



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

ESCOLA DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA ELÉTRICA

CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA:

GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

TONIANGELO COSTA VIEIRA

**MONITORAÇÃO, PRODUTIVIDADE E TAXA DE DESEMPENHO
ENERGÉTICO DE 37 MICRO E MINI SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
INSTALADOS EM MINAS GERAIS**

Belo Horizonte

Fevereiro/2020



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA:
GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

TONIANGELO COSTA VIEIRA

**MONITORAÇÃO, PRODUTIVIDADE E TAXA DE DESEMPENHO
ENERGÉTICO DE 37 MICRO E MINI SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
INSTALADOS EM MINAS GERAIS**

Trabalho apresentado ao curso de Pós-Graduação *lato sensu*, da UFMG, Fontes Renováveis de Energia: Geração, Operação e Integração, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Especialista em Fontes Renováveis de Energia

Orientador: Prof. Dr. Luís Guilherme Monteiro
Oliveira

Belo Horizonte

Fevereiro/2020



ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DO ALUNO TONIANGELO COSTA VIEIRA

Realizou-se, no dia 18 de fevereiro de 2020, às 15:00 horas, Sala 2305 - 2o. andar - bloco 1 - Escola de Engenharia, da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada *MONITORAÇÃO, PRODUTIVIDADE E TAXA DE DESEMPENHO DE 37 MICRO E MINI SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM MINAS GERAIS*, apresentada por TONIANGELO COSTA VIEIRA, número de registro 2018705134, graduado no curso de ENGENHARIA ELÉTRICA, como requisito parcial para a obtenção do certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Luiz G. Monteiro de Oliveira - Orientador (PUC-MG), Prof(a). Danilo Iglesias Brandao (Universidade Federal de Minas Gerais).

A Comissão considerou a monografia:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.

Belo Horizonte, 18 de fevereiro de 2020.

Prof(a). Luiz G. Monteiro de Oliveira (Doutor)

Prof(a). Danilo Iglesias Brandao (Doutor)

Secretaria do Curso de Especialização em
Fontes Renováveis - Geração, Operação
e Integração

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Toniangelo Costa Vieira, abaixo assinado, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia, realizado nas dependências da UFMG em Belo Horizonte/MG, no período de 03/05/2018 a 18/02/2020, declara que o conteúdo do Trabalho de Conclusão de Curso intitulado *Monitoração, Produtividade e Taxa de Desempenho Energética de 37 Micro e Mini Sistemas Fotovoltaicos Instalados em Minas Gerais*, é autêntico, original e de sua autoria exclusiva.

Belo Horizonte, 18 de Fevereiro de 2020.



Toniangelo Costa Vieira

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, a todos colegas, profissionais, professores e familiares que contribuíram em meu processo de formação, seja pelos conhecimentos compartilhados ou de outra forma qualquer.

AGRADECIMENTOS

Um agradecimento especial para minha esposa e filha, as quais tive que deixar por seguidos fins de semana para viajar a Belo Horizonte e me dedicar aos estudos na UFMG.

Agradeço a Deus por ter me dado capacidade e oportunidade de aprender e evoluir a cada dia.

Aos meus familiares, ponto de partida e chegada para o meu sucesso e fator de grande importância na minha vida.

Aos professores do “Chapéuzinho Vermelho”, “Leonardo da Vinci”, Assedipa, UFMG, Harvard, UNILESTE, FGV e, por fim, à UFMG pela dedicação, apoio e atenção ao longo desta jornada.

Aos colegas de curso.

E a todos que participaram direta ou indiretamente do meu processo de formação.

Agradeço a todos imensamente.

RESUMO

VIEIRA, Toniangelo Costa. Monitoração, Produtividade e Taxa de Desempenho Energético de 37 Micro e Mini Sistemas Fotovoltaicos Instalados em Minas Gerais. 2020. 119f. Trabalho de Conclusão de Curso (Pós-Graduação em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração), UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte/MG, 2020.

O desempenho energético de um sistema fotovoltaico (SFV) depende fortemente de como ele foi projetado, ou seja, de sua inclinação, orientação, tecnologia dos módulos fotovoltaicos e inversores especificados, das condições climáticas e do local onde o SFV foi inserido. Portanto, este trabalho teve como principal objetivo avaliar e comparar a produtividade e taxas de desempenho energético de 37 micro/mini sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com diferentes tecnologias (Módulos FV de 60, 72 e 144 células, tradicionais, *Half Cell* e PERC. Conversores estáticos tradicionais, conversores com otimizadores e microinversores) e também diferentes fabricantes de conversores estáticos (SolarEdge, APsystems, Fronius, B&B Power, Reno, ABB, GoodWe) e módulos fotovoltaicos (Canadian, DAH Solar, Risen, Jinko), através da monitoração de seus parâmetros de desempenho energético tais como: o Rendimento Global ou Taxa de Desempenho (*Performance Ratio* - PR) e Energia Específica (Final Yield – Y_f). Foram considerados um total de 37 sistemas fotovoltaicos instalados, em sua maioria, na região leste do estado de Minas Gerais, sendo 4 sistemas avaliados separadamente em uma primeira etapa e os outros 33 em uma segunda etapa. Os resultados energéticos obtidos apresentam as vantagens e desvantagens na utilização das diferentes tecnologias existentes no mercado fotovoltaico e que podem impactar na decisão final de um projeto.

Palavras-chave: Taxa de Desempenho; Produtividade Energética; Monitoração; Energia Solar; Sistemas Fotovoltaicos.

ABSTRACT

VIEIRA, Toniangelo Costa. Monitoring, Productivity and Energy Performance Rate of 37 Micro and Mini Photovoltaic Systems Installed in Minas Gerais. 2020. 119f. Course Conclusion Paper (Post-Graduation in Renewable Sources: Generation, Operation and Integration), UFMG – Federal University of Minas Gerais, Belo Horizonte/MG, 2020.

The energy performance of a photovoltaic system (PV System) depends strongly on how it was designed, that is, on its inclination, orientation, technology of the PV modules and inverters, on the climatic conditions and on the place where the SFV was installed. Therefore, this work had as main objective to evaluate and compare the productivity and performance rates of 37 micro / mini photovoltaic systems connected to the power grid with different technologies (60, 72 and 144 cells PV modules, traditional, Half Cell and PERC. Traditional static converters, converters with optimizers and microinverters) and also different manufacturers of static converters (SolarEdge, APsystems, Fronius, B&B Power, Reno, ABB, GoodWe) and photovoltaic modules (Canadian, DAH Solar, Risen, Jinko), through monitoring of its energy performance parameters such as: the Global Yield or Performance Rate (Performance Ratio - PR) and Specific Energy (Final Yield - Yf). A total of 37 installed photovoltaic systems were considered, mostly installed in the eastern region of the state of Minas Gerais. 4 systems were evaluated separately in a first stage and the other 33 in a second stage. The energy results obtained show the advantages and disadvantages in the use of different technologies in the photovoltaic market which can impact the final decision of a project.

Keywords: Performance Rate; Energy Productivity; Monitoring; Solar Energy; Photovoltaic systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – (a) PR's para SFCR's instalados entre os anos de 1983 e 1990; (b) PR's para SFCR's instalados entre os anos de 2005 a 2012	15
Figura 2 – PR's para SFCR's instalados na Alemanha entre os anos de 1994 a 2010	16
Figura 3 – Curva I x V	20
Figura 4 – Sistema FV, com sombreamento parcial, projetado através do PVsyst	21
Figura 5 – Resultados da simulação PVsyst para a situação com sombreamento parcial	22
Figura 6 – Simulação PVsyst sem sombreamento parcial	22
Figura 7 – Resultados da simulação PVsyst para a situação sem sombreamento parcial	23
Figura 8 – Produção de Energia Primária	24
Figura 9 – Geração de Energia Total	25
Figura 10 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica	25
Figura 11 – Irradiação global para as cidades de Caratinga, Santana do Paraíso e Ipatinga (destaque)	27
Figura 12 – Irradiação global, em média diária anual, no plano horizontal, de Minas Gerais. 27	
Figura 13 – Dados sobre radiação solar global (kWh/m ² .dia) para distintas cidades mineiras 28	
Figura 14 – Trajetória do Sol	29
Figura 15 – Componentes da Radiação Solar	29
Figura 16 – Ângulo azimutal de superfície	30
Figura 17 – Ângulo de correção de acordo com a localização geográfica	31
Figura 18 – Mapa de ângulos de correção para encontrar o norte geográfico, ou norte real (geográficos), a partir da indicação do norte magnético por uma bússola	31
Figura 19 – Movimentos de rotação e translação do planeta Terra	32
Figura 20 – Ângulos θ e θ_z	34
Figura 21 – Sistema fotovoltaico instalado em telhado em uma indústria de Minas Gerais ...	42
Figura 22 – Esquema construtivo de um módulo fotovoltaico	43
Figura 23 – Célula de silício monocristalino e policristalino	43
Figura 24 – Dados técnicos de módulos monocristalino e policristalino em condições de temperatura nominal de operação do módulo (NMOT)	44
Figura 25 – Célula, Módulo, String e Arranjo	46
Figura 26 – Curvas I-V. Variação da tensão e corrente com o aumento/decaimento da irradiância e temperatura de célula	46
Figura 27 – Participação das tecnologias de módulos no mercado nacional	47
Figura 28 – Módulo Half-Cell	48
Figura 29 – Característica de uma célula com a tecnologia PERC em relação a tecnologia convencional	49

Figura 30 – Dimensões de um módulo FV PERC de 400Wp	49
Figura 31 – Dados técnicos do módulo FV em condições padrões de ensaio (STC)	50
Figura 32 – Variação da Potência em Teste com Módulos PERC em Temperaturas Elevadas	50
Figura 33 – Dados do módulo em STC.....	51
Figura 34 – Condições que colaboram com o mismatch entre os módulos	51
Figura 35 – Topologia básica de um inversor fotovoltaico CC-CA trifásico	52
Figura 36 – Dados de entrada CC de um inversor.....	53
Figura 37 – Eficiência	53
Figura 38 – Curvas I x V e P x V de um módulo fotovoltaico.....	54
Figura 39 – Comparativo inversor string e microinversor	55
Figura 40 – Comparação do monitoramento tradicional com o individual.....	55
Figura 41 – Monitoramento através de otimizadores SolarEdge e diferenças energéticas entre cada módulo FV.....	56
Figura 42 – Exemplo de sistema com otimizadores	57
Figura 43 – Relatórios de rendimento, para conversor c.c-c.c SolarEdge e para um inversor string (comum)	61
Figura 44 – Energia Específica (kWh/kWp), em média anual, para o estado de MG.....	65
Figura 45 – Dias com falhas no monitoramento.....	66
Figura 46 – Localização dos 4 SFCR	67
Figura 47 – Telhado com os módulos instalados e indicação de posicionamento dos módulos ligados aos inversores	68
Figura 48 – Posição de instalação dos módulos e dados técnicos do sistema.....	69
Figura 49 – Potência instantânea dos módulos. O módulo da esquerda é o de 330W e o da direita é um módulo de 355W	69
Figura 50 – Posição de instalação dos módulos e dados técnicos do sistema 2.....	71
Figura 51: Potência instantânea dos módulos. O módulo da esquerda é o de 330W e o da direita é um módulo de 355Wp	72
Figura 52 – Posição de instalação dos módulos e dados técnicos do sistema 3	74
Figura 53 – Posição de instalação dos módulos e dados técnicos do sistema 4.....	75

LISTA DE FOTOGRAFIAS

Fotografia 1 – SFV 24 kWp – Governador Valadares/MG	80
Fotografia 2 – SFV 28,8 kWp – Governador Valadares/MG.....	80
Fotografia 3 – SFV 41,18 kWp – Governador Valadares/MG.....	81
Fotografia 4 – SFV 126,72 kWp – Ipatinga/MG.....	81
Fotografia 5 – SFV 21,78 kWp – Ipatinga/MG.....	81
Fotografia 6 – SFV 11,52 kWp – Timóteo/MG	82
Fotografia 7 – SFV 3,25 kWp – Governador Valadares/MG.....	84
Fotografia 8 – SFV 8,52 kWp – Governador Valadares/MG.....	84
Fotografia 9 – SFV 3,3 kWp – Timóteo/MG	85
Fotografia 10 – SFV 12,8 kWp – Ipatinga/MG.....	85
Fotografia 11 – SFV 5,94 kWp – Belo Horizonte/MG.....	87
Fotografia 12 – SFV – 28 kWp – Timóteo/MG	87
Fotografia 13 – SFV – 8,2 kWp – Ipatinga/MG.....	88
Fotografia 14 – SFV 21 kWp – Governador Valadares/MG.....	88
Fotografia 15 – SFV 29,25 kWp – Governador Valadares/MG.....	89
Fotografia 16 – SFV 5,12 kWp – Timóteo/MG	91
Fotografia 17 – SFV 19,25 kWp – Ipatinga/MG.....	91
Fotografia 18 – SFV 10 kWp – Ipatinga/MG.....	91
Fotografia 19 – SFV 7,04 kWp – Belo Horizonte/MG.....	93
Fotografia 20 – SFV 8,32 kWp – Ipatinga/MG.....	94
Fotografia 21 – SFV 12,06 kWp –Timóteo/MG	96
Fotografia 22 – SFV 122,4 kWp – Caratinga/MG.....	96
Fotografia 23 – SFV 33 kWp – Ipatinga/MG.....	97
Fotografia 24 – SFV 99,4 kWp – Governador Valadares/MG.....	98
Fotografia 25 – Na foto estão representados os dois sistemas de 87,33kWp com inversores GoodWe, instalados no mesmo local e monitorados separadamente – Naque/MG	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados de Entrada Avaliação Recurso Solar.....	33
Tabela 2 – Cálculo declinação Solar.....	34
Tabela 3 – Dia Médio do Mês e Dia Juliano.....	38
Tabela 4 – Relação Superfície e Albedo.....	39
Tabela 5 – Produtividade específica, em média anual, para diferentes regiões brasileiras	60
Tabela 6 – Energia Específica (EE) e Rendimento Global do Sistema (PR) mensais e anuais para cidades do Leste Mineiro.....	65
Tabela 7 – Resultados para sistema 1	70
Tabela 8 – Resultados para os módulos do sistema 1	70
Tabela 9 – Resultados para sistema 2	72
Tabela 10 – Resultados para os módulos do sistema 3.....	73
Tabela 11 – Resultados para os módulos do sistema 3.....	74
Tabela 12 – Resultados para os módulos do sistema 4.....	76
Tabela 13 – Inversores dos SFV avaliados	78
Tabela 14 – Resultados da Análise de SFV com Inversores SolarEdge com otimizadores c.c.-c.c.....	79
Tabela 15 – Resumo com Média Geral Obtida para 6 SFV com Inversores SolarEdge	82
Tabela 16 – Resultados da Análise de SFV com Microinversores APsystems.....	83
Tabela 17 – Resumo com Média Geral Obtida para 6 SFV com Microinversores APsystems.....	86
Tabela 18 – Resultados da Análise de SFV com Inversores String Fronius.....	86
Tabela 19 – Resumo com Média Geral Obtida para 5 SFV com Inversores String Fronius ...	89
Tabela 20 – Resultados da Análise de SFV com Inversores String B&B Power.....	90
Tabela 21 – Resumo com Média Geral Obtida para os 5 SFV com Inversores B&B Power..	92
Tabela 22 – Resultados da Análise de SFV com os Microinversores Reno	92
Tabela 23 – Resumo com Média Geral Obtida para 3 SFV com Microinversores Reno	94
Tabela 24 – Resultados da Análise de SFV com Inversores String ABB.....	95
Tabela 25 – Resumo com Média Geral Obtida para 5 SFV com Inversores String ABB	97
Tabela 26 – Resultados da Análise de SFV com Inversores String GoodWe.....	98
Tabela 27 – Resumo com Média Geral Obtida para os 3 SFV com Inversores String GoodWe	99
Tabela 28 – Resumo dos Resultados de Análises dos SFV	100
Tabela 29 – Resumo dos Resultados Parte 1.....	102
Tabela 30 – Resumo Resultados Parte 2.....	103
Tabela 31 – Resumo Resultados de Produtividade.....	105

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	16
1.2	JUSTIFICATIVA	16
1.3	PROBLEMAS E PREMISSAS	17
1.4	METODOLOGIA	18
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	ENERGIA SOLAR	24
2.1.1	<i>Irradiância</i>	26
2.1.2	<i>Irradiação</i>	26
2.1.3	<i>Horas de Sol Pleno (HSP)</i>	28
2.1.4	<i>Fatores que Influenciam a Radiação Solar</i>	28
2.2	AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR	32
2.2.1	<i>Latitude e Longitude</i>	33
2.2.2	<i>Declinação Solar (δ)</i>	33
2.2.3	<i>Fator Geométrico (R_b)</i>	34
2.2.4	<i>Ângulo Horário do Pôr do Sol (W_s e W_s')</i>	35
2.2.5	<i>Radiação Solar Extraterrestre (H_0)</i>	36
2.2.6	<i>Índice de claridade (K_t)</i>	36
2.2.7	<i>Fator de Radiação Difusa (K_d)</i>	37
2.2.8	<i>Dia médio do mês</i>	37
2.2.9	<i>Radiação solar sobre uma superfície inclinada (H_β)</i>	38
2.2.10	<i>Radiação horária</i>	39
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	41
2.3.1	<i>O Módulo Fotovoltaico</i>	42
2.3.1.1	<i>Funcionamento dos módulos fotovoltaicos</i>	45
2.3.1.2	<i>Diferentes tecnologias</i>	47
2.3.1.3	<i>Mismatching (Descasamento)</i>	51
2.3.2	<i>Inversores</i>	52
2.3.2.1	<i>Rendimento ou eficiência de conversão</i>	53
2.3.2.2	<i>Seguimento do Ponto de Máxima Potência – SPMP (MPPT)</i>	53
2.3.2.3	<i>Eletrônica ao nível de módulo (MLPE)</i>	54
3	PARÂMETROS DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA	58

3.1	ENERGIA GERADA ESPERADA PARA O SFCR (EG)	58
3.2	PRODUTIVIDADE DE REFERÊNCIA (Y_R).....	59
3.3	ENERGIA ESPECÍFICA OU PRODUÇÃO ESPECÍFICA DO SISTEMA (<i>FINAL YIELD – YF</i>).....	59
3.4	TAXA DE DESEMPENHO GLOBAL (TD) OU <i>PERFORMANCE RATIO – PR</i>	60
3.5	MODELO POLINOMIAL DE POTÊNCIA.....	61
3.6	CÁLCULO SAÍDA CA.....	62
3.7	ENERGIA ESPECÍFICA (EE) E RENDIMENTO GLOBAL DO SISTEMA (PR) PARA MINAS GERAIS	64
4	ANÁLISE E RESULTADOS DOS SFCRS PROPOSTOS	66
4.1	ESTUDOS PARTE 1	67
4.1.1	<i>Sobre o local</i>	67
4.1.2	<i>Sistema 1 – 0,685kWp – Microinversor APsystems YC500</i>	68
4.1.3	<i>Sistema 2 – 0,685kWp – Microinversor APsystems YC600</i>	71
4.1.4	<i>Sistema 3 – 1,75kWp – Inversor B&B Power</i>	73
4.1.5	<i>Sistema 4 – 1,28kWp – Microinversores Reno</i>	75
4.1.6	<i>Visão Geral dos Resultados</i>	76
4.2	ESTUDOS PARTE 2.....	77
4.2.1	<i>Inversores SolarEdge com Otimizadores c.c.-c.c.</i>	78
4.2.2	<i>Microinversor Apsystems</i>	83
4.2.3	<i>Inversores String - Fronius</i>	86
4.2.4	<i>Inversores String - B&B Power</i>	90
4.2.5	<i>Microinversores Reno</i>	92
4.2.6	<i>Inversores String – ABB</i>	95
4.2.7	<i>Inversores String – GoodWe</i>	97
4.2.8	<i>Resumo dos Resultados</i>	99
5	CONCLUSÃO	102
5.1	CONCLUSÃO – PARTE 1	102
5.2	CONCLUSÃO – PARTE 2	103
5.3	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	106
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS	107
7	ANEXOS	111
7.2	ANEXO 1: TABELA COMPLEMENTAR DE ESTUDOS PARTE 1.....	111
7.2	ANEXO 2: TABELA COMPLEMENTAR DE ESTUDOS PARTE 2.....	112

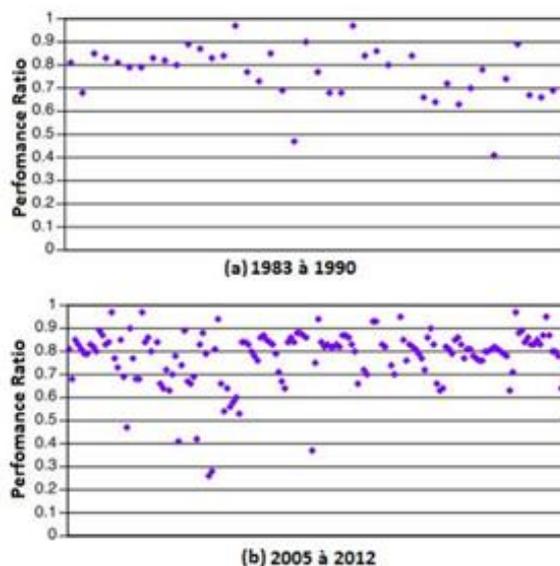
1 INTRODUÇÃO

O mercado de energia solar fotovoltaica é uma realidade, no mundo e no Brasil, que vem evoluindo rapidamente, tanto com avanços nas tecnologias dos módulos e inversores fotovoltaicos, como também nos demais acessórios que constituem um sistema fotovoltaico (SFV) como estruturas, cabos e em seu monitoramento. Este último tem grande importância e contribui para um entendimento mais completo dos diversos parâmetros elétricos de um SFV, tais como: geração de energia, eficiência de conversão, falhas e perdas de energia associadas.

Os módulos fotovoltaicos produzem energia elétrica a partir da irradiação solar incidente sobre sua superfície e esses módulos são acoplados a um inversor de frequência (conversor estático), equipamento que converte a energia produzida pelos módulos, ou seja, corrente contínua para corrente alternada de forma a ser injetada em um ramal de distribuição de uma concessionária de energia elétrica sendo estes sistemas denominados de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR).

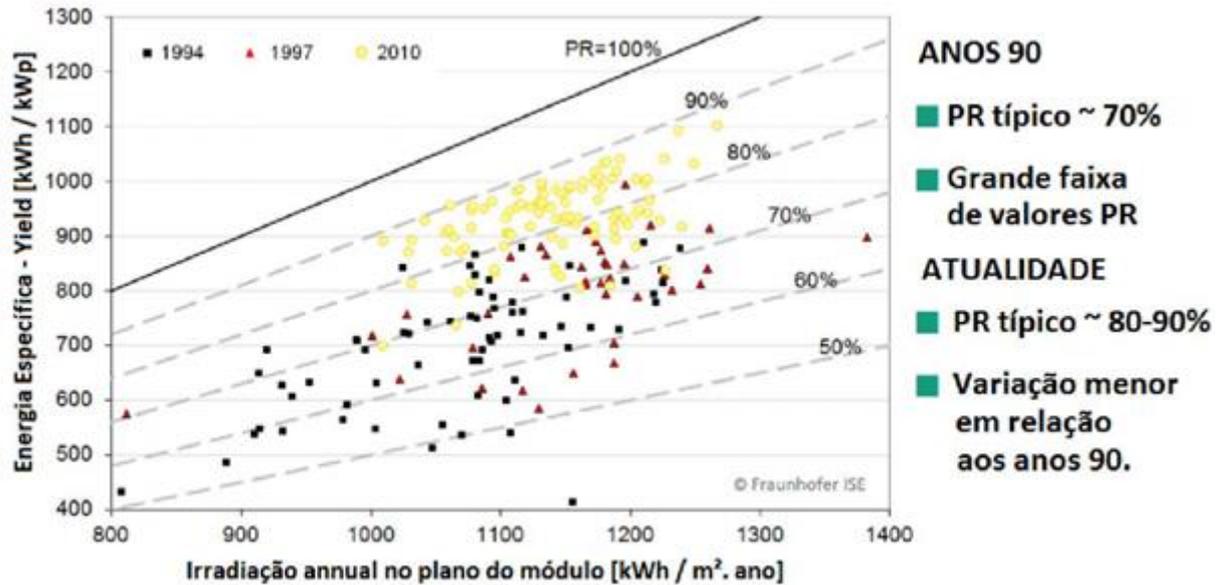
Nos últimos anos, as perdas em SFCR têm se reduzido, tornando-os mais eficientes e assim, melhorando seu desempenho (IEA, 2014). Hoje é comum ter um sistema fotovoltaico (SFV) com taxa de desempenho ou Rendimento Global (TD ou *Performance Ratio - PR*) entre 0,70 e 0,90 (ver Figura 1 e Figura 2). A melhora no desempenho energético de SFV deve-se a melhoria na qualidade de seus equipamentos, instalações e ao desenvolvimento de sistemas de monitoração (IEA, 2014).

Figura 1 – (a) PR's para SFCR's instalados entre os anos de 1983 e 1990; (b) PR's para SFCR's instalados entre os anos de 2005 a 2012



Fonte: Adaptado IEA (2014).

Figura 2 – PR's para SFCR's instalados na Alemanha entre os anos de 1994 a 2010



Fonte: Fraunhofer ISE “1000 Dächer Jahresbericht” 1994 and 1997; 2011 system evaluation.

Portanto, este trabalho monitorou, avaliou e comparou o rendimento energético, através de seus parâmetros de desempenho energético tais como: o Rendimento Global ou Taxa de Desempenho (Performance Ratio - PR) e Energia Específica (Final Yield - Yf) de mini e micro sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, instalados em Minas Gerais, sendo a maior parte na região leste do estado, com diferentes tecnologias e diferentes fabricantes de conversores estáticos e módulos fotovoltaicos.

1.1 Objetivos

- Monitorar, avaliar e comparar o rendimento energético de 37 micro e mini sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com diferentes tecnologias de conversores estáticos e módulos fotovoltaicos instalados em distintas cidades de Minas Gerais.
- Identificar tecnologia de inversores com melhor rendimento energético;
- Identificar tecnologia de módulos com melhor rendimento energético.

1.2 Justificativa

A existência de diferentes topologias de inversores e tecnologias de módulos fotovoltaicos ainda gera dúvidas sobre quais teriam melhores produtividades e taxas de desempenho (KARAMI et al., 2017; SCHWEIGER et al., 2017), portanto, este estudo avaliou o rendimento desses equipamentos instalados em diferentes localidades.

Outro fator que motivou este trabalho foram estudos feitos pela empresa SolarEdge, fabricante de inversores, os quais serviram como fonte de estímulo as quais são destacados a seguir:

- Evoluindo para a Otimização de Potência a Nível Módulo (SOLAREEDGE, 2019);
- Estudo de Caso – 700kW em Harmons Grocery na cidade de Santa Clara, nos Estados Unidos – Obtenha Mais Rendimento Adquirindo Um Sistema Solar (SOLAREEDGE, 2019);
- Incompatibilidade nos Telhados Comerciais Típicos na Holanda (SOLAREEDGE, 2019).

1.3 Problemas e Premissas

A melhoria no desempenho energético de sistemas fotovoltaicos faz-se necessário para aumentar a produção de energia e, conseqüentemente, melhorar a rentabilidade e tempo de retorno do investimento do projeto (OLIVEIRA, 2017). Com o desenvolvimento dos componentes que fazem parte de um sistema fotovoltaico, o mercado recebe novas tecnologias de módulos e inversores (ex.: módulos bifaciais (PERC), *Half-cell modules*, microinversores, conversores c.c.-c.c. etc.), no entanto, a monitoração e a avaliação dos parâmetros de desempenho destes SFCR e essas novas tecnologias, no mercado de uma forma sistêmica ao longo de sua vida útil é ainda pouco divulgada pelas empresas e proprietários ocultando o comportamento real destes sistemas pós instalação gerando assim, questionamentos tais como:

- Qual é a Taxa de Desempenho (TD) e qual é a produtividade energética média (kWh/kWp) destes sistemas?
- Os sistemas instalados têm atingido realmente as Taxas de Desempenho (TD) e Produtividade energética (kWh/kWp) esperadas e apresentadas pelas simulações realizadas por *software* e apresentadas pelas empresas instaladoras?
- As novas tecnologias de módulos e conversores estáticos possuem realmente melhor rendimento em comparação com as tecnologias convencionais já existentes no mercado ?
- Os resultados de desempenho energético, de diferentes fabricantes de equipamentos fotovoltaicos, para uma mesma tecnologia são similares?

1.4 Metodologia

Conforme Creswell (2003), o desenvolvimento de uma pesquisa pode ser distinto da seguinte forma:

Uma abordagem quantitativa é a que o investigador primeiramente utiliza os pressupostos pós-positivistas para o desenvolvimento do conhecimento (...), emprega estratégias como experimentos e levantamentos e coleta dados por instrumentos pré-determinados que resultem em dados estatísticos. Alternativamente, a abordagem qualitativa (...) baseia-se em perspectivas construtivistas ou participativas. Utiliza estratégias de pesquisa como narrativas, fenomenologias, etnografias, estudos de *grounded theory* ou estudos de caso. O pesquisador coleta dados não estruturados e emergentes (...). Finalmente, a abordagem de multi-método é aquela em que o pesquisador tende a basear seus pressupostos em campos pragmáticos. Emprega estratégias que envolvem a coleta de dados tanto simultaneamente ou sequencialmente para melhor entender os problemas de pesquisa. A coleta de dados envolve tanto informações numéricas quanto informações textuais (CRESWELL, 2003, p. 19-20).

Este trabalho utilizou o método comparativo com abordagem multi-método para avaliação dos 37 SFCRs, considerando as diferenças e similaridades existentes entre eles, para através da extração dos dados de taxa de desempenho energético e produtividade, identificar tecnologia de inversores e tecnologia de módulos com melhor rendimento energético.

Primeiramente foram realizadas consultas em livros e trabalhos técnicos (Teses, Dissertações etc.), artigos científicos, materiais de fabricantes (ex.: catálogos técnicos de inversores e módulos fotovoltaicos) e coleta de dados de irradiação utilizando o banco de dados solarimétrico SunData (CRESESB/CEPEL-Eletróbrás, 2019).

Numa segunda etapa, foi implementado algoritmo, utilizando planilhas dinâmicas no Microsoft Excel, para avaliação do recurso solar com objetivo de obter a irradiação incidente no plano (ângulo e orientação) que os módulos FV estão instalados e respectiva produtividade de referência (Y_r) em cada SFV. Um outro algoritmo foi implementado, também utilizando planilhas dinâmicas no Microsoft Excel, para o cálculo dos parâmetros de desempenho (ex.: PR, Final Yield) em SFCR. Em 4 casos específicos foram feitas simulações utilizando o software PVSol.

Paralelamente, foi feita a monitoração e coleta de dados de rendimento energético oriundos dos 37 SFCRs instalados através sistemas de aquisição de dados fornecidos pelos fabricantes de conversores estáticos.

1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos, sendo:

Capítulo 1: Introdução ao tema com os objetivos geral e específico, justificativa do trabalho e metodologia aplicada na pesquisa;

Capítulo 2: Apresentação da fundamentação teórica com a apresentação de conceitos como irradiação, avaliação do recurso solar e apresentação de conceitos e do funcionamento das diferentes tecnologias de módulos FV e inversores;

Capítulo 3: Apresentação de metodologia detalhada no atlas solarimétrico de Minas Gerais para entendimento da taxa de desempenho (TD) esperada e comparação com os resultados obtidos de sistemas instalados;

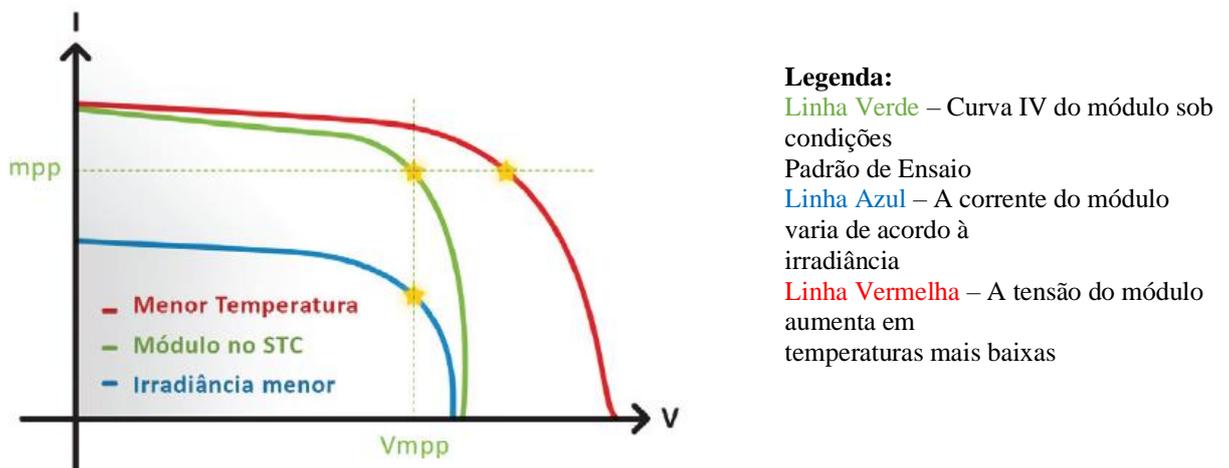
Capítulo 4: Apresentação dos equipamentos e dados gerados detalhando-se energia esperada, índices de produtividade (Y_R e Y_F) e taxa de desempenho (TD);

Capítulo 5: Apresentação das conclusões e discussões dos resultados.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Como já destacado anteriormente, a produtividade de um sistema fotovoltaico (SFV) depende fortemente de como ele foi concebido, ou seja, de sua configuração, inclinação, orientação, tecnologia dos módulos fotovoltaicos e inversores, das condições climáticas e do local onde o SFV foi inserido. O estudo realizado pela fabricante de conversores estáticos SolarEdge “*Evoluindo para a Otimização de Potência a Nível Módulo*” SolarEdge (2019), por exemplo, fez um comparativo dos inversores SolarEdge que possuem otimizadores de potência (conversores c.c.-c.c.) acoplados aos módulos fotovoltaicos do sistema, com os inversores *strings*. Tradicionalmente, cada módulo fotovoltaico em um sistema FV possui pequenas diferenças em relação à igualdade de suas células (*mismatching*¹), portanto, e consequentemente, estes apresentam curvas características de tensão e corrente (I x V) (Figura 3) distintas. Assim, os inversores *strings* procuram o ponto máximo de potência (P_{máx}), para um arranjo de módulos, sendo que os módulos de menor potência acabam reduzindo o rendimento global do sistema em relação aos módulos de maior potência em determinada série (*string*) de módulos.

Figura 3 – Curva I x V



Fonte: Curva Característica de um módulo FV. SolarEdge (2019).

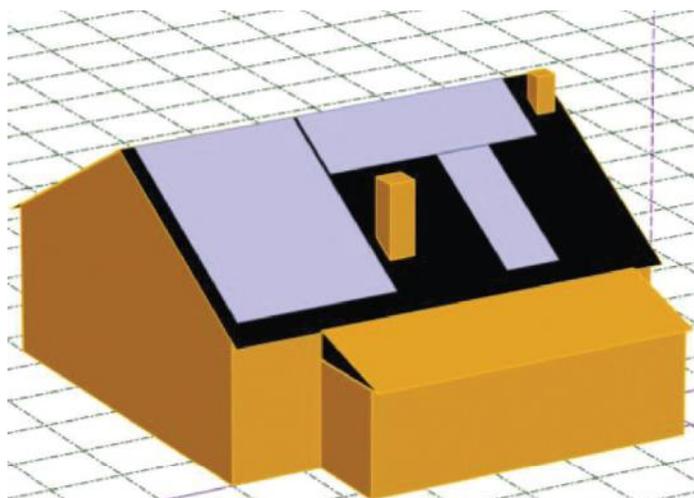
Para a realização do estudo, a SolarEdge (2019) utilizou o *software* PVsyst para comparar as diferentes tecnologias de inversores (convencional versus com otimizadores de potência) e realizou simulações em condições de sombreamento parcial e sem sombreamento,

¹ Descasamento Elétrico entre os módulos que ocorre quando módulos em série não apresentam propriedades elétricas totalmente idênticas.

afim de se verificar as vantagens e desvantagens no uso de conversores c.c.-c.c. em relação aos conversores estáticos *strings*. Os resultados deste estudo são apresentados a seguir.

Para a situação com sombreamento parcial, foi projetado o sistema fotovoltaico conforme apresenta a Figura 4:

Figura 4 – Sistema FV, com sombreamento parcial, projetado através do PVsyst



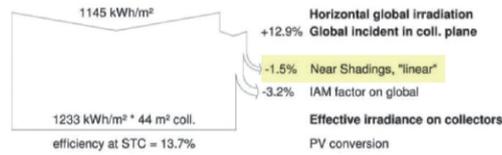
Fonte: SolarEdge (2019).

Uma vez projetado o sistema FV, foi feita a simulação utilizando inversores *string* e inversores com otimizadores c.c.-c.c. e foi realizada a comparação entre a produção de energia gerada por ambos. O resultado encontrado mostrou que o inversor SolarEdge com otimizadores de potência, apresentou uma produção de energia 9% superior em relação aos inversores *string* (“comum”), conforme apresenta relatório técnico oriundo do PVsyst (ver Figura 5), retiradas dos relatórios obtidos com a simulação.

Figura 5 – Resultados da simulação PVsyst para a situação com sombreamento parcial

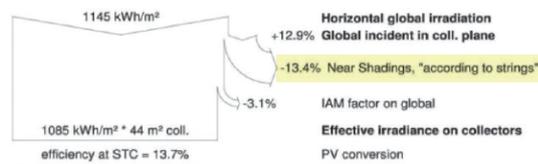
SolarEdge

Energia Produzida 6262 kWh/year
Índice de Rendimento 80.7 %



Inversor Comum

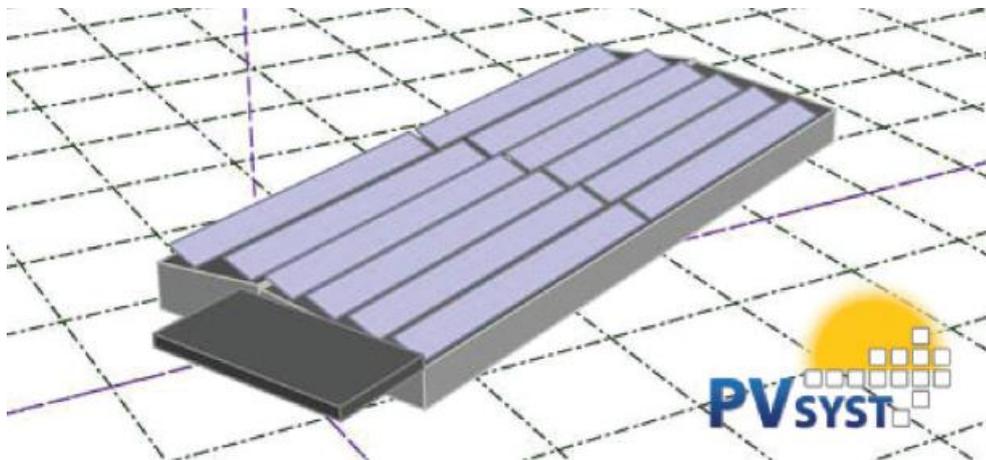
Energia Produzida 5574 kWh/year
Índice de Rendimento 71.8 %



Fonte: SolarEdge (2019).

Para a situação sem sombreamento parcial (Figura 6) foi projetado outro sistema fotovoltaico e o mesmo foi novamente simulado sendo que, novamente, o resultado energético para o inversor com conversores c.c.-c.c. foi melhor (perdas por *mismatching* menores) conforme apresenta a Figura 7.

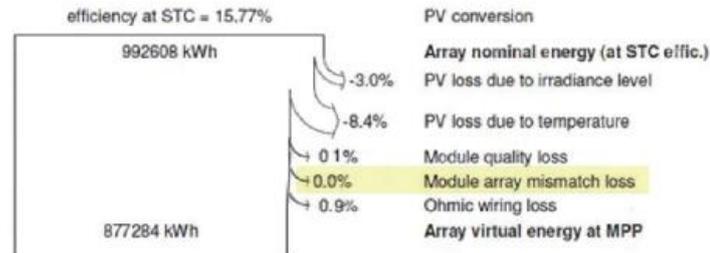
Figura 6 – Simulação PVsyst sem sombreamento parcial



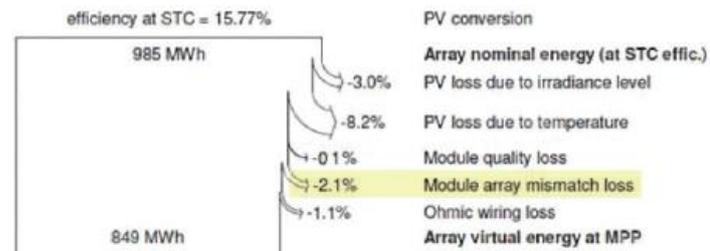
Fonte: SolarEdge (2019).

Figura 7 – Resultados da simulação PVsyst para a situação sem sombreamento parcial

SolarEdge



Inversor Comum



Fonte: SolarEdge (2019).

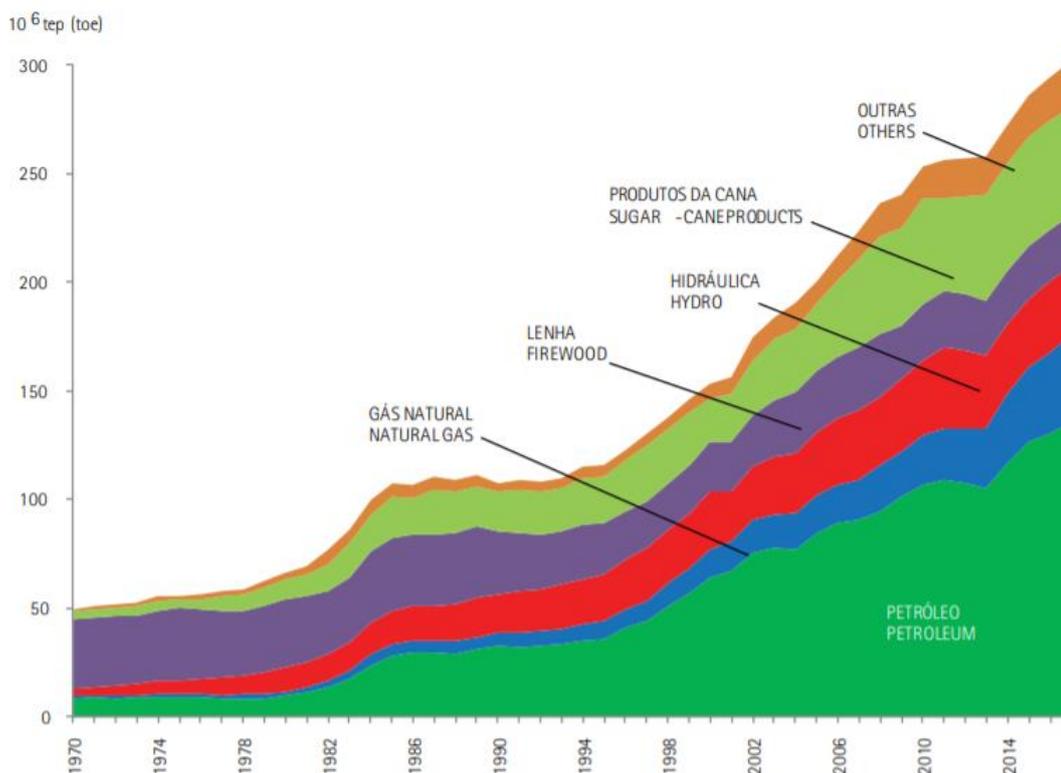
A monitoração dos parâmetros elétricos (ex.: corrente, tensão, potência), em qualquer sistema de geração de energia, é importante e, para a análise de viabilidade econômica e financeira de um sistema fotovoltaico, faz-se necessário monitorar constantemente a sua produção de energia, avaliando suas incertezas, de forma que se tenha uma melhor compreensão da geração de energia e, conseqüentemente, de seu retorno econômico. Dessa forma, o desenvolvimento das tecnologias existentes para aumento de eficiência e capacidade de geração se torna uma necessidade, além do acompanhamento e análise da geração, e seus respectivos parâmetros energéticos colaboram para melhorar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Portanto, o estudo proposto neste trabalho realizou a monitoração e análise da produção de energia elétrica (incluindo Taxa de desempenho e Energia Específica) em 37 sistemas fotovoltaicos com diferentes tecnologias de conversores estáticos instalados em distintas localidades do estado de Minas Gerais, sendo a maior parte instalada no leste mineiro.

2.1 Energia Solar

O aumento pela demanda de energia elétrica em todo mundo ampliou a necessidade de novas fontes de energia. Este crescimento da carga é provocado por novos equipamentos elétricos, motores, carros elétricos e diversos outros eletrodomésticos, cada dia mais presentes em residências, comércios, indústrias e fazendas. Em reportagem veiculada pelo jornal *Estado de Minas* em 14/02/2019, o Grupo BP estima que o Brasil deve aumentar, em média, 2,2% ao ano o consumo de energia até o ano de 2040.

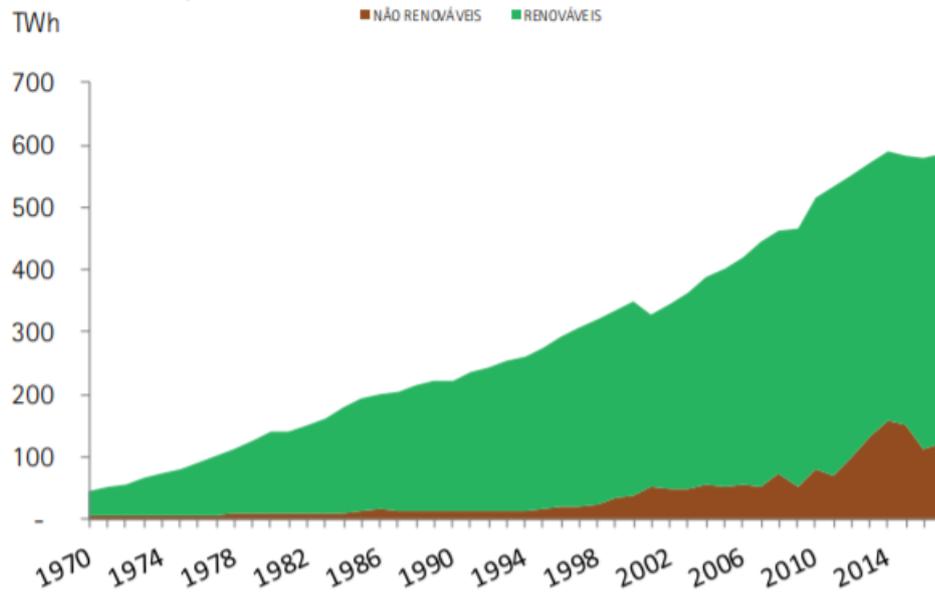
As Figuras 8, 9 e 10 apresentam os resultados encontrados para o Balanço Energético Nacional (BEN, 2018) realizado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) do Ministério de Minas e Energia (MME), em que se pode verificar que a produção de energia para todas as fontes, renováveis e não renováveis, vêm crescendo com o tempo e assim, a capacidade instalada da geração.

Figura 8 – Produção de Energia Primária



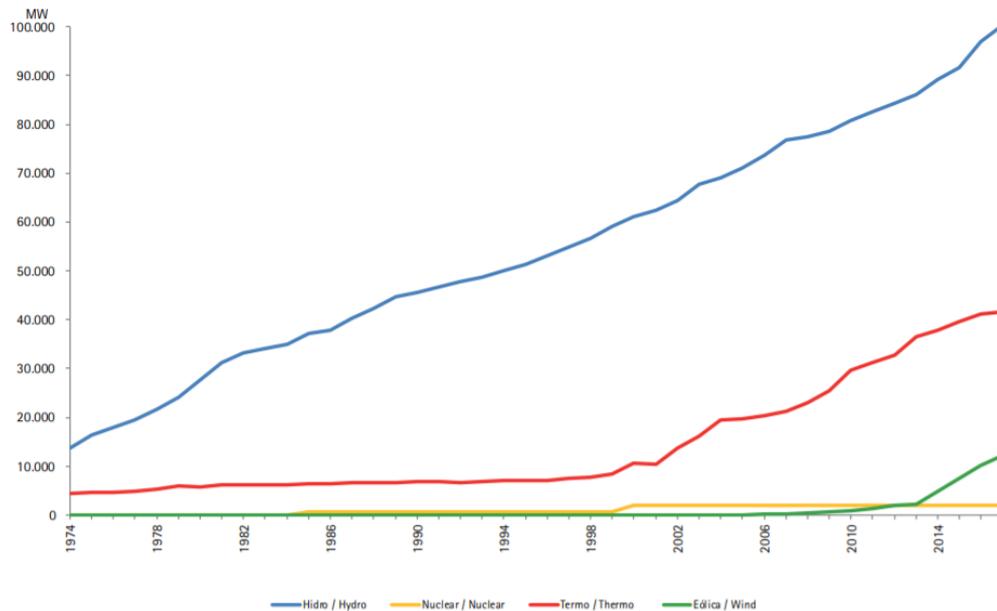
Fonte: Balanço Energético Nacional, EPE (2018).

Figura 9 – Geração de Energia Total



Fonte: Balanço Energético Nacional, EPE (2018).

Figura 10 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica



Fonte: Balanço Energético Nacional, EPE (2018).

Os modelos de geração de energia elétrica tradicionais como usinas hidrelétricas, termelétricas (operadas por combustíveis fósseis, por exemplo: carvão mineral e petróleo) e usinas nucleares, ainda compõem a matriz energética de diversos países, inclusive o Brasil, e são responsáveis pela maior parte da energia gerada no mundo. Porém, pode-se aproveitar o

recurso solar oriundo do Sol, que é uma grande fonte de energia que abastece o nosso planeta diariamente, através da irradiação incidente na forma de luz e calor.

A energia pode ser transformada de uma forma para outra, mas não pode ser criada ou destruída. Este princípio, parte da Lei da Conservação de Energia e pode ser aplicado para qualquer sistema isolado. O entendimento de conceitos científicos e de leis fundamentais como essa levam a um melhor entendimento para desenvolvimento tecnológico.

De acordo com a Primeira Lei da Termodinâmica, a energia não é criada ou destruída, mas, pode somente ser transformada. Por exemplo, energia elétrica pode ser transformada em mecânica e vice-versa. Durante a transformação, a energia que não for completamente transformada em mecânica é convertida em calor, aquecimento ou qualquer outro tipo de energia, pode ser considerada como perda e vai variar conforme eficiência do equipamento.

De acordo com a Segunda Lei da Termodinâmica, a quantidade de entropia de qualquer sistema isolado termodinamicamente tende a incrementar-se com o tempo, até alcançar um valor máximo. Quando uma parte de um sistema fechado interage com outra parte, a energia tende a dividir-se por igual, até que o sistema alcance um equilíbrio térmico.

A partir dos dois conceitos acima e, considerando que o planeta Terra é um sistema termodinâmico fechado, com recursos naturais limitados, percebe-se a importância da energia solar, que é recebida pelo planeta diariamente partindo de uma fonte externa e deve ser aproveitada.

Apresentamos a seguir alguns conceitos que devem ser compreendidos para um melhor entendimento da energia solar incidente sobre a Terra.

2.1.1 Irradiância

É a taxa a qual a energia radiante incide em uma superfície por unidade de área (W/m^2 ou kW/m^2) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

2.1.2 Irradiação

É a energia incidente, por unidade de área, em uma superfície, determinada a partir da integração de irradiância por um dado período, geralmente em uma hora ou dia (Wh/m^2 ou kWh/m^2 , J/m^2) (DUFFIE e BECKMAN, 2013)

A Figura 13 apresenta dados em média mensal/anual diária, plano horizontal, para diferentes cidades mineiras, com destaque para a cidade de Ipatinga.

Figura 13 – Dados sobre radiação solar global (kWh/m².dia) para distintas cidades mineiras

Microregião	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Peçanha	5,4	5,6	5	5	4	3,9	3,9	4,6	4,7	5,1	4,5	5	4,7
Ouro Preto	4,8	5,4	4,7	4,7	4,2	4,1	4,3	4,9	5	5,1	4,4	4,5	4,7
Mantena	5,4	5,6	5,1	5,1	4	3,8	3,9	4,3	4,5	4,9	4,5	5	4,7
Itabira	5	5,5	4,7	4,7	4,1	3,9	4,1	4,8	4,8	5	4,4	4,7	4,7
Ipatinga	5,2	5,6	4,9	4,9	4,1	3,9	4	4,6	4,6	4,9	4,4	4,9	4,7
Governador Valadares	5,5	5,7	5,1	5,1	4	3,8	3,9	4,4	4,5	5	4,6	5,1	4,7
Conceição do Mato Dentro	5,1	5,4	4,7	4,7	4,1	3,9	4,1	4,8	4,9	5,1	4,4	4,7	4,7
Cataguases	5,3	5,8	5,1	5,1	3,9	3,8	3,9	4,4	4,6	5	4,6	5,1	4,7
Andrelândia	4,3	5,4	4,7	4,7	4,1	3,9	4,1	4,8	4,9	5,1	4,7	4,8	4,7
Aimorés	5,4	5,7	5,1	5,1	4,1	3,9	3,9	4,4	4,5	4,8	4,5	5	4,7
Viçosa	5	5,6	4,8	4,8	4	3,8	4	4,6	4,7	5	4,4	4,7	4,6
Ubá	5,1	5,7	4,9	4,9	3,9	3,8	4	4,5	4,7	5	4,5	4,8	4,6
Muriáe	5,1	5,6	4,8	4,8	4	3,9	4	4,6	4,8	4,9	4,4	4,8	4,6
Guanhães	5,2	5,4	4,7	4,7	4	3,8	3,9	4,6	4,8	5	4,3	4,8	4,6
Caratinga	5,3	5,6	4,9	4,9	4	3,8	3,9	4,5	4,5	4,8	4,4	5	4,6
Barbacena	4,9	5,4	4,7	4,7	4	3,9	4	4,7	4,8	5	4,4	4,7	4,6
Manhuaçu	5	5,4	4,7	4,7	4	3,8	3,9	4,5	4,6	4,7	4,3	4,7	4,5
Juiz de Fora	4,9	5,5	4,8	4,8	3,8	3,7	3,9	4,4	4,5	4,8	4,4	4,7	4,5

Fonte: Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (2016).

2.1.3 Horas de Sol Pleno (HSP)

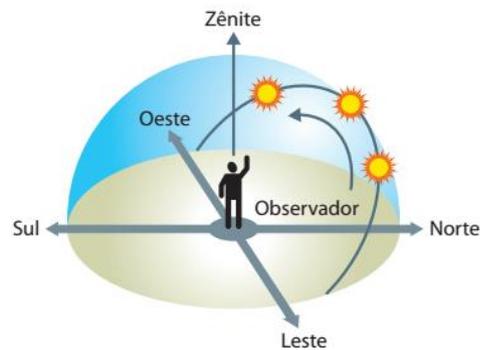
Conforme o Manual de Engenharia FV de 2014 (CRESESB/CEPEL, 2014), como existe uma linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, o HSP é uma forma conveniente de se expressar o valor acumulado de energia ao longo do dia. Esta grandeza reflete o número de horas que deve permanecer constante a 1000 W/m², de forma que a energia seja equivalente à disponibilizada pelo sol no local, acumulada ao longo de um determinado dia.

2.1.4 Fatores que Influenciam a Radiação Solar

Alguns fatores influenciam na incidência constante da radiação solar em nossa atmosfera e, conseqüentemente, fazem-se necessários ajustes, cálculos e avaliações das melhores tecnologias para serem implementadas, pois esses fatores irão influenciar no resultado ou rendimento final de uma usina solar. Além disso, deve-se conhecer como se comporta o recurso solar, pois a energia solar é uma fonte intermitente em nossa atmosfera. A Figura 14 apresenta trajetória do Sol em relação a um observador localizado na superfície terrestre, sendo que o movimento do Sol é de leste para oeste, pois é reflexo do movimento de rotação da Terra (oeste para leste). O ponto do horizonte leste em que o Sol nasce e o ponto do horizonte oeste em que ele se põe, assim como a inclinação do seu círculo diurno com o horizonte, depende da declinação do Sol (o quanto ele está mais ao norte ou mais ao sul do equador celeste) e da

latitude. Devido ao fato do plano orbital da Terra ter uma inclinação de $23^{\circ}27'$ (VILLALVA, 2017) em relação ao equador da Terra, a trajetória aparente do Sol apresenta a mesma inclinação em relação ao equador celeste, com isso, os pontos do horizonte do lugar em que o Sol nasce (no horizonte leste) e se põe (no horizonte oeste) variam ao longo do ano, assim como a sua máxima elevação acima do horizonte durante o dia.

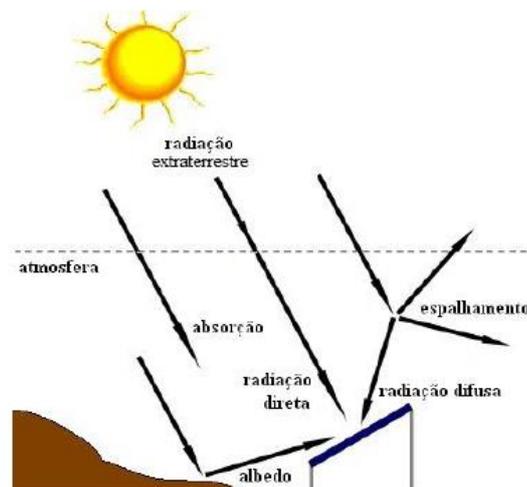
Figura 14 – Trajetória do Sol



Fonte: VILLALVA (2017).

Somente parte da energia disponibilizada pelo sol chega à superfície terrestre. Conforme apresentado pelo Manual de Engenharia FV (CRESESB, 2014), boa parte da irradiância solar é refletida pela superfície terrestre (7%) e outra parte absorvida (47%). O restante (46%) é refletido pela atmosfera, devido aos efeitos de absorção e espalhamento da atmosfera, a qual será influenciada pelo coeficiente Massa de Ar e, portanto, do ângulo zenital do Sol (CRESESB, 2014). A Figura 15 apresenta as componentes da Radiação Global, direta, difusa e devido ao albedo.

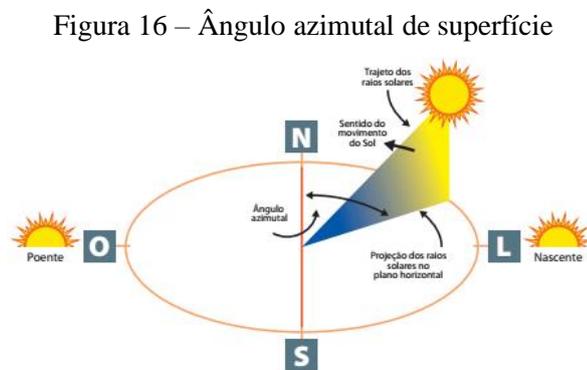
Figura 15 – Componentes da Radiação Solar



Fonte: CRESESB (2014).

Para maximizar a captação da radiação solar incidente durante as horas do dia, deve-se avaliar o ângulo de azimutal de superfície (orientação), representado na Figura 16 e o ângulo de inclinação.

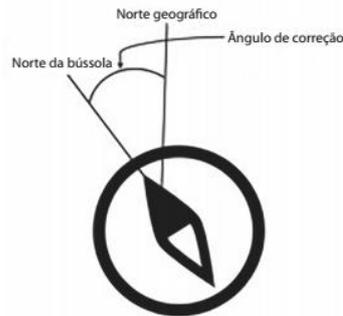
Ou seja, o ângulo de inclinação (β) de um módulo FV é o ângulo formado pelo plano inclinado do módulo e o plano horizontal, já o ângulo azimutal de superfície (γ), também denominado de ângulo de orientação do Módulo FV, corresponde ao ângulo formado entre a direção norte-sul e a projeção no plano horizontal da reta normal à superfície do coletor solar e medido a partir do Sul ($\gamma = 0$), cujo valor varia na faixa ($-180^\circ \leq \gamma \leq +180^\circ$) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).



Fonte: VILLALVA (2017).

De uma maneira prática, o ângulo azimutal de superfície, considerando a avaliação para o hemisfério sul do globo terrestre, deve-se dirigir a face coletora do módulo FV para o norte geográfico da Terra, de forma a otimizar o recurso solar incidente durante o ano e este será o norte magnético de uma bússola, por exemplo, devendo efetuar uma correção de acordo com o local onde será realizada a instalação referente ao ângulo magnético. Para saber a direção do norte real (geográfico), subtrai-se o ângulo de correção do ângulo (latitude do local) indicado pela bússola, conforme apresentado na Figura 17.

Figura 17 – Ângulo de correção de acordo com a localização geográfica



Fonte: VILLALVA (2017).

O mapa apresentado na Figura 18, do livro Energia Solar Fotovoltaica (VILLALVA, 2017), apresenta ângulos, médios, de correção para alguns estados. Representa o ângulo de forma genérica para todo estado, mas possui uma boa aproximação e serve de referência para projetos.

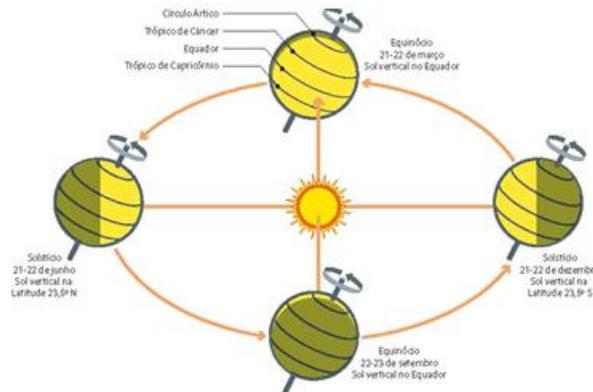
Figura 18 – Mapa de ângulos de correção para encontrar o norte geográfico, ou norte real (geográficos), a partir da indicação do norte magnético por uma bússola



Fonte: VILLALVA (2017).

Como a Terra descreve em torno do Sol uma trajetória elíptica, em que seu eixo apresenta inclinação de $23,45^\circ$ em relação ao plano normal, conforme representado na Figura 19, o efeito dessa inclinação, somado ao movimento de translação, origina as estações do ano.

Figura 19 – Movimentos de rotação e translação do planeta Terra



Fonte: VILLALVA (2017).

Este movimento, aliado a outros fatores citados, interfere na irradiância solar que incide na superfície terrestre. É um ciclo anual que ocorre naturalmente e que influencia na produtividade de sistemas fotovoltaicos. Dentre os fatores que podem interferir na produtividade de sistemas fotovoltaicos, pode-se citar:

- Nebulosidade
- Posição geográfica (Latitude e Longitude);
- Albedo, que é a quantidade de energia (irradiação) refletida pelas superfícies;
- Sazonalidade do Sol, movimento diário e sazonal da Terra (declinação solar);
- Ângulos de instalação, incluindo o ângulo de inclinação e o ângulo azimutal de superfície (orientação);
- Sujidade, poeiras e etc.;
- Descasamento (*mismatching*) entre células, módulos e etc.

2.2 Avaliação do Recurso Solar

As grandezas envolvidas na geometria solar são de grande relevância para as aplicações e cálculos em engenharia solar. Como já descrito, para um melhor desempenho de sistemas fotovoltaicos, a otimização da radiação solar incidente é importante e uma série de fatores influenciam, tais como: inclinação do módulo FV, orientação (azimute), fontes de sombreamento e etc.

Para a simulação da radiação solar sobre uma superfície inclinada utilizou-se a metodologia a seguir, implementando-se as fórmulas no Microsoft *Excel*. Cabe salientar que a

metodologia seguiu referências de Duffie e Beckman (2013); Vera (2004); Böhmer (2006); Abrava (2008) e Souza (2012). A seguir são apresentados o passo a passo da metodologia para a estimativa do recurso solar. A Tabela 1 apresenta dados de entrada para a avaliação do recurso solar:

Tabela 1 – Dados de Entrada Avaliação Recurso Solar

Entrada de Dados	
ϕ - Latitude Local (°)	- 18,8549
L - Longitude Local (°)	- 41,9559
β - Inclinação dos Módulos (°)	19
α - Desvio Azimutal (°)	0
Albedo	0,25
Altitude (m)	13,24

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.1 Latitude e Longitude

A metodologia considerou a seguinte premissa:

Latitude – Positiva se traçada ao norte; Negativa se traçada ao Sul;

Longitude – 0° a 180° para Leste; 0° a -180° para Oeste.

2.2.2 Declinação Solar (δ)

A declinação solar é definida como a posição angular ao meio-dia solar em relação ao plano do Equador. Pode ser entendida como uma medida análoga à latitude geográfica no sistema de coordenadas equatoriais (DUFFIE e BECKMAN, 2013), pode ser obtido através da equação de Cooper (1969), conforme a equação 1:

$$\delta = 23.45 \sin \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (1)$$

Onde:

- n – Representa o Dia Juliano;
- A declinação solar pode variar de -23°,45 a +23°,45.

A Tabela 2 apresenta resultados obtidos aplicando a equação de Copper:

Tabela 2 – Cálculo declinação Solar

Mês	Declinação Solar	Hora do Pôr do Sol
Janeiro	- 20,9170	97,4997
Fevereiro	-12,9546	94,5056
Março	-2,4177	90,8262
Abril	9,4149	86,7538
Mai	18,7919	83,3271
Junho	23,0859	81,6302
Julho	21,1837	82,3948
Agosto	13,4550	85,3136
Setembro	2,2169	89,2425
Outubro	-9,5994	93,3110
Novembro	-18,9120	96,7190
Dezembro	-23,0496	98,3550

Fonte: Elaborada pelo autor.

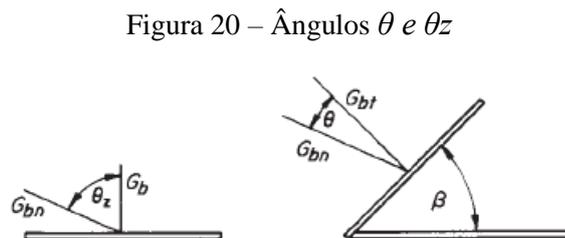
2.2.3 Fator Geométrico (R_b)

O valor de R_b corresponde à razão entre a radiação extraterrestre incidente no plano inclinado e a radiação incidente no plano horizontal.

A Figura 20 representa o ângulo formado entre a incidência da radiação terrestre no plano inclinado e no plano horizontal e linhas imaginárias perpendiculares a esses planos, sendo:

θ – é o ângulo formado entre a normal à superfície e a reta determinada pela direção da radiação solar direta. Sua variação é: $0^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$.

θ_z – é o ângulo formado entre a vertical a um observador local e o raio da componente direta da radiação solar



Fonte: DUFFIE e BECKMAN (2013).

É dado pelas equações 2,3 e 4 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$\cos \theta =$

$$\begin{aligned} & (\text{sen } \delta \text{ sen } \phi \cos \beta - \text{sen } \delta \cos \phi \text{ sen } \beta \cos \gamma) \cdot \frac{\pi}{180} (w_2 - w_1) + \\ & + (\cos \delta \cos \phi \cos \beta + \cos \delta \text{ sen } \phi \text{ sen } \beta \cos \gamma) \cdot (\text{sen } w_2 - \text{sen } w_1) + \\ & - (\cos \delta \text{ sen } \beta \text{ sen } \gamma) \cdot (\cos w_2 - \cos w_1) \end{aligned} \quad (2)$$

$\cos \theta_z =$

$$(\cos \phi \cos \delta) \cdot (\text{sen } w_2 - \text{sen } w_1) + (\text{sen } \phi \text{ sen } \delta) \cdot \frac{\pi}{180} (w_2 - w_1) \quad (3)$$

$$R_b = \frac{G_{b,T}}{G_b} = \frac{G_{b,n} \cos \theta}{G_{b,n} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (4)$$

$\phi \rightarrow$ Latitude;

$\beta \rightarrow$ Ângulo de inclinação da superfície (módulos);

$\delta \rightarrow$ Declinação Solar;

$\gamma \rightarrow$ Ângulo azimutal de superfície;

$W_1 \rightarrow$ Ângulo do nascer do sol;

$W_2 \rightarrow$ Ângulo do pôr do sol.

2.2.4 Ângulo Horário do Pôr do Sol (W_s e W_s')

A equação para o ângulo horário do pôr do sol para superfície horizontal é dada pela equação 5 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$W_s = \text{arc cos}(-\text{tg } \phi \text{ tg } \delta) \quad (5)$$

A equação para o ângulo horário do pôr do sol para superfície inclinada é dada pela equação 6 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$W_s' = \min \left[\begin{array}{l} \text{arc cos}(-\text{tg } \phi \text{ tg } \delta) \\ \text{arc cos}(-\text{tg } (\phi + \beta) \text{ tg } \delta) \end{array} \right] \quad (6)$$

2.2.5 Radiação Solar Extraterrestre (H_0)

Radiação solar extraterrestre é a radiação obtida no topo da atmosfera, ou aquela obtida numa superfície horizontal na ausência da atmosfera (BÖHMER, 2006). O valor diário, em MJ/m²/dia, é dado pela expressão 7 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \cdot 3600 \cdot CS \cdot E_0 \cdot [w_s(\text{sen } \delta \text{ sen } \phi) + (\text{cos } \delta \text{ cos } \phi \text{ sen } w_s)] \quad (7)$$

Onde:

- CS é a constante solar, igual a 1367 W/m² (DUFFIE e BECKMAN, 2013)
- E_0 é a correção da excentricidade da órbita da Terra.

Como a distância entre a Terra e o Sol varia conforme estações do ano, devido aos movimentos de rotação e translação, Duffie e Beckman (2013) apresentam duas equações para correção: Equação de Spencer (1971) (Equação 8)

$$E_0 = 1 + 0,033 \cos \frac{360 \cdot DJ}{365} \quad (8)$$

e a Equação de Iqbal (1983) (Equação 9)

$$E_0 = 1,000110 + 0,034221 \cos B + 0,00128 \text{sen } B + 0,000179 \cos 2B + 0,000077 \text{sen } 2B \quad (9)$$

onde:

$$B = (DJ - 1) \frac{360}{365} \quad (10)$$

2.2.6 Índice de claridade (K_t)

O índice de claridade é dado pela relação entre a radiação incidente na superfície terrestre, conforme equação 11 (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$K_t = \frac{H}{H_0} \quad (11)$$

Onde:

H – é a radiação solar global na superfície horizontal (kWh/m²/dia)

2.2.7 Fator de Radiação Difusa (K_d)

Segundo Collares-Pereira & Rabl (1979), conforme equação 12 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$K_d = \frac{H_d}{H} \quad (12)$$

Onde:

H_d – é a radiação solar difusa em uma superfície horizontal.

Duffie e Beckman (2013) apresentam a equação de Collares-Pereira & Rabl correspondente (Equação 13):

$$\frac{H_d}{H} = \begin{cases} 0.99 & \text{for } K_T \leq 0.17 \\ 1.188 - 2.272K_T + 9.473K_T^2 - 21.865K_T^3 + 14.648K_T^4 & \text{for } 0.17 < K_T < 0.75 \\ -0.54K_T + 0.632 & \text{for } 0.75 < K_T < 0.80 \\ 0.2 & \text{for } K_T \geq 0.80 \end{cases} \quad (13)$$

Ainda segundo Böhmer (2006), para valores de radiação diária média mensal, a relação pode 14 ser usada:

$$K_d = 0,775 + 0,00653(ws-90) - [0,505 + 0,00455(ws-90)] \cos(115kt-103) \quad (14)$$

2.2.8 Dia médio do mês

O dia médio do mês é utilizado para caracterizar cada mês com um valor específico. O Dia Juliano é uma contagem sucessiva de dias do ano. Ambos são representados na Tabela 3:

Tabela 3 – Dia Médio do Mês e Dia Juliano

Mês	Dia do Mês	Total Dias	Dias Julianos
Janeiro	17	31	17
Fevereiro	16	28	47
Março	16	31	75
Abril	15	30	105
Mai	15	31	135
Junho	11	30	162
Julho	17	31	198
Agosto	16	31	228
Setembro	15	30	258
Outubro	15	31	288
Novembro	14	30	318
Dezembro	10	31	344

Fonte: Adaptada de BÖHMER (2006).

2.2.9 Radiação solar sobre uma superfície inclinada (H_β)

Para calcular a radiação em uma superfície inclinada, deve-se somar as componentes da radiação direta, difusa e refletida. Conforme equação 15 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$H_\beta = H \left(1 - \frac{H_d}{H} \right) R_b + H_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \cdot p \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (15)$$

Onde:

P = Albedo: Razão entre a radiação refletida e a incidente.

Tabela 4 – Relação Superfície e Albedo

Superfície	Albedo
Terra marrom seca	0,2
Terra preta seca	0,13
Terra preta úmida	0,08
Gramma	0,15 – 0,30
Asfalto novo	0,09
Areia branca	0,6
Areia molhada	0,09
Neve fresca	0,8
Telha de barro (vermelha)	0,33
Telha de cimento – amianto nova	0,39
Telha de cimento – amianto velha	0,25
Tijolo vermelho	0,32
Tinta branca	0,8

Fonte: VERA (2004).

2.2.10 Radiação horária

O cálculo da irradiação total horária pode ser realizado através do método de Collares-Pereira *and* Rabl (1979), apresentado nas equações 16 a 21 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$I_{rh} = r_t \cdot H \quad (16)$$

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \quad (17)$$

Onde

I_{rh} – Irradiação solar horizontal horária

r_t – fator da radiação solar horizontal

e os coeficientes a e b são respectivamente:

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 60) \quad (18)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_s - 60) \quad (19)$$

Onde:

w – é o ângulo definido a partir da hora solar, sendo:

$$w = 15^\circ \cdot (\text{hora solar} - 12) \quad (20)$$

$$\text{hora solar} = \text{hora oficial} + 4 \cdot (\text{Lst} - \text{Lloc}) + E \quad (21)$$

Onde:

Lst – Longitude padrão do fuso

Lloc – Longitude local

E – Equação do tempo de Spencer (1971)

Equação do Tempo:

A equação do tempo de Spencer (1971) (Equação 22), citada por Iqbal (1983), conforme equação 22 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$E = 229,2 \cdot (0,000075 + 0,001868 \cos \beta - 0,032077 \text{Sen} \beta - 0,014615 \text{Cos}^2 \beta - 0,04089 \text{Sen} 2\beta) \quad (22)$$

Irradiação Horária Difusa, conforme equações 23 e 24 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$I_d = r_d \cdot H_d \quad (23)$$

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \quad (24)$$

Onde:

I_d – Irradiação solar horária difusa

R_d – fator da irradiação difusa

Radiação Solar Direta, conforme equações 25 a 28 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$I_{\beta T} = I_{\beta} \cdot \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_z} \quad (25)$$

Onde:

$I_{\beta T}$ – Irradiação direta sobre uma superfície inclinada;

I_{β} – Irradiação direta na horizontal ($I_{rh} - I_d$)

Onde:

$$\begin{aligned} \cos \theta_s = & \text{sen } \delta \text{ sen } \phi \text{ cos } \beta - \text{sen } \delta \text{ cos } \phi \text{ sen } \beta \text{ cos } \gamma + \text{cos } \delta \text{ cos } \phi \text{ cos } \beta \text{ cos } w \\ & + \text{cos } \delta \text{ sen } \phi \text{ sen } \beta \text{ cos } \gamma \text{ cos } w + \text{cos } \delta \text{ sen } \beta \text{ sen } \gamma \text{ sen } w \end{aligned} \quad (26)$$

Onde:

$$\cos \theta_z = \text{sen } \delta \text{ sen } \phi + \text{cos } \delta \text{ cos } \phi \text{ cos } w \quad (27)$$

E ainda:

$$R_b = \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_z} \quad (28)$$

Radiação Horária Média

A partir das equações anteriores pode-se representar a radiação horária média, conforme equação 29 (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$I_T = (H \cdot r_t - H_d \cdot r_d) \cdot R_b + H_d \cdot r_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \cdot r_t \cdot p \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (29)$$

2.3 Energia Solar Fotovoltaica

A energia do Sol pode ser utilizada para gerar energia elétrica com a utilização de sistemas fotovoltaicos. Esses sistemas têm a capacidade de captar a irradiação incidente e produzir corrente elétrica através do efeito fotovoltaico. Esse fenômeno ocorre quando a radiação eletromagnética do Sol, incide sobre uma célula feita de materiais semicondutores com características específicas.

Uma célula fotovoltaica é composta normalmente pela junção de duas camadas de material semicondutor, uma do tipo P e outra do tipo N, onde o material N possui um excedente de elétrons e o material P apresenta falta de elétrons. A incidência de radiação solar excita esses elétrons que tendem a fluir da camada N para a camada P criando um campo elétrico dentro de uma barreira de potencial no interior da estrutura de cada célula (VILLALVA, 2013).

A Figura 21 apresenta módulos de um sistema fotovoltaico instalado em telhado em uma indústria de Minas Gerais.

Figura 21 – Sistema fotovoltaico instalado em telhado em uma indústria de Minas Gerais

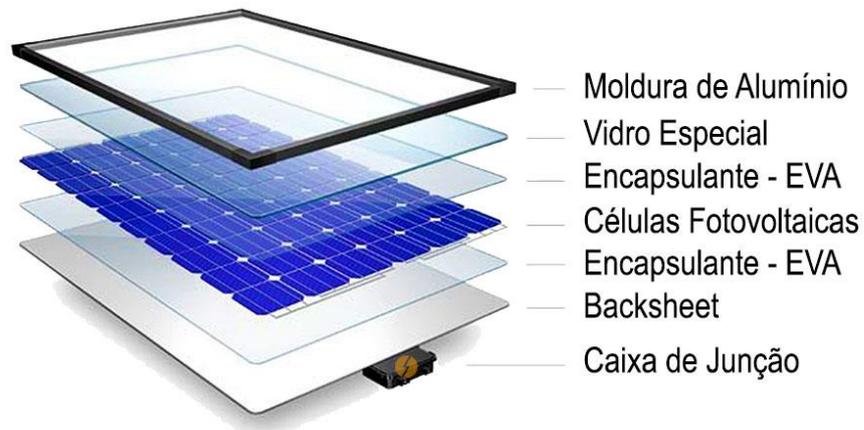


Fonte: Elaborada pelo autor.

2.3.1 O Módulo Fotovoltaico

As células fotovoltaicas produzidas e comercializadas atualmente são embasadas em três principais tipos de tecnologias, monocristalino, policristalino e filmes finos. A maneira mais tradicional de se fabricar uma célula fotovoltaica é com fatias superfinais de silício cristalino $(C-Si)$, também conhecido como "silício de grau solar". As células de silício cristalino são fatias de lingotes de silício cristalino que são depois tratadas quimicamente para que possam produzir energia elétrica com a radiação solar incidente através do efeito fotovoltaico (VILLALVA, 2017). Essas células são conectadas em série e em paralelo formando um circuito elétrico produzindo corrente, tensão e potência. As mesmas são encapsuladas e emolduradas a fim de obter um módulo fotovoltaico conforme apresenta a Figura 22.

Figura 22 – Esquema construtivo de um módulo fotovoltaico



Fonte: Site PORTAL SOLAR (2019).

Como já mencionado, existem no mercado as células de silício monocristalino e silício policristalino, as quais são bastante utilizadas. As respectivas células possuem estética distintas, como pode ser ver na Figura 23.

Figura 23 – Célula de silício monocristalino e policristalino



Fonte: Site PORTAL SOLAR (2019).

As células feitas de silício monocristalino (mono-Si) são facilmente identificadas, normalmente são mais escuras e possuem as suas extremidades recortadas, como um octógono, porque as lâminas de silício (*Wafers*) são cortadas a partir de lingotes cilíndricos, que são tipicamente produzidas pelo processo *Czochralski* (VILLALVA, 2017). Como possuem silício mais puro, gastam mais energia para fabricação e, normalmente, são mais caras. Podem apresentar maior eficiência, mas, ao mesmo tempo, possuem um coeficiente de temperatura maior, de forma que perdem um percentual maior de potência para cada grau centígrado

elevado. Além disso, em NOCT², normalmente possuem menor potência quando comparadas à potência dos módulos que utilizam de células policristalinas.

Conforme pesquisa realizada pela Greener (2019), as células policristalinas são as mais usadas em painéis fotovoltaicos e correspondem a mais de 80% do mercado. Atualmente, os módulos possuem a mesma eficiência, ou bem próximo dos painéis monocristalinos, perdem menos potência com o aumento da temperatura e normalmente são mais baratos, pois, o processo de purificação despende menos energia.

A Figura 24 apresenta as diferenças para as potências nominais e coeficientes de temperatura para módulos de 290Wp mono e policristalinos do fabricante Canadian Solar.

Figura 24 – Dados técnicos de módulos monocristalino e policristalino em condições de temperatura nominal de operação do módulo (NMOT)

ELECTRICAL DATA NMOT*				ELECTRICAL DATA NMOT*				
CS6K	285P	290P	295P	CS6K	275 M	280 M	285 M	290 M
Nominal Max. Power (Pmax)	210 W	214 W	218 W	Nominal Max. Power (Pmax)	202 W	206 W	209 W	213 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	28.9 V	29.1 V	29.3 V	Opt. Operating Voltage (Vmp)	28.8 V	29.0 V	29.2 V	29.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.28 A	7.36 A	7.44 A	Opt. Operating Current (Imp)	7.02 A	7.10 A	7.18 A	7.26 A
Open Circuit Voltage (Voc)	35.8 V	36.0 V	36.1 V	Open Circuit Voltage (Voc)	35.7 V	35.9 V	35.9 V	36.0 V
Short Circuit Current (Isc)	7.78 A	7.85 A	7.92 A	Short Circuit Current (Isc)	7.52 A	7.62 A	7.68 A	7.74 A

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS		TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Specification	Data	Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.39 % / °C	Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C	Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C	Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 2 °C	Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 2 °C

Fonte: CANADIAN SOLAR – Datasheet CS6K-P referente aos módulos policristalinos à esquerda e Datasheet CS6K-M referente aos módulos monocristalinos à direita. Adaptado pelo autor.

O estudo realizado por Souza (2019)³, o qual avaliou qual é a melhor tecnologia de célula solar para o Brasil analisando os catálogos técnicos (*datasheets*) de módulos fotovoltaicos de 290 Wp (mono e policristalinos), apresentou às seguintes conclusões:

- Os módulos fotovoltaicos policristalinos são menos sensíveis à temperatura do que os módulos monocristalinos;

² Temperatura normal de operação da célula.

³ <https://www.ecorienergiasolar.com.br/>

- Em países quentes, como o Brasil, aconselha-se o uso de módulos fotovoltaicos menos sensíveis à variação da temperatura ambiente. Portanto, entre um módulo mono e um poli, o mais indicado seria um policristalino;
- Se você comprar um módulo mono de 340Wp, no verão ele produzirá quase como um módulo poli de 325Wp.

Finalmente, com a evolução constante tecnológica, módulos com potência de 250Wp, que eram facilmente encontrados em 2015, hoje já não são encontrados prontamente para compra, sendo mais comuns módulos com potência de 270Wp a 410Wp. Lee (2018), afirma que novas tecnologias vêm sendo utilizadas e isso está contribuindo para o aumento da potência dos módulos fotovoltaicos, sendo que, as células de silício cristalino possuem um limite de eficiência e a aplicação de diferentes tecnologias na fabricação dos módulos contribui para o aumento da eficiência dos módulos comerciais.

2.3.1.1 Funcionamento dos módulos fotovoltaicos

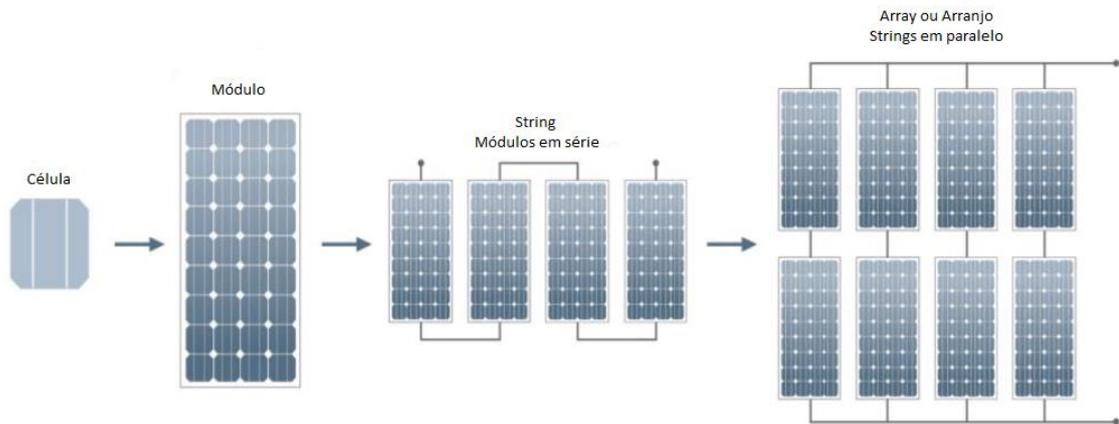
Os módulos fotovoltaicos são formados por um conjunto de células ligadas em série. Cada célula é capaz de fornecer tensão de aproximadamente 0,6V e, normalmente, os módulos são constituídos por 60 ou 72 células. Atualmente, novas tecnologias como PERC⁴ ou *Half Cell*⁵ possuem até 144 células.

A corrente elétrica produzida por uma célula depende da sua área, de forma que quanto maior a área, maior a captação da radiação solar incidente e maior a geração de corrente. Os módulos comerciais têm corrente em torno de 8A. A Figura 25 apresenta a representação de uma célula, conjunto de células (módulo), conjunto de módulos em série (*string*), conjunto de strings ligadas em série e paralelo formando um arranjo FV (*Array*).

⁴ *Passivated Emitter Rear Cell* são células que aproveitam os raios refletidos na parte traseira do módulo.

⁵ Tecnologia com células cortadas ao meio.

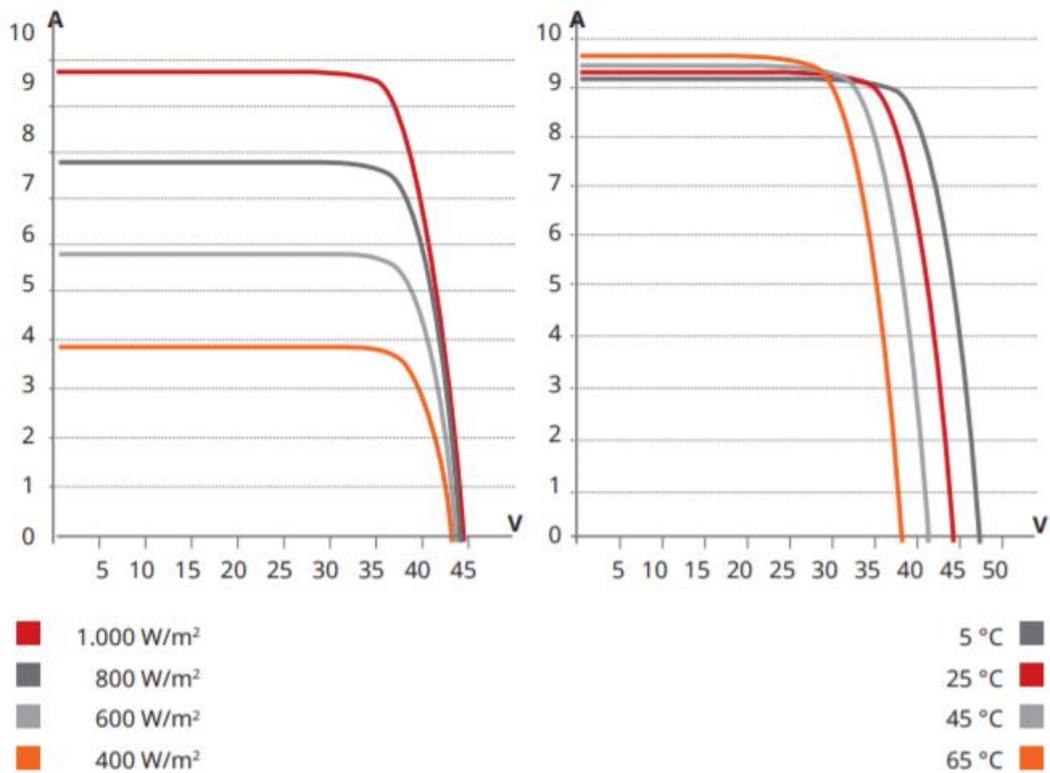
Figura 25 – Célula, Módulo, String e Arranjo



Fonte: Australian Government – YourHome (STAPLETO, NEILL & MILNE, 2013).

A corrente e a tensão do módulo variam conforme aumento ou decréscimo da irradiância e também da temperatura de célula, conforme características apresentadas no gráfico da Figura 26.

Figura 26 – Curvas I-V. Variação da tensão e corrente com o aumento/decaimento da irradiância e temperatura de célula



Fonte: CANADIAN SOLAR – Datasheet CS6U 320P.

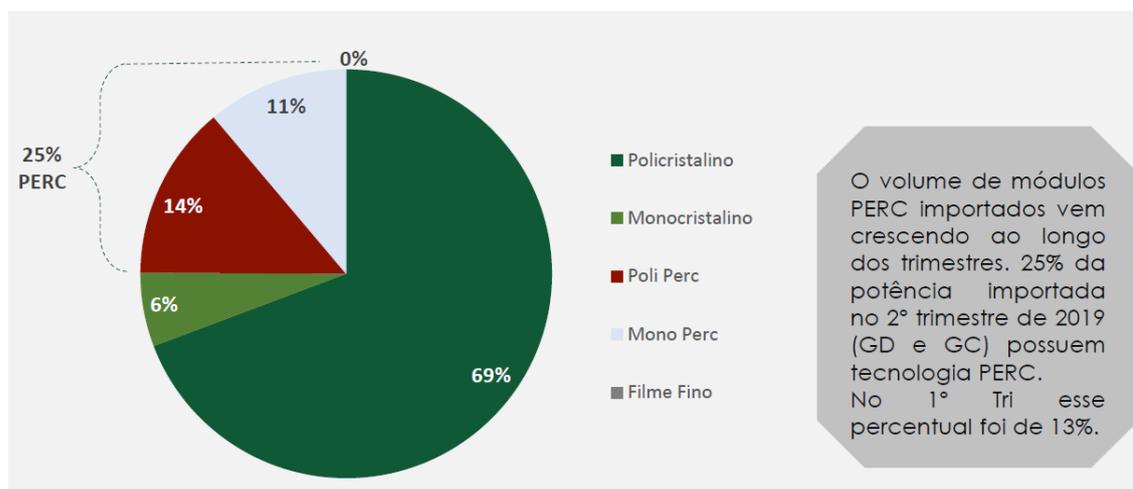
De acordo com a Figura 26 é possível notar que a tensão varia pouco com a irradiância, sofrendo mais influência com a variação da temperatura de célula. Já a corrente elétrica produzida pelo gerador fotovoltaico, é influenciada, proporcionalmente, pela variação da irradiância ocasionada, por exemplo, por nuvens, poeira e sombreamentos indevidos, edificações e árvores ao redor do local de instalação sobre a superfície do módulo fotovoltaicos.

Além disso, outro fator importante para a operação e manutenção de uma usina fotovoltaica é a limpeza dos módulos que deve ser realizada periodicamente, a fim de evitar níveis de sujeira e quantidade de particulados sejam representativos, ocasionando a redução de potência do sistema.

2.3.1.2 Diferentes tecnologias

Além dos tradicionais módulos fotovoltaicos, ou seja, módulos que possuem tecnologias de silício cristalino, como já mencionado (Ex.: mono e policristalinos de 60 ou 72 células FVs), hoje existem no mercado outras tecnologias de células (Ex.: CdTe, CIS/CIGS) e até mesmo tecnologia c-Si com configurações com número maior de células FV e mais eficientes. Alguns fabricantes mantiveram a área usual dos módulos tradicionais, porém, conseguiram aumentar a sua potência, como os módulos de c-Si, com tecnologia Half Cell (Ex.: módulo FV do fabricante Canadian Solar de 355Wp, composto por 144 células Fv), e estes possuem o mesmo tamanho dos módulos tradicionais de C-Si 330Wp, porém, são mais eficientes, possuindo maior potência. A Figura 27 apresenta participação nacional de diferentes tecnologias de módulos FVs.

Figura 27 – Participação das tecnologias de módulos no mercado nacional



Fonte: GREENER (2019).

Half Cell

Como já descrito anteriormente, os módulos FV's denominados de “*Half-cell*” possuem o dobro de células FV's em relação aos módulos tradicionais, ou seja, estes módulos possuem 144 células que podem possuir mesmo tamanho dos módulos de 72 células e com potências maiores, 355W por exemplo, se comparado aos tradicionais 330W. Porém, em seu processo de fabricação, cada célula utilizada nos módulos é dividida ao meio (*half-cell*) de forma a reduzir a corrente de cada uma e, assim, o módulo pode operar com menor corrente elétrica e, conseqüentemente, menor temperatura de célula, diminuindo assim, o efeito *joule* e as perdas por indução, ocasionando um aumento na eficiência, melhores coeficientes de temperatura, maiores potências e menor quantidade de estruturas e cabos. A Figura 28 apresenta um exemplo de módulo c-Si com tecnologia *Half-cell*.

Figura 28 – Módulo *Half-Cell*



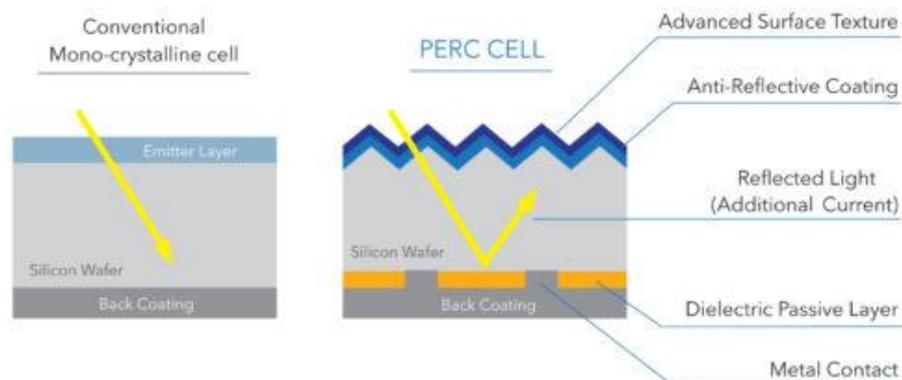
Fonte: Datasheet módulo HiKu
CS3W 400P Canadian Solar.

Cabe salientar que, as células semi-divididas geram metade da corrente de uma célula padrão reduzindo as perdas resistivas na interligação dos módulos solares. Menos resistência entre as células, aumenta a potência de saída de um módulo. As células *Half-cell* podem potencialmente aumentar a produção de energia entre 5W a 8W por módulo, dependendo de sua configuração.

Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia PERC

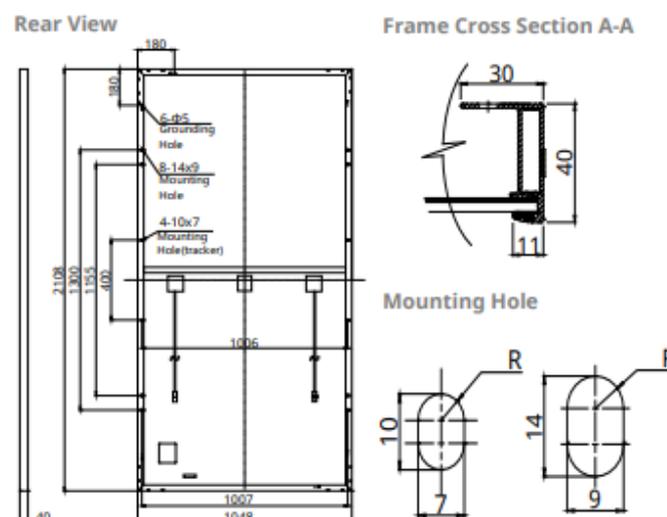
A palavra PERC é uma abreviação em inglês para *Passivated Emitter and Rear Cell*, que é o mesmo que emissor passivo da célula traseira. A tecnologia da célula PERC define uma arquitetura diferente da tecnologia tradicional que vem sendo utilizada há alguns anos. Essa tecnologia aumenta a possibilidade de captação da radiação solar além de ter os benefícios da tecnologia *Half Cell*, de forma a atingir potências maiores, e melhor eficiência, sem aumentar a área do módulo. A Figura 29 apresenta características de uma PERC em relação a uma célula tradicional. As Figuras 30 e 31 apresentam dimensões e dados técnicos de módulo FV PERC.

Figura 29 – Característica de uma célula com a tecnologia PERC em relação a tecnologia convencional



Fonte: Solar Power World⁶.

Figura 30 – Dimensões de um módulo FV PERC de 400Wp



Fonte: Datasheet módulo HiKu CS3W 400P Canadian Solar.

⁶ <https://www.solarpowerworldonline.com/2016/07/what-is-perc-why-should-you-care/>

Figura 31 – Dados técnicos do módulo FV em condições padrões de ensaio (STC)

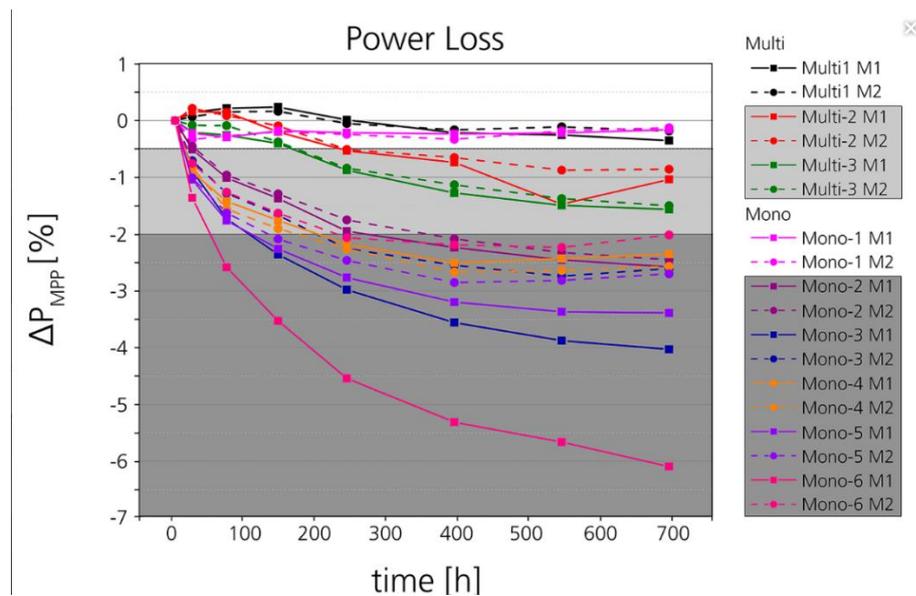
CS3W	390P	395P	400P	405P
Nominal Max. Power (Pmax)	390 W	395 W	400 W	405 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.19 A	10.26 A	10.34 A	10.42 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.8 V	47.0 V	47.2 V	47.4 V
Short Circuit Current (Isc)	10.74 A	10.82 A	10.90 A	10.98 A
Module Efficiency	17.65%	17.88%	18.11%	18.33%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	20 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

Fonte: Datasheet módulo HiKu CS3W 400P Canadian Solar.

O ganho de potência e eficiência são interessantes, mas, como é uma tecnologia recente, deve-se avaliar o comportamento em algumas situações. Por exemplo, um estudo realizado pelo Instituto Alemão de Energia Solar (*Fraunhofer Center for Silicon Photovoltaics*), em 2018, mostrou que a degradação induzida por temperaturas elevadas leva à uma perda de potência de até 6% para módulos PERC de silício monocristalino e, essa perda para módulos PERC de silício policristalino é menor que 2%, conforme apresenta a Figura 32. Portanto, e novamente, demonstra que a tecnologia de Si-p possui vantagens técnicas em relação a Si-mono.

Figura 32 – Variação da Potência em Teste com Módulos PERC em Temperaturas Elevadas



Fonte: FRAUNHOFER.⁷

⁷ <https://www.csp.fraunhofer.de/en/news/LeTID-Benchmark.html>

2.3.1.3 Mismatching (Descasamento)

O ‘*mismatch*’ ou descasamento, ocorre quando os módulos fotovoltaicos não apresentam propriedades elétricas totalmente idênticas, ou quando os módulos são expostos a condições ambientais (irradiância e temperatura) distintas, orientações e inclinações diferentes, sombreamentos etc. Na verdade, o ‘*mismatch*’ é um estado natural existente entre os módulos fotovoltaicos devido a diversos fatores como, por exemplo, quando os módulos já saem de fábrica com pequenas diferenças elétricas uns dos outros, fato que pode ser confirmado nas folhas de dados técnicos dos módulos FVs que, normalmente, apresentam uma possibilidade de variação da potência da ordem de 3% a 5%. A Figura 33 mostra a faixa de variação de potência em módulo PERC e a Figura 34 apresenta fatores que podem ocasionar uma situação de descasamento.

Figura 33 – Dados do módulo em STC

ELECTRICAL DATA STC*					
CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A
Module Efficiency	17.88%	18.11%	18.33%	18.56%	18.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	20 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

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

Fonte: Datasheet módulo HiKu CS3W 400P Canadian.

Adaptado pelo autor.

Figura 34 – Condições que colaboram com o *mismatch* entre os módulos

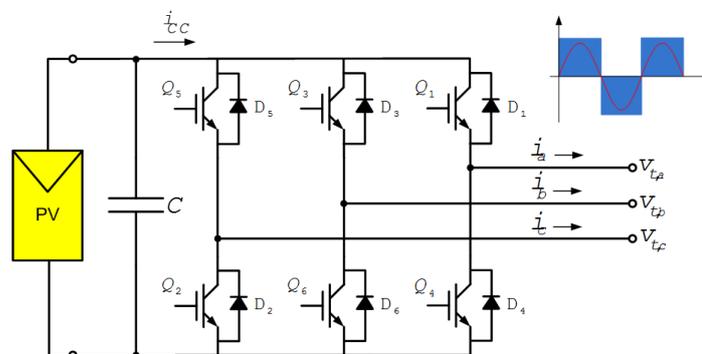


Fonte: SolarEdge. Adaptado Pelo Autor.

2.3.2 Inversores

Os inversores ou conversores estáticos são usados para conexão de sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica e convertem a corrente contínua fornecida pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada. Os inversores funcionam como fonte de corrente para a rede elétrica e possuem uma série de proteções exigidas por normas, as quais não serão detalhadas neste estudo. Destacando que o foco é avaliar a eficiência na conversão de energia, a Figura 35 apresenta topologia básica de um inversor c.c./c.a. trifásico.

Figura 35 – Topologia básica de um inversor fotovoltaico CC-CA trifásico



Fonte: Condicionamento da Energia Solar Fotovoltaica para Sistemas Interligados à Rede Elétrica (ALMEIDA, 2011).

Os inversores possuem uma faixa útil de tensão para a sua operação e também uma faixa de tensão para a operação do seu sistema de seguimento do ponto de máxima potência (SPMP) (*Maximum Power Point Tracking – MPPT*). O SPMP tem o trabalho de maximizar a produção de energia dos módulos fotovoltaicos buscando sempre este ponto ótimo. Normalmente, os inversores são construídos de forma a receber conjuntos de módulos em série, os chamados *strings*, que possuem tensão de saída elevada podendo chegar até 1500 Vcc. A Figura 36 apresenta dados técnicos de um inversor.

Figura 36 – Dados de entrada CC de um inversor

DADOS DE ENTRADA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Max. corrente de entrada ($I_{dc\ max}$)	44.2 A	47.7 A
Max. conjunto corrente curto-circuito	66.3 A	71.6 A
Min. tensão de entrada ($U_{dc\ min}$)		580 V
Feed-in tensão de entrada ($U_{dc\ start}$)		650 V
Tensão nominal de entrada ($U_{dc\ r}$)		580 V
Max. tensão de entrada ($U_{dc\ max}$)		1,000 V
Faixa de tensão MPP ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)		580 - 850 V
Numero de rastreadores MPP		1
Numero de conexões CC		6

Fonte: Datasheet Fronius Eco.

2.3.2.1 Rendimento ou eficiência de conversão

O rendimento ou eficiência de conversão é um dado importante para o inversor. Ele representa a quantidade de energia aproveitada no processo de conversão c.c. para c.a., pelo equipamento durante o seu funcionamento. A Figura 37 apresenta diferentes pontos de eficiência para distintos pontos de carregamento, para dois inversores.

Figura 37 – Eficiência

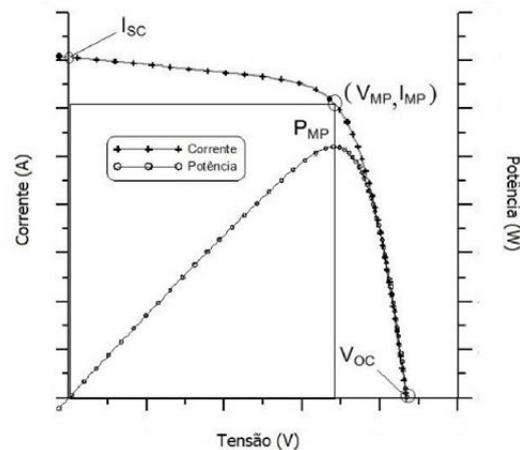
EFICIÊNCIA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Max. eficiência	98.2 %	98.3 %
Eficiência Europeia (η_{EU})	98.0 %	98.0 %
η at 5 % $P_{ac,r}^{(1)}$	95.1 / 91.5 %	95.9 / 93.1 %
η at 10 % $P_{ac,r}^{(1)}$	97.0 / 95.2 %	96.8 / 95.7 %
η at 20 % $P_{ac,r}^{(1)}$	97.8 / 96.9 %	97.7 / 97.1 %
η at 25 % $P_{ac,r}^{(1)}$	98.0 / 97.0 %	98.1 / 97.3 %
η at 30 % $P_{ac,r}^{(1)}$	98.1 / 97.2 %	98.1 / 97.4 %
η at 50 % $P_{ac,r}^{(1)}$	98.2 / 97.5 %	98.3 / 97.5 %
η at 75 % $P_{ac,r}^{(1)}$	98.2 / 97.5 %	98.2 / 97.6 %
η at 100 % $P_{ac,r}^{(1)}$	98.2 / 97.5 %	98.1 / 97.5 %
MPP adaptação eficiente		> 99.9 %

Fonte: Datasheet Fronius Eco.

2.3.2.2 Seguimento do Ponto de Máxima Potência – SPMP (MPPT)

Como já descrito anteriormente, os inversores são equipados com um ou mais sistemas de seguimento ou Rastreamento do Ponto de Máxima Potência – SPMP (*Maximum Power Point Tracking – MPPT*). Este sistema, circuito eletrônico interno com algoritmo específico, está presente em todos os inversores que têm como objetivo buscar o ponto ótimo de operação do módulo ou do conjunto de módulos. Devido ao recurso solar ser intermitente, as condições de operação do inversor mudam constantemente durante o dia, portanto, o SPMP é necessário para buscar o maior rendimento possível do sistema fotovoltaico. A Figura 38 apresenta as curvas características corrente por tensão ($I \times V$) e potencia por tensão de um módulo fotovoltaico, em destaque o ponto de máxima potência (PMP) facilmente identificado no “joelho” ou ápice das curvas, sendo este o objetivo do SPMP.

Figura 38 – Curvas I x V e P x V de um módulo fotovoltaico



Fonte: CRESESB, 2014.

Durante a operação do inversor, se houver uma mudança, por exemplo, da irradiância, o inversor provocará uma perturbação na tensão dos módulos FV fazendo com que o ponto de operação mude seu posicionamento nas curvas I x V e P x V, de forma que o ponto de operação trabalhe sempre nas proximidades do ponto de máxima potência.

Cabe salientar que quando se tem um SPMP para um conjunto de módulos FV uma variação, ocasionada por sujeira ou sombreamento pode prejudicar o rendimento global do sistema, por isso, um inversor que contém um maior número de SPMP pode minimizar as perdas e, assim, terá uma maior produção de energia.

2.3.2.3 Eletrônica ao nível de módulo (MLPE)

A Eletrônica de Potência ao Nível do Módulo (*Module Level Power Electronics – MLPE*) é uma topologia de conversores estáticos denominados de microinversores e também de inversores que utilizam otimizadores c.c. -c.c. e são um dos segmentos que mais cresce no mercado de energia solar NREL (2015).

Tal fato se deve por estes pequenos equipamentos possuírem uma série de benefícios, e assim, obterem maior geração de energia. Como exemplo, um maior número de SPMPs, ou seja, cada módulo FV possui o seu próprio conversor estático, com seu próprio SPMP, portanto, uma otimização da geração de energia para cada módulo FV, podendo assim, melhorar a eficiência de todo o sistema FV. A Figura 39 apresenta uma comparação gráfica entre a tecnologia convencional (*string*) e tecnologia de microinversores.

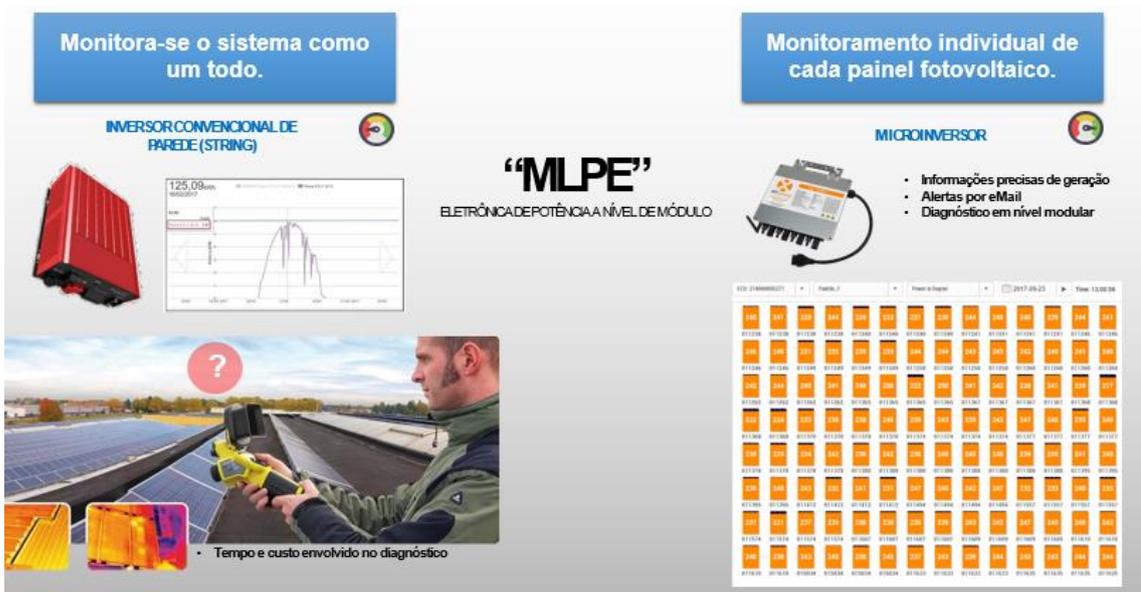
Figura 39 – Comparativo inversor *string* e microinversor



Fonte: ECORI, 2018

Com relação ao monitoramento, para um inversor tradicional, monitora-se o sistema como um todo, enquanto, com um microinversor ou sistema com otimizadores c.c. -c.c., monitora-se cada módulo FV individualmente. A Figura 40 apresenta uma comparação entre a forma de monitoração de um inversor *string* convencional e conversores estáticos que operam de acordo com a filosofia MLPE.

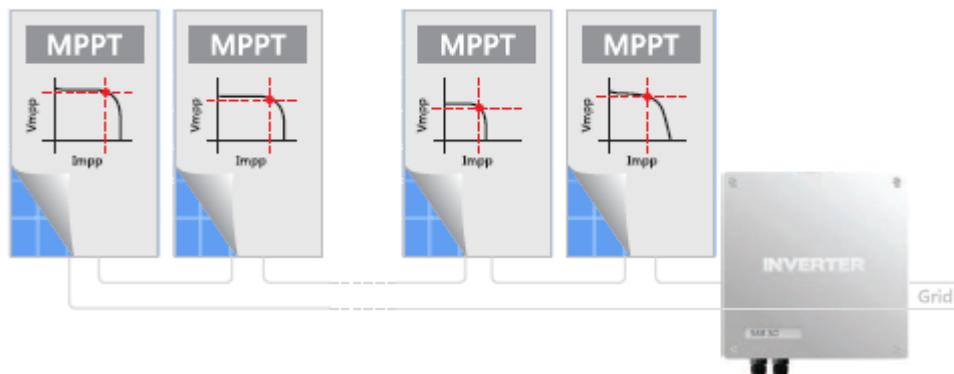
Figura 40 – Comparação do monitoramento tradicional com o individual



Fonte: ECORI, 2018

Na Figura 42, todos os módulos FV instalados são do mesmo fabricante e possuem potência de pico de 400Wp. Como é possível observar na figura, existe uma diferença na geração do dia entre módulos FV's que estão próximos e que pode variar de 1,80 a 1,89 kWh, ou seja, uma variação próxima a 5%. A Figura 42 apresenta esquema de ligação com otimizadores c.c. -c.c.

Figura 42 – Exemplo de sistema com otimizadores



Fonte: Evoluindo para a Otimização de Potência a Nível de Módulo (SolarEdge, 2019)

Os otimizadores c.c. -c.c. de potência ajustam a corrente e tensão do módulo fotovoltaico para captar a sua máxima energia individualmente, eliminando qualquer interdependência entre os módulos de um arranjo FV.

3 PARÂMETROS DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Esta seção apresenta metodologia para estimar a geração de energia solar fotovoltaica para uma determinada localidade. Utilizado como referência para a metodologia, o Atlas Solarimétrico, Volume 2, da Cemig, apresenta as equações utilizadas neste capítulo, as quais permitem analisar a operação de um SFCR (ZILLES et al., 2012) com base em seus balanços energéticos.

3.1 Energia Gerada Esperada para o SFCR (EG)

Energia gerada esperada é a energia calculada em projeto, ou seja, a energia que se espera que um determinado sistema produza. A energia gerada esperada pode ser calculada pela equação 30 e equação 31 (FUSANO, 2013):

$$E_G = \frac{H_B}{1000} \times P_{0FV} \times T_D \quad (30)$$

$$E_G = H_B \times N \times A \times N_{dias} \times \eta \times T_D \quad (31)$$

Onde,

EG = Energia Gerada Esperada

HB = irradiação total incidente no plano (kWh/m²/dia);

P0FV = é a potência nominal do gerador fotovoltaico (Wp);

TD = Índice de desempenho global ou Rendimento Global

N = número de módulos

A = Área do módulo escolhido

HB = Irradiação solar no plano (kwh/m²/dia)

Ndias = Número de dias

H = Eficiência do módulo FV

3.2 Produtividade de Referência (Y_R)

É a quantidade de irradiação total no plano dos módulos fotovoltaicos, em 24 horas, por unidade de irradiância de referência (1000 W/m^2). Esse parâmetro também é conhecido como horas de sol a pleno e é dado pela equação 32 (FUSANO, 2013):

$$Y_R = \frac{H_p \cdot N_{\text{dias}}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \quad (32)$$

3.3 Energia Específica ou Produção Específica do Sistema (*Final Yield* – Y_F)

A Energia Específica (EE) ou produtividade específica do sistema (“*Final Yield*” – Y_F , em inglês) para sistemas fotovoltaicos possui como objetivo permitir a comparação da produção de energia de SFVR's de tamanhos e localizações diferentes e é expressa em kWh/kWp. Portanto, para um intervalo de tempo ($t_2 - t_1$), a relação entre o valor médio da energia entregue à carga e a potência nominal do gerador é dada pela equação 35:

$$YF = \int_{t_1}^{t_2} \frac{P_{\text{saída}} \times dt}{P_{\text{OFV}}} \quad (33)$$

Como

$$P_{\text{saída}} \times dt = EG \quad (34)$$

Portanto,

$$YF = \frac{EG}{P_{\text{OFV}}} \quad (35)$$

YF : é dado em kWh/kWp

A produtividade do sistema (Y_F) permite comparar sistemas fotovoltaicos de diferentes tamanhos, pois, normaliza a produção de energia em relação à potência nominal (kWh/kWp). O conhecimento da produtividade do sistema, que é típica para uma determinada região, permite avaliar o desempenho de um SFV na medida que valores baixos, em relação à média, podem indicar problemas ou falhas de projeto. Assim como valores elevados podem indicar um sistema bem dimensionado ou até uma produtividade super dimensionada apresentando valores

irreais. A Tabela 5 apresenta exemplo de Energia Específica, em média anual, para distintas regiões do Brasil.

Tabela 5 – Produtividade específica, em média anual, para diferentes regiões brasileiras

Região	Y _F (kWh/kWp)
Centro-Oeste	1460
Nordeste	1580
Norte	1500
Sudeste	1300
Sul	1250

Fonte: Adaptado pelo autor de QUAQLIA (2010).

3.4 Taxa de Desempenho Global (TD) ou *Performance Ratio* – PR

A Taxa de Desempenho Global (TD) ou “*Performance Ratio*” (PR), em inglês, considera todas as perdas envolvidas em um SFCR e é definido pela equação 36.

$$TD = \frac{YF}{(\int_{t1}^{t2} H_{t,Bxdt})/H_{ref}} = \frac{YF}{YR} \quad (36)$$

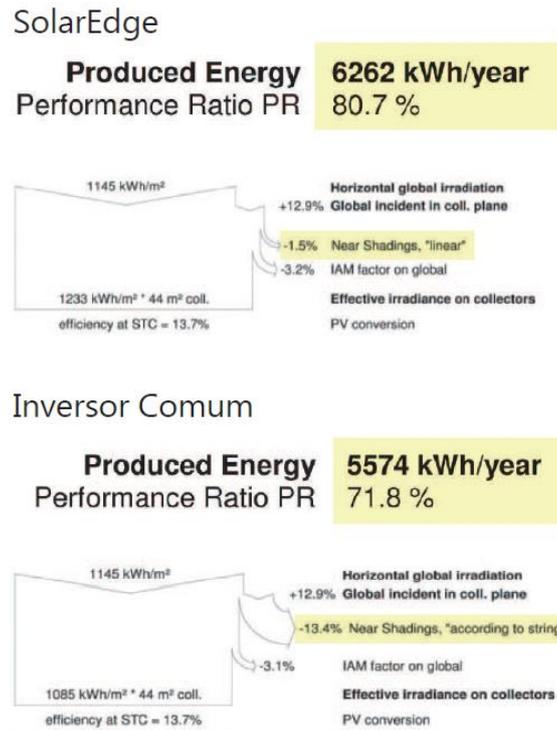
A figura de mérito técnico denominada de Rendimento Global do Sistema (*Performance Ratio* – PR) é um índice importante para medir o rendimento de um sistema fotovoltaico. Esta figura de mérito depende do recurso solar disponível e quantifica as diversas perdas energéticas que envolve um sistema fotovoltaico, como, por exemplo, as seguintes perdas:

- Temperatura;
- Sombreamento;
- Índice de sujidade;
- Descasamento (*mismatching*);
- Perdas ôhmicas;
- Perdas por descasamento elétrico;
- Transformação de corrente contínua para corrente alternada;
- Sistema seguidor de potência SPMP ou tecnologia de inversores adotada.

A Figura 43 apresenta o resultado de uma simulação utilizando o software PVSYST[®]. Nesta representação foi simulado um sistema fotovoltaico residencial de potência instalada de

6 kWp, o qual possui uma forma, muito comum, de sombreamento, neste caso, provocado por uma chaminé. Verifica-se que o sistema com inversor comum (*string*) apresenta maior índice de perdas por sombreamento do que o sistema com conversores c.c.-c.c.do fabricante SolarEdge, conforme apresenta a Figura 43.

Figura 43 – Relatórios de rendimento, para conversor c.c.-c.c SolarEdge e para um inversor *string* (comum)



Fonte: Evoluindo para a Otimização a Nível de Módulo (SolarEdge, 2019).

3.5 Modelo Polinomial de Potência

– Máxima Potência (P_{mp})

A equação 37 mostra como pode ser calculada a máxima potência (P_{mp}) do módulo fotovoltaico para uma determinada condição climática (ATLAS SOLARIMÉTRICO CEMIG, 2016)

$$P_{mp} = P_{0FV} \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{mp}(T_c - T_{c,ref})] \quad (37)$$

Onde:

P_{0FV} : é a potência nominal do gerador fotovoltaico (Wp);

$H_{t,\beta}$: é a irradiância solar incidente no plano do gerador FV (W/m²);

T_c : é a temperatura equivalente de operação das células FV ($^{\circ}\text{C}$);
 H_{ref} : é a irradiância solar de referência (1.000 W/m^2 para massa de ar igual a 1,5);
 $T_{c, ref}$: é a temperatura de célula de referência (25°C para massa de ar igual a 1,5);
 γ_{mp} : coeficiente que relaciona a variação da potência no ponto de máxima potência com a temperatura.

– Temperatura da Célula (T_c)

A equação 38 mostra como é realizado o cálculo da temperatura de célula, obtida a partir da temperatura ambiente (ATLAS SOLARIMÉTRICO CEMIG, 2016).

$$T_c = T_a + Ht, \beta \left(\frac{T_{NOC} - 20^{\circ}\text{C}}{800 \text{ W.m}^2} \right) \cdot 0,9 \quad (38)$$

Sendo que:

T_a : temperatura ambiente medida ($^{\circ}\text{C}$);

T_{NOC} ($^{\circ}\text{C}$): temperatura alcançada pelos módulos fotovoltaicos em condições normais de operação, considerando: Irradiância Solar = 800 W/m^2 , temperatura ambiente = 20°C , velocidade do vento = 1 m/s .

– Ponto de Potência Máxima ($SPMP$) ou $MPPT$

A equação 37 corresponde ao valor teórico ideal e não considera perdas no processo de conversão c.c.-c.a. Já a equação 39 apresenta um resultado mais próximo do ideal por considerar algumas dessas perdas (ATLAS SOLARIMÉTRICO CEMIG, 2016).

$$P_{mp} = P_{O_{FV}} \frac{Ht, \beta}{H_{ref}} [1 - \gamma_{mp}(T_c - T_{c, ref})] \eta_{spmp} \quad (39)$$

3.6 Cálculo saída CA

Conforme modelo de eficiência de conversão proposto por Jantsch, Schmidt e Schmid (1992), que depende da potência de saída do conversor CC/CA, tem-se a equação 40 para cálculo da eficiência (ATLAS SOLARIMÉTRICO CEMIG, 2016).

$$\eta = \frac{P_{saida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{saida}}{P_{saida} + k_0 + k_1 * P_{saida} + k_2 * P_{saida}^2} \quad (40)$$

Sendo que $psaída = Psaída/P0inv$ é a potência normalizada com relação à potência nominal do inversor. Sendo assim, os demais parâmetros no denominador da Equação 40 quantificam as perdas operacionais de conversão do inversor, ou seja, k^0 são as perdas por autoconsumo; k^1 são as perdas por quedas de tensão nos diodos e dispositivos de chaveamento e k^2 são as perdas ôhmicas. Os parâmetros k^0 , k^1 e k^2 são calculados por meio das equações 41, 42 e 43 (ATLAS SOLARIMÉTRICO CEMIG, 2016).

$$k_0 = \frac{1}{9} * \frac{1}{\eta_{inv1}} - \frac{1}{4} * \frac{1}{\eta_{inv0,5}} + \frac{5}{36} * \frac{1}{\eta_{inv0,1}} \quad (41)$$

$$k_1 = \frac{-4}{93} * \frac{1}{\eta_{inv1}} + \frac{33}{12} * \frac{1}{\eta_{inv0,5}} - \frac{5}{12} * \frac{1}{\eta_{inv0,1}} - 1 \quad (42)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} * \frac{1}{\eta_{inv1}} - \frac{5}{2} * \frac{1}{\eta_{inv0,5}} + \frac{5}{18} * \frac{1}{\eta_{inv0,1}} \quad (43)$$

Onde,

$$\eta_{inv1} = 100\% \times Pofv$$

$$\eta_{inv0,5} = 50\% \times Pofv$$

$$\eta_{inv0,1} = 10\% \times Pofv$$

Da equação 40 tem-se a equação 44 (ATLAS SOLARIMÉTRICO CEMIG, 2016).

$$P_{saída/\eta_{inv}} = P_{saída} + (k_0 + k_1 * P_{saída} + k_2 * P_{saída}^2) \quad (44)$$

Onde,

$P_{saída}$ = Potência de saída do inversor

A equação 44 é utilizada para calcular a potência de saída por meio dos modelos descritos anteriormente, sendo que (ATLAS SOLARIMÉTRICO CEMIG, 2016):

$$P_{saída} = P_{máxinv} \text{ se } P_{saída} \geq P_{máxinv}$$

$$P_{saída} = 0 \text{ se } PFV = \leq k_0 P_{0inv}$$

$$P_{saída} = P_{saída} P_{0inv} \text{ se } k_0 P_{0inv} < P_{saída} < P_{máxinv}$$

3.7 Energia Específica (EE) e Rendimento Global do Sistema (TD) para Minas Gerais

Com intuito de apresentar a TD e Energia Específica resultante, o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais desenvolvido pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG, 2016) apresenta os resultados para a energia específica (*final yield* - Y_f) e Rendimento Global do Sistema (TD) para diversas cidades mineiras. Para o presente trabalho, destaca-se os resultados para a cidade de Ipatinga/MG, apresentados na Tabela 6. Para efeitos de comparação com outros sistemas fotovoltaicos instalados na mesma região, deve-se considerar o mapa na Figura 44. Os dados apresentados por este Atlas serão a referência de comparação com os resultados gerados pelas simulações no *software* PV Sol e dados monitorados dos sistemas fotovoltaicos estudados.

Vale destacar que a metodologia do Atlas Solarimétrico de MG utilizou-se do *software* Matlab®, para realizar a simulação de um micro sistema fotovoltaico, com as seguintes características (ATLAS SOLARIMÉTRICO DE MINAS GERAIS, 2016):

- Dados Solarimétricos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE);
- Orientação (ângulo azimutal de superfície/orientação): Norte Geográfico (180°);
- Ângulo de Inclinação: Igual a latitude local, ou seja, 19°,5 (cidade de Ipatinga);
- Potência instalada da Usina Fotovoltaica (UFV): 500 kWp;
- x1 inversor central (Potência nominal): 570 kW;
- 1960 módulos (tecnologia silício cristalino, c-Si): 255 Wp cada módulo FV;
- Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI⁸): 0,88.

A simulação gerou resultados para diversas regiões mineiras como pode ser observado na Tabela 6.

⁸ FDI = Potência de entrada do inversor / Potência de pico dos módulos fotovoltaicos

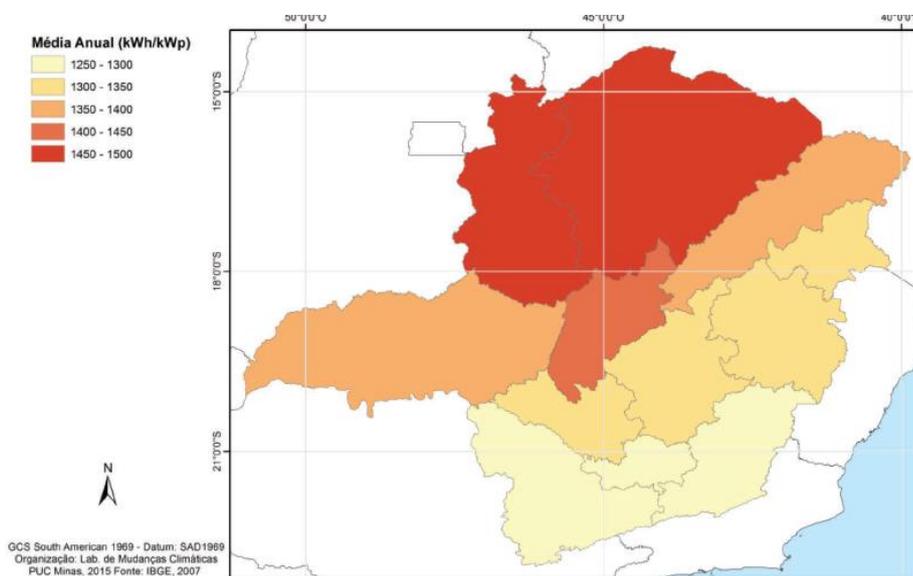
Tabela 6 – Energia Específica (EE) e Rendimento Global do Sistema (PR) mensais e anuais para cidades do Leste Mineiro

Mesorregião Vale do Rio Doce - MG											
Governador Valadares		Ipatinga - MG		Aimorés-MG		Guanhães-MG		Itambacuri-MG		Resplendor-MG	
Meses	kWh/kWp	Meses	kWh/kWp	Meses	kWh/kWp	Meses	kWh/kWp	Meses	kWh/kWp	Meses	kWh/kWp
JAN	172,39	JAN	172,9	JAN	156,41	JAN	161,77	JAN	152,56	JAN	159,86
FEV	124,56	FEV	122,34	FEV	129,32	FEV	133,85	FEV	123,82	FEV	120,81
MAR	118,26	MAR	107,31	MAR	121,93	MAR	114,06	MAR	122,43	MAR	116
ABR	96,82	ABR	96,19	ABR	96,44	ABR	91,19	ABR	93,92	ABR	97,66
MAI	75,37	MAI	75,68	MAI	74,8	MAI	78,65	MAI	79,48	MAI	75,82
JUN	63,6	JUN	81,6	JUN	60,44	JUN	61,64	JUN	64,12	JUN	61,74
JUL	72,37	JUL	70,35	JUL	71,09	JUL	73,09	JUL	74,66	JUL	71,82
AGO	91,64	AGO	88,26	AGO	91,15	AGO	91,6	AGO	95,6	AGO	91,53
SET	93,84	SET	100,72	SET	91,85	SET	97,98	SET	97,69	SET	93,97
OUT	136,82	OUT	135,93	OUT	129,02	OUT	142,28	OUT	133,17	OUT	134,38
NOV	125,99	NOV	124,36	NOV	130	NOV	120,8	NOV	131,62	NOV	121,78
DEZ	142,97	DEZ	150,59	DEZ	160,84	DEZ	149,43	DEZ	140,89	DEZ	149,12
Anual	1315	Anual	1306	Anual	1313	Anual	1316	Anual	1310	Anual	1294
PR	0,798	PR	0,797	PR	0,802	PR	0,79	PR	0,79	PR	0,8

Fonte: Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016).

Na Figura 44 é apresentado a Energia Específica (*Final Yield*), em média anual, para todo o estado de Minas Gerais.

Figura 44 – Energia Específica (kWh/kWp), em média anual, para o estado de MG



Fonte: Atlas Solarimétrico da Cemig (CEMIG, 2016).

Avaliando os resultados gerados pela simulação para a cidade de Ipatinga/MG, onde a maioria do SFCR considerados neste estudo estão instalados, e conforme apresenta a Tabela 6, uma micro geração fotovoltaica localizada nesta cidade apresenta, em média, 1315 kWh/kWp por ano ou 109,58kWh/kWp por mês.

4 ANÁLISE E RESULTADOS DOS SFCRS PROPOSTOS

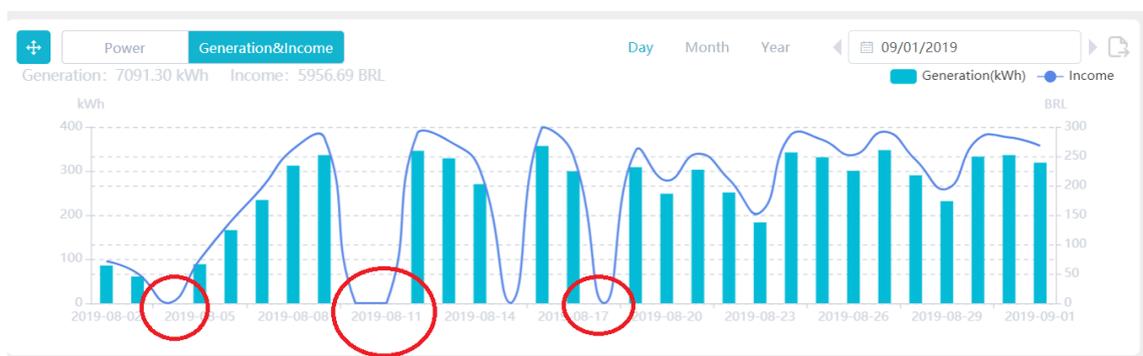
Como já descrito, foram avaliados energeticamente 37 micro e mini sistemas fotovoltaicos instalados com distintas tecnologias de conversão em diferentes regiões do estado de Minas Gerais, sendo que as análises destes foram divididas em duas partes, descritas a seguir.

A primeira parte analisou a produção energética de 4 SFCR. Esses sistemas possuem diferentes fabricantes de inversores e módulos com o objetivo de avaliar e comparar o rendimento de inversores *strings* em relação aos microinversores. Também foram analisados e comparados módulos com número de células diferentes, um contendo 72 células e outro com 144 células, instalados em dois microinversores com potências diferentes entre 14/08/2019 a 20/10/2019.

Na segunda parte do estudo foi avaliado um conjunto maior de sistemas, 33 no total, com potências maiores e em funcionamento por um período mais longo, idealizando SFV com pelo menos 1 ano em operação, no entanto, não foi possível para todos os fabricantes. Para melhor análise do rendimento de cada tecnologia/fabricante foram obtidos dados de pelo menos três sistemas de cada fabricante de inversores, de acordo com a disponibilidade dos dados fornecidos pela monitoração. Dessa forma, são apresentados dados e resultados para 7 fabricantes de inversores diferentes.

Um fator que pode influenciar na análise do rendimento é o monitoramento. Alguns sistemas de monitoramento apresentam falhas no registro de dados caso haja uma interrupção da comunicação com a internet, como pode-se ver na Figura 45.

Figura 45 – Dias com falhas no monitoramento



Fonte: Monitoramento Inversor GoodWe.

Portanto, pretende-se com esse estudo avaliar a taxa de desempenho real e energia específica e comparar com a calculada, avaliando a produtividade e o rendimento das novas tecnologias de conversores estáticos.

4.1 Estudos Parte 1

4.1.1 Sobre o local

O local de instalação dos SFCR é próximo a uma Siderúrgica e os módulos FV apresentam acúmulo de material particulado, sendo necessário um maior cuidado com a limpeza e manutenção preventiva dos sistemas. Os sistemas foram instalados em dois telhados e possuem orientação e inclinação detalhados a seguir.

As Figuras 46 e 47 apresentam a localização de instalação dos micros sistemas fotovoltaicos.

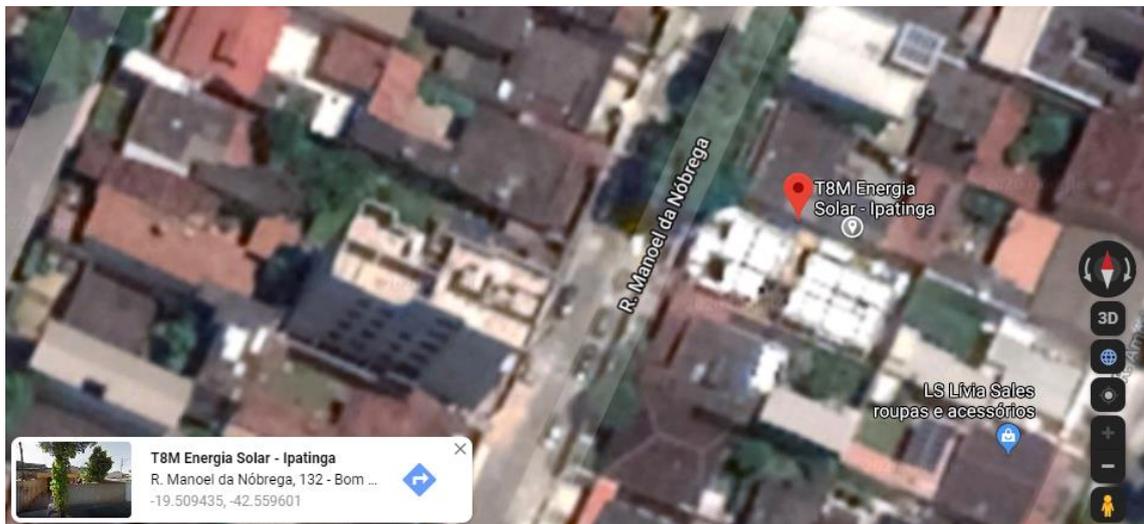
Latitude: -19.51° (cidade de Ipatinga-MG)

Longitude: $-42,56^{\circ}$

Total de sistemas a serem avaliados: 4

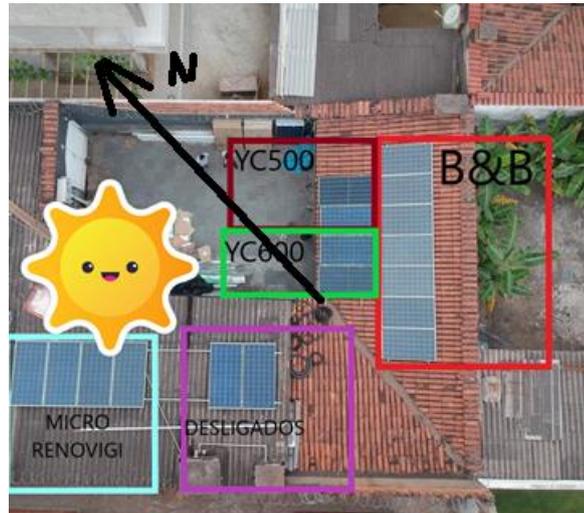
Período de monitoração e coleta de dados: 14/08/19 a 20/10/2019.

Figura 46 – Localização dos 4 SFCR



Fonte: Google Maps.

Figura 47 – Telhado com os módulos instalados e indicação de posicionamento dos módulos ligados aos inversores



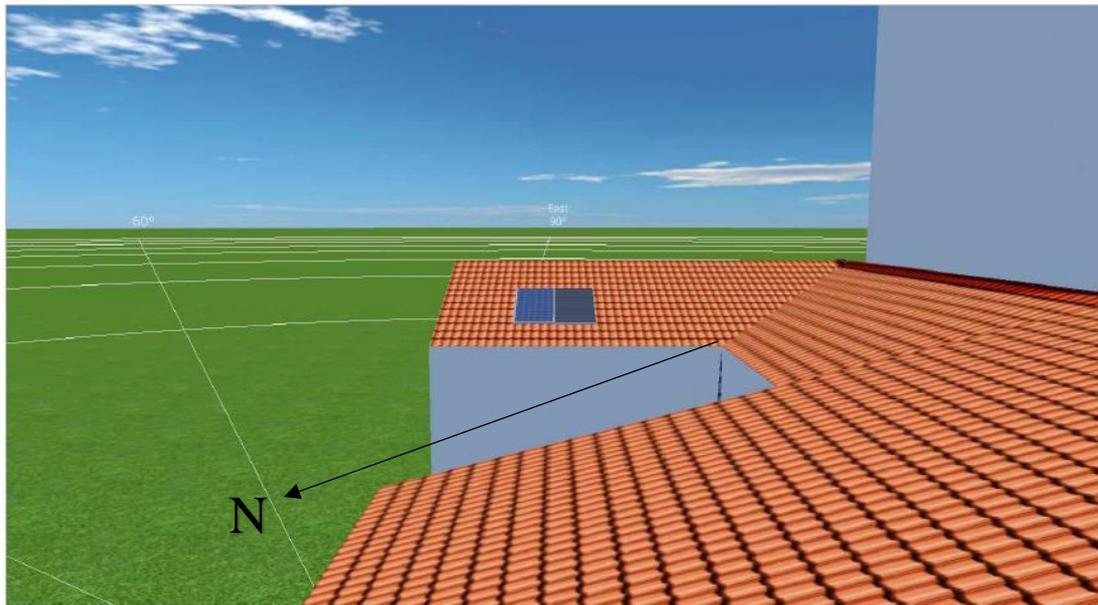
Fonte: Elaborada pelo autor.

4.1.2 Sistema 1 – 0,685kWp – Microinversor APsystems YC500

- Potência instalada – 0,685 kWp;
- Orientação do Telhado: noroeste (tipo colonial), Azimute: -60°, Inclinação: 15°;
- Microinversor APsystem YC500, com tecnologia MLPE (monitoramento a nível do módulo), P = 500W;
- Dois módulos FVs, sendo 1 módulo Canadian kU 355Wp e o outro módulo DAH 330Wp;
- Período de Instalação: 14/08/19 a 20/10/2019.

A Figura 48 apresenta simulação realizada pelo *software* PVSol para o sistema 1. Com expectativa de geração anual de 700kWh ou média de 58kWh/mês, com TD de 73,2% e energia específica no valor de 1061 kWh/kWp.

Figura 48 – Posição de instalação dos módulos e dados técnicos do sistema



3D, Grid-connected PV System - Full Feed-in

Climate Data	Ipatinga (1986 - 2005)
PV Generator Output	0,66 kWp
PV Generator Surface	3,9 m ²
Number of PV Modules	2
Number of Inverters	1

The yield

PV Generator Power (AC grid)	700 kWh
Spec. Annual Yield	1.060,82 kWh/kWp
Performance Ratio (PR)	73,2 %
Calculation of Shading Losses	7,1 %/year
CO ₂ Emissions avoided	420 kg / year

Fonte: Relatório Emitido pelo *Software* PVSol. Elaborada pelo autor.

Na Figura 49 é possível identificar o funcionamento do monitoramento a nível de módulo. São apresentadas as potências instantâneas de cada módulo, sendo que o módulo de maior potência (355 Wp) apresenta maior potência instantânea. É importante mencionar que a potência máxima de saída para cada canal é 270W.

Figura 49 – Potência instantânea dos módulos. O módulo da esquerda é o de 330W e o da direita é um módulo de 355W



Fonte: Monitoramento Microinversor YC500 Apsystems.

A Tabela 7 apresenta o resultado simulado pelo *software* PVSol e o monitorado para o sistema 1.

Tabela 7 – Resultados para sistema 1

Sistema 1	YC500		
Ppico (kWp)	0,685		
Simulado PVSol .			
E _G Anual (kWh)	E _G Mensal (kWh)	Y _F (kWh/kWp)	TD ou PR (%)
700	58	1060,82	73,20
Monitorado			
Mês	Geração (kWh/mês)		
Set/19	64		
Out/19	69		
E _G Mensal (kWh)	Y _F (kWh/kWp)	TD ou PR (%)	
67	1106,49	65%	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se que a energia real produzida pelo sistema 1 foi superior à média esperada (gerada pelo *software*), no entanto, o período avaliado foi de um pouco mais de dois meses, tendo assim, influenciando o sistema instalado com valores energéticos mais elevados.

Entre 14/08/2019 e 20/10/2019 foram colhidos dados diariamente de geração de cada módulo separadamente e os resultados médios são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Resultados para os módulos do sistema 1

	Módulo 330Wp	Módulo 355Wp
Energia Gerada média (kWh) 14/08 a 20/10	65,82	66,82
FDI (%)	76%	70%
Oversizing	32%	42%

Fonte: Elaborada pelo autor.

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 8, percebe-se uma pequena diferença adicional na geração do módulo de 355Wp, devido ao baixo FDI⁹ ou elevado *Oversizing*¹⁰ e caso o módulo de 355Wp, mesmo sendo um módulo FV de tecnologia mais recente com 144 células, pode não ser viável financeiramente.

⁹ FDI = Potência nominal do inversor /Potência de pico dos módulos.

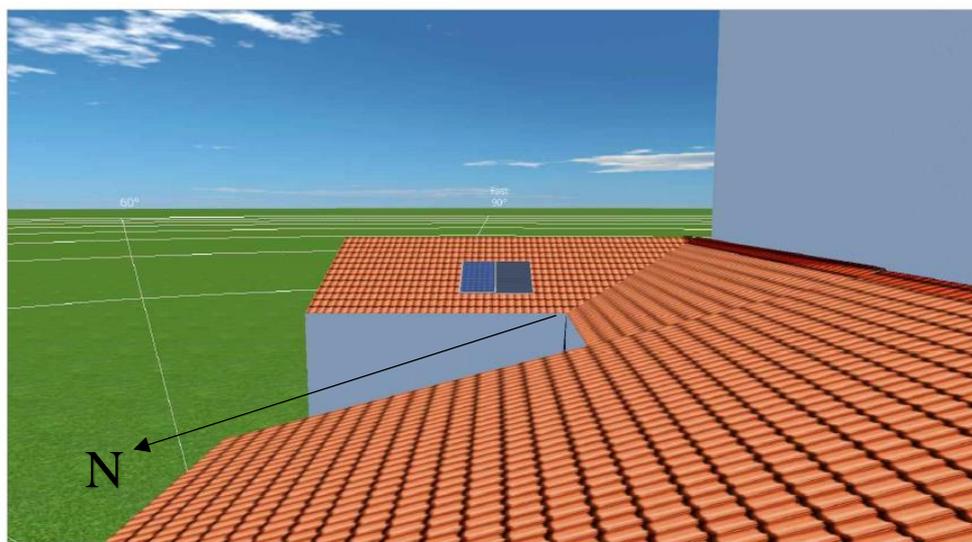
¹⁰ *Oversizing* = Potência de pico dos módulos/Potência nominal dos inversores.

4.1.3 Sistema 2 – 0,685kWp – Microinversor APsystems YC600

- Potência instalada – 0,685 kWp;
- Orientação do Telhado: noroeste (tipo colonial), Azimute: -60° , Inclinação: 15° ;
- Microinversor APsystem YC600, com tecnologia MLPE (monitoramento a nível do módulo), P = 600W;
- Dois módulos FVs, sendo 1 módulo Canadian kU 355Wp e o outro módulo DAH 330Wp;
- Período de Instalação: 14/08/19 a 20/10/2019.

A Figura 50 apresenta simulação realizada pelo *software* PVSol para o sistema 2. Com expectativa de geração anual de 698kWh ou média de 58kWh/mês, com TD de 73% e energia específica no valor de 1058 kWh/kWp.

Figura 50 – Posição de instalação dos módulos e dados técnicos do sistema 2



3D, Grid-connected PV System - Full Feed-in

Climate Data	Ipatinga (1986 - 2005)
PV Generator Output	0,66 kWp
PV Generator Surface	3,9 m ²
Number of PV Modules	2
Number of Inverters	1

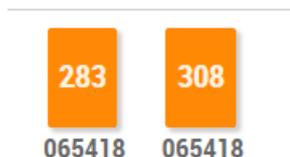
The yield

PV Generator Power (AC grid)	698 kWh
Spec. Annual Yield	1.057,93 kWh/kWp
Performance Ratio (PR)	73,0 %
Calculation of Shading Losses	7,3 %/year
CO ₂ Emissions avoided	419 kg / year

Fonte: Relatório Emitido pelo *Software* PVSol. Elaboração própria.

Na Figura 51 é possível identificar o funcionamento do monitoramento a nível de módulo. São apresentadas as potências instantâneas de cada módulo, sendo que o módulo de maior potência (355 Wp) apresenta maior potência instantânea. É importante mencionar que a potência máxima de saída para cada canal é 320W.

Figura 51: Potência instantânea dos módulos. O módulo da esquerda é o de 330W e o da direita é um módulo de 355Wp



Fonte: Monitoramento Microinversor YC600 Apsystems.

A Tabela 9 apresenta o resultado esperado e realizado para o sistema 2.

Tabela 9 – Resultados para sistema 2

Sistema 2	YC600		
Ppico (kWp)	0,685		
Simulado PVSol			
E _G Anual (kWh)	E _G Mensal (kWh)	Y _F	TD ou PR
698	58	1058,00	73,00%
Monitorado			
Mês	Geração (kWh/mês)		
Set/19	69		
Out/19	85		
E _G Mensal (kWh)	Y _F	TD ou PR	
77	1209,18	71%	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se que a energia real produzida pelo sistema 2 foi superior à média esperada (gerada pelo *software*), no entanto, o período avaliado foi somente de dois meses, tendo assim, influenciando o sistema instalado com valores energéticos mais elevados.

Entre 14/08/2019 e 20/10/2019 foram colhidos dados diariamente de geração de cada módulo separadamente e os resultados médios são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Resultados para os módulos do sistema 3

	Módulo 330W	Módulo 355W
Energia Gerada Média (kWh) 14/08 a 20/10	71,83	75,12
FDI (%)	91%	85%
Oversizing	10%	18%

Fonte: Elaborada pelo autor.

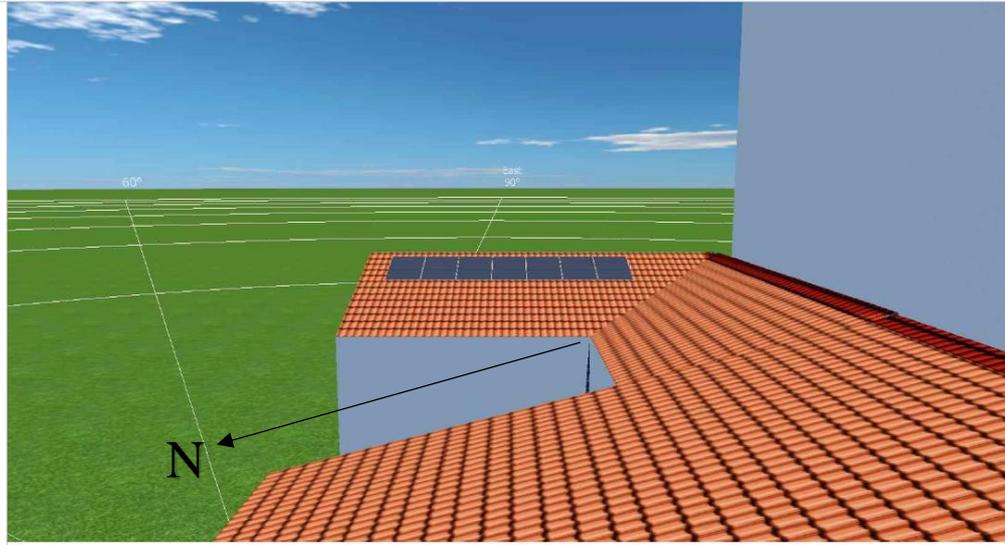
De acordo com os resultados apresentados na Tabela 10, percebe-se uma pequena diferença adicional na geração do módulo de 355Wp.

4.1.4 Sistema 3 – 1,75kWp – Inversor B&B Power

- Potência instalada – 1,75 kWp;
- Orientação do Telhado: noroeste (tipo colonial), Azimute: -60°, Inclinação: 15°;
- 1 Inversor de parede tradicional 1,6kW B&B Power
- Sete módulos FVs 250Wp;
- Período de Instalação: 14/08/19 a 20/10/2019.

A Figura 52 apresenta simulação realizada pelo *software* PVSol para o sistema 3. Com expectativa de geração anual de 2.066kWh ou média de 172kWh/mês, com TD de 77,8% e energia específica no valor de 1135 kWh/kWp.

Figura 52 – Posição de instalação dos módulos e dados técnicos do sistema 3



3D, Grid-connected PV System - Full Feed-in

Climate Data	Ipatinga (1986 - 2005)
PV Generator Output	1,82 kWp
PV Generator Surface	11,4 m ²
Number of PV Modules	7
Number of Inverters	1

The yield

PV Generator Power (AC grid)	2.066 kWh
Spec. Annual Yield	1.135,18 kWh/kWp
Performance Ratio (PR)	77,8 %
Calculation of Shading Losses	7,4 %/year
CO ₂ Emissions avoided	1.238 kg / year

Fonte: Relatório Emitido pelo *Software* PVSol. Elaborada pelo autor.

A Tabela 11 apresenta o resultado esperado e realizado para o sistema 3.

Tabela 11 – Resultados para os módulos do sistema 3

Sistema 3	B&B		
Ppico (kWp)	1,75		
Simulado PVSol			
E _G Anual (kWh)	E _G Mensal (kWh)	Y _F	TD ou PR
2066	172	1135,18	77,80%
Monitorado			
Mês	Geração (kWh/mês)		
Set/19	169		
Out/19	193		
E _G Mensal (kWh)	Y _F	TD ou PR	
181	1190,93	70%	

Fonte: Elaborada pelo autor.

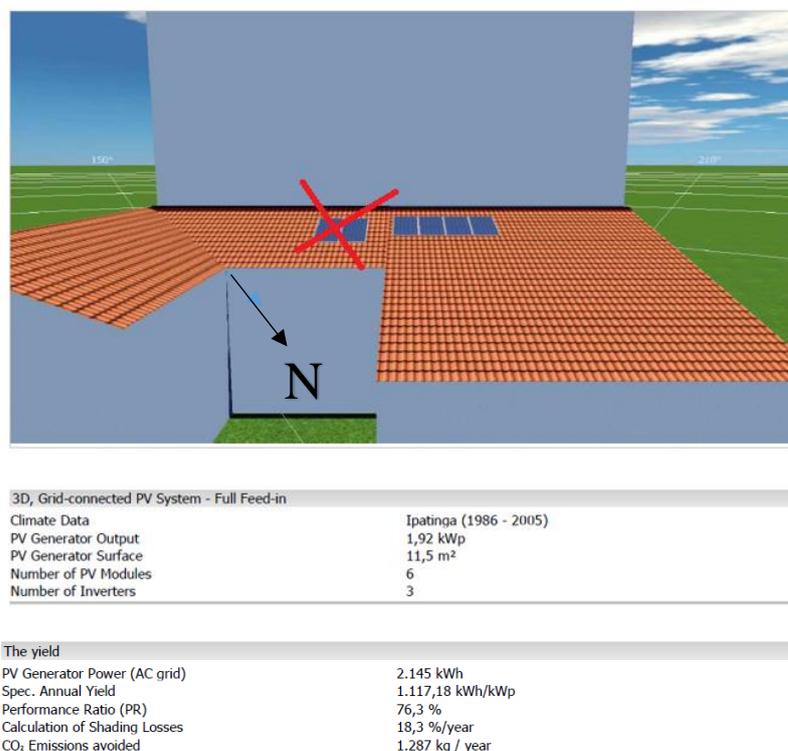
Observa-se que a energia real produzida pelo sistema 3 foi superior à média esperada (gerada pelo *software*), no entanto, o período avaliado foi somente de dois meses sendo assim, influenciando o sistema instalado com valores energéticos mais elevados.

4.1.5 Sistema 4 – 1,28kWp – Microinversores Reno

- Potência instalada – 1,28 kWp;
- Orientação do Telhado: nordeste (tipo colonial), Azimute: 30°, Inclinação: 15°;
- Micros Reno, com tecnologia MLPE (monitoramento a nível do módulo), P = 500W;
- Quatro módulos FVs 320Wp;
- Período de Instalação: 14/08/19 a 20/10/2019.

A Figura 53 apresenta simulação realizada pelo *software* PVSol para o sistema 4. Com expectativa de geração anual de 2145kWh ou média de 179kWh/mês, com TD de 76% e energia específica no valor de 1117 kWh/kWp.

Figura 53 – Posição de instalação dos módulos e dados técnicos do sistema 4



Fonte: Relatório Emitido pelo *Software* PVSol. Elaboração própria.

A Tabela 12 apresenta o resultado esperado e realizado para o sistema 4.

Tabela 12 – Resultados para os módulos do sistema 4

Sistema 4	MICRO RENO		
Ppico (kWp)	1,28		
Simulado PVSol			
E _G Anual (kWh)	E _G Mensal (kWh)	Y _F	TD ou PR
2145	179	1117,00	76,30%
Monitorado			
Mês	Geração (kWh/mês)		
Set/19	68		
Out/19	97		
E _G Mensal (kWh)	Y _F	TD ou PR	
83	962,50	55%	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados obtidos para este sistema são bem inferiores aos calculados e isso se deve, principalmente, a falhas constantes no monitoramento, o que atrapalhou na coleta de dados. Ainda assim, comparando-se a dias com monitoramento constante, apresentou produtividade inferior aos demais.

4.1.6 Visão Geral dos Resultados

Período avaliado: 14/08 a 31/10/2019 – 78 dias.

Os sistemas 1, 2 e 3 apresentaram geração média e produtividade superior à prevista, provavelmente, influenciados pelo período curto de análise. Notou-se que algumas incertezas, como falhas na monitoração, prejudicaram ou dificultaram as análises e que seria necessário um acompanhamento por período mais longo para conclusões mais definitivas.

De qualquer forma, é apresentado a ordem dos sistemas que apresentaram melhores taxas de desempenho, conforme resultados apresentados:

1º Sistema 2 – YC600

2º Sistema 3 – B&B Power

3º Sistema 1 – YC500

4º Sistema 4 – Micro Reno

– De acordo com os resultados, percebe-se uma pequena diferença adicional na geração do módulo de 355W;

- Para os microinversores com potência nominal de 300W, YC600, a diferença positiva na geração do módulo FV de 355W se mostrou interessante;
- Maior Produtividade aconteceu com módulo de 330Wp e microinversor YC600 de 600W.

4.2 Estudos Parte 2

Nesta etapa serão avaliados os resultados da monitoração energética de 33 sistemas fotovoltaicos, instalados em localidades distintas (a grande maioria na região leste mineira) e com sete fabricantes diferentes de inversores (inversores *string*, microinversores e otimizadores c.c.-c.c). Suas respectivas localidades, fabricantes, características técnicas e resultados energéticos (Ex.: Energia Específica, Rendimento Global etc.) estão no anexo 1 deste trabalho.

Para serem comparados através de sua taxa de desempenho (TD) e, principalmente, de sua produtividade (YF), como os SFV estão instalados em localidades diferentes, com ângulos e orientações diferentes esses dados foram normalizados por suas produtividades de referência (Yr) para cada situação específica. Deve-se considerar que:

- Produtividade do Sistema (Yf): A produtividade do sistema (Yf) permite comparar sistemas fotovoltaicos de diferentes tamanhos, pois normaliza a produção de energia em relação à potência nominal (kWh/kWp);
- Produtividade de Referência (Yr): É a quantidade de energia que deveria ser gerada no plano dos módulos fotovoltaicos em relação a potência nominal (kWh/kWp), se não houvesse as perdas;
- Taxa de Desempenho Global (TD): A taxa de desempenho global (TD), ou do inglês Performance Ratio (PR), é um valor adimensional que mostra o efeito total das perdas ou falhas em um SFV.

Com o objetivo de normalizar os SFVs e respectivas taxas de desempenho, foi implementada uma metodologia de fórmulas em *Excel* para cálculo da irradiação no ângulo e orientação no plano que os módulos FV instalados em cada sistema. Depois disso, uma segunda metodologia foi implementada em *Excel* para cálculo dos parâmetros de desempenho de sistemas fotovoltaicos como produtividade (YR e YF) e taxa de desempenho (TD ou PR).

Os sistemas selecionados têm seus respectivos fabricantes de inversores representados em quantidade na Tabela 13. Pretende-se avaliar e comparar a produção de energia para as distintas tecnologias e fabricantes de conversores estáticos, para isso foram coletados dados de

produção de energia para cada um, sendo que alguns sistemas possuem dados completos para um período de 12 meses, sendo que outros apresentaram problemas no sistema de monitoração (ver anexo 1).

Tabela 13 – Inversores dos SFV avaliados

Fabricante	Quantidade de SFV avaliados
SOLAREEDGE (otimizadores c.c.-c.c)	6
APSYSTEMS (microinversor)	6
FRONIUS (String)	5
B&B POWER (String)	5
MICRO RENO (microinversor)	3
ABB (String)	5
GOODWE (String)	3
Total de Sistemas	33

Fonte: Elaborada pelo autor.

Em seguida, serão apresentados os resultados dos SFV para cada inversor e comentários sobre esses resultados de forma resumida para, em seguida, se fazer uma análise geral. Maior detalhamento sobre os SFV avaliados podem ser encontrados nos anexos deste trabalho.

4.2.1 Inversores SolarEdge com Otimizadores c.c.-c.c.

A Tabela 14 apresenta os resultados obtidos de 6 SFV com os inversores SolarEdge avaliados. Esse inversor possui otimizadores c.c.-c.c., portanto, possuem tecnologia MLPE.

Tabela 14 – Resultados da Análise de SFV com Inversores SolarEdge com otimizadores c.c.-c.c

SOLAREEDGE com Otimizadores c.c.-c.c.						
MODELO INVERSOR	1xSE27 380V	1xSE27 380V	2xSE17 380V	4xSE27 380V	1xSE17 380V	1xSE17 220V
POTÊNCIA (kW)	26	26	34	104	17	9,9
MÓDULO	CANADIAN 400Wp POLI PERC HALF CELL	CANADIAN 335Wp POLI HALF CELL	CANADIAN 335Wp POLI HALF CELL	CANADIAN 335Wp POLI HALF CELL	DAH 330Wp POLI 72 CÉLULAS	DAH 330Wp POLI 72 CÉLULAS
POTÊNCIA (kWp)	24	28,8	41,18	126,72	21,78	11,52
CIDADE/ESTADO	Gov. Valadares MG	Gov. Valadares MG	Gov. Valadares MG	Ipatinga MG	Ipatinga MG	Timóteo MG
FDI %	108%	90%	83%	82%	78%	86%
MÉDIA MENSAL (kWh) Energia Gerada (Monitorada)	3293	3591	5094	15638	2620	1304
EG [PR (85%)] Energia Esperada (Simulada)	3027	3632	4978	15523	2668	1420
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho (Calculada)	92%	84%	87%	86%	83%	78%
Yf (kWh/kWp/ano) Produtividade do sistema (Monitorada)	1646	1496	1484	1481	1444	1359
Yf (kWh/ kWp/mês) Produtividade do sistema (Monitorada)	137	125	124	123	120	113
Yr (kWh/kWp/mês) Produtividade de Referência (Calculada)	1780	1780	1707	1729	1729	1741

Fonte: Elaborada pelo autor.

As Fotografias 1, 2, 3, 4, 5 e 6 são referentes aos sistemas fotovoltaicos apresentados na Tabela 14.

Fotografia 1 – SFV 24 kWp – Governador Valadares/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 2 – SFV 28,8 kWp – Governador Valadares/MG



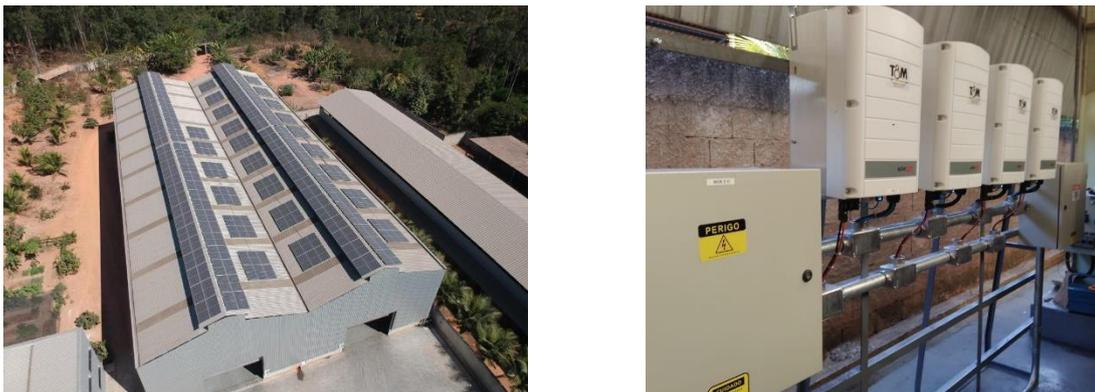
Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 3 – SFV 41,18 kWp – Governador Valadares/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 4 – SFV 126,72 kWp – Ipatinga/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 5 – SFV 21,78 kWp – Ipatinga/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 6 – SFV 11,52 kWp – Timóteo/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Avaliando-se a Tabela 15, percebe-se que as novas tecnologias de módulos apresentaram os melhores resultados, sendo que a tecnologia PERC apresentou maior produtividade em relação aos demais módulos (*Half Cell* e módulo tradicional com 72 células). Um outro detalhe técnico que chama a atenção é que os dois que tiveram melhores resultados, também tiveram maiores FDI's.

A Tabela 15 apresenta um resumo com os resultados, em média, obtido para os SFV com inversores do fabricante SolarEdge, os quais possuem conversores c.c.-c.c.

Tabela 15 – Resumo com Média Geral Obtida para 6 SFV com Inversores SolarEdge

RESUMO	
Y_f (kWh/kWp) Geral Média Mensal	124
Y_f . (kWh/kWp) média Anual	1485
TD ou PR (%) GERAL	85%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016), a produtividade específica (Y_f) esperada para a região avaliada é entre 1300 e 1350 kWh/kWp. Como o sistema apresentado pelo Atlas não possui otimizadores c.c.-c.c. e as simulações apresentadas no referencial teórico, item 2 deste trabalho, feitas no PVSyst, as quais comparavam inversores SolarEdge aos inversores *string* também citados no artigo como “comuns” identificaram que os inversores SolarEdge teriam uma maior produtividade, pode-se dizer que o resultado médio obtido, 1485kWh/kWp, está conforme esperado.

4.2.2 Microinversor APsystems

A Tabela 16 apresenta os resultados obtidos de 6 SFV com microinversores APsystems avaliados. Esse inversor otimiza a geração módulo a módulo, possui um SPMP por entrada ou um por módulo e portanto, utiliza da tecnologia MLPE.

Tabela 16 – Resultados da Análise de SFV com Microinversores APsystems

MICRO INVERSOR APSYSTEMS						
MODELO INVERSOR	YC500	YC600	YC500	YC600	YC500	YC1000
POTÊNCIA (kW)	2,5	7,2	2,5	3	2,5	10
MÓDULO	CANADIAN 325Wp POLI	CANADIAN 335Wp POLI HALF CELL	CANADIAN 330Wp POLI	DAH 330Wp POLI	CANADIAN 325Wp POLI	CANADIAN 320Wp POLI
POTÊNCIA (kWp)	3,25	8,52	3,3	3,3	3,25	12,8
CIDADE/ESTADO	Gov. Valadares MG	Gov. Valadares MG	Eng. Caldas MG	Timóteo MG	Timóteo MG	Ipatinga MG
FDI %	77%	85%	76%	91%	77%	78%
MÉDIA MENSAL (kWh)						
Energia Gerada (Monitorada)	444	1079	393	393	366	1218
EG [PR (85%)] Energia Esperada (Simulado)	408	1076	404	400	391	1568
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho (Calculado)	93%	85%	83%	83%	80%	66%
Yf (kWh/kWp/mês) Produtividade do sistema (Monitorada)	137	127	119	119	113	95
Yf (kWh/kWp/ano) Produtividade do sistema (Monitorada)	1640	1520	1430	1428	1352	1141
Yr (kWh/kWp/mês) Produtividade de Referência (Calculada)	1771	1782	1729	1711	1698	1729

Fonte: Elaborada pelo autor.

Abaixo são apresentadas fotografias 7, 8, 9 e 10 de 4 dos 6 sistemas fotovoltaicos representados na Tabela 16:

Fotografia 7 – SFV 3,25 kWp – Governador Valadares/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 8 – SFV 8,52 kWp – Governador Valadares/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 9 – SFV 3,3 kWp – Timóteo/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 10 – SFV 12,8 kWp – Ipatinga/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Avaliando-se a Tabela 16, percebe-se que o sistema que apresentou melhor resultado possui microinversores com potência de 500Wp (YC 500) e módulos cristalinos tradicionais de 72 células.

A Tabela 17 apresenta um resumo com resultado médio obtido para os SFVs com microinversores da APsystem.

Tabela 17 – Resumo com Média Geral Obtida para 6 SFV com Microinversores APsystems

RESUMO	
Yf (kWh/kWp) Geral Média Mensal	118
Yf (kWh/kWp) Geral Anual	1419
TD ou PR (%) GERAL	82%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016), a produtividade específica (Yf) esperada para a região avaliada é entre 1300 e 1350 kWh/kWp, portanto, pode-se dizer que o resultado médio obtido, 1419 kWh/kWp, está conforme esperado.

4.2.3 Inversores String - Fronius

A Tabela 18 apresenta os resultados obtidos de 5 SFV com inversores *string* do fabricante Fronius. Cabe salientar que dentre os fabricantes de inversores tradicionais analisados neste trabalho, podendo mencionar Fronius, B&B Power, ABB e Goodwe, os SFV com inversores Fronius, foram os que apresentaram os melhores resultados.

Tabela 18 – Resultados da Análise de SFV com Inversores String Fronius

(Continua)

FRONIUS – Inversor String					
MODELO INVERSOR	PRIMO	ECO	PRIMO	SYMO	ECO
POTÊNCIA (kW)	6	25	8,2	20	27
MÓDULO	CANADIAN 330Wp POLI	CANADIAN 350Wp POLI HALF CELL	CANADIAN 320Wp POLI	CANADIAN 350Wp POLI HALF CELL	CANADIAN 325Wp POLI
POTÊNCIA (kWp)	5,94	28	8,96	21	29,25
CIDADE/ESTADO	BH MG	Timóteo MG	Ipatinga MG	Gov. Valadares MG	Timóteo MG
FDI %	101%	89%	92%	95%	92%
MÉDIA MENSAL (Kwh) Energia Gerada (Monitorada)	753	3118	1000	2280	2908
EG [PR (75%)] Energia (Simulada)	721	3062	999	2326	3198
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho (Calculada)	78%	76%	75%	74%	68%

Tabela 18 – Resultados da Análise de SFV com Inversores String Fronius (Conclusão)

Yf (kWh/kWp /mês)					
Produtividade do sistema (Monitorada)	127	111	112	109	99
Yf (kWh/kWp/ano)					
Produtividade do sistema (Monitorada)	1521	1336	1340	1303	1193
Yr (kWh/kWp/mês)					
Produtividade de Referência (Calculada)	1943	1749	1784	1772	1749

Fonte: Elaborada pelo autor.

Abaixo são apresentadas as fotografias 11, 12, 13, 14 e 15 referente aos SFV representados na Tabela 18:

Fotografia 11 – SFV 5,94 kWp – Belo Horizonte/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 12 – SFV – 28 kWp – Timóteo/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 13 – SFV – 8,2 kWp – Ipatinga/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 14 – SFV 21 kWp – Governador Valadares/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 15 – SFV 29,25 kWp – Governador Valadares/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Analisando a Tabela 18, percebe-se que o SFV com melhor produtividade (inversor string PRIMO 6 kW) possui 4 SPMPs e o segundo colocado (inversor string ECO) possui 1 SPMP, porém, tem módulos FV de 144 células (*Half Cell*) com melhor eficiência que os tradicionais de 72 células. Contudo, os outros dois inversores avaliados, um com 2 SPMP e FDI próximo de 1 (inversor PRIMO 8,2 kW) e o outro inversor *string* (SYMO), com módulos fotovoltaicos de 144 células (*Half Cell*) também apresentaram bons resultados.

O SFV que apresentou pior resultado possui inversor *string* ECO 27, possui 1 SPMP e utiliza módulos tradicionais, além de estar instalado em local com alto índice de particulado siderúrgico. O resultado confirma a importância do acompanhamento da Taxa de Desempenho (TD) e da Energia Específica, pois, neste caso, por exemplo, indicou necessidade de limpeza.

A Tabela 19 apresenta um resumo com resultado médio obtido para os SFV com inversores Fronius.

Tabela 19 – Resumo com Média Geral Obtida para 5 SFV com Inversores String Fronius

RESUMO	
Yf (kWh/kWp) Geral Média Mensal	112
Yf (kWh/kWp) Geral Anual	1339
TD ou PR (%) GERAL	74%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016), a produtividade específica (Yf) esperada para a região avaliada é entre 1300 e 1350 kWh/kWp, portanto, pode-se dizer que o resultado médio obtido, 1339 kWh/kWp, está dentro da faixa esperada.

4.2.4 Inversores String - B&B Power

A Tabela 20 apresenta os resultados obtidos para os 5 SFV com inversores *string* da B&B Power.

Tabela 20 – Resultados da Análise de SFV com Inversores String B&B Power

B&B					
MODELO INVERSOR	B&B	B&B	B&B	B&B	B&B
POTÊNCIA (kW)	5	20	10	10	3
MÓDULO	RISEN 320Wp POLI	CANADIAN 275Wp MONO	RISEN 250Wp POLI	RISEN 250Wp POLI	RISEN 260Wp POLI
POTÊNCIA (kWp)	5,12	19,25	10	10	2,6
CIDADE/ESTADO	Timóteo MG	Ipatinga MG	Ipatinga MG	Ipatinga MG	Timóteo MG
FDI %	98%	104%	100%	100%	115%
MÉDIA MENSAL (kWh) Energia Gerada (Monitorada)	647	2222	1047	1026	233
EG [PR (75%)] Energia Esperada (Simulada)	560	2120	1093	1102	281
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho (Calculada)	87%	79%	72%	70%	62%
Yf (kWh/kWp/mês) Produtividade do sistema (Monitorada)	126	115	105	103	90
Yf (kWh/kWp/ano) Produtividade do sistema (Monitorada)	1516	1385	1256	1231	1077
Yr (kWh/kWp/mês) Produtividade de Referência (Calculada)	1749	1762	1749	1764	1729

Fonte: Elaborada pelo autor.

Dentre os resultados vale ressaltar que o sistema com módulos de silício monocristalinos obteve bons resultados quando comparado aos outros sistemas, perdendo para somente um dos cinco SFV. A seguir são apresentadas as fotografias 16, 17 e 18 referentes a SFV representados na Tabela 20:

Fotografia 16 – SFV 5,12 kWp – Timóteo/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 17 – SFV 19,25 kWp – Ipatinga/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 18 – SFV 10 kWp – Ipatinga/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 21 apresenta um resumo com resultado médio obtido através das análises dos monitoramentos dos SFV com inversores B&B Power.

Tabela 21 – Resumo com Média Geral Obtida para os 5 SFV com Inversores B&B Power

RESUMO	
Yf (kWh/kWp) Geral Média Mensal	108
Yf (kWh/kWp) Geral Anual	1293
TD ou PR (%) GERAL	74%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016), a produtividade específica (Yf) esperada para a região avaliada é entre 1300 e 1350 kWh/kWp, portanto, pode-se dizer que o resultado médio obtido (1293 kWh/kWp) está um pouco abaixo da média do Atlas.

4.2.5 Microinversores Reno

A Tabela 22 apresenta os resultados obtidos para 3 SFV com microinversores Reno avaliados. Esse microinversor otimiza a geração módulo a módulo de forma c.c. -c.a, portanto, utiliza da tecnologia MLPE.

Tabela 22 – Resultados da Análise de SFV com os Microinversores Reno
(Continua)

MICROINVERSOR RENO			
MODELO INVERSOR	500W	500W	500W
POTÊNCIA (kW)	5,5	2,5	6,5
MÓDULO	RISEN 320Wp POLI	CANADIAN 335Wp MONO	RISEN 320Wp POLI
POTÊNCIA (kWp)	7,04	3,35	8,32
CIDADE/ESTADO	BH MG	Ipatinga MG	Ipatinga MG
FDI %	78%	75%	78%
MÉDIA MENSAL (kWh) Energia Gerada (Monitorada)	885	349	732
EG [PR (85%)] Energia Esperada (Simulada)	954	413	1031

Tabela 22 – Resultados da Análise de SFV com os Microinversores Reno
(Conclusão)

TD ou PR (%)			
Taxa de Desempenho (Calculada)	79%	72%	60%
Yf (Kwh/Kwp/mês)			
Produtividade do sistema (Monitorada)	126	104	88
Yf (Kwh/Kwp/ano)			
Produtividade do sistema (Monitorada)	1509	1250	1055
Yr (kWh/kWp/mês)			
Produtividade de Referência (Calculada)	1913	1741	1749

Fonte: Elaborada pelo autor.

As fotografias 19 e 20 são referentes a sistemas representados na tabela 22:

Fotografia 19 – SFV 7,04 kWp – Belo Horizonte/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 20 – SFV 8,32 kWp – Ipatinga/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 23 apresenta um resumo com resultado médio obtido para os 3 sistemas fotovoltaicos com microinversores Reno avaliados.

Tabela 23 – Resumo com Média Geral Obtida para 3 SFV com Microinversores Reno

RESUMO	
Yf (kWh/kWp) Geral Média Mensal	106
Yf (kWh/kWp) Geral Anual	1272
TD ou PR (%) GERAL	70%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Cabe salientar que a análise dos SFV com microinversor do fabricante Reno ficou prejudicada devido às falhas constantes no sistema de monitoração. Quando há alguma falta de comunicação os dados são perdidos, portanto, prejudica a análise. De qualquer forma, procurou-se obter o máximo de informações possível. Em um dos casos (SFV 8,32kWp), a energia total gerada estava atualizada, mas, a energia registrada mês a mês não e foi feita uma média para o ano baseando-se neste dado.

Conforme o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016), a produtividade específica (Yf) esperada para a região avaliada é entre 1300 e 1350 kWh/kWp, portanto, o resultado médio obtido (1272kWh/kWp) foi aproximadamente 2% abaixo do valor mínimo apresentado no atlas.

4.2.6 Inversores String – ABB

A Tabela 24 apresenta os resultados obtidos para 5 SFV com inversores strings ABB avaliados.

Tabela 24 – Resultados da Análise de SFV com Inversores String ABB

ABB					
MODELO INVERSOR	ABB 6	ABB	ABB TRIO 50	ABB	ABB TRIO 50
POTÊNCIA (kW)	12	6	100	30	50
MÓDULO	CANADIAN POLI 72 CÉLULAS	JINKO POLI 72 CÉLULAS	CANADIAN MONO/POLI 72 CÉLULAS	CANADIAN MONO/POLI 60 CÉLULAS	CANADIAN POLI 72 CÉLULAS
POTÊNCIA (kWp)	12,06	7,8	122,4	33	60,4
CIDADE/ESTADO	Timóteo MG	Coqueiral MG	Caratinga MG	Ipatinga MG	Ipatinga MG
FDI %	100%	77%	82%	91%	83%
MÉDIA MENSAL (kWh) Energia Gerada (Monitorada)	1442	850	12594	3229	5436
EG [PR (75%)] Energia Esperada (Simulado)	1331	939	13975	3574	6571
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho (Calculada)	81%	68%	68%	68%	62%
Yf (kWh/kWp/mês) Produtividade do Sistema (Monitorada)	120	109	103	98	90
Yf (kWh/kWp/ano) Produtividade do Sistema (Monitorada)	1435	1307	1235	1174	1080
Yr (kWh/kWp/mês) Produtividade de Referência (Calculada)	1766	1927	1827	1733	1741

Fonte: Elaborada pelo autor.

Analisando a Tabela 24, percebe-se que o SFV com melhor produtividade possui 4 SPMPs. Outro detalhe interessante é o mal resultado apresentado pelo sistema com módulos monocristalinos de 60 células. O sistema com pior resultado (60,4kWp) foi avaliado e vistoriado, porém não foram identificadas falhas através da monitoração, que pudessem identificar erros ou problemas na instalação. Neste caso, é indicado que se faça manutenção preventiva com uma análise minuciosa medindo-se cada *string* para identificar se existem módulos com defeito ou falhas de conexão. O acompanhamento da Taxa de Desempenho (TD)

e da produtividade de forma mais próxima pode acelerar as soluções de problemas e aumentar a produtividade.

As fotografias 21, 22 e 23 são sistemas representados na Tabela 24:

Fotografia 21 – SFV 12,06 kWp – Timóteo/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 22 – SFV 122,4 kWp – Caratinga/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 23 – SFV 33 kWp – Ipatinga/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 25 apresenta um resumo com resultado médio obtido os 5 SFV com inversores ABB.

Tabela 25 – Resumo com Média Geral Obtida para 5 SFV com Inversores String ABB

RESUMO	
Yf (kWh/kWp) Geral Média Mensal	104
Yf (kWh/kWp) Geral Anual	1246
TD ou PR (%) GERAL	69%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016), a produtividade específica (Yf) esperada para a região avaliada é entre 1300 e 1350 kWh/kWp, portanto, o resultado médio obtido (1246kWh/kWp) foi aproximadamente 4% abaixo do valor mínimo apresentado no atlas.

4.2.7 Inversores String – GoodWe

A Tabela 26 apresenta os resultados obtidos para 3 SFV com inversores GoodWe avaliados e a Tabela 27 apresenta um resumo com resultado médio obtido para esses sistemas.

Tabela 26 – Resultados da Análise de SFV com Inversores String GoodWe

GOODWE			
MODELO INVERSOR	GW25k + GW50k	GW25k + GW50k	GW25k + GW50k
POTÊNCIA (kW)	75	75	75
MÓDULO	CANADIAN 355W POLI HALF CELL	CANADIAN 355W POLI HALF CELL	CANADIAN 355W POLI HALF CELL
POTÊNCIA (kWp)	99,4	87,33	87,33
CIDADE/ESTADO	Gov. Valadares MG	Naque MG	Naque MG
FDI %	75%	86%	86%
MÉDIA MENSAL (kWh) Energia Gerada (Monitorada)	10872	8463	8352
EG [PR (75%)] Energia Esperada (Simulada)	10959	9501	9501
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho (Calculada)	74%	67%	66%
Yf (Kwh/Kwp/mês) Produtividade do sistema (Monitorada)	109	97	96
Yf (Kwh/Kwp/ano) Produtividade do sistema (Monitorada)	1312	1163	1148
Yr (kWh/kWp/mês) Produtividade de Referência (Calculada)	1764	1741	1741

Fonte: Elaborada pelo autor.

As fotografias 24 e 25 são de sistemas representados na Tabela 26:

Fotografia 24 – SFV 99,4 kWp – Governador Valadares/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Fotografia 25 – Na foto estão representados os dois sistemas de 87,33kWp com inversores GoodWe, instalados no mesmo local e monitorados separadamente – Naque/MG



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 27 – Resumo com Média Geral Obtida para os 3 SFV com Inversores String GoodWe

RESUMO	
Yf (kWh/kWp) Geral Média Mensal	101
Yf (kWh/kWp) Geral Anual	1208
TD ou PR (%) GERAL	69%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados obtidos são inconclusivos, pois, o sistema com melhor rendimento teve produção avaliada somente em outubro, novembro e dezembro, sendo que, conforme o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016), estes são meses com irradiação superior à média anual. Além disso, os outros dois sistemas não tiveram os meses de Janeiro e Fevereiro considerados na análise, pois, foram instalados depois disso, e esses dois meses, também são meses com irradiação solar acima da média, conforme o Atlas. Dessa forma, a média dos 12 meses, passando por todas as estações do ano não aconteceu e o resultado ficou prejudicado.

4.2.8 *Resumo dos Resultados*

A Tabela 28 apresenta o resumo dos resultados obtidos para todos os sistemas fotovoltaicos analisados.

Tabela 28 – Resumo dos Resultados de Análises dos SFV

RESUMO				
CONVERSORES ESTÁTICOS (INVERSORES)	PRODUTIVIDADE Yf (kWh/kWp) GERAL MÉDIA MENSAL	PRODUTIVIDADE Yf (kWh/kWp) GERAL MÉDIA ANUAL	TAXA DE DESEMPENHO TD OU PR (%) GERAL	OBSERVAÇÕES
SOLAREEDGE	124	1485	85%	4 dos 6 sistemas com menos de 12 meses em funcionamento. 1 SFV com dois meses de falha no monitoramento.
APSYSTEMS	118	1419	82%	
FRONIUS	112	1339	74%	Dois sistemas foram instalados há dois anos ou mais.
B&B	108	1293	74%	Três sistemas foram instalados há dois anos ou mais.
MICRO RENOVIGI	106	1272	70%	Falhas frequentes no monitoramento podem ter influência no resultado final. Foram adotadas medidas de forma a mitigar as falhas.
ABB	104	1246	69%	Dois sistemas com inversores ABB Trio 50, que são inversores de grande porte, mas possuem somente 1 MPPT podem ter influenciado negativamente no resultado.
GOODWE	101	1208	69%	Resultado pode estar comprometido devido ao período avaliado ser menor que 12 meses.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se pela Tabela 28 e com as comparações realizadas nesta seção, que os inversores SolarEdge (com otimizadores c.c.-c.c.) e microinversores Apsystems, os sistemas com tecnologia MLPE tiveram melhor resultado, já o outro microinversor, Reno teve os seus resultados comprometidos devido as falhas ocorridas em seu monitoramento.

Dos 33 sistemas avaliados, 21 apresentaram produtividade superior que a simulada pelo Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016). Sendo que:

- SolarEdge (Otimizadores c.c.-c.c.): todos os 6 SFV com inversores SolarEdge apresentaram produtividade maior do que a simulada pelo Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016);
- APsystems (microinversor): 5 dos 6 SFV com microinversores APsystems apresentaram produtividade maior do que a simulada pelo Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016);

- Fronius (string): 4 dos 5 SFV com inversores *string* Fronius apresentou produtividade maior do que a simulada pelo Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016);
- B&B Power (string): 2 dos 5 SFV com B&B Power apresentaram produtividade maior do que a simulada pelo Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016);
- Reno (Microinversor): 1 dos 3 SFV com microinversor Reno apresentou produtividade maior do que a simulada pelo Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016);
- ABB (String): 2 dos 5 SFV com inversor ABB apresentou produtividade maior do que a simulada pelo Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016);
- GoodWe (String): 1 dos 3 SFV com inversor GoodWe apresentou produtividade maior do que a simulada pelo Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016).

Outro fator interessante que comprova a teoria que embasa este trabalho é que SFV com módulos FV de tecnologias mais recentes tais como módulos FVs com configuração de 144 células tipo *Half Cell* e bifacial (PERC), apresentaram melhores resultados em relação aos demais sistemas que utilizam SFV módulos convencionais, ou seja, com configuração de 72 células.

Nota-se que inversores FV de mesma tecnologia (Ex.: inversores *string*) apresentaram resultados diferentes e é um fator que deve ser levado em consideração na análise de investimento em um sistema fotovoltaico.

5 CONCLUSÃO

5.1 Conclusão – Parte 1

A primeira parte prática do trabalho desenvolvido avaliou 4 micro sistemas fotovoltaicos. Esses SFV possuem diferentes fabricantes de inversores e módulos fotovoltaicos, assim como equipamentos com diferentes tecnologias, com o objetivo de avaliar e comparar o rendimento energético de inversores *strings* com microinversores. Também foram comparados módulos com tecnologias diferentes, um contendo 72 células FVs e outro com 144 células (*Half-cell*), instalados em dois microinversores com potências diferentes. Resultados apresentados na tabela 29.

Tabela 29 – Resumo dos Resultados Parte 1

	Dados Monitorados							
	Sistema 1		Sistema 2		Sistema 3		Sistema 4	
	YC500		YC600		B&B		Reno	
	Microinversor		Microinversor		Tradicional		Microinversor	
Potência (kWp)	0,685		0,685		1,75		1,28	
EG Mensal (kWh)	67		77		181		83	
YF (kWh/kWp)	1106,49		1209,18		1190,93		962,5	
TD ou PR (%)	65%		71%		70%		55%	
Módulo	330Wp	355Wp	330Wp	355Wp	250Wp	320Wp		
EG 14/08 a 20/10 (kWh)	65,82	66,82	71,83	75,12	370,51	139,4		
	PVSol							
EG Mensal (kWh)	58		58		172		179	
YF (kWh/kWp)	1060,82		1057,93		1135,18		1117,18	
TD ou PR (%)	73%		73%		78%		76%	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conclui-se que, no período avaliado de 14/08/2019 a 31/10/2019:

- o SFV com microinversor YC600 apresentou melhor produtividade entre os 4 SFV avaliados;
- o módulo de 330W com o micro YC600 apresentou melhor resultado entre as 4 possibilidades avaliadas, sendo elas módulo de 330W com YC500, módulo de 355W com YC500, módulo de 330W com YC600 e módulo de 355W com YC600;
- os sistemas 1 (YC500 - microinversor), 2 (YC600 - microinversor) e 3 (B&B Power – String) apresentaram melhores resultados de Produtividade (Y_f) que os simulados no software PVSol;
- Análise do SFV 4 (Reno – microinversor) prejudicada por falhas no sistema de monitoração do próprio equipamento.

5.2 Conclusão – Parte 2

Na segunda parte foram avaliados o funcionamento de 33 sistemas fotovoltaicos, instalados em localidades distintas de Minas Gerais. Foram calculadas as respectivas Produtividades de Referência (Y_r), Produtividades dos Sistemas (Y_f), conforme respectivos sistemas de monitoração e calculadas as Taxas de Desempenho (TD). A Produtividade Esperada conforme Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG,2016): 1300 a 1350 kWh/kWp.

A tabela 30 apresenta as Produtividades Médias dos SFV com seus respectivos inversores:

Tabela 30 – Resumo Resultados Parte 2

Item	Fabricante	Topologia	Yf (kWh/kWp)	Resultado Comparado ao Atlas Solarimétrico
1	SolarEdge	Inversor com otimizadores	1485	14% superior
2	Apsystems	Microinversor	1419	9% superior
3	Fronius	Tradicional (<i>string</i>)	1339	3% superior
4	B&B Power	Tradicional (<i>string</i>)	1293	1% inferior
5	Reno	Microinversor	1272	2% inferior
6	ABB	Tradicional (<i>string</i>)	1246	4% inferior
7	GoodWe	Tradicional (<i>string</i>)	1208	7% inferior

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados indicam que:

- Os SFV com tecnologia de monitoramento a nível de módulo (MLPE), como os SFV com inversores SolarEdge e microinversores APsystems apresentaram melhor desempenho global;
- Os SFV com conversores estáticos SolarEdge, que utilizam otimizadores c.c. -c.c. com um SPMP a cada dois módulos, se sobressaíram e apresentaram melhor desempenho global e maior Produtividade (Y_f) que os outros SFV. Um ganho de 11% na Taxa de Desempenho quando comparado à média dos SFV com inversores Fronius (*string*), que dentre os inversores tradicionais obteve o melhor resultado;
- Em segundo lugar, vieram os SFV com microinversores APsystems, esses com SPMP individuais, por módulo. Apresentaram resultados inferiores aos SFV com inversores SolarEdge, mas ainda assim, superiores aos SFV com inversores tradicionais (*String*). Um ganho de 8% na Taxa de Desempenho quando comparado ao terceiro colocado (Fronius - *string*);

- O melhor desempenho dentre os 33 sistemas, foi um SFV de 3,25kWp com microinversores APsystem YC500, com 10 módulos policristalinos de 72 células, instalado em Governador Valadares/MG e obteve taxa de desempenho de 93%;
- O segundo melhor desempenho dentre os 33 SFV avaliados foi um SFV com inversor SolarEdge (otimizadores), modelo SE27, de 27kW, com módulos PERC de 144 células e 400W cada, de 24kWp, instalado em Governador Valadares/MG e obteve taxa de desempenho de 92%;
- SFV com módulos de tecnologias mais recentes como *Half Cell* e PERC apresentaram melhores resultados (ver tabelas em anexo). Essa confirmação prática para esses modelos de módulos fotovoltaicos é de grande importância para a análise de viabilidade econômica em um projeto, pois são classificados conforme os respectivos condições padrão de ensaio (STC), no entanto, a geração de energia em condições adversas (em campo) pode ser diferente;
- Dos 33 SFV avaliados, 12 sistemas ou 36% não atingiram a Produtividade (Y_f) 1300kWh/kWp estimada pelo Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016);
- Para os SFV com tecnologia MLPE SolarEdge e Apsystems, 11 dos 12 sistemas, ou seja 92%, atingiram ou ultrapassaram a Produtividade (Y_f) 1300kWh/kWp de referência estimada pelo Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016);
- A tecnologia de inversores que obteve melhor rendimento energético foi a com otimizadores SolarEdge.

A tabela 31 apresenta os sistemas fotovoltaicos, com seus respectivos fabricantes de conversores estáticos e módulos, em ordem decrescente de Produtividade (Y_f).

Tabela 31 – Resumo Resultados de Produtividade

Resumo com os Melhores Resultados de Produtividade				
Item	Fabricante	Topologia	Yf (kWh/kWp)	Módulo
1	SolarEdge	Otimizadores	1646	CANADIAN 400W POLI PERC HALF CELL
2	APsystems	Microinversor	1640	Canadian 325W POLI
3	Fronius	<i>String</i>	1521	CANADIAN 330W POLI
4	APsystems	Microinversor	1520	Canadian 355W POLI Half Cell
5	B&B Power	<i>String</i>	1516	RISEN 320W POLI
6	Reno	Microinversor	1509	RISEN 320W POLI
7	SolarEdge	Otimizadores	1496	CANADIAN 355W POLI HALF CELL
8	SolarEdge	Otimizadores	1484	CANADIAN 355W POLI HALF CELL
9	SolarEdge	Otimizadores	1481	CANADIAN 355W POLI HALF CELL
10	SolarEdge	Otimizadores	1444	DAH 330W POLI 72 CÉLULAS

Fonte: Elaborada pelo autor.

- Avaliando os SFV com o inversor SolarEdge apresentados na tabela 31, verifica-se que os sistemas com módulos de tecnologia mais recente, como PERC e *Half Cell*, apresentaram melhores resultados, sendo que o sistema com módulo FV com a tecnologia PERC apresentou o melhor rendimento energético entre todos os sistemas avaliados.

Em suma, este trabalho cumpriu com seu objetivo de demonstrar a evolução das tecnologias de micro/mini sistemas fotovoltaicos e de avaliar o comportamento de diversos sistemas fotovoltaicos diferentes, com inversores e módulos FV diferentes analisando e comparando as respectivas Produtividades (Yf) e Taxas de Desempenho (TD).

Adicionalmente percebe-se a necessidade de um período maior de monitoração dos sistemas fotovoltaicos com o objetivo de ter todos os sistemas com 12 meses completos de funcionamento para maior aquisição de dados com períodos englobando todas as estações e meses do ano, de forma que a radiação média global de cada sistema não fique desbalanceada, além disso, a ampliação da quantidade de sistemas avaliados irá facilitar a análise e observação dos resultados. Portanto, é um estudo embrionário, de grande potencial e que deverá ser continuamente ampliado.

5.3 Sugestões de Trabalhos Futuros

- Continuidade da monitoração nos sistemas, em um período de coleta mais longo, para maior consistência dos dados coletados e, conseqüentemente, análises e comparações mais detalhadas dos sistemas
- Análise da geração de energia perante aos índices de sujidade sobre a superfície dos módulos e o efeito na limpeza dos módulos de forma que seja possível estimar determinada periodicidade na manutenção dos sistemas (Ex.: período de limpeza) e assim, possibilitar estudo de viabilidade financeira mais adequado para a manutenção de SFV de forma que seja viável economicamente, ou seja, os ganhos de produção de energia sobreponham os custos da manutenção.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAVA – Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento. *Manual de Capacitação em Projetos de Aquecimento Solar*, 2008.

ABSOLAR – *Infográfico*. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>>. Acesso em 08 de nov. 2019.

ALMEIDA, Pedro Machado. UFJF, 2011. *Condicionamento da Energia Solar Fotovoltaica para Sistemas Interligados à Rede Elétrica* – Disponível em: <<http://www.ufjf.br/labsolar/2011/05/26/condicionamento/>>. Acesso em 08 de out. 2019

ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em 25 de jun. 2019.

AUSTRALIAN GOVERNMENT. *Your Home – Photovoltaic systems*. STAPLETO, G.; NEILL, S.; MILNE, G. (dezembro de 2013). Disponível em: <<https://www.yourhome.gov.au/energy/photovoltaic-systems>>. Acesso em 08 de out. 2019

BÖHMER, C. R. K. *Otimização da Inclinação de Módulos Fotovoltaicos em função da Radiação Solar Incidente na região de Pelotas, RS*. 2006, 69f. Dissertação (Mestrado). UFPel, Pelotas, RS, 2006.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). *Balanço Energético Nacional 2018: Ano base 2017/Empresa de Pesquisa Energética*. – Rio de Janeiro : EPE, 2018. Brazilian Energy Balance 2018 Year 2017/Empresa de Pesquisa Energética – Rio de Janeiro: EPE, 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf>. Acesso em 12 de jan. 2020.

CANADIAN SOLAR. *Datasheets* CS6U 320P, CS6K-280P, CS6K-280M, HiKu CS3W-400P.

CHRISTIAN, Reise; BJÖRN, Müller Fraunhofer; MOSER, David; BELLUARDO, Giorgio; INGENHOVEN, Philip. *Uncertainties in PV System Yield Predictions and Assessments* – International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme. Research, Institute for Renewable Energy, Bolzano, Italy, 2018.

CRESESB – CEPEL. PINHO, J. T., GALDINO, M. A.(Organizadores). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Ed. Rev. e Atual. Rio de Janeiro-RJ, Março, 2014. Disponível para [download](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf) em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em 20 de jul. 2019.

CRESESB. CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ASS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. *Software SunData*. CRESESB/CEPEL, 2019. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em 02 de nov. 2019.

CRESWELL, J. W. *Qualitative inquiry and research design: choosing among five traditions*. Thousand Oaks, California: Sage Publications, 1998.

DUFFIE, J. BECKMAN, W. *Solar Engineering of Thermal Process*. 4th edition. John Wiley & Sons, Inc., 2013.

ECORI. *Monocristalino ou Policristalino*. Disponível em: <<https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/modulos-fotovoltaicos---monocristalino-ou-policristalino---qual-a-melhor-dessas-duas-tecnologias-para-o-brasil>>. Acesso em 08 de jan. 2020.

ECORI. *Road Shows 2018*. Apresentação de Power Point. Outubro de 2018.

ELETRICISTA CONSCIENTE. Disponível em: <<http://www.eletricistaconsciente.com.br/pontue/fasciculos/1-introducao-e-conceitos-basicos-de-energia-fotovoltaica/conceitos-basicos-de-energia-solar/>>. Acesso em 08 de out. 2019.

EMERY, K.; SMITH, R. *Monitoring System Performance*. NREL, 2011.

ESTADO DE MINAS. *Consumo Total de Energia no Brasil deve Crescer 2,2% ao ano até 2040, Estima BP*. Disponível em: <https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2019/02/14/internas_economia,1030618/consumo-total-de-energia-no-brasil-deve-crescer-2-2-ao-ano-ate-2040.shtml>. Acesso em 12 de jan. 2020.

FRAUNHOFER, CSP. *Fraunhofer CSP presents LeTID-benchmark of PERC-modules*. Disponível em: <<https://www.csp.fraunhofer.de/en/news/LeTID-Benchmark.html>>. Acesso em 08 de out. 2019.

FUSANO, Renato H. *Análise dos Índices de Mérito do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede do Escritório Verde da UTFPR*. Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, 2013.

GOTTSCHALG, R.; PANDER, M.; TUREK, M.; BAUER, J.; LUKA, T.; HAGENDORF, C.; EBERT, M. *Benchmarking Light and Elevated Temperature Induced Degradation (LETID)*, 35th EU PVSEC 2018, 24 - 28 September 2018, Brussels.

GREENER. Pesquisa GD 3º Trimestre. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado-energia-solar-fotovoltaica-brasil/>>. Acesso em 08 de jan. 2020.

IRENA. International Renewable Energy Agency. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*. Volume 1: Power Sector Issue 4/5. Solar Photovoltaics. Disponível em: <https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-solar_pv.pdf>. Acesso em 02 de nov. 2019.

JANTSCH, M.; SCHMIDT, H.; SCHMID, J. Results of the Concerted Actions on power Conditioning and Control. In: *11º European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Montreux, Suíça, 1992.

KARAMI, Elmehdi, Mohamed Rafi, Amine Haibaoui, Abderraouf Ridah, Bouchaib Hartiti and Philippe Thevenin (2017). *Performance Analysis and Comparison of Different Photovoltaic Modules Technologies under Different Climatic Conditions in Casablanca*. *Journal of Fundamentals of Renewable Energy and Applications*. V. 7:3. Disponível em:

<https://www.researchgate.net/profile/Rafi_Mohamed/publication/317594600_Performance_Analysis_and_Comparison_of_Different_Photovoltaic_Modules_Technologies_under_Different_Climatic_Conditions_in_Casablanca/links/5948e8b3aca272f02e0dcc7c/Performance-Analysis-and-Comparison-of-Different-Photovoltaic-Modules-Technologies-under-Different-Climatic-Conditions-in-Casablanca.pdf>. Acesso em 20 de jan. 2020.

LI, Chong. Comparative Performance Analysis of Grid-Connected PV Power Systems with Different PV Technologies in the Hot Summer and Cold Winter Zone. *Hindawi International Journal of Photoenergy* Volume 2018, 9 pages. Disponível em: <<https://www.hindawi.com/journals/ijp/2018/8307563/>>. Acesso em 02 de nov. 2019

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K. HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, B.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. Prepared for the *31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference* and Exhibition Lake Buena Vista, Florida January 3-7, 2005. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37358.pdf>>. Acesso em 02 de nov. 2019.

PASSOS, F. L. L. *Metodologia e Ferramenta Computacional para Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica de Um Sistema de Microgeração Fotovoltaica*. Dissertação (Graduação). IFRGS – Pelotas, 2016.

PORTAL SOLAR. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/ passo-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>>. Acesso em 08 de jan. 2020.

PV MAGAZINE. Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/magazine-archive/panel-predictions-2018/>>. Acesso em 08 de jan. 2020.

QUAQLIA, R. B. *Incentivo à Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos: cenários para o setor elétrico brasileiro*. 2010. 114f. (Dissertação de Mestrado) – Programa de Pós-graduação em Energia, Universidade Federal do ABC, Santo André, 2010.

REIS, Ruiبران Januário dos; TIBA, Chigueru. *Atlas Solarimétrico de Minas Gerais* – Cemig, Volume 2. In: Ruiبران Januário dos Reis e Chigueru Tiba (Orgs.). Belo Horizonte: Editora Futura Express, 2016.

RICHTER, A.; MOSER, M.; REICH, D.; GREEN, M.; MAU, S.; BEYER, H. *Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems* – Good Practices for Monitoring and Performance Analysis. 2014.

RUTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*, vol. 39, n.3, p. 1027-1030, 2011.

SCHWEIGER, M.; Herrmann, W.; Gerber, A.; Rau, U. (2017). Understanding the energy yield of photovoltaic modules in different climates by linear performance loss analysis of the module performance ratio. In: *12th Photovoltaic Science, Application and Technology Conference (PVSAT-12)* ISSN 1752-1416. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7934194>>. Acesso em 22 de jan. 2020.

SOLAR POWER WORLD. *What is PERC? Why should you care?* Disponível em: <<https://www.solarpowerworldonline.com/2016/07/what-is-perc-why-should-you-care/>>. Acesso em 08 de out. 2019.

SOLAREEDGE. Nota Técnica n.º V1.05/19.EN.ROW. *Estudo de Caso 700kW Harmons Grocery*, Santa Clara, EUA, 2019.

SOLAREEDGE. Nota Técnica n.º VR: 05/2019/V01/PRT-BRA. *Evoluindo para a Otimização de Potência a Nível de Módulo*, 2019.

SOLAREEDGE. *Incompatibilidade nos Telhados Comerciais Típicos na Holanda*, 2019.

SOUZA, A. P. Radiação solar difusa horária incidente em superfícies inclinadas: fatores de correção, evolução diurna e modelos de estimativa. 2012. Tese (Doutorado). UNESP, Botucatu – SP, 2012.

SOUZA, João Paulo de. *Tecnologia MLPE – Como os otimizadores de potência estão revolucionando o mercado fotovoltaico*. Disponível em: <<http://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/tecnologia-mlpe---como-os-otimizadores-de-potencia-estao-revolucionando-o-mercado-fotovoltaico>>. Acesso em 02 de nov. 2019.

TIBA, Chigueru et al. (Coord.). *Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados solarimétricos*. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em 02 de nov. 2019.

VERA, L. H. *Programa Computacional para Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos*. Dissertação (Mestrado). UFRGS – Porto Alegre, 2004.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*. 1. Ed. São Paulo: Érica, 2012.

WOYTE, A.; EURAC, Hassam, G. *Monitoring of Photovoltaic Systems: Good Practices and Systematic Analysis*. 3. ed. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, TUV, 2013.

Young, Hugh; Freedman, Roger - *Física II - Termodinâmica e Ondas*. 12ª Edição. Pearson, 2008

7 ANEXOS

7.2 ANEXO 1: Tabela Complementar de Estudos Parte 1

	Microinversor Apsystems				Microinversor Apsystems				Inversor Tradicional		Microinversor		
	YC500				YC600				B&B		RENO		
	Módulo 330W	Módulo 355W	Total	kWh/kWp diário	Módulo 330W	Módulo 355W	Total	kWh/kWp diário	1,75kWp	kWh/kWp diário	320W	kWh/kWp diário	Módulos Instalados
14/ago	0,97	0,97	1,94	3,47	1,11	1,16	2,27	3,31	5,51	3,15			
15/ago	0,98	0,96	1,94	2,83	1,05	1,10	2,15	3,14	5,18	2,96	2,30	2,32	3,00
16/ago	1,44	1,14	2,58	3,77	1,46	1,54	3,00	4,38	7,28	4,16	3,00	3,03	3,00
17/ago	1,53	1,49	3,02	4,41	1,54	1,62	3,16	4,61	7,68	4,39	3,00	3,23	3,00
18/ago	1,45	1,41	2,86	4,18	1,46	1,54	3,00	4,38	7,26	4,15	3,10	3,13	3,00
19/ago	1,36	1,32	2,68	3,91	1,35	1,42	2,77	4,04	6,74	3,85	2,70	2,73	3,00
20/ago	1,16	1,13	2,29	3,34	1,16	1,22	2,38	3,47	5,83	3,33	2,40	2,42	3,00
21/ago	0,62	0,61	1,23	1,80	0,64	0,68	1,32	1,93	3,12	1,78	1,20	1,21	3,00
22/ago	0,48	0,48	0,96	1,40	0,50	0,52	1,02	1,49	2,49	1,42	1,00	1,01	3,00
23/ago	0,72	0,71	1,43	2,09	0,74	0,78	1,52	2,22	3,83	2,19	1,60	1,62	3,00
24/ago	1,06	1,04	2,10	3,07	1,08	1,14	2,22	3,24	5,74	3,28	2,10	2,12	3,00
25/ago	0,80	0,79	1,59	2,32	0,82	0,86	1,68	2,45	4,34	2,48	1,50	1,52	3,00
26/ago	0,66	0,65	1,31	1,91	0,69	0,72	1,41	2,06	3,54	2,02	1,40	1,41	3,00
27/ago	0,85	0,84	1,69	2,47	0,89	0,94	1,83	2,67	4,66	2,66	2,10	2,12	3,00
28/ago	0,93	0,92	1,85	2,70	0,95	1,00	1,95	2,85	5,01	2,86	2,00	2,02	3,00
29/ago													
30/ago													
31/ago													
01/set													
02/set	1,07	1,05	2,12	3,09	1,07	1,13	2,20	3,21	5,54	3,17	2,30	2,32	3,00
03/set	1,31	1,27	2,58	3,77	1,29	1,36	2,65	3,87	6,82	3,90	3,00	3,03	3,00
04/set	1,44	1,39	2,83	4,13	1,41	1,49	2,90	4,23	7,44	4,25	3,00	3,03	3,00
05/set	0,60	0,59	1,19	1,74	0,60	0,64	1,24	1,81	3,00	1,71	1,40	1,41	3,00
06/set	0,48	0,47	0,95	1,39	0,49	0,51	1,00	1,46	2,38	1,36	1,30	1,31	3,00
07/set	0,96	0,95	1,91	2,79	0,98	1,03	2,01	2,93	5,09	2,91	2,00	2,02	3,00
08/set	0,70	0,70	1,40	2,04	0,73	0,76	1,49	2,18	3,85	2,20	1,50	1,52	3,00
09/set	1,28	1,26	2,54	3,71	1,35	1,42	2,77	4,04	5,17	2,95	2,80	2,83	3,00
10/set	1,28	1,26	2,54	3,71	1,33	1,40	2,73	3,99	7,05	4,03	2,60	2,63	3,00
11/set	1,58	1,53	3,11	4,54	1,59	1,68	3,27	4,77	8,28	4,73	3,40	3,43	3,00
12/set	1,61	1,56	3,17	4,63	1,61	1,69	3,30	4,82	8,36	4,78	3,30	3,33	3,00
13/set	1,55	1,50	3,05	4,45	1,47	1,55	3,02	4,41	8,02	4,58	2,90	2,93	3,00
14/set									6,72	3,84	2,30	2,32	3,00
15/set	0,88	0,88	1,76	2,57	0,89	0,94	1,83	2,67	4,78	2,73			
16/set	1,10	1,12	2,22	3,24	1,20	1,26	2,46	3,59	6,25	3,57			
17/set	1,57	1,54	3,11	4,54	1,60	1,68	3,28	4,79	8,23	4,70			
18/set	1,58	1,55	3,13	4,57	1,61	1,70	3,31	4,83	8,24	4,71	3,00	3,03	3,00
19/set	1,50	1,46	2,96	4,32	1,52	1,60	3,12	4,55	8,24	4,71	3,00	3,03	3,00
20/set	1,21	1,21	2,42	3,53	1,28	1,35	2,63	3,84	6,54	3,74	2,20	2,22	3,00
21/set	1,20	1,20	2,40	3,50	1,25	1,32	2,57	3,75	6,41	3,66	2,10	2,12	3,00
22/set	1,03	1,04	2,07	3,02	1,11	1,16	2,27	3,31	5,56	3,18	1,90	1,92	3,00
23/set	0,65	0,63	1,28	1,87	0,65	0,69	1,34	1,96	3,32	1,90	1,90	1,92	3,00
24/set	1,15	1,18	2,33	3,40	1,29	1,36	2,65	3,87	6,49	3,71	2,30	2,32	3,00
25/set	0,64	0,62	1,26	1,84	0,66	0,69	1,35	1,97	3,28	1,87	1,30	1,31	3,00
26/set	0,29	0,27	0,56	0,82	0,29	0,30	0,59	0,86	1,36	0,78	0,60	0,61	3,00
27/set	0,74	0,74	1,48	2,16	0,77	0,81	1,58	2,31	3,81	2,18	1,80	1,82	3,00
28/set	0,54	0,52	1,06	1,55	0,54	0,57	1,11	1,62	2,56	1,52	1,40	1,41	3,00
29/set	0,37	0,35	0,72	1,05	0,37	0,39	0,76	1,11	1,79	1,02	0,90	0,91	3,00
30/set	1,11	1,18	2,29	3,34	1,26	1,32	2,58	3,77	6,13	3,50	3,00	3,03	3,00
01/out	0,33	0,31	0,64	0,93	1,42	1,50	2,92	4,26	6,86	3,92	3,20	3,23	3,00
02/out	0,92	1,00	1,92	2,80	1,42	1,50	2,92	4,26	6,94	3,97	3,50	3,54	3,00
03/out	1,09	1,16	2,25	3,28	1,28	1,35	2,63	3,84	6,22	3,55	3,00	3,03	3,00
04/out	1,28	1,27	2,55	3,72	1,39	1,47	2,86	4,18	6,94	3,97	3,50	3,54	3,00
05/out	1,13	1,16	2,29	3,34	1,31	1,38	2,69	3,93	6,43	3,67	3,10	3,13	3,00
06/out	1,03	1,09	2,12	3,09	1,20	1,27	2,47	3,61	5,81	3,32	2,70	2,73	3,00
07/out	1,06	1,12	2,18	3,18	1,21	1,21	2,42	3,53	5,92	3,38	2,80	2,83	3,00
08/out	1,16	1,23	2,39	3,49	1,33	1,33	2,66	3,88	6,53	3,73	4,00	3,03	4,00
09/out	1,14	1,15	2,29	3,34	1,26	1,26	2,52	3,68	6,14	3,51	3,70	2,80	4,00
10/out	0,75	0,76	1,51	2,20	0,72	0,72	1,44	2,10	3,94	2,25	0,60	0,45	4,00
11/out	1,03	1,10	2,13	3,11	1,06	1,06	2,12	3,09	5,70	3,26	3,60	2,73	4,00
12/out	1,17	1,22	2,39	3,49	1,29	1,29	2,58	3,77	6,62	3,78	4,90	3,71	4,00
13/out	1,20	1,25	2,45	3,58	1,35	1,35	2,70	3,94	6,84	3,91	4,60	3,48	4,00
14/out	1,28	1,32	2,60	3,80	1,43	1,43	2,86	4,18	7,23	4,13			
15/out	1,07	1,29	2,36	3,45	1,36	1,36	2,72	3,97	6,92	3,95			
16/out	1,20	1,44	2,64	3,85	1,51	1,51	3,02	4,41	7,70	4,40			
17/out	1,26	1,49	2,75	4,01	1,54	1,54	3,08	4,50	7,90	4,51			
18/out	1,38	1,63	3,01	4,39	1,68	1,86	3,54	5,17	8,61	4,92	1,30	0,98	4,00
19/out	1,25	1,49	2,74	4,00	1,52	1,69	3,21	4,69	7,71	4,41	5,10	3,86	4,00
20/out	0,66	0,86	1,52	2,22	0,90	1,00	1,90	2,77	4,53	2,59	3,00	2,27	4,00
TOTAL kWh	65,82	66,82	132,64		71,83	75,12	146,95		370,51		130,00		
Média Diária	1,04	1,06	2,11		1,14	1,19	2,33		5,79		3,42		
Média Mensal	31,34	31,82	63,16		34,20	35,77	69,98		173,68		102,67		
Potência (kWp)	0,330	0,355	0,685		0,330	0,355	0,685		1,750		1,280		
FDI % (CC/CA)	76%	70%	0,730		91%	85%			91%		78%		
Radiação Direta			4,652			4,652			4,652		4,793		
YF (kWh/kWp) Média Mensal	94,98	89,63	92,21		103,65	100,76	102,16		99,24		80,21		
YF ANUAL (kWh/kWp) Média Mensal	1139,74	1075,57	1106,49		1243,81	1209,18	1225,86		1190,93		962,50		
Yr (kWh/kWp) Média Mensal			1697,98			1697,98			1697,98		1749,45		
PR (%) Média Mensal			65%			71%			70%		55%		
kWh média mensal Estimado PVSol			58,33				58,17		172,17		119,16		
kWh/kWp média mensal Estimado PVSol			88,40				88,16		94,58		93,08		

7.2 ANEXO 2: Tabela Complementar de Estudos Parte 2

SOLAREDDGE						
INVERSOR	SE27 380V	SE27 380V	2X17 380V	4xSE27 380V	SE17 380V	1x17 220V
POTÊNCIA (kW)	26	26	34	104	17	9,9
MÓDULO	CANADIAN 400W POLI PERC HALF CELL	CANADIAN 355W POLI HALF CELL	CANADIAN 355W POLI HALF CELL	CANADIAN 355W POLI HALF CELL	DAH 330W POLI 72 CÉLULAS	DAH 330W POLI 72 CÉLULAS
POTÊNCIA (kWp)	24	28,8	41,18	126,72	21,78	11,52
Desvio Orientação Norte (Graus)	15	90	90	45	45	15
Ângulo (Graus)	15	10	10	10	10	10
Cidade	Governador Valadares	Governador Valadares	Governador Valadares	Ipatinga	Ipatinga	Timóteo
MESES	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês
jan/19		4780				1910
fev/19		3980				1320
mar/19		3970				1580
abr/19		3300				1260
mai/19		2590				1120
jun/19		2530				1140
jul/19		2750				1130
ago/19			4540	12750	1910	997
set/19	2900		5150	13080	2360	966
out/19	3810	4270	5150	17620	3030	1440
nov/19	3120	3570	4810	16300	2710	1270
dez/19	3340	4170	5820	18440	3090	1520
FDI % (CC/CA)	108%	90%	83%	82%	78%	86%
MÉDIA MENSAL (kWh)	3293	3591	5094	15638	2620	1304
RADIAÇÃO DIRETA (kWh/m²/dia)	4,878	4,878	4,676	4,738	4,738	4,769
EG [PR (85%)] Energia Esperada	3027	3632	4978	15523	2668	1420
Yr (kWh/kWp) Produtividade de Referência	1780	1780	1707	1729	1729	1741
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho	92%	84%	87%	86%	83%	78%
Yf (kWh/kWp) Média Mensal Produtividade do Sistema	137	125	124	123	120	113
Yf (kWh/kWp) Anual Produtividade do Sistema	1646	1496	1484	1481	1444	1359
OBSERVAÇÕES	Sistema instalado há pouco tempo	Meses de Agosto e Setembro sem registros completos no monitoramento	Sistema instalado há pouco tempo	Sistema instalado há pouco tempo	Sistema instalado há pouco tempo	

APSYSTEMS						
INVERSOR	YC500	YC600	YC500	YC600	YC500	YC1000
POTÊNCIA (kW)	2,5	7,2	2,5	3	2,5	10
MÓDULO	Canadian 325W POLI	Canadian 355W POLI Half Cell	Canadian 330W POLI	DAH 330W POLI	Canadian 325W POLI	Canadian 320W POLI
POTÊNCIA (kWp)	3,25	8,52	3,3	3,3	3,25	12,8
Desvio Orientação Norte (Graus)	60	10	15	60	60	45
Ângulo (Graus)	13	15	15	15	20	10
Cidade	Governador Valadares	Governador Valadares	Engenheiro Caldas	Timóteo	Timóteo	Ipatinga
MESES	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês
jan/19	574				476	1795
fev/19	476			429	360	1220
mar/19	486	1273		493	429	1390
abr/19	430	1075	426	397	366	1412
mai/19	370	945	365	358	334	1128
jun/19	360	857	326	358	338	952
jul/19	399	976	368	355	336	845
ago/19	385	943	347	321	301	878
set/19	414	1049	382	313	297	983
out/19	523	1310	461	453	412	1286
nov/19	433	1135	413	392	354	1189
dez/19	481	1229	452	452	390	1532
FDI % (CC/CA)	77%	85%	76%	91%	77%	78%
MÉDIA MENSAL (kWh)	444	1079	393	393	366	1218
RADIAÇÃO DIRETA (kWh/m²/dia)	4,851	4,883	4,738	4,687	4,652	4,738
EG [PR (85%)] Energia Esperada	408	1076	404	400	391	1568
Yr (kWh/kWp) Produtividade de Referência	1771	1782	1729	1711	1698	1729
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho	93%	85%	83%	83%	80%	66%
Yf (kWh/kWp/mês) Produtividade do Sistema	137	127	119	119	113	95
Yf (kWh/kWp/ano) Produtividade do Sistema	1640	1520	1430	1428	1352	1141
OBSERVAÇÕES	Estrutura elevada em topo de prédio. Rendimento acima do esperado	Estrutura elevada.				Local com incidência de sombreamento e alta incidência de particulado siderúrgico. Fatores que corroboram para redução da produtividade.

FRONIUS					
INVERSOR	PRIMO	ECO	PRIMO	SYMO	ECO
POTÊNCIA (kW)	6	25	8,2	20	27
MÓDULO	CANADIAN 330W POLI	CANADIAN 350W POLI HALF CELL	CANADIAN 320W POLI	CANADIAN 350W POLI HALF CELL	CANADIAN 325W POLI
POTÊNCIA (kWp)	5,94	28	8,96	21	29,25
Desvio Orientação Norte (Graus)	10	30	0	5	30
Ângulo (Graus)	15	15	15	10	15
Cidade	Belo Horizonte	Timóteo	Ipatinga	Governador Valadares	Timóteo
MESES	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês
jan/19	926	4473	1359	3032	3995
fev/19	682	3288	1046	2710	2809
mar/19	801	3847	1217	2705	3368
abr/19	705	3092	1046	2095	2692
mai/19	650	2639	945	1821	2383
jun/19	668	2583	912	1441	2704
jul/19	705	2435	868	1422	2537
ago/19	750	2181	775	2073	2628
set/19	791	2364	756	2176	2365
out/19	898	3757	1032	2773	3269
nov/19	711	3230	963	2469	2989
dez/19	749	3530	1085	2644	3152
FDI % (CC/CA)	101%	89%	92%	95%	92%
MÉDIA MENSAL (kWh)	753	3118	1000	2280	2908
RADIAÇÃO DIRETA (kWh/m2/dia)	5,323	4,793	4,887	4,856	4,793
EG [PR (75%)] Energia Esperada	721	3062	999	2326	3198
Yr (kWh/kWp) Produtividade de Referência	1943	1749	1784	1772	1749
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho	78%	76%	75%	74%	68%
Yf (kWh/kWp) Média Mensal Produtividade do Sistema	127	111	112	109	99
Yf (kWh/kWp) Anual Produtividade do Sistema	1521	1336	1340	1303	1193
OBSERVAÇÕES	Instalado há dois anos	Uma limpeza feita no período.	Instalado há dois anos e meio.	Instalado há um ano. Uma limpeza feita no período.	Local com alta incidência de particulado siderúrgico.

B&B					
INVERSOR	B&B	B&B	B&B 2x5	B&B 2x5	B&B
POTÊNCIA (kW)	5	20	10	10	3
MÓDULO	RISEN 320W POLI	CANADIAN 275W MONO	RISEN 250W POLI	RISEN 250W POLI	RISEN 260W POLI
POTÊNCIA (kWp)	5,12	19,25	10	10	2,6
Desvio Orientação Norte (Graus)	30	-10	-30	0	45
Ângulo (Graus)	20	15	15	15	10
Cidade	Timóteo	Ipatinga	Ipatinga	Ipatinga	Timóteo
MESES	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês
jan/19	852	2768	1571	1398	352
fev/19	659	2451	1129	1052	247
mar/19	764	2695	832	1256	296
abr/19	641	2314	1040	1083	246
mai/19	568	1956	873	908	205
jun/19	565	1892	923	894	195
jul/19	571	1843	985	879	181
ago/19	593	1614	923	789	167
set/19	575	1698	925	792	164
out/19	720	2493	1180	1123	261
nov/18	624	2408	963	1030	204
dez/18	629	2532	1220	1107	282
FDI % (CC/CA)	98%	104%	100%	100%	115%
MÉDIA MENSAL (kWh)	647	2222	1047	1026	233
RADIAÇÃO DIRETA (kWh/m ² /dia)	4,793	4,827	4,793	4,832	4,738
EG [PR (75%)] Energia Esperada	560	2120	1093	1102	281
Yr (kWh/kWp) Produtividade de Referência	1749	1762	1749	1764	1729
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho	87%	79%	72%	70%	62%
Yf (kWh/kWp) Média Mensal Produtividade do Sistema	126	115	105	103	90
Yf (kWh/kWp) Anual Produtividade do Sistema	1516	1385	1256	1231	1077
OBSERVAÇÕES		Estrutura de elevação para a metade dos módulos	Instalado em 05/2016	Local com alta incidência de particulado siderúrgico. Instalado há dois anos	Incidência de sombreamento

Micro Renovigi			
INVERSOR	11x500	5x500	13x500
POTÊNCIA (kW)	5,5	2,5	6,5
MÓDULO	RISEN 320W POLI	CANADIAN 335W MONO	RISEN 320W POLI
POTÊNCIA (kWp)	7,04	3,35	8,32
Desvio Orientação Norte (Graus)	30	30	-10
Ângulo (Graus)	10	10	10
Cidade	Belo Horizonte	Ipatinga	Ipatinga
MESES	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês
jan/19		467	843
fev/19		382	794
mar/19		417	922
abr/19		320	696
mai/19		288	665
jun/19		304	571
jul/19		315	632
ago/19		290	555
set/19		302	573
out/19		388	861
nov/18		355	820
dez/18		361	849
FDI % (CC/CA)	78%	75%	78%
MÉDIA MENSAL (kWh)	885	349	732
RADIAÇÃO DIRETA (kWh/m ² /dia)	5,240	4,769	4,792
EG [PR (85%)] Energia Esperada	954	413	1031
Yr (kWh/kWp) Produtividade de Referência	1913	1741	1749
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho	79%	72%	60%
Yf (kWh/kWp) Média Mensal Produtividade do Sistema	126	104	88
Yf (kWh/kWp) Anual Produtividade do Sistema	1509	1250	1055
OBSERVAÇÕES	Monitoramento apresenta falha nas leituras diárias, por isso para cálculo médio foi utilizado a geração total e o período que o sistema está instalado. Este sistema está instalado no alto de um prédio e apresenta um pequeno sombreamento provocado pela caixa d'água.	Abaixo do rendimento esperado.	Deve ser verificado. Aparenta ter algum problema. Alguns micros não estão funcionando ou não estão sendo monitorados.

ABB					
INVERSOR	ABB 6	ABB	ABB TRIO 50	ABB	ABB TRIO 50
POTÊNCIA (kW)	12	6	100	30	50
MÓDULO	CANADIAN POLI 72 CÉLULAS	JINKO POLI 72 CÉLULAS	CANADIAN MONO/POLI 72 CÉLULAS	CANADIAN MONO 60 CÉLULAS	CANADIAN POLI 72 CÉLULAS
POTÊNCIA (kWp)	12,06	7,8	122,4	33	60,4
Desvio Orientação Norte (Graus)	10	30	45	-90/0/90	-30
Ângulo (Graus)	20	15	10	15	10
Cidade	Timóteo/MG	Coqueiral/MG	Caratinga/MG	Ipatinga/MG	Ipatinga/MG
MESES	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês
jan/19	1954		18569	5094	8530
fev/19	1440		15943	3439	5969
mar/19	1699		13332	3190	6602
abr/19	1409		8667	2797	5047
mai/19	1282		12229	2446	4286
jun/19	1307		9544	2619	4152
jul/19	1354	797	9959	2675	4165
ago/19	1192	777	9158	2577	3760
set/19	1131	899	10141	2719	3888
out/19	1523	928	14256	3545	5564
nov/18	1447	800	14282	3636	6193
dez/18	1571	896	15042	4008	7078
FDI % (CC/CA)	100%	77%	82%	91%	83%
MÉDIA MENSAL (kWh)	1442	850	12594	3229	5436
RADIAÇÃO DIRETA (kWh/m²/dia)	4,839	5,279	5,005	4,747	4,769
EG [PR (75%)] Energia Esperada	1331	939	13975	3574	6571
Yr (kWh/kWp) Produtividade de Referência	1766	1927	1827	1733	1741
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho	81%	68%	68%	68%	62%
Yf (kWh/kWp) Média Mensal Produtividade do Sistema	120	109	103	98	90
Yf (kWh/kWp) Anual Produtividade do Sistema	1435	1307	1235	1174	1080
OBSERVAÇÕES	Instalado há 1 ano	Resultado pode estar comprometido devido ao período avaliado ser menor que 12 meses.	Instalado há 1 ano	Instalado há 3 anos. Telhado com 3 águas, Leste, Oeste e Norte.	Instalado há 3 anos

GOODWE			
INVERSOR	25+50	25+50	25+50
POTÊNCIA (kW)	75	75	75
MÓDULO	CANADIAN 355W POLI HALF CELL	CANADIAN 355W POLI HALF CELL	CANADIAN 355W POLI HALF CELL
POTÊNCIA (kWp)	99,4	87,33	87,33
Desvio Orientação Norte (Graus)	-40	30	30
Ângulo (Graus)	10	10	10
Cidade	GV	NAQUE	NAQUE
MESES	kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês
jan/19			
fev/19			
mar/19		8953	9089
abr/19		9160	9134
mai/19		7837	7733
jun/19		6877	6286
jul/19		6855	6151
ago/19		6291	5720
set/19		7400	6775
out/19	12104	11521	10714
nov/19	9659	8517	10909
dez/19	10852	11216	11006
FDI % (CC/CA)	75%	86%	86%
MÉDIA MENSAL (kWh)	10872	8463	8352
RADIAÇÃO DIRETA (kWh/m2/dia)	4,833	4,769	4,769
EG [PR (75%)] Energia Esperada	10959	9501	9501
Yr (kWh/kWp) Produtividade de Referência	1764	1741	1741
TD ou PR (%) Taxa de Desempenho	74%	67%	66%
Yf (kWh/kWp) Média Mensal Produtividade do Sistema	109	97	96
Yf (kWh/kWp) Anual Produtividade do Sistema	1312	1163	1148
OBSERVAÇÕES	Resultado pode estar comprometido devido ao período avaliado ser menor que 12 meses.	Resultado pode estar comprometido devido ao período avaliado ser menor que 12 meses.	Resultado pode estar comprometido devido ao período avaliado ser menor que 12 meses.