorgato e Rüter (2017) conforme a tabela 2.

Tabela 2 – Detalhes das perdas adotadas nas simulações no *PvSyst*

Perda	Valor
Fator de perda térmica	20 W/m ² .K
Perda ôhmica na fiação	1,5%
Perda na qualidade do módulo	2,5%
Perda <i>mismatch</i> do módulo	0,8%
Efeito do ângulo de incidência	0,05%
Fator de degradação	0,4%
ISC <i>dispersion</i> RMS	0,4%
Voc <i>dispersion</i> RMS	0,4%
Fator de perda por sujeira	3,0%

Fonte: Sorgato e Rüter (2017)

A influência da temperatura na diminuição de desempenho dos módulos está considerada no fator de perda térmica. Já a perda de potência devido à resistência dos cabos está representada na perda ôhmica na fiação. (PINHO; GALDINO, 2014).

A tolerância na qualidade dos módulos utilizada pelo fabricante é utilizada para determinar a perda por sua qualidade na simulação e o fato deles estarem conectados em série e terem alguma diferença de fabricação, temperatura e sujeira entre eles gera uma perda por incompatibilidade no arranjo fotovoltaico, chamada perda por *mismatch* do módulo. (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

O efeito do ângulo de incidência ocorre mesmo nos módulos que possuem uma camada de material anti-refletivo. Esse efeito gera uma perda óptica devido ao ângulo de incidência do Sol. Isso ocorre mesmo estando os módulos orientados a linha do equador e com inclinação igual à latitude do local. (MELO, 2012).

As perdas por degradação do módulo ao longo do ano de simulação estão definidas no fator de degradação. O ISC *dispersion* RMS considera a perda devido a dispersão de corrente entre os módulos devido a degradação deles. A Voc *dispersion*

RMS considera a perda pela diferença de tensão entre os módulos devido a degradação desigual entre eles. (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

O fator de perda por sujeira considera a perda de geração provocada pelo acúmulo de sujeira e folhas sobre os módulos. A periodicidade das chuvas, o ângulo de inclinação dos módulos e a localização próxima de locais geradores de fuligem e poeira influenciam nesse fator. (PINHO; GALDINO, 2014)

As simulações foram realizadas utilizando os dados climáticos originais presentes no programa PvSyst para a cidade de Florianópolis, Meteonorm 7.1 (1967-1973). Os dados climáticos nas simulações foram iguais para todos os casos estudados, mas sabe-se que há variações microclimáticas dentro das diversas localidades de uma cidade que talvez possam influenciar na geração de energia.

Todos os 43 sistemas fotovoltaicos são iguais. Mas as simulações computacionais foram feitas para cada caso, levando em conta suas especificidades de orientação solar, inclinação e sombreamento de cada uma das coberturas que receberam os sistemas. Um exemplo de simulação de um sistema fotovoltaico com esses parâmetros no PvSyst está presente no apêndice A.

A geração mensal estimada de cada sistema foi comparada com a geração mensal monitorada. Os valores de MBE, RMSE, rMBE e rRMSE foram calculados para os 43 sistemas. Para visualização dos resultados, foi elaborado um gráfico de dispersão de pontos entre duas variáveis: A geração monitorada no eixo X e a geração simulada no eixo Y. Sendo determinado o coeficiente de correlação (R) entre as duas.

3.3 ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA

Com os dados de geração anual simulados e monitorados dos quarenta e três sistemas em kWh/ano foi possível comparar a viabilidade econômico-financeira dos sistemas. Para visualização da diferença entre dados simulados com dados monitorados, foi elaborado um gráfico de frequência de ocorrência com a diferença entre os *payback* descontados no cenário padrão utilizado por Nakabayashi (2015). Sendo alterado o custo do sistema fotovoltaico, a geração de energia elétrica e a tarifa. Nakabayashi (2015), considerou um custo de 7,19 R\$/Wp e a geração de energia

elétrica com base em uma PR de 75%. A tabela 3 apresenta as condições para o cenário padrão.

Tabela 3 – Cenário padrão de viabilidade econômico-financeira

Variável	Valor
Classe	Residencial
Geração de energia (kWh/ano)	<i>Variável</i>
O&M	1,00% a.a.
N	25 anos
Redução de produtividade	0,50% a.a.
Reajuste tarifa	9,60% a.a.
Inflação	5,59% a.a.
Autoconsumo	54,30%
Taxa de desconto	12,25%
Custo do Sistema	6,30 R\$/Wp

Fonte: adaptado de Nakabayashi (2015)

A geração de energia elétrica utilizada no estudo foi a obtida pelo monitoramento realizado no inversor de cada um dos sistemas por um ano. Já o custo de aquisição e instalação de cada sistema fotovoltaico foi de R\$ 16.705,83 (dezesesseis mil, setecentos e cinco reais e oitenta e três centavos). Dividindo esse valor pela potência total dos módulos do sistema (2650Wp) chega-se ao valor de 6,30 R\$/Wp.

Para as tarifas incidentes sobre a energia gerada adotou-se os valores de kWh praticados pela distribuidora de energia do estado de Santa Catarina no mês de junho de 2018. Neste mês, a tarifa cobrada pelo consumo de energia difere da tarifa incidente sobre a energia injetada na rede, como pode ser visto no anexo C.

Tendo como referência a tarifa no anexo C, esse estudo considerou para a energia gerada e injetada na rede uma tarifa de R\$ 0,4930 por kWh. Já com relação à energia gerada e consumida na residência será considerada uma tarifa igual a

incidente sobre a energia consumida da rede de distribuição acima dos 150kWh, ou seja, R\$ 0,6737 por kWh.

Além do cenário padrão, mas com base nestas tarifas e variando a proporção entre o consumo e injeção na rede da energia gerada, foi montado dois cenários adicionais para verificar o impacto dessa diferença de tarifas sobre a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos utilizando-se os dados monitorados:

- a) Cenário 1 – 100% da energia solar gerada é consumida na residência sem passar pelo medidor da distribuidora;
- b) Cenário 2 – 0% (zero por cento) da energia solar gerada é consumida na residência, ou seja 100% é injetado na rede;

O Cenário 1 e 2 configuram uma proporção entre consumo e injeção de energia gerada difícil de ocorrer na prática. Mas seus resultados equivalem a uma situação onde a tarifa incidente sobre a energia injetada é igual a cobrada pela energia consumida da rede (cenário 1) e uma situação onde toda a energia gerada é aplicada a tarifa menor (cenário 2) para verificar o impacto máximo de tarifas diferentes sobre a viabilidade de um sistema fotovoltaico. Com isso, foi calculado o VPL, a TIR e o *payback* descontado para os quarenta e três sistemas no cenário padrão e nos cenários 1 e 2.

Foram utilizados os dados monitorados de geração de energia elétrica nos inversores nos três cenários. Com isso, seus resultados para *payback* descontado foram comparados individualmente com o obtido no cenário padrão. Para visualização da diferença entre eles, foi elaborado um gráfico de frequência de ocorrência. Além disso, os resultados obtidos no cenário 1 e 2 foram comparados ao obtido no estudo de Nakabayashi (2015), onde o tempo de retorno sobre o investimento descontado de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede em Florianópolis é igual a dez anos.

4 RESULTADOS

Este item está dividido em duas partes. Na primeira parte apresenta-se os resultados das análises com relação a comparação da simulação com os dados monitorados. Enquanto na segunda parte, são discutidos os resultados das análises econômico financeiras. Todos os resultados estão tabelados no apêndice B.

4.1. GERAÇÃO MONITORADA VERSUS GERAÇÃO SIMULADA

A tabela 4 apresenta a média dos resultados de monitoramento e simulação dos sistemas. Nela, pode-se perceber que a inclinação média dos módulos com relação ao plano horizontal dos sistemas foi 21°, sendo a menor inclinação 13° e a maior inclinação 30°. Havendo uma variação de apenas 17° entre os sistemas.

Tabela 4 – Resultados médios obtidos de monitoramento e simulação dos sistemas

	Geração de Energia (kWh/ano)		Inclinação	Azimute	Sombreamento Simulação	PR (%) Simulação
	Monitorada	Simulada				
Média	3751,4	3500,2	21°	28°	1,8%	79,27

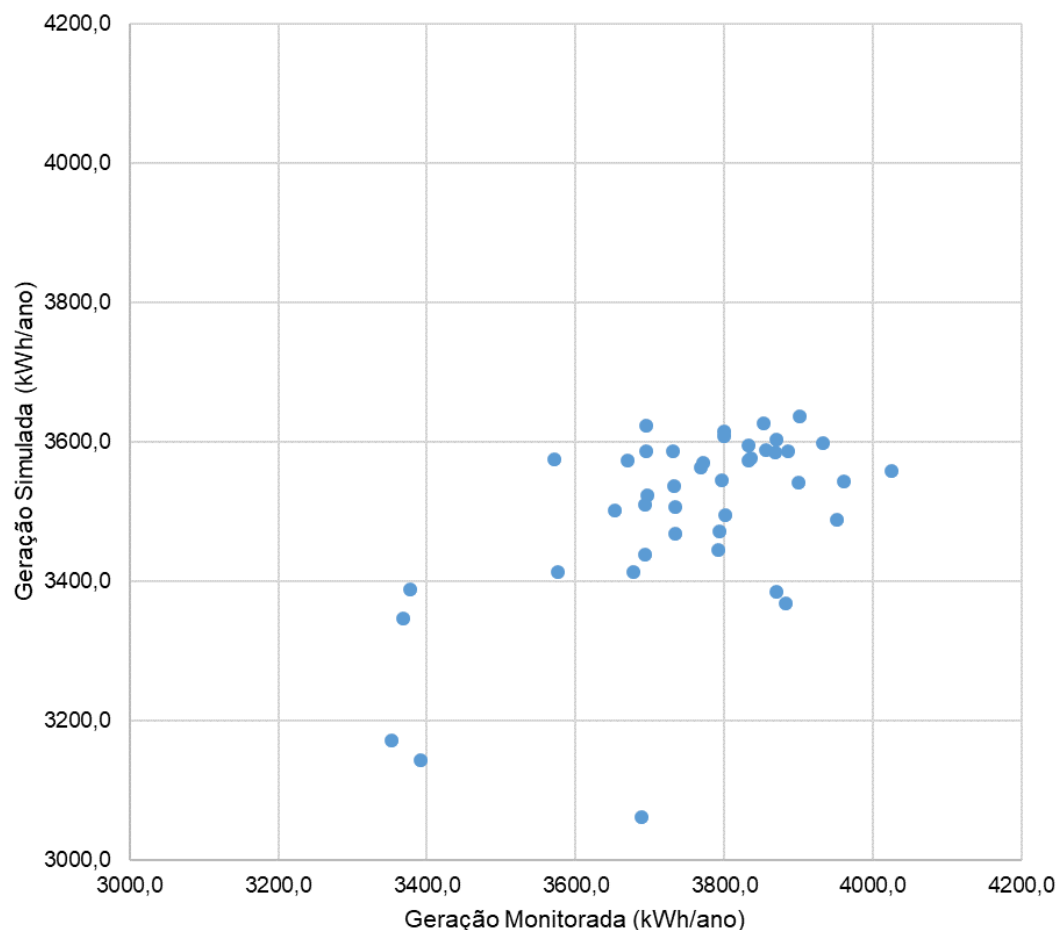
Fonte: O autor

O azimute é o desvio de orientação dos módulos com relação ao norte geográfico. A média do azimute foi calculada em módulo, sendo igual a |28°|. O menor desvio azimutal foi 0°, condição ideal, e o maior desvio foi -57°.

A PR média dos sistemas simulados ficou em 79,27%. O valor esperado para a PR no Brasil é entre 70-80%. A maior PR obtida em simulação foi 81,22% e a menor 69,12%. O sombreamento simulado foi representado em porcentagem, indicando o quanto em kWh/ano ocorreu de perda na geração de energia elétrica simulada. A média ficou em 1,8% de sombreamento. Sendo que o sistema com a maior sombra, de 7,9%, é também o sistema fotovoltaico com a menor PR. Já entre os sistemas com sombra igual a zero (nove sistemas no total) está o de maior PR.

Com os dados de geração de energia elétrica anual de cada sistema foi possível elaborar um gráfico de dispersão, presente na figura a seguir. Esperava-se uma nuvem de pontos no formato oval com inclinação próxima a 45° . Essa diferença pode ser devido a pequena quantidade de casos analisados ou a necessidade de um melhor refinamento nas simulações. Em estudos futuros, pode-se utilizar dados climáticos do ano monitorado, outros valores para perdas e um melhor detalhamento dos modelos quanto ao sombreamento e assim aumentar a precisão dos resultados obtidos em simulação.

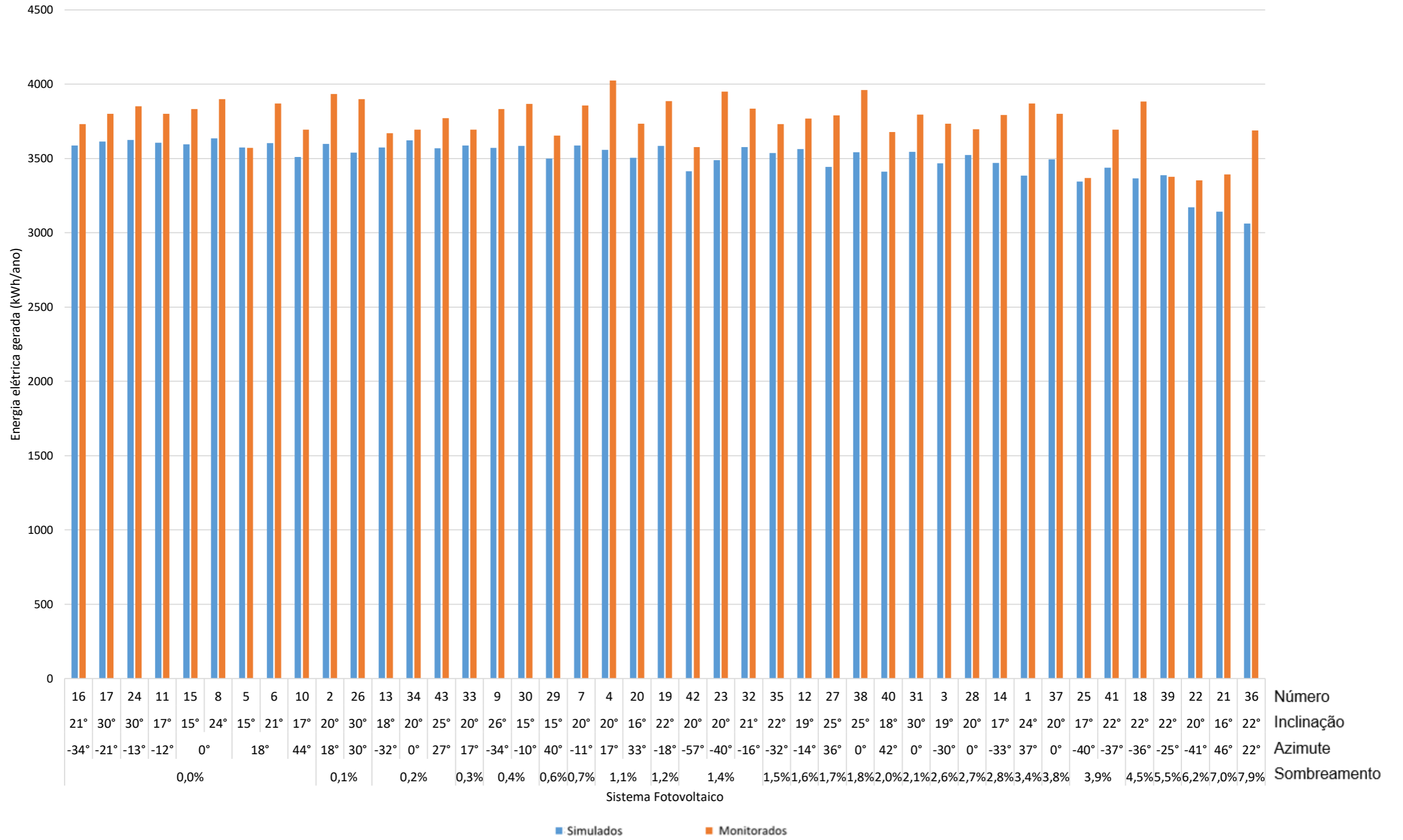
Figura 15 – Gráfico de dispersão da geração simulada em função da geração monitorada



Fonte: O autor

A figura 16 apresenta um gráfico de barras comparando a geração de energia elétrica simulada com a monitorada de todos os 43 sistemas fotovoltaicos. Os sistemas estão organizados no eixo X em ordem crescente de sombreamento obtido na simulação. Sendo informado o seu respectivo número, inclinação e azimute.

Figura 16 – Gráfico da energia elétrica geração simulada e monitorada dos 43 sistemas fotovoltaicos



Fonte: O autor

Pode-se perceber uma leve tendência decrescente da energia elétrica gerada nas simulações devido ao aumento do sombreamento. Essa tendência não é acompanhada pelos dados monitorados. Isso indica que parte da diferença entre os dados simulados e monitorados deve-se a imprecisão no dimensionamento de estruturas que sombreiam os módulos.

A tabela 5 apresenta um resumo da avaliação estatística realizada com os dados de energia elétrica monitorada e simulada dos 43 sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Florianópolis-SC.

Tabela 5 – Avaliação estatística das simulações

Método	Resultado
MBE	-251
rMBE	-7%
RMSE	284
rRMSE	8%
R	0,5834

Fonte: O autor

Comparando a energia simulada com a monitorada, pode-se perceber que a energia elétrica simulada foi menor que a monitorada em média -251kWh/ano (MBE), ou seja, -7% da energia monitorada (rMBE).

Já a dispersão dos valores simulados com os valores monitorados (RMSE) ficou em 284kWh/ano e a sua forma relativa (rRMSE) em 8%. Como houve dois casos em que a energia simulada foi superior a energia monitorada, o RMSE não foi igual ao MBE.

O coeficiente de Pearson (R) indica a correlação entre as duas variáveis, energia simulada e energia monitorada. O R obtido dos 43 casos estudados foi de 0,5834. Um R entre 0,7 e 0,5 indica uma correlação moderada.

Esperava-se uma correlação muito forte, com R superior a 0,9 já que os dados correlacionados são de um mesmo sistema. Em estudos futuros, ao utilizar-se de uma maior quantidade de casos e de uma simulação mais precisa, espera-se atingir valores próximos a zero para rMBE e rRMSE e próximos a um para R.

4.2 RESULTADOS DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA

A tabela 6 apresenta os resultados médios obtidos no estudo de viabilidade econômico-financeira utilizando-se os dados monitorados dos 43 sistemas no período de um ano: agosto de 2017 a julho de 2018. O cenário padrão com os dados simulados apresentou um VPL médio de R\$17.998,01 e uma TIR de 20,91%, ficando o *payback* descontado em 10 anos e 0 meses.

Tabela 6 – Viabilidade econômico-financeira média dos sistemas em cada cenário

Médias Cenário	VPL	TIR	Payback descontado	
Padrão Simulado	R\$17.998,01	20,91%	10 anos e	0 mês(es)
Padrão Monitorado	R\$20.628,60	22,02%	9 anos e	3 mês(es)
1	R\$26.117,03	24,28%	7 anos e	11 mês(es)
2	R\$14.107,33	19,22%	11 anos e	7 mês(es)

Fonte: O autor

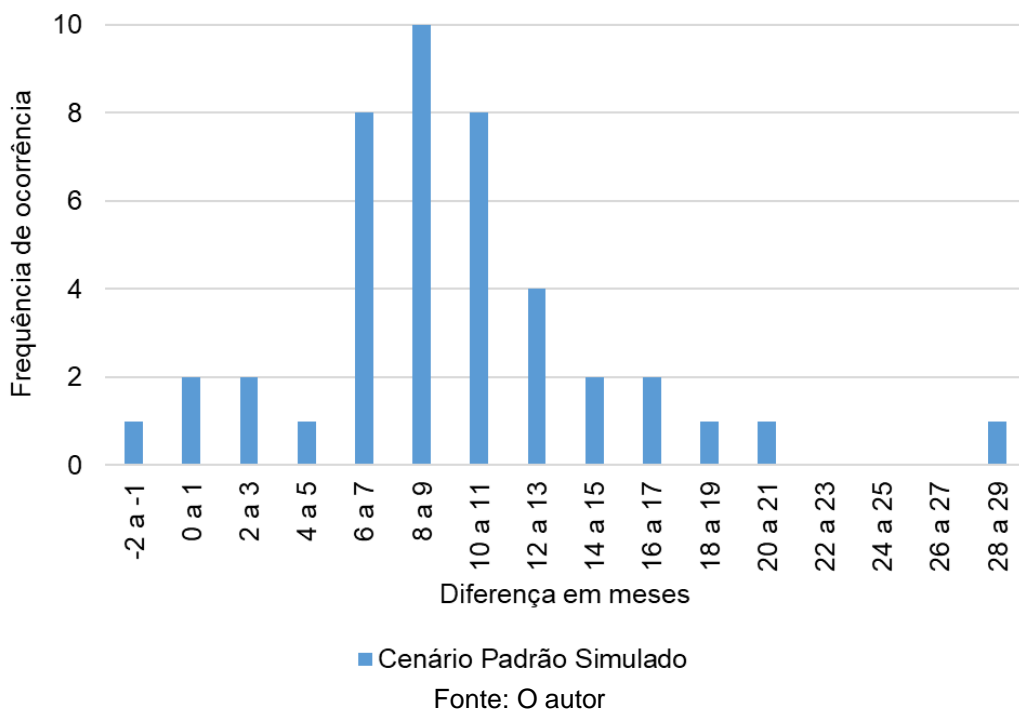
Já o cenário padrão com os dados monitorados apresentou um VPL médio de R\$20.628,60 e uma TIR de 22,02%, ficando o *payback* descontado em 9 anos e 3 meses.

A melhor viabilidade utilizando o cenário padrão com os dados monitorados ocorreu no sistema de número quatro. Ele alcançou um VPL de R\$23.498,02, uma TIR de 23,21% e o *payback* descontado em 8 anos e 6 meses. O sistema de número quatro apresentou a maior geração de energia monitorada (4025,4kWh/ano) com uma inclinação de 20°, desvio azimutal de 17° e um sombreamento simulado de 1,1% (Apêndice A).

Já os valores mais baixos ocorreram no sistema de número vinte e dois. Ele obteve um VPL de R\$16.442,18, uma TIR de 20,32% e o *payback* descontado em 10 anos e 7 meses com os dados monitorados. O sistema vinte e dois também foi o que apresentou a menor energia gerada simulada entre os 43 sistemas, 3351,7kWh/ano. O sistema vinte e dois apresentou a menor geração simulada e monitorada com uma inclinação de 20°, desvio azimutal de -41° e um sombreamento simulado de 6,2%.

A figura 17 apresenta a frequência de ocorrência da diferença em meses entre o *payback* descontado com dados simulados e dados monitorados no cenário padrão. A diferença de geração simulada com a monitorada dos sistemas ocasionou na maior parte deles (60%) uma diferença de 6 a 11 meses no *payback* descontado dos sistemas. Sendo *payback* descontado com os dados simulados em média 9 meses maior que o obtido com os dados monitorados no cenário padrão.

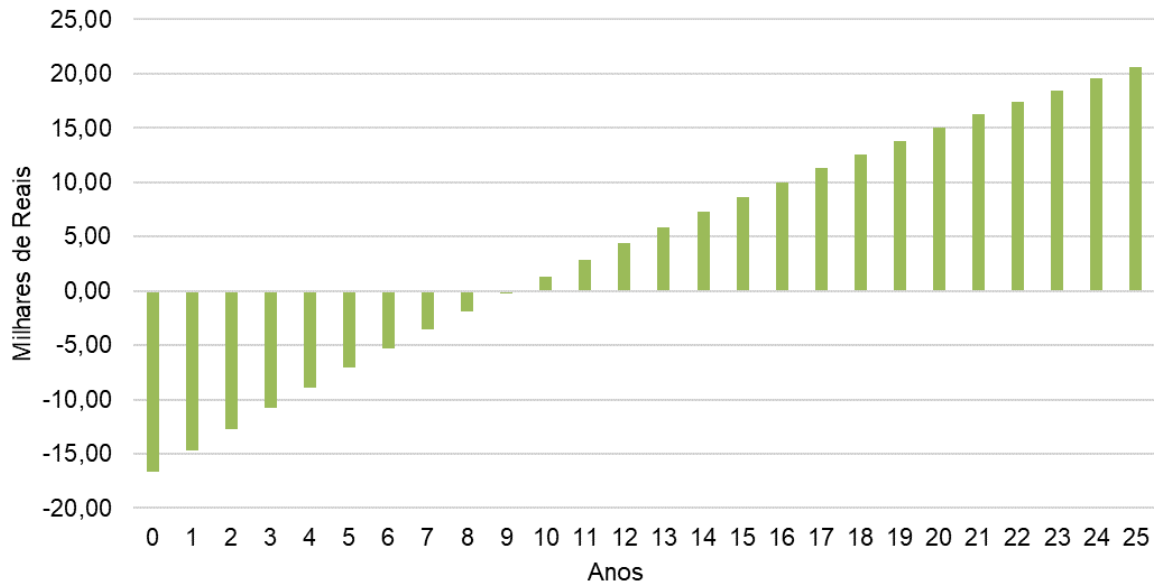
Figura 17 – Diferença em meses entre o *payback* descontado com dados simulados e com dados monitorados no cenário padrão



Comparando o *payback* descontado da hipótese com os obtidos no cenário padrão com os dados monitorados, houve quatro sistemas que apresentaram um tempo de retorno superior a 10 anos, representando 9,3% dos sistemas analisados.

A figura 18, apresenta o fluxo de caixa médio do cenário padrão ao longo dos 25 anos. Percebe-se que a inversão do saldo negativo para o saldo positivo ocorre do nono para o décimo ano.

Figura 18 – Fluxo de caixa de geração monitorada média no cenário padrão com dados monitorados



Fonte: O autor

O cenário um representa uma situação onde a tarifa de consumo é a mesma utilizada para a injeção de energia elétrica na rede de distribuição da concessionária. Este cenário obteve, como de esperado, o melhor resultado na viabilidade econômico-financeira.

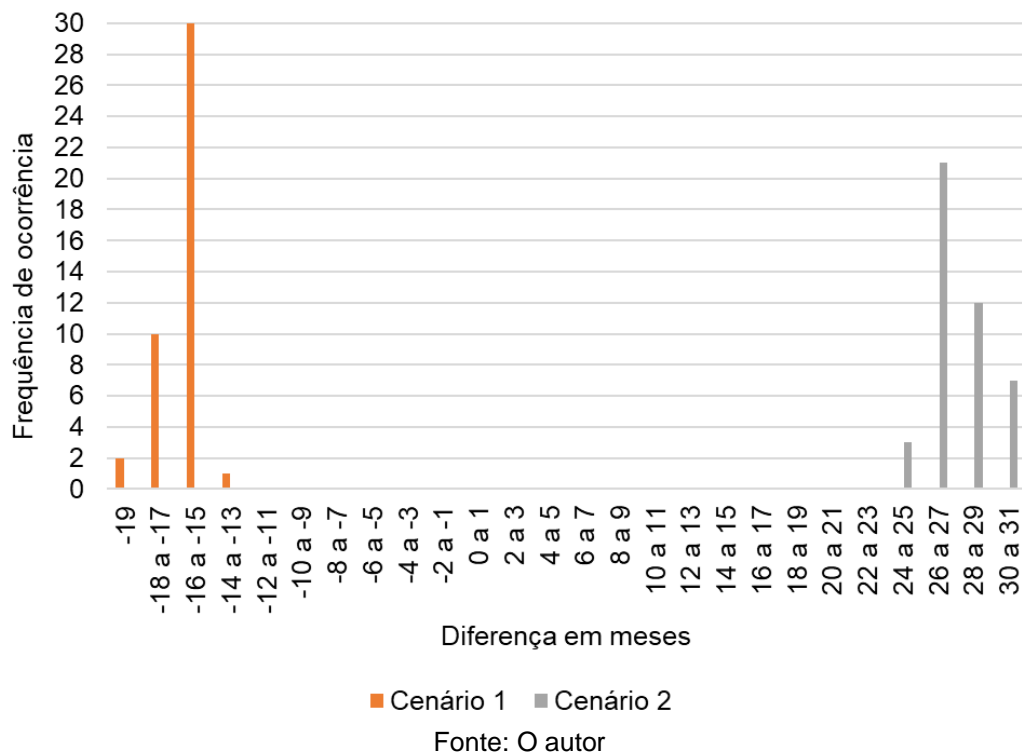
Em média, o cenário um obteve um VPL de R\$26.117,03, uma TIR de 24,28% e o *payback* descontado em 7 anos e 11 meses. Todos os sistemas nesse cenário obtiveram um *payback* descontado menor que 10 anos, sendo o retorno mais alto em 9 anos.

Já o cenário dois, onde toda a energia gerada é injetada na rede a uma tarifa menor que a de consumo, todos os *payback* descontados ficaram acima de 10 anos. Esse cenário atingiu em média um VPL de R\$14.107,33, uma TIR de 19,22% e o *payback* descontado em 11 anos e 7 meses.

A figura 19 apresenta em frequência de ocorrência a diferença em meses entre o *payback* descontado do cenário padrão com os cenários 1 e 2 utilizando os dados monitorados. O cenário 1 apresentou um *payback* descontado em média 16

meses menor que o cenário padrão. Já o cenário 2 o *payback* descontado foi 28 meses maior que o obtido com os dados monitorados no cenário padrão.

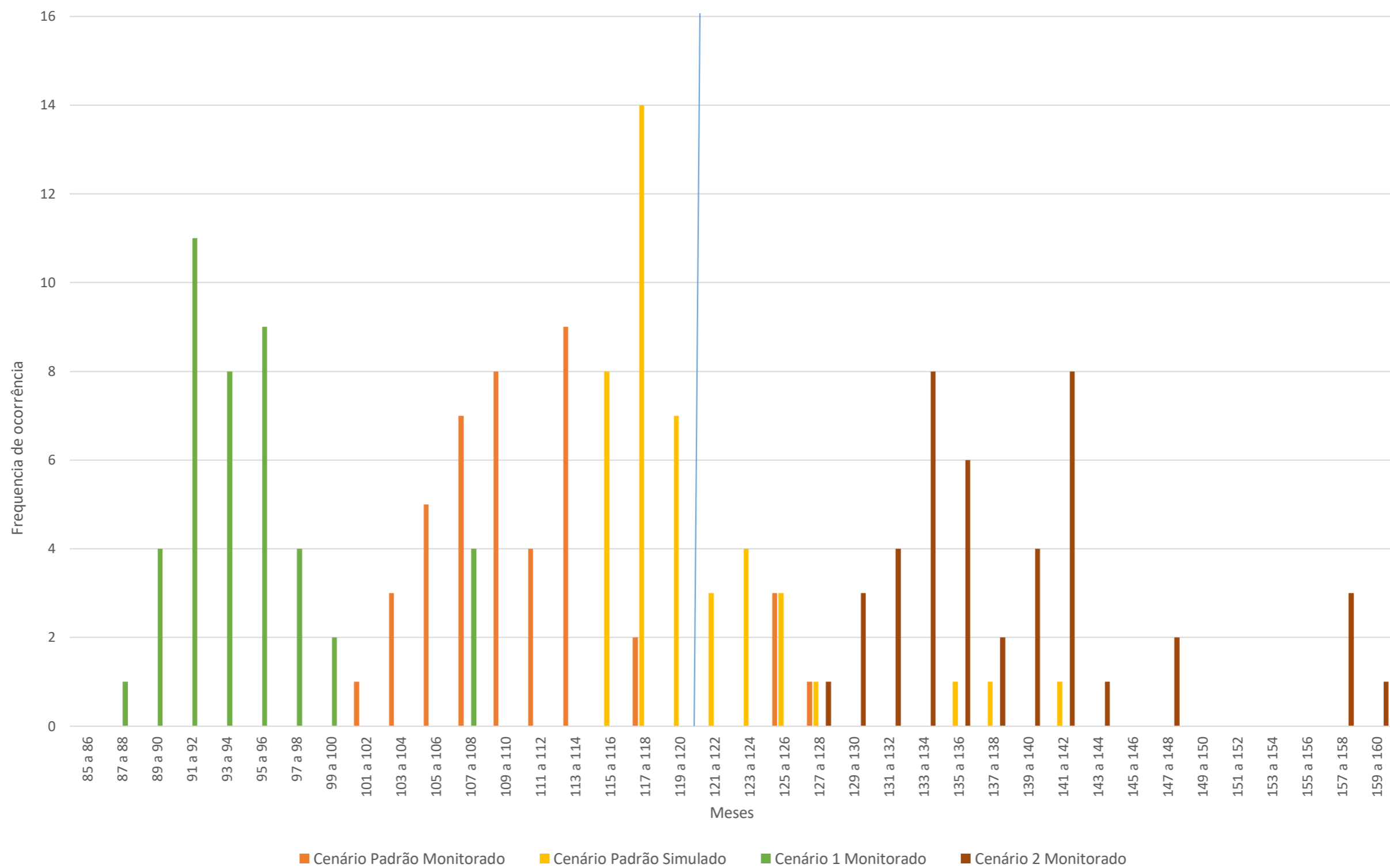
Figura 19 – Diferença em meses do *payback* descontado no cenário padrão com os cenários 1 e 2 utilizando dados monitorados



A frequência de ocorrência do *payback* descontado dos sistemas em todos os cenários utilizados nesse estudo pode ser visualizada em meses na figura 20. Com ela é possível perceber o deslocamento na linha horizontal devido a utilização de diferentes dados de geração e tarifas aplicadas sobre elas.

A diferença entre o mês 120 e o 121 está destacado com uma linha horizontal para indicar o divisor estabelecido pela hipótese de 10 anos para o *payback* descontado de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede em Florianópolis-SC. Pode-se perceber o efeito que a diferença de tarifa provoca sobre a viabilidade econômico-financeira dos sistemas com relação ao *payback* descontado.

Figura 20 – Payback descontado dos 43 sistemas fotovoltaicos nos diferentes cenários



Fonte: O autor

5 CONCLUSÃO

A energia solar fotovoltaica vem se disseminando por todo território brasileiro devido a maior atratividade financeira do investimento e a regulamentação pela ANEEL. A viabilidade de um sistema fotovoltaico depende basicamente da irradiação solar, de seu desempenho, de seu custo de aquisição, instalação e manutenção, perfil de consumo e das tarifas de energia elétrica. Florianópolis apresenta uma das menores incidências de radiação solar no Brasil, mas mesmo assim ela é superior aos melhores índices encontrados na Alemanha, país onde a energia fotovoltaica é muito difundida.

Para este trabalho foram utilizados os dados de 43 sistemas fotovoltaicos conectados à rede no município de Florianópolis. Cada sistema é composto por 10 módulos de 265Wp e um inversor de 3kW. Estes sistemas foram escolhidos por já estarem funcionando por mais de um ano, podendo-se assim comparar a geração de energia monitorada com a simulada.

Os dados obtidos na simulação realizada antes da aquisição e instalação do sistema fotovoltaico são normalmente os utilizados para compor o estudo de viabilidade econômico-financeira do sistema. Por isso, os 43 casos reais foram simulados no programa *Pvsyst* utilizando-se parâmetros obtidos em literatura e os resultados foram comparados com os resultados monitorados no primeiro ano de operação dos sistemas

Os parâmetros utilizados para as simulações se mostraram conservadoras, sendo que a maioria dos resultados de energia simuladas ficaram abaixo dos obtidos pelo monitoramento. Embora não tenha sido obtido um resultado satisfatório na análise estatística dos dados de geração simulada e monitorada, os parâmetros utilizados para a simulação podem ser utilizados para sistemas futuros ao buscar-se resultados conservadores.

Uma simulação de um sistema fotovoltaico, além do programa a ser utilizado, depende basicamente de três entradas de dados: os dados climáticos utilizados, as perdas consideradas e a qualidade da modelagem. Devido a essa diferença entre os dados de geração simulados e monitorados, sugere-se para estudos futuros a utilização de dados climáticos do ano monitorado, outros valores de

perdas para comparação, um melhor detalhamento dos modelos quanto ao sombreamento e uma maior quantidade de sistemas a serem analisados.

Foram utilizados os dados de geração simulados e monitorados de cada sistema durante um ano, agosto de 2017 a julho de 2018, para realizar o estudo de viabilidade econômico-financeira. Esses dados foram aplicados no cenário padrão, obtido em literatura. Como esperado, devido a diferença encontrada na geração de energia simulada e monitorada, o *payback* descontado com os dados simulados foi em média 9 meses maior que o obtido com os dados monitorados.

O cenário padrão foi utilizado para testar a hipótese de que o tempo de retorno sobre o investimento descontado de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede utilizando dados monitorados do primeiro ano é menor que dez anos.

Foram utilizados para testar a hipótese a energia elétrica gerada monitorada no inversor de cada sistema fotovoltaico, as tarifas praticadas pela concessionária em junho de 2018 e o custo inicial de aquisição do sistema fotovoltaico. Como os 43 sistemas apresentaram em média um *payback* descontado menor que dez anos, a hipótese foi aceita. Somente quatro sistemas apresentaram um tempo de retorno superior a dez anos. Para estudos futuros sugere-se a utilização de uma taxa de desconto menor que a 12,25% utilizada, resultados melhores podem ser obtidos se considerado o rendimento da poupança.

Os dados de monitoramento foram utilizados em mais dois cenários. O segundo cenário utilizado (cenário 1) representa uma situação onde a energia gerada pelo sistema fotovoltaico alimenta em sua totalidade as cargas presentes na residência, sem ser injetada na rede de distribuição da concessionária. Em outras palavras, foi utilizada apenas a tarifa de consumo.

Essa situação embora pouco provável de ocorrer na prática, serviu para mostrar o impacto positivo ao se adotar uma tarifa única para consumo e injeção. Nessa situação, todos os 43 sistemas apresentaram um tempo de retorno sobre o investimento inferior a dez anos. Em média, o *payback* descontado no cenário 1 foi 16 meses menor que o cenário padrão com dados monitorados.

O último cenário utilizado com os dados monitorados de geração (cenário 2) apresenta uma situação mais improvável de ocorrer que o cenário anterior. Ele

mostra o quão negativo essa situação de tarifas diferentes para injeção e consumo pode ser para a viabilidade de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede.

Neste cenário 2 foi considerado que toda a energia gerada foi injetada na rede, ou seja, foi utilizado somente a tarifa de injeção sobre a energia gerada pelo sistema. Todos os 43 sistemas nessa situação apresentaram um tempo de retorno sobre o investimento superior a dez anos. Em média, o *payback* descontado no cenário 2 foi 28 meses maior que o cenário padrão com dados monitorados. Desta forma, pode-se concluir que uma das políticas públicas de incentivo a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede é a aplicação de uma tarifação de energia igual para consumo e injeção na rede.

Por fim, pode-se dizer que o tempo de retorno sobre o investimento de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede pequeno (2,65kWp), enquadrado como microgeração pela ANEEL, em Florianópolis-SC é em média de 9 anos e 3 meses e apresenta em 25 anos um valor presente líquido de R\$20.628,60 e uma taxa interna de retorno de 22,02%.

REFERÊNCIAS

ANTONIOLLI, A. F. G. C. **Avaliação técnica e econômica da integração de sistemas fotovoltaicos em residências unifamiliares em SC**. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

_____, A. F. G. C. **Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. **Resolução Normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2015.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**, de 24 de maio de 2017.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. Cadernos temáticos ANEEL. 2. ed. Brasília : ANEEL, 2016.

_____. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2018: Ano base 2017**. Relatório final. Rio de Janeiro: EPE, 2018.

CHIVELET, N. M.; SOLLA, I. F. **Técnicas de Vedação Fotovoltaica na Arquitetura**. Porto Alegre: Bookman, 2010. 194p.

GELLER, H. S. **Revolução Energética: políticas para um futuro sustentável**. Rio de Janeiro: Relume Dumará: USAid, 2003.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4 ed. São Paulo: Atlas, 2002.
GOMES, P. V. et al. Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues. **Energy Policy**. 2018. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518300156>>. Acesso em: 20 ago 2018.

GREENER. **Strategic Study**: Solar Photovoltaic Market – Distributed Generation (DG). 2018. Disponível em: <<https://greener.com.br/wp-content/uploads/2018/02/strategic-study-pv-market-distributed-generation-1-sem-2018.pdf>>. Acesso em: 20 ago 2018.

GURUPIRA, T.; RIX, A. J. **Pv simulation software comparisons: PvSyst, NREL SAM and PVLib**. Southern African Universities Power Engineering Conference – SAUPEC. 2017. Disponível em: <<http://www0.sun.ac.za/saupec2017/Papers/PaperView.php?%20PublicationID%20=%201764>>. Acesso em: 20 maio 2018.

HEIMAN, G. W.; **Basic Statistics for the behavioral sciences**. 6 ed. Belmont: Wadsworth, 2011.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. West Sussex: John Wiley and Sons Ltd, 2003.

MELO, E. G. de; **Geração solar fotovoltaica**: Estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações. 2012. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.

MONTENEGRO, A. A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

MUKAKA, M. M.; A guide to appropriate use of Correlation coefficient in medical research. **Malawi Medical Journal**. 2012. Disponível em: <<https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3576830/#R4>>. Acesso em: 20 ago 2018.

NAKABAYASHI, R. K.; **Microgeração fotovoltaica no Brasil**: Viabilidade econômica. 2014. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo.

_____, R. K.; **Microgeração fotovoltaica no Brasil: Condições atuais e perspectivas futuras**. 2015. Nota técnica Abinee. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>>. Acesso em: 20 ago 2018.

PEREIRA et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 1 ed. São José dos Campos: INPE, 2006.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.

ROBERTS, J. J.; ZEVALLOS, A. A. M.; CASSULA, A. M. Assessment of photovoltaic performance models for system simulation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.022>>. Acesso em: 20 maio 2018.

RODRIGUES, S. et al. Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. **Solar Energy**. vol. 131. 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.019>>. Acesso em: 20 maio 2018.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos**. 1ed. Florianópolis: LABSOLAR/UFSC, 2004.

SANTOS, I.; RÜTHER, R. **Avaliação das características das coberturas das residências unifamiliares para o aproveitamento da energia solar**. ENCAC 2009. Natal, 2009.

SOLAR GROUP. **Catálogo Solar Group**. 2018. Disponível em: <<http://solargroup.com.br/wp-content/uploads/2018/05/catalogo-site.pdf>>. Acesso em: 20 ago 2018.

SORGATO, M. J.; RÜTHER, R. **Avaliação da geração fotovoltaica versus consumo de eletricidade de uma residência unifamiliar em diferentes condições climáticas**. ENTAC 2017. Balneário Camboriú. 2017.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. São Paulo: Érica, 2013.

APÊNDICE A – SIMULAÇÃO NO PVSYST

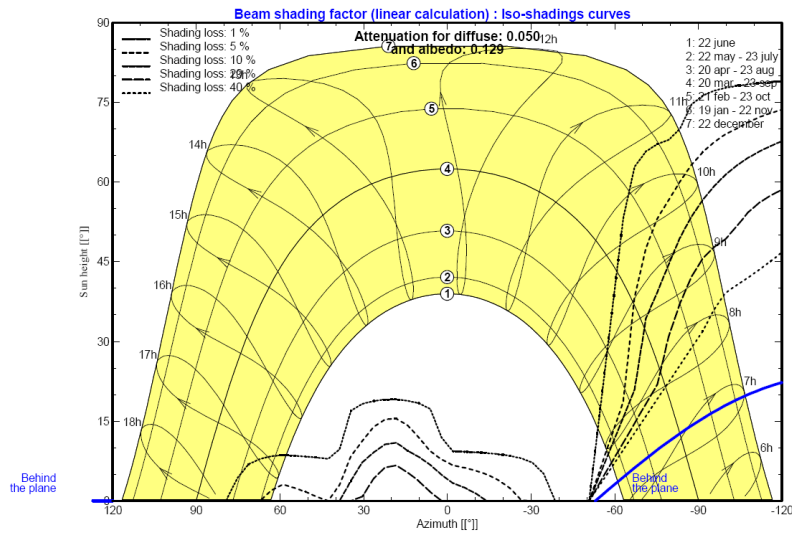
PVSYST V6.68					Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :	TCC					
Geographical Site	Florianopolis	Country	Brazil			
Situation	Latitude	Longitude				
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	33 m		
	Albedo	0.20				
Meteo data:	Florianopolis	Meteonorm 7.1 (1967-1973), Sat=100% - Synthetic				
Simulation variant :	New simulation					
	Simulation date	13/08/18 17h08				
	Simulation for the	first year of operation				
Simulation parameters	System type	Shed system				
Collector Plane Orientation	Tilt	24°	Azimuth	37°		
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm		
Horizon	Free Horizon					
Near Shadings	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)				
PV Array Characteristics						
PV module	Si-poly	Model	JAP6-60-265/4BB			
Custom parameters definition	Manufacturer	JA Solar				
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel	1 strings		
Total number of PV modules	Nb. modules	10	Unit Nom. Power	265 Wp		
Array global power	Nominal (STC)	2650 Wp	At operating cond.	2379 Wp (50°C)		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	275 V	I mpp	8.7 A		
Total area	Module area	16.4 m²	Cell area	14.6 m ²		
Inverter						
	Model	UNO-3_0-TL-OUTD				
Custom parameters definition	Manufacturer	ABB				
Characteristics	Operating Voltage	100-580 V	Unit Nom. Power	3.00 kWac		
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power	3.0 kWac		
PV Array loss factors						
Array Soiling Losses			Loss Fraction	3.0 %		
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s		
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	535 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC		
Module Quality Loss			Loss Fraction	2.5 %		
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	0.8 % at MPP		
Module average degradation	Year no	1	Loss factor	0.8 %/year		
Mismatch due to degradation	Imp RMS dispersion	0.4 %/year	Voc dispersion RMS	0.4 %/year		
Incidence effect (IAM): User defined IAM profile						
	0°	50°	60°	70°	80°	90°
	1.000	1.000	1.000	0.950	0.760	0.000
User's needs :	Unlimited load (grid)					

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : TCC
Simulation variant : New simulation
 Simulation for the first year of operation

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
PV Field Orientation	tilt	24°	azimuth	37°
PV modules	Model	JAP6-60-265/4BB	Pnom	265 Wp
PV Array	Nb. of modules	10	Pnom total	2650 Wp
Inverter	Model	UNO-3_0-TL-OUTD	Pnom	3000 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Iso-shadings diagram



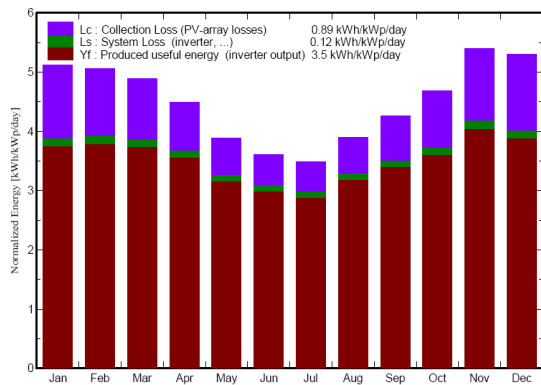
Grid-Connected System: Main results

Project : TCC
Simulation variant : New simulation
 Simulation for the first year of operation

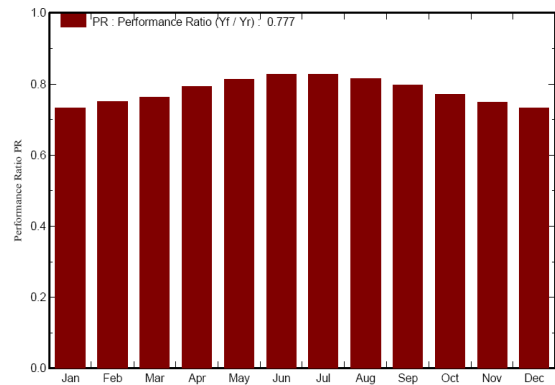
Main system parameters		System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Detailed electrical calculation		(acc. to module layout)		
PV Field Orientation		tilt	24°	azimuth	37°
PV modules		Model	JAP6-60-265/4BB	Pnom	265 Wp
PV Array		Nb. of modules	10	Pnom total	2650 Wp
Inverter		Model	UNO-3_0-TL-OUTD	Pnom	3000 W ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 3384 kWh/year**
 Performance Ratio PR Specific prod. 1277 kWh/kWp/year
77.65 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2650 Wp



Performance Ratio PR



**New simulation
Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
January	169.3	82.86	25.27	158.7	145.2	319.1	308.0	0.732
February	145.9	78.35	24.80	141.7	130.5	291.8	281.8	0.750
March	145.0	71.95	24.35	151.8	141.4	317.7	307.0	0.763
April	119.6	58.26	21.41	134.8	126.2	292.7	283.2	0.793
May	99.4	44.66	18.27	120.4	113.3	268.7	260.0	0.815
June	83.6	35.53	16.50	108.5	102.5	246.0	238.0	0.828
July	86.4	37.79	15.20	108.3	102.0	245.4	237.3	0.827
August	104.9	51.92	16.72	121.0	113.4	270.3	261.4	0.815
September	120.8	66.46	18.07	127.9	119.0	279.5	270.2	0.797
October	146.3	77.53	21.06	145.3	134.1	307.2	296.8	0.771
November	169.9	84.58	22.44	162.0	148.8	332.8	321.6	0.749
December	179.4	89.29	24.50	164.4	149.7	330.7	319.2	0.733
Year	1570.6	779.17	20.69	1644.7	1526.1	3502.1	3384.4	0.777

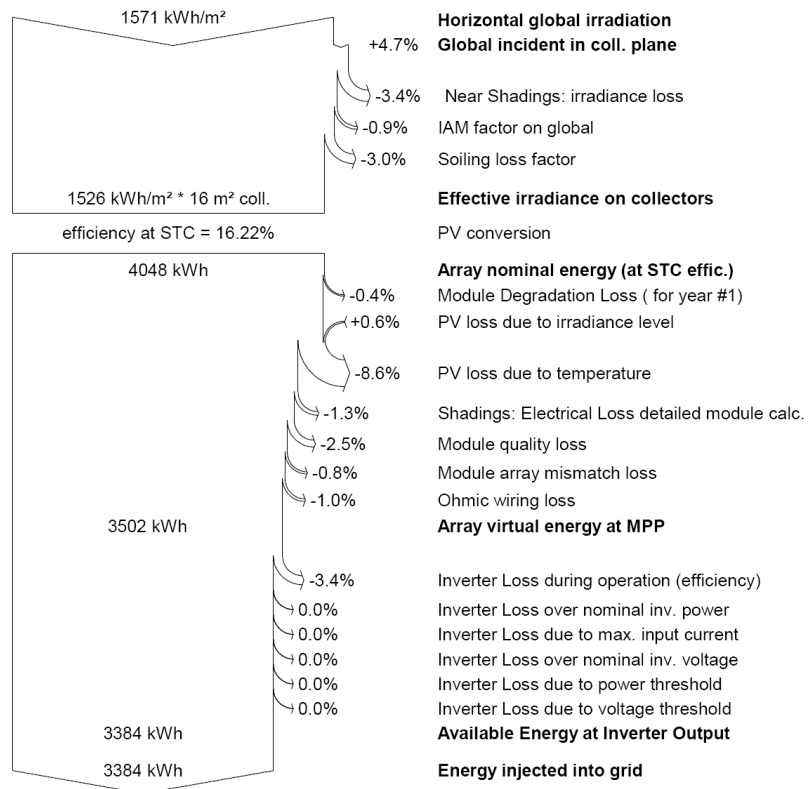
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : TCC
Simulation variant : New simulation
 Simulation for the first year of operation

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	24°	azimuth 37°
PV modules	Model	JAP6-60-265/4BB	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	10	Pnom total 2650 Wp
Inverter	Model	UNO-3_0-TL-OUTD	Pnom 3000 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



ANEXO A – MÓDULO FOTOVOLTAICO

JA SOLAR

JAP6

-60/255-275/4BB

F 35-35

MULTICRYSTALLINE SILICON MODULE



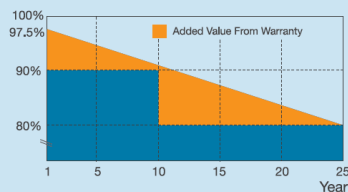
JA Solar Holdings Co., Ltd.

JA Solar Holdings Co., Ltd. is a world-leading manufacturer of high-performance photovoltaic products that convert sunlight into electricity for residential, commercial, and utility-scale power generation. The company was founded on May 18, 2005, and was publicly listed on NASDAQ on February 7, 2007. JA Solar is one of the world's largest producers of solar cells and modules. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry.

Address: Building No.8, Nuode Center, Automobile Museum East Road, Fengtai District, Beijing
 Telephone: +86 (10) 63611888
 Fax: +86 (10) 63611999
 Email: sales@jasolar.com market@jasolar.com

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



www.jasolar.com

Key Features



JA 4BB design module reduce cell series resistance and stress between cell interconnectors improves module reliability and module conversion efficiency



High output, 16.51% highest conversion efficiency



Designed for DC IEC 1000V applications



Anti-reflective and anti-soiling surface reduces power loss from dirt and dust



Outstanding performance in low-light irradiance environments



Excellent mechanical load resistance: Certified to withstand high wind loads (2400Pa) and snow loads (5400Pa)



High salt and ammonia resistance certified by TÜV NORD

Reliable Quality

- Positive power tolerance: 0~+5W
- 100% EL double-inspection ensures modules are defects free
- Modules binned by current to improve system performance
- Potential Induced Degradation (PID) Resistant

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CEC Listed, MCS and CE
- ISO 9001: 2008: Quality management systems
- ISO 14001: 2004: Environmental management systems
- BS OHSAS 18001: 2007: Occupational health and safety management systems
- Environmental policy: The first solar company in China to complete Intertek's carbon footprint evaluation program and receive green leaf mark verification for our products

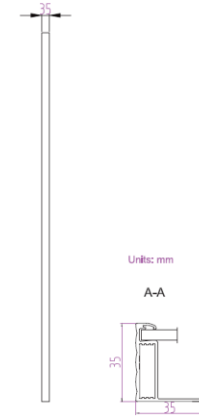
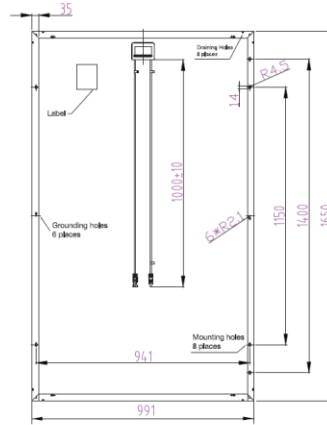
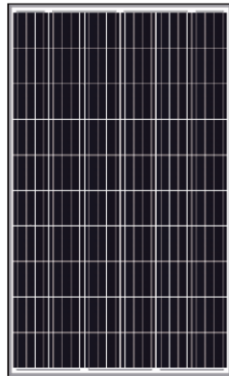


Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

JAP6 -60/255-275/4BB

F 35-35

Engineering Drawings

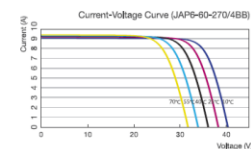
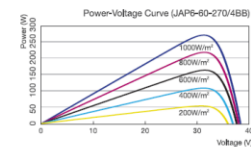
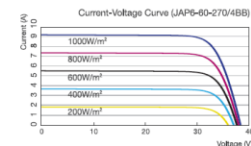


MECHANICAL PARAMETERS	
Cell (mm)	Poly 156x156
Weight (kg)	18 (approx)
Dimensions (LxWxH) (mm)	1650x991x35
Cable Cross Section Size (mm ²)	4
No. of Cells and Connections	60 (6x10)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Connector	MC4 Compatible
Packaging Configuration	30 Per Pallet

WORKING CONDITIONS	
Maximum System Voltage	DC 1000V (IEC)
Operating Temperature	-40°C→85°C
Maximum Series Fuse	15A
Maximum Static Load, Front (e.g., snow and wind)	5400Pa (112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back (e.g., wind)	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

TYPE	ELECTRICAL PARAMETERS				
	JAP6-60-255/4BB	JAP6-60-260/4BB	JAP6-60-265/4BB	JAP6-60-270/4BB	JAP6-60-275/4BB
Rated Maximum Power at STC (W)	255	260	265	270	275
Open Circuit Voltage (Voc/V)	37.61	37.84	38.05	38.27	38.48
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	30.59	30.81	31.02	31.23	31.44
Short Circuit Current (Isc/A)	8.90	9.04	9.08	9.15	9.26
Maximum Power Current (Imp/A)	8.34	8.44	8.54	8.65	8.75
Module Efficiency [%]	15.59	15.90	16.21	16.51	16.82
Power Tolerance (W)	-0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc (αIsc)	+0.058%/°C				
Temperature Coefficient of Voc (βVoc)	-0.330%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax (γPmp)	-0.410%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5				

I-V CURVE



TYPE	NOCT				
	JAP6-60-255/4BB	JAP6-60-260/4BB	JAP6-60-265/4BB	JAP6-60-270/4BB	JAP6-60-275/4BB
Max Power (Pmax) [W]	185.13	188.76	192.39	196.02	199.65
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	34.52	34.68	34.92	35.23	35.54
Max Power Voltage (Vmp) [V]	27.93	28.15	28.37	28.57	28.76
Short Circuit Current (Isc) [A]	7.04	7.08	7.11	7.15	7.21
Max Power Current (Imp) [A]	6.63	6.71	6.78	6.86	6.93
Condition	Under Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m ² , spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s				

Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ANEXO B – INVERSOR



SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-TL-OUTD

2 to 4.2 kW



This new line of transformerless single-phase inverters completes the UNO family as an optimal solution to maximize the return on investment (ROI) for residential systems.

01

—
01
UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-
TL-OUTD outdoor
string inverter

The new design wraps ABB's quality and engineering into just 12 kgs thanks to technological choices optimized for installations with a uniform orientation.

Easy to install

The presence of Plug and Play connectors, both on the DC and AC side as well as on the RS485 communication port, enable a simple, fast and safe installation of the unit even in harsh weather conditions without the need of opening the front cover of the inverter.

Flexibility

- The compatibility with the VSN300 Wifi Logger Card (optional) within the integrated expansion slot, assures an advanced and cost effective solution for the control and monitoring of the plant, without the need of further components
- Integrated load manager for control of energy consumption

Highlights

- Single-phase output
- Transformerless topology
- Each inverter is set to specific grid codes which can be selected in the field
- Wide input range and high efficiency values
- High speed and precise MPPT algorithm enables real-time power tracking and improved energy harvesting
- Plug and Play connection for DC, AC and communication side

ABB string inverters

UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-TL-OUTD

2 to 4.2 kW

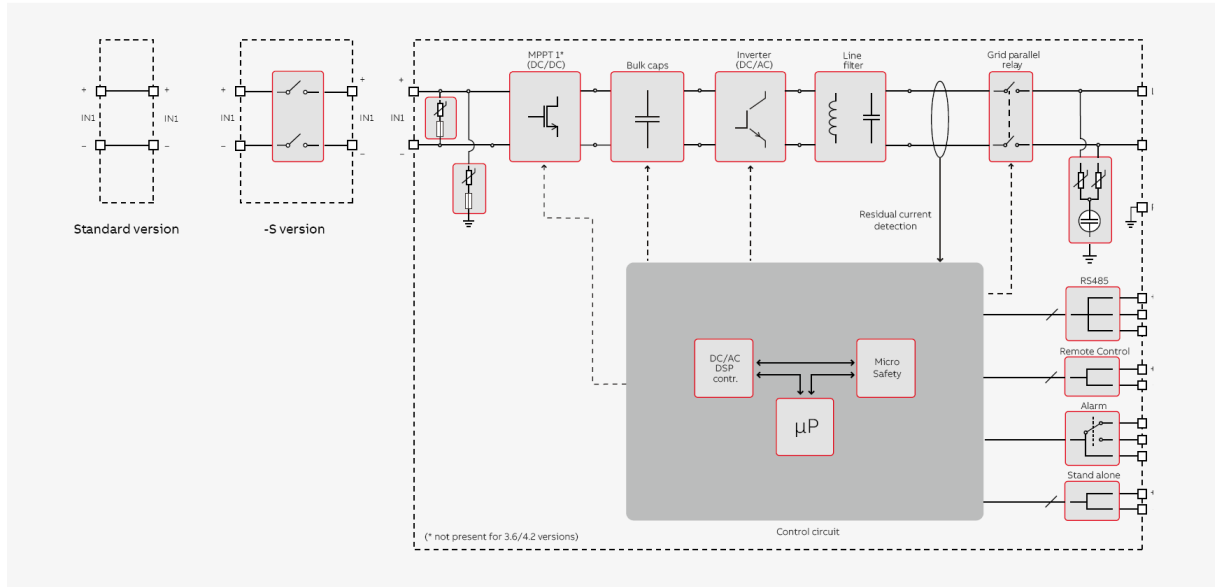


Technical data and types

Type code	UNO-2.0-TL-OUTD	UNO-3.0-TL-OUTD	UNO-3.6-TL-OUTD	UNO-4.2-TL-OUTD
Input side				
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	600 V	600 V	850 V	850 V
Start-up DC input voltage (V_{start})	100...300 V (default 150 V)	100...300 V (default 150 V)	380 V	380 V
Operating DC input voltage range ($V_{dmin}...V_{dmax}$)	0.7x $V_{start}...580$ V (min 80 V)	0.7x $V_{start}...580$ V (min 80 V)	350...820 V	350...820 V
Rated DC input voltage (V_{dcr})	400 V	400 V	500 V	600 V
Rated DC input power (P_{dcr})	2200 W	3200 W	3900 W	4500 W
Number of independent MPPT	1			
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{acr}	180...500 V	200...500 V	380...700 V	380...700 V
Maximum DC input current ($I_{dcr,max}$)	12.5 A	16.0 A	12.5 A	12.5 A
Number of DC inputs pairs	1			
DC connection type	PV quick fit connector ³⁾			
Input protection				
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source			
Input over voltage protection - varistor	Yes			
Photovoltaic array isolation control	According to local standard			
DC switch rating (version with DC switch)	600 V, 25 A			1000 V, 16 A
Output side				
AC Grid connection type	Single-phase			
Rated AC power (P_{acr} @ $\cos\phi=1$)	2000 W	3000 W	3600 W	4200 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	2000 W	3000 W	3600 W	4200 W
Maximum apparent power (S_{max})	2000 VA	3000 VA	3600 VA	4200 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	230 V			
AC voltage range	180...264 V ¹⁾			
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	10.0 A	15.0 A	16.0 A	20.0 A
Contributory fault current	12.0 A	17.0 A	18.0 A	22.0 A
Rated output frequency (f_i)	50 Hz / 60 Hz			
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾			
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. \pm 0.8 with max S_{max}			
Total current harmonic distortion	< 3%			
AC connection type	Panel female connector			
Output protection				
Anti-islanding protection	According to local standard			
Maximum external AC overcurrent protection	16.0 A	20.0 A	20.0 A	25.0 A
Output overvoltage protection - varistor	2 (L - N / L - PE)			

PRODUCT FLYER FOR UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-TL-OUTD ABB SOLAR INVERTERS

ABB UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-TL-OUTD string inverter block diagram



Technical data and types

Type code	UNO-2.0-TL-OUTD	UNO-3.0-TL-OUTD	UNO-3.6-TL-OUTD	UNO-4.2-TL-OUTD
Operating performance				
Maximum efficiency (η_{max})	97.3%	97.3%	98.4%	98.4%
Weighted efficiency (EURO/CEC)	96.0% / -	96.0% / -	97.5% / -	97.5% / -
Feed in power threshold	10 W	10 W	8 W	8 W
Night consumption	< 0.1 W			
Communication				
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)			
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)			
User interface	Display (2x16 line LCD)			
Environmental				
Ambient temperature range	-20...+60°C, with derating > 45°C			
Relative humidity	0...100% condensing			
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft			
Physical				
Environmental protection rating	IP65			
Cooling	Natural			
Dimension (H x W x D)	553 x 418 x 175 mm / 21.8" x 16.5" x 6.9"			
Weight	12 kg / 26.45 lb			
Mounting system	Wall bracket			
Safety				
Isolation level	Transformerless			
Marking	CE			
Safety and EMC standard	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3 C10/11, EN 50438, CEI 0-21, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G83/2, G59/3, VFR 2014, IEC 61727, IEC 62116, NRS-097-2-1, RD 413, AS 4777, MEA, ABNT NBR16149/16150			
Grid standard (check your sales channel for availability)	C10/11, EN 50438, CEI 0-21, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G83/2, G59/3, VFR 2014, IEC 61727, IEC 62116, NRS-097-2-1, RD 413, AS 4777, MEA, ABNT NBR16149/16150			
Available products variants				
Standard	UNO-2.0-TL-OUTD	UNO-3.0-TL-OUTD	UNO-3.6-TL-OUTD	UNO-4.2-TL-OUTD
With DC switch	UNO-2.0-TL-OUTD-S	UNO-3.0-TL-OUTD-S	UNO-3.6-TL-OUTD-S	UNO-4.2-TL-OUTD-S

¹⁾ The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

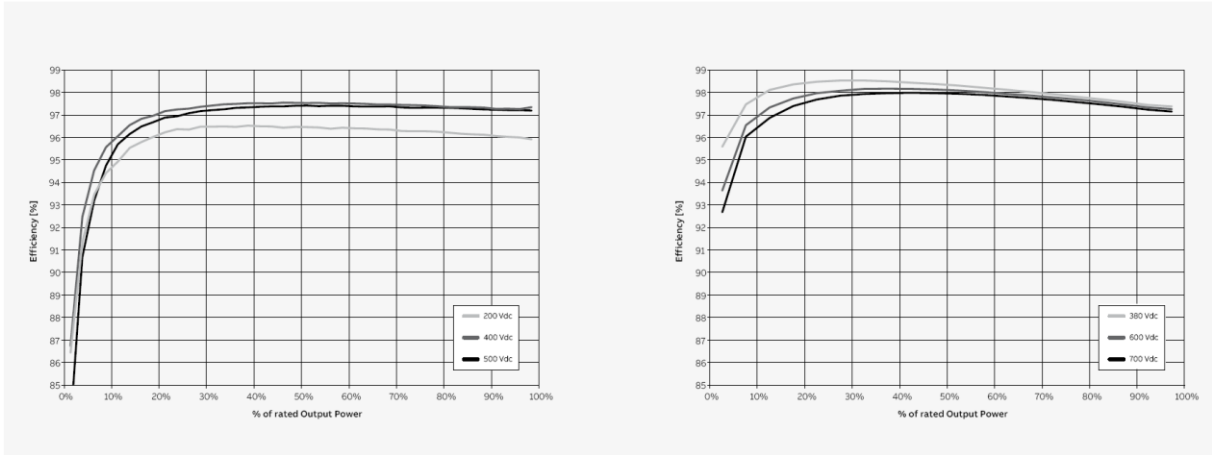
²⁾ The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

³⁾ Please refer to the document "String inverters – Product manual appendix" available at www.abb.com/solarinverters for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

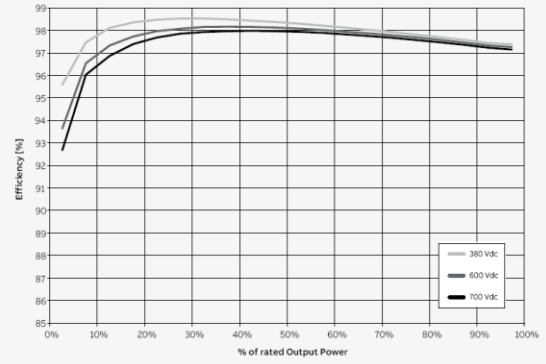
Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product



Efficiency curves of UNO-3.0-TL-OUTD



Efficiency curves of UNO-4.2-TL-OUTD



For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. ABB AG does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of ABB AG. Copyright © 2017 ABB. All rights reserved.



ANEXO C – EXEMPLO FATURA



Celesc Distribuição S.A.
Av Itamarati, 160 - - Florianópolis
CNPJ: 08.336.783/0001-90 Insc.Est.: 255266626

**Conta de
Energia Elétrica**

EMISSÃO: 09/05/2018 APRES.: 15/05/2018 NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA - SÉRIE ÚNICA:

Classificação: RESIDENCIAL / CONVENCIONAL / MONOFASICO Tensão nominal ou contratada (V): 220 Limites adequados de tensão (V): 202 a 231 Grupo de Tensão: B Tipo de Tarifa: Convencional	Nº DA UNIDADE CONSUMIDORA	VENCIMENTO 12/06/2018
	CONSUMO TOTAL FATURADO 304 kWh	
	ATENDIMENTO AO CLIENTE LIGUE 0800 480120	VALOR ATÉ O VENCIMENTO R\$ 115,20

DADOS DA MEDIÇÃO

Equipamento: RG 4088375
 Unidade de medida: kWh
 Origem da leitura atual: LIDA
 Data da leitura anterior: 05/04/2018
 Data da leitura atual: 07/05/2018
 Data da próxima leitura: 06/06/2018
 Número de dias faturados: 32
 Leitura atual: 209
 Leitura anterior: 0
 Constante de faturamento: 1,00
 Consumo medido no mês: 209
 Consumo faturado no mês: 304
 Fator de potência:

Dados do Faturamento	Faturado	Tarifa (R\$)	Valor (R\$)
Consumo	150	0,565733	84,86
Consumo	154	0,673701	103,75
Ener Injetada	-150	0,493000	-73,95
Ener Injetada	-49	0,492857	-24,15
Adic Band. Amarela			0,96
Ener Inj B Amar			-0,47
Subtotal (R\$)			91,00
 Lançamentos e Serviços			
Cosip			15,22
Diferença Cosip Anterior (02)			8,98
Subtotal (R\$)			24,20

HISTÓRICO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - Kwh

Mai/2017	Jun/2017	Jul/2017	Ago/2017	Set/2017	Out/2017	Nov/2017	Dez/2017	Jan/2018	Fev/2018	Mar/2018	Abr/2018
207	309	258	314	309	235	289	278	395	428	474	397

Mensagens:

O montante da devolução é resultado da multiplicação do CONSUMO COMPENSADO pela mini/microgeração(199 kWh) pela tarifa proporcionalizada, quando for o caso RESÍDUO DE CONSUMO MEDIDOR ANTERIOR
 Lugar de criança e na escola. Diga não ao trabalho infantil.
 Cancele Convenios a qualquer momento na Celesc e solicite nova fatura sem estas cobranças.

Composição do Preço em R\$ (Art. 31, Res. 166/05):

DISTRIBUICAO	ENC. SETORIAIS	ENERGIA	TRANSMISSAO	TRIBUTOS	Soma Demonstr.
9,45	8,46	27,56	3,05	42,48	91,00

INCIDIRÃO SOBRE A CONTA PAGA APÓS O VENCIMENTO MULTA DE 2%, JUROS DE MORA DE 0,0333% AO DIA (CONF. LEI 10.438/02) E ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA COM BASE NO IGP-M A SEREM INCLUIDOS NA PRÓXIMA CONTA.

INFORMAÇÃO DE TRIBUTOS				
TRIBUTOS	BASE DE CALCULO	ALÍQUOTA	VALOR DO IMPOSTO	
ICMS	R\$ 84,86	12,00000%	R\$ 10,17	
ICMS	R\$ 104,71	25,00000%	R\$ 26,17	
COFINS	R\$ 91,03	5,54000%	R\$ 5,04	

RESERVADO AO FISCO PERÍODO FISCAL: 09/05/2018