Eduardo Martins Deschamps

OTIMIZAÇÃO DO FATOR DE CARREGAMENTO DE INVERSORES PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA PÚBLICA

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador: Ricardo Rüther, Ph.D.

Florianópolis

2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

> Deschamps, Eduardo Martins Otimização do fator de carregamento de inversores para sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública / Eduardo Martins Deschamps ; orientador, Ricardo Rüther, 2018. 127 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

 Engenharia Civil. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Fator de carregamento de inversor.
Distribuição de irradiância. 5. Performance ratio.
Rüther, Ricardo. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. III. Título. Eduardo Martins Deschamps

OTIMIZAÇÃO DO FATOR DE CARREGAMENTO DE INVERSORES PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA PÚBLICA

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Civil e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil.

Florianópolis, 05 de setembro 2018.

Prof. Enedir Ghisi, Ph.D. Coordenador do PPGEC

Banca Examinadora:

Ricardo Rüther, Ph.D. Orientador ECV/UFSC Roberto Lamberts, Ph.D. ECV/UFSC

Roberto Zilles, Dr. IEE/USP

Rubipiara Cavalcante Fernandes, D. Eng. EMBRAPII/IFSC

AGRADECIMENTOS

À minha família, por todo o apoio, suporte financeiro e incentivo durante os estudos de graduação e pós-graduação.

Ao Prof. Ricardo Rüther, por suas contribuições como orientador desse trabalho e seu importante papel na pesquisa e desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil. Agradeço a oportunidade de participar em importantes projetos como esse, de grande valor para a construção do conhecimento e para o avanço da energia solar no país.

Aos professores Roberto Lamberts, Roberto Zilles e Rubipiara Cavalcante Fernandes, por sua disponibilidade em participar da banca avaliadora e por suas importantes contribuições a este trabalho.

À empresa MONEL Monjolinho, pelo seu investimento em projetos de pesquisa na área de energia solar fotovoltaica, e ao corpo técnico que colaborou em diversas etapas do projeto.

Aos colegas do Grupo Fotovoltaica-UFSC por sempre propiciarem um ambiente agradável de trabalho, estudo e principalmente cooperação durante as atividades desenvolvidas. Em especial aos colegas Lucas Nascimento, Rafael Campos, Bernardo Hickel, Julio Dal Bem, André Cechinel, Anelise Pires, Eduardo Watzko e Pedro Veríssimo pelas horas de pesquisa e discussão durante as reuniões de análises dos resultados do projeto.

Agradecimento especial aos colegas Lucas Rafael do Nascimento, Rafael Antunes Campos e Bernardo Meyer Hickel pelo tempo compartilhado nos trabalhos em campo e pelas horas de análises e discussões envolvendo esse projeto.

Agradecimento especial ao colega Rafael Antunes Campos por seu trabalho na análise e tratamento dos dados do projeto e pelas horas de discussão e aprofundamento.

Agradecimento especial ao colega Manfred Kratzenberg por seu trabalho na análise e validação dos dados de irradiação difusa.

A todos meus amigos e amigas, pelo tempo que não foi compartilhado para que se cumprisse esse estudo, e que de alguma forma colaboraram para o bom andamento deste trabalho.

À Fernanda Cristina Facchini, pela compreensão durante minha ausência e por seu companheirismo e constante incentivo durante meus estudos.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo qualitativo e quantitativo da otimização do fator de carregamento de inversores fotovoltaicos em sistemas FV de grande porte conectados à rede elétrica pública.

É avaliado o recurso solar do local do projeto e comparado com as estimativas de satélite. São realizadas análises da distribuição de irradiância e seus potenciais efeitos no dimensionamento dos inversores. São avaliados os efeitos da resolução temporal de aquisição dos dados de irradiação nas curvas de distribuição de irradiância. Avalia-se também o desempenho das diferentes tecnologias que compõem o projeto mediante análise remota das variáveis ambientais, como irradiação e temperatura, e também variáveis elétricas do sistema. Essa avaliação é feita tendo como base uma das principais figuras de mérito para sistemas fotovoltaicos, a Performance Ratio (Taxa de Desempenho - PR). Por fim, é elaborada uma metodologia para estimar o fator de carregamento ótimo considerando aspectos como perdas por sobrecarregamento do inversor e aspectos econômicos, para diferentes fatores de carregamento do inversor, visando a otimização e redução dos custos de geração de energia solar fotovoltaica.

Foi observado forte correlação entre o desempenho das cinco diferentes tecnologias avaliadas e fatores ambientais (temperatura, mudança espectral, acúmulo de sujeira). Foi observada a degradação inicial para a tecnologia de silício amorfo (a-Si). O fator de capacidade médio das tecnologias foi de 20% e a produtividade (vield) média mensal foi de 150 kWh/kWp.mês. A Taxa de Desempenho (PR) anual variou de 76,9% a 85,1%, dependendo da tecnologia. O recurso solar local, medido durante três anos, foi comparado com cinco diferentes bancos de dados de irradiação, apresentando maior aderência aos dados estimados pelo Atlas Solarimétrico Brasileiro. Foi obtida a distribuição de irradiância para cada mês dos três anos de dados de irradiação disponíveis, onde foi observar características locais possível marcantes. com maior nebulosidade nos meses de verão e consequentemente maior ocorrência do efeito borda de nuvem. No balanço anual, cerca de 4% da irradiação incidente possui níveis de irradiância superiores a 1200 W/m².

A metodologia desenvolvida para a otimização do fator de carregamento de inversor foi aplicada sobre um ano completo de dados de geração para as cinco tecnologias. Observou-se que para carregamentos normalmente empregados no projeto de usinas FV (nas redondezas de 120%), as perdas por sobrecarregamento variam de 0,3% a 2,4%, dependendo da tecnologia. O FCI ótimo, para as tecnologias FV mais consolidadas e mais comumente empregadas em usinas FV (m-Si e p-Si), foi estimado em cerca de 126%.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Distribuição de irradiância. Fator de carregamento de inversor. Performance Ratio.

ABSTRACT

This work presents a qualitative and quantitative analysis of inverter sizing optimization for large scale grid connected solar photovoltaics.

The local solar resource is evaluated and compared to the available satellite data. Analysis of the solar irradiance distribution and its potential effects on inverter sizing are performed. The effects of temporal resolution on solar data acquisition are considered for the solar irradiance distribution curves. It is also evaluated the performance of different PV module technologies, that are part of the project, by means of remote data analysis of the environmental variables, such as irradiation and temperature, and the electrical variables for the system. This is performed using the concept of the Performance Ratio (PR) for solar PV systems. At last, it is developed a methodology for estimating the optimal inverter sizing considering the overload losses and economic aspects for different inverter loading ratios, aiming for the optimization and reduction of costs for solar PV energy generation.

A strong correlation between the performance of the five different technologies and environmental factors (temperature, spectral shift, soiling) could be observed. It was also possible to observe the initial degradation for amorphous silicon (a-Si) technology. Considering the five technologies, the mean capacity factor was 20% and the yield was 150 kWh/kWp on a monthly basis. The annual Performance Ratio ranged from 76.9% to 85.1% depending on technology. The local solar resource, measured during three years, was compared to five distinct solar databases and presented greater adherence to the Brazilian Solar Atlas. The cloud enhancement and cloud edge effect were observed through the monthly solar irradiation distribution over the three years of measurements. Around 4% of the incident annual irradiation was at irradiance levels above 1200 W/m².

The developed methodology for the optimal inverter loading ratio was applied over one full year of solar generation data for the five technologies. It was observed that for inverter loading ratios commonly used on large scale solar PV (around 120%), the overload losses varied from 0.3% to 2.4%, depending on technology. The optimal ILR, for the most used solar technologies (m-Si and p-Si), was estimated to be 126%.

Keywords: PV Solar Energy. Irradiance distribution. Inverter loading ratio. Performance Ratio.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comparação entre o atlas solarimétrico brasileiro e os locais onde estão localizados os 94 projetos contratados nos leilões (Adaptado de MME, 2017)21 Figura 2 - Média anual do total diário da irradiação solar global horizontal (Wh/m²/dia) para o território brasileiro. (Pereira et al., 2017)24
Figura 3 – Espectro solar terrestre de referência. (ASTM, 2012)26 Figura 4 - Curva de irradiância para um dia de céu limpo (vermelho – 30/11/2014), um dia de céu nublado (azul – 18/12/2013) e um dia de céu ensolarado com presença de nuvens e do efeito borda de nuvem (verde – 02/03/2014), e suas respectivas distribuições de irradiância. Dados medidos em Brotas de Macaúbas/BA. (Deschamps, 2015)
Figura 6 - Medição do valor maximo de 1822 W/m². (Ruther et al.,2017)
Figura 8 – Curva típica de um dia com variações bruscas e picos elevados de irradiância, para diferentes resoluções temporais (1 segundo, 1 minuto, 5 minutos e 1 hora). (Deschamps, 2015)
Figura 12 - Curvas de eficiência para o inversor do fabricante SMA SB3000HF39

Figura 13 - Curvas de eficiência para o inversor ABB PVI-3.0-TL-OUTD......40 Figura 14 - Diagrama simplificado do inversor ABB TRIO-50.0-TL-Figura 15 - Topologia elétrica de um sistema FV de grande porte. Figura 16 – Topologias elétricas para inversor string, otimizadores c.c. e microinversores. (Adaptado de ENERGYSAGE.COM)45 Figura 17 - Curvas de limitação térmica (derating térmico) do inversor ABB PRO-33.0-TL-OUTD. (Adaptado de ABB, 2015)......48 Figura 18 - Curvas de limitação térmica (*derating* térmico) do Figura 19 - Limitação de potência pelo inversor através da modificação do ponto de operação do gerador FV; Pmpp 1 - ponto de operação sem limitação a 1000 W/m²; Pmpp 2 - ponto de operação caso não houvesse limitação pelo inversor a 1200 W/m²; Pmpp 3 – ponto de operação durante a limitação de potência pelo inversor a 1200 W/m². (Adaptado de CIVICSOLAR.COM)50 Figura 20 - Sistema de aquisição de dados com monitoramento de variáveis ambientais. 1 – Inversores string ou centrais, 2 – Datalogger, 3 – Sensores ambientais (irradiação, temperatura, velocidade do vento), 4 – Servidor e dispositivos de visualização local e remota (ABB, 2017).....52 Figura 21. Supervisório de sistemas FV em plataforma online (ABB, Figura 22 - Fatores de Capacidade das UFVs dos leilões......56 Figura 23 - Curva típica de eficiência do inversor (linha contínua) e da tensão c.c. (linha tracejada) em função do carregamento do inversor (percentual da potência nominal) (Burger e Rüther, 2006). Figura 24 - Fatores de Carregamento de Inversor das UFVs dos leilões.....61 Figura 25 – Histórico da proporção de custo de módulos FV em sistemas FV entre 2006 e 2017. (Adaptado de Fraunhofer, 2018) ..62

Figura 26 - Vista geral do sistema. 1 – CIGS, 2 - a-Si/µc-Si, 3 - a-Si, 4 -
m-Si, 5 - c-Si66
Figura 27 – Inversores do fabricante SMA SB2500HF68
Figura 28 - Estação solarimétrica69
Figura 29 - Fluxograma de análise dos dados brutos72
Figura 30 - Procedimento de medição IxV durante o
comissionamento do sistema FV, em 14 de Dezembro de 201374
Figura 31 - Fixação da célula de referência (esq.) e do sensor de
temperatura (dir.)75
Figura 32 - Curvas de geração FV para diferentes FCIs (100% a 150%)
para um inversor com limitação em 1000 W77
Figura 33 – Representação gráfica da Equação 3 utilizando valores
de simulação. Geração Marginal em função do FCI (linha azul) e sua
referência (linha tracejada), caso não houvessem perdas por
sobrecarregamento79
Figura 34 - Representação gráfica da Equação 4 utilizando três
cenários de proporção de custo c.c. (60, 70 e 80%). Custo Marginal
em função do FCI (linhas azul, amarela e cinza) e sua referência
(linha tracejada), caso o custo c.c. correspondesse a 100% do custo
total80
Figura 35 – Representação gráfica da Equação 2. Relação Geração
Marginal/Custo Marginal para diferentes FCIs, considerando três
cenários de custo c.c. (60, 70 e 80%)81
Figura 36 - Irradiação global horizontal média diária (kWh/m².dia)
para várias fontes de dados. Média entre os anos de 2014, 2015 e
201685
Figura 37 - Irradiação horizontal - global, difusa e direta para o ano
de 2014
Figura 38 - Distribuição de irradiância para diferentes intervalos de
aquisição de dados para o ano de 201495
Figura 39 - Energia acumulada da distribuição de irradiância para
diferentes intervalos de aquisição de dados para o ano de 201495
Figura 40 - Performance Ratio c.a Temperatura média estimada do
módulo FV

Figura 41 – Produtividade (Yield) mensal das cinco tecnologias para
o ano de 2014101
Figura 42 - Fator de capacidade103
Figura 43 - Curvas de irradiância e energia (parcela gerada e
perdida) para um dia limpo, considerando um carregamento de
150% para a tecnologia a-Si/uc-Si105
Figura 44 - Potência ca x irradiância (Tecnologia a-Si)106
Figura 45 - Perdas por sobrecarregamento (overload loss) para cada
tecnologia e diferentes FCI (em relação à potência c.a. do inversor).
Figura 46 – FCI ótimo (em roxo) para a tecnologia a-Si/uc-Si de
acordo com diferentes proporções de custo c.c. e fatores de
carregamento de inversor109
Figura 47 - FCI ótimo (em roxo) para a tecnologia a-Si de acordo com
diferentes proporções de custo c.c. e fatores de carregamento de
inversor110
Figura 48 - FCI ótimo (em roxo) para a tecnologia CIGS de acordo
com diferentes proporções de custo c.c. e fatores de carregamento
de inversor111
Figura 49 FCI ótimo (em roxo) para a tecnologia m-Si de acordo com
diferentes proporções de custo c.c. e fatores de carregamento de
inversor112
Figura 50 - FCI ótimo (em roxo) para a tecnologia p-Si de acordo
com diferentes proporções de custo c.c. e fatores de carregamento
de inversor113

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Topologias de inversores FV e suas principais
características. (Adaptado de Fraunhofer, 2018)46
Quadro 2 – Fatores de carregamento médios, separados por leilão.
Quadro 3 - Distribuição de custo dos principais componentes de um
sistema FV. (Adaptado de Fraunhofer, 2018 e Relatório Engie PE-
0403-0027/2011, 2017)63
Quadro 4 – Resumo das características elétricas dos sistemas FV
utilizados no projeto67
Quadro 5 - Equipamentos da estação solarimétrica
Quadro 6 - Perdas por sobrecarregamento para as curvas de
potência apresentadas (dia de céu limpo)77
Quadro 7 – Irradiação global horizontal mensal (kWh/m².mês) para
os anos de 2014, 2015 e 2016, e diferença percentual da média para
diferentes base de dados. Os dados para os meses de maio, junho e
julho de 2015 (em vermelho) foram considerados como sendo a
média dos anos 2014 e 2016 dos mesmos meses
Quadro 8 – Irradiação horizontal - global, difusa e direta para o ano
de 2014
Quadro 9 - Distribuição de irradiância para o ano de 2014
Quadro 10 - Distribuição de Irradiância para o ano de 2015. Não
existem dados para os meses de maio, junho e julho. Existem cerca
de 50% de dias válidos para os meses de abril e agosto90
Quadro 11 - Distribuição de Irradiância para o ano de 201691
Quadro 12 - Distribuição de Irradiância para todo o período
analisado (2014, 2015 e 2016)92
Quadro 13 - Distribuição de irradiância para todo o período
analisado (2014, 2015 e 2016)93
Quadro 14 - Performance Ratio c.a99
Quadro 15 - Produtividade mensal média100

Quadro 16 - Perdas por sobrecarregamento (overload loss) para	
cada tecnologia e diferentes FCI (em relação à potência c.a. do	
inversor)	107
Quadro 17 - Resumo dos FCIs ótimos de acordo com a variação	
estimada para a proporção de custo c.c	114

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	19
1.1. OBJETIVOS	20
1.2. JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA	20
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1. O RECURSO SOLAR	23
2.1.1 ATLAS SOLARIMÉTRICO BRASILEIRO	23
2.1.4 ESPECTRO SOLAR	25
2.1.5 DISTRIBUIÇÃO DE IRRADIÂNCIA	26
2.1.6 EVENTOS EXTREMOS DE IRRADIÂNCIA	29
2.1.7 RESOLUÇÃO TEMPORAL DA AQUISIÇÃO DE DADOS	31
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	34
2.2.1 MÓDULOS FV	34
2.2.2. INVERSORES	36
2.2.3. MONITORAMENTO DE SISTEMAS FV	50
2.3. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FV	53
2.3.1 FIGURAS DE MÉRITO	53
2.4. FATOR DE CARREGAMENTO DE INVERSOR (FCI)	57
2.5. PROPORÇÃO DE CUSTO EM UM SISTEMA FV	62
3 METODOLOGIA	65
3.1. ANÁLISE DOS DADOS	70
3.2. MEDIÇÕES DE CURVA CARACTERÍSTICA (TENSÃO CORRENTE - IxV)) X 73
3.2.1. EQUIPAMENTOS	73

3.2.2. INCERTEZAS DOS EQUIPAMENTOS75
3.3. PERDAS POR SOBRECARREGAMENTO76
3.4. ANÁLISE ECÔNOMICA DE CUSTO BENEFÍCIO78
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES83
4.1 AVALIAÇÃO DA IRRADIAÇÃO SOLAR83
4.1.1 IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL MEDIDA X ESTIMADA POR DIFERENTES BANCOS DE DADOS83
4.1.2. IRRADIAÇÃO GLOBAL, DIFUSA E DIRETA86
4.2.1. DISTRIBUIÇÃO DE IRRADIÂNCIA – INTERVALO DE AQUISIÇÃO94
4.3. DESEMPENHO DOS SISTEMAS96
4.3.1. TAXA DE DESEMPENHO (PERFORMANCE RATIO – PR)96
4.4. ANÁLISE DE CARREGAMENTO DO INVERSOR104
4.4.1. PERDAS POR SOBRECARREGAMENTO104
4.4.2. ANÁLISE PARA DIFERENTES FATORES DE CARREGAMENTO DO INVERSOR - FCI106
4.5. SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS115
5 CONCLUSÃO
GLOSSÁRIO

1 INTRODUÇÃO

As projeções futuras para a demanda energética do país indicam que o consumo de energia elétrica em 2024 atingirá cerca de 690 TWh/ano, em comparação com os atuais 524 TWh/ano (2017), ou seja, um aumento de 30%, ou 3,9% ao ano (MME, 2015). Isso exigirá um aumento expressivo na oferta de energia elétrica.

O Brasil conta com uma estrutura energética privilegiada quando comparada à de outros países, com potencial hidrelétrico e possibilidades para o uso abundante da biomassa, da energia eólica e da energia solar (Montenegro, 2013).

Com base nesse contexto, uma das alternativas para assegurar o fornecimento de energia do país, é a diversificação da matriz energética por intermédio do uso de fontes renováveis como a energia solar fotovoltaica.

Felizmente, nos últimos anos, o Brasil vem presenciando um crescimento significativo da energia solar fotovoltaica, tanto distribuída (em residências, comércios e indústrias) como centralizada, a partir dos leilões de usinas fotovoltaicas.

As reduções de custo da energia solar fotovoltaica, que recentemente ocorreram mais acentuadamente nos módulos fotovoltaicos, assim como os avanços em eficiência e confiabilidade dos demais componentes, fizeram com que a energia solar fotovoltaica se tornasse uma fonte competitiva de geração de energia elétrica.

Para assegurar a competitividade e sua inserção na matriz energética com elevada confiabilidade, a energia solar necessitou de diversos esforços no âmbito da pesquisa e desenvolvimento, dentre os quais estudando-se as particularidades do território brasileiro para o aproveitamento desse recurso.

Estudos de otimização na fase do projeto e dimensionamento, levando-se em conta características locais, podem trazer importantes reduções de custo e ganhos em confiabilidade.

1.1. OBJETIVOS

Através de dados de medição de irradiação e de resultados de desempenho (desde janeiro de 2014 até dezembro de 2016) de uma planta piloto operando no município de Brotas de Macaúbas, localizado no interior da Bahia, realizar um estudo qualitativo e quantitativo sobre qual seria o carregamento ótimo para inversores fotovoltaicos instalados na região, em vista de novos empreendimentos de grande porte previstos para o local e considerando aspectos como vida útil dos equipamentos, produção de energia e custo total da energia.

Objetivos específicos:

- Avaliar o recurso solar da região, comparando com estimativas de satélite;
- Avaliar brevemente o desempenho das cinco tecnologias FV utilizadas no projeto;
- Avaliar as perdas por sobrecarregamento no inversor para diferentes FCI (Fatores de Carregamento de Inversor);
- Elaborar uma metodologia para a análise econômica de custobenefício para diferentes FCIs;
- Através de dados medidos e simulações de geração e de retorno de investimento, estimar o fator de carregamento (FCI) ótimo dos inversores para um novo empreendimento de grande porte na região;

1.2. JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA

Com a aprovação da Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, de 17 de Abril de 2012, ficaram estabelecidas as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, a partir de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica.

Em maio de 2017, a ANEEL revisou as projeções de crescimento, feitas em 2015, de sistemas fotovoltaicos distribuídos com base na quantidade instalada até o final de 2016 (7.148 sistemas). Com a

revisão, a ANEEL projeta que em 2024 existirão cerca de 886 mil sistemas, correspondendo a 3,2 GW de potência instalada (ANEEL, 2017).

No âmbito da geração centralizada (usinas fotovoltaicas), a partir do Leilão de Energia de Reserva de 2014, ocorreu efetivamente contratação de fonte solar fotovoltaica. Somando-se todos os leilões até a publicação deste trabalho, foram contratados 143 projetos, totalizando 5.030,95 MWp¹ (4.033,44 MW)² de potência instalada. (MME, 2014, 2015 e 2016; EPE, 2017, 2018; CCEE, 2018).

A Figura 1 mostra uma comparação entre o atlas solarimétrico brasileiro e os locais onde estão localizados 94 dos 143 projetos contratados nos leilões. No mapa, os 94 projetos estão agrupados em 27 regiões. Observa-se forte correlação entre os níveis de irradiação e os locais escolhidos para realização desses empreendimentos.



Figura 1 - Comparação entre o atlas solarimétrico brasileiro e os locais onde estão localizados os 94 projetos contratados nos leilões (Adaptado de MME, 2017).

¹ Potência c.c. dos empreendimentos, definida em MWp, corresponde à soma das capacidades nominais de todos os módulos fotovoltaicos.

² Potência c.a. dos empreendimentos, definida em MW, corresponde à soma das potências nominais de todos os inversores.

O nordeste brasileiro possui enorme potencial em termos de recurso solar e consequentemente abriga a grande maioria dos projetos contemplados nos leilões. Portanto, é importante a realização de estudos visando a otimização da geração de energia solar fotovoltaica nas condições encontradas nessas localidades. Estudos feitos a partir do perfil de irradiância, carregamento de inversor e desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas podem ter grande impacto nos custos totais de de investimento, geração e no retorno principalmente empreendimentos de grande porte. Além disso, muitos dos sistemas FV utilizados como estudo de caso para determinação de parâmetros relativos

para

em regiões que não apresentam as mesmas características climáticas experimentadas por sistemas FV instalados no Brasil.

à otimização de carregamento de inversor, por exemplo, são instalados

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. O RECURSO SOLAR

2.1.1 ATLAS SOLARIMÉTRICO BRASILEIRO

Os níveis de irradiação solar incidentes no Brasil foram mapeados pelo projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) financiado pelo PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente) e co-financiado pelo GEF (Fundo Global para o Meio Ambiente). O SWERA teve por objetivo montar uma extensa base de dados de alta qualidade e confiabilidade que permitissem o desenvolvimento de projetos e políticas públicas para a área solar e eólica, assim como atrair investimentos do capital privado para estas áreas (Martins, Pereira, et al., 2008).

Os dados do SWERA permitiram a elaboração do Atlas Brasileiro de Energia Solar (lançado em 2006), que apresenta dados de irradiação na superfície terrestre, obtidos a partir do tratamento, via modelo matemático, de uma série histórica de dez anos (jul/1995 a dez/2005) de dados e imagens de satélite geoestacionário, posteriormente validados por dados coletados em estações de superfície. Recentemente, foi lançada a 2ª Edição do Atlas, ampliada e revisada, e que agora conta com mais de 17 anos de dados (Pereira et al., 2017). Os dados fornecidos pelo atlas apresentam estimativas do total diário de irradiação solar com resolução espacial de 10 x 10 km. Os mapas são hoje a fonte de dados solarimétricos de maior confiabilidade disponível no Brasil. A Figura 2 ilustra o mapa com a média anual do total diário da irradiação solar global horizontal (Wh/m².dia) para o território brasileiro.





MÉDIA ANUAL

40°W

Figura 2 - Média anual do total diário da irradiação solar global horizontal (Wh/m²/dia) para o território brasileiro. (Pereira et al., 2017)

O desvio médio relativo (rMBE) - razão entre o desvio médio e a irradiância diária média - apresentado pelo Atlas Solarimétrico para a região Nordeste é de até 8,3%, que representa um desvio médio (MBE) de até aproximadamente 13,6 kWh/m².mês da irradiação solar.

2.1.4 ESPECTRO SOLAR

A Figura 3 mostra o espectro solar padrão G173 para a avaliação do desempenho de dispositivos fotovoltaicos. Em vermelho, tem-se o espectro solar extraterrestre (AM0) e em azul, o espectro solar de referência para a superfície terrestre (AM1,5) com orientação específica e sob um conjunto de condições atmosféricas. As condições selecionadas foram consideradas como sendo uma média razoável para a porção continental dos Estados Unidos em um período de um ano. O ângulo de inclinação escolhido é aproximadamente a latitude média daquele país. O espectro padrão fornece uma referência comum para avaliar diferentes tecnologias de módulos FV com respostas espectrais distintas sob condições naturais e artificiais diversas. (ASTM, 2012).

As curvas em vermelho e azul possuem formato diferente pois os elementos presentes na atmosfera (O₃, O₂, H₂O e CO₂), atenuam partes diferentes do espectro solar. O ozônio (O₃) atenua os comprimentos de onda ultravioleta (próximos a 250 nm) e o oxigênio (O₂), atua pontualmente próximo a 750 nm. As próximas atenuações (900, 1150, 1350, 1850 e 2500 nm) são causadas pelas moléculas de água (H₂O) presentes na atmosfera. Será visto posteriormente que as tecnologias FV possuem resposta espectral predominante nos comprimentos de onda de 350 a até cerca de 1250 nm e que a faixa de resposta varia de uma tecnologia para a outra.



Figura 3 – Espectro solar terrestre de referência. (ASTM, 2012)

As informações do conteúdo espectral da radiação solar ainda são pouco disponíveis no Brasil, dado o alto custo dos equipamentos envolvidos na medição do recurso. Alternativas para calcular a distribuição espectral da radiação solar estão sendo elaboradas, utilizando-se banco de dados atmosféricos, criados a partir de informações obtidas por vários instrumentos de medidas, a bordo de satélites, radiômetros em superfície, além de equipamentos de radiossondagem. Estes parâmetros servem como entrada em modelos de transferência radiativa que calculam a distribuição espectral da radiação solar (Haag e Krenzinger, 2010).

2.1.5 DISTRIBUIÇÃO DE IRRADIÂNCIA

A análise da distribuição de energia para faixas de irradiância faz-se necessária quando se deseja avaliar quais são os índices de irradiância mais frequentes na região. Isto permite uma avaliação da eficiência média em que o inversor irá operar, levando em consideração um determinado carregamento desse inversor (Deschamps, 2015). A avaliação da distribuição de irradiância possui grande relevância para a otimização dos processos de dimensionamento de usinas solares fotovoltaicas, principalmente no Brasil, onde pode-se dizer que sua medição e qualificação sistemática são inéditos.

A Figura 4 mostra a curva de irradiância e a respectiva distribuição de irradiância para três dias distintos medidos em Brotas de Macaúbas/BA. Em vermelho, tem-se as curvas para um dia de céu limpo (sem a presença de nuvens), onde é possível observar que a maior parte da irradiação (energia) está contida em níveis de irradiância elevados, entre 800 e 1150 W/m².

Em azul é mostrado um dia tipicamente nublado com forte presença de nuvens, de forma que o sol não aparece. Para esse dia, a maior parte da energia está contida em níveis baixos de irradiância (inferiores a 200 W/m²).

Em verde é mostrado um dia ensolarado com presença de nuvens, de forma que existem períodos com elevadíssima irradiância e períodos com irradiância baixa ou moderada, resultando em uma distribuição de irradiância mais constante porém com uma grande parcela da energia contida em níveis muito elevados de irradiância, devido aos fenômenos borda de nuvem e/ou lente de nuvem, que serão abordados mais adiante.



Figura 4 - Curva de irradiância para um dia de céu limpo (vermelho – 30/11/2014), um dia de céu nublado (azul – 18/12/2013) e um dia de céu ensolarado com presença de nuvens e do efeito borda de nuvem (verde – 02/03/2014), e suas respectivas distribuições de irradiância. Dados medidos em Brotas de Macaúbas/BA. (Deschamps, 2015)

2.1.6 EVENTOS EXTREMOS DE IRRADIÂNCIA

Podem ser considerados eventos extremos de irradiância quando o valor da irradiância medida em solo ultrapassa o valor da irradiância extraterrestre para aquele momento do dia. Esses eventos extremos ocorrem devido aos fenômenos borda de nuvem e lente de nuvem³, e foram anteriormente relatados na literatura (Almeida et al, 2014) (Andrade et al, 2016). A Figura 5 mostra um exemplo de ambos os efeitos ocorrendo simultaneamente.



Figura 5 - Efeitos de borda de nuvem e lente de nuvem ocorrendo simultaneamente. (Rüther et al.,2017)

O valor máximo de irradiância relatado na literatura até agora é de 1832 W/m² (Emck e Richter, 2008), medido a 3400 m de altitude na região do Equador nos Andes, onde a instalação de um sistema FV de grande porte é improvável devido a se tratar de uma localidade remota e isolada dos grandes centros de consumo de eletricidade. O maior valor de irradiância medido no Brasil, em locais onde grandes usinas FVs vêm sendo instaladas, foi de 1822 W/m², e aparece na Figura 6.

³ Efeito borda de nuvem ou *cloud edge effect* ocorre quando há uma cobertura parcial de nuvens, onde, pelo efeito de reflexão da luz, a borda da nuvem age como um refletor, concentrando a radiação no plano do arranjo solar fotovoltaico.



Figura 6 - Medição do valor máximo de 1822 W/m². (Rüther et al., 2017)

Embora esse evento de extrema irradiância tenha duração de apenas alguns segundos, foram também registrados outros eventos extremos de irradiancia que duraram muitos minutos, como mostrado na Figura 7, e que podem levar a consequências prejudiciais para a operação e manutenção de usinas FV.



Figura 7 - Efeitos borda de nuvem + lente de nuvem com irradiância máxima acima de 1400 W/m² com longa duração (minutos). (Rüther et al.,2017)

Esses eventos extremos de irradiancia só podem ser detectados se a irradiância solar for medida em alta resolução temporal com piranômetros com baixo tempo de resposta e de alta qualidade, aliado a equipamentos de aquisição de dados (*dataloggers*) de elevada resolução e qualidade. A importância da resolução temporal na aquisição de dados solarimétricos é demonstrada em seção dedicada.

2.1.6.1. IMPACTOS ELÉTRICOS NO DESEMPENHO DE USINAS FV

Conforme mencionado, os eventos extremos de irradiância podem levar a consequências prejudiciais para a operação e manutenção de usinas FV. Mais especificamente, podem ser observados efeitos como perdas por limitação da potência de saída dos inversores (*overload loss*), rampas de geração acentuadas e a queima de fusíveis.

O dimensionamento de um sistema FV com um fusível classificado acima do valor máximo especificado pelo fabricante levará à anulação da garantia do módulo FV. As correntes máximas do fusível são geralmente especificadas para temperaturas de operação de 20°C e, na maioria dos locais em que as usinas FVs no Brasil irão operar, as temperaturas ambiente e os níveis de irradiação são altos e as caixas de junção onde os fusíveis estão instalados podem atingir temperaturas acima de 70 °C, em que o fator de redução típico é 0.7

Esse fato, associado a valores extremos de irradiância de 1400 a 1600 W/m² para intervalos de tempo na faixa dos minutos, resulta em condições que podem levar à queima de fusíveis, quando projetados conforme as especificações de fusíveis do fabricante do módulo FV. (Rüther et al., 2017).

2.1.7 RESOLUÇÃO TEMPORAL DA AQUISIÇÃO DE DADOS

A radiação solar é um recurso intermitente, podendo variar mais de 100% de seu valor nominal (1000 W/m²) e atingir picos maiores do que 150%, conforme já observado na Figura 4. Em alguns casos, por

exemplo, durante eventos extremos de irradiância (i.e. borda de nuvem), essa variação pode ocorrer em poucos segundos.

A resolução temporal da aquisição de dados solarimétricos possui forte influência na observação de variações bruscas e na detecção de picos de irradiância. A Figura 8 exemplifica esse efeito, onde é possível observar, para a mesma curva de irradiância, diferentes resoluções temporais. É importante notar a diferença dos picos de irradiância entre as diferentes resoluções de aquisição, que vão de 1550 W/m² até 750 W/m², para resolução de um segundo e 1 hora, respectivamente.

A primeira curva é apresentada como referência e tem resolução de 1 segundo, que pode ser considerada instantânea para dados de radiação solar. A segunda curva tem resolução de 1 minuto, pois é a melhor resolução utilizada no presente trabalho (para os dados da estação solarimétrica). A terceira curva utiliza resolução de 5 minutos pois é a utilizada nos inversores do projeto. Por fim, é apresentada a resolução de 1 hora, que é a mais comumente utilizada por *softwares* de simulação de geração fotovoltaica.

Dessa forma, é possível perceber como medições de irradiância com uma resolução temporal menor mascaram eventos extremos de irradiância, escondendo informações valiosas sobre os picos de irradiação e pode levar a conclusões equivocadas sobre a real disponibilidade de recursos de irradiação solar em um determinado local.



Figura 8 – Curva típica de um dia com variações bruscas e picos elevados de irradiância, para diferentes resoluções temporais (1 segundo, 1 minuto, 5 minutos e 1 hora). (Deschamps, 2015)

Foi demonstrado por Burger e Rüther (2006) que, utilizando diferentes resoluções temporais na aquisição de dados solarimétricos (para Freiburg e Florianópolis), obtém-se resultados diferentes nos cálculos da eficiência anual e perdas por sobrecarregamento nos inversores, com diferença considerável ao passar de médias horárias para médias minutais e diferença pouco significativa ao passar para dados instantâneos (10 segundos).

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.2.1 MÓDULOS FV

Os módulos fotovoltaicos produzem eletricidade em corrente contínua (CC) utilizando-se de materiais semicondutores, como o Silício monocristalino (c-Si) e multcristalino (m-Si), Silício Amorfo (a-Si), Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio (CIGS), Silício microcristalino (a-Si/µc-Si), Telureto de Cádmio (CdTe), dentre outros.

Dependendo da tecnologia utilizada e do arranjo das células que compõem o módulo, os níveis de tensão e corrente (respectivamente), para módulos tipicamente utilizados em usinas, variam entre 30 a 100 V_{CC} e 1 a 9 A_{CC} .

A curva de corrente pela tensão (IxV), ou curva característica do módulo FV, é apresentada na Figura 9, e possui três pontos notáveis: corrente de curto circuito (I_{SC}), ponto de máxima potência (MPP) e tensão de circuito aberto (V_{OC}). Para se levantar a curva característica, são utilizadas cargas variáveis resistivas ou capacitivas de modo a se varrer todos os pontos do curva. Para realizá-la é necessário que o módulo FV a ser analisado esteja desconectado do sistema.

A curva característica (IxV) permite uma completa visão dos parâmetros elétricos do módulo FV, sendo que o ponto de máxima potência (MPP) permite avaliar o estado de funcionamento do módulo, confrontando com o valor de potência de pico fornecido pelo fabricante. Durante sua operação, o inversor - componente responsável por converter energia em corrente contínua (CC) para energia em corrente alternada (CA) - constantemente busca o ponto de máxima potência do módulo FV, dando a este recurso o nome de rastreador do ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*).



Figura 9 - Curva característica (IxV) de um módulo FV

Os algoritmos de MPPT têm se desenvolvido bastante nos últimos anos visando aumentar a eficiência de rastreamento em condições de incidência solar adversas (i.e. sombreamento parcial dos módulos FV). Em condições ideais de operação, algoritmos de MPPT atingem eficiências superiores a 99% no rastreamento do ponto de máxima potência. Já em condições não-ideais, existem diversas técnicas que podem ser utilizadas para melhorar a eficiência de rastreamento. Uma delas é realizar periodicamente uma varredura completa da curva IxV para verificar se o algoritmo de MPPT não ficou preso em um ponto de MPP falso. O intervalo ótimo da varredura completa depende muito das condições de sombreamento em que o sistema foi instalado e, dependendo do fabricante, pode ser configurado.

A Figura 10 mostra uma comparação da eficiência de rastreamento do ponto de MPP para o algoritmo OptiTrack do fabricante

de inversores SMA e outros algoritmos mais simples. É possível observar que, para condições adversas em termos de irradiação, o algoritmo OptiTrack apresenta uma vantagem relevante na eficiência de rastreamento.



Dinâmicas de radiação solar

Figura 10 - Comparação da eficiência de rastreamento do ponto de MPP para o algoritmo OptiTrack do fabricante de inversores SMA e outros algoritmos. (Adaptado de SMA, 2012)

2.2.2. INVERSORES

O inversor é o equipamento eletroeletrônico responsável pela conversão da energia de corrente contínua (c.c.) dos módulos FV em energia de corrente alternada (c.a.) a ser disponibilizada para a rede. Os inversores para sistemas FV conectados à rede recebem a energia em c.c. diretamente dos módulos FV. A energia c.a. na sua saída é fornecida diretamente para a rede elétrica convencional. Assim, as duas ondas de tensão devem estar em fase e ter características elétricas bastante similares, de modo a possibilitar o paralelismo dos geradores.
2.2.2.1 TOPOLOGIAS ELÉTRICAS

Os inversores para sistemas FV são concebidos com diferentes circuitos de conversão de energia e opções de transformadores. Eles podem ser categorizados com base no número de estágios de capacitores processamento de energia; localização dos de desacoplamento; transformador de baixa ou de alta frequência ou ausência do mesmo; e tipo de interface com a rede elétrica (Kjaer et al., 2005). Os estágios de processamento de energia (único ou múltiplos estágios) são responsáveis por adaptar o nível de tensão c.c. do painel FV e fazer a busca do MPP. Os capacitores de desacoplamento encontram-se em paralelo com o painel FV e também no barramento c.c. dos circuitos com múltiplos estágios. Os transformadores são responsáveis pela adaptação do nível de tensão e pela isolação galvânica entre o arranjo FV e a rede elétrica, permitindo o aterramento do painel FV quando necessário.

A estratégia de modulação PWM, normalmente utilizada no estágio de saída dos inversores, requer a presença de filtros de saída formados por indutores e capacitores, com o intuito de reduzir o conteúdo harmônico da corrente injetada na rede elétrica (Martins e Barbi, 2005). Cada topologia possui características próprias, o que resulta em vantagens e desvantagens umas em relação às outras. Por exemplo: o número de interruptores eletrônicos; necessidade de isolamento do sinal aplicado ao *gate* dos interruptores superiores da ponte (meia ponte ou ponte completa); isolação galvânica com transformador de alta ou de baixa frequência ou até ausência de transformador (*transformerless*) frequência de valores da tensão c.c. de entrada e da tensão c.c. efetivamente entregue ao circuito inversor (meia ponte ou ponte completa); circuitos de proteção; entre outros.

Atualmente, as topologias de inversores comumente empregadas em inversores são as sem transformadores ou com transformadores em alta frequência, sendo a primeira mais utilizada, devido ao menor custo e peso, e à maior eficiência. A topologia com transformador de alta frequência é utilizada somente quando a tecnologia dos módulos FV requer o aterramento de um dos pólos do circuito c.c e consequentemente a isolação galvânica entre os lado c.c. e c.a. A Figura 11 mostra o diagrama de blocos para as topologias com e sem transformador de alta frequência, respectivamente.



Figura 11 – Diagrama de blocos das topologias com e sem transformador de alta frequência. (Adaptado de ABB, 2015 e ABB, 2017)

Os inversores comercialmente disponíveis são formados por variações dessas topologias. Porém, a existência ou não do transformador de baixa frequência é uma característica que tem impacto importante no peso, volume e rendimento do inversor.

Inversores sem transformador chegam a ter cerca de 2% (absoluto) a mais de eficiência de conversão CC-CA se comparados aos inversores com transformador (Haeberlin, 2001).

Outros aspectos que interferem no rendimento são o percentual de potência aplicado na entrada em relação à potência nominal do inversor, e também o nível de tensão c.c. disponibilizado pelo arranjo FV na entrada do inversor (Baumgartner et al., 2007; Driesse et al., 2008; Haeberlin et al., 2006).

A Figura 12 apresenta as curvas de eficiência para o modelo de inversor do fabricante SMA SB3000HF (com transformador de alta

frequência). Pode-se observar que os maiores níveis de eficiência são obtidos com tensões de operação cc maiores, próximas de 550 V cc.



Figura 12 - Curvas de eficiência para o inversor do fabricante SMA SB3000HF

A Figura 13 apresenta as curvas de eficiência para o modelo de inversor ABB PVI-3.0-TL-OUTD (sem transformador). Pode-se observar que, para esse inversor, os maiores níveis de eficiência são obtidos com tensões de operação cc intermediárias, próximas de 360 V cc.



Figura 13 - Curvas de eficiência para o inversor ABB PVI-3.0-TL-OUTD.

Atualmente, os inversores comercialmente disponíveis para sistemas FV conectados à rede, utilizam, em sua maioria, a topologia sem transformador. Em segundo lugar, vem a topologia com transformador de alta frequência. Isso ocorre por diversos motivos. A topologia sem transformador, conforme já mencionado, confere ao inversor menor peso e custo, com maior eficiência. Por outro lado, a topologia com transformador de alta frequência permite utilizar algumas tecnologias FV de filmes finos (silício amorfo, micro-amorfo e CIGS, por exemplo) pois estas necessitam de aterramento no circuito elétrico dos painéis (comumente no polo negativo) e isolação galvânica. Nessas tecnologias, o aterramento de um dos pólos do gerador FV evita a delaminação dos módulos causada por componentes residuais de corrente alternada provenientes do inversor. Dessa forma, o transformador se faz necessário para isolar galvânicamente o lado c.c. do lado c.a. de forma que o aterramento funcional de um dos pólos não caracterize uma falha à terra no gerador FV.

A tecnologia de filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), não necessita o uso do inversor com transformador. Além disso, a tecnologia de silício cristalino (mono e multi) e de telureto de cádmio, juntas, responderam por aproximadamente 97,8% do mercado em 2016 (Fraunhofer, 2018).

Ao longo dos anos, os inversores foram se aprimorando de diversas maneiras. Passaram a não utilizar mais transformadores de baixa frequência, trabalhar com tensões c.c. cada vez mais elevadas, e até agregar mais funções gradativamente, como por exemplo, caixa de junção c.c. (proteção, seccionamento e medição), proteção e seccionamento para o lado c.a., monitoramento dos dados, serviçoes ancilares e de suporte à rede, entre outros.

A Figura 14 mostra o diagrama simplificado do inversor ABB modelo TRIO-50.0-TL-OUTD. Destaca-se a presença de compartimentos separados para o lado c.c e c.a. O lado c.c contendo fusíveis de proteção contra correntes reversas (necessário para sistemas com 3 ou mais séries fotovoltaicas (*strings*), chave seccionadora, dispositivos de proteção contra surtos (DPS), e medição de corrente de cada série fotovoltaica.



Figura 14 - Diagrama simplificado do inversor ABB TRIO-50.0-TL-OUTD.

2.2.2.2. INVERSORES CENTRAIS VS INVERSORES STRING

Atualmente existem disponíveis no mercado quatro topologias elétricas (no que diz respeito à configuração dos inversores) para sistemas FV de pequeno porte a até grandes usinas. Cada uma delas com suas vantagens e desvantagens. O Quadro 1 resume as principais características das topologias aqui discutidas.

Inversores de maior porte, conhecidos como inversores centrais (acima de 100 kW e até 3 MW), necessitam caixas de junção externas, localizadas normalmente próximas aos módulos FV. Esses inversores possuem elevada eficiência (98,5% - ligeiramente maior que inversores string) e alta confiabilidade. Devido ao seu volume e aos ganhos de escala, apresentam maior densidade de potência e menor custo por watt. Na maioria dos casos são comercializados juntamente com um contrato de operação. A Figura 15 mostra a topologia elétrica de um sistema FV de grande porte (i.e. usina fotovoltaica).



Figura 15 - Topologia elétrica de um sistema FV de grande porte. Inversor central (1), caixas de junção (2) e módulos FV (3).

As caixas de junção (2) têm função de agrupar (conexão em paralelo das séries fotovoltaicas - *strings*), seccionar (chave de seccionamento c.c. para manobra sob carga), proteger (fusíveis e DPS) e, em alguns casos, monitorar as séries fotovoltaicas (*strings*). Para proteger os módulos FV contra correntes reversas utilizam-se fusíveis nos polos positivo e negativo. Para a proteção do lado c.c. do inversor contra surtos de tensão provenientes de descargas atmosféricas, utilizam-se dispositivos de proteção contra surtos (DPS).

Inversores de porte intermediário, conhecidos como inversores *string*, normalmente agregam a caixa de junção para o lado c.c. Esses inversores possuem elevada eficiência (98%) e custos razoáveis, mas que podem variar bastante com a classe de potência. São inversores com potências iniciando em 1 kW a até cerca de 100 kW.

Os microinversores, como o nome já indica, são inversores de pequeno porte, operando na faixa de potência dos módulos FV (250, 300, 500 e 1000 W). São instalados normalmente juntamente aos módulos FV (abaixo dos mesmos), o que apresenta grande redução de custo com cabeamento c.c. e do tempo de instalação para sistemas de pequeno porte. Uma das principais vantagens em sua utilização é o fato de cada módulo operar individualmente em seu próprio ponto de máxima potência, eliminando perdas por descasamento elétrico (*mismatch*) entre módulos e entre séries fotovoltaicas (*strings*) e reduzindo drasticamente eventuais perdas por sombreamento. Seus pontos negativos são a eficiência consideravelmente inferior (na faixa de 90 a 95%), elevado custo (duas a três vezes o custo dos inversores *string*), e preocupações acerca da facilidade de substituição em caso de falha.

Mais recentemente, surgiram os otimizadores c.c., seguindo a mesma linha dos microinversores, são instalados sob os módulos (em alguns casos os módulos já acompanham o otimizador – *Smart Modules*), possuem seguimento de máxima potência individual, monitoramento de potência entregue por módulo, maior segurança operacional (em caso de incêndios os otimizadores "desligam" o circuito c.c.), entre outros. Nesse caso, os otimizadores operam em conjunto com um inversor *string*. A Figura 16 ilustra as três topologias. A topologia a ser escolhida em um projeto FV irá depender de diversos fatores, tais como: tamanho do sistema FV, localização, sombreamento, custos de implantação, custos de operação e manutenção, entre outros.



Figura 16 – Topologias elétricas para inversor string, otimizadores c.c. e microinversores. (Adaptado de ENERGYSAGE.COM)

Inversor	Potência	Eficiência	Participação de Mercado	Custo	Vantagens	Desvantagens	Recomendação	
Inversores Centrais	> 100 kWp	até 98,5%	54%	0,06 Euro/Wp Normalmente	Menor custo (inversor)	Apenas 1 MPPT Necessário uso	Usinas de grande porte (> 5 MW)	
				vendido com contrato de operação	Alta confiabilidade	de caixas de junção		
Inversores String	≤ 100 kWp	até 98%	42%	0,07-0,20 Euro/Wp	Vários MPPTs na planta Fácil de substituir	Maior custo (inversor)	Plantas até 5 MW	
Microinversores	240 W a 1 kW (1 a 4 módulos)	90-95%	1%	0,33 Euro/Wp	MPPT e monitoramento dedicado por módulo	Maior custo Substituição mais complicada	Sistemas residenciais e comerciais de pequeno porte	
Conversores CC-CC (Otimizadores)	faixa de potência do módulo	até 98,8%	3%	0,09 Euro/Wp	MPPT e monitoramento dedicado por módulo	Maior custo Substituição mais complicada Ainda necessário Inversor CC/CA	Sistemas residenciais e comerciais de pequeno porte	

Quadro 1 - Topologias de inversores FV e suas principais características. (Adaptado de Fraunhofer, 2018)

2.2.2.3 LIMITAÇÃO (OU DERATING⁴) TÉRMICA

Os inversores monitoram a temperatura interna e reduzem a potência de saída quando necessário para prevenir danos ao inversor, dispositivos de proteção e cabeamento interno. Se a temperatura do inversor continuar subindo ou as correntes envolvidas forem muito elevadas, o inversor irá se desconectar da rede elétrica e apontar falha de sobretemperatura. Quando a temperatura cair o inversor irá novamente se conectar à rede.

A limitação de potência de saída, de maneira geral, pode ocorrer devido aos seguintes fatores:

- Condições ambientais adversas (sobretemperatura, baixo arrefecimento);

- Limitação imposta pelo usuário (ajustável);
- Sobretensão, subtensão ou sobrefrequência da rede elétrica;
- Sobretensão ou sobrecorrente na entrada;

A Figura 17 apresenta, como exemplo, o inversor da ABB modelo PRO-33.0-TL-OUTD de 33 kW de potência nominal e sem transformador. Observa-se que a potência nominal de saída pode ser mantida até temperaturas ambientes de 45 °C para toda a faixa de MPP do inversor (580 a 850 Vcc). Entre 45 e 60 °C, a potência de saída é reduzida gradativamente até cerca de 50%. Essas características de operação são aplicáveis em altitudes de até 1000 metros, acima disso, a capacidade de refrigeração é reduzida devido ao ar mais rarefeito. O sistema de controle irá tentar compensar pela capacidade de refrigeração reduzida e a redução de potência pode ocorrer em temperaturas mais baixas (ABB, 2015).

A Figura 18 mostra as curvas de limitação térmica (*derating*) para o inversor ABB TRIO-8.5-TL-OUTD, em função da temperatura ambiente (acima), para a tensão de entrada nominal de 620 Vcc, e em

⁴ *Derating*: Limitação, depreciação ou redução de classe. *Derating* Térmico é a redução pontual da potência de saída devido a uma temperatura de operação superior à máxima permitida.

função da tensão de entrada (abaixo), considerando temperatura ambiente de 50 $^{\circ}\mathrm{C}.$



Figura 17 - Curvas de limitação térmica (*derating* térmico) do inversor ABB PRO-33.0-TL-OUTD. (Adaptado de ABB, 2015).



Figura 18 - Curvas de limitação térmica (*derating* térmico) do inversor ABB TRIO-8.5-TL-OUTD. (Adaptado de ABB, 2015).

2.2.2.4 LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA

A limitação de potência imposta pelo inversor, devido a qualquer uma das situações expostas acima, ocorre por meio da alteração do ponto de máxima potência (Pmpp) do gerador FV. Para realizar isso, o buscador do ponto de máxima potência (MPPT) do inversor modifica o ponto de operação em direção à tensão de circuito aberto (Voc) do gerador FV, conforme mostra a Figura 19. É possível observar que a tensão de operação c.c aumenta durante a limitação de potência imposta pelo inversor, e portanto, a corrente de operação c.c é reduzida.



Figura 19 - Limitação de potência pelo inversor através da modificação do ponto de operação do gerador FV; Pmpp 1 - ponto de operação sem limitação a 1000 W/m²; Pmpp 2 - ponto de operação caso não houvesse limitação pelo inversor a 1200 W/m²; Pmpp 3 – ponto de operação durante a limitação de potência pelo inversor a 1200 W/m². (Adaptado de CIVICSOLAR.COM)

2.2.3. MONITORAMENTO DE SISTEMAS FV

O monitoramento de um sistema FV é de extrema importância para garantir um bom desempenho e conferir alta disponibilidade ao sistema. Atualmente a maioria dos fabricantes de inversores já fornece um sistema de aquisição de dados de baixo custo, acessível mesmo para sistemas FV residenciais. (Nascimento, 2013) Para se determinar com clareza quando um sistema FV apresenta alguma falha, é necessário, além de monitorar a geração de energia elétrica, monitorar também a irradiação solar por meio de um piranômetro ou uma célula de referência. Em um sistema residencial, não é necessário investir em sensores de alta precisão, pois estes possuem custo bastante elevado que não se justifica nestes casos. Nessas aplicações, muitas vezes o fabricante do inversor já possui um sistema de aquisição de dados com monitoramento de variáveis ambientais. A Figura 20 ilustra uma das soluções apresentada por um fabricante de inversores FV.

O equipamento responsável pelo armazenamento de dados é chamado de *datalogger*. Em um sistema FV, todos os dados elétricos medidos pelo inversor, assim como os dados ambientais medidos por piranômetros (e/ou células de referência) e sensores de temperatura, são coletados pelo *datalogger*. Este equipamento de aquisição de dados pode ter conexão local com um computador, assim como pode disponibilizar os dados na internet, em um portal de monitoramento. Este portal de monitoramento atua como um sistema supervisório e, normalmente, é oferecido pelos fabricantes dos inversores. A Figura 21 ilustra um sistema supervisório disponibilizado por um fabricante de inversores.



Figura 20 - Sistema de aquisição de dados com monitoramento de variáveis ambientais. 1 – Inversores string ou centrais, 2 – Datalogger, 3 – Sensores ambientais (irradiação, temperatura, velocidade do vento), 4 – Servidor e dispositivos de visualização local e remota (ABB, 2017).



Figura 21. Supervisório de sistemas FV em plataforma online (ABB, 2017).

2.3. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FV

O desempenho de um sistema FV é afetado por diversos fatores ambientais, podendo-se destacar: irradiação, orientação solar (inclinação e desvio azimutal), temperatura de operação, acúmulo de sujeira, sombreamento parcial, espectro solar, entre outros menos importantes.

2.3.1 FIGURAS DE MÉRITO

Para poder avaliar o desempenho de sistemas FV e poder comparar diferentes sistemas FV, de diferentes tecnologias, em diferentes localidades e configurações, são utilizadas duas principais figuras de mérito, a PR (*Performance Ratio*), também chamada de Taxa de Desempenho, e a Produtividade (*Yield*).

2.3.1.1. PRODUTIVIDADE - YIELD

A produtividade de um sistema, também chamada de *yield* (2), reflete o desempenho de cada sistema fotovoltaico normalizado em relação à potência instalada, ou seja, representa o quanto de energia elétrica um sistema produz (kWh) por unidade de potência nominal instalada (kWp), normalmente na base anual. Desta forma, sistemas fotovoltaicos de diferentes tamanhos, arranjos e tecnologias podem ser comparados.

$$Yield_t = \frac{E_t}{P_o}$$
(2)

Onde:

*Yield*_t = Produtividade de energia para o período "t" [kwh/kwp.ano]

- E_t = Energia gerada [kWh] pelo sistema fotovoltaico para o período "t", em corrente alternada
- P_o = Potência nominal total do sistema fotovoltaico [kWp]

2.3.1.2. TAXA DE DESEMPENHO - PR

A Taxa de Desempenho (PR, do inglês *Performance Ratio*) é o quociente entre a geração real em corrente alternada (e.g. kWh/ano) de um sistema fotovoltaico com a geração esperada em função da potência nominal do gerador (kWp) e é, portanto, um parâmetro adimensional e pode ser calculada a partir de (3).

$$PR_t = \frac{E_t}{P_o} \times \frac{G}{H_t} \tag{3}$$

Onde:

 PR_t = Taxa de desempenho [%] para o período "t"

 E_t = Energia gerada [kWh] pelo sistema fotovoltaico para o período "t", em corrente alternada

 P_o = Potência nominal total do sistema fotovoltaico [kWp]

G = Irradiância de referência [1000 W/m2]

 H_t = Irradiação sobre o plano dos módulos para o período "t" [Wh/m²], calculada a partir dos valores de irradiância [W/m²] medidos por sensores de radiação solar.

O desempenho de um sistema fotovoltaico é tipicamente medido pela Taxa de Desempenho (Performance Ratio – PR), que é definido como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. A PR é um parâmetro muito utilizado, pois permite comparar sistemas FV instalados em locais e/ou orientações diferentes e avalia a geração de energia elétrica levando em consideração a potência real do sistema sob condições de operação. A PR contabiliza todas as perdas envolvidas no sistema, como perdas por queda de tensão, devido à resistência elétrica de condutores e conectores, além das perdas por sujeira, rendimento do inversor, temperatura de operação dos módulos FV, entre outras. O rendimento dos módulos – e o consequente desempenho do sistema – é afetada negativamente pelo aumento da temperatura de operação. Dependendo da tecnologia fotovoltaica, essa influência será maior (e.g. silício cristalino e CIGS) ou menor (e.g. filmes finos de silício amorfo e CdTe) (Skoplaki e Palyvos, 2009).

2.3.1.3. FATOR DE CAPACIDADE

O fator de capacidade de um gerador de energia é dado pela razão entre a energia gerada em determinado intervalo de tempo e sua potencial geração caso estivesse operando continuamente com potência máxima (capacidade nominal) no mesmo período. A capacidade nominal de produção de uma usina fotovotaica é definida como a soma das potências c.a. dos inversores⁵, ou seja, a potência máxima da usina, independentemente da potência instalada de módulos (kWp). Os fatores de capacidade encontrados, para diferentes usinas FV, variam bastante de acordo com a irradiação média anual do local, o fator de carregamento dos inversores e a topologia da usina (sistemas fixos ou com rastreadores).

Historicamente, valores típicos normalmente situam-se entre 10 e 20% e eram basicamente proporcionais aos níveis de irradiação presentes no local. Nos últimos anos, contudo, observou-se um aumento expressivo nos fatores de capacidade de usinas fotovoltaicas. Esse aumento foi devido basicamente a dois fatores: ao aumento do fator de carregamento de inversores (FCI) impulsionado pelas reduções de custo dos módulos fotovoltaicos; e ao crescente uso de sistemas de rastreamento (seguidor solar).

⁵ Alguns autores utilizam a potência instalada c.c. (kWp) como referência no cálculo do fator de capacidade. Atualmente existe o consenso de se utilizar a potência c.a. pois esta representa, de fato, a maior potência que a usina poderá disponibilizar ao sistema elétrico.

Dentre os empreendimentos vencedores dos leilões, são observados fatores de capacidade (de projeto) na faixa entre 18,0% e 31,5%. Para fins de comparação, o fator de capacidade dos empreendimentos vencedores que utilizam sistema de rastreamento (um eixo) varia de 23,1% a 31,5% e os que utilizam estrutura de suporte fixa apresentaram valores de 18,0% a 25,0% (MME, 2014, 2015 e 2016). A Figura 22 mostra os fatores de capacidade das usinas fotovoltaicas (UFVs) dos leilões.



Figura 22 - Fatores de Capacidade das UFVs dos leilões.

Umas das maneiras de aumentar o fator de capacidade de um sistema FV é aumentando-se o carregamento do inversor (FCI), ou seja, ampliando-se a potência instalada c.c. ou, alternativamente, reduzindo-se a potência do inversor. Ao aumentar-se o carregamento do inversor, converte-se mais energia para cada unidade de potência c.a. instalada, resultando em um maior fator de capacidade do sistema.

Sistemas FV com rastreamento naturamente irão possuir fatores de capacidade mais elevados do que um sistema semelhante porém sem rastramento, pois estes possuem uma produtividade (*yield*) maior,

convertendo mais energia para cada unidade de potência c.a. (e c.c.) instalada. É possível observar que os empreendimentos que utilizam sistema de rastreamento de um eixo possuem, em média, fatores de capacidade mais elevados.

2.4. FATOR DE CARREGAMENTO DE INVERSOR (FCI)

Quando é realizado dimensionamento do sistema, este deve ser feito de maneira que o inversor não seja nem pouco utilizado nem demasiadamente sobrecarregado. Se for possível utilizar um inversor de menor capacidade para o mesmo painel FV, sem impactar na quantidade de energia e na qualidade do sistema, a energia gerada terá um menor custo por kWh (Nascimento, 2013).

Os módulos FV apresentam uma redução de sua potência quando submetidos a um aumento de sua temperatura de operação. Desta forma, mesmo quando as irradiâncias são próximas de 1000 W/m², a potência do painel dificilmente se aproxima de sua potência nominal. Esta característica física do dispositivo, associada à otimização econômica do sistema, leva à recomendação de se subdimensionar (10 a 30%) os inversores de sistemas FV, devendo o dimensionamento levar em conta a tecnologia FV utilizada além dos parâmetros climáticos locais (temperatura e distribuição de irradiação).

Conforme já apontado por alguns estudos sobre este tema, não existe uma regra geral e definitiva para o fator de carregamento do inversor, já que este depende de múltiplos fatores intrísecos a cada instalação ou projeto (Macedo e Zilles, 2007).

Nas situações em que a potência do painel FV ultrapassa a potência máxima do inversor, ocorre, por parte do inversor, uma limitação da potência de saída por meio da alteração do seu ponto de máxima potência MPP, em direção à tensão de circuito aberto (Voc – *Open circuit voltage*), fazendo com que o módulo deixe de operar no seu ponto de máxima potência, consequentemente desperdiçando uma parcela da energia. Essa parcela desperdiçada seria contabilizada como perda por sobrecarregamento.

O FCI (Fator de Carregamento do Inversor) representa a relação entre a potência pico do gerador FV (potência nas condições padrão), e a potência nominal do inversor, como mostra a Equação 1.

$$FCI = \frac{P_{MPP}}{P_{nom}} \tag{1}$$

Onde:

FCI = Fator de carregamento do inversor (adimensional)

 P_{nom} = Potência c.a. nominal do inversor (W)⁶

 P_{MPP} = Potência pico do painel fotovoltaico (Wp)

O FDI (Fator de Dimensionamento de Inversor), por sua vez, é o inverso do FCI, pois utiliza a potência de pico do painel fotovoltaico no denominador da Equação 1, de forma que inversores subdimensionados (sobrecarregados) possuam FDI entre 0 e 1. Essa definição é amplamente encontrada na literatura (Macedo e Zilles, 2007; Chen et al., 2013; Luoma et al., 2012)

Neste trabalho, no entanto, optou-se pela utilização do FCI pois trata-se de uma maneira mais intuitiva de visualizar o sobrecarregamento do inversor (o excesso de potência c.c. em relação à c.a.). Essa definição também é comumente utilizada (Burger e Rüther, 2006; Wang et al., 2017; Peippo e Lund, 1994; Mondol et al., 2006).

A Figura 23 mostra a curva típica de eficiência do inversor e da tensão cc de operação, em função do carregamento do inversor (percentual da potência nominal). É possível observar que a eficiência relativa do inversor decai linearmente para carregamentos superiores ao nominal devido à limitação de potência por meio da modulação do ponto de máxima potência do painel. Ao mesmo tempo, a tensão c.c. aumenta pois a modulação do ponto de MPP para limitação de potência se dá na direção da tensão de circuito aberto.

⁶ Alguns autores utilizam a potência c.c. do inversor como referência para o cálculo do FCI.



Figura 23 - Curva típica de eficiência do inversor (linha contínua) e da tensão c.c. (linha tracejada) em função do carregamento do inversor (percentual da potência nominal) (Burger e Rüther, 2006).

A potência do painel FV e do inversor devem ser combinadas de modo que o FCI do inversor tenha a melhor razão custo/benefício. O FCI irá depender do inversor selecionado, tecnologia do módulo FV, orientação e inclinação do sistema, além das condições ambientais como temperatura e irradiação local. A otimização do FCI exige simulação numérica que deve ser realizada por um projetista experiente. (Nascimento, 2013)

Um aspecto importante que pode ser negligenciado quando se mede a irradiância em baixas resoluções temporais é o fato de que uma parcela considerável da irradiação solar incidente em um local pode estar em altos níveis de irradiação (acima de 1000 W/m²). Na maioria das vezes, esses altos níveis de irradiação são causados pelo efeito borda de nuvem, e já foi observado, que a maior parte das perdas por sobrecarregamento podem ocorrer devido a esse fenômeno. No mesmo estudo, foi visto que as perdas por sobrecarregamento devido ao efeito borda de nuvem, só podem ser devidamente quantificadas quando são utilizados dados de alta resolução temporal (10 segundos ou melhor) (Luoma et al., 2012). Isso pode levar a uma subestimativa para as perdas por sobrecarregamento feitas por ferramentas tracidionais de projeto que utilizam dados e realizam as simulações em base tipicamente horária.

Conforme será visto mais adiante, devido à acentuada redução de custos dos módulos fotovoltaicos, existe uma tendência crescente em se sobrecarregar os inversores, priorizando-se o benefício econômico de tal prática e deixando-se em segundo plano a produtividade específica do sistema (kWh/kWp).

A Figura 24 mostra os fatores de carregamento de inversor das usinas fotovoltaicos dos leilões. Observa-se grande variação entre os projetos ganhadores, desde 104% até 162%. Levando-se em consideração o fato de que a grande maioria das usinas se encontram em locais com elevados níveis de irradiação e condições ambientais relativamente próximas (clima majoritariamente quente) seria esperado encontrar valores de FCI com menor variação. Isso indica para a possibilidade de, em alguns projetos, esse aspecto do dimensionamento de usinas não ter sido avaliado com maior critério. O Quadro 2 mostra os fatores de carregamento médios, separados por leilão. O fator de carregamento médio, considerando todos os projetos foi de 124%.

FCI Médio	Leilão 1 (2014)	Leilão 2 (2015)	Leilão 3 (2015)	Leilão 4 (2017)	Leilão 5 (2018)
Sistema Fixo	114,5%	122,9%	119,6%	127.00/	107 (0/
Rastreamento	123,7%	125,1%	120,4%	137,0%	127,6%

Quadro 2 - Fatores de carregamento médios, separados por leilão.



Figura 24 - Fatores de Carregamento de Inversor das UFVs dos leilões.

2.5. PROPORÇÃO DE CUSTO EM UM SISTEMA FV

Historicamente, o componente que responde pela maior parcela do custo em um sistema FV é o módulo FV. Nos últimos anos, os módulos FV vêm apresentando acentuada redução de custo. Os inversores, apesar de também terem apresentado redução de custos, não têm acompanhado o mesmo nível de redução apresentado pelos módulos FV.

A Figura 25 mostra um histórico da proporção de custo de módulos FV em sistemas FV entre 2006 e 2017. Observa-se que a proporção do custo do sistema correspondente aos módulos FV, entre 2006 e 2008, era cerca de 70%, e entre 2009 e 2012 houve um período de redução para cerca de 50%, que se manteve até 2017.

Isto vem levando a uma tendência de se otimizar ao máximo o inversor utilizado, de modo a se obter um custo final de energia produzida mais competitivo. Dessa forma, FCIs elevados (inversores mais sobrecarregados) estão se tornando uma prática comum no projeto de sistemas FV.



Figura 25 – Histórico da proporção de custo de módulos FV em sistemas FV entre 2006 e 2017. (Adaptado de Fraunhofer, 2018)

Todavia, ao se abordar o problema da otimização no dimensionamento de um sistema FV, não se pode levar em consideração apenas a proporção de custo dos módulos FV com relação ao restante do sistema, mas sim todos os componentes relevantes de acordo com o tipo de análise. Por exemplo, quando são adicionados módulos FV a um sistema FV, necessariamente também são adicionados estrutura metálica, cabeamento c.c., caixas de junção (quando for o caso), mão de obra, entre outros.

O Quadro 3 mostra os principais componentes de um sistema FV e sua distribuição de custo, bem como uma faixa de variação para cada componente. Foram separados em dois grupos: c.c. e c.a. O grupo c.c. representando o componentes mais diretamente relacionados aos módulos FV (ou à potência c.c.) e o grupo c.a. aos inversores FV (ou à potência c.a.).

Distribuição de Custo - Usina FV						
Módulos FV	50%	48-52%				
Estrutura Metálica	12%	10-15%				
Cabeamento c.c.	3%	2-4%				
Mão de obra c.c.	3%	2-4%				
Subtotal c.c.	68%	62-75%				
Inversor FV	14%	12-15%				
Cabeamento c.a.	2%	1-3%				
Subestação	4%	3-5%				
Mão de obra c.a.	3%	2-4%				
Engenharia	3%	2-4%				
Gestão	3%	2-4%				
Instalação Auxiliar	4%	3-5%				
Subtotal restante	32%	25-40%				

Quadro 3 - Distribuição de custo dos principais componentes de um sistema FV. (Adaptado de Fraunhofer, 2018 e Relatório Engie PE-0403-0027/2011, 2017).

Nesta revisão foram abordados os temas mais relevantes para o estudo.

A seção sobre o recurso solar, contemplando o atlas solarimétrico e as características da radiação solar e suas particularidades (distribuição de irradiância, espectro solar, entre outras) são particularmente importantes na avaliação da irradiação solar da região, com suas componentes global, difusa e direta e na compreensão dos resultados de distribuição de irradiância obtidos e suas consequências para sistemas FV operando na região. A resolução temporal de aquisição de dados é importante para conhecer o alcance (e também as limitações) do estudo realizado, assim como, de estudos que utilizam apenas dados de simulação ou com menor resolução.

A seção sobre os equipamentos utilizados em sistemas FV (módulos e inversores) faz-se necessária para compreender as diferenças entre as tecnologias utilizadas no projeto e como elas respondem sob diferentes condições climáticas e, juntamente com a seção sobre desempenho de sistemas FV, cria a base para as análises da Taxa de Desempenho, Produtividade e Fator de Capacidade. Também é relevante para contextualizar o projeto no âmbito da energia solar fotovoltaica, para compreender o funcionamento das diferentes topologias de inversores e possíveis dimensionamentos que poderiam ser utilizados em projetos de usinas solares de grande porte, que são a motivação deste estudo.

Por fim, as seções sobre o fator de carregamento de inversor e a proporção de custo em projetos de usinas solares abordam as principais variáveis que podem influenciar na otimização do carregamento do inversor.

O próximo capítulo irá tratar da metodologia utilizada e parcialmente desenvolvida para alcancar os objetivos propostos neste estudo.

3 METODOLOGIA

O Sistema Fotovoltaico (FV) utilizado nesse estudo (Figura 26) está localizado no interior do estado da Bahia (Lat.: -12.36, Long.: -42.28) e teve sua operação iniciada em 14 de Dezembro de 2013. O sistema possui 10,712 kWp de potência instalada total, distribuída em cinco tecnologias. O Quadro 4 exibe as principais características elétricas dos sistemas FV utilizados no projeto, como coeficientes de temperatura para potência, tensão e corrente, as perdas por temperatura sob condições de operação em campo, o fator de carregamento dos inversores e a tensão de operação cc.



Figura 26 - Vista geral do sistema. 1 - CIGS, 2 - a-Si/µc-Si, 3 - a-Si, 4 - m-Si, 5 - c-Si.

Tecnologia	Potência Nominal [kWp]	Série x Paralelo	Eficiência do Módulo (%)	Tensão Vmpp @50°C (V)	FCI	Coef. Pmpp (%/°C)	Coef. Voc (%/°C)	Coef. Isc (%/°C)	Perdas Pmpp @50°C (%)
a-Si/µc-Si	2,272	2x8	9,1	205	0,91	-0,30	-0,35	0,09	7,5
a-Si	2,100	3x7	6,4	190	0,84	-0,25	-0,30	0,09	6,25
CIGS	2,160	6x3	11,0	220	0,86	-0,39	-0,31	0,004	9,75
c-Si	2,065	7x1	15,2	220	0,83	-0,45	-0,35	0,05	11,25
m-Si	2,115	9x1	14,4	230	0,85	-0,45	-0,33	0,06	11,25

Quadro 4 - Resumo das características elétricas dos sistemas FV utilizados no projeto.

O sistema FV utiliza cinco inversores, de potência nominal 2500 W, modelo SMA SB2500HF idênticos (Figura 27) com intervalo de aquisição de dados de cinco minutos.



Figura 27 - Inversores do fabricante SMA SB2500HF.

O projeto dispõe também de uma estação solarimétrica com piranômetros de padrão secundário para medição de irradiação global horizontal, global inclinada (no plano dos módulos) e difusa, sensores de temperatura ambiente, umidade e pressão. (Quadro 5 e Figura 28).

#	Equipamento
1	Piranômetro – Irradiação Global Horizontal
2	Piranômetro – Irradiação Global Inclinada
3	Piranômetro c/ anel de sombreamento – Irradiação Difusa
4	Sensor de Temperatura, Umidade e Pressão
5	Datalogger

Quadro 5 - Equipamentos da estação solarimétrica



Figura 28 - Estação solarimétrica.

Para a análise do sistema FV instalado, foram disponibilizados dados ambientais, como de irradiação global horizontal e incidente no

plano dos módulos, irradiação difusa e temperatura ambiente, além de dados das variáveis elétricas de interesse do sistema, como tensão, corrente e potência, ca e cc, para cada tecnologia fotovoltaica.

Para realizar uma análise de dados de geração FV que tenha validade estatística, recomenda-se, no mínimo, que se tenha um ano de dados medidos. Como o sistema começou a operar em 15 de Dezembro de 2013, o trabalho foi feito com base em um ano calendário de dados, no caso, o ano de 2014.

A universidade, por intermédio do Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar e no âmbito desse projeto de pesquisa, fez o tratamento dos dados e a elaboração de relatórios bimestrais de avaliação do sistema, a partir do recebimento regular dos dados brutos do sistema FV e da estação solarimétrica.

3.1. ANÁLISE DOS DADOS

Para a análise dos dados foi utilizado o *software* Microsoft Excel. Devido à grande quantidade de dados e complexidade dos cálculos, em alguns casos, o programa ficou sobrecarregado e, por diversas vezes, foi considerada a possibilidade de utilizar outro *software*. Todavia, foi possível concluir todas as análises de forma satisfatória no Excel.

A Figura 29 mostra o fluxograma de análise dos dados solarimétricos e de geração FV.

Os dados brutos do inversor e da estação solarimétrica possuem intervalos de aquisição diferentes, cinco minutos e um minuto, respectivamente.

Os dados brutos do inversor são salvos em um padrão diferente, no qual, para os pontos (de 5 min) em que não houve valor significativo registrado (por exemplo, à noite), o valor da hora não é gravado, ou seja, ao baixar os dados, essas linhas não existem. Além disso, cada vez que o sistema, por alguma falha de comunicação, não registra um dado, essa linha também desaparece, resultando na necessidade da adequação temporal. A validação dos dados, tanto para o inversor como para os piranômetros inclinado e horizontal, seguiu uma metodologia na qual eram filtrados os dados espúrios (valores fisicamente não possíveis).

A validação dos dados de radiação difusa foi feita a partir da metodologia de Younes *et al* (2005), onde foram levantados dados espúrios que, posteriormente, foram excluídos da análise.

A partir dos dados validados de radiação difusa e global horizontal, obtém-se facilmente os valores de radiação direta.

A distribuição de irradiância (tanto os valores em tabela como as curvas) é calculada de forma discretizada, ou seja, é feito uma integração da energia (irradiação) correspondente a um intervalo de valores de irradiância. O formato da curva sofre alterações de acordo com o intervalo escolhido. Após diversos testes foi escolhido o intervalo de 50 W/m² por possibilitar boa representabilidade e visualização dos dados aliado a um esforço computacional razoável.

Os cálculos de Produtividade (*Yield*) e Taxa de Desempenho (*PR*) seguem as Equações 2 e 3 já apresentadas. Os cálculos foram feitos tanto na base de 5 minutos quanto na base mensal.



Figura 29 - Fluxograma de análise dos dados brutos.
3.2. MEDIÇÕES DE CURVA CARACTERÍSTICA (TENSÃO X CORRENTE - IxV)

A medição IxV é uma importante ferramenta na avaliação do impacto da sujeira em módulos FV. Além de quantificar a redução de potência devido ao acúmulo de sujeira, permite observar diversos parâmetros elétricos das diferentes tecnologias FV, com suas respectivas topologias elétricas, quando submetidas à sujeira não homogênea.

Além de medições dos sistemas como um todo, foram realizadas medições em cada série fotovoltaica e medição amostral de dois módulos de cada sistema, um com aparência mais suja e outro mais limpa. O objetivo disso foi verificar as diferenças de desempenho causadas pela sujeira no módulo, na série fotovoltaica (*string*) e no gerador FV como um todo.

3.2.1. EQUIPAMENTOS

O equipamento utilizado para as medições foi o traçador de curva IxV, modelo PVPM1000C, com peso de 11 kg e dimensões 48x35x16 cm (PV-ENGINEERING). O equipamento realiza a medição da curva IxV através do método a 4 fios. Para a melhor utilização e rapidez no processo de obtenção das curvas IxV, um computador portátil conectado à porta serial do equipamento fez-se necessário. A Figura 30 mostra o procedimento de medição IxV realizado no comissionamento do sistema.



Figura 30 - Procedimento de medição IxV durante o comissionamento do sistema FV, em 14 de Dezembro de 2013.

Para a obtenção dos dados de irradiância solar no instante das medições, uma célula de referência estava conectada ao traçador de curva IxV e posicionada no mesmo plano e junto ao módulo ou gerador avaliado.

A Figura 31 mostra a fixação da célula de referência e do sensor de temperatura (Termopar Tipo J, precisão: $\pm [0.20\% + 0.3^{\circ}C]$).



Figura 31 - Fixação da célula de referência (esq.) e do sensor de temperatura (dir.)

3.2.2. INCERTEZAS DOS EQUIPAMENTOS

O processo de medição para módulos fotovoltaicos é definido para condições-padrão, as chamadas STC (*Standard Test Conditions*: Irradiância = 1000 W/m²; temperatura da junção da célula solar fotovoltaica = 25 °C; conteúdo espectral da irradiância equivalente a AM 1,5). Tais condições não são reproduzidas simultaneamente no ambiente e para medições em campo são aplicados modelos matemáticos para correção dos valores medidos para valores em STC, sendo assim produzido algum tipo de incerteza. Os procedimentos de correção utilizados pelo equipamento apresentam uma incerteza de 1% nos valores corrigidos (Wagner, 2000); contudo a incerteza total do equipamento (incertezas associadas à célula de referência, medição IxV e correção para STC) é de 5%.

Para reduzir as incertezas dessas medições, diversas precauções foram tomadas, podendo-se destacar:

• Utilizar o mesmo equipamento (traçador IxV) e mesma célula de referência em todas as medições;

• Realizar as medições com níveis de irradiância próximos a 1000 W/m², reduzindo assim as incertezas relativas à correção dos valores medidos para valores em STC;

• Tomar medidas de temperatura dos módulos, utilizando metodologia adequada e sensores de boa precisão;

Vale ressaltar que, no caso específico da avaliação do impacto de sujeira sobre os módulos FV, todas as medidas são relativas, ou seja, as medições com os módulos sujos foram feitas com o mesmo equipamento nas mesmas condições e sofreram as mesmas correções das medições dos módulos limpos. Além disso, após a limpeza dos sistemas, foi dado o devido tempo para que a temperatura retornasse aos mesmos níveis da medida suja. Isso faz com que as incertezas no resultado da avaliação de sujeira, proveniente das medições em si, sejam reduzidas.

3.3. PERDAS POR SOBRECARREGAMENTO

As perdas por sobrecarregamento ocorrem quando a potência entregue pelos módulos fotovoltaicos é superior à potência que o inversor consegue processar. Esse efeito normalmente ocorre quando se utilizam níveis de sobrecarregamento elevados, mas podem ocorrer até mesmo em sistemas com FCI unitário quando submetidos a eventos extremos de irradiância.

As perdas por sobrecarregamento para diferentes FCIs podem ser estimadas de maneira numérica a partir dos dados de geração FV e informações de dimensionamento do sistema estudado.

A Figura 32 mostra curvas de geração FV de um dia de céu limpo e FCIs variando de 100% a 150% para um inversor teórico com limitação em 1000 W. Observa-se que existe limitação da potência de saída para carregamentos de 110% em diante.



Figura 32 - Curvas de geração FV para diferentes FCIs (100% a 150%) para um inversor com limitação em 1000 W.

Para quantificar-se numericamente as perdas, seleciona-se preferencialmente um inversor sobredimensionado (FCI<1) em que as perdas por sobrecarregamento sejam negligenciáveis para o período analisado e então extrapolam-se os valores medidos de potência de saída c.a. para carregamentos maiores. Caso os valores extrapolados estejam acima da potência nominal do inversor, a diferença entre o valor extrapolado e o limite de potência do inversor é considerada perda por sobrecarregamento.

Para as curvas apresentadas neste exemplo, pode-se estimar as perdas por sobrecarregamento (energia perdida) utilizando a metodologia proposta, obtendo-se os resultados apresentados no Quadro 6. A metodologia proposta deve ser então aplicada a todos os pontos do período avaliado.

FDI	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Perdas por Sobrecarregamento	0,0%	0,3%	3,2%	7,1%	11,6%	16,4%

Quadro 6 - Perdas por sobrecarregamento para as curvas de potência apresentadas (dia de céu limpo).

Conforme mencionado anteriormente, a resolução temporal dos dados utilizados possui importância fundamental e impacto direto nesse tipo de análise. De forma que resoluções temporais baixas (base horária, por exemplo) iriam descaracterizar completamente a análise e invalidar os resultados. Recomenda-se utilizar resolução de, pelo menos, cinco minutos (idealmente um minuto) para obter-se um bom custo benefício entre o esforço computacional necessário e a representatividade dos dados de irradiâncias elevadas.

Além disso, para obter-se resultados com maior precisão, podese reduzir o tamanho dos passos de FCI, fazendo-os a cada 1%, por exemplo.

3.4. ANÁLISE ECÔNOMICA DE CUSTO BENEFÍCIO

Sob o ponto de vista econômico, este trabalho propõe que o FCI ótimo pode ser determinado calculando-se a razão máxima entre o ganho marginal de geração e o aumento marginal do custo ao sobrecarregar o inversor FV, conforme a Equação 2.

$$FDI \ \acute{o}timo = Max \left[\frac{Geração Marginal_i}{Custo Marginal_i} \right]$$
(2)

Em outras palavras, deseja-se atingir o maior incremento de geração FV por unidade de valor financeiro despendida (MWh/CAPEX).

A geração FV marginal depende das perdas por sobrecarregamento obtidas para cada FCI e pode ser calculada multiplicando-se as perdas por sobrecarregamento pelo respectivo FCI e subtraindo-se o valor do mesmo, conforme a Equação 3.

$$Geração Marginal_i = FDI_i - [FDI_i \times Perdas_i]$$
(3)

A Figura 33 mostra a representação gráfica da Equação 3, utilizando valores simulados de perdas por sobrecarregamento para cada FCI. É possível observar que a geração marginal (linha azul) aparentemente tende a um valor limite, ou seja, a partir de certo ponto, não é mais possível aumentar-se a geração de maneira significativa devido a um aumento desproporcional das perdas por sobrecarregamento.



Figura 33 – Representação gráfica da Equação 3 utilizando valores de simulação. Geração Marginal em função do FCI (linha azul) e sua referência (linha tracejada), caso não houvessem perdas por sobrecarregamento.

Já o custo marginal é basicamente o custo devido ao sobrecarregamento (ou seja, o incremento devido ao custo c.c.), e que por sua vez depende do nível de sobrecarregamento empregado (do FCI escolhido em relação ao FCI de referência de 100%) e pode ser calculado com a Equação 4:

$$Custo Marginal_{i} = 1 + [(FDI_{i} - 1) \times Custo c.c.]$$
(4)

A Figura 34 mostra a representação gráfica da Equação 4, utilizando três cenários de proporção de custo c.c. (60, 70 e 80%). É possível observar que o custo marginal (linhas azul, amarela e cinza)



aumenta de maneira proporcional ao custo total, de acordo com cada proporção de custo c.c.



A Figura 35 mostra a representação gráfica da Equação 2, ou seja, a divisão da Equação 3 pela Equação 4 (para cada um dos três cenários de custo c.c.). Observa-se que, para cada um dos três cenários existe um ponto máximo, no qual ocorre o maior incremento de geração FV (em relação ao FCI de referência) por unidade de custo despendida. Antes de cada curva atingir o seu valor máximo cada incremento marginal de geração é maior do que o incremento marginal de custo (derivada positiva), e, após o valor máximo, o incremento marginal de geração torna-se menor do que o incremento marginal de custo (derivada negativa) devido ao aumento das perdas por sobrecarregamento.



Figura 35 – Representação gráfica da Equação 2. Relação Geração Marginal/Custo Marginal para diferentes FCIs, considerando três cenários de custo c.c. (60, 70 e 80%).

Para obter-se resultados com maior precisão, recomenda-se utilizar passos de 1% para o FCI.

Deve-se também atentar para o fato de que, para o FCI de referência, que pode ser arbitrado (e não apenas o unitário), as perdas por sobrecarregamento sejam negligenciáveis ou que sejam devidamente consideradas na análise (subtraídas das perdas dos demais FCIs).

Ressalta-se que nesta metodologia não são analisadas variáveis como, por exemplo, redução de vida útil do inversor ao ser sobrecarregado e degradação anual dos módulos FV.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 AVALIAÇÃO DA IRRADIAÇÃO SOLAR

4.1.1 IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL MEDIDA X ESTIMADA POR DIFERENTES BANCOS DE DADOS

Nesta seção, serão comparados o recurso solar medido (irradiação global horizontal) para os anos de 2014, 2015 e 2016 em Brotas de Macaúbas com diferentes fontes de dados. Apesar do Atlas Solarimétrico ser a base de dados mais comumente utilizada para o Brasil, essa não é a única fonte de dados disponível. O Quadro 7 e a Figura 36 resumem as diferenças entre cada uma das bases de dados e valores medidos.

Em uma primeira análise, é possível observar que, na maioria dos meses, os valores medidos de irradiação global horizontal superam os valores estimados pelas diferentes bases de dados.

Apesar da aparente subestimativa dos diferentes bancos de dados, é importante considerar os seguintes pontos:

- O período dos dados medidos é de apenas um ano, enquanto que os bancos de dados avaliados se baseiam em séries históricas com períodos que variam de 10 a 22 anos.
- A medição do recurso solar para os bancos de dados utilizados ocorre em diferentes períodos (SWERA – 1995 a 2005; OLADE – 1987 a 1997; METEONORM – 1986 a 2005; NASA – 1992 a 2014).

Os valores medidos encontram-se dentro das incertezas dos diferentes bancos de dados avaliados. Idealmente, seria necessário um período maior de medições para confimar a aparente subestimativa do recurso solar da região pelos diferentes bancos de dados.

Fonte	Local	Distância	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Medido 2014	Planta Piloto	0	217,0	180,8	196,8	167,8	161,7	156,2	163,8	195,0	207,3	211,6	191,0	188,2	2237,2
Medido 2015	Planta Piloto	0	228,5	170,6	192,6	175,0	168,7	157,0	167,4	196,6	226,3	225,6	197,4	230,8	2336,5
Medido 2016	Planta Piloto	0	146,5	213,1	215,7	182,7	175,7	157,7	171,0	197,0	194,9	208,6	182,1	194,2	2239,2
Média	Planta Piloto	0	197,3	188,2	201,7	175,2	168,7	157,0	167,4	196,2	209,5	215,3	190,2	204,4	2271,0
SWERA	Brotas de Macaúbas	5	15%	-9%	1%	0%	-8%	-11%	-19%	-18%	-6%	0%	2%	-12%	-5,3%
SWERA Atlas	Brotas de Macaúbas	5	1%	-2%	-6%	-2%	-13%	-11%	-9%	-13%	-10%	-6%	0%	-2%	-5,9%
NASA	Brotas de Macaúbas	5	-2%	-5%	-9%	-2%	-3%	0%	1%	-4%	-7%	-10%	-9%	-11%	-5,4%
Meteonorm	Brotas de Macaúbas	5	-8%	-15%	-13%	-13%	-19%	-17%	-13%	-10%	-15%	-16%	-11%	-18%	-13,9%
OLADE	Bom Jesus Da Lapa	160	-5%	-16%	-13%	-11%	-7%	-9%	-2%	-8%	-19%	-22%	-11%	-7%	-11,1%

Quadro 7 – Irradiação global horizontal mensal (kWh/m².mês) para os anos de 2014, 2015 e 2016, e diferença percentual da média para diferentes base de dados. Os dados para os meses de maio, junho e julho de 2015 (em vermelho) foram considerados como sendo a média dos anos 2014 e 2016 dos mesmos meses.



Figura 36 - Irradiação global horizontal média diária (kWh/m².dia) para várias fontes de dados. Média entre os anos de 2014, 2015 e 2016.

4.1.2. IRRADIAÇÃO GLOBAL, DIFUSA E DIRETA

A Figura 37 e o Quadro 8 apresentam o perfil mensal da irradiação global horizontal (barras laranjas), irradiação difusa (barras amarelas) e irradiação direta (barras vermelhas). O comportamento da fração da componente difusa em relação à componente global (triângulo azul) também é apresentado e pode ser considerado um indicador do percentual de nebulosidade da região.



Figura 37 - Irradiação horizontal - global, difusa e direta para o ano de 2014.

Mês	Global	Difusa	Direta	Difusa/Global
Jan	217,0	73,7	143,3	34%
Fev	180,8	81,8	99,1	45%
Mar	196,8	86,0	110,8	44%
Abr	167,8			
Mai	161,7	52,7	109,0	33%
Jun	156,2	55,1	101,2	35%
Jul	163,8	48,8	115,0	30%
Ago	194,9	54,2	140,7	28%
Set	207,3	81,9	125,4	39%
Out	211,6	72,4	139,2	34%
Nov	191,1	68,6	122,5	36%
Dez	188,2	71,1	117,1	38%
Anual	2237,2	746,3	1323,2	33%

Quadro 8 - Irradiação horizontal - global, difusa e direta para o ano de 2014.

É possível avaliar que, nos meses de inverno, a irradiação difusa tem menor participação (menor presença de nuvens e aerossóis); enquanto que, nos meses de verão, a componente difusa tem maior participação.

Os dados apresentados já se encontram corrigidos por meio de uma validação dos dados obtidos, especialmente dos dados provenientes do sensor de irradiância difusa. Esse sensor consiste num piranômetro sombreado por um anel de sombreamento, que precisa ter sua posição ajustada periodicamente. Quando o anel não está bem ajustado, dependendo do ângulo de incidência solar, pode ocorrer a incidência de radiação direta sobre o piranômetro, o que acarreta em valores medidos que são irreais e que portanto são considerados como espúrios e descartadados da análise. Devido à complexidade do método, ao grande volume de dados e ao fato de não se tratar de um fator determinante para esse trabalho, foi apenas realizado o tratamento e análise dos dados de irradiação difusa para o ano de 2014.

4.2. DISTRIBUIÇÃO DE IRRADIÂNCIA

Os Quadro 9, Quadro 10 e Quadro 11 mostram, respectivamente, os valores de distribuição de irradiância para todos os meses dos anos de 2014, 2015 e 2016. O Quadro 12 mostra a distribuição considerando todo o período analisado (2014, 2015 e 2016).

O valor de irradiância correspondente a cada coluna representa o valor inicial do intervalo de irradiância analisado. O limite superior do intervalo é o valor de irradiância correspondente da coluna seguinte. Os valores apresentados representam a quantidade percentual da energia (irradiação) total do mês que se encontra naquele intervalo de irradiância. É possível observar que a distribuição de energia varia consideravelmente ao longo do ano. Para os meses de maio a outubro, tem-se uma concentração maior de energia em valores em torno de 1000 W/m²; enquanto que, para os demais meses, nota-se uma diminuição de concentração de energia nesse intervalo e um aumento de concentração para irradiâncias acima de 1200 W/m². Isso pode estar relacionado ao aumento da nebulosidade nos meses de verão e, consequentemente, ao aumento de ocorrências do efeito borda de nuvem.

O maior valor de irradiância durante o período avaliado foi de 1786 W/m² no dia 13/10/2016 às 11:44 (valor máximo registrado – 1 segundo – dentro do período de integralização de 1 minuto).

Observa-se que para os três anos consecutivos da análise, o padrão da distribuição de irradiância se mantém relativamente estável, podendose afirmar ser esta uma característica marcante da região.

Nota-se também a falta de dados para os meses de Maio, Junho e Julho de 2015, cujas causas são abordadas em seção dedicada.

2014														Irra	diânci	ia Sola	ar (W,	/m²)													
2014	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500
JAN	0,3%	1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	7%	8%	6%	4%	3%	2%	1%	0,4%	0,2%	0,2%
FEV	1%	1%	1%	1%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	8%	7%	5%	2%	2%	1%	0,5%	0,2%	0,3%
MAR	0,5%	1%	1%	1%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	7%	8%	5%	4%	2%	1%	1%	0,4%	0,2%	0%
ABR	1%	1%	1%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	10%	9%	6%	4%	2%	2%	1%	0,2%	0,1%	0%	0%	0%
MAI	1%	1%	2%	2%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	6%	7%	11%	9%	6%	3%	2%	2%	1%	0,3%	0,1%	0%	0%	0%	0%	0%
JUN	0,5%	1%	1%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	7%	9%	13%	15%	4%	3%	2%	1%	0,4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
JUL	0,5%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	8%	10%	13%	9%	5%	2%	1%	0,5%	0,2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
AGO	0,3%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	8%	11%	16%	13%	4%	1%	1%	0,3%	0,1%	0,1%	0%	0%	0%	0%	0%
SET	0,3%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	6%	9%	13%	16%	9%	2%	1%	1%	1%	0,1%	0,1%	0%	0%	0%
OUT	0,4%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	6%	7%	7%	9%	12%	11%	3%	2%	1%	1%	0,1%	0%	0%	0%
NOV	0,4%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	6%	7%	8%	10%	5%	2%	1%	1%	0%	0,1%	0%	0%
DEZ	1%	1%	2%	2%	2%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	4%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	6%	6%	7%	6%	4%	3%	1%	1%	0,4%	0,1%	0,1%
ANO	0,4%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	7%	7%	7%	6%	5%	3%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	0%

Quadro 9 - Distribuição de irradiância para o ano de 2014.

2015														Irra	diânci	a Sola	ar (W,	/m²)													
2015	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500
JAN	0,4%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	6%	6%	8%	10%	11%	6%	3%	2%	2%	1%	0,4%	0,1%	0%
FEV	1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	4%	5%	5%	6%	8%	7%	4%	2%	1%	1%	0,5%	0,2%	0%
MAR	0,5%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	8%	7%	4%	3%	3%	1%	1%	0,2%	0%	0%
ABR	0,4%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	3%	3%	4%	5%	6%	6%	7%	7%	8%	7%	6%	4%	3%	1%	0,5%	0,1%	0,1%	0%	0%
MAI																															
JUN																															
JUL																															
AGO	0,4%	1%	1%	2%	2%	3%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	8%	14%	12%	4%	2%	1%	0,3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SET	0,3%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	7%	8%	11%	17%	14%	3%	0,3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
OUT	0,4%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	10%	15%	13%	2%	1%	1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%
NOV	0,4%	1%	1%	1%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	9%	14%	3%	2%	1%	0,4%	0,1%	0,2%	0%	0%
DEZ	0,4%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	11%	16%	5%	3%	1%	0,5%	0,2%	0,1%	0%	0%
ANO	0,4%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	9%	10%	10%	4%	2%	1%	1%	0,4%	0,2%	0,1%	0%

Quadro 10 - Distribuição de Irradiância para o ano de 2015. Não existem dados para os meses de maio, junho e julho. Existem cerca de 50% de dias válidos para os meses de abril e agosto.

2010														Irra	liânci	a Sola	ar (W,	/m²)													
2016	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500
JAN	1%	2%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	4%	5%	4%	5%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	3%	3%	1%	1%	0,4%	0,2%	0,1%
FEV	0,3%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	5%	6%	7%	7%	9%	13%	7%	4%	2%	1%	0,4%	0,2%	0,1%	0,1%
MAR	0,3%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	5%	5%	6%	7%	8%	12%	8%	5%	4%	2%	1%	0,4%	0,2%	0,1%	0,1%
ABR	0,4%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	9%	12%	10%	4%	2%	1%	1%	0,3%	0,1%	0%	0%	0%	0%
MAI	0,5%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	8%	9%	12%	10%	6%	4%	2%	1%	0,2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
JUN	0,5%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	11%	18%	12%	4%	3%	1%	0,4%	0,1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
JUL	0,4%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	6%	7%	8%	11%	15%	9%	3%	2%	1%	0,3%	0,1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
AGO	0,4%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	10%	16%	14%	5%	2%	0,4%	0,2%	0,1%	0,1%	0%	0%	0%	0%	0%
SET	0,4%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	8%	10%	16%	10%	2%	1%	1%	0,3%	0,1%	0,1%	0%	0%	0%
Ουτ	0,4%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	6%	7%	8%	10%	13%	4%	2%	1%	1%	0,2%	0,1%	0%	0%
NOV	0,5%	1%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	6%	7%	9%	12%	4%	2%	2%	1%	0,4%	0,1%	0,1%	0%
DEZ	1%	1%	2%	3%	3%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	8%	8%	5%	3%	2%	2%	1%	0,2%	0,2%	0%
ANO	0,4%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	6%	3%	2%	1%	1%	0,3%	0,1%	0,1%	0%

Quadro 11 - Distribuição de Irradiância para o ano de 2016.

TOTAL														Irra	diânci	a Sola	ar (W	/m²)													
IUIAL	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500
JAN	0,5%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	7%	8%	6%	3%	3%	2%	1%	0,4%	0,2%	0,1%
FEV	0,5%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	7%	10%	7%	4%	2%	1%	1%	0,4%	0,2%	0,1%
MAR	0,4%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	6%	7%	7%	9%	8%	5%	3%	2%	1%	1%	0,3%	0,1%	0%
ABR	0,5%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	8%	10%	9%	5%	4%	2%	1%	1%	0,2%	0%	0%	0%	0%
MAI	0,5%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	7%	8%	12%	9%	6%	4%	2%	1%	0,5%	0,2%	0,1%	0%	0%	0%	0%	0%
JUN	0,5%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	10%	15%	13%	4%	3%	1%	1%	0,2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
JUL	0,5%	1%	1%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	8%	11%	14%	9%	4%	2%	1%	0,4%	0,2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
AGO	0,3%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	10%	14%	14%	6%	2%	1%	0,3%	0,1%	0,1%	0%	0%	0%	0%	0%
SET	0,3%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	8%	11%	16%	11%	3%	1%	1%	0,4%	0,1%	0%	0%	0%	0%
Ουτ	0,4%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	7%	9%	13%	12%	3%	1%	1%	0,4%	0,1%	0,1%	0%	0%
NOV	0,5%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	7%	9%	12%	4%	2%	1%	1%	0,3%	0,1%	0%	0%
DEZ	0,5%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	9%	11%	5%	3%	2%	1%	1%	0,2%	0,1%	0%
ANO	0,4%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	6%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	3%	2%	1%	1%	0,3%	0,1%	0,1%	0%

Quadro 12 - Distribuição de Irradiância para todo o período analisado (2014, 2015 e 2016).

O Quadro 13 mostra a distribuição da energia solar (irradiação) incidente para os principais intervalos de irradiância para todo o período analisado.

	Di	stribuição	o de Irrac	liância (E	nergia)		
	JAN-FEV	MAR-ABR	MAI-JUN	JUL-AGO	SET-OUT	NOV-DEZ	ANUAL
G<300	9%	9%	10%	9%	7%	10%	9%
300<=G<700	25%	26%	34%	30%	22%	24%	26%
700<=G<1000	27%	35%	50%	55%	35%	28%	36%
1000<=G<1200	29%	25%	5%	6%	34%	31%	24%
G>=1200	9%	5%	0%	0%	2%	6%	4%

Quadro 13 - Distribuição de irradiância para todo o período analisado (2014, 2015 e 2016).

Os intervalos de irradiância foram definidos em função das características do inversor e do módulo FV para o atual dimensionamento do sistema FV. Para valores de irradiância $G \le 300$, o inversor utilizado possui uma menor eficiência quando comparado à eficiência nominal do equipamento. Baixos níveis de irradiância também possuem influência no desempenho do módulo FV.

Quando módulos FV são testados em laboratório, sua eficiência é medida sob irradiância de 1000 W/m², que equivale à irradiância máxima de um dia claro sem nuvens. Apesar de grande parte da energia de um sistema FV ser gerada sob altos níveis de irradiância (Burger e Rüther, 2006), dependendo da época do ano e índice de nebulosidade, baixas irradiâncias podem ter grande influência no desempenho do sistema FV (Rüther et al., 2010).

Os valores de irradiância $300 < G \le 700$ estão relacionados aos maiores níveis de eficiência do inversor utilizado no projeto, quando este se encontra submetido a carregamentos típicos de sistemas FV, de cerca de 120 %.

O intervalo de irradiância 700 \leq G \leq 1000, assim como o intervalo anterior, está relacionado à melhor eficiência do inversor, para um sistema FV utilizando carregamento próximo a 90%, que é o utilizado no dimensionamento do sistema em estudo. Este intervalo de irradiância

também apresenta o limite superior de 1000 W/m², que equivale à irradiância máxima padrão de um dia claro sem nuvens.

Para irradiâncias acima de 1000 W/m² tem-se uma quebra em 1200 W/m², representando o valor no qual possivelmente ocorreriam perdas por ceifamento ("clipping") para sistemas com carregamentos próximos ao unitário (100%).

Para o período analisado, a maior parte da energia (irradiação), está entre 300 W/m² e 1000 W/m², correspondendo a cerca de 62% da irradiação total recebida. Cerca de 28% da irradiação encontra-se com níveis iguais ou superiores ao valor padrão de 1000 W/m² e 4% da irradiação encontra-se com níveis superiores a 1200 W/m².

4.2.1. DISTRIBUIÇÃO DE IRRADIÂNCIA – INTERVALO DE AQUISIÇÃO

Um fator importante que deve ser levado em consideração na análise da distribuição de irradiância é o intervalo de aquisição de dados, isto é, o intervalo em que o sistema de aquisição de dados faz a leitura e registro da irradiância. Uma vez que o instrumento de medição faz a média das medidas lidas no intervalo definido, quanto maior o intervalo de aquisição de dados, menor o peso de cada ponto individualmente. Sendo assim, o registro de efeitos de pouca duração – como o efeito borda de nuvem – acaba sendo prejudicado, conforme já foi apresentado na Figura 8.



Figura 38 - Distribuição de irradiância para diferentes intervalos de aquisição de dados para o ano de 2014.



Figura 39 - Energia acumulada da distribuição de irradiância para diferentes intervalos de aquisição de dados para o ano de 2014.

As Figura 38 e Figura 39 explicitam a influência do intervalo de aquisição de dados na distribuição de irradiância, tomado como exemplo o ano de 2014. Como pode ser observado, para intervalos de aquisição elevados, como o intervalo de 1h (que é comumente utilizado em

softwares de simulação) a energia associada aos maiores níveis de irradiância é distribuída para níveis menores.

Mais especificamente, na Figura 39, nota-se que, para a curva de medição de 1 hora, só existe 5% de energia acima de 1000 W/m²; enquanto que, para a curva de medição de 1 minuto, existe 18% de energia acima de 1000 W/m². Para uma análise de eficiência e/ou sobrecarregamento de inversores, é necessário que a curva de distribuição de energia seja o mais real possível, uma vez que a potência de saída do sistema FV depende diretamente do nível de irradiância incidente. Para o intervalo de aquisição de dados de geração utilizado neste trabalho, que é de 5 minutos, observa-se, para o caso da irradiância, que cerca de 15% da energia se encontra acima de 1000 W/m². Este valor é consideravelmente mais próximo daquele encontrado para o intervalo de 1 minuto.

4.3. DESEMPENHO DOS SISTEMAS

4.3.1. TAXA DE DESEMPENHO (PERFORMANCE RATIO – PR)

A Figura 40 e o Quadro 14, resumem os resultados de desempenho (*Performance Ratio* – PR) das tecnologias FV estudadas para o ano de 2014. Na análise de desempenho dos sistemas puderam ser observados e identificados diversos fatores que contribuíram positivamente ou negativamente no desempenho das tecnologias FV. Com base na natureza física de cada fenômeno, e no conhecimento prévio de alguns aspectos de desempenho de cada tecnologia FV, poderia-se elaborar hipóteses para explicar a causa dos eventos observados, porém foge ao escopo deste trabalho realizar tal análise.

De todo modo, pode-se citar os principais fatores que influenciam o desempenho dos sistemas:

- Degradação inicial;
- Acúmulo de sujeira;
- Resposta espectral das diferentes tecnologias FV;
- Resposta sob baixas irradiâncias (weak-light response);

• Perdas por temperatura em módulos FV;

Alguns pontos marcantes podem ser observados no gráfico (Figura 40). A tecnologia de silício amorfo (a-Si) inicia a operação com desempenho consideravelmente superior às demais. Isso ocorre porque os módulos de silício amorfo ainda estão na fase de estabilização do efeito Staebler-Wronski⁷. Devido a esta estabilização inicial, os módulos da tecnologia a-Si são normalmente comercializados com potência inicial superior à nominal.

Entre os meses de julho e setembro foi observada uma forte redução de desempenho em todas as tecnologias avaliadas; esta redução foi causada devido a um acúmulo de sujeira atípico e repentino sobre os módulos FV. No mês de Outubro, observou-se uma relevante melhora no desempenho de todas as tecnologias. Esta melhora deve-se à limpeza do sistema realizada entre 29 de Setembro e 02 de Outubro de 2014, durante a avaliação do acúmulo de sujeira.

Por fim, observa-se que as tecnologias CIGS e a-Si/µc-Si tiveram um desempenho consistentemente inferior às demais. Durante as medições IxV dos sistemas, tanto no comissionamento quanto durante a avaliação do acúmulo de sujeira, foram encontradas divergências entre as potências declaradas pelos fabricantes e as medidas e corrigidas para as condições padrão, com destaque para as tecnologias CIGS e a-Si/µc-Si, que apresentaram divergências negativas, sendo que a última somente na segunda medição, após sua degradação inicial. Porém, para poder fazer qualquer comparação com os valores declarados pelos fabricantes, faz-se necessário realizar as medições em ambiente controlado, replicando-se as condições padrão de teste (STC), e utilizando equipamentos e metodologia reconhecidos internacionalmente.

⁷ Quando o silício amorfo é exposto à luz, ele sofre mudanças em suas propriedades materiais que acarretam em uma redução de sua fotocondutividade, causando uma redução em sua eficiência. (Staebler e Wronski, 1977)



Temperatura → PR μcSi AC → PR aSi AC → PR CIGS AC → PR mSi AC → PR pSi AC

Tecnologia	1º Bin	nestre	2º Bin	nestre	3º Bin	nestre	4º Bin	nestre	5° Bin	nestre	6° Bin	nestre	Média
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
Temp. Média	49,5	49,6	50,5	49,9	49,2	47,9	47,5	48,2	49,9	49,9	49,9	48,67	49,2
a-Si/µc-Si	82,1%	81,6%	81,0%	80,7%	79,3%	78,2%	77,0%	75,8%	75,4%	77,5%	78,0%	77,9%	78,7%
a-Si	93,8%	91,1%	89,6%	89,7%	85,4%	82,7%	80,9%	79,1%	79,7%	82,6%	83,8%	83,0%	85,1%
CIGS	79,1%	78,9%	77,4%	76,5%	76,6%	76,9%	76,6%	76,2%	75,0%	76,5%	76,3%	76,5%	76,9%
m-Si	83,2%	84,1%	83,3%	83,4%	82,1%	81,8%	81,8%	82,4%	81,1%	83,7%	84,2%	85,1%	83,0%
p-Si	83,4%	84,2%	83,2%	83,2%	82,4%	82,2%	81,7%	79,2%	75,7%	82,9%	83,5%	84,3%	82,2%

Quadro 14 - Performance Ratio c.a.

4.3.2. PRODUTIVIDADE (YIELD)

Outra figura de mérito relevante é a Produvitidade (*Yield*), do sistema, medida em kWh/kWp. Na Figura 41, é apresentada a Produtividade mensal dos cinco sistemas para todo o ano.

No caso específico da avaliação de desempenho entre sistemas instalados no mesmo local e com mesma orientação, a Produtividade não acrescenta informação relevante além da Taxa de Desempenho, sendo somente útil para a comparação com sistemas instalados em outras localidades ou orientações.

A produtividade dos sistemas, conforme esperado, acompanhou a irradiação mensal. A menor produtividade foi obtida no mês de novembro para a tecnologia de CIGS, 122,94 kWh/kWp.mês, e a maior no mês de janeiro para a tecnologia de a-Si (antes de sua degradação inicial), 187,8 kWh/kWp.mês. As produtividades médias variaram de 142,7 para a tecnologia de CIGS a 157,8 para a tecnologia de a-Si.

O Quadro 15 mostra a produtividade mensal média para as cinco tecnologias avaliadas. O *ranking* das tecnologias por produtividade é o mesmo que pela taxa de desempenho, conforme esperado.

Tecnologia	Produtividade (kWh/kWp.mês)
a-Si/uc-Si	145,97
a-Si	157,85
CIGS	142,67
m-Si	153,97
p-Si	152,28

Quadro 15 - Produtividade mensal média.

A produtividade mensal média dos sistemas (considerando todas as tecnologias), para o ano de 2014, foi de aproximadamente **150 kWh/kWp.mês.** Esse valor é consideravelmente alto, entre os maiores obtidos em território nacional, e coerente com os índices de irradiação medidos no local.



Figura 41 – Produtividade (Yield) mensal das cinco tecnologias para o ano de 2014

4.3.3. FATOR DE CAPACIDADE

A Figura 42 apresenta os valores mensais do fator de capacidade para as cinco tecnologias do sistema FV. O fator de capacidade médio para todas as tecnologias para o ano de 2014 foi de 20%.

Nos projetos vencedores do leilões, são observados fatores de capacidade na faixa entre 18,0% e 31,5%. O fator de capacidade dos empreendimentos vendedores que utilizam estrutura de suporte fixa apresentaram valores de 18,0% a 25,0%.

Portanto, o valor de 20% obtido nesse estudo é bastante coerente e é relativamente elevado em se tratando de um sistema fixo (sem rastreamento) e com sub-dimensionamento do gerador com relação ao inversor. O valor obtido reflete o alto índice de irradiação observado na região.

Conforme já mencionado, uma das maneiras de aumentar-se o fator de capacidade de um sistema FV é aumentando-se o carregamento do inversor (FCI), ou utilizando-se o rastreamento (de um ou dois eixos).



Figura 42 - Fator de capacidade.

30%

103

4.4. ANÁLISE DE CARREGAMENTO DO INVERSOR

4.4.1. PERDAS POR SOBRECARREGAMENTO

As perdas por sobrecarregamento (*overload loss*), ou por "ceifamento" (*clipping*), ocorrem normalmente quando o sistema FV possui uma configuração com o inversor sobrecarregado (Potência do painel fotovoltaico superior à nominal do inversor). Quando a potência dos módulos ultrapassa a potência nominal cc do inversor, por exemplo devido a elevados níveis de irradiância, o inversor sai da operação em MPP, limitando a potência convertida a um valor máximo seguro. No caso dos sistemas aqui estudados, os carregamentos variam de 83% a 91%. Esses valores de carregamento, foram escolhidos justamente visando reduzir ao máximo as perdas por ceifamento, para que estas tivessem mínimo efeito nas análises de desempenho.

A Figura 43 ilustra a título de exemplo a energia gerada e descartada devido a um sobrecarregamento de 150% do inversor utilizado no projeto com a tecnologia a-Si/uc-Si para um dia limpo sem nuvens.



12:00 12:00 12:00 12:00 12:00

Irradiância

1:00 2:00

Potência CA [W]

00:00

00:t 00:0 6:00 7:00 8:00 00:6 0:00 2:00 3:00 4:00 5:00

Energia

Energia Perdida Figura 43 - Curvas de irradiância e energia (parcela gerada e perdida) para um dia limpo, considerando um carregamento de 150% para a tecnologia a-Si/uc-Si.

Conforme já mencionado, a região estudada, no nordeste brasileiro, está sujeita a níveis de irradiação elevados. Isso fez com que, para a tecnologia de silício amorfo, ainda em seu estágio inicial de estabilização, pudesse ser observado o fenômeno do "ceifamento".

A Figura 44 mostra a potência ca, com cada ponto representando um período de 5 minutos, do inversor relacionada com seus respectivos valores de irradiância. É possível visualizar claramente a saturação da potência ca em 2500 W, para valores de irradiância maiores que 1200 W/m^2 .

A irradiação perdida por ceifamento (overload loss) para o período analisado foi estimada em 707,6 Wh/m² ou 0,1022% (energia perdida foi estimada em 1,34 kWh) e ocorreu somente para a tecnologia de a-Si nos primeiros quatro meses de operação, sendo significativa apenas nos dois primeiros meses. Para os meses de março e abril, houve apenas três pontos em que ocorreu a limitação de potência por parte do inversor.



Figura 44 - Potência ca x irradiância (Tecnologia a-Si).

4.4.2. ANÁLISE PARA DIFERENTES FATORES DE CARREGAMENTO DO INVERSOR - FCI

As perdas para os diferentes carregamentos foram estimadas aplicando-se a metodologia proposta neste trabalho.

O Quadro 16 e a Figura 45 mostram as perdas por sobrecarregamento do inversor (*overload loss*) para cada tecnologia e diferentes FCI.

FCI	a-si/uc-si	a-Si	CIGS	m-Si	p-Si
Real	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
100%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
105%	0,1%	0,5%	0,0%	0,1%	0,1%
110%	0,3%	0,9%	0,0%	0,2%	0,2%
115%	0,5%	1,6%	0,1%	0,6%	0,5%
120%	1,0%	2,4%	0,3%	1,2%	1,0%
125%	1,7%	3,5%	0,7%	2,2%	1,8%
130%	2,7%	4,8%	1,3%	3,3%	2,9%
135%	3,9%	6,3%	2,1%	4,7%	4,2%
140%	5,2%	7,8%	3,2%	6,1%	5,6%
145%	6,5%	9,3%	4,4%	7,6%	7,0%
150%	8,0%	10,8%	5,7%	9,1%	8,5%

Quadro 16 - Perdas por sobrecarregamento (*overload loss*) para cada tecnologia e diferentes FCI (em relação à potência c.a. do inversor).



Figura 45 - Perdas por sobrecarregamento (*overload loss*) para cada tecnologia e diferentes FCI (em relação à potência c.a. do inversor).

Como pode ser observado, as perdas reais por sobrecarregamento no inversor são praticamente nulas, conforme era esperado. À medida

108

que o carregamento do inversor aumenta, as perdas por sobrecarregamento crescem quase que exponencialmente, atingindo um máximo de quase 11% para a tecnologia a-Si. Para carregamentos normalmente empregados no projeto de usinas FV (nas redondezas de 120%), as perdas por sobrecarregamento variam de 0,3 a 2,4%, dependendo da tecnologia.

No estudo realizado por Burger e Rüther (2006), é definido um critério de perdas máximas por sobrecarregamento de 0,5%, resultando em um carregamento ótimo, em relação a potência c.a. do inversor, em torno de 120%, para a tecnologia de silício cristalino operando na região de Florianópolis. Ao aplicar o mesmo critério para este estudo, obtém-se um carregamento ótimo de 115% para a mesma tecnologia, ou seja, cerca de 5% menor que para Florianópolis. Esse resultado é esperado pois a região estudada possui níveis de irradiância maiores que em Florianópolis.

Para realizar uma otimização do carregamento dos inversores visando o melhor custo-benefício (melhor retorno do investimento), foi aplicada a metodologia proposta neste trabalho, que leva em consideração o custo da adição de potência c.c. ao sistema (custo dos módulos FV, estrutura metálica, mão-de-obra c.c. e etc) e sua geração adicional ao sistema, já consideradas as perdas por sobrecarregamento. A razão entre essas duas variáveis (incremento de geração total dividido pelo incremento no custo total) deve ser maximizada para atingir o ponto ótimo de FCI. De maneira geral, pode-se afirmar que, quanto mais baratos forem os módulos FV (ou relativamente mais caros forem os inversores e o restante do sistema), torna-se mais vantajoso aumentar o carregamento, sendo que no limite (adição de módulos FV com custo zero) o carregamento ideal tenderia a valores muito elevados (tendendo ao infinito).

As Figura 46, Figura 47, Figura 48, Figura 49 e Figura 50 mostram os resultados da otimização do FCI para as cinco tecnologias estudadas. Os FCI ótimos, para cada proporção de custo c.c. (que varia de 60 a 80%), estão indicados em roxo.
	FCI ótimo (a-Si/uc-Si)																				
ECI									Pr	oporçá	io de C	Custo c	.c.								
rti	60%	61%	62%	63%	64%	65%	66%	67%	68%	69%	70%	71%	72%	73%	74%	75%	76%	77%	<mark>78%</mark>	<mark>79%</mark>	80%
100%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
101%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
102%	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10.5%	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
104 /8	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.02	1.01	1,01	1.01	1.01	1 01	1,01	1,01	1.01	1.01	1.01	1.01	1,01	1,01
105%	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
107%	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
108%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01
109%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01
110%	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
111%	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
112%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
113%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
114%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02
115%	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
116%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
118%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
119%	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1,05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1,03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1,02
120%	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02
121%	1.06	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02
122%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02
123%	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02
124%	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02
125%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02
126%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02
127%	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
128%	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
129%	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
130%	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
131%	1.07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,00	1,06	1,05	1,05	1,05	1.04	1.04	1.04	1,04	1,05	1.03	1,05	1,05	1,02	1,02	1,02
133%	1.07	1.07	1.07	1.06	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1 04	1 04	1 04	1 04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02
134%	1.07	1.07	1.07	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02
135%	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01
136%	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01
137%	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01
138%	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01
139%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01
140%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01
141%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00
142%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00
143%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00
144%	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00
145%	1,07	1,06	1,06	1,00	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	0.99
147%	1.07	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	0.99
148%	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99
149%	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99
150%	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99

Figura 46 – FCI ótimo (em roxo) para a tecnologia a-Si/uc-Si de acordo com diferentes proporções de custo c.c. e fatores de carregamento de inversor.

	FCI ótimo (a-Si)																				
FCI									Pı	oporçã	io de C	Custo o	.c.								
rci	60%	61%	62%	63%	64%	65%	66%	67%	68%	69%	70%	71%	72%	73%	74%	75%	76%	77%	78%	79%	<mark>80%</mark>
100%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
101%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
102%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
103%	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
104 /0	1 01	1 01	1 01	1 01	1 01	1 01	1,01	1,01	1 01	1,01	1 01	1.01	1 01	1 01	1.01	1 01	1 01	1,00	1 01	1 00	1,00
105 %	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
107%	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
108%	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
109%	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
110%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
111%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
112%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
113%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01
114%	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01
115%	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01
110%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01
118%	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01
119%	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01
120%	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01
121%	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01
122%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01
123%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01
124%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
125%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00
126%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00
127%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00
128%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00
130%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00
131%	1.05	1.05	1 04	1 04	1 04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1 01	1 01	1 01	1 01	1 00	1 00	1 00	1,00
132%	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99
133%	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99
134%	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99
135%	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99
136%	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99
137%	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98
138%	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98
139%	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98
140%	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98
141%	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98
142%	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97
143 %	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	0,99	0,99	0.99	0,98	0,98	0,98	0,98	0.97
145%	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97
146%	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97
147%	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,96
148%	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96
149%	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96
150%	1,03	1,03	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,96

Figura 47 - FCI ótimo (em roxo) para a tecnologia a-Si de acordo com diferentes proporções de custo c.c. e fatores de carregamento de inversor.

									FCI	ótimo	(CIC	GS)									
ECT.									Pr	oporçã	ăo de C	Custo c	.c.								
FCI	60%	61%	62%	63%	64%	65%	66%	67%	68%	69%	70%	71%	72%	73%	74%	75%	76%	77%	78%	79%	80%
100%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
101%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
102%	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
103%	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
104%	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
105 %	1,02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1,01	1,01	1,01	1,01
107%	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01
108%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01
109%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
110%	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
111%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
112%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02
113%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
114%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02
115%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
116%	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
11/%	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
110%	1,00	1,06	1,00	1,00	1,00	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
120%	1.07	1.07	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1 04	1 04	1 04	1 04	1 04	1.03	1.03	1,03
121%	1.07	1.07	1.07	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03
122%	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03
123%	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
124%	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
125%	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
126%	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
127%	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
128%	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
129%	1,09	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04
130%	1,09	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04
131 /6	1,05	1.09	1.08	1.08	1.08	1.08	1.07	1.07	1.07	1,00	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03
133%	1.09	1.09	1.08	1.08	1.08	1.08	1.07	1.07	1.07	1.06	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03
134%	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
135%	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
136%	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03
137%	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03
138%	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03
139%	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03
140%	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03
141%	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03
142%	1,09	1,09	1,09	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02
143%	1,09	1,09	1.09	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02
145%	1.09	1.09	1.08	1.08	1.08	1.07	1.07	1.07	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02
146%	1.09	1.09	1.08	1.08	1.08	1.07	1.07	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02
147%	1,09	1,09	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
148%	1,09	1,09	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01
149%	1,09	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01
150%	1.09	1.08	1.08	1.08	1.07	1.07	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01

Figura 48 - FCI ótimo (em roxo) para a tecnologia CIGS de acordo com diferentes proporções de custo c.c. e fatores de carregamento de inversor.

112

	Proporção de Custo c.c.																				
FCI	60%	61%	62%	63%	64%	65%	66%	67%	68%	69%	70%	71%	72%	73%	74%	75%	76%	77%	78%	79%	80%
100%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
101%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
102%	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
103%	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
104%	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
105%	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
106%	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
107%	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
100%	1,05	1,05	1.03	1,05	1.03	1,05	1,02	1.02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01
110%	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
111%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
112%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
113%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
114%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02
115%	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
116%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
117%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
118%	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
120%	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
120%	1,06	1,00	1.05	1,05	1.05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	1,02
122%	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02
123%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
124%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
125%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
126%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02
127%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02
128%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02
129%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01
130%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01
132%	1.06	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1,03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1,01	1,01
133%	1.06	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01
134%	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01
135%	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01
136%	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00
137%	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00
138%	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00
139%	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00
140%	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00
141%	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99
142%	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99
144%	1.06	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99
145%	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99
146%	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98
147%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98
148%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98
149%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98
150%	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97

Figura 49 FCI ótimo (em roxo) para a tecnologia m-Si de acordo com diferentes proporções de custo c.c. e fatores de carregamento de inversor.

	FCI ótimo (p-Si)																				
ECI									Pr	oporçá	ăo de C	Custo c	.c.								
rCI	60%	61%	62%	63%	64%	65%	66%	67%	68%	69%	70%	71%	72%	73%	74%	75%	76%	77%	78%	79%	80%
100%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
101%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
102%	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
103%	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
104%	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
105%	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1.01	1,01	1.01	1.01	1.01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
107%	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
108%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01
109%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
110%	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
111%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
112%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
113%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
114%	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02
115%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
116%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
118%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
119%	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02
120%	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02
121%	1.06	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02
122%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02
123%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02
124%	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02
125%	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
126%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
127%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02
128%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
129%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
130%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
132%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,00	1.06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1 04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	1,02	1,02	1,02
133%	1.07	1.07	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01
134%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01
135%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01
136%	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01
137%	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01
138%	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01
139%	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00
140%	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00
141%	1,07	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00
142%	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00
145%	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00
144 %	1,00	1,00	1,06	1,05	1,05	1.04	1,04	1.04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99
146%	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99
147%	1.06	1.06	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99
148%	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99
149%	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98
150%	1,06	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98

Figura 50 - FCI ótimo (em roxo) para a tecnologia p-Si de acordo com diferentes proporções de custo c.c. e fatores de carregamento de inversor.

Observa-se que o FCI ótimo é bastante sensível à proporção de custo c.c. do sistema. Se considerarmos o valor médio de proporção de custo c.c. estimado neste trabalho, de 68%, temos FCIs ótimos de 128%, 122%, 134%, 125% e 127%, respectivamente, para as tecnologias de a-Si/uc-Si, a-Si, CIGS, m-Si e p-Si. O Quadro 17 resume os resultados encontrados.

		FCI Ótimo												
Proporção c.c.	a-si/uc-si	a-Si	CIGS	m-Si	p-Si									
62% (mín.)	132%	126%	138%	128%	130%									
68% (média)	128%	122%	134%	125%	127%									
75% (máx.)	125%	118%	131%	121%	123%									

Quadro 17 - Resumo dos FCIs ótimos de acordo com a variação estimada para a proporção de custo c.c.

Para as tecnologias FV mais consolidadas e mais comumente empregadas em usinas FV, tais como m-Si e p-Si, o FCI ótimo fica entre 121% e 130%, dependendo da proporção de custo c.c., com valor médio de 126%. Aceitando-se, portanto, perdas por sobrecarregamento entre 1,37% e 2,93%, com valor médio (ótimo) de 2,16% (m-Si) e 2,25% (p-Si). As perdas por sobrecarregamento que resultariam em um FCI ótimo, para as tecnologias de silício cristalino, foram ligeiramente superiores aos 0,5% estabelecidos por Burger e Rüther (2006).

4.5. SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS

O sistema de aquisição de dados do sistema FV apresentou falha a partir do dia 11 de abril até o dia 13 de maio de 2014, data na qual o *datalogger* do sistema foi substituído. Apesar da substituição, o novo *datalogger* apresentou falhas nos dias 22 a 25 de maio, mas voltou a funcionar corretamente.

O sistema de aquisição de dados novamente apresentou falha entre os dias 02 e 21 de Julho de 2014. Neste período, o *datalogger* não armazenou dados em sua memória.

O sistema de aquisição de dados da estação solarimétrica apresentou falhas no período de 19 a 21 de novembro de 2014. Os dados para estes dias foram calculados utilizando interpolação dos dados presentes.

Além disso, o *datalogger Sunny Webbox* conectado aos inversores atualizou seu relógio para horário de verão, o que fez com que os dados dos inversores ficassem dessincronizados com os dados da estação solarimétrica. Esse problema foi resolvido atrasando em uma hora os dados do *datalogger*.

No ano de 2015, ocorreram também falhas no envio e no armazenamento local dos dados da estação solarimétrica, sendo comprometidos os dados entre 17 de Abril e 17 de Agosto de 2015. Devido a esse erro, criou-se um procedimento redundante, no qual a equipe técnica do parque eólico (responsável de campo pelo projeto fotovoltaico) coletava periodicamente, de forma manual, os dados da estação solarimétrica. A partir disso não houveram mais dados perdidos. Os dados do ano de 2016 não possuem qualquer falha ou intermitência.

Para os dados de geração dos inversores (*Sunny Webbox*), durante o ano de 2015 surgiram problemas de comunicação entre os inversores e o datalogger (o equipamentos de comunicavam via um cabo RS-485 por uma distância de cerca de 350 metros). Os problemas alternavam entre falha de comunicação em um ou dois dos inversores, até todos os cinco. Por esses motivos, para o ano de 2015, apenas os 3 primeiros meses possuem dados completos. Visando evitar futuras perdas de dados, recentemente foi feita uma reestruturação da infraestrutura de comunicação do projeto, utilizando transmissão sem fio de internet ponto a ponto entre o servidor e o local dos inversores.

Devido às falhas apresentadas, todas as análises foram feitas para os períodos com disponibilidade de dados de boa representatividade e para os períodos com falha, em alguns casos, foram estimados os dados utilizando-se os dias em que o sistema de aquisição de dados apresentou dados corretamente (fazendo-se extrapolação de dados diários para dados mensais, quando viável), ou, em casos particulares, utilizando interpolação de dados.

Mesmo com algumas falhas nos dados, as análises como um todo não foram prejudicadas e a metodologia desenvolvida pôde ser aplicada de maneira satisfatória.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou os resultados de desempenho de cinco tecnologias FV diferentes operando no nordeste Brasileiro, para o período compreendido entre os meses de janeiro a dezembro de 2014. O sistema foi avaliado comparando-se dados medidos de diversas variáveis elétricas com dados adquiridos pela estação solarimétrica.

Os dados de irradiação global horizontal medidos durante três anos (2014, 2015 e 2016) foram comparados com os dados de diferentes bancos de dados de irradiação e foram encontradas variações, considerando médias anuais, entre 5,3% e 13,9%, dependendo do banco de dados analisado.

Apesar de o valor medido ser relativamente próximo ao estimado pelo Atlas Solarimétrico Brasileiro, estando os valores médios encontrados dentro do rMBE (desvio médios relativos) para a região, idealmente seriam ainda necessários mais anos de dados para poder afirmar que o atlas é uma boa estimativa da irradiação para a região.

A análise da distribuição de irradiância mostrou que para o período analisado, a maior parte da energia (irradiação), está contida entre 300 W/m² e 1000 W/m², correspondendo a cerca de 62% da irradiação total recebida. Cerca de 28% da irradiação encontra-se com níveis iguais ou superiores ao valor padrão de 1000 W/m² e 4% da irradiação encontra-se com níveis superiores a 1200 W/m². Esses valores mostram o grande potencial solar da região, com destaque para a quantidade de energia disponível em altas irradiâncias e, consequentemente, à necessidade de realizar estudos para a otimização do dimensionamento dos componentes do sistema, principalmente o inversor. Foi também possível observar características locais marcantes, com maior nebulosidade nos meses de verão e consequentemente maior ocorrência do efeito borda de nuvem.

Durante a avaliação das tecnologias fotovoltaicas foi possível observar os efeitos da degradação inicial para as tecnologias de filmes finos, em especial, para silício amorfo (a-Si).

A Taxa de Desempenho (*PR*) anual variou de 76,9% a 85,1%, dependendo da tecnologia, sendo que o pior desempenho foi verificado na tecnologia de CIGS e o melhor na de a-Si. Durante o período avaliado

as tecnologias que apresentaram melhor desempenho foram a-Si, m-Si e p-Si. Contudo, as tecnologias de silício cristalino, devido à disposição de suas células no módulo FV, durante os períodos com maior incidência de sujeira, tiveram maior queda de desempenho. Nas medições IxV dos sistemas, tanto no comissionamento quanto durante a avaliação de *soiling*, para algumas tecnologias, foram encontradas divergências entre as potências declaradas pelos fabricantes e as medidas e corrigidas para as condições padrão, com destaque para as tecnologias CIGS e a-Si/µc-Si, que apresentaram divergências negativas, sendo que a última somente na segunda medição, após sua degradação inicial. Porém, para poder fazer qualquer comparação com os valores declarados pelos fabricantes, faz-se necessário realizar as medições em ambiente controlado, replicando-se as condições padrão de teste (STC), e utilizando equipamentos e metodologia reconhecidos internacionalmente.

O fator de capacidade médio das tecnologias foi de 20% e a produtividade (*yield*) média mensal foi de 150 kWh/kWp.mês. O fator de capacidade encontrado é bastante elevado em se tratando de um sistema fixo com subdimensionamento do inversor. A produtividade também foi elevada e possivelmente entre as maiores encontradas no Brasil. Os valores encontrados são coerentes com os níveis de irradiação medidos na região.

Foram estimadas as perdas por sobrecarregamento para diferentes fatores de carregamento de inversor (FCI) para as cinco tecnologias. Observou-se que para carregamentos normalmente empregados no projeto de usinas FV (nas redondezas de 120%), as perdas por sobrecarregamento variam de 0,3% a 2,4%, dependendo da tecnologia. O FCI ótimo, para as tecnologias FV mais consolidadas e mais comumente empregadas em usinas FV (m-Si e p-Si), foi estimado em cerca de 126%. Os resultados obtidos apontam para a utilização de carregamentos cerca de 5% menores para a região em relação aos carregamentos ótimos para Florianópolis, onde, em estudos passados, foi utilizado como critério perdas máximas de 0,5%.

Devido a problemas ocorridos nos sistemas de aquisição de dados durante o decorrer do projeto, parte dos dados foi comprometida. Sobre o conjunto de dados coletados com sucesso, onde ocorriam, de maneira pontual, dados considerados espúrios (valores não realistas), foi realizada a interpolação de dados. Também, em alguns casos, foi feita extrapolação de dados (de base diária para mensal), quando tecnicamente viável, sem prejuízo para as análises. Por este motivo, parte das analises abrangem um ano de dados e outra parte três anos. Alguns dos dados fornecidos, principalmente relacionados a custos de equipamentos, naturalmente irão sofrer mudanças com o passar dos anos e de acordo com particularidades de cada projeto. Por fim, ressalta-se que os resultados obtidos, são válidos para o conjunto de dados disponíveis e que a metodologia desenvolvida pôde ser aplicada de maneira satisfatoria.

REFERÊNCIAS

ABB. PRODUCT MANUAL - PRO-33.0-TL string inverters. 2015.

ABB. PRODUCT FLYER FOR PVI-3.0/3.6/3.8/4.2-TL-OUTD. 2015.

ABB. PRODUCT FLYER FOR UNO-DM-1.2/2.0/3.0 -TL-PLUS. 2017.

ABNT. NBR 10899:2006 - Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia. 2006.

ALMEIDA, M.P., ZILLES, R. & LORENZO, E. Extreme overirradiance events in São Paulo, Brazil. Solar Energy 110, pp. 168-171. 2014.

ANDRADE, R.C., & TIBA, C. Extreme global solar irradiance due to cloud enhancement in northeastern Brazil. Renewable Energy 86, pp. 1433-1441. 2016.

ANEEL. NOTA TÉCNICA nº 0056/2017-SRD/ANEEL - Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. 2017.

ASTM – American Society for Testing and Materials. **Reference Solar Spectral Irradiance: ASTM G173-03**. 2012.

BAUMGARTNER, F. P.; SCHMIDT, H.; BURGER, B.; BRÜNDLINGER,R.; HAEBERLIN, H.; ZEHNER, M. Status and relevance of the DC voltage dependency of the inverter efficiency. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Milano. 2007.

ANEEL. NOTA TÉCNICA nº 0056/2017-SRD/ANEEL - Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. 2017.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. Solar Energy. Issue 1, v.80, p.32-45, 2006.

CCEE. InfoLeilão - Nº 022 – 27º Leilão de Energia Nova (A-4). CCEE. Brasil. 2017.

CHEN, S.; LI, P.; BRADY, D.; LEHMAN, B.; **Determining the optimum grid-connected photovoltaic inverter size.** Solar Energy. 87. 96–116. 2013.

CIVICSOLAR https://www.civicsolar.com/support/installer/articles/solectriaarray-oversizing - Acessado em 13/02/2018.

DESCHAMPS, E. M. Avaliação do desempenho de diferentes tecnologias solares fotovoltaicas no nordeste brasileiro. Departamento de Engenharia Elétrica - UFSC, Florianópolis – SC, 2015.

DRIESSE, A.; JAIN, P.; HARRISON, S. **Beyond the curves: Modeling the electrical efficiency of photovoltaic inverters**. 33st IEEE Photovoltaic Specialists Conference. San Diego, 2008.

EMCK, P., RICHTER, M. An upper threshold of enhanced global shortwave irradiance in the troposphere derived from field masurements in tropical mountains. Journal of Applied Meteorology and Climatology 47, pp. 2828-2845, 2008.

ENERGYSAGE - https://www.energysage.com/solar/101/stringinverters-microinverters-power-optimizers/ - Acessado em 03/08/2017.

EPE. Informe Técnico - Leilão de Energia de Reserva A-4/2017– EPE-DEE-IT-096/2017-rev0. Rio de Janeiro, Brasil, 2017.

EPE. Informe Técnico - Leilão de Energia de Reserva A-4/2018. Rio de Janeiro, Brasil, 2018.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE. Photovoltaics Report 2018

HAAG, R.; KRENZINGER, A. Estimativa da distribuição espectral da radiação solar no Brasil utilizando modelos de transferência radiativa e análise multiinstrumental: satélite, radiômetros em superfície e radiossondagem: Labsol, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém - PA, 2010.

HAEBERLIN, H. Evolution of inverters for grid connected PV-systems from 1989 to 2000. 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munich. Germany. 2001.

HAEBERLIN, H.; BORGNA, I.; KAEMPFER, M.; ZWAHLEN, U. New tests at grid-connected PV inverters: Overview over test results and measured values of total efficiency. 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference. Dresden. Germany. 2006.

PEIPPO, K.; LUND, P.; **Optimal sizing of solar array and inverter in grid-connected photovoltaic systems.** Solar Energy Materials and Solar Cells. 32. 95-114. 1994.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. D.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. D.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G.; **Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2a Edição.** INPE. São José dos Campos, São Paulo – Brasil. 2017.

KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. A review of singlephase grid-connected inverters for photovoltaic modules. Industry Applications, IEEE Transactions on. Issue 5, v.41, p.1292-1306, 2005.

LUOMA, J.; KLEISSL, J.; MURRAY, K.; **Optimal inverter sizing considering cloud enhancement.** Solar Energy. 86. 421-429. 2012.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R.; **Operational Results of Grid-Connected Photovoltaic System with Different Inverter's Sizing Factors (ISF).** Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 15. 337 - 352. 2007.

MARTINS, D. C.; BARBI, I. Eletrônica de potência: Introdução ao estudo dos conversores CC-CA. Florianópolis. 2005.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; SILVA, S. A. B.; ABREU, S. L.; COLLE, S. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. Energy Policy. Issue 8, v.36, p.2853-2864, 2008

MME; EPE. NOTA TÉCNICA DEA 03/15 - Projeção de Demanda de Energia Elétrica – para os próximos 10 anos (2015-2024) – Série Estudos da Demanda. Rio de Janeiro, 2015.

MME; EPE. LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA DE 2014 – Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral – EPE-DEE-NT-150/2014-r0. Rio de Janeiro, 2014.

MME; EPE. EXPANSÃO DA GERAÇÃO - 1º LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA DE 2015 - **Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral – EPE-DEE-NT-127/2015-r0.** Rio de Janeiro, 2015.

MME; EPE. EXPANSÃO DA GERAÇÃO - 2º LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA DE 2015 - **Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral –** EPE-DEE-NT-023/2016-r0. Rio de Janeiro, 2016.

MME; EPE. ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO – Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1 – Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais – EPE-DEE-RE-031/2017. Rio de Janeiro, 2017.

MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B.; **Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems.** Solar Energy. 80. 2006.

MONTENEGRO, A. Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil. Departamento de Engenharia Civil - UFSC, Florianópolis – SC, 2013.

NASCIMENTO, L. **A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública.** Departamento de Engenharia Civil - UFSC, Florianópolis – SC, 2013.

PV-ENGINEERING - http://pvengineering.de/fileadmin/user_upload/Produkte/PVPM1000C/pvpmdatasheet_02.pdf - Acessado em 03/08/2017.

PVSYST SA, **PVsyst V6.26: Study of Photovoltaic Systems**, Licença Online, 2014.

RÜTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos. O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil. Florianopolis: LABSOLAR, 2004.

RÜTHER, R.; NASCIMENTO, L.; CAMPOS, R. A.; Avaliação de Desempenho de Tecnologias Fotovoltaicas em Diferentes Regiões Climáticas do Brasil. UFSC. Florianópolis - SC, 2017.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. Solar Energy. Issue 5, v.83, p.614-624, 2009a.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. **Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations.** Renewable Energy. Issue 1, v.34, p.23-29, 2009b.

SMA. Course of inverter SMA. Niestetal. 2008a.

SMA. Technical Brochure 7 - OptiTrack. 2012.

SMA. Technical data - SUNNY BOY 2500. S. S. T. Ag. 2009.

STAEBLER, D. L.; WRONSKI, C. R. **Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si.** Applied Physics Letters. Issue 4, v.31, p.292-294, 1977.

WAGNER, A. **Peak-power and internal series resistance measurement under natural ambient conditions**. University of Applied Sciences Dortmund. 2000.

WANG, H.; MUÑOZ-GARCÍA, M.; MOREDA, G.P; ALONSO-GARCÍA, M.C.; **Optimum inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems based on energetic and economic considerations.** Renewable Energy. 118. 2017.

YOUNES S., CLAYWELL R., MUNEER T. Quality control of solar radiation data: Present status and proposed new approaches. Energy. 2005.

GLOSSÁRIO

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

a-Si - Silício Amorfo

a-Si/µc-Si - Silício microcristalino

ca - corrente alternada

cc - corrente contínua

CdTe - Telureto de Cádmio

CIGS - Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio

c-Si - Silício Monocristalino

FCI - Fator de carregamento do inversor

FV - Fotovoltaico

GEF - Fundo Global para o Meio Ambiente

MBE - Desvio Médio

MPP - Maximum Power Point (Ponto de máxima potência)

MPPT – Maximum Power Point Tracker (Buscador do ponto de máxima potência)

m-Si – Silício Multicristalino

PNUMA - Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente

PR - Performance Ratio (Taxa de Desempenho)

rMBE - Desvio médio relativo (razão entre o desvio médio e a irradiância diária média)

STC - Standard Test Conditions (Condições padrão de teste)

String - Série Fotovoltaica: Conexão de módulos FV associados em série

SWE - Efeito Staebler-Wroski

SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment

UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina

Yield - Produtividade ou Rendimento do sistema FV