

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS - UFMG
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA -
PPGEE

Impactos da Dinâmica Atmosférica na Flutuação de Potência em Usinas Fotovoltaicas

Daniel dos Santos F. Soares

Dissertação submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador : Prof. Dr. Selênio Rocha Silva

Belo Horizonte, 1 de agosto de 2014

Dedico à

memória de minha mãe e à minha família. Também a todos aqueles que não têm acesso à energia elétrica e tudo o mais que dela deriva.

“Whence comes all the motive power? What is the spring that drives all? We see the ocean rise and fall, the rivers flow, the wind, rain, hail, and snow beat on our windows, the trains and steamers come and go; we here the rattling noise of carriages, the voices from the street; we feel, smell, and taste; and we think of all this. And all this movement, from the surging of the mighty ocean to that subtle movement concerned in our thought, has but one common cause. All this energy emanates from one single center, one single source, the Sun. The Sun is the spring that drives all. The Sun maintains all human life and supplies all human energy. Another answer we have now found to the above great question: To increase the force accelerating human movement means to turn to the uses of man more of the Sun's energy.”

Nikola Tesla, *The Problem of Increasing Human Energy*, Century Illustrated Magazine, June 1900 (Tesla, 1900)

Agradecimentos

Ao professor Dr. Selênio Rocha Silva pela orientação e excepcional oportunidade de trabalhar um projeto real de engenharia de ponta.

Ao professor Dr. Alberto Avelar Barreto do CDTN pela disponibilização dos dados da estação meteorológica e instrumentação para que medições adicionais pudessem embasar melhor este trabalho.

Aos professores Dr. Seleme Issac Seleme, Dr. Porfírio Cabaleiro Cortizo, Dr. Sidelmo Magalhães Silva, Dr. Leonardo Borges Torres e, novamente, Dr. Selênio Rocha Silva pelo aprendizado nas disciplinas.

Aos colegas do CPH prof. Heverton Pereira, prof. Vitor Mendes, Silas Liu, Allan Cupertino e Guilherme Resende pelas discussões compartilhando conhecimentos e experiências.

A população brasileira que paga impostos para que se tenha uma universidade de qualidade e livre.

A minha família pela enorme paciência.

A CEMIG pelos investimentos e confiança nos trabalhos de pesquisa e desenvolvimento realizados pela UFMG no âmbito da Chamada Estratégica 13 do Programa de P&D Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL.

Sumário

Lista de Símbolos.....	24
Lista de Abreviaturas.....	27
Capítulo 1	29
1.1. Momento histórico da Energia Solar.....	29
1.2. Energia Solar no Brasil	29
1.2.1. Potencial Nacional.....	30
1.2.2. Resolução Normativa nº 482.....	31
1.2.3. O P&D Estratégico da ANEEL.....	32
1.2.4. Primeiro Leilão de Energia Solar	32
1.3. Energia Solar no Mundo	33
1.3.1. Projeto SWERA	34
1.3.2. Plantas Fotovoltaicas do Mundo	35
1.4. Estado da Arte em Tecnologia Fotovoltaica	36
1.4.1. Tecnologias Fotovoltaicas.....	36
1.5. Usina Solar de Sete Lagoas.....	37
1.6. Flutuações de Potência em Diferentes Fontes.....	38
1.7. Motivação e Objetivos	40
1.8. Organização do Texto	43
Capítulo 2	45
2.1. Introdução 45	
2.2. Radiação Solar.....	45
2.2.1. Terminologia	46
2.2.2. A Constante Solar.....	48
2.2.3. Variação da radiação extraterrestre	48
2.2.4. Efeitos da atmosfera sobre a radiação Solar.....	49

2.3.	Geometria Solar-Terrestre.....	51
2.3.1.	Ângulos notáveis	52
2.3.2.	Posição do Sol ao longo de um ano.....	53
2.3.3.	Posição do Sol ao longo de um dia.....	54
2.3.4.	Duração do Dia.....	55
2.4.	Instrumentação Solarimétrica.....	55
2.4.1.	Piranômetro	55
2.4.2.	Pireliômetro	56
2.4.3.	Heliógrafo.....	57
2.4.4.	Ceilometro	57
2.4.5.	Rastreador solar	58
2.4.1.	Imagens de satélite	58
2.4.2.	Estações Meteorológicas	59
2.5.	Dinâmica de Nuvens	61
2.5.1.	Formação de nuvens.....	61
2.5.2.	Velocidades e dimensões das nuvens.....	62
2.6.	Classificação de Nuvens.....	63
2.6.1.	Nuvens Altas	64
2.6.2.	Nuvens médias	65
2.6.3.	Nuvens baixas.....	66
2.6.4.	Nuvens convectivas	67
2.7.	Intermitência de Nuvens.....	71
2.7.1.	Intermitências por classe de nuvens	71
2.7.2.	Efeito de Espelhamento	73
2.8.	Modelagem e Medição da Irradiação	73
2.8.1.	Modelo de céu claro aplicado.....	73
2.8.2.	Irradiância diária medida.....	79
2.8.3.	Irradiância anual medida	82
2.8.1.	Modelos de céu encoberto na literatura.....	84

2.8.2.	Modelo de céu encoberto aplicado	87
2.9.	Considerações Finais.....	88
	Capítulo 3	89
3.1.	Introdução	89
3.2.	Células Fotovoltaicas	89
3.2.1.	Tipos de células	90
3.2.2.	Equivalente elétrico da célula.....	91
3.3.	Módulos e Arranjos Fotovoltaicos	96
3.3.1.	Montagem de módulos	96
3.3.2.	Montagem de arranjos	97
3.3.3.	Disposições estruturais	98
3.3.4.	Diodos de <i>bypass</i> e de bloqueio	100
3.4.	Efeitos da Irradiância e Temperatura	103
3.4.1.	Efeitos da irradiância	103
3.4.2.	Efeitos de temperatura	105
3.4.3.	Efeitos de sombreamentos	108
3.4.4.	Efeitos de ventos	110
3.5.	Inversores	112
3.5.1.	Configurações adotadas.....	112
3.5.2.	Dimensionamento de inversores	113
3.6.	Fator de Capacidade e Razão de Desempenho.....	114
3.7.	Considerações Finais.....	115
	Capítulo 4	116
4.1.	Introdução	116
4.2.	Critérios e Premissas	116
4.3.	Bancadas e Procedimentos Experimentais	118
4.3.1.	Condições Padrão de Testes	118
4.3.2.	Módulos e Arranjos Fotovoltaicos de Testes	119
4.3.3.	Instrumentos de Medição	120

4.3.4.	Cuidados Experimentais.....	124
4.4.	Modelagem da Planta Fotovoltaica.....	126
4.4.1.	Modelos na literatura.....	126
4.4.2.	Modelo Proposto.....	127
4.4.3.	Áreas Sombreadas de Arranjos por Nuvens.....	136
4.4.4.	Resultados Experimentais das Curvas IV e PV.....	137
4.4.5.	Resultados Simulados na Saída dos Inversores.....	144
4.4.6.	Restrições do Modelo.....	146
4.5.	Considerações Finais.....	147
	Capítulo 5.....	148
5.1.	Introdução	148
5.2.	Planta Fotovoltaica de Sete Lagoas.....	148
5.2.1.	Localização e Potencial.....	148
5.2.2.	Equipamentos e Parâmetros da Planta.....	150
5.2.3.	Parâmetros da Rede Elétrica.....	151
5.3.	Critérios de Avaliação.....	152
5.3.1.	Variação de Tensão.....	152
5.3.2.	Variação de Potência.....	153
5.3.3.	Cintilação luminosa.....	153
5.3.4.	Sistema por Unidade (pu).....	154
5.4.	Séries temporais utilizadas para as simulações.....	155
5.4.1.	Série diária.....	155
5.4.2.	Intervalo da série escolhido.....	157
5.4.3.	Faixa de velocidades do vento e das nuvens.....	158
5.5.	Simulação de um inversor de 100 kW em PV2.....	158
5.5.1.	Efeitos da variação da potência de curto circuito e da razão X/R 160	
5.5.2.	Efeitos da mudança de direção das nuvens sobre os arranjos	169
5.6.	Simulação de um inversor de 500 kW em PV1 com dois MPPT.....	174

5.7.	Considerações Finais.....	178
	Capítulo 6.....	180
6.1.	Conclusões	180
6.2.	Propostas de Continuidade.....	183

Resumo

A energia solar é atualmente a terceira maior fonte de energia renovável atrás da hidráulica e eólica. Com a queda dos preços dos ativos de geração, aplicações isoladas estão dando lugar a sistemas de poucos quilowatts em tetos de residências a plantas de dezenas a centenas de megawatts conectadas a rede elétrica. É um fenômeno mundial com larga inserção na Europa, América do Norte, China e Japão. Neste contexto, o Brasil também começa a construir suas plantas fotovoltaicas conectadas à rede em todo o país, dando origem a várias questões sobre a capacidade de suprimento destas plantas em relação a intermitência da sua fonte, a radiação solar. Emerge o questionamento sobre a robustez da matriz energética a medida que a inserção de uma fonte de energia intermitente como a solar se eleva percentualmente. Como as cargas consumidoras podem vir a ser impactadas por oscilações de suprimento originadas por intermitências atmosféricas sobre as redes elétricas? As concessionárias de energia ao serem responsáveis pela qualidade da energia disponibilizada na rede precisam responder a este questionamento. Neste contexto, a CEMIG está construindo a maior usina solar da América Latina em Sete Lagoas - Minas Gerais para suprir a demanda de parte da cidade e ainda gerar conhecimento sobre esta fonte de energia. O presente trabalho, motivado por este projeto da CEMIG, investiga através da demonstração experimental e proposição de modelos computacionais como a dinâmica de nuvens afeta a irradiância solar sobre as plantas fotovoltaicas e como são os perfis de potência e tensão gerados com oscilações de sombreamento e temperatura sobre centenas ou milhares de módulos conectados. Investigam-se os impactos tanto do ponto de vista energético (capacidade real e local de geração), quanto da qualidade da energia (das variações e flutuações de tensão produzidas pelos geradores fotovoltaicos conectados à rede de distribuição sob sombreamentos). A metodologia foi criar um modelo elétrico de um arranjo fotovoltaico desde uma célula até strings de módulos inteiros conectados, um modelo de passagem de nuvens que simula os sombreamentos, um modelo de céu claro para comparação com valores medidos, um modelo da rede elétrica independente do modelo da planta para se ter versatilidade. Além disso, módulos fotovoltaicos e dados atmosféricos são

medidos. Os resultados encontrados mostram que os impactos das nuvens na média anual alcançam perdas de cinquenta por cento da irradiância (kW/m^2) disponível no nível do solo. Quanto à qualidade de energia, são mostrados os impactos na variação de potência e tensão para diferentes níveis de robustez da rede elétrica e mudanças na direção de passagem das nuvens sobre a planta. O fenômeno de flutuação de tensão é também investigado e para os testes realizados, foi afastado o risco de geração de cintilação luminosa perceptível pela intermitência de nuvens.

Abstract

Solar energy is today the third largest renewable energy source behind the hydro and wind power. With the drop of prices of the generation assets, standalone applications (grid-off) are giving rise to large range of sized residential kilowatts to hundreds of megawatts of plants connected to grid systems. It is a worldwide phenomenon with wide integration in Europe, North America, China and Japan. On this context, Brazil have also started to build their own grid-connected photovoltaic plants across the country, giving rise to several questions on the supply capacity of these plants regarding the intermittency of its source, the solar radiation. Emerge questions about the robustness of the energy grid as the penetration of an intermittent source of energy with solar percentage rises. How consumer loads are likely to be impacted by fluctuations in supply caused by atmospheric intermittency on solar plants? The power utilities to be responsible for the quality of energy available in the grid and they must to answer this questions. In this context, Cemig is building the largest solar plant in Latin America in Sete Lagoas City - Minas Gerais to meet the demand of town and still generate knowledge about this energy source. This work, motivated by this CEMIG's project and investigates through experimental demonstration and proposal of computational models, how dynamic clouds affects the solar irradiance on the photovoltaic plants and how these plants work during these intermittencies with oscillations of shading and temperature above hundreds or thousands of interconnected modules. This work investigate the impacts of both point of view, the energetic quantity, in other words, real and local generation capacity, and power quality, in other words, the variations and voltage fluctuations produced by the photovoltaic generators connected to the distribution grid under shading conditions. The methodology was to create an electrical model of a photovoltaic array from one simple cell to an entire string, a model that simulates clouds shadows movement, a model of clear sky for comparison with measured values, a model of the electrical system independent of the model plant for versatility. In addition, the real photovoltaic modules and atmospheric data

have been measured. The results show the impact of clouds on the annual average losses reaches around fifty percent of the irradiance (kW/m^2) available at ground level. In relation to power quality, the impacts are shown in the power range and voltage for different levels of robustness of the power grid and changes in the direction of clouds movement over the plant. The phenomenon of voltage fluctuation is also investigated and this experiments realized, the risk of generating flicker intermittence by clouds was removed.

Lista de Tabelas

<i>Tabela 2-1 Efeito das nuvens sobre a irradiância e flutuações de potência. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	71
<i>Tabela 2-2 Sumário de características de nuvens relevantes para geração fotovoltaica. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	72
<i>Tabela 2-3 - Comparação de irradiação anual e Sol Pleno na área do campus da UFMG. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	83
<i>Tabela 2-4 Coeficientes empíricos gerados com bases históricas para a equação. Fonte: (Ehnberg & Bollen, 2005)</i>	86
<i>Tabela 3-1 - Características físicas de tipos de materiais semicondutores. Fonte: (Masters, 2004)</i>	94
<i>Tabela 3-2 Percentual de perda potência por sombreamento de célula. Fonte: Caluianu et al (2009)</i>	110
<i>Tabela 4-1 - Especificações elétricas do módulo MSX120 Solarex e KD140SX-UFBS Kyocera para as condições de irradiância 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C e espectro AM 1,5. Fontes: Datasheets MSX 120 Solarex e KD140SX-UFBS Kyocera</i>	120
<i>Tabela 4-2 Especificações do sensor SiS-02-PT1000 usado para medir a irradiância incidente nos módulos para levantamento das curvas (Ingenieurbüro GmbH, 2013)</i>	122
<i>Tabela 4-3 Especificações do sensor LI-200SA usado para medir a irradiância incidente nos módulos para levantamento das curvas. Fonte: (Licor(C), 2012)</i>	122
<i>Tabela 4-4 - Condições e resultados experimentais para módulo KD140SX-UFBS KYOCERA. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	138
<i>Tabela 4-5 - Valores comparativos entre o modelo e os resultados experimentais. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	139
<i>Tabela 4-6 - Condições e resultados experimentais para módulo KD140SX-UFBS KYOCERA. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	139
<i>Tabela 4-7 - Valores comparativos entre o modelo e os resultados experimentais. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	140
<i>Tabela 4-8 - Condições e resultados experimentais para o arranjo de geração 1,4kWp. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	142
<i>Tabela 4-9 - Valores comparativos entre o modelo e os resultados experimentais. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	143
<i>Tabela 4-10 Cálculo do erro (RMSE%) de cada teste de caracterização de curvas</i>	144
<i>Tabela 5-1 Lista de equipamentos especificados para o projeto Sete Solar. Fonte: (Solaria, 2012)</i>	150

<i>Tabela 5-2 Lista de equipamentos utilizados nas simulações para o projeto Sete Solar. Fonte: Extraído dos documentos de projeto básico da Solaria pelo autor.....</i>	<i>150</i>
<i>Tabela 5-3 Especificações elétricas do módulo Solaria para as condições de irradiância 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C e espectro AM 1,5. Fonte: Datasheet S6P2G 215 Solaria</i>	<i>151</i>
<i>Tabela 5-4: Parâmetros dos inversores do projeto utilizados nas simulações. Fonte: Datasheets Jema IF 500 e 100TL.....</i>	<i>151</i>
<i>Tabela 5-5 Velocidade dos ventos medidos (em m/s) na estação meteorologia a 10 metros de altura</i>	<i>158</i>

Lista de Figuras

<i>Figura 1.1 Irradiação Solar no Brasil em kWh/m². Fonte: (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006)</i>	30
<i>Figura 1.2 Irradiação média Diária Anual no estado de Minas Gerais. Fonte: (CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais, 2012)</i>	31
<i>Figura 1.3 Evolução das instalações fotovoltaicas no mundo de 2000 a 2013. Fonte: EPIA (EPIA - European Photovoltaic Industry Association, 2014)</i>	33
<i>Figura 1.4 Interface de consulta do projeto SWERA plotando dados conjuntos do INPE, NASA e NREL de irradiância global.....</i>	34
<i>Figura 1.5 Vista aérea da Planta Fotovoltaica de Topaz nos Estados Unidos. Fonte: (First Solar(C), 2014).....</i>	35
<i>Figura 1.6 Planta fotovoltaica da Apple de 20MW e 0.08 km² para alimentação do datacenter do iCloud na Carolina do Norte. Fonte: (Apple, 2014)</i>	36
<i>Figura 1.7 Sistema de geração distribuída na cidade de Ota, Japão. Fonte: (Clark, 2010).....</i>	36
<i>Figura 1.8 Construção da Usina Solar de 3,3 MW de Sete Lagoas - MG. Fonte: CEMIG.....</i>	38
<i>Figura 1.9 Comparação entre variabilidade de potência das fontes solar e eólica no tempo. Fonte: (Sayeef, et al., 2012)</i>	39
<i>Figura 1.10 Correção entre distancias de plantas de geradoras e variabilidade. Fonte: (Sayeef, et al., 2012)</i>	40
<i>Figura 1.11 Sombras de nuvens varrem a planta solar de 25MW de DeSoto na Florida, Estados Unidos. Fonte: Moss.com.....</i>	41
<i>Figura 1.12 Cobertura de nuvens intermitentes em uma planta de energia solar na Espanha. [2] Um parque solar de 23,3 MW em Espanha. Fonte: Suntech.com.....</i>	42
<i>Figura 1.13 Cobertura de nuvens na planta de 166MW com 330 mil módulos na Alemanha. Fonte: u-energy.de</i>	42
<i>Figura 1.14 Planta fotovoltaica Brandenburg-Briest na Alemanha. Tem capacidade para 91MW gerados por aproximadamente 383.000 módulos de silício cristalino. Fonte: http://www.q-cells.com/.....</i>	42
<i>Figura 2.1 Gráfico para demonstrar a relação entre as áreas de um dia de insolação (área sob a curva pontilhada) e o seu equivalente em Sol Pleno (área retangular).</i>	48
<i>Figura 2.2 - Irradiância versus comprimento de onda sob efeito da composição atmosférica em AM0 e AM1. Fonte:(PVeducation.org).....</i>	50
<i>Figura 2.3 - Dispersão da radiação solar pela atmosfera terrestre Fonte: (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006).....</i>	51
<i>Figura 2.4: Posição do Sol em relação a um ponto na superfície.....</i>	52

<i>Figura 2.5: Variação da radiação solar devido a translação e declinação da Terra. Fonte: das.inpe.br</i>	53
<i>Figura 2.6 - Piranômetro de precisão da LICOR (Fonte: Licor.com)</i>	56
<i>Figura 2.7 - Pireliômetro para medição da radiação solar direta (Fonte: KippZonen.com)</i>	56
<i>Figura 2.8 - Heliógrafo de Cambell-Stokes para a medição (Fonte: lambrecht.net)</i>	57
<i>Figura 2.9 - Ceilometro Vaisala para medições em nuvens (Fonte: Vaisala.com)</i>	57
<i>Figura 2.10 - Estação de Monitoramento Solar. Fonte: (Kipp&Zonen(C), 2000)</i>	58
<i>Figura 2.11 - Imagem de satélite do sistema. Fonte: (DSA-INPE, 2014). As cores amarelas são nuvens cumulus, as roxas são stratus, as cinzas são cirrus e as azuladas são camadas diversas.</i> . 59	
<i>Figura 2.12 Módulo de medição da rede Sonda Fonte: (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006)</i>	60
<i>Figura 2.13 Instrumentos da estação meteorológica do CDTN. Fonte: (Barreto, 2010)</i>	61
<i>Figura 2.14 Velocidades de nuvens determinadas por imagens de satélite. Fonte: (Fujita T. T., 1991)</i>	62
<i>Figura 2.15 - Vista de satélite mostrando a cobertura de nuvens na Terra.</i>	63
<i>Figura 2.16 - Três fotografias de nuvens Cirrus</i>	64
<i>Figura 2.17 - Três fotografias de nuvens Cirruscumulus</i>	65
<i>Figura 2.18 - Três fotografias de nuvens Cirrustratus</i>	65
<i>Figura 2.19 - Três fotografias de nuvens Altostratus</i>	66
<i>Figura 2.20 - Três fotografias de nuvens Altoscumulus</i>	66
<i>Figura 2.21 - Três fotografias de nuvens Stratus</i>	67
<i>Figura 2.22 - Três fotografias de nuvens Stratuscumulus</i>	67
<i>Figura 2.23 - Três fotografias de nuvens Nimbostratus</i>	68
<i>Figura 2.24 - Três fotografias de nuvens Cumulus</i>	68
<i>Figura 2.25 - Três fotografias de nuvens Cumulonimbus</i>	69
<i>Figura 2.26: Resumo da classificação de nuvens NOAA por forma e altitude. Fonte: (NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration, 2013)</i>	70
<i>Figura 2.27 Fluxograma do software proposto para se gerar o modelo de céu claro. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	75
<i>Figura 2.28 - Variação da radiação solar direta ao longo dos dias de uma semana. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	76
<i>Figura 2.29: Curva anual de irradiância solar direta incidente obtida para uma latitude, longitude e altitude no hemisfério sul. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	77
<i>Figura 2.30 Curva anual de irradiância solar direta incidente obtida para uma latitude, longitude e altitude no hemisfério norte. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	77
<i>Figura 2.31 Comparação do modelo de céu claro (em vermelho) com dados medidos (em azul) no dia 09/11/2012 na base do NREL em Edinburg, Texas, USA. Em (a) trata-se radiação global; em (b) da radiação direta apenas. Fonte: Elaboradas pelo autor</i>	79
<i>Figura 2.32 Sequência de medições de irradiância durante 10 dias no verão. Fonte: Elaboradas pelo autor</i>	80
<i>Figura 2.33 Uma semana de medições diárias de irradiâncias durante o verão. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	81

Figura 2.34 Curva anual de irradiância solar global medida pela estação meteorológica do CDTN em vista tridimensional. Fonte: Elaborada pelo autor.....	82
Figura 2.35 Curva anual de irradiância solar global medida pela estação meteorológica do CDTN em vista superior. Fonte: Elaborada pelo autor.....	83
Figura 2.36 Comparação medida e do modelo de céu claro entre os pontos de máxima irradiância de cada dia ao longo do ano. Fonte: Elaborada pelo autor.....	84
Figura 2.37 (a) Nuvens Cumulus e Altocumulus (b) Nuvens Cumulus e Cirrostratus. Fonte: Elaborada pelo autor	85
Figura 2.38 Modelo de céu encoberto por nuvens 3D baseado em dados medidos Fonte: Elaborada pelo autor	88
Figura 3.1 - Modelos elétricos com um diodo e dois diodos da célula fotovoltaica. Fonte: Elaborada pelo autor	91
Figura 3.2 Curvas características IV (Corrente-Tensão) e PV (Potência-Tensão) da célula fotovoltaica. Fonte: Elaborada pelo autor	92
Figura 3.3 Curva global resultante de somas em série e em paralelo de dispositivos fotovoltaicos. Fonte: Elaborada pelo autor	93
Figura 3.4 - Curvas de limites de eficiência em função do bandgap de tipos de células em STC. Fonte: (Masters, 2004).....	94
Figura 3.5 Curva IV mostrando as áreas dos retângulos que expressam o fator de forma. Fonte: Elaborado pelo autor	95
Figura 3.6 Relação construtiva entre células, módulos e arranjos. Fonte: (Stapleto, Neill, & Milne, 2013).....	96
Figura 3.7 Montagem de módulo com 36 células em série. Fonte: Elaborada pelo autor	97
Figura 3.8 Módulos em série para formar um string. Fonte: (Masters, 2004).....	98
Figura 3.9 Módulos em paralelo para formar um arranjo. Fonte: (Masters, 2004)	98
Figura 3.10 Fator de Sombreamento em função do GCR para vários ângulos de inclinação dos módulos. Fonte: (NREL - National Renewable Energy Laboratory, 2014).....	99
Figura 3.11 Relação entre a distância entre arranjos e a inclinação dos módulos β . Fonte: Adaptada de Masters (2004)	100
Figura 3.12 Em (a) tem-se módulos em série sem diodos de bypass. Em (b) tem-se diodos de bypass. Fonte: Adaptada de Masters (2004)	102
Figura 3.13 Em (a), três séries de módulos são ligadas em paralelo sem diodos de bloqueio. Em (b) eles são ligados em com diodos de bloqueio. Figura adaptada de (Masters, 2004)	103
Figura 3.14 Curvas IV e PV para uma única célula sob diferentes irradiâncias. Fonte: Elaborada pelo autor.....	103
Figura 3.15 Curvas IV e PV para uma única célula sob diferentes temperaturas	106
Figura 3.16 Curva IV sob sombreamento provocado com e sem diodos de bypass em cinco módulos. Fonte: Adaptado de Masters (2010)	109
Figura 3.17 Curvas IV e PV experimental de um módulo de 36 células 50% sombreado. Fonte: Elaborada pelo autor.	109
Figura 3.18 Efeito do vento na geração de gradiente de temperatura sobre um módulo no CPH com gradientes de temperatura onde $M1 = 29^\circ$, $M2 = 42,3^\circ$ e $M3 = 34^\circ$. Fonte: Elaborada pelo autor	111

<i>Figura 3.19 Arquitetura padrão de sistema fotovoltaico conectado a rede por inversores. Fonte: (Villalva M. , 2010).....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 3.20 Arquitetura de dois conversores boost com um inversor trifásico na rede. Fonte: (Villalva M. , 2010).....</i>	<i>113</i>
<i>Figura 4.1 Distribuição Espectral de Irradiância sob condição AM1.5. Fonte: ASTM G173-03.....</i>	<i>119</i>
<i>Figura 4.2 – (a) Imagens dos dois módulos à esquerda (a) e dos doze módulos montados no teto do prédio do Centro de Pesquisas Hidráulicas da UFMG à direita (b). Fonte: Elaborada pelo autor</i>	<i>120</i>
<i>Figura 4.3 Instrumentos de medição de irradiância solar global e temperatura dos módulos. Fonte: (Ingenieurbüro GmbH, 2013).....</i>	<i>121</i>
<i>Figura 4.4 Interface do traçador de curvas PV-600. Fonte: Elaborada pelo autor.....</i>	<i>121</i>
<i>Figura 4.5 Medidor de irradiância solar global. Fonte: (Licor(C), 2012)</i>	<i>122</i>
<i>Figura 4.6 Montagem de uma câmera com 2 graus de liberdade em paralelo ao medidor de irradiância para monitorar a cobertura por nuvens que modula a irradiância. Fonte: Elaborada pelo autor.....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 4.7 Sequência de imagens fotografadas automaticamente em paralelo a medição de irradiância em um dia com Sol entre nuvens. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	<i>123</i>
<i>Figura 4.8 Câmera de termovisão para medir a distribuição de temperaturas reais dos módulos e arranjos. Fonte: Testo, 2013</i>	<i>124</i>
<i>Figura 4.9 Efeito de hotspot de uma célula em um arranjo. Fonte: WPH Energie.....</i>	<i>125</i>
<i>Figura 4.10 Fluxograma do modelo de planta Fotovoltaica. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	<i>130</i>
<i>Figura 4.11 Planta Fotovoltaica de Sete Lagoas com sombras de nuvens se movendo longitudinalmente (a esquerda) e transversalmente (abaixo) pelas strings de módulos. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	<i>132</i>
<i>Figura 4.12 Exemplo mostrando como fica a distribuição de irradiância em um instante de tempo da passagem longitudinal e transversal de nuvens sobre as strings. Fonte: Elaborada pelo autor</i>	<i>132</i>
<i>Figura 4.13 Algoritmos de Máxima potência para conversores fotovoltaicos. Em (a) o algoritmo Perturbe e Observe (P&O), em (b) o algoritmo de Condutância Incremental.....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 4.14 Esquemático de um arranjo PV, boost e inversor conectado a rede. Fonte:(Teodorescu, Liserre, & Rodriguez, 2011).....</i>	<i>134</i>
<i>Figura 4.15 Implementação do inversor ideal em Simulink®. Fonte: Elaborada pelo autor.....</i>	<i>135</i>
<i>Figura 4.16 Nuvens cumulus e suas sombras projetadas sobre uma região.</i>	<i>136</i>
<i>Figura 4.17 - Gráficos de IV e PV de valores experimentais e do modelo computacional nas condições da Tabela 4-4</i>	<i>138</i>
<i>Figura 4.18 - Gráficos de IV e PV de valores experimentais e do modelo computacional nas condições da Tabela 4-6. Fonte: Elaborada pelo autor.....</i>	<i>140</i>
<i>Figura 4.19 Arranjo fotovoltaico usado para validar o modelo sob diferentes níveis de sombreamento. Fonte: Elaborada pelo autor.....</i>	<i>142</i>
<i>Figura 4.20 - Gráficos de IV e PV de valores experimentais e do modelo computacional nas condições da Tabela 4-8. Fonte: Elaborada pelo autor.....</i>	<i>142</i>

<i>Figura 4.21 - Os gráficos de corrente, tensão e potência em função do tempo na simulação dos módulos MSX120 da bancada experimental.</i>	145
<i>Figura 5.1 Perfil tridimensional da Radiação Solar Global incidente nas coordenadas da planta de Sete lagoas, Minas Gerais. Fonte: Elaborada pelo autor.</i>	149
<i>Figura 5.2 Algoritmo do Flickerimetro usado para se encontrar os valores de Pst. Fonte: (IEEE Power Engineering Society, 2004).</i>	154
<i>Figura 5.3 Série temporal de irradiância medida em relação ao céu claro</i>	156
<i>Figura 5.4 Potência Espectral da irradiância do dia.</i>	156
<i>Figura 5.5 Séries de irradiância e temperatura durante 20 minutos</i>	157
<i>Figura 5.6 Série de temperatura durante 20 minutos medida nas costas de um dos módulos da bancada experimental</i>	157
<i>Figura 5.7 Modelagem do conversor ideal de 100kW com 1 MPPT conectado à rede elétrica. Fonte: Elaborado pelo autor</i>	160
<i>Figura 5.8 Variação de tensão de uma fase no PCC para S/Sc_c de 20% e 10% para X/R 0,5</i>	161
<i>Figura 5.9 Distribuição de tensão eficaz para S/Sc_c de 20% e X/R de 0,5</i>	161
<i>Figura 5.10 Distribuição de tensão eficaz para S/Sc_c de 10% e X/R de 0,5</i>	162
<i>Figura 5.11 Variação de tensão de uma fase no PCC para S/Sc_c de 10% e 20% para X/R 2</i>	163
<i>Figura 5.12 Distribuição de tensão eficaz para S/Sc_c de 20% e X/R de 2</i>	163
<i>Figura 5.13 Distribuição de tensão eficaz para S/Sc_c de 10% e X/R de 2</i>	164
<i>Figura 5.14 Curva de probabilidade cumulativa de cintilação luminosa</i>	165
<i>Figura 5.15 Variação da potência sob razão de curto-circuito de 20% e 10% mantendo a relação X/R igual a 0,5</i>	165
<i>Figura 5.16 Distribuição de Potência para S/Sc_c de 20% e X/R de 0,5</i>	166
<i>Figura 5.17 Distribuição de Potência para S/Sc_c de 10% e X/R de 0,5</i>	166
<i>Figura 5.18 Variação da razão de curto-circuito de 10% e 20% mantendo a relação X/R igual a 2</i>	167
<i>Figura 5.19 Distribuição de potência para S/Sc_c de 20% e X/R de 2</i>	168
<i>Figura 5.20 Distribuição de potência para S/Sc_c de 10% e X/R de 2</i>	168
<i>Figura 5.21 Efeito nas tensões instantâneas por strings quando diferentes irradiâncias as cobrem.</i>	170
<i>Figura 5.22 Variação de tensão de uma fase no PCC com mudança na direção das nuvens</i>	171
<i>Figura 5.23 Distribuição normal da variação de tensão pela passagem longitudinal das nuvens</i>	171
<i>Figura 5.24 Distribuição normal da variação de tensão pela passagem transversal das nuvens.</i>	172
<i>Figura 5.25 Variação da potência no PCC para passagem da mesma sequência de nuvens com direções longitudinais e transversais</i>	172
<i>Figura 5.26 Distribuição normal da potência durante uma passagem longitudinal</i>	173
<i>Figura 5.27 Distribuição normal da potência durante uma passagem transversal</i>	174
<i>Figura 5.28 Modelagem do conversor ideal com 2 MPPT conectado à rede elétrica</i>	175
<i>Figura 5.29 Séries de irradiâncias e temperaturas sobre cada grupo de 60 strings e 21 módulos cada para o MPPT 1</i>	176
<i>Figura 5.30 Séries de irradiâncias e temperaturas sobre cada grupo de 60 strings e 21 módulos cada para o MPPT 2</i>	176
<i>Figura 5.31 Potências encontradas pelos MPPT de cada grupo de strings</i>	177

<i>Figura 5.32 Tensão eficaz na fase A no PCC.....</i>	<i>177</i>
<i>Figura 5.33 Potência média no PCC com a razão de curto circuito da rede em 2500 kVA</i>	<i>178</i>
<i>Figura 6.1 Diagrama funcional dos sistemas desenvolvidos neste trabalho para se estudar os impactos na rede elétrica das intermitências de nuvens em plantas fotovoltaicas.....</i>	<i>181</i>

Lista de Símbolos

Sobrescritos

\wedge	Valor estimado pelo modelo
*	Valor de referência

Subscritos

a	Grandeza da fase A
b	Grandeza da fase B
c	Grandeza da fase C
L	Relativo ao movimento Longitudinal das nuvens
T	Relativo ao movimento Transversal das nuvens
20	Relativo aos 20% de razão de potência de curto-circuito
10	Relativo aos 10% de razão de potência de curto-circuito

Símbolos

A	Fator de Qualidade do Diodo (entre 1 e 2)
A_v	Amplitude da fase senoidal
d	Distância entre dois strings de módulos em um arranjo
C	Capacitância do barramento CC
f	Frequência da rede (Hz)
f_n	Frequência fundamental da rede (Hz)
fp	Fator de potência
G_{TS}	Irradiância extraterrestre
G_{CS}	Constante solar extraterrestre
G_{oc}	Irradiância global em octas
GCR	Ground Cover Ratio
H	Ângulo horário
h	Altitude atmosférica (em quilômetros)
i_{ac}	Corrente no barramento CC
I_o	Corrente de saturação do diodo
I_{sc}	Corrente de curto-circuito (<i>short circuit</i>)
I	Corrente elétrica de operação
I_{mp}	Corrente de máxima potência
La	Latitude
Lo	Longitude

q	Carga de um elétron ($1,602 * 10^{-19} C$)
k	Constante de Boltzman ($1,381 * 10^{-23} J/K$)
N	Número de pontos das séries temporais
N_s	Números de células em série por módulo.
N_p	Números de células em paralelo por módulo
N_s	Horário de nascer do Sol
n	Dia do ano (contado de 1 a 366)
oc	Número de octas da cobertura de nuvens
P_{MPP}	Potência no ponto máximo
P_s	Horário de por do Sol
R	Parcela resistiva da rede
R_s	Resistência série do módulo
R_p	Resistência paralela do módulo
S_{ph}	Potência do arranjo fotovoltaico
S_{cc}	Potência de curto-circuito da rede
T	Temperatura de uma célula fotovoltaica em Kelvin
T_r	Temperaturas de referência
T_s	Período de amostragem
t	Tempo
TC	Tempo corrigido
V	Tensão elétrica de operação
v	Tensão de uma célula fotovoltaica
v_{dc}	Tensão no barramento CC
v_r	Tensão na rede
V_{mp}	Tensão de máxima potência
V_m	Tensão de saída de um módulo inteiro
V_{oc}	Tensão de circuito-aberto (<i>open circuit</i>)
V_t	Tensão termal do diodo
V_{AMT}	Tensão característica do AMT
V_g	Tensão de <i>band gap</i> do semicondutor
V_s	Tensão total ao longo de uma string
p	Número de strings
X	Parcela indutiva da rede
x_i	Valor individual de uma série temporal medida
\hat{x}_i	Valor individual de uma série temporal gerado pelo modelo
ρ	Densidade do ar
θ_f	Ângulo de fase de tensão da rede
φ	Impedância da rede
γ	Azimute
γ_s	Azimute solar
η	Eficiência do dispositivo fotovoltaico

δ	Ângulo de Declinação Solar
ϕ_z	Ângulo Zênite
β	Ângulo de Inclinação terrestre
μ	Média estatística
σ	Desvio padrão

Lista de Abreviaturas

AM	Massa de Ar (<i>Mass Air</i>)
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
ASTM	American Society for Testing and Materials
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CDTN	Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
Chesf	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CIGS	Disseleneto de cobre, índio e gálio
CIS	Seleneto de cobre, índio
CPV	Tecnologia fotovoltaica concentrada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FF	Fator de forma
FFT	Transformada Rápida de Fourier (<i>Fast Fourier Transform</i>)
FV	Fotovoltaico
GMT	Tempo global meridiano (<i>Global Meridian Time</i>)
GCR	Razão de cobertura do solo (<i>Ground coverage ratio</i>)
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IV	Curva corrente-tensão
kVA	Kilovolt-Ampere
kVar	Kilovolt-Ampere Reativo
kW	Kilowatts
kWh	Kilowatt-hora

kWp	Kilowatts Pico
LCOE	Custo de energia Nivelado (Levelized Cost of Energy)
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (Maximum Power Point Tracking)
MTBF	Tempo médio entre falhas (<i>Mean Time between Fail</i>)
MWp	Megawatt Pico
mc-Si	Silício multicristalino
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCC	Ponto de Conexão Comum (<i>Point of Common Coupling</i>)
PLL	Sincronizador de fase (<i>Phase-Locked-Loop</i>)
PLT	Severidade de tempo longo (<i>Long Term Perceptibility</i>)
PST	Severidade de tempo curto (<i>Short Term Perceptibility</i>)
PV	Curva potência-tensão
PWM	Modulação por Largura de Pulso (<i>Pulse Width Modulation</i>)
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	Condições Padrão de Teste (Standard Test Conditions - 1000 W/m ² , 25°C, AM1.5)
THD	Distorção Harmônica Total (<i>Total Harmonic Distortion</i>)
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

Introdução

1.1. Momento histórico da Energia Solar

O mundo tem vivido um momento histórico para o renascimento da energia solar. Com a redução de preços dos ativos para a geração fotovoltaica impulsionada pela China e construção de grandes usinas com milhares de módulos com capacidade instalada de dezenas de megawatts na Europa, Estados Unidos, China e Canadá. Pesquisas em novas tecnologias têm sido feitas para se elevar a eficiência de conversão das células para 40% ou mesmo 60% através das células de multijunção. Usinas termossolares estão sendo construídas nos países árabes para alimentar usinas de dessalinização de água do mar, gerando água potável e geração de eletricidade para a rede elétrica. Nos Estados Unidos e na União Europeia a energia solar entrou na pauta de programas estratégicos de estado.

O Brasil tem feito iniciativas institucionais importantes como a chamada 13 de P&D estratégico da ANEEL para estimular projetos em energia fotovoltaica. As universidades têm desenvolvido pesquisas variadas relacionadas a energia solar. Usinas de pequeno porte têm sido instaladas no país, os projetos experimentais de concessionárias de energia e pequenas instalações residenciais ou comerciais, indicando um interesse da população.

Segundo a EPIA-European Photovoltaic Industry Association (EPIA, 2014), o mundo ultrapassou em 2012 o marco simbólico dos 100GW, e ao final de 2013 alcançou a impressionante marca de mais de 138 GW em sistemas fotovoltaicos. Depois das usinas hidrelétricas e eólicas, a solar é terceira mais importante fonte de energia renovável.

1.2. Energia Solar no Brasil

O Brasil ocupa posição geográfica privilegiada por ter a maior parte do seu território na região intertropical, recebendo radiação solar durante todo ano. Decorre então a necessidade de domínio estratégico da tecnologia e projeto das usinas de geração de origem solar e sua inserção ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Segundo relatório da Empresa de Pesquisa Energética (EPE - Empresa Brasileira de Pesquisa Energética, 2012), a demanda de energia elétrica brasileira deverá crescer a uma taxa média de 4,8% ao ano, saindo de um patamar de consumo total de 456,5 mil GWh no ano de 2010 para 730,1 mil GWh até 2020. Isso num cenário contraditório de pressão pelo crescimento econômico nacional e pressão internacional pela redução das emissões de carbono e tendência de alta dos custos das fontes fósseis. Neste contexto as energias alternativas têm ganhado destaque mundial. Em especial as fontes eólicas, solares e biocombustíveis.

A seguir, são apresentados os principais marcos do setor nos últimos anos no Brasil.

1.2.1. Potencial Nacional

Importantes iniciativas de estudo das capacidades de geração solar nacionais e mais especificamente regionais tem sido feitos pelo INPE, através do CPTEC mapeando todo o território nacional através do projeto Rede Sonda, estações terrestres de medição distribuídas e dados de satélite. Os dados são divulgados no site do CPTEC/INPE e condensados no Atlas Brasileiro de Energia Solar (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006).

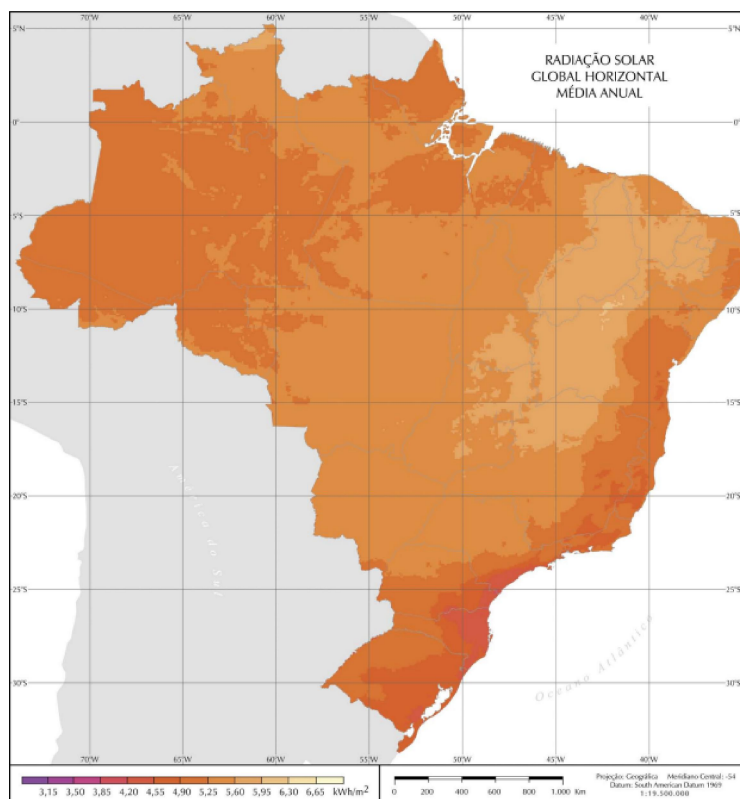


Figura 1.1 Irradiação Solar no Brasil em kWh/m². Fonte: (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006)

Outras iniciativas são como, por exemplo da CEMIG que criou o Mapa Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais, 2012) em parceria com o governo do estado e ANEEL. O mapa levantou o potencial de radiação solar no estado e traçou uma lista das outras fontes de energia disponíveis no estado. Trabalhos semelhantes têm sido feitos pela CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), (CPFL, 2014) e outras companhias.

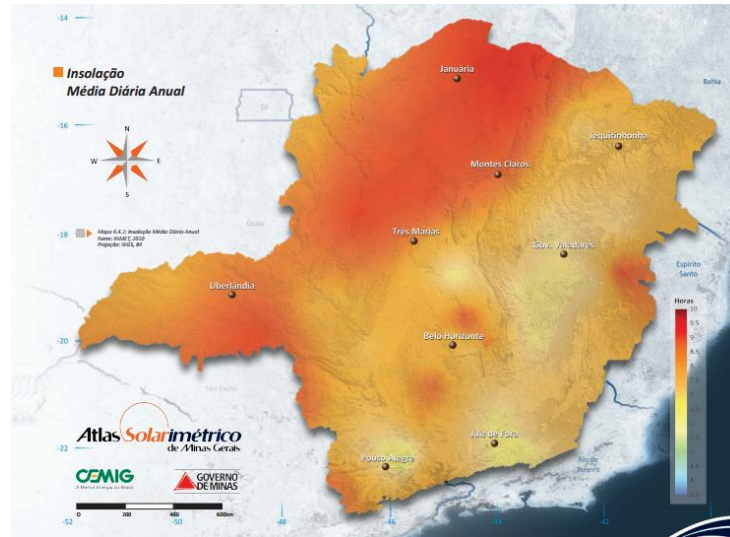


Figura 1.2 Irradiação média Diária Anual no estado de Minas Gerais. Fonte: (CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais, 2012)

1.2.2. Resolução Normativa nº 482

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL aprovou em 2012 a resolução normativa nº482/2012 com regras para reduzir barreiras para instalação de geração distribuída de pequeno porte, que incluem a microgeração, com até 100 kW de potência, e a minigeração, de 100 kW a 1 MW (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 1012). A resolução cria o Sistema de Compensação de Energia, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. A resolução é aplicável a geradores que utilizem fontes incentivadas de energia, sendo a solar uma das mais aplicáveis aos meios urbanos.

Esta troca de energia entre o consumidor e a concessionária é definida como *Net Metering*, ou nos termos *ipsis litteris* da resolução "sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa", ou seja, a compensação é um crédito de energia, não um pagamento financeiro, com vencimento de 36 meses após o faturamento (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 1012).

1.2.3. O P&D Estratégico da ANEEL

A ANEEL incluiu a energia solar na sua lista de temas estratégicos em agosto de 2011, ao publicar a chamada N°.013/2011 intitulada “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira” para projetos de pesquisa e desenvolvimento do setor no Brasil.

A chamada considera projetos de usinas solares fotovoltaicas conectadas à rede de distribuição e ou transmissão de energia elétrica com capacidade instalada entre 0,5 MWp e 3,0 MWp, segundo a chamada. São objetivos da chamada 13 da ANEEL para os projetos classificados como de P&D:

- Inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira;
- Viabilização econômica da produção, instalação e monitoramento da geração solar fotovoltaica para injeção de energia elétrica nos sistemas de distribuição e transmissão;
- Incentivo ao desenvolvimento de uma cadeia produtiva industrial para o setor no Brasil e nacionalização da tecnologia empregada;
- Capacitação de técnicos especializados neste tema em universidades, escolas técnicas e empresas;
- Estimulo a redução de custos da geração solar fotovoltaica com vistas a promover a sua competição com as demais fontes de energia; e
- Geração de embasamentos para aperfeiçoamentos regulatórios e desonerações tributárias que favoreçam a viabilidade econômica da geração solar fotovoltaica, assim como o aumento da segurança e da confiabilidade do suprimento de energia (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2011) .

1.2.4. Primeiro Leilão de Energia Solar

Em novembro de 2013 aconteceu o primeiro leilão de energia solar no Brasil. A energia solar concorreu no leilão A-3 tendo participado 31 empreendimentos no certame com capacidade total de 813MW, segundo a ANEEL. O fato de energia solar aparecer em um leilão já é sinal da presença real da energia solar como fonte viável e com expectativa de retorno financeiro para o mercado. Os desdobramentos na cadeia produtiva serão enormes.

Segunda a EPE, as centrais de geração fotovoltaica serão construídas no Rio Grande do Norte, Bahia, Paraíba, Piauí e Minas Gerais. Estados com os maiores

potências de geração do país segundo Atlas Brasileiro de Energia Solar (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006).

1.3. Energia Solar no Mundo

O cenário global de avanço da energia solar é impressionante. A Europa ainda representa a parte predominante do mercado global de fotovoltaica, com 55% da potência instalada em todas as instalações novas em 2012. A Alemanha foi o principal mercado para o ano, com 7,6 GW de sistemas recém conectados, seguido pela China, com cerca de 5 GW; Itália, com 3,4 GW; EUA com 3,3 GW; e Japão, com uma cerca de 2 GW. (EPIA - European Photovoltaic Industry Association, 2013).

Em 2012, a soma das instalações concluídas no mundo alcançou a marca dos 100,504 GW e já em 2013, com forte participação da China, Europa e Estados Unidos alcançou os 138,856 GW. Esta potência produz anualmente 160 TWh de energia segundo relatório da EPIA (EPIA - European Photovoltaic Industry Association, 2014).

Na Figura 1.3, vê-se o crescimento da energia solar por região no mundo. Na tabela há o quanto cada região acrescentou de capacidade instalada a cada ano. Na legenda da Figura 1.3 onde se lê RoW significa ao restante do mundo, MEA significa Oriente médio e África e APAC significa Ásia do pacífico.

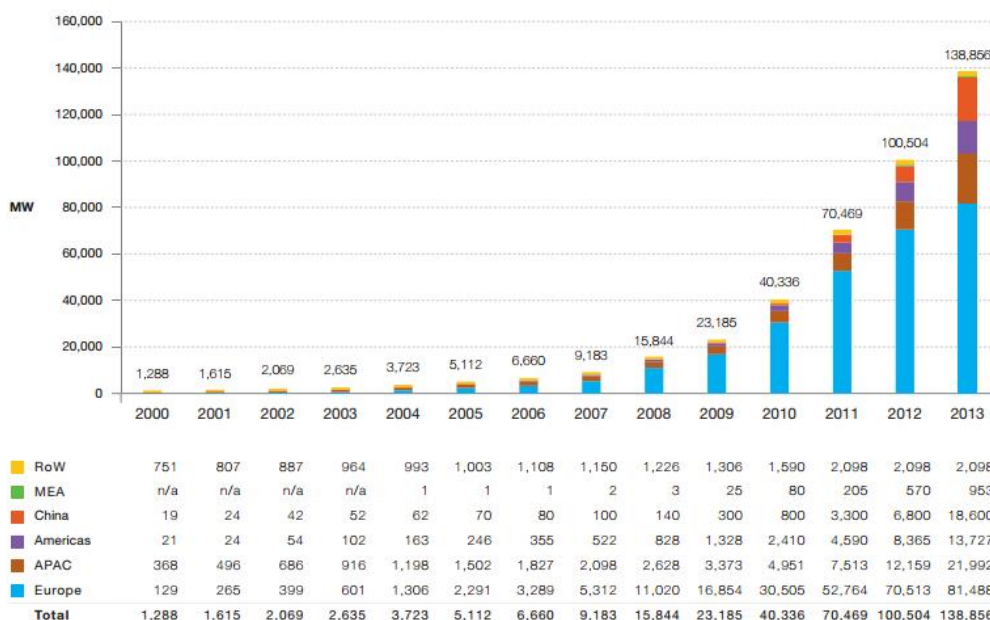


Figura 1.3 Evolução das instalações fotovoltaicas no mundo de 2000 a 2013. Fonte: EPIA (EPIA - European Photovoltaic Industry Association, 2014)

Pelo porte cada vez maior dos projetos de plantas fotovoltaicas, pela crescente capacidade instalada, pelos projetos de mapeamento de potencial solar e pesquisas

com novas tecnologias que aumentem a eficiência de conversão não há dúvidas que um mercado imenso já existe e crescerá ainda mais. A seguir são apresentados projetos de mapeamento global de potencial de geração e algumas plantas fotovoltaicas no mundo.

1.3.1. Projeto SWERA

O projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) foi iniciado em 2001 para promover o uso em larga escala de tecnologias de energia renovável, aumentando a disponibilidade e acessibilidade de informação de alta qualidade de recursos solar e eólico no mundo. Os dados recolhidos pelo projeto são disponibilizados abertamente através da internet com consulta por região do mundo. O projeto SWERA originou-se como projeto-piloto com financiamento do *Global Environment Facility* (GEF) e gerido pelo Programa de Meio Ambiente das Nações Unidas (UNEP), divisão de Tecnologia, Indústria e Economia (DTIE), em colaboração com mais de 25 parceiros em todo o mundo, incluindo o projeto Sonda do CPTEC/INPE, Brasil. Com o sucesso do projeto em 13 países-piloto, o SWERA foi expandido em 2006 para um programa completo. A sua missão é fornecer informações de alta qualidade sobre os recursos energéticos renováveis para os países e regiões em todo o mundo, juntamente com as ferramentas necessárias para aplicar esses dados de modo a facilitar as políticas e os investimentos em energia renovável em escala global (OpenEI - Open Energy Information, 2011).

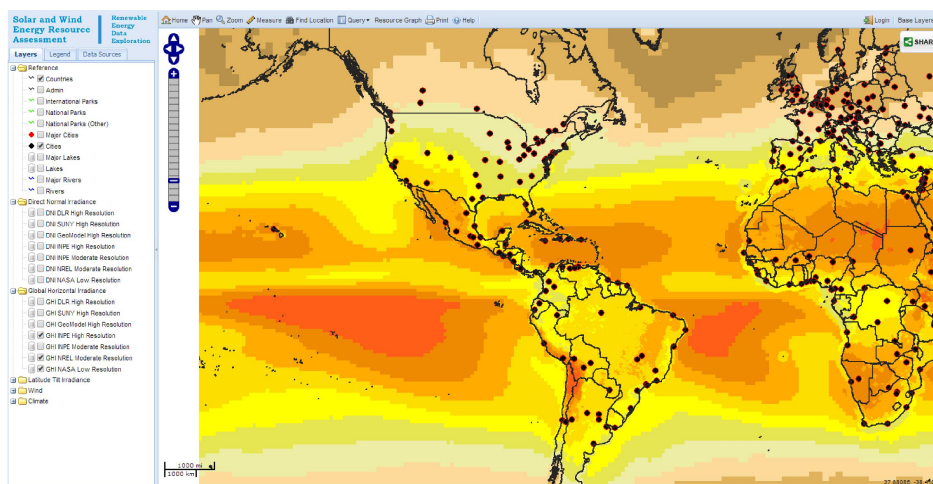


Figura 1.4 Interface de consulta do projeto SWERA plotando dados conjuntos do INPE, NASA e NREL de irradiância global.

A Figura 1.4 acima mostra a interface de pesquisa do projeto SWERA para consulta aos potenciais energéticos no mundo. A base é colaborativa entre os países participantes e permite selecionar diferentes variáveis para pesquisa. Nesta figura foi

pesquisada a irradiância horizontal global ao redor do mundo nas bases do INPE, NASA e NREL.

1.3.2. Plantas Fotovoltaicas do Mundo

Dada a grande quantidade de projetos em paralelo acontecendo em todo o mundo de 2010 até agora e os anunciados para os próximos anos, as plantas tem crescido em capacidade de geração de alguns kilowatts, há 10 anos atrás para centenas de megawatts atualmente. A seguir alguns exemplos de aplicações centralizadas conectada a rede, residenciais e industriais.

Apenas como um exemplo do porte que as plantas fotovoltaicas estão alcançando, cita-se a planta Topaz Solar na Califórnia (Estados Unidos) que ficará pronta em 2014, segundo a empresa responsável pelo empreendimento. Tem capacidade instalada de 550 MWp gerados por 9 milhões de módulos em uma área de 25 km² (First Solar(C), 2014). Será a maior planta fotovoltaica do mundo.



Figura 1.5 Vista aérea da Planta Fotovoltaica de Topaz nos Estados Unidos. Fonte: (First Solar(C), 2014)

Empresas privadas, como a fabricante de computadores Apple, têm investido em plantas fotovoltaicas para alimentar suas instalações e isto tem colaborado para queda dos preços dos módulos fotovoltaicos. Ela construiu uma planta fotovoltaica de 20 MW para alimentar seus datacenters da tecnologia *icloud* na Califórnia. Na Figura 1.6 temos a planta da Apple, USA (Apple, 2014).



Figura 1.6 Planta fotovoltaica da Apple de 20MW e 0.08 km² para alimentação do datacenter do iCloud na Carolina do Norte. Fonte: (Apple, 2014)

Na Europa, Japão e Estados Unidos a energia solar residencial já tem sido usada em larga escala. No Japão por exemplo, a geração distribuída residencial já é uma realidade como na cidade de Ota onde quase todas as residências contam com módulos fotovoltaicos nos telhados das casas e integrados a rede local. O governo japonês planeja atingir 70% das residências até 2020 (Clark, 2010), ver Figura 1.7.



Figura 1.7 Sistema de geração distribuída na cidade de Ota, Japão. Fonte: (Clark, 2010)

1.4. Estado da Arte em Tecnologia Fotovoltaica

1.4.1. Tecnologias Fotovoltaicas

Projetos de silício cristalino sempre ocuparam no mínimo 80% do mercado de módulos comerciais e apenas 15-18 % do mercado não era silício cristalino. Eram baseados em silício amorfo que era usado quase exclusivamente para eletrônicos

como relógios e calculadoras. Se considerarmos apenas o mercado de geração de energia elétrica, a produção atual é dominada por silícios monocristalinos e silícios policristalinos, que representam mais de 90% do mercado. Há uma ampla variedade de tecnologias de células fotovoltaicas no mercado atualmente, usando diferentes tipos de materiais e um número ainda maior estarão disponíveis no futuro. Tecnologias de células são geralmente classificados em três gerações, dependendo do material básico utilizado e do nível de maturidade comercial (Masters, 2004).

Primeira geração (totalmente comercial): baseada em wafer de silício cristalino tecnologia (c-Si), seja cristalino simples (sc-Si) ou multicrystalline (mc-Si).

Segunda geração (implantação mercado no início) são baseados em tecnologias fotovoltaicas de thin film (filme fino). Agrupadas em: Silício amorfo (a-Si) e silício micromorfo(c-Si); Telureto de cádmio (CdTe); e Seleneto de cobre, índio(CIS) e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS).

Terceira geração incluem fotovoltaica concentrada (CPV) e células fotovoltaicas orgânicas que ainda estão em desenvolvimento ou ainda não foram amplamente comercializados.

Em setembro de 2013, o instituto Fraunhofer na Alemanha publicou ter alcançado 44,7% de eficiência de geração fotovoltaica em células solares multijunção com 4 subcélulas (Franhoufer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2013). Este é um resultado que junto a redução dos preços dos módulos e produção em escala crescente fará a energia solar ser provavelmente a maior fonte renovável na próxima década.

Segundo (EPIA - European Photovoltaic Industry Association, 2013) a tecnologia c-Si manterá sua participação de mercado em níveis de cerca de 80%, tanto pela maturidade da tecnologia, quanto por causa da capacidade de produção existente e crescente na China e demais países asiáticos, que favorecem tecnologia. Os baixos custos de produção das tecnologias de c-Si irá permitir que ele permaneça no topo da geração fotovoltaica nos próximos anos. As reduções de custos e aumentos de eficiências das células manterão os valores do LCOE (*Levelized Cost of Energy*) baixos atraindo a atenção de investidores.

1.5. Usina Solar de Sete Lagoas

A Usina de Geração Solar Fotovoltaica de Sete Lagoas é uma das iniciativas da Cemig na área de energia solar juntamente com projeto da usina de energia solar do Mineirão. A usina é fruto da parceria da CEMIG com a Solaria (empresa espanhola) e grupos de pesquisa da UFMG e será a maior usina de energia solar da América Latina.

O Projeto foi desenvolvido para participar do Programa da ANEEL de Incentivo à Pesquisa, chamada 13, em parceria firmada com a empresa espanhola Solaria, a Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e a Fundação de Amparo à Pesquisa no Estado de Minas Gerais (Fapemig). A planta gerará energia para a cidade de Sete lagoas por integração a rede elétrica e geração de conhecimento técnico necessário para viabilizar a geração de energia solar em larga escala no setor elétrico brasileiro.

O projeto prevê capacidade nominal de 3,3 MW sendo que 2 MW serão destinados a conexão com a rede elétrica de média tensão de 13,8 kV e 1 MW estruturado como centro de pesquisa em sistemas fotovoltaicos utilizando varias tecnologias distintas de módulos e conversores. No total são 14.967 módulos instalados em 12 inversores de potências variadas. Na Figura 1.8 tem-se uma vista dos módulos já instalados da planta e uma grande quantidade de nuvens no céu.

A planta contém uma estação de medição instalada com rastreador solar com medidores de radiação e demais condições climáticas locais.



Figura 1.8 Construção da Usina Solar de 3,3 MW de Sete Lagoas - MG. Fonte: CEMIG

1.6. Flutuações de Potência em Diferentes Fontes

O problema de flutuação de potência é comum a outras fontes de geração, não apenas a solar, e se assevera sobre as cargas conforme a robustez da rede elétrica (medida pela valor da potência de curto-circuito). No caso da geração Solar fotovoltaica este problema é maior pelas razões brevemente apresentadas a seguir.

As fontes hídrica por represamento, nuclear, geotérmica, biomassa, diesel, gás natural são do ponto de vista da variabilidade de potência mais controláveis, já que todas tem tanto a fonte primária de geração (nível das represas, fontes de urânio,

águas geotérmicas, combustíveis fósseis) sob controle e estoque. Além disso, por usarem turbinas acopladas a geradores elétricos permitindo que malhas de controle façam o trabalho de suavizar a saída em potência.

As fontes eólica, maré motriz, solar fotovoltaica e termosolar são intermitentes por não terem controle sobre a fonte primária de energia ou capacidade de armazenamento, ou seja, os ventos, as ondas do mar e a radiação solar respectivamente. Dentre estas fontes, nota-se que a eólica, a maremotriz e a termosolar ainda sim, possuem um artifício de armazenamento de curta duração (ordem de minutos) que ajuda a suavizar variações das fontes primárias. Este artifício está no uso de geradores elétricos acoplados as turbinas de cada uma das fontes, onde atrás da inércia de rotação das máquinas a energia cinética gerada vai sendo convertida em energia elétrica mesmo que os ventos, mares o radiação cessem por alguns minutos. Deste modo o conjunto mecânico gerador-turbina funciona com um filtro inercial da variável da fonte primária, fazendo a potência de saída ser mais suave.

Entretanto quando observamos os elementos que compõe a geração fotovoltaica não encontramos estes filtros inerciais. Como será detalhadamente mostrado neste trabalho, a relação entre a fonte primária (radiação solar) e a potência gerada é direta, ocorrendo no nível dos semicondutores gerando corrente elétrica sob incidência de fótons da luz solar. A potência elétrica cai instantaneamente com a queda da radiação. Isso faz com que a geração fotovoltaica seja a mais susceptível entre todas as fontes a problemas de intermitência da fonte primária. Para comparação temos a eólica e a solar fotovoltaica na Figura 1.9 é visível que a solar tem uma amplitude e uma frequência de variação muito mais acentuada, embora ambas sejam fontes consideradas intermitentes (Sayeef, et al., 2012).

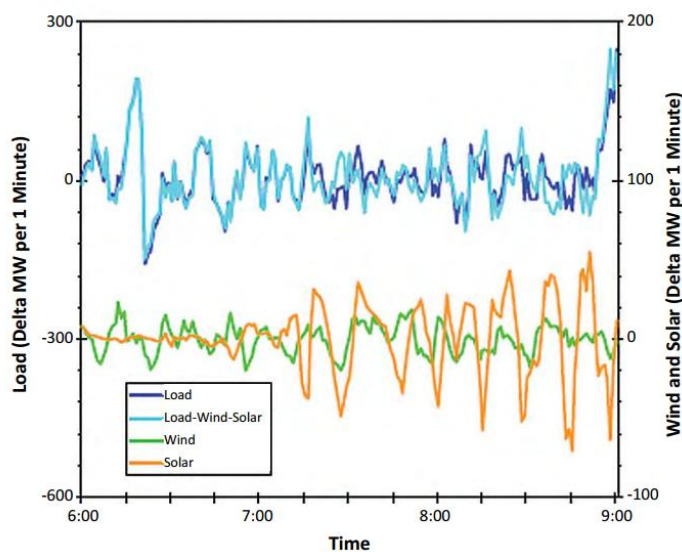


Figura 1.9 Comparação entre variabilidade de potência das fontes solar e eólica no tempo. Fonte: (Sayeef, et al., 2012)

Outra questão também importante sobre estas plantas de fontes intermitente é que sua distribuição espacial é apontada por vários pesquisadores como uma forma de se reduzir a variabilidade da geração de potência (Sayeef, et al., 2012), (Broderick, et al., 2013), (Lave & Kleissl, 2013).

De fato, ao distribuímos aerogeradores ou arranjos fotovoltaicos espacialmente haverá uma redução da correção entre os perfis de ventos e de coberturas de nuvens sobre os equipamentos respectivamente. Mas entre a solar e a eólica, qual teria maior vantagem desta prática? A dispersão das plantas eólicas ou aerogeradores é mais efetiva como forma de reduzir a variabilidade do que para a solar fotovoltaica como se vê na correlação da Figura 1.10. Nesta figura o coeficiente de correlação mostra que com um aumento das distâncias (dispersão espacial) os valores de velocidade dos ventos para eólica e radiação para solar incidentes por equipamento, passam a diferir em sua dinâmica temporal. Portanto, a potência média destas gerações tende a ter uma dinâmica mais suave no tempo. Como se vê, a solar se beneficia desta dispersão espacial como mostrado por Lave & Kleissl (2013), mas bem menos que a eólica como mostrado por Sayeef, et al. (2012).

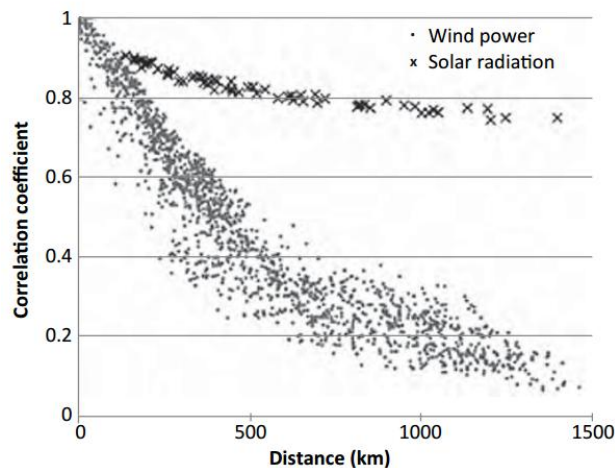


Figura 1.10 Correção entre distancias de plantas de geradoras e variabilidade. Fonte: (Sayeef, et al., 2012)

1.7. Motivação e Objetivos

Com aumento da inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética conectada à rede, surgem vários questionamentos quanto à disponibilidade desta fonte e quanto a sua intermitência de fornecimento inerente. Já há no mundo plantas fotovoltaicas com milhares de módulos gerando centenas de megawatts, ocupando dezenas de quilômetros quadrados. Toda esta área dificilmente se mantém totalmente sem coberturas de nuvens e mais do que isso, nuvens se movendo continuamente sobre os arranjos e gerando variações imprevisíveis sobre os fluxos de potência

gerados e flutuações de tensão na rede com possíveis impactos na qualidade de energia suprida.

Centros de pesquisa em energias renováveis como o SANDIA LABS nos Estados Unidos têm feito pesquisas para determinar o quanto as variações da radiação solar devido a dinâmica atmosférica, passagem de nuvens sobre as usinas e oscilações térmicas, podem afetar a energia total gerada e as variações instantâneas de potência geradas (Broderick, et al., 2013) e (Lave & Kleissl, 2013).

Além das oscilações de potência devido à natureza intermitente da radiação solar, ainda os sistemas fotovoltaicos tendem a ser inseridos em pontos de média e baixa tensão que são mais vulneráveis as oscilações de tensão das fontes, gerando perturbações nas cargas conectadas nestas redes.

As nuvens são o principal gerador de intermitência da radiação solar assim suas passagens sob uma planta fotovoltaica de grande porte, como mostrado nas Figura 1.11 (Estados Unidos), Figura 1.12 (Espanha) e Figura 1.13 e Figura 1.14 (Alemanha), produzem oscilações de potência e tensão ainda em estudos. Elas produzem oscilações na irradiância incidente nos módulos fotovoltaicos de forma desigual na medida em que elas se deslocam. Nota-se nas figuras seguintes que filas inteiras de módulos (strings) são cobertas e outras não e devido ao movimento das nuvens estes sobreamentos vão deslocando produzindo oscilações elétricas na rede.



Figura 1.11 Sombras de nuvens varrem a planta solar de 25MW de DeSoto na Florida, Estados Unidos. Fonte: Moss.com



Figura 1.12 Cobertura de nuvens intermitentes em uma planta de energia solar na Espanha. [2] Um parque solar de 23,3 MW em Espanha. Fonte: Suntech.com



Figura 1.13 Cobertura de nuvens na planta de 166MW com 330 mil módulos na Alemanha. Fonte: u-energy.de



Figura 1.14 Planta fotovoltaica Brandenburg-Briest na Alemanha. Tem capacidade para 91MW gerados por aproximadamente 383.000 módulos de silício cristalino. Fonte: <http://www.q-cells.com/>

E necessário entender as dinâmicas elétricas dos ativos da planta (módulos e conversores) durante estes transientes. A dimensão da planta impacta nas variações de tensão? Como devem ser interconectados e posicionados os módulos conforme as direções dos ventos? Qual é o nível máximo de queda instantânea da irradiância solar com a passagem de uma nuvem? Como diferentes tipos e formações de nuvens impactam na intermitência de geração? As nuvens reduzem quanto em capacidade de geração em relação a um céu claro com radiação total? As oscilações das nuvens produzem cintilação nas iluminações alimentadas por usinas fotovoltaicas? Quais fatores podem atenuar ou piorar as variações?

Neste contexto, o presente trabalho procura mostrar como a dinâmica de nuvens afeta a geração de potência no tempo através de medições de variáveis atmosféricas, experimentação em bancada sobre os módulos e modelagem computacional.

1.8. Organização do Texto

Esta dissertação é dividida em seis capítulos. O conteúdo foi distribuído procurando primeiro apresentar os fundamentos teóricos utilizados para se construir os modelos e recursos para as medições realizadas, depois como os modelos de radiação solar, de nuvens, das plantas de geração e das redes elétricas foram desenvolvidos e então como eles foram aplicados aos problemas reais de projetos de plantas fotovoltaicas e o caso real da planta de Sete Lagoas.

O primeiro apresenta uma visão geral do tema em estudo, abordando o contexto mundial e nacional da energia solar. Procura-se demonstrar através de dados estatísticos do setor, número de empreendimentos no mundo e iniciativas do setor público e privado a importância que a energia fotovoltaica assumiu no mundo.

No segundo capítulo, os efeitos da intermitência de nuvens sobre a radiação solar são mostrados em termos matemáticos e conceituais. O comportamento da radiação solar sobre a Terra e a variabilidade da irradiância provocada pelas nuvens são apresentados. Os dois modelos apresentados, radiação sem nuvens e com nuvens são apresentados, discutidos e ao final são comparados com dados reais medidos.

No terceiro capítulo os ativos que compõem uma planta solar fotovoltaica padrão são apresentados os modelos matemáticos fundamentais das células fotovoltaicas e de suas aplicações em módulos e arranjos. São discutidos aspectos estruturais, como cálculos de área ocupada pelos arranjos e alinhamento dos módulos. Os efeitos da radiação, temperatura, sombreamentos e ventos são elencados individualmente para servirem de base teórica ao modelo proposto neste trabalho para simulação das plantas. Finaliza-se com apresentação das configurações básicas de inversores adotadas neste trabalho. Este capítulo foi escrito como base teórica para as proposições feitas nos próximos capítulos.

No quarto capítulo, o modelo computacional para plantas fotovoltaicas é proposto em detalhes, passando pelos módulos e arranjos, conversores e inversores, movimentação das nuvens sobre a planta, efeitos nas curvas globais dos arranjos e as limitações do modelo. São também apresentados ensaios experimentais feitos para validar o modelo em si e também seus resultados. São discutidos brevemente outros trabalhos como modelos na literatura.

O quinto capítulo foca em aplicar de forma conjunta todos os modelos discutidos, modelo de céu claro, modelo da planta fotovoltaica e dados experimentais

investigando os impactos das dinâmicas de nuvens sobre a planta. Os resultados são comparados entre si com variações de nível de robustez da rede elétrica, direção dos ventos e área das plantas. O estudo de caso da Usina Solar de Sete Lagoas é apresentado em detalhes usando todo o ferramental desenvolvido e são apresentadas variações de tensão e potência geradas pela intermitência de nuvens com diferentes configurações da rede básica e efeitos indesejáveis, como a cintilação luminosa, são calculados.

O sexto capítulo discute as conclusões do trabalho e apresenta as propostas de continuidade para o trabalho apresentado. Um diagrama funcional visando sintetizar todo ferramental desenvolvido, medições feitas e bases históricas consultadas para no final avaliar-se os impactos da geração fotovoltaica na rede elétrica.

Efeitos de Nuvens Sobre a Radiação Solar

2.1. Introdução

Neste capítulo, o efeito das nuvens sobre a radiação solar é apresentado e descrito. A radiação solar sobre o planeta Terra é descrito matematicamente e sua modulação pela presença de nuvens é comentada e calculada. A classificação de nuvens usada mundialmente é apresentada e contextualizada para os fins deste trabalho. São apresentados os instrumentos para medição dos fenômenos atmosféricos. Uma revisão literária é discutida quanto aos métodos de se modelar e caracterizar os efeitos das nuvens sobre a dinâmica da irradiância solar de superfície. Por fim, são discutidas simulações, utilizando formas de se correlacionar as nuvens e a dinâmica da irradiância solar.

2.2. Radiação Solar

Quase toda a energia da Terra origina-se a partir do Sol. Define-se como Radiação solar a radiação eletromagnética emitida pelo Sol. Em uma hora, a Terra recebe energia suficiente do Sol para satisfazer as necessidades de energia da humanidade por quase um ano. Isto é cerca de 5000 vezes o que todas as outras fontes juntas proveem (Messenger & Ventre, 2004). As fontes de combustíveis fósseis, hidroelétricas, eólicas biomassa etc são todas derivações da energia provida pelo Sol através da radiação solar. Apenas as fontes nuclear e geotérmicas escapam deste grupo. A energia solar é criada no núcleo do Sol, quando os átomos de hidrogênio se fundem em hélio pela fusão nuclear e se propagam em cadeia até a superfície do Sol.

A superfície de irradiação do Sol (fotosfera) tem uma temperatura média de cerca de 5.800 K (Masters, 2004). A maior parte da radiação electromagnética emitida a partir da superfície do Sol encontra-se na faixa visível de 500 nanômetros (47%), embora o Sol também emita energia significativa no ultravioleta (7%) e bandas de infravermelhos e energia sob a forma ondas de rádio, microondas, raios-X

e raios gama bandas (46%) (Masters, 2004). A quantidade total de energia emitida a partir da superfície do Sol é de aproximadamente 63 milhões de Watts por metro quadrado ($63 \cdot 10^6 \text{ W/m}^2$).

2.2.1. Terminologia

Algumas definições importantes para a correta compreensão dos conceitos discutidos neste trabalho são apresentadas. Observou-se uma grande confusão na literatura referente ao uso destes termos, em especial radiação, irradiância e irradiação. Várias vezes irradiação e irradiância são usados erroneamente como sinônimos na literatura.

Albedo é a fração da radiação solar que é refletida. Em energia solar define-se albedo como a fração da radiação solar que é refletida a partir do solo, cobertura do solo e corpos de água na superfície da Terra. Astrônomos e meteorologistas incluem refletância por nuvens e ar. Para evitar a interseção de conceitos de áreas afins, alguns pesquisadores solares usam a definição de refletância do terreno (NREL - National Renewable Energy laboratory, 2010).

Cobertura de nuvens é a fração do céu coberto por nuvens. Esta fração é tipicamente expressa como décimos ou oitavos (*octas*) da área total vista. Alguns pesquisadores se referem a isso como cobertura de nuvem, para distinguir de tipos de nuvens ou classificação das nuvens (NREL - National Renewable Energy laboratory, 2010). Neste trabalho, cobertura de nuvens referir-se-á tão somente à sua quantidade em área e não ao seu tipo ou classificação.

Irradiância Horizontal Difusa (DHI) é a quantidade de radiação solar recebida por unidade de área por uma superfície (não sujeito a qualquer sombreamento) que não vem diretamente do Sol, mas refletida das moléculas e partículas espalhadas na atmosfera vindo de todas as direções (PVEDucation.org) (Duffie & Beckman, 1980).

Irradiância Normal Direta (DNI) é a quantidade de radiação solar recebida por unidade de área por uma superfície que é sempre mantida perpendicular (ou normal) aos raios que vêm diretamente do Sol em sua posição instantânea no céu. A quantidade de irradiação recebida anualmente por uma superfície é maximizada mantendo a normal da superfície paralela à radiação recebida (PVEDucation.org) (Duffie & Beckman, 1980).

Irradiância Horizontal Global (GHI) é a quantidade total de radiação solar recebidas por uma superfície horizontal. Este valor é de particular interesse para instalações fotovoltaicas e inclui tanto irradiância normal direta (DNI) e irradiância Horizontal difusa (DHI). A equação (2.1) soma as irradiâncias difusa e direta corrigindo a direta pelo cosseno do ângulo de zênite, definido a seção 2.3.1. (PVEDucation.org)(Duffie & Beckman, 1980).

$$\text{GHI} = \text{DHI} + \text{DNI} \cdot \cos(\phi_z) \quad (2.1)$$

Radiação solar é a energia emitida pelo Sol através da radiação electromagnética no espaço. Aproximadamente metade do espectro é emitida como luz visível na banda de alta frequência do espectro electromagnético, radiação ultravioleta e na banda de baixa frequência como infravermelho (Messenger & Ventre, 2004),(Duffie & Beckman, 1980).

Massa de Ar (AM) é o comprimento relativo do caminho da radiação solar direta através da atmosfera e é calculado como a razão da massa de ar atmosférica que o feixe de radiação atravessa e a massa que seria atravessada se o raio solar incidisse perpendicular ao plano da superfície terrestre (aproximadamente equivale ao meio dia). Quando o Sol está diretamente sobre a localização do nível do mar o comprimento do caminho é definido como massa de ar igual a 1,0 (AM1). AM1 não é sinónimo de meio-dia solar, porque o Sol não está necessariamente no ponto máximo ao meio-dia solar na maioria das estações e locais do globo. Quando o ângulo de zênite ϕ_z estiver entre 0° e 70° e ao nível do mar, pode-se calcular AM conforme equação (2.2) segundo Duffie & Beckman (1980).

$$\text{AM} = \frac{1}{[\cos(\phi_z)]} \quad (2.2)$$

Há também o cálculo da AM como o seno do ângulo de elevação, aqui definido como α_s . Detalhes são encontrados em Masters (Masters, 2004). Não há prejuízo na escolha, já que os ângulos de zênite ϕ_z e de elevação α_s são complementares, reduzindo a escolha à mera convenção.

Mas devido à curvatura da Terra e aumento da massa de ar a ser atravessada a formulação abaixo, em (2.3), é melhor aceita e adotada pelo NREL (NREL - National Renewable Energy laboratory, 2010). A equação (2.3) é também usada para comparar o desempenho de módulos (Soto, Klein, & Beckman, 2006).

$$\text{AM} = \frac{1}{[\cos(\phi_z) + 0,50572 (96,07995 - \phi_z)^{-1,6364}]} \quad (2.3)$$

Irradiância é a medida da densidade de potência da luz solar, medida em W/m^2 . Sendo uma quantidade instantânea. Depois de passar pela atmosfera com um comprimento de caminho de AM1, a irradiância é reduzida para aproximadamente $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, onde seu conteúdo espectral é modificado devido à absorção atmosférica. A irradiância para AM1,5 é aceite como o espectro padrão para células fotovoltaicas (Messenger & Ventre, 2004).

Irradiação é a medida da densidade de energia da luz solar e é medida em kWh/m². Como a energia é a integral da potência no tempo, a irradiação é a integral da irradiância. Convenciona-se um dia como período de integração (Messenger & Ventre, 2004).

Sol Pleno, ou *peak sun hours* (PSH), ver Figura 2.1, é a duração do tempo em horas sob uma irradiação de 1000W/m² necessária para produzir o equivalente da irradiação diária obtida pela integração da irradiância de um dia inteiro. A medida de Sol pleno varia com a posição no planeta, com a nebulosidade, composição atmosférica entre outros. É uma medida do potencial local de irradiação solar (Messenger & Ventre, 2004).

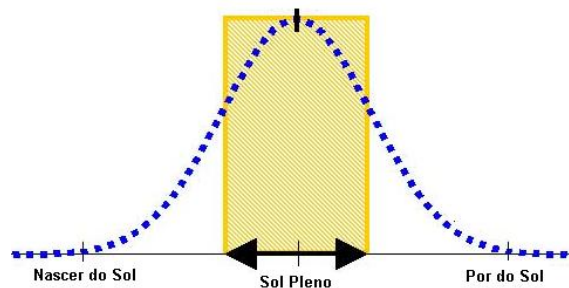


Figura 2.1 Gráfico para demonstrar a relação entre as áreas de um dia de insolação (área sob a curva pontilhada) e o seu equivalente em Sol Pleno (área retangular).

2.2.2. A Constante Solar

A constante solar é a irradiância média do Sol na camada limite superior da atmosfera terrestre (sendo AM0), quando o Sol e a Terra distam em 1 AU (*astronomical unit*), sendo 149.597.890 km. A constante solar é a média da irradiância total integrada ao longo de todo o espectro eletromagnético. O World Meteorological Organization (WMO) padroniza o valor da constante solar em 1367 W/m². A NASA trabalha com 1353 ± 21 W/m², conforme a norma ASTM E 490-73a. A excentricidade da órbita terrestre provoca uma variação aproximada de 3%, resultando em 1415 W/m² em 3 de janeiro e 1321 W/m² em 4 de julho (CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais, 2012).

Neste trabalho convencionou-se adotar o padrão da WMO, portanto, entenda-se $G_{CS} = 1367$ W/m² sempre que se mencionar a constante solar.

2.2.3. Variação da radiação extraterrestre

Basicamente, a literatura reporta três formas de variações da radiação extraterrestre. A primeira ligada a própria atividade solar, com explosões solares que

poder ser detectadas na Terra com variações de amplo espectro, estimada em 1,5% em média. A segunda refere-se ao decaimento da fusão solar ao longo do tempo, atividade própria de toda estrela com variações de 0,02% ao ano. A terceira refere-se a variação da distância do sistema Sol-Terra com variações de 3% (Scharmer & Greif, 2000) (Duffie & Beckman, 1980). Embora do ponto de vista físico o que varia é a radiação, ou seja, a energia emitida pelo Sol, do ponto de vista matemático o que se calcula via constante solar é a irradiância, ou a densidade de energia recebida. Esta variação pode ser definida pela equação (2.4).

$$G_{TS} = G_{cs} \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{360n}{365,25} \right) \right) \quad (2.4)$$

Onde G_{TS} é a irradiância extraterrestre considerado o sistema Terra-Sol ao longo dos n dias do ano (Duffie & Beckman, 1980).

2.2.4. Efeitos da atmosfera sobre a radiação Solar

A quantidade da atenuação da radiação solar devido a atmosfera é função do comprimento percorrido pela raio de luz ao longo da atmosfera. Este comprimento de percurso é comparado ao percurso vertical do raio solar até o nível do mar, o qual é designado como AM1. Assim, a massa de ar será maior do que a unidade para ângulos oblíquos. A massa de ar através da qual a luz solar passa é proporcional a secante do ângulo de zênite θ_z , conforme equação (2.2). No AM1, após a absorção, o intensidade da radiação global é reduzida de 1367 W/m² no topo da atmosfera para 1000 W/m² aproximadamente ao nível do mar. Assim, para um caminho AM1, a intensidade da luz solar é reduzida para 70% do seu valor original. Em Messenger & Ventre (2004) há uma equação empírica que se aplica tanto para valores AM1 como para valores maiores, ou seja quando o ângulo zenital é maior que zero. Esta equação é aqui transcrita na equação (2.5).

$$G = G_{TS}(0,7)^{AM^{0,678}} \quad (2.5)$$

Mais uma correção baseada em dados empíricos é aplicada tomando agora a altitude em relação ao nível do mar. A equação (2.6) considera $a = 0,14$ e h como a altitude, em quilômetros (PVEDucation.org), (Reno, Hansen, & Stein, 2012).

$$G = G_{TS}[(1 - ah)(0,7)^{AM^{0,678}} + ah] \quad (2.6)$$

Quando a radiação solar entra na atmosfera da Terra parte é absorvida, parte é dispersa e o restante é refratado pelas moléculas na atmosfera e ou é absorvida ou

refletida pela superfície. Pode-se agrupar os efeitos da atmosfera sobre a radiação em três processos modificadores da radiação destinada a superfície da Terra. Estes processos agem sobre a radiação quando ele interage com os gases e as partículas em suspensão encontrados na atmosfera (Pidwirny, 2006).

O primeiro é o **processo de dispersão** que ocorre quando pequenas partículas e moléculas de gás difundem parte da radiação solar incidente em direções aleatórias, sem qualquer alteração no comprimento de onda da energia eletromagnética. Esta dispersão reduz a porção de radiação que chega até a superfície porque ela pode refletir para o espaço uma parte da radiação.

O segundo é o **processo de absorção**, onde partículas em suspensão são capazes de absorver certas radiações com comprimentos de onda ressonantes com suas estruturas moleculares e então reemitir radiação com comprimentos de onda maiores e portanto com menos energia. Assim, estas partículas absorvem energia e alteram o conteúdo do espectro luminoso. Em Messenger & Ventre (2004) são citados os tipos de moléculas e seus efeitos: O ozônio desempenha um papel importante na absorção de uma quantidade significativa de radiação na região ultravioleta do espectro, enquanto o vapor de água e dióxido de carbono absorvem principalmente nas partes visíveis e de infravermelhos do espectro, ver Figura 2.2. A luz solar absorvida aumenta a energia das moléculas absorventes, assim aumentando da sua temperatura.

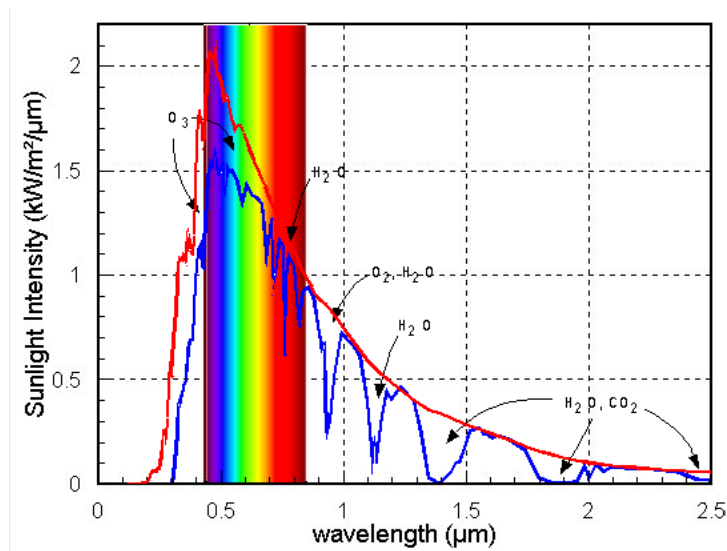


Figura 2.2 - Irradiância versus comprimento de onda sob efeito da composição atmosférica em AM0 e AM1. Fonte:(PVEducation.org).

O terceiro é o **processo de reflexão**, onde os raios solares são diretamente refletidos pelas partículas com total perda de radiação. Grande parte da reflexão atmosférica acontece devido as nuvens, cuja a reflexão das nuvens pode ser de 40% a 90% (Pidwirny, 2006).

A dispersão da luz solar é responsável pela entrada de luz onde não há incidência direta de radiação solar. Este efeito na atmosfera é o que faz com que o céu seja azul. Sem os gases da atmosfera, o céu pareceria negro. Todas essas componentes da luz solar possuem definições específicas encontradas em Duffie & Beckman (1980) e Messenger & Ventre (2004). A luz solar que atinge a superfície da Terra sem dispersão é definida com **radiação solar direta (DNI)**. A parcela que se dispersa na atmosfera é chamada **radiação solar difusa (DHI)**. A parcela que atinge a superfície e reflete de volta a atmosfera é chamada **radiação de albedo**. As três somadas em um ponto qualquer do espaço ou sobre uma superfície compõem a **radiação solar global (GHI)**.

Na Figura 2.3 vê-se uma importante estatística das parcelas de distribuição da radiação solar extraterrestre. Estes valores são obtidos pela média da radiação absorvida e da modificação da radiação solar através de processos atmosféricos e da superfície de toda a Terra ao longo de um período de um ano. De toda a luz solar que passa através da atmosfera por ano, apenas 50% alcança a superfície da Terra e portanto pode ser utilizada para geração de eletricidade. Dos outros 50%, temos que 5% é refletida de volta ao espaço pela superfície, 20% é refletida para o espaço por nuvens e partículas atmosféricas e 25% é absorvida por gases atmosféricos, partículas e nuvens. Desta energia absorvida, 70% é reemitida para o espaço na forma de radiação infravermelha, o restante fica na atmosfera terrestre como constituintes dos processos térmicos da atmosfera e do efeito estufa como se sumariza na Figura 2.3 (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006).

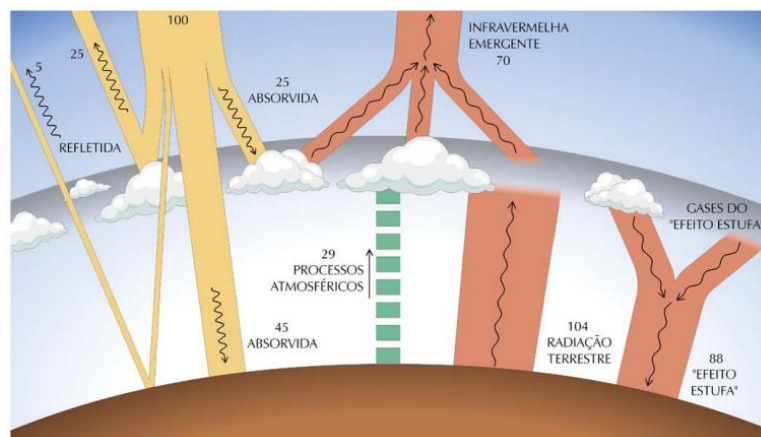


Figura 2.3 - Dispersão da radiação solar pela atmosfera terrestre Fonte: (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006)

2.3. Geometria Solar-Terrestre

A relação do sistema Terra-Sol ao longo dos movimentos de rotação e translação da Terra é fundamental para se estabelecer padrões de projeto para

sistemas fotovoltaicos. Compreender as influências das variações de posição do Sol ao longo do ano e dos dias são objeto desta discussão.

2.3.1. Ângulos notáveis

Os ângulos seguintes são importantes para se correlacionar e referenciar a radiação solar e as posições e localizações dos módulos solares no contexto deste trabalho. Estas definições foram obtidas conforme Duffie & Beckman (1980) e Masters (2004). Para melhor compreensão, ver a Figura 2.4.

Latitude La é a localização relativa sobre o globo terrestre, representando a distância em relação ao Equador em graus, variando de sul a norte de $-90^\circ \leq La \leq +90^\circ$ em relação ao equador.

Longitude Lo é a localização relativa sobre o globo terrestre variando de oeste a leste de $-180^\circ \leq Lo \leq +180^\circ$ em relação ao meridiano de Greenwich.

Ângulo de Declinação Solar δ é a inclinação da Terra em relação a normal ao plano de translação da Terra. Também pode ser entendida como a posição do Sol ao meio dia em relação plano do Equador, variando de $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$.

Ângulo Zênite é o ângulo θ_z entre a normal a superfície terrestre e o raio solar direto.

Ângulo de Inclinação é o ângulo β entre a superfície terrestre e a superfície onde incide o raio solar (por exemplo, a superfície de um módulo solar).

Ângulo de Azimute do módulo é o ângulo γ formado entre o alinhamento longitudinal do módulo e o eixo sentido Sul. Como regra geral, módulos no hemisfério Sul, são voltados para o Norte e módulos no hemisfério Norte são voltado para o Sul. Abaixo será explicado o Ângulo de Azimute Solar para distinção.

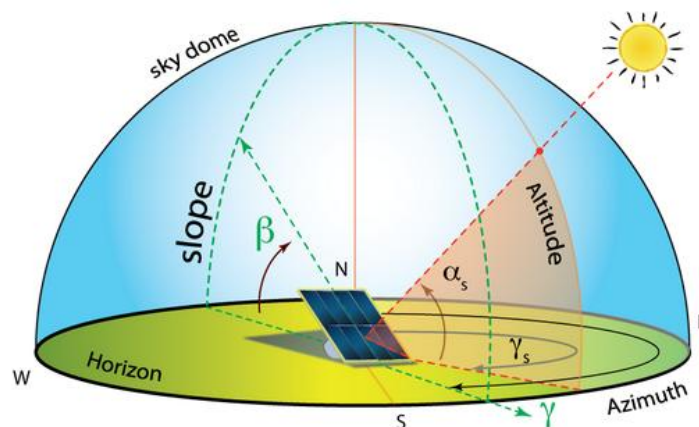


Figura 2.4: Posição do Sol em relação a um ponto na superfície. Fonte: (Brownson, 2014)

2.3.2. Posição do Sol ao longo de um ano

A rotação diária da Terra em relação ao seu eixo (Norte e Sul) é perpendicular ao Equador, mas não é perpendicular ao plano de órbita da Terra em relação ao Sol. A medida de inclinação do eixo da Terra em linha perpendicular ao plano da órbita é atualmente cerca de $23,5^\circ$ em média. Apenas nos equinócios de primavera e de outono é que este ângulo é igual a 0° . A rotação da Terra em torno do Sol e a mudança no ângulo de declinação é mostrado na figura abaixo.

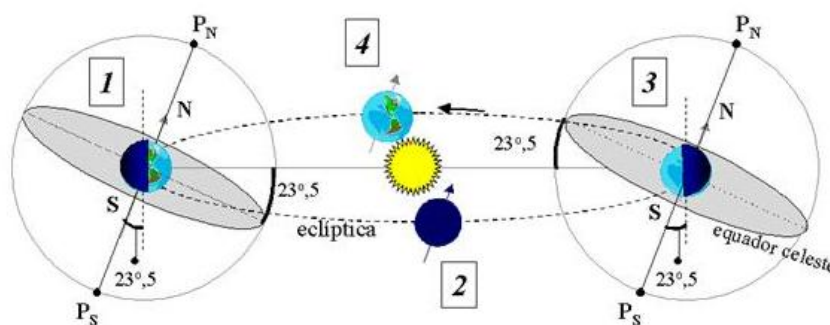


Figura 2.5: Variação da radiação solar devido a translação e declinação da Terra. Fonte: das.inpe.br

Nota-se que a Figura 2.5 acima as variações da radiação solar sobre a Terra devido as variações de distância Terra-Sol e a declinação da Terra de $23,5^\circ$ em média. Para os números de 1 a 4 lê-se: (1) Solstício de 21 de junho, início do verão no hemisfério Norte e do inverno no hemisfério Sul. (2) Equinócio de 22 ou 23 de setembro, início do Outono no hemisfério Norte e início da Primavera no hemisfério Sul. (3) Solstício de 21 ou 22 de dezembro, início do inverno no hemisfério Norte e do verão no hemisfério sul. (4) Equinócio de 21 de março, início da Primavera no hemisfério Norte e Outono no hemisfério Sul.

O ângulo declinação pode ser calculado pelas equações (2.7) e (2.8). Embora o ano não tenha exatos 365 dias, esta formulação permite uma boa aproximação.

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365,25} (n - 81) \right] \quad (2.7)$$

Onde n é o dia do ano. A expressão mais precisa é :

$$\delta = \sin^{-1} \left\{ \sin(23,45) \sin \left[\frac{360}{365,25} (n - 81) \right] \right\} \quad (2.8)$$

Para otimizar a geração de energia para módulos fixos conforme sua localização geográfica, usa-se o ângulo de inclinação β igual à latitude La (Masters, 2004), (Kyocera(C), 2013).

2.3.3. Posição do Sol ao longo de um dia

A localização do Sol em qualquer altura do dia pode ser descrita em termos da sua altitude, ângulo α_s da equação (2.11), e de seu azimute, ângulo γ_s da equação (2.12). Por convenção, o ângulo de azimute é positivo pela manhã, com o Sol no leste e negativo no período da tarde com o Sol no oeste. Os ângulos de azimute e altitude do Sol dependem da latitude e da hora do dia.

Outra definição matemática importante na geometria Solar-Terrestre é o conceito de **ângulo horário** que é a diferença entre o meio dia (12h) e uma dada hora do dia convertida para ângulos (Messenger & Ventre, 2004). Fisicamente o ângulo horário é número de graus que a Terra gira até percorrer uma distância qualquer, (Masters, 2004). Ele é definido pela equação (2.9) onde t é o tempo em horas.

$$H = 360^\circ \frac{(12 - t)}{24} \quad (2.9)$$

O **ângulo de Elevação Solar** é o ângulo α_s entre a horizontal e raio solar direto. Também definido como **ângulo de altitude**. Este ângulo varia ao longo do dia, das latitudes e dos dias do ano. Para determinar o ângulo de elevação solar máximo em um dia, usa-se a equação (2.10). Para o hemisfério norte subtrai-se $(La - \delta)$ de 90° , para o hemisfério sul soma-se $(La - \delta)$ a 90° .

$$\alpha_s = 90^\circ \pm (La - \delta) \quad (2.10)$$

Para calcular α_s em qualquer elevação ao longo do dia usa-se a equação (2.11).

$$\alpha_s = \text{sen}^{-1}[\text{sen}(\delta)\text{sen}(La) + \cos(\delta)\cos(Lo)\cos(H)] \quad (2.11)$$

O **ângulo de Azimute Solar** é o ângulo γ_s entre a linha na direção sul e projeção do raio solar sobre o plano horizontal a superfície. Do sul para leste é negativo, do sul para o Oeste é positivo.

$$\gamma_s = \text{cos}^{-1}\left[\frac{\text{sen}(\delta)\cos(La) - \text{cos}\delta\cos(Lo)\cos(H)}{\cos(\alpha_s)}\right] \quad (2.12)$$

Sendo que para $LST < 12$ ou $H < 0$, γ_s , se $LST > 12$ ou $H > 0$, $360^\circ - \gamma_s$.

A hora solar local (Local Solar Time - LST) é a hora quando o sol está mais alto no céu (aproximadamente 12 horas em LT) em certa localização no globo. Difere da hora local (Local Time - LT) devido à excentricidade orbital da Terra e por causa de ajustes como fusos horários e horários de verão (Reno, Hansen, & Stein, 2012), (PVeeducation.org).

2.3.4. Duração do Dia

Com as diferentes latitudes L e a variação do ângulo de declinação solar δ ao longo do ano, os horários de nascer (N_s) e por do Sol (P_s) vão sendo alterados ao longo do ano todo. Isso produz dias mais curtos no inverno e mais longo no verão. As equações para estimar estes horários são apresentadas em (2.13) e (2.14):

$$N_s = 12 - \frac{1}{15^\circ} \cos^{-1} \left(\frac{-\text{sen}L\text{sen}\delta}{\text{cos}L\text{cos}\delta} \right) - \frac{TC}{60} \quad (2.13)$$

$$P_s = 12 + \frac{1}{15^\circ} \cos^{-1} \left(\frac{-\text{sen}L\text{sen}\delta}{\text{cos}L\text{cos}\delta} \right) - \frac{TC}{60} \quad (2.14)$$

onde TC é o fator de **tempo corrigido**, em minutos, equação (2.17), considerando a equação do tempo (EoT), em minutos, que corrige o desvio entre a inclinação da Terra em relação ao plano excêntrico de sua órbita em torno do Sol conforme equação (2.16).

$$B = \frac{360}{365,25} (n - 81) \quad (2.15)$$

$$EoT = 9,87\text{sen}(2B) - 7,53 \cos(B) - 1,5\text{sen}(B) \quad (2.16)$$

$$TC = 4 \left(Lo - \frac{360^\circ}{24} \Delta T_{GMT} \right) + EoT \quad (2.17)$$

Lo é a longitude em graus e o valor 4 na equação (2.17) refere-se aos 4 minutos gastos pelo planeta para girar 1° .

Por brevidade, maiores discussões em relação ao tempo civil e o tempo solar não serão aprofundadas neste trabalho, apenas aquelas necessárias e utilizadas no modelo proposto.

2.4. Instrumentação Solarimétrica

A seguir uma breve revisão da instrumentação solarimétrica mais utilizada em energia solar. Neste trabalho não foram utilizados apenas os ceilômetros e o heliógrafo.

2.4.1. Piranômetro

O piranômetro mede a radiação global. É normalmente montado horizontalmente para coletar dados gerais para a radiação global em uma superfície.

No entanto, também é muitas vezes montado no plano de um painel de energia fotovoltaica, de modo a medir a radiação incidente global sobre a superfície no mesmo ângulo de inclinação.

Responde a todos os comprimentos de onda e, portanto, responde com precisão a potência total em qualquer espectro incidente. O piranômetro de precisão é circular, multijunção de termopilha. A precisão dentro de 1% para altitudes solares superiores a 20°. O instrumento tem uma saída de tensão de aproximadamente 9 mV/W/m².

Um exemplo comercial de piranômetro de precisão espectral é a linha LICOR, ver Figura 2.6.



Figura 2.6 - Piranômetro de precisão da LICOR (Fonte: Licor.com)

Os piranômetros são padronizados de acordo com a norma ISO 9060, que também é adotado pela Organização Meteorológica Mundial (OMM).

2.4.2. Pireliômetro

O pireliômetro é um instrumento para medição da irradiação solar direta. A luz solar direta incide sobre entrada de um tubo reto onde a uma termopilha ao fundo converte o calor em sinal elétrico que é microprocessado para indicar o valor medido em W/m² de irradiância. O tubo é selado com ar seco para eliminar a absorção de radiação incidente no interior do tubo por vapor de água. O sensor é um filamento enrolado de termopilha na base do tubo, que tem uma sensibilidade de cerca 8μV/W/m² e uma impedância de cerca de 200 Ω saída. Uma vez que o instrumento só é sensível à radiação direta, um rastreador solar é necessário para leituras contínuas (Messenger & Ventre, 2004).



Figura 2.7 - Pireliômetro para medição da radiação solar direta (Fonte: KippZonen.com).

2.4.3. Heliógrafo

O heliógrafo é um instrumento usado para observar o número de horas de brilho solar em uma localização e dia do ano específicos. A medição do número de horas com irradiância solar efetiva em um ponto definirá a quantidade de energia solar no local, o regime de Sol pleno, o clima local e a variação da cobertura efetiva de nuvens do local.

O instrumento consiste de uma esfera de vidro de alta pureza de 10 centímetros de diâmetro com ajustes de posição para focar os raios solares sobre um cartão marcado em horas com a duração do dia conforme épocas do ano. Conforme os sinais deixados pelos raios solares focados, a duração do dia é determinada.



Figura 2.8 - Heliógrafo de Cambell-Stokes para a medição (Fonte: lambrecht.net)

2.4.4. Ceilômetro

Um ceilômetro é um dispositivo que utiliza um feixe de laser para medir a altura de uma base de nuvem, inferindo daí sua altura e também a velocidade a medida que ela se move. Um ceilometro usa a triangulação para determinar a altura de um ponto de luz projetada sobre a base da nuvem, consistindo de um projetor em rotação e um detector.



Figura 2.9 - Ceilometro Vaisala para medições em nuvens (Fonte: Vaisala.com)

2.4.5. Rastreador solar

Um rastreador solar é um equipamento que une vários instrumentos para dar uma medição ampla da radiação solar. Mede a irradiância difusa usando um piranômetro coberto dos raios diretos do Sol, usa um segundo piranômetro para medir a radiação refletida pelo solo (albedo de superfície), sendo posicionado voltado para o solo. Mede a irradiância global com um piranômetro descoberto e mede a irradiância solar direta com um pireliômetro que rastreia o Sol por um conjunto de motores de passo microcontrolados com algoritmos de posicionamento solar. Informação obtidas (Kipp&Zonen(C), 2000).

Alguns rastreadores solares contam ainda com receptor de GPS integrado para configurar automaticamente os dados de localização e de tempo na instalação.



Figura 2.10 - Estação de Monitoramento Solar. Fonte: (Kipp&Zonen(C), 2000)

2.4.1. Imagens de satélite

Para um caso real de cobertura dos céus do Brasil por nuvens, vê-se na Figura 2.11 uma imagem de satélite do GOES-13 mostrando nuvens sobre todo o território brasileiro. Esta imagem foi obtida no site do CPTEC (Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos) com dados do satélite GOES-13 do dia 18 de abril de 2014 às 13:30 horas (horário oficial) (DSA-INPE, 2014).

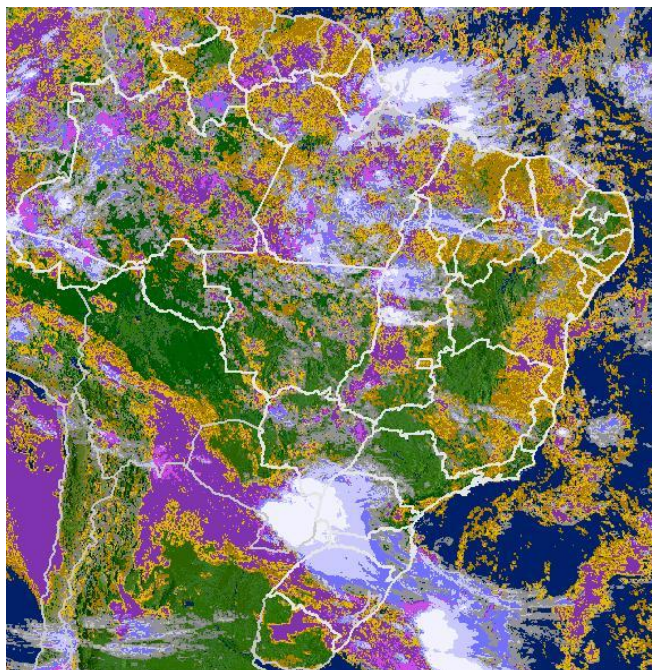


Figura 2.11 - Imagem de satélite do sistema. Fonte: (DSA-INPE, 2014). As cores amarelas são nuvens cumulus, as roxas são stratus, as cinzas são cirrus e as azuladas são camadas diversas.

O objetivo de se mostrar esta imagem de satélite neste trabalho é mostrar que já existe tecnologia para identificar classes de nuvens e percentual de cobertura de nuvens em todo o território nacional e que portanto, uma vez que se tenham amadurecidos os conceitos sobre como as nuvens afetam a geração fotovoltaica, pode-se então unificar os conhecimentos interdisciplinares para se pensar em implantações de usinas fotovoltaicas em pontos estratégicos do país.

2.4.2. Estações Meteorológicas

Uma estação meteorológica é o local onde um conjunto de instrumentos integrados são usados para medição e registro de variáveis meteorológicas em uma unidade de memória central (*data logger*). Estas variáveis são, em geral, pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento etc. Os seus dados são utilizados para a previsão do tempo, caracterização do clima, análise de composição atmosférica, validação de dados de satélites, medição da radiação solar e nebulosidade. Utilizando centrais de processamento de dados e transmissão, integram-se os dados coletados por softwares, permitindo-se registros em bancos de dados com grande duração e variadas frequências de amostragens de segundos a horas.

Uma estação típica para pesquisas em energia solar apresenta os seguintes instrumentos de medição: termômetro (temperatura), barômetro (pressão

atmosférica), higrômetro (umidade relativa do ar), anemômetro (velocidade dos ventos), biruta (direção dos ventos), piranômetro (radiação), pireliômetro (radiação direta), heliógrafo (duração do dia sob Sol). São também bastante úteis o rastreador solar e o imageador solar, mas são aplicados apenas em levantamentos mais específicos.

2.4.2.1. Rede Sonda CPTEC/INPE

No Brasil, o CPTEC/INPE possui uma rede de estações distribuídas pelo país, chamada de Rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais para o setor de Energia). As bases de dados coletados são disponibilizadas pelo site do CPTEC (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006).



Figura 2.12 Módulo de medição da rede Sonda Fonte: (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006)

Usando os imageadores são determinadas as coberturas de nuvens a partir das imagens gravadas. O índice de cobertura de nuvens pode ser obtido tanto pelas imagens de satélite quando pelas estações.

2.4.2.2. Estação CDTN/CNEN

A estação meteorológica do CDTN encontra-se na área do campus da UFMG e dentro das instalações do CDTN. Ela é usada para a determinação de parâmetros atmosféricos e realização de estudos de dispersão atmosférica e qualidade do ar.

As variáveis medidas são: Ao nível de 1,5 metros, radiação solar (líquida e global), precipitação, evaporação e pressão atmosférica. Ao nível de 10 metros, temperatura, umidade, velocidade e direção do vento. Ao nível de 40 metros, temperatura, velocidade e direção do vento.

A posição geográfica da Estação do CDTN é 608117 (Leste-Oeste) e 7802471 (Norte-Sul) baseando-se no sistema de coordenadas geográficas UTM-23S e

no *Datum* WGS-84. A altitude nesta posição é de 857 m, que é o ponto de altitude máxima da área pertencente ao Campus da UFMG/CDTN em Belo Horizonte, Minas Gerais (Barreto, 2010). Na Figura 2.13 observa-se uma visão geral da torre e da instrumentação instalada.

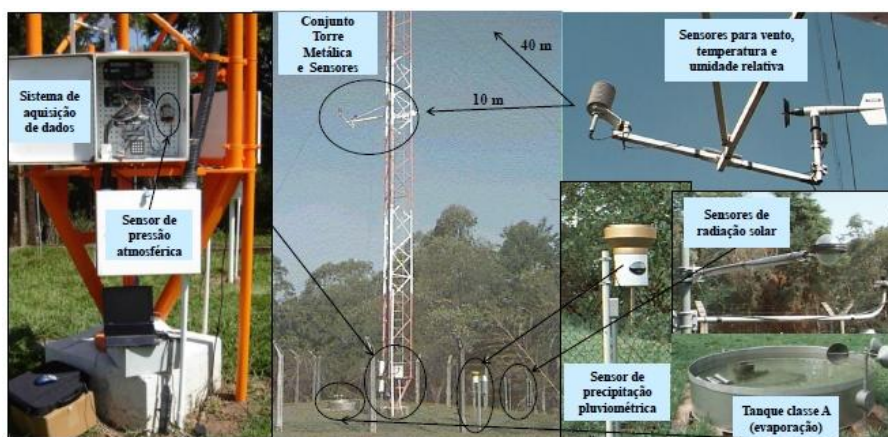


Figura 2.13 Instrumentos da estação meteorológica do CDTN. Fonte: (Barreto, 2010)

2.5. Dinâmica de Nuvens

2.5.1. Formação de nuvens

Não há neste trabalho o interesse de se descrever os processos de formação das nuvens em detalhes, mas tão somente o suficiente para a sua classificação e relação com a radiação solar. Parte-se das nuvens já caracterizadas para então poder-se discorrer sobre seus efeitos dinâmicos sobre a radiação.

As informações seguintes foram obtidas nos atlas do INPE (INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2010) e do WMO (WMO - World Meteorological Organization, 1975). Existem vários processos de formação das nuvens e das suas consequentes formas e dimensões. As nuvens são formadas pelo resfriamento do ar até a condensação do vapor de água, devido à subida e expansão do ar. É o que ocorre quando uma massa de ar sobe para níveis onde a pressão atmosférica é cada vez menor e o volume de ar se expande. Esta expansão requer energia que é absorvida da massa de ar, e, por isso, a temperatura cai. A condensação e congelamento ocorrem em torno de núcleos apropriados. Uma vez formada, a nuvem poderá evoluir, crescendo cada vez mais, ou se dissipar. A dissipação da nuvem resulta da evaporação, das gotículas d'água que a compõem. Sendo provocada pelo aumento de temperatura decorrente da mistura do ar com outra massa de ar mais aquecida ou, ainda, pela mistura com uma massa de ar seco.

Uma nuvem pode surgir quando certa massa de ar é forçada a deslocar-se para cima acompanhado o relevo do terreno. Depois de formadas, as nuvens podem ser transportadas pelo vento no sentido ascendente ou descendente. No primeiro caso a nuvem é forçada a se elevar e, devido ao resfriamento, as gotículas d'água podem ser total ou parcialmente congeladas. No segundo caso, como já vimos, a nuvem pode se dissipar pela evaporação das gotículas d'água. Assim, a constituição da nuvem vai depender da temperatura que apresenta a esta, da altura onde a nuvem se localiza.

2.5.2. Velocidades e dimensões das nuvens

Uma pergunta importante é quanto às velocidades horizontais típicas destas nuvens. O quão rápido eles se movem, fazendo então suas sombras se deslocarem sobre os arranjos de módulos da usina ou geração distribuída. Qual é a faixa de dimensões típicas das classes de nuvens? O quanto eles podem cobrir em extensão uma usina fotovoltaica?

Na literatura os trabalhos mais completos sobre velocidades e dimensões de nuvens foram realizados por Fujita (Fujita, Pearl, & Shenk, 1975), (Fujita T. T., 1991). Foram feitos estudos pioneiros utilizando imagens de satélite de movimentações de nuvens onde se registrou suas velocidades típicas e faixas de dimensões. Uma das conclusões apresentadas é que não se pode relacionar velocidades das nuvens com a velocidade dos ventos locais. Rastreamentos das nuvens por imagens de satélite contrastadas a medições de velocidade de ventos em solo corrigidas mostram diferenças relevantes. O que se tem hoje é o uso de celiômetros para medir a velocidade de agrupamentos de nuvens. Nuvens pequenas como algumas cumulus dão uma boa aproximação da velocidade dos ventos locais, mas são nuvens que se desfazem muito rapidamente. Na Figura 2.14 abaixo as faixas de velocidades variam de 9m/s a 21m/s.

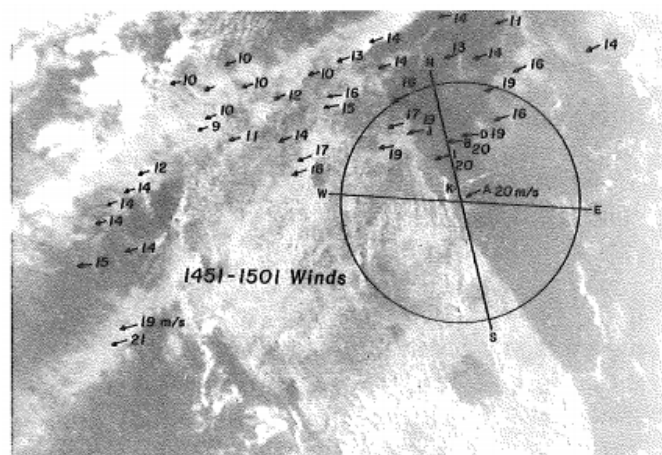


Figura 2.14 Velocidades de nuvens determinadas por imagens de satélite. Fonte: (Fujita T. T., 1991)

Em (Lave & Kleissl, 2013) são apresentados valores de velocidade de nuvens no hemisfério norte de 0 a 25m/s (0km/h a 90km/h) e dimensões de 0 a 3000 m (0 a 3km). Foram usadas as redes de medições radiossonda do North American Mesoscale (NAM) para previsão do tempo da NOAA que têm medições espaciais (aprox. 12x12 km) e temporais (uma vez por hora).

2.6. Classificação de Nuvens

Foram feitos esforços de revisão literária confiável para se encontrar além dos dados básicos de altitudes típicas e formatos, questões sobre opacidade total ou parcial de nuvens, perfil de sombras geradas, dimensões típicas e movimentações com o claro objetivo de se poder relacionar estes tipos de nuvens com as suas interferências na radiação solar. Assim, esta seção deve ser compreendida do ponto de vista do sistema de geração fotovoltaica, identificando como cada classe de nuvens pode afetar a geração solar. Após as descrições de cada classe de nuvens, este trabalho propõe uma caracterização destas classes de nuvens do ponto de vista de seus impactos na geração solar, sumarizada na Tabela 2-2.

Nuvens são elementos atmosféricos de alta importância para a estabilidade climática na Terra e de alta complexidade. Dados de satélite indicam que metade da superfície da Terra é coberta por nuvens, como se pode ver, por exemplo, na Figura 2.15 (Warren, Hahn, London, Chervin, & JennE, 1986). As nuvens podem variar muito rapidamente em forma, composição, velocidades verticais e horizontais, cor e altitude. Basicamente, são formadas de vapor d'água, cristais de gelo, gás carbônico e aerossóis. As nuvens são classificadas em altitude e forma.



Figura 2.15 - Vista de satélite mostrando a cobertura de nuvens na Terra.

Para ajudar na compreensão da classificação cabe mencionar aqui a estrutura da nomenclatura utilizada no padrão internacional. Os termos vêm do latim com os seguintes significados: Cirrus: cachos; Stratus: camadas; Cumulus: Montes; Altus: meados; Nimbus: chuvas. Quando se mencionam stratus, refere-se às formações que

se desenvolvem e expandem horizontalmente, quando se mencionam cumulus refere-se às formações que se desenvolvem verticalmente.

Segundo o World Meteorological as nuvens pode ser classificadas por sua altitude e forma, sendo que a altitude pode variar cerca de um quilômetro se as nuvens são observadas no hemisfério norte ou no hemisfério sul (WMO - World Meteorological Organization, 1975) (WMO - World Meteorological Organization, 1987). Um resumo contextual desta classificação é apresentado a seguir.

2.6.1. Nuvens Altas

Os grupos de fotografias dos tipos de nuvens a seguir foram obtidos no glossário do INPE (INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2010), em NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration (2013) e nos estudos do professor Robert A. Houze (2000).

Cirrus: Tem altitudes de 8 a 12 km. Nuvem isolada em forma de filamentos brancos e delicados ou de bancos ou faixas estreitas, brancos ou quase brancos. Esta nuvem tem aspecto de fios de cabelo. O cirrus é constituído por cristais de gelo. É a nuvem mais alta que se forma no céu geralmente. Quando o Sol está baixo no horizonte, cria por reflexão cores diferente nestas nuvens frias. É observada em tempo estável com aproximação de áreas de instabilidade. Normalmente, antes da chegada de uma frente fria observam-se muitos cirrus, também são observados sobre a bigorna de cumulonimbus. São nuvens que provocam um sombreamento esparso e indefinido devido a altitude, dispersão e transparência.



Figura 2.16 - Três fotografias de nuvens Cirrus

Cirruscumulus: Tem altitudes de 6 a 10 km. Camada fina de nuvens brancas constituídas por elementos muito pequenos em forma de grãos, sem sombra própria, ligados ou não. Estas nuvens são constituídas na maioria por cristais de gelo e podem existir gotículas de água. O Cirruscumulus é transparente a ponto de revelar a posição do Sol ou da Lua através dela. As ondulações se parecem com escamas de peixe. Ocorre em tempo estável com aproximação de áreas de instabilidade.

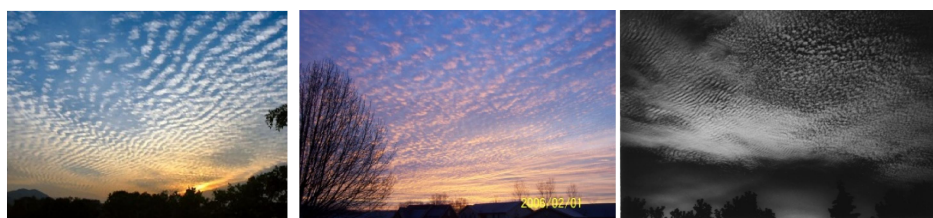


Figura 2.17 - Três fotografias de nuvens Cirruscumulus

Cirrustratus: Tem altitudes de 6 a 8 km. São mais espalhadas que as cirrus. Tem forma de véus nebulosos, transparentes e esbranquiçados, de aspecto fibroso que cobre total ou parcialmente o céu e produz fenômenos de Halos. O cirrustratus é, principalmente, constituído por cristais de gelo. Sua formação pode ser pela ascensão lenta a níveis bastante elevados de camadas de ar de grande extensão horizontal e pela fusão de cirrus ou de elementos do cirrocumulus ou pela expansão da bigorna de um cumulonimbus. Podem surgir da junção de cirros ou cirrocumulus. Esta nuvem antecede uma precipitação, indicando que isto pode ocorrer num prazo de 12 à 24 horas. Ocorrem em tempo estável.



Figura 2.18 - Três fotografias de nuvens Cirrustratus

2.6.2. Nuvens médias

Altostratus: Tem altitudes de 2 a 6 km. Camada de nuvem acinzentada ou branca azulada, de aspecto estriado, fibroso ou uniforme, com porções cobrindo inteiramente ou parcialmente o céu e porções menos espessas que deixam ver o Sol vagamente como através de um vidro fosco. Ocorrem em frentes de tempestades com chuva ou neve contínua. Ocasionalmente, a chuva pode partir de um Altostratus, e se esta chega ao solo, pode se classificar como Nimbostratus. É comum a grande extensão horizontal (centenas de quilômetros) e dimensão vertical considerável (milhares de metros).



Figura 2.19 - Três fotografias de nuvens Altostratus

Altostratus: Ver Figura 2.20. Tem altitudes de 2 a 6 km. Camada de nuvens brancas ou acinzentadas, ou simultaneamente brancas e acinzentadas, formada por elementos com o aspecto de pequenas lâminas como glóbulos ou ondulações. Aspecto parcialmente fibroso, geralmente com sombra própria no solo. Estão dispostos e afastados uns dos outros, permitindo assim, ver o céu claro entre eles. Ocorrem em várias camadas distintas paralelas e espaçadas e raramente produzem chuvas que alcançam o solo.

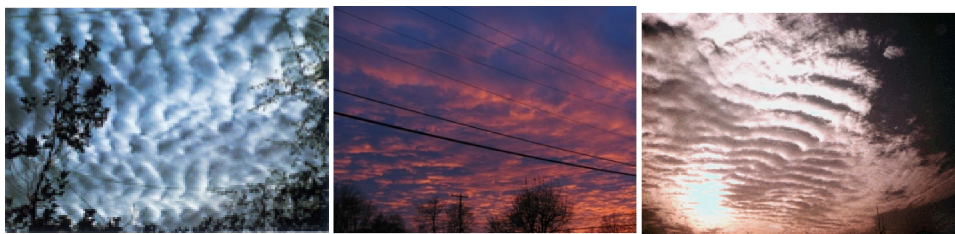


Figura 2.20 - Três fotografias de nuvens Altostratus

2.6.3. Nuvens baixas

Stratus: Ver Figura 2.21. São nuvens baixas com altitude de 0 a 2 km. Com camada nebulosa uniforme cinzenta e definida no espaço. São constituídas por gotículas de água e quando espessos, podem conter gotículas de chuva. O contorno do Sol e da Lua são visíveis através dessa camada, porém é mais comum estarem completamente encobertos. Podem ser tão tênues que permitem distinguir, nitidamente, o contorno do Sol ou da Lua. Quando produzem precipitação é sempre em forma de chuvisco. Estas nuvens podem se formar muito próximas do solo semelhante a um nevoeiro denso.

Quando as stratus ocorrem em camadas contínuas, resultam da queda de temperatura nos níveis mais baixos da atmosfera. Quando ocorrem em fragmentos, representam um estado transitório de curta duração da formação ou desagregação de camadas contínuas (fractostratus).

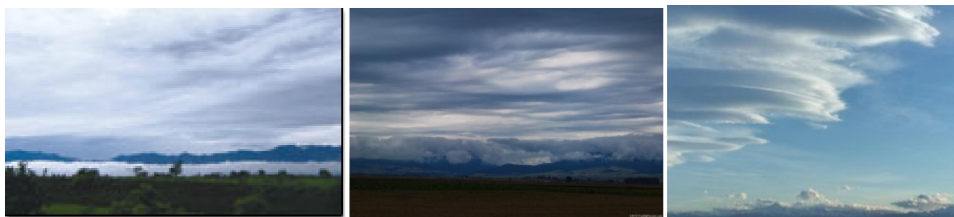


Figura 2.21 - Três fotografias de nuvens Stratus

Stratocumulus: Ver Figura 2.22. São baixas com altitude de 500m a 2 km. camada de nuvens cinzentas ou esbranquiçadas, quase sempre com porções escuras na base, de aspecto não fibroso, podem estar próximas ou esparsas no céu. Mantém o céu nublado e por muitas vezes com chuva fraca e contínua.

Podem ser espessas o bastante para ocultar totalmente o Sol (opacus) ou podem permitir a identificação da posição do Sol (translucidus). São as nuvens mais frequentes na atmosfera.



Figura 2.22 - Três fotografias de nuvens Stratuscumulus

2.6.4. Nuvens convectivas

Tanto o INPE quando a NOAA fazem ainda algumas diferenciações quando a nuvens convectivas que são agrupadas em Nimbostratus, Cumulus e Nimbuscumulus.

Nimbostratus: Ver Figura 2.23. São nuvens típicas da formação de chuva. Sua base não pode ser vista devido a precipitação. Camada de nuvens cinzentas, baixas, de grande extensão, com base difusa e escura, com espessura suficiente para ocultar o Sol completamente. Também denominada **altostratus opacus**. Constituído de gotículas de água, gotas de chuva, cristais ou flocos de gelo ou de uma mistura de todas; apresenta coloração cinza bem escuro e não apresenta fibras. Estas nuvens sempre produzem chuva fraca à moderada que pode perdurar por horas.

Devido a sua constituição por gotículas de água é de alta obstrução a radiação solar e baixa inércia devido aos ventos fortes. Pela grande extensão que têm cobrem completamente o solo.



Figura 2.23 - Três fotografias de nuvens Nimbostratus

Cumulus: Ver Figura 2.24. São nuvens isoladas, densas e de contornos bem definidos, se desenvolvem verticalmente. O topo parece uma couve-flor ou algodão. As porções da nuvem iluminadas pelo Sol são brancas com a base mais cinzenta. O topo do cumulus é constituído por gotículas de água e cristais de gelo nas porções mais elevadas em que a temperatura é baixa. Cumulus bem desenvolvidos produzem pancadas de chuva. Cumulus pequenos, lembrando flocos de algodão são também conhecidos como cumulus de bom tempo.

Há na literatura (WMO - World Meteorological Organization, 1987) uma menção aos cumulus rows (linhas) onde ventos alinham nuvens cumulus de forma a produzir corredores bem definidos com linhas de nuvens e corredores alternados sem nuvens. Os ventos são da ordem de 7m/s e correm paralelos aos corredores.

Devido a sua constituição por gotículas de água em suas partes inferiores e por cristais de gelo nas superiores são de alta obstrução a radiação solar e alta inércia. Por serem nuvens baixas e densas, produzem sombras bem definidas no solo.



Figura 2.24 - Três fotografias de nuvens Cumulus

Cumulonimbus: Ver Figura 2.25. São baixas com altitude de 500m a 2 km. Nuvem densa em forma de montanha, as dimensões horizontais e verticais são tão grandes que a forma característica da nuvem só pode ser vista a longa distância. A região superior é quase sempre achatada em forma de bigorna e constituída por gotículas de água e cristais de gelo na parte superior. Contém também grandes gotas de chuva e granizo. Quando cobre grande parte do céu pode, facilmente, confundir-se com Nimbostratus. É responsável pela formação de tempestades, trovoadas, e em alguns casos, tornados. Estas nuvens produzem chuvas, acompanhados de relâmpago, trovão e rajadas de ventos. Algumas vezes produzem granizo.

Devido a sua constituição por gotículas de água em suas partes inferiores e por cristais de gelo nas superiores (podendo conter chuva e granizo) é de alta obstrução a

radiação solar e alta inércia. Por serem nuvens baixas e densas produzem sombras bem definidas no solo, mas com áreas maiores que as cumulus.



Figura 2.25 - Três fotografias de nuvens Cumulonimbus

Na Figura 2.26 a seguir é apresentado o resumo de toda essa classificação, denominado Sky Watcher Chart feita pela NOAA (NOOA - National Oceanic and Atmospheric Administration, 2010).



Figura 2.26: Resumo da classificação de nuvens NOAA por forma e altitude. Fonte: (NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration, 2013)

2.7. Intermitência de Nuvens

2.7.1. Intermitências por classe de nuvens

Nesta seção são apresentadas as relações entre as classes de nuvens discutidas na seção 2.6 e como cada tipo afeta a irradiância solar. As nuvens podem afetar os sistemas fotovoltaicos de duas maneiras, através da atenuação da radiação solar direta que afeta diretamente a potência gerada e através da intermitência destas nuvens gerando oscilações na potência e tensão fornecida, afetando portanto, qualidade da energia gerada. Embora, a primeira vista possam parecer o mesmo problema, eles diferem na causa e na consequência. Quando o céu está completamente obscurecido por camadas de nimbostratus, por exemplo, a radiação solar cai para valores de até 20% do equivalente de céu claro no momento. São quedas elevadas em amplitude, mas de baixíssima frequência devido à extensão de quilômetros da nuvem. Já as nuvens cumulus e stratus, por apresentarem contornos bem definidos, bastante opacas e serem espaçadas por céu claro geram quedas de relativa amplitude de 30% a 80% e alta frequência de intermitência em relação a outras classes de nuvens. Esta intermitência produz impactos de qualidade de energia para rede. Não foram encontrados na literatura investigada, registros de faixas de frequências de variação das nuvens. Mesmo utilizando imagens de satélite, este determinismo é bastante difícil de alcançar pela própria natureza volátil das nuvens (Fujita T. T., 1991). Iniciativas atuais de determinar estas variáveis dinâmicas têm sido feitas pelo NREL com a distribuição de estações de medição em vários locais nos Estados Unidos e com amostragem da ordem de segundos para que então com longas séries históricas de dados de ventos, irradiância possam estimar empiricamente taxas de frequência sazonais de nuvens (NREL - National Renewable Energy Laboratory, 2000).

Uma resumida correlação entre o nível de cobertura das nuvens e seus efeitos na flutuação de potência e tensão são apresentados neste trabalho na Tabela 2-1 baseado em simulações de sistemas fotovoltaicos sob diferentes condições atmosféricas diversas medidas.

Tabela 2-1 Efeito das nuvens sobre a irradiância e flutuações de potência. Fonte: Elaborada pelo autor

Condições atmosféricas	Irradiância	Flutuações de potência/tensão
Nublado	Baixa	Baixa
Parcialmente Nublado	Alta/Baixa	Alta
Céu Claro	Alta	Baixa

Foram consultados os atlas da NOAA, INPE e WMO para levantar neste trabalho uma tabela que resumisse por classes de nuvens, as características de

interesse impactantes em uma usina fotovoltaica centralizada ou um sistema de geração distribuída fotovoltaico.

Na Tabela 2-2 abaixo, foram relacionadas características específicas que impactam os sistemas fotovoltaicos. A altitude das nuvens, suas sombras, sua extensão referem-se à capacidade que este tipo de nuvem pode ter de criar sombreamentos sobre áreas mais específicas dos arranjos. A extensão e a intermitência referem-se à variabilidade destes sombreamentos, ou seja, a variação em amplitude da irradiância nas áreas dos sistemas fotovoltaicos. Nuvens muito extensas não produzem intermitências de frequência elevada na irradiância independentemente de sua opacidade, contudo podem produzir grandes variações de amplitude de irradiância e taxas de variação de potência significativas como será mostrado com dados experimentais na seção 2.8.2 seguinte.

Quando se refere na tabela ao termo indefinida, significa dizer que embora a nuvem impacta a irradiância na superfície, ela não produz uma sombra com contornos visíveis.

Tabela 2-2 Sumário de características de nuvens relevantes para geração fotovoltaica. Fonte: Elaborada pelo autor

Nuvens	Sombras	Altitude	Opacidade	Extensão	Intermitência
Cirrus	Indefinida	Alta	Baixa	Pequena	Baixa
Cirrocumulus	Indefinida	Alta	Baixa	Variável	Baixa
Cirrostratus	Indefinida	Alta	Baixa	Grande	Baixa
Altostratus	Indefinida	Média	Baixa	Grande	Média
Alto cumulus	Definida	Média	Alta	Média/ Grande	Alta
Stratus	Indefinida	Baixa	Baixa	Média/ Grande	Baixa
Stratocumulus	Indefinida	Baixa	Média	Média/ Grande	Média/Alta
Nimbostratus	Indefinida	Baixa	Alta	Grande	Baixa
Cumulus	Definida	Baixa	Alta	Média/ Grande	Alta
Cumulonimbus	Definida	Baixa	Alta	Grande	Baixa

Pela Tabela 2-2 acima, elaborada neste trabalho, fica visível que as nuvens que mais tem potencial para criar problemas de intermitência na geração de potência são as nuvens alto cumulus, stratocumulus e cumulus.

Não foram encontrados na literatura estudos de classificação voltados para os efeitos das nuvens sobre os sistemas de geração de energia solar.

2.7.2. Efeito de Espelhamento

As nuvens podem não apenas reduzir a irradiância solar em uma área ou ponto na superfície como também podem aumentar esta irradiância em condições específicas. Quando a irradiância solar global incidente sobre uma área é resultante da irradiância solar direta mais a difusa composta por uma componente refletida de uma nuvem para o solo a irradiância global se eleva. Assim, basta que as nuvens estejam em uma posição que reflita os raios solares em direção a superfície terrestre que neste local a irradiância global será maior pelo posicionamento destas nuvens. A este fenômeno é dado neste trabalho o nome de Efeito de Espelhamento. Este fenômeno foi caracterizado e medido por Andrade, Tiba, & Fraidenraich (2014) e por Rubén D. Piacentini (2011), onde ele é chamado de Efeito Lente. Em Rubén D. Piacentini (2011) há registrado valores máximos medidos de $1477 \pm 30 \text{ W/m}^2$ em Recife, Brasil. Nota-se que estes valores máximos são até maiores que a constante solar extraterrestre de 1367 W/m^2 . Entretanto nestes artigos, não se mencionam que tipo de nuvens são as refletoras da irradiância em direção ao solo. Mas ficou caracterizado que as nuvens podem de fato, modular a irradiância de superfície não apenas para baixo, mas como para cima dos valores de condição de céu claro e até extraterrestre.

2.8. Modelagem e Medição da Irradiação

2.8.1. Modelo de céu claro aplicado

A utilidade de um modelo de céu claro neste trabalho deve-se a necessidade de se ter uma referência de radiação solar em condições ideais de céu claro que produziria uma irradiância sobre os arranjos fotovoltaicos e daí comparar com os efeitos com nuvens medidos.

O modelo ESRA (*European Solar Radiation Atlas*) é um modelo baseado nas equações descritas em 2.2 da Geometria solar-terrestre e sistema Terra-Sol. Deste modelo se extrai o chamado modelo de céu claro que busca mostrar a partir de dados básicos de constante solar, altitude, latitude, longitude, data e hora, ângulo de zênite e indicadores atmosféricos básicos; qual seria a irradiância esperada em um ponto no tempo e na superfície da Terra.

O Sandia National Laboratories também desenvolveu modelos de céu claro para estudos de geração fotovoltaica. No trabalho do Sandia são apresentadas comparações entre diferentes métodos e sucessivas melhorias baseadas em refinamentos das equações de geometria solar-terrestre e uso de dados empíricos para quantizar a atenuação atmosférica sobre a irradiância de superfície (Reno, Hansen, & Stein, 2012).

Utilizando a mesma linha destes modelos, foi elaborado neste trabalho um modelo computacional em Matlab© que permitisse mostrar como a irradiância variaria a cada minuto (ou segundo) de cada dia ao longo de todo um ano e qualquer lugar no planeta em regime de céu claro.

A seguir é apresentado o fluxograma do modelo de céu claro na Figura 2.27 proposto e desenvolvido neste trabalho tendo como fundamentação teórica os conceitos de geometria solar-terrestre. O item 2 do fluxograma corresponde aos dados de entrada para o modelo. São eles a latitude (graus:(-)Sul/(+)Norte), longitude (graus:(-)oeste/(+)Leste), altitude (km acima do mar), horário GMT (horas:(-)oeste/(+)Leste), instante na data procurada em minutos, Dia da data procurada, mês da data procurada e ano da data procurada. Estes dados permitem que o modelo de geometria solar-terrestre indique a radiação solar direta de céu claro em qualquer posição georeferenciada no mundo, em qualquer dia do ano e qualquer instante do dia. A data procurada é usada apenas para se pesquisar por dia específico e plotar o seu gráfico correspondente, bem como um momento do dia para se comparar a valores medidos instantaneamente. O item 3 avalia se o ano é bissexto ou não para fazer a iteração de dias do ano ter 366 ou 365 dias e horário de verão deve ser ajustado para o GMT corrente caso ocorra. Partindo-se de um valor extraterrestre de irradiância conforme explicado em 2.2.2, os itens de 4 a 8 correspondem a implementação das equações (2.8) para o ângulo de declinação da Terra ao longo do ano; (2.15), (2.16) e (2.17) para a correção de horário; (2.9) e (2.11) para calcular o ângulo de elevação do Sol ao longo do dia; (2.3) e (2.6) para calcular a massa de ar atmosférica e decrementar a irradiância direta em razão da latitude.

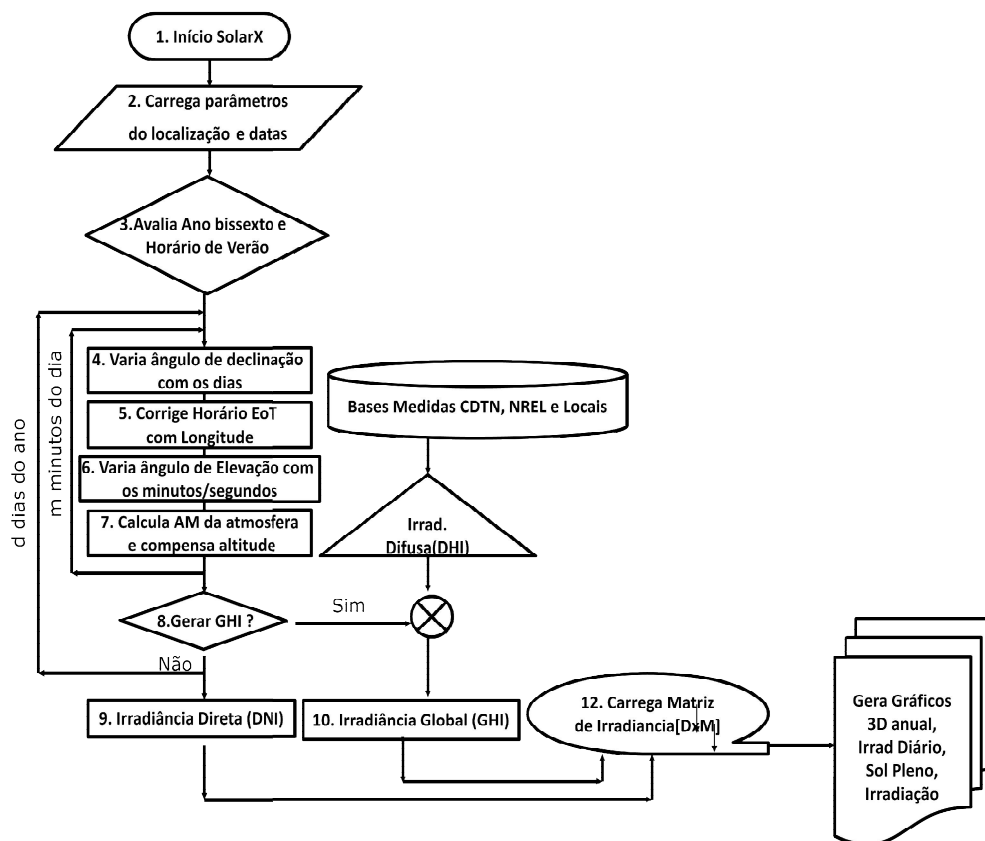


Figura 2.27 Fluxograma do software proposto para se gerar o modelo de céu claro. Fonte: Elaborada pelo autor

A irradiância obtida por estas equações é a irradiância solar direta apenas. A irradiância global precisa ser obtida a partir da inferência da irradiância difusa, a qual pode variar consideravelmente conforme a geográfica e topologia da região, nebulosidade, umidade relativa do ar e turbidez de linke (fator que representa, de forma indireta, a quantidade de aerossóis e vapor d'água presentes na atmosfera de uma determinada região). Efeitos atribuídos pela poluição ou particulados em suspensão na atmosfera não foram incorporados ao modelo.

Como mostrado no fluxograma, ela foi calculada empiricamente consultando as bases de dados do CDTN para o ano de 2012, NREL e medições locais feitas neste trabalho.

Esta implementação permitiu que se conhecessem as irradiâncias esperadas ao longo dos dias dos anos e dos minutos (ou segundos) de cada dia com a forma que se vê na Figura 2.28. Nela vê-se que também a radiação solar sobre a Terra varia com o passar dos dias, alterando a posição do Sol no céu e os momentos de nascer e por do Sol. Este modelo usou as coordenadas do CPH/UFMG, Belo Horizonte, em 19,8749° Sul e 43,9675° Norte com altitude de 850 metros.

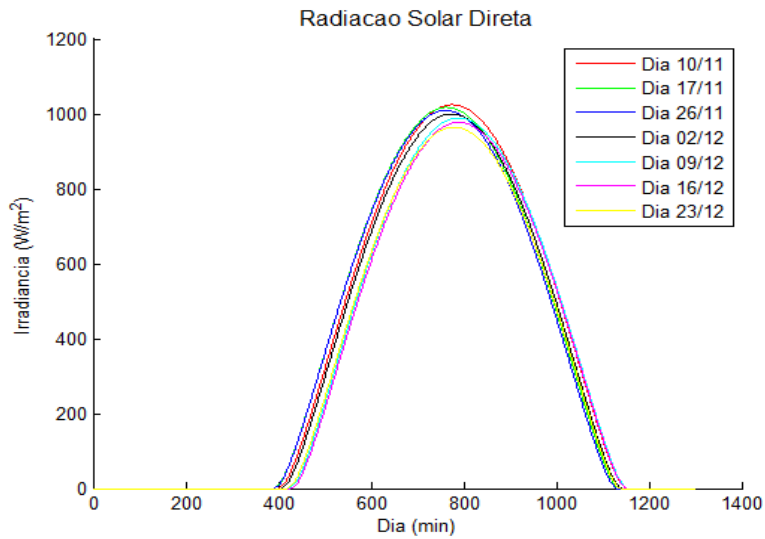


Figura 2.28 - Variação da radiação solar direta ao longo dos dias de uma semana. Fonte: Elaborada pelo autor

O modelo inteiramente baseado nas equações apresentadas nas seções anteriores permite que se obtenha a radiação solar direta em qualquer lugar no planeta em qualquer dia e segundo do dia, dadas a latitude, longitude, altitude e data hora local, como mencionado. O modelo já considera as diferenças de fuso horário globais e as mudanças na atenuação atmosférica à medida que o ângulo de elevação do Sol varia.

Sendo os resultados das equações difíceis de visualizar em conjunto, o resultado foi sintetizado em um gráfico tridimensional como se vê na Figura 2.29. Na Figura 2.29 vê-se como a irradiância vai aumentando até o zênite a cada dia de forma parabólica e como vai diminuindo de janeiro até junho e depois voltando a crescer até dezembro no hemisfério sul.

Para a curva tridimensional da Figura 2.29, a localização escolhida foi a latitude 19° Sul, longitude 43° oeste, altitude de 850 metros acima do nível do mar.

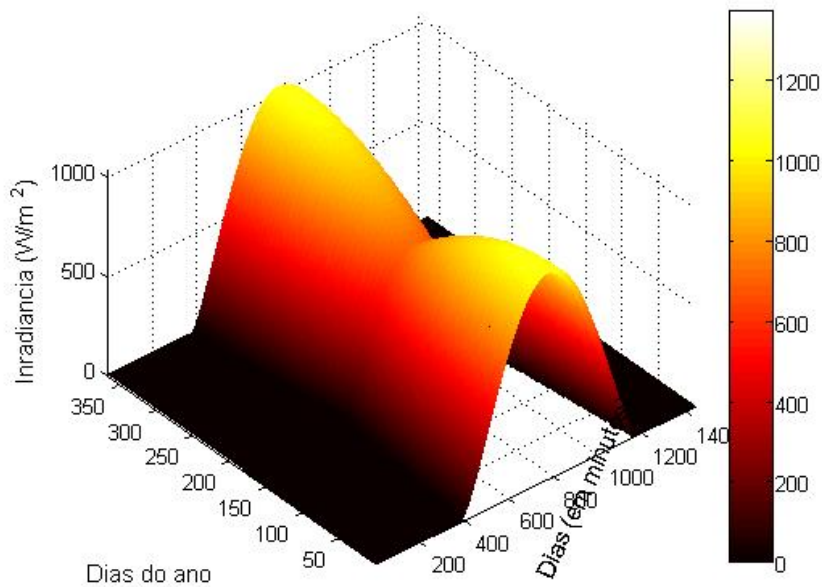


Figura 2.29: Curva anual de irradiância solar direta incidente obtida para uma latitude, longitude e altitude no hemisfério sul. Fonte: Elaborada pelo autor

Para mostrar como ilustração, o modelo aplicado ao hemisfério norte foi utilizado com as localização da base de medições do NREL que se encontra nas coordenadas: *Solar Radiation Lab (SRL)*, Edinburg, Texas, Estados Unidos. Latitude: 26° 29' 07" Norte, Longitude: 98° 10' 26" Oeste, Altitude: 45.4 metros acima do nível do mar, GMT: -6.0. O resultado é também mostrado na forma tridimensional na Figura 2.30.

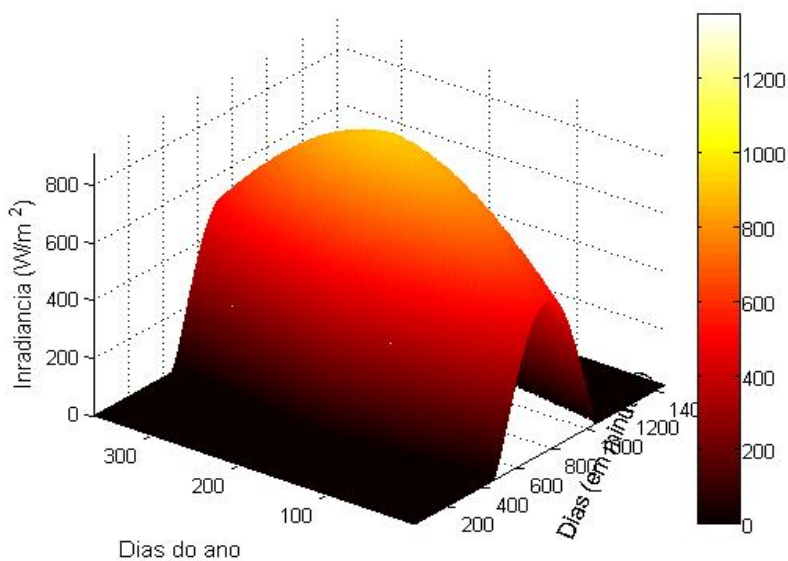


Figura 2.30 Curva anual de irradiância solar direta incidente obtida para uma latitude, longitude e altitude no hemisfério norte. Fonte: Elaborada pelo autor

O problema com este modelo é que ele apenas gera a irradiância solar direta. Para usá-lo para se comparar com medições reais de radiação global de céu claro é preciso usar uma estimativa da radiação difusa de superfície e daí somá-la a radiação direta do modelo. Outra forma é medir apenas a radiação direta por um pireliômetro, explicado na seção 2.4.2, para medir apenas a radiação solar direta.

Utilizando os dados medidos de irradiância direta e global foi extraída a irradiância difusa pela média aritmética de toda a série temporal usada. Foram utilizadas as séries de radiação direta e global da estação meteorológica do CDTN e dados das estações *Solar Radiation Lab (SRL)* do NREL - *National Renewable Energy Laboratories* nos Estados Unidos e com as coordenadas já mencionadas disponível no site do NREL (NREL - National Renewable Energy Laboratory, 2000).

A radiação difusa foi estimada entre 20 a 25% da radiação global segundo estas bases de dados durante um ano. Ainda utilizando os piranômetros em dias completamente nublados e chuvosos, conseguimos captar valores de 150 a 200 W/m² de irradiância, enquanto que para estes dias e horários seriam esperados de 600 a 800W/m² de irradiância direta pelo modelo de céu claro. Sendo dias completamente nublados, toda a irradiância recebida caberia a difusa para um albedo igual zero, atestando novamente esta faixa de composição da difusa em relação a global. Em Ehnberg & Bollen (2005) há também respaldo a este resultado empírico.

Esta faixa de valores foi utilizada neste trabalho para se estimar a irradiância global sobre uma superfície horizontal. Notou-se também que radiação difusa varia também com as estações do ano, sendo que seu percentual aumenta para 36% aproximadamente nos períodos de verão, consultando as bases de dados da estação meteorológica do CDTN. Estes números podem ser refinados e consolidados para bases de dados mais longas e em locais diversos, mas fogem aos objetivos deste trabalho.

Para validação do modelo de céu claro uma simples comparação foi feita usando dados medidos do NREL, da base de dados mencionada que são mostrados na Figura 2.31. A curva de céu claro acompanhou a curva medida com erros médios menores que 3% para as partes dos gráficos sem a incidência de nuvens. A base do NREL contém tanto dados de irradiância global (GHI), quanto direta (DNI), permitindo a comparação com o modelo de céu claro com e sem a inferência da irradiância difusa.

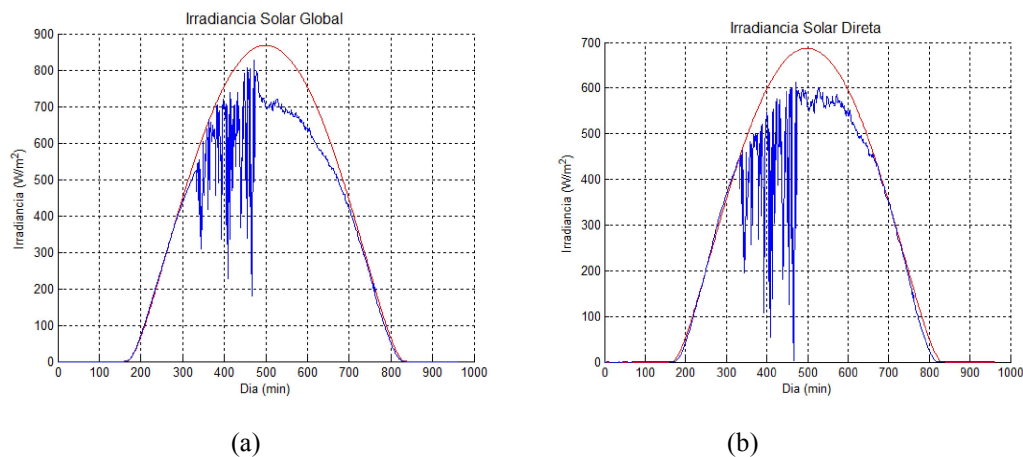


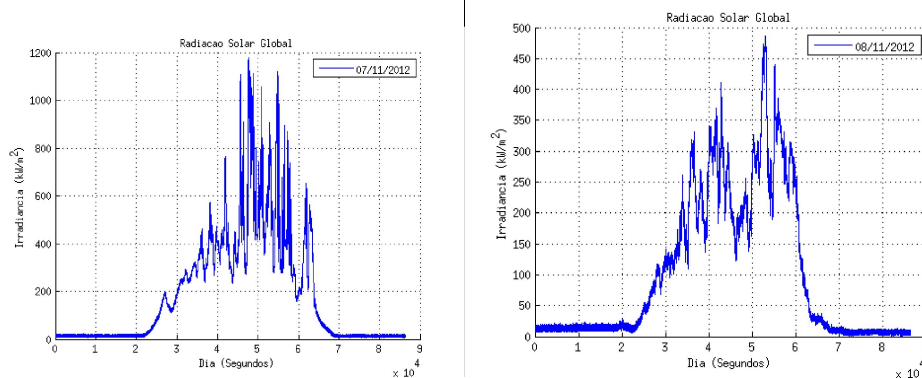
Figura 2.31 Comparação do modelo de céu claro (em vermelho) com dados medidos (em azul) no dia 09/11/2012 na base do NREL em Edinburg, Texas, USA. Em (a) trata-se radiação global; em (b) da radiação direta apenas. Fonte: Elaboradas pelo autor

Estes resultados criaram uma condição confortável de se aplicar o modelo de céu claro aos próximos passos deste trabalho.

2.8.2. Irradiância diária medida

Foram feitas medições da irradiância nas dependências do CPH/UFMG, usando a bancada que será explicada na seção 4.3 do capítulo 4. As medições foram feitas durante uma semana, 24 horas por dia, com amostragens de 1 segundo para que fosse possível captar os efeitos de intermitência das nuvens. Os ventos na região da Pampulha estavam na faixa de 2m/s (7,2km/h) segundo a base de dados da estação meteorológica do CDTN que dista cerca de um quilometro do local das medições.

Várias semanas foram medidas, mas escolheu-se para apresentar neste trabalho as semanas do verão por ser a estação do ano com maior radiação solar direta e ao mesmo tempo ser a estação de maiores nebulosidades, assim seria possível captar o pior caso do ponto de vista da variabilidade de irradiância sobre os sistemas fotovoltaicos.



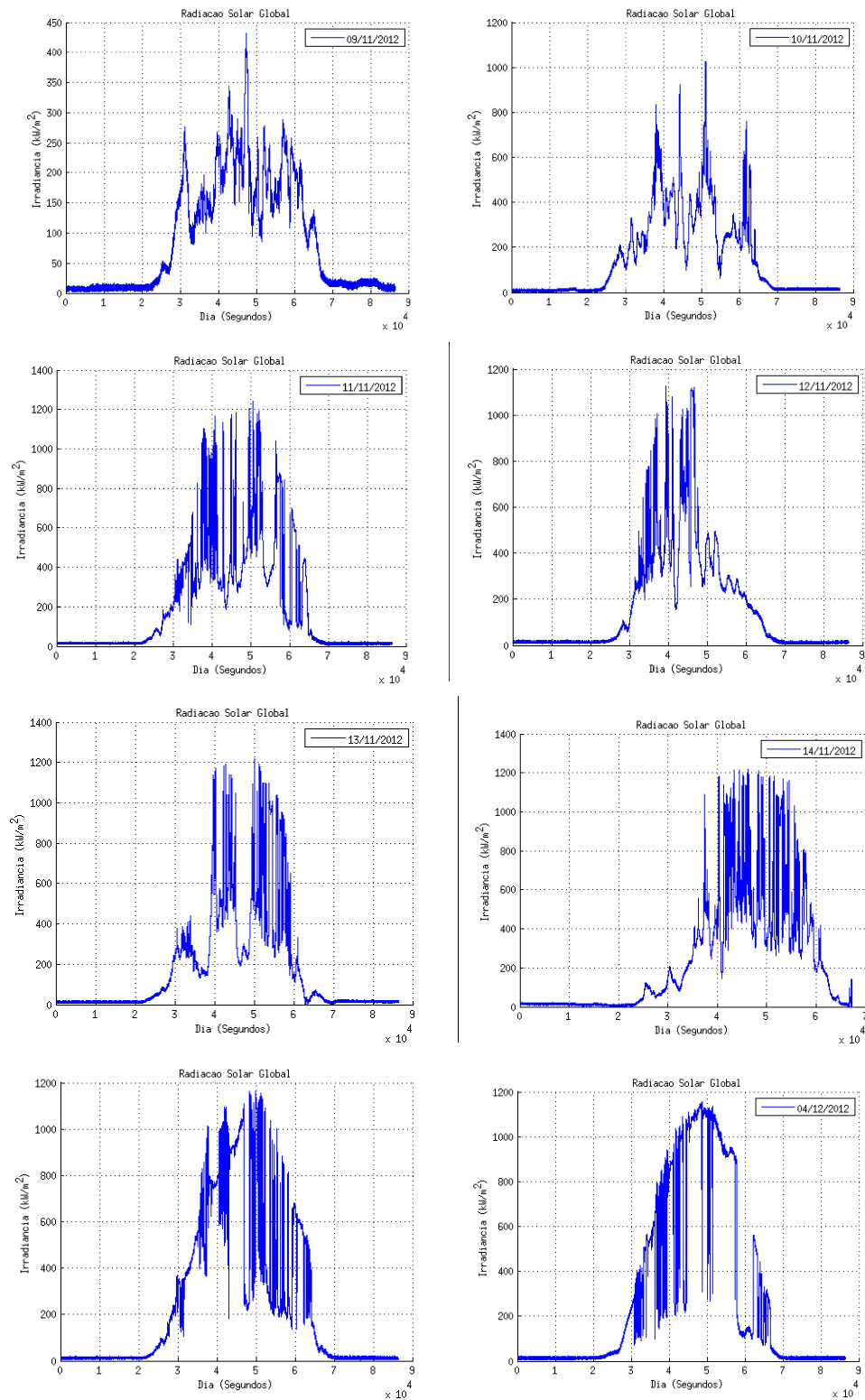


Figura 2.32 Sequência de medições de irradiância durante 10 dias no verão. Fonte: Elaboradas pelo autor

Algumas observações são cruciais na Figura 2.32: Observa-se que a irradiância varia muito intensamente ao longo do dia e que não há correlação entre os perfis de variação de um dia para o seguinte. Para o dia 14/11/2012, por exemplo, foram

registradas oscilações em torno de 1000W/m^2 em 63 a 80 segundos. Ou seja, esta variabilidade pode ser passada aos sistemas fotovoltaicos na forma de oscilações na potência gerada. Os dias 12/11/2012 e 13/11/2012 mostram casos extremos onde a variação de irradiância caiu de cerca de 1200W/m^2 para cerca de 200W/m^2 durante 4 horas seguidas. Os dois últimos gráficos referem-se aos dias 03/12/2012 e 04/12/2012, onde os céus estavam mais claros e os níveis médios de irradiância foram mais altos, apesar de, como é esperado para época, as variações de irradiância serem intensas.

Uma última observação experimental deve ser feita em relação à irradiância no nascer do Sol, aproximadamente ao instante 2.10^4 segundos, onde há uma elevação brusca e persistente da irradiância que depois de alguns minutos se reduz. Isso se deve ao teto do prédio metálico do Centro de Pesquisas Hidráulicas (CPH/UFMG) que por ser inclinado no sentido do ponto de medição acaba fornecendo uma irradiância de superfície extra (albedo) por alguns minutos enquanto o Sol se eleva no horizonte. Isto não prejudicou os resultados medidos, mas é mencionado em caráter de compreensão física dos dados medidos.

Na Figura 2.33 nota-se a alta variabilidade que existe na irradiância mesmo em dias seguidos. Os valores de irradiância nos dias observados mostram-se bastante descorrelacionados, o que impede quaisquer esforços de se estimar ou ainda modelar a irradiância dos dias seguintes baseados em dias passados.

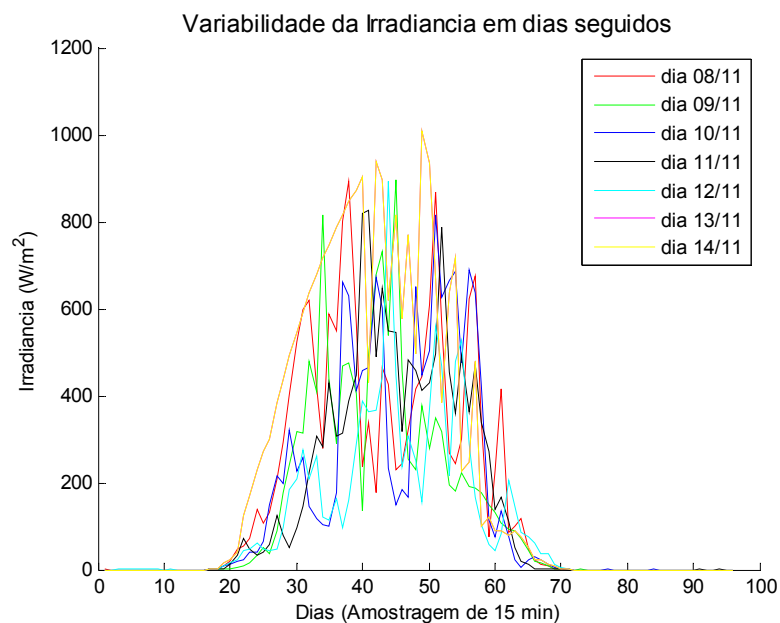


Figura 2.33 Uma semana de medições diárias de irradiâncias durante o verão. Fonte: Elaborada pelo autor

2.8.3. Irradiância anual medida

Foram utilizadas bases de dados da estação meteorológica cedidas pela pelo CDTN para que se tivesse um histórico anual da irradiância sobre uma região, no caso as instalações do CDTN. Esta base foi fundamental para que se pudesse comparar o modelo de céu claro com uma medição real e se incorporasse ao modelo de céu claro uma estimativa de irradiância difusa, fazendo então que o modelo pudesse se aproximar da irradiância global.

Os gráficos das Figura 2.34 e Figura 2.35 são compostos por medições de irradiância global (W/m^2) durante os 366 dias do ano de 2012, durante as 24 horas do dia. Os valores do gráfico são médias de períodos de 15 minutos obtidos de 180 medições de 5 segundos cada. Observa-se nos gráficos dias menores em meados do ano, durante o inverno, e dias maiores no início e fim do ano correspondendo ao verão. A queda de irradiância em amplitude é também relevante e tende a ser maior na medida em que a latitude aumenta em direção aos polos.

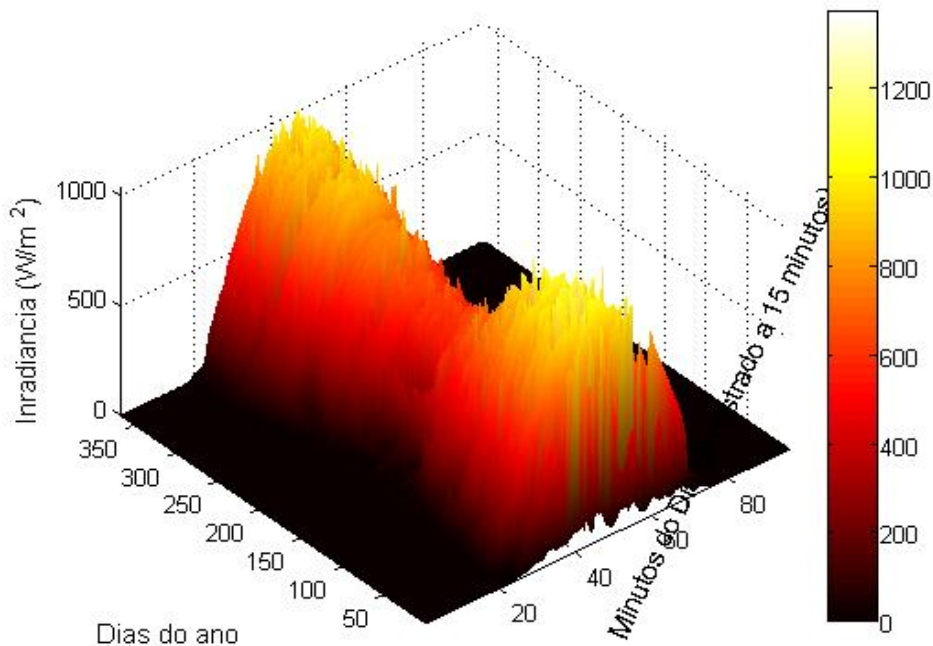


Figura 2.34 Curva anual de irradiância solar global medida pela estação meteorológica do CDTN em vista tridimensional. Fonte: Elaborada pelo autor

O aspecto fatiado do Figura 2.35 deve-se a efeito de gradiente que foi utilizado para destacar as irradiância por cores, os dias aparentemente ausentes são na verdade dias bastante nublados, onde a irradiância global foi mínima ficando então com tons mais escuros do gradiente. As extremidades mais largas e o meio mais estreito

devem-se aos dias mais longos no início e final do ano e dias mais curtos no meio do ano no hemisfério sul.

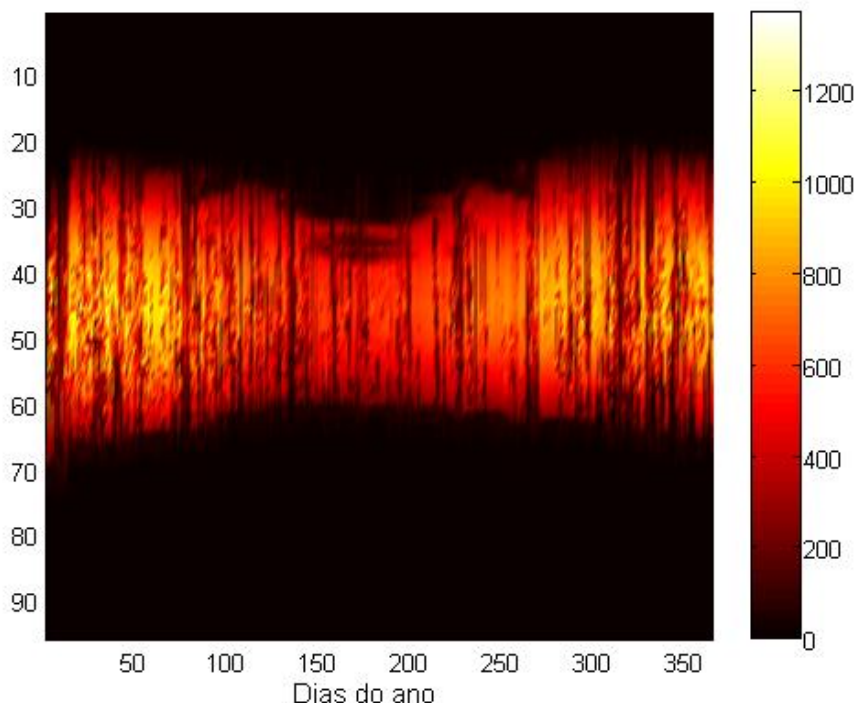


Figura 2.35 Curva anual de irradiância solar global medida pela estação meteorológica do CDTN em vista superior. Fonte: Elaborada pelo autor

É importante mencionar que, embora não faltaram dados de nenhum dia inteiro da base de dados, ela continha falhas de algumas horas ao longo de alguns dias do ano que precisaram ser interpoladas. Considerando a sequência de 1 a 366, os dias com falhas foram: dia 2, 196, 168, 197, 205, 269, 303, 320, 329, 343, 354. A interpolação utilizada foi a linear sobre as horas destes 11 dias.

Com base neste histórico de um ano foi respondida uma pergunta relevante sobre o potencial energético efetivo na região, a qual foi determinar o regime de Sol Pleno (PSH) da região. Os resultados estão na Tabela 2-3, onde se deve enfatizar que para o modelo de céu claro com radiação global, a difusa foi estimada em 20% e o albedo de superfície em 0%. Por esta tabela vemos a perda de irradiação anual provocada pelas nuvens.

Tabela 2-3 - Comparação de irradiação anual e Sol Pleno na área do campus da UFMG. Fonte: Elaborada pelo autor

	Modelo de Céu Claro*	Medida no ano de 2012
Irradiação (kWh/m ²)	2940,1	1499,0
Sol Pleno (horas/dia)	8,03	4,09

* Considerando que a radiação difusa foi de 20% da radiação global e que o albedo de superfície foi de 0%.

Logo, o impacto energético das nuvens durante um ano comparado ao esperado pelo modelo de céu claro é de 49% de perda de irradiância global esperada em superfície nesta latitude. Este resultado converge com aqueles apontados nos trabalhos do INPE (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006).

Uma última consideração é sobre a diferença entre a irradiância máxima em uma superfície durante cada dia do ano. O gráfico da Figura 2.36 fornece uma ideia de quanto as nuvens afetam a irradiância global. Quedas de 100 a 600W/m² durante todo o ano, além de uma diferença média de 350W/m² em relação à média móvel dos picos de máxima irradiância do ano.

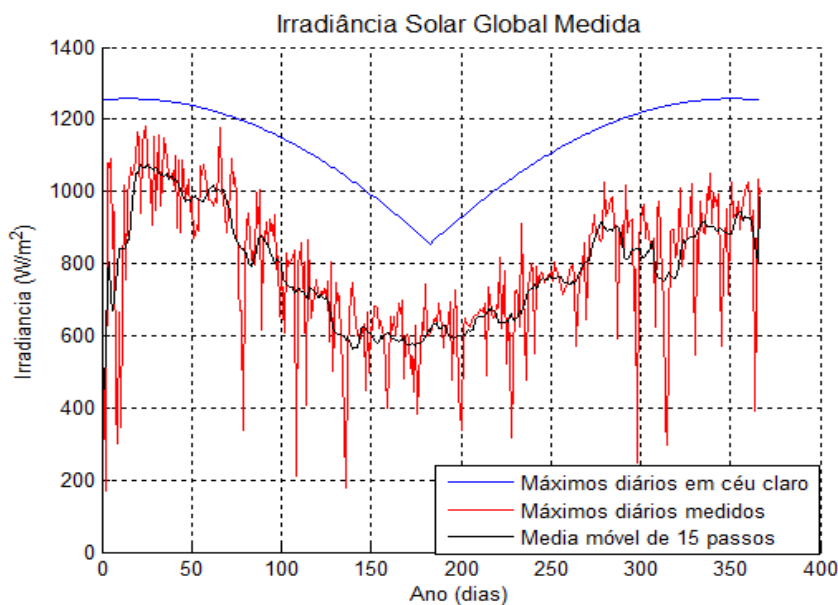


Figura 2.36 Comparação medida e do modelo de céu claro entre os pontos de máxima irradiância de cada dia ao longo do ano. Fonte: Elaborada pelo autor

2.8.1. Modelos de céu encoberto na literatura

A modelagem de nuvens é tema complexo em razão da natureza estocástica dos processos de formação de nuvens e a própria dinâmica climática. Há na literatura alguns trabalhos onde foram propostas formas de se modelar nuvens.

Em Beyer & Hammer (1994) é proposto um método para a análise em pequena escala e curto prazo da radiação sob condições de céu com nuvens cumulus. Ele baseia-se nas estruturas físicas das nuvens a partir de fotografias do céu obtidas com imageadores. As estruturas das nuvens são descritas como fractais. Com base nesta representação um procedimento de geração de um padrão de nuvem sintético e a

radiação correspondente foi estabelecido. Para validação as características estatísticas dos conjuntos de dados sintéticos de irradiância são comparadas com dados empíricos medidos por uma série de sensores terrestres.

Em Martins, Silva, Pereira, & Abreu (2008) é apresentado ,talvez, o mais completo modelo de radiação solar do Brasil, onde a modelagem de nuvens é apenas uma parte do modelo. Desenvolvido pelo CPTEC/INPE e denominado BRASIL-SR, ele modela nuvens da seguinte forma: A microfísica de nuvens é representada pela distribuição de tamanhos de gotículas do tipo de nuvem. As nuvens devem atenuar totalmente a radiação direta proveniente do Sol. As nuvens são homogêneas na direção vertical e horizontal. No Atlas Brasileiro de Energia Solar foi adotado que toda a cobertura de nuvens é formada apenas pela classe de nuvens Altostratus com a base das nuvens em 500 metros e uniformemente distribuída em duas camadas atmosféricas (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006). Um estudo da década de 80, feito pelo departamento de energia dos Estados Unidos mostrou que as nuvens altostratus são o tipo de nuvem espessa mais frequente nas áreas continentais no intervalo de latitudes em que o Brasil se localiza (Warren, Hahn, London, Chervin, & JennE, 1986). A espessura ótica das nuvens em cada uma das camadas atmosféricas em que estão presentes é determinada assumindo que o conteúdo total de água presente na nuvem estaria isotropicamente distribuído. A desvantagem deste modelo para os objetivos deste trabalho são óbvias. Ele não é real para pontos específicos no espaço, dando apenas uma noção global da distribuição de nuvens e radiação. A modulação das nuvens sobre a irradiância em uma área específica como a de uma planta fotovoltaica é função de uma grande variedade de classes de nuvens atuando ao mesmo tempo em altitudes distintas como se vê nas Figura 2.37 (a) e (b) abaixo. Assim, embora o modelo Brasil-SR tenha utilidade do ponto vista climático e de estimativa de potencial energético, ele não pode ser usado para análises de flutuação de potência e tensão geradas nas usinas.

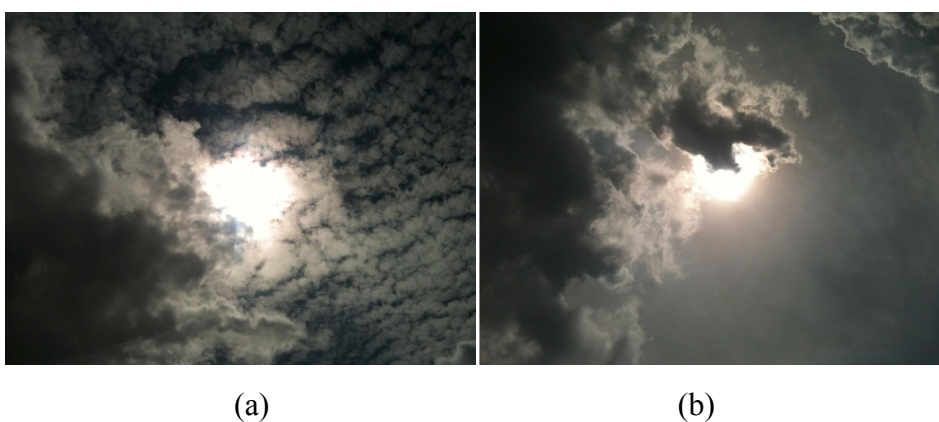


Figura 2.37 (a) Nuvens Cumulus e Alto cumulus (b) Nuvens Cumulus e Cirrostratus. Fonte: Elaborada pelo autor

Em Cai & Aliprantis (2013) nuvens cumulus são modeladas como fractais e movidas sobre uma planta fotovoltaica com velocidade igual a do vento numa determinada altitude. Esta abordagem não considera outros tipos de nuvens e ao assumir que a velocidade da nuvem é igual a do vento pode-se chegar a altas frequências de variabilidade da irradiância erroneamente. Para cumulus especificamente isso é uma aproximação razoável (Fujita, Pearl, & Shenk, 1975).

No trabalho de Ehnberg & Bollen (2005) é proposta uma abordagem mais global para se modelar as nuvens ou seus efeitos na irradiância. Parte-se não de formas geométricas de uma ou outra classe de nuvem, mas da fração de cobertura do céu. Através de dados empíricos coletados durante meses ou anos até, determina-se alguns parâmetros, Tabela 2-4, que permitem estimar então a irradiância global média em função da cobertura do céu e do modelo de céu claro. Esta tabela foi feita com dados do hemisfério norte.

A desvantagem deste modelo é que além da dificuldade de se ter uma longa base de dados necessária para se montar a Tabela 2-4, há uma discretização da irradiância gerada pelo modelo de nuvens que é feita em oitavos de cobertura (*octas*) como se vê na aplicação dos parâmetros da tabela na equação (2.18), onde G_{oc} é a irradiância global modulada pela cobertura de nuvens em *octas* e em função da variação do ângulo de inclinação α_s do número de octas *oc* definido por imagens do céu. A irradiância assim obtida é uma irradiância média pela área coberta por nuvens não sendo útil para estudos de qualidade de energia.

$$G_{oc} = \frac{a_0(oc) + a_1(oc)\text{sen}(\alpha_s) + a_2(oc)\text{sen}^3(\alpha_s) - L(oc)}{a(oc)} \quad (2.18)$$

Tabela 2-4 Coeficientes empíricos gerados com bases históricas para a equação. Fonte: (Ehnberg & Bollen, 2005)

oc	a0	a1	a2	a	L
0	-112.6	653.2	174	0.73	-95
1	-112.6	686.5	120.9	0.72	-89.2
2	-107.3	650.2	127.1	0.72	-78.2
3	-97.8	608.3	110.6	0.72	-67.4
4	-85.1	552	106.3	0.72	-57.1
5	-77.1	511.5	58.5	0.7	-45.7
6	-71.2	495.4	-37.9	0.7	-33.2
7	-31.8	287.5	94	0.69	-16.5
8	-13.7	154.2	64.9	0.69	-4.3

2.8.2. Modelo de céu encoberto aplicado

A forma proposta por este trabalho para se modelar as nuvens sobre a geração fotovoltaica é na verdade modelar seus efeitos a partir da cobertura de nuvens. Os efeitos sobre a irradiância podem ser entendidos como um sinal sendo modulado pela passagem de coberturas de nuvens. Neste trabalho, para realmente avaliar os efeitos de seu encoberto, chegou-se a conclusão que a abordagem mais confiável seria usar séries temporais reais medidas por piranômetros e deles extrair os instantes com maiores taxas de variação de irradiância. Isso porque, assim, o modelo incorpora necessariamente as frequências de variação da irradiância e modulações em amplitude devidas às nuvens.

O correto entendimento deste modelo de céu encoberto demanda que se entenda alguns conceitos de configuração de uma usina fotovoltaica. São eles: os módulos, os strings e os arranjos fotovoltaicos. Os módulos são os elementos básicos formados por células semicondutoras, os strings são módulos ligados eletricamente em série e os arranjos são strings ligados eletricamente em paralelo. Na seção 3.3 do capítulo 3 estes termos são discutidos em detalhes.

Uma ou mais medições de irradiância são espacialmente extrapoladas conforme as dimensões dos arranjos fotovoltaicos que devem cobrir.

A equação (2.19) abaixo expressa como é feita a extrapolação da série de irradiância medida em um ponto para um espaço que cubra vários módulos e modula a amplitude da irradiância por módulo.

$$G(t, p) = \begin{bmatrix} G_{1(t)} & \ddots & G_{p(t)} \\ G_{1(t+1)} & \ddots & G_{p(t+1)} \\ G_{1(t+n)} & \ddots & G_{p(t+n)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} m_1 \\ \vdots \\ m_p \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Além da expansão da série medida, G_1 , modulam-se também as amplitudes das séries replicadas até a p -ésima vez, onde p é o número de strings paralelos (para nuvens movendo-se transversalmente) ou módulos em série (para nuvens movendo-se longitudinalmente). Caso se queira que strings diferentes recebem necessariamente menos irradiância que seus pares, então multiplica-se pelo vetor m . Os valores de m são arbitrários.

Assim, o modelo de céu encoberto deste trabalho é um mapa de medições reais de irradiância com períodos de amostragem Δt de 1 segundo e espacialmente distribuídas conforme as dimensões dos arranjos fotovoltaicos.

Na Figura 2.38 abaixo é mostrado uma aplicação do modelo sobre um arranjo de 7 strings paralelas sendo varridas longitudinalmente ao longo de um dia inteiro. Os strings têm 1,5 metros de largura, estando a 5 metros de distância, o que equivale a 45,5 metros.

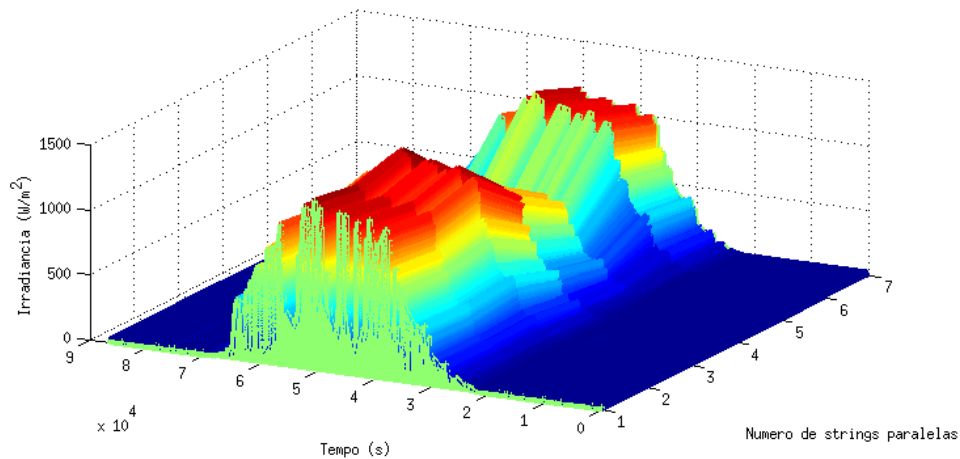


Figura 2.38 Modelo de céu encoberto por nuvens 3D baseado em dados medidos Fonte: Elaborada pelo autor

2.9. Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os fundamentos utilizados para se analisar a radiação solar. Foram apresentadas as classificações de nuvens e seus impactos individuais na intermitência de irradiância, as equações de geometria solar-terrestre e implementadas para criação de um modelo computacional de referência. Foram apresentados dados medidos utilizados para se calcular impacto energético das nuvens, os níveis de queda de irradiância devido à intermitência das nuvens e a dinâmica de radiação modulada pelas nuvens. Conseguir estas medições não é um trabalho simples. Encontrar um local com visada próxima de 180 graus e longe de reflexões de superfície não é muito simples. Foi apresentado considerando um ano de histórico o impacto energético das nuvens de 49% de perda de irradiância global de superfície nesta latitude e foram elencados alguns tipos de nuvens que mais afetam a variabilidade da irradiância. Este capítulo além de trazer estes resultados, é também base para as próximas discussões sobre a usina fotovoltaica e a forma adotada neste trabalho de modelar a passagem de nuvens sobre ela.

Geração de Energia Fotovoltaica

3.1. Introdução

Uma vez que a radiação solar e os efeitos atmosféricos foram descritos no Capítulo anterior, é possível analisar neste capítulo a usina fotovoltaica que receberá esta radiação solar. Inicialmente são apresentados os elementos básicos de uma usina fotovoltaica, módulos, arranjos e conversores. Posteriormente, os fenômenos que afetam estes elementos como a temperatura, sombreamentos, ventos e montagem. Por fim, são considerados como os arranjos fotovoltaicos foram configurados e conectados aos inversores para então fornecerem energia à rede elétrica dentro do escopo deste trabalho. O escopo desse capítulo é apresentar a montagem de uma usina fotovoltaica nos moldes que se pretende discutir neste trabalho e sua inserção na rede elétrica.

3.2. Células Fotovoltaicas

Uma célula solar é um dispositivo semicondutor que converte a onda eletromagnética da luz solar em eletricidade. A radiação luminosa incidente sobre a célula fotovoltaica produz uma corrente e uma tensão para gerar energia elétrica. Este processo requer um material semicondutor dopado, no qual a absorção de luz eleve os elétrons do material para um estado de energia mais elevado liberando-os para se movem para um circuito externo. Os elétrons então dissipam a sua energia no circuito externo e retornam para a célula solar. Uma variedade de materiais podem, em princípio, satisfazer os requisitos para a conversão de energia fotovoltaica. Na prática, quase toda a conversão de energia fotovoltaica atual utiliza materiais semicondutores (silício na imensa maioria) com dopagens de outros semicondutores. Descrições detalhadas da física das células fotovoltaicas se afastam bastante do escopo deste trabalho, podendo ser encontradas nas referências Masters (2004) e Messenger & Ventre (2004).

3.2.1. Tipos de células

Neste trabalho utilizou apenas módulos policristalinos, não sendo relevante descrever na forma de revisão bibliográfica outras tecnologias. Apenas faz-se aqui menção a elas para deixar registrado que os problemas de sombreamentos são os mesmos, independente de qual tecnologia usada. Os modelos para usina propostos permitem utilizar qualquer tecnologia fotovoltaica abaixo, bastando que tenham os *datasheets* dos módulos, as tensões de *bandgap* específica e o fator de qualidade do diodo específico.

3.2.1.1. Silício Policristalino - m-Si

As células policristalinas de Silício constituem uma das tecnologias mais largamente utilizadas hoje, junto com aquelas com silício monocristalinos. Tem eficiência de conversão entre 12% e 15% e tende a ser o que produz a célula mais barata em função dos longos anos de pesquisa sobre ele. Seu fator de forma (FF), ver secção 3.2.2.4, é entre 65% e 75%. Tem uma vantagem estrutural que é devido a possibilidade de se obter células quadradas, permite que a densidade de área de captação seja maior que outras tecnologias com células mais circulares ou octagonais. A aparência da célula recortada da célula se deve pelo processo de fabricação. A qualidade do semiconductor é menor do que a do material monocristalino devido ao processo de solidificação. Estas bordas recortadas introduzem regiões de alta recombinação elétron-lacuna, devido a introdução de níveis de energia extra para a lacuna da banda, reduzindo assim o tempo de vida global de portadores minoritários. As bordas reduzem o desempenho da célula solar, bloqueando os fluxos de transporte e fornecendo caminhos opcionais para o fluxo de corrente através da junção PN.

3.2.1.2. Silício Monocristalino - c-Si

São também bastante utilizadas as células com Silício monocristalino. Elas são um pouco mais caras que as policristalinas, mas são mais eficientes devido ao nível de pureza obtidos no processo do Silício de grau metalúrgico (Masters, 2004). Esta tecnologia não foi utilizada neste trabalho, mas certamente existirão na usina que é estudo de caso escolhida.

3.2.1.3. Tecnologias de filmes finos (*Thin Film*)

São representadas principalmente pelas tecnologias de Silício Amorfo - a-Si, Telureto de Cadmio (CdTe) e Disseleneto de Cobre e Índio (CIS) mas que não foram utilizadas neste trabalho.

3.2.2. Equivalente elétrico da célula

A célula solar fotovoltaica pode ser representada na forma de um circuito equivalente contendo uma fonte de corrente, resistências série e paralela, e um ou dois diodos paralelos à fonte de corrente como mostrado na Figura 3.1. O modelo com diodo simples é o mais utilizado na literatura (Masters, 2004) (Villalva, Gazoli, & Filho, 2009) (Tsai, Tu, & Su, 2008) (Soto, Klein, & Beckman, 2006). O modelo elétrico usando duplo diodo é descrito em Gow & Manning (1999) e NREL - National Renewable Energy Laboratory (2000), onde o segundo diodo é usado para representar as recombinações dos portadores minoritários. Neste trabalho, um dos primeiros pontos que foram pesquisados foi sobre que tipo de modelo usar para simular grandes sistemas de geração fotovoltaica? Qual seria o mais preciso, qual seria o mais versátil, mais eficiente computacionalmente? Em C. Carrero (2007) há comparações entre as implementações de modelos que sugerem que o modelo com um diodo, Figura 3.1 (b), combina precisão com eficiência. O modelo com duplo diodo Figura 3.1 (c) é mais preciso que aqueles de diodo simples, mas apenas de forma relevante nas baixas irradiâncias.

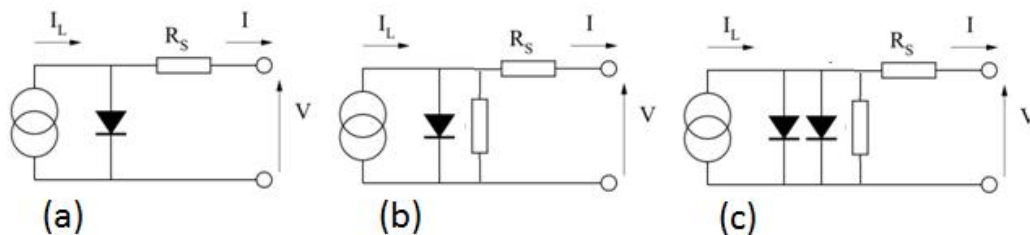


Figura 3.1 - Modelos elétricos com um diodo e dois diodos da célula fotovoltaica. Fonte: Elaborada pelo autor

Pela lei de *Kirchoff*, a corrente I é a diferença da corrente fotogerada I_L e as correntes de Shockley de um ou dois diodos e a corrente de fuga na resistência paralela. O circuito equivalente elétrico da Figura 3.1 (b) leva a equação (3.1)

$$I = I_L - I_o \left[e^{\frac{q(V+I.R_s)}{AkT}} - 1 \right] - \frac{(V + I.R_s)}{R_p} \quad (3.1)$$

onde, I é a corrente da célula, I_L é a corrente foto-gerada, I_o é a corrente saturação do diodo, q ($1,61 \cdot 10^{-19} C$) é a carga elementar de um elétron, k ($1,38 \cdot 10^{-23} J/K$) é a constante de *Boltzman*, T temperatura da célula em Kelvin, V é a tensão da célula, A é o Fator de qualidade do diodo, R_s é a resistência em série do circuito equivalente e R_p é a resistência em paralelo.

Para este trabalho, foi selecionado o modelo elétrico (a) de diodo simples para células fotovoltaicas. Nele a resistência paralela é considerada infinitamente

maior que a resistência série. Isso faz com que a equação mais geral para único diodo (3.1) tenha o último termo eliminado ficando apenas na forma da equação (3.2). Isto é feito também por Walker (2001) com ótimos resultados e outros autores.

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{q(V+I.R_s)}{AkT}} - 1 \right] \quad (3.2)$$

Observa-se que a corrente I é influenciada pela temperatura T de forma não-linear e pela irradiância que tem uma relação linear com a corrente fotogerada I_L . Estas relações serão melhor descritas quando o modelo proposto neste trabalho para modelar os módulos fotovoltaicos for explicado no próximo capítulo.

3.2.2.1. Curva característica corrente-tensão(I-V)

A equação do modelo do equivalente elétrico da célula produz um gráfico de corrente I em função da tensão V que é não-linear devido ao modelo de Shockley para o diodo ideal. Esta curva mostra a tensão saindo de zero até a tensão de circuito aberto no eixo das abscissas e a corrente saindo de zero até a corrente de curto-circuito, no mesmo eixo, mostra a potência de zero até a potência máxima com mostrado na Figura 3.2.

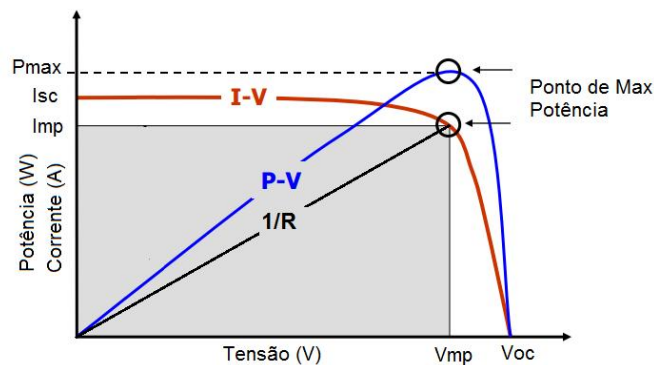


Figura 3.2 Curvas características IV (Corrente-Tensão) e PV (Potência-Tensão) da célula fotovoltaica. Fonte: Elaborada pelo autor

O que esta curva expressa é em que faixas de tensão e corrente a célula consegue trabalhar dada uma resistência R como carga. A medida que a resistência da carga R diminui, a corrente então aumenta e a célula trabalha em direção ao ponto I_{sc} do gráfico (tensão nula). Quando a resistência aumenta, a corrente diminui e a célula trabalha em direção ao ponto V_{oc} do gráfico (corrente nula).

Para um certo valor de resistência R , a relação entre a tensão fornecida pela célula e sua corrente darão um produto máximo na inflexão da curva que

corresponde ao ponto de máxima potência. Matematicamente este ponto é caracterizado pela equação (3.3).

$$P_{mpp} = V_{mpp}I_{mpp} \quad (3.3)$$

Esta curva existe para a célula ou uma string de células ou um módulo ou um arranjo de módulos. Os dispositivos colocados em série, fazem a tensão aumentar fazendo com que a curva global se expanda ao longo do eixo x. Quando somados em paralelo, fazem a corrente aumentar, fazendo com que a curva global se expanda no eixo y como se vê na Figura 3.3.

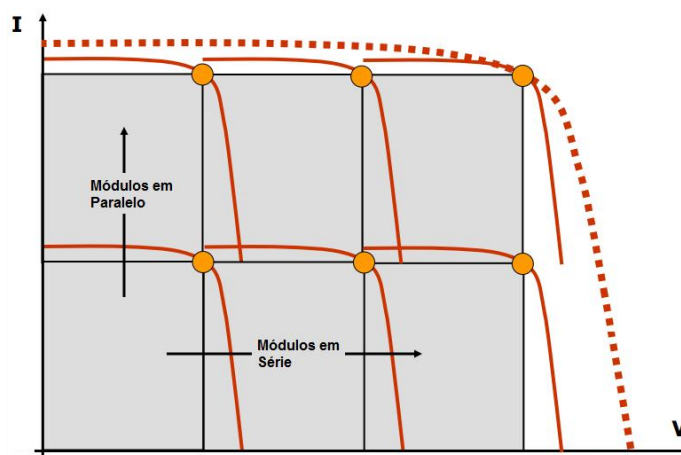


Figura 3.3 Curva global resultante de somas em série e em paralelo de dispositivos fotovoltaicos. Fonte: Elaborada pelo autor

Neste trabalho, esta curva foi traçada para se caracterizar os módulos e validar os modelos equivalentes para as usinas fotovoltaicas como será mostrado.

A literatura é abundante sobre estes conceitos, podem ser melhor detalhados em Messenger & Ventre (2004), Masters (2004), Soto, Klein, & Beckman (2006) e outros.

3.2.2.2. Efeitos dos *bandgaps* na eficiência

O limite *Shockley-Queisser* define a eficiência máxima possível de uma única célula fotovoltaica em função da tensão de *bandgap* de determinado semicondutor (Shockley & Queisser, 1961). Devido a quantização de energia para elevar o nível de energia de um elétron definido na física quântica, se a tensão de *bandgap* é alta demais, os *fótons* de menor conteúdo energético não serão absorvidos. Se a tensão de *bandgap* for muito baixa, então os *fótons* com maior conteúdo energético excederão o limiar de *bandgap* do semicondutor e também não serão absorvidos. Os semicondutores usados em células solares comerciais têm *bandgaps* perto do pico da curva, como mostra a Figura 3.4. Os semicondutores multijunção tentam usar camadas de semicondutores diferentes para então absorverem diferentes comprimentos de onda da radiação solar,

aumentando a eficiência do conjunto. O limite de *Shockley-Queisser* foi ultrapassado experimentalmente em pesquisas recentes como mencionado em 1.4. Este limite de eficiência de 34% aproximadamente, pode vir a ser ultrapassado por células solares multijunção, sendo hoje o estado da arte da tecnologia de células solares, como apresentado em 1.4.1.

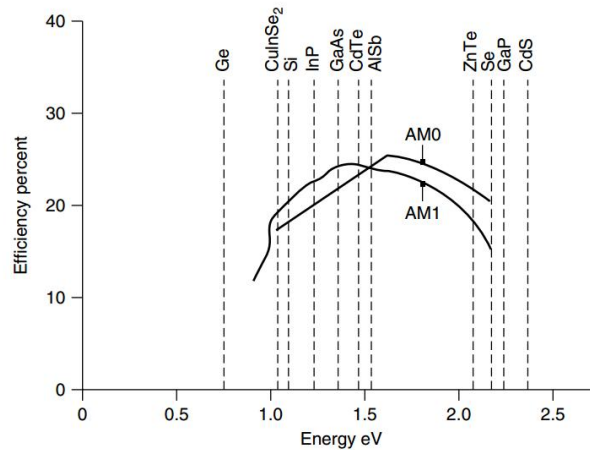


Figura 3.4 - Curvas de limites de eficiência em função do *bandgap* de tipos de células em STC. Fonte: (Masters, 2004)

Pela curva nota-se que em função das diferenças de distância atmosférica percorrida pelo espectro da radiação solar em AM0 e AM1, diferentes eficiências são atingidas pelos mesmos semicondutores. Isso porque como mostrado 2.2.4, a atmosfera atenua a radiação solar em certos comprimentos de onda, que por sua vez, teriam seus fótons melhor absorvidos por diferentes semicondutores. Na Tabela 3-1, são agrupados os semicondutores por valores de *bandgap* (Messenger & Ventre, 2004) e (Masters, 2004). Neste trabalho utilizou-se o silício policristalino como será mostrado.

Tabela 3-1 - Características físicas de tipos de materiais semicondutores. Fonte: (Masters, 2004)

Material	Símbolo	<i>Bandgap</i> (eV)
Silício	Si	1.11
Cadmium telluride	CdTe	1.43
Cadmium selenide	CdSe	1.73
Copper oxide	CuO	1.20
Gallium arsenide	GaAs	1.43
Selênio	Se	1.74

3.2.2.3. Fator de qualidade do diodo

O fator de qualidade do diodo, é definido como A neste trabalho. Ele é uma medida da semelhança do diodo do modelo equivalente da célula em relação à equação do diodo ideal de *Shockley*. Ele representa os processos físicos de movimentação dos portadores de carga através da junção PN (Positivo-Negativo). A derivação da equação de diodo único usa uma suposição sobre o comportamento da célula, onde na prática, existem efeitos de segunda ordem, de modo que o diodo não segue a equação de diodo único e o fator de qualidade fornece uma maneira de aproximá-lo. Há discussões em Carrero C. (2007) sobre o melhor valor de A para um modelo e mesmo sugestões encontradas em Villalva M. (2010) de ajuste interativo do valor de A comparado empiricamente a resultados experimentais.

Quando o fator de qualidade é 1 a condução é principalmente por difusão, condição ideal. Quando o fator de qualidade tende a 2, a recombinação é principalmente na região de depleção. Neste trabalho, o fator de qualidade é aplicado conforme o tipo de célula fotovoltaica e não é ajustado por interações. Usaram-se valores fixos sugeridos por Soto, Klein, & Beckman (2006) e por Masters (2004) conforme o tipo de tecnologia semicondutora.

3.2.2.4. Cálculos de eficiência de conversão

Quanto a eficiência da conversão da irradiância em corrente fotogerada, e daí em potência gerada, é importante definir alguns cálculos básicos que serão usados neste trabalho para comparar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos sob diferentes condições.

O **Fator de forma**, expressa o quanto a célula fotovoltaica é eficiente pela equação (3.4). O Fator de forma pode ser visto graficamente como a razão entre as áreas dos retângulos da Figura 3.5.

$$FF = \frac{V_{mpp} I_{mpp}}{V_{OC} I_{sc}} \quad (3.4)$$

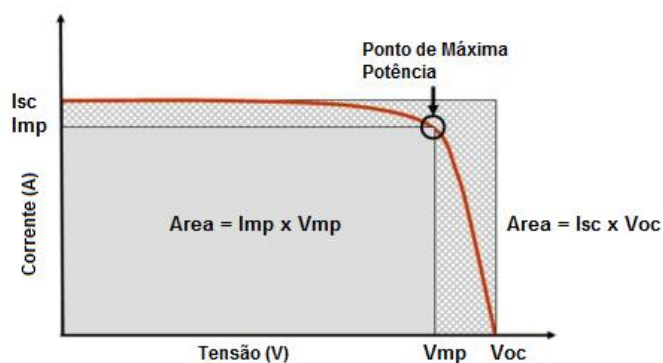


Figura 3.5 Curva IV mostrando as áreas dos retângulos que expressam o fator de forma. Fonte: Elaborado pelo autor

A **Eficiência de dispositivo**, equação expressa a quantidade de potência gerada por área do dispositivo. É aplicada em geral a módulos, mas o conceito vale para células e arranjos inteiros também. Onde G é a irradiância (W/m^2) e $Area$ é a área de um dispositivo em m^2 .

$$\eta = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{G \cdot Area} \quad (3.5)$$

3.3. Módulos e Arranjos Fotovoltaicos

Como células fotovoltaicas individualmente geram pouca potência, com tensão de 0,5V e densidade de corrente da ordem de 30 mA/cm, elas são agrupadas em estruturas maiores em série ou em paralelo para gerar maiores tensões ou maiores correntes, respectivamente. Nas seções seguintes serão introduzidos os módulos e arranjos constituídos por estas células como mostrado na Figura 3.6.

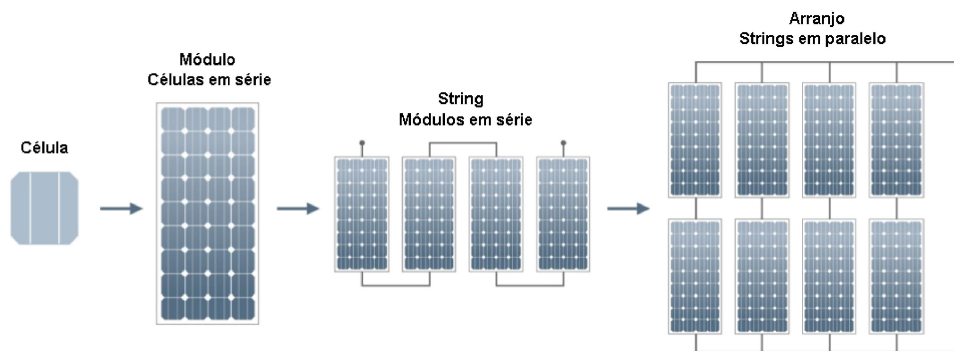


Figura 3.6 Relação construtiva entre células, módulos e arranjos. Fonte: (Stapleto, Neill, & Milne, 2013)

3.3.1. Montagem de módulos

O mais comum é que as células fotovoltaicas sejam ligadas em série e dispostas sobre estruturas de sustentação constituindo um **módulo fotovoltaico**. Estes módulos é que são, então a unidade básica de comercialização pelos fabricantes e base prática da geração fotovoltaica, ver Figura 3.7. Tipicamente agrupam de 24 a 72 células em série ou de forma a mudar a configuração para produzir mais tensão e menos corrente e vice-versa. É comum que seja possível alterar neste módulos a tensão nominal fornecida de 12V ou 24V (Villalva M. , 2010) (Messenger & Ventre, 2004) (Masters, 2004).

Para determinar a tensão do módulo inteiro, faz-se conforme a equação (3.6) o número de células N_s em série vezes a diferença entre a tensão típica de uma célula V_c e a queda de tensão pela resistência série da célula R_s . Obviamente, esta formulação considera o módulo em STC (*Standart Test Conditions*).

$$V_m = N_s(V_c - IR_s) \quad (3.6)$$

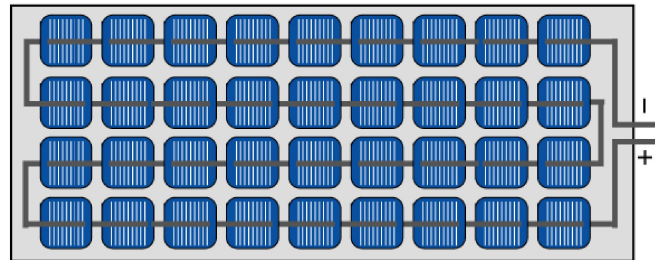


Figura 3.7 Montagem de módulo com 36 células em série. Fonte: Elaborada pelo autor

Notam-se pela Figura 3.7 que as células estão todas em série e neste caso os diodos de *bypass* foram omitidos.

Para achar a corrente do módulo, considerando células em série e em paralelo, o modelo elétrico do módulo a partir do modelo da célula passa a ser descrito como na (3.7).

$$I = N_p \cdot I_L - N_p \cdot I_0 \cdot \left[e^{\frac{q(V + IR_s)}{N_s kT}} - 1 \right] - \frac{V \cdot \frac{N_p}{N_s} + I \cdot R_s}{R_p} \quad (3.7)$$

Onde N_p e N_s são os números de células em série e em paralelo na construção do módulo.

3.3.2. Montagem de arranjos

Os módulos podem ser ligados em série ou em paralelo para aumentar a tensão ou corrente, respectivamente. É possível fazer combinações mistas de módulos em série e módulos em paralelo para aumentar a potência do conjunto.

É importante mencionar que apenas módulos de um mesmo fabricante devem ser montados em um arranjo. As breves considerações aqui apresentadas só se verificam com esta premissa de montagem. Isso porque a inexistência de uma compatibilidade em corrente para módulos em série ou em tensão para módulos em paralelo, sob condições de irradiância e temperatura, produzida um

módulo de menor corrente reduzindo-se a corrente de todo o conjunto, independente da capacidade de corrente dos outros módulos.

Na Figura 3.8, três módulos são agrupados em série, logo são percorridos pela mesma corrente, enquanto que suas tensões são somadas, assim a corrente total do string é mesma de um único módulo, mas a tensão é multiplicada pelo número de módulos.

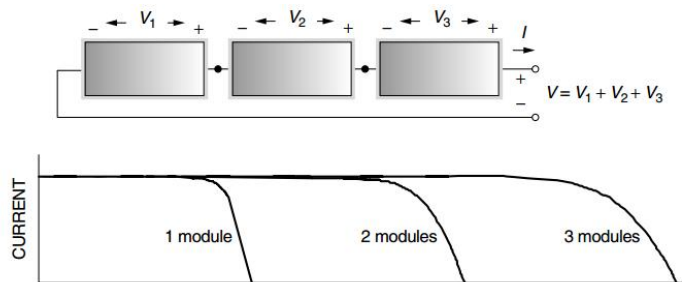


Figura 3.8 Módulos em série para formar um string. Fonte: (Masters, 2004)

Na Figura 3.9, três módulos são agrupados em paralelo, logo as correntes individuais de cada módulo são somadas, enquanto que a tensão do arranjo é a mesma tensão de cada módulo.

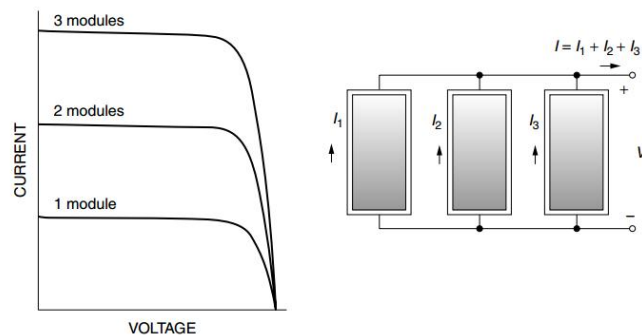


Figura 3.9 Módulos em paralelo para formar um arranjo. Fonte: (Masters, 2004)

3.3.3. Disposições estruturais

Foram agrupados nesta subseção conceitos importantes neste trabalho relativos a construção de uma usina fotovoltaica. O posicionamento das estruturas metálicas de fixação dos módulos e regras de distribuição espacial.

3.3.3.1. Alinhamento dos Arranjos

O alinhamento de arranjos fotovoltaicos é essencial para a eficiência global da geração. Quando um módulo de um dado arranjo tem seu ângulo de inclinação diferente dos demais, a corrente total da série será a corrente do módulo que receber a menor irradiância em função de sua inclinação em relação ao Sol, como

se pode deduzir da Figura 3.8. Assim os outros módulos que recebam individualmente maiores irradiâncias serão irrelevantes dado que um ou mais módulos em série geram menores correntes na série. Com isso, a qualidade da montagem das estruturas onde todos os módulos são afixados é bastante importante, não podendo haver bases de alturas desiguais ou que se deformem ao longo do tempo.

3.3.3.2. Ground Cover Ratio (GCR)

O *Ground Cover Ratio* (GCR) é definido como a razão entre a área dos arranjos fotovoltaico pela área total da superfície onde eles se encontram (NREL - National Renewable Energy Laboratory, 2014).

Dependendo da posição do Sol no céu, sombreamentos parciais entre módulos adjacentes podem ocorrer, em especial, nas primeiras horas do dia e no final do dia (L. Narvarte; E. Lorenzo, 2008).

A Figura 3.10 abaixo mostra a redução do fator de capacidade por sombreamento em função do tipo de estrutura dos módulos fotovoltaicos (fixo ou com rastreador). Como mostrado na figura, GCR menores (maiores espaçamentos entre os arranjos) correspondem a um fator de redução de energia gerada maior (perdas por sombreamentos menores). Para geradores fotovoltaicos fixos, se o ângulo de inclinação é reduzido, os strings de módulos podem ter menor espaçamento entre elas, elevando o GCR. Para o mesmo valor do fator de redução de capacidade por sombreamento a área de terreno para rastreadores deve ser maiores nesta ordem: rastreadores de dois-eixos, rastreadores de eixo-único e arranjos fixos com maiores ângulos de inclinação como se vê no gráfico. O objetivo é evitar que os sombreamentos reduzam a produção de energia ao longo do deslocamento azimutal do Sol no céu. A prática da indústria é otimizar o uso do espaço por meio da configuração do sistema fotovoltaico para um GCR que corresponde a um fator de sombreamento de 0,975, ou seja, com perdas de 2,5% segundo encontrado em (NREL - National Renewable Energy Laboratory, 2014).

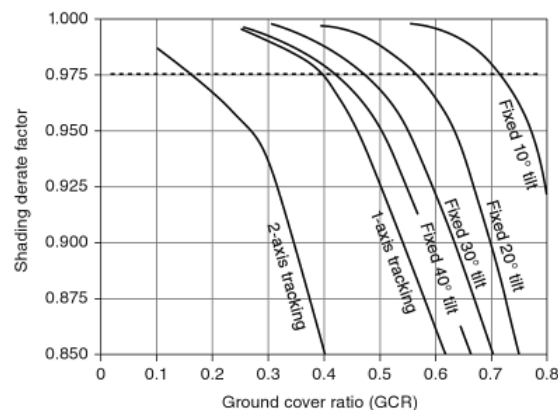


Figura 3.10 Fator de Sombreamento em função do GCR para vários ângulos de inclinação dos módulos. Fonte: (NREL - National Renewable Energy Laboratory, 2014)

3.3.3.3. Área demandada

Os módulos produzem mais energia quando são apontados diretamente para o Sol. Para instalações onde os módulos solares são ligados em uma estrutura fixa, os módulos fotovoltaicos devem ser inclinados com o ângulo de inclinação igual a latitude local, resultando em maior energia média anual (Kyocera(C), 2013) e (Messenger & Ventre, 2004). Mas se forem colocados muito próximos uns dos outros, sucessivos sombreamentos locais produzidos pelos próprios arranjos adjacentes fazem perder mais do que a potência que se ganha com sua inclinação. Assim, é necessário usar uma distância entre os arranjos proporcional a sua inclinação como se vê na Figura 3.11.

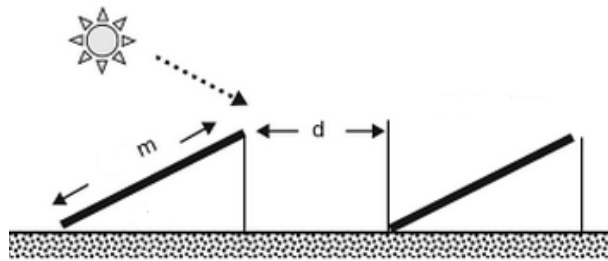


Figura 3.11 Relação entre a distância entre arranjos e a inclinação dos módulos β . Fonte: Adaptada de Masters (2004)

Para determinar a área do terreno da usina onde então os módulos estão distribuídos, basta consultar o gráfico da Figura 3.10 e considerar que, como informado, a referência de projeto da indústria é ter um fator de capacidade por sombreamento de 0,975 e encontrar qual o GCR conforme o ângulo de inclinação β que será utilizado nos módulos (Masters, 2004).

Para se calcular a área dos módulos, consultam-se os *datasheets* dos fabricantes. Assim, a área de implantação dos arranjos da usina é definida pela equação (3.8).

$$\text{Area Total} = \frac{(\text{Area módulos})}{\text{GCR}} \quad (3.8)$$

3.3.4. Diodos de *bypass* e de bloqueio

Dois tipos de diodos estão disponíveis como diodos de *bypass* em módulos: o diodo de silício PN e o diodo *Schottky*. Ambos estão disponíveis em uma vasta gama de correntes nominais. O diodo *Schottky* tem uma queda de tensão muito inferior de cerca de 0,4 volts, enquanto que os diodos de silício tem tensão de ruptura de 0,7 volt.

Os diodos de *bypass* e bloqueio são importantes para se lidar com problemas de sombreamentos parciais e danos nos módulos. Os diodos de bloqueio ainda previnem correntes reversas sobre os módulos.

3.3.4.1. Diodos de *bypass*

Os efeitos destrutivos da existência de pontos quentes pela circulação de corrente de células podem ser contornados através do uso de diodos de *bypass*. Um diodo de *bypass* é ligado em paralelo, mas com polaridade invertida para uma string de células de um módulo. Em operação normal, cada célula solar será polarizada diretamente e portanto, o diodo de *bypass* será polarizado reversamente e será um circuito aberto para o fluxo de corrente. No entanto, se uma célula é polarizada inversamente devido a um sombreamento local, ou queima, entre várias células ligadas em série, então o diodo de *bypass* conduz, permitindo assim que a corrente das células em geração possa ser conduzida até o circuito externo, em vez de ser limitada pela célula ou células não geradoras. A dissipação de potência máxima na célula sombreada é aproximadamente igual à potência total de todas as células no grupo.

Na prática, um diodo de *bypass* por célula é algo inviável pelo custo e dificuldades de fabricação. Ao invés disso, diodos de *bypass* são colocados em anti-paralelo a strings de células em série em um módulo. Observando os *datasheets* de fabricantes, o tamanho máximo de uma string de células por diodo de *bypass* é cerca de 15 a 18 células, sem causar danos por aquecimento. Isso supondo células de silício como as dos módulos usados neste trabalho. Por exemplo, para um módulo de 36 células, 2 diodos de *bypass* são usados para garantir que o módulo não será vulnerável a aquecimentos sobre as células danificadas ou sombreadas e reduza a potência de geração. Este aquecimento quando ocorre é chamado de *hotspot* e pode inutilizar permanentemente a célula do módulo.

Alguns projetos de arranjos fotovoltaicos optam também por colocar diodos de *bypass* paralelos a módulos inteiros como mostrado na Figura 3.12 (b), garantindo que caso um módulo se perca, o arranjo inteiro não será comprometido. No caso Figura 3.12 (a) a falta do diodo de *bypass* faz com que a corrente I seja limitada a corrente da parcela do módulo sombreado, independentemente dos demais módulos estarem sob irradiância plena. Na Figura 3.12 (b), apesar de o módulo sombreado ser inteiramente perdido, como a corrente passa pelo *bypass*, a corrente I será a gerada pelos outros módulos com irradiância plena.

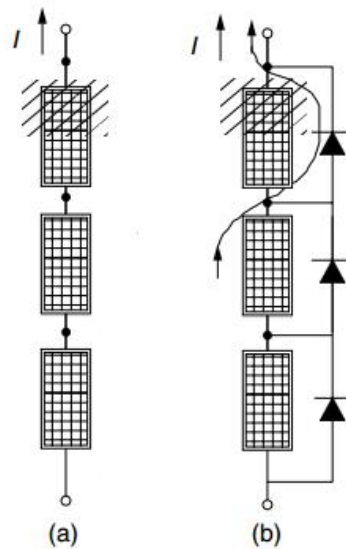


Figura 3.12 Em (a) tem-se módulos em série sem diodos de *bypass*. Em (b) tem-se diodos de *bypass*. Fonte: Adaptada de Masters (2004)

Para detectar os *hotspots* são utilizadas câmeras de termovisão ou medidores infravermelho de superfície para identificar as células que estão mais quentes que as demais, prejudicando a geração global de potência do módulo.

3.3.4.2. Diodos de bloqueio

Quando arranjos em série de módulos são ligados em paralelo como na Figura 3.13 (a), sem diodos de bloqueio, ocorre à soma das três correntes geradas por cada string de módulos em condições de igual sombreamento e funcionamento normal de cada módulo. Entretanto, se uma string é sombreada ou perde a conexão elétrica por dano térmico ou elétrico, então esta string danificada passaria a consumir corrente gerada pelos strings perfeitas, fazendo $I = I_2 + I_3 - I_1$. Isso ocorre porque na perda de um ou mais módulos a tensão total da string anormal (sombreada ou danificada) seria menor que a tensão do barramento, promovendo o fluxo de corrente para ela. Esta string danificada não só deixaria de gerar potência como então passaria a consumir potência dos demais strings no mesmo barramento paralelo. Devido ao impacto deste comportamento é adotada a configuração da Figura 3.13 (b), onde diodos de bloqueio (alguns autores mencionam diodos de isolamento) são colocados na parte superior de cada string na conexão com o barramento paralelo. Assim, caso haja uma anomalia em qualquer string, ele não receberá a corrente dos outros strings devido ao modo reverso de tensão que fará com que o diodo entre em bloqueio. O string danificado não gerará mais nenhuma corrente, mas também não consumirá das demais minimizando as perdas de potência, ficando a corrente total como $I = I_2 + I_3$.

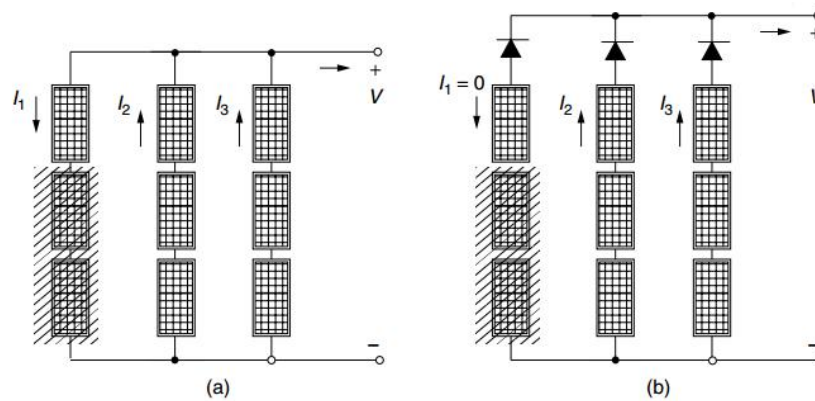


Figura 3.13 Em (a), três séries de módulos são ligadas em paralelo sem diodos de bloqueio. Em (b) eles são ligados em com diodos de bloqueio. Figura adaptada de (Masters, 2004)

3.4. Efeitos da Irradiância e Temperatura

3.4.1. Efeitos da irradiância

A irradiância solar incidente G (W/m^2) ao incidir na superfície das células, induzirá pela colisão de fótons, a geração de corrente elétrica. Daí a corrente foto-gerada é diretamente proporcional a irradiância solar, enquanto que a tensão será logaritmicamente proporcional devido à equação da célula expressar a corrente como função exponencial da tensão como mostrado nas equações (3.1) e (3.2).

Na Figura 3.14 abaixo, verifica-se que a irradiância vai sendo incrementada de 0,2 a 1 kW/m^2 e a corrente da célula vai subindo de 0,4 aproximadamente a 2 A, enquanto a tensão de circuito aberto também se eleva levemente. Obviamente a potência da célula se elevará de forma correlata.

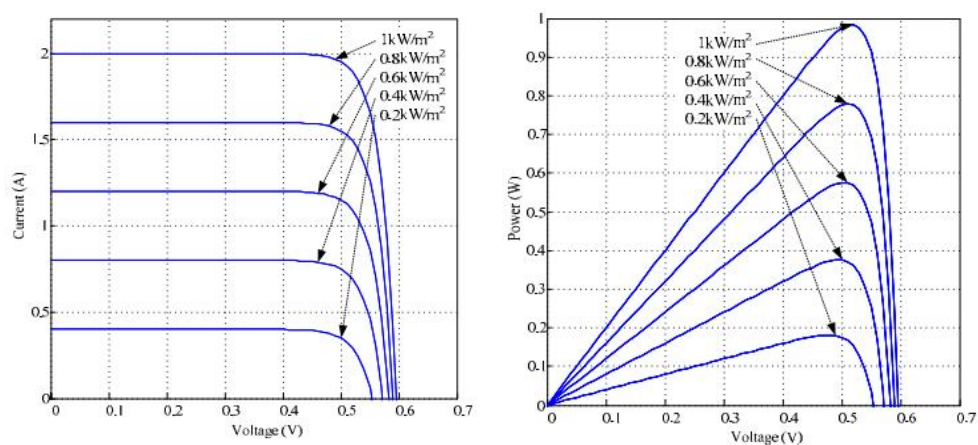


Figura 3.14 Curvas IV e PV para uma única célula sob diferentes irradiâncias. Fonte: Elaborada pelo autor

Esta corrente foto-gerada I_L é expressa conforme equação (3.9), onde $I_{sc(Tr)}$ é a temperatura de referência (25°C) e a G_{nom} irradiância nominal (1000W/m^2).

$$I_L = I_{sc(Tr)} \cdot \frac{G}{G_{nom}} \quad (3.9)$$

Mas a irradiância muda de intensidade em relação a sua posição no céu e em relação ao ângulo de inclinação na superfície dos módulos. Assim, a irradiância que efetivamente gera a corrente não é necessariamente aquela oriunda da atmosfera inteiramente, mas sua componente vetorial.

Esta componente da irradiância é função do ângulo de elevação solar α_s , do ângulo de inclinação β do módulo, da diferença entre o ângulo de azimute do módulo e azimute do Sol ($\gamma - \gamma_s$). Para calcular esta componente é utilizada uma a equação (3.12) seguinte:

$$G_m = G \cdot [\cos(\alpha_s) \cdot \text{sen}(\beta) \cos(\gamma - \gamma_s) + \cos(\beta) \cdot \text{sen}(\alpha_s)] \quad (3.10)$$

Mas é comum nos projetos dos arranjos que os módulos sejam alinhados com seus azimutes voltados para o sul quando no hemisfério norte e voltados para o norte quando no hemisfério sul, assim a diferença $\gamma - \gamma_s$ é zero, levando a dedução da equação (3.11). Assim, nesta equação a irradiância incidente no módulo é a componente senóide da irradiância solar global (GHI).

$$G_m = G \cdot \text{sen}(\alpha_s + \beta) \quad (3.11)$$

O efeito de se elevar o ângulo de inclinação dos módulos além do ângulo normal ótimo entre a superfície do módulo e o raio solar é equivalente a uma redução de irradiância incidente produzindo queda de corrente foto-gerada com mostrado na Figura 3.14.

Uma observação que foi levantada experimentalmente neste trabalho é que a preocupação com o exato valor do ângulo de inclinação do módulo e da elevação solar só são relevantes quando se fazem simulações de geração de arranjos usando dados reais medidos ou simulados considerando o tempo (dia e transcurso real do dia) em que eles ocorreram sobre um arranjo inclinado. Quando se deseja levantar uma curva de um módulo usando a luz natural, a inclinação do módulo é importante, mas o ângulo de elevação do Sol não. Isso porque curvas são traçadas com valores instantâneos de irradiância, pouco importando a elevação do Sol no momento. Ainda, para simulações de curta duração de arranjos sob uma dada irradiância onde a data e hora do irradiância não são importantes, pode-se considerar o ângulo de elevação do Sol incidindo perpendicularmente ao plano

dos módulos, ou seja 90 graus, fazendo a equação (3.11) depender apenas da inclinação do módulo.

3.4.2. Efeitos de temperatura

A temperatura afeta vários parâmetros de uma célula solar. Elevações de temperatura reduzem o *bandgap* da célula, afetando seu perfil de conversão de irradiância em corrente e o valor de sua tensão, conforme a equação . A corrente elétrica gerada tende a ser maior em semicondutores com menores *bandgap*, por aproveitar melhor os diferentes comprimentos de onda da radiação solar. O efeito negativo é que quanto menor o *bandgap*, menor será tensão da célula como é demonstrando matematicamente em Soto, Klein, & Beckman (2006) e Messenger & Ventre (2004).

Pode-se analisar estes efeitos da temperatura numa visão mais próxima da física de semicondutores, expressando matematicamente como os portadores de carga se comportam, efeitos da dopagem do material em diferentes temperatura etc. Mas o objetivo deste trabalho é uma descrição mais próxima à engenharia de potência, procurando definir a temperatura como variável de impacto na geração de potência, assim, a temperatura aparece nas equações da corrente da célula solar, já apresentadas em (3.1) e (3.2) e nas equações seguintes mais relacionadas aos valores dos *datasheets* do equipamentos. Nas equações (3.12) e (3.13) α e β são, respectivamente, os coeficientes de variação de V_{oc} e de I_{sc} com a temperatura e são fornecido nos *datasheets* dos módulos. Elas visam expressar o modelo nas proximidades de V_{oc} e I_{sc} como função da temperatura nestes pontos. É claro que, sendo valores de um módulo inteiro, deve-se ter em mente que para aplicar estas equações ao nível das células, primeiro é preciso saber se as células estas em série ou paralelo no módulo e então dividir ou a tensão de V_{oc} ou a corrente I_{sc} pelo número células do módulo respectivamente. Por exemplo, na Figura 3.15 as curvas estão expressas para uma única célula, porque foi feita a divisão do V_{oc} do módulo pelo número de células em série informado no *datasheet*. Nela temos o efeito da temperatura reduzindo a tensão de V_{oc} enquanto eleva a corrente de I_{sc} . Como elevação na corrente na compensa em potência a redução da tensão, a curva de potência se reduz com temperatura.

$$V_{oc(T)} = V_{oc(T_r)} \cdot [1 - (T - T_r) \cdot \alpha] \quad (3.12)$$

$$I_{sc(T)} = I_{sc(T_r)} \cdot [1 + (T - T_r) \cdot \beta] \quad (3.13)$$

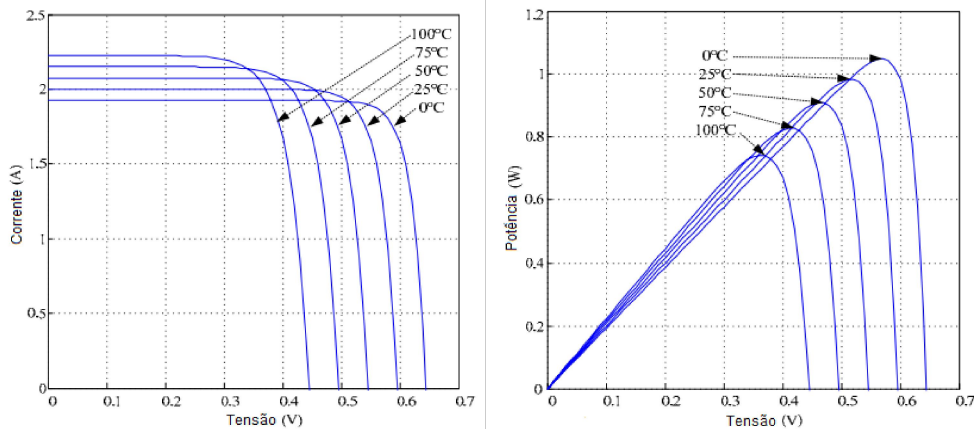


Figura 3.15 Curvas IV e PV para uma única célula sob diferentes temperaturas

A corrente de saturação do diodo do modelo equivalente da célula é importante para os efeitos de temperatura, mas ela não é fornecida nos *datasheets*. As equações (3.14) e (3.15) calculam a corrente de saturação $I_{0(T_r)}$ e $I_{0(T)}$ em função das temperaturas de referência T_r e atual T do dispositivo semiconductor usando as constantes físicas do material semiconductor (Messenger & Ventre, 2004) (Villalva, Gazoli, & Filho, 2009) (Soto, Klein, & Beckman, 2006). Aqui também, cabe destacar que a equação precisa considerar se está sendo aplicada a uma célula ou a um módulo inteiro e então fazer as adequações em $I_{sc(T_r)}$ e $V_{oc(T_r)}$ conforme configuração do módulo.

$$I_{0(T_r)} = \frac{I_{sc(T_r)}}{\exp\left(\frac{qV_{oc(T_r)}}{AkT_r}\right) - 1} \quad (3.14)$$

Para que a corrente de saturação do diodo seja corrigida pela temperatura do dispositivo foi encontrado na literatura duas opções. Em Soto, Klein, & Beckman (2006) sugere-se a equação (3.15) obtida da razão entre a corrente de saturação na temperatura do dispositivo e na temperatura de referência.

$$I_0 = I_{0(T_r)} \cdot \left(\frac{T}{T_r}\right)^3 \cdot \exp\left[\frac{qV_g}{Ak} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (3.15)$$

onde, além dos parâmetros já mencionados, tem-se na equação (3.15), a tensão de *bandgap* V_g do semiconductor da célula e T_r como a temperatura de referência da célula. Enquanto que em Villalva, Gazoli, & Filho (2009) faz-se um recálculo de I_0 usando agora a corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto corridas em temperatura pelas equações (3.12) e (3.13) e então aplicadas à equação (3.16).

$$I_o = \frac{I_{sc(T)}}{\exp\left(\frac{qV_{oc(T)}}{AkT}\right) - 1} \quad (3.16)$$

Como mencionado nesta seção a tensão de *bandgap* é afetada pela temperatura. Então, como expressar o efeito da temperatura na tensão de *bandgap*? Em Soto, Klein, & Beckman (2006) é apresentada a equação (3.17), onde nota-se que nas faixas normais (atmosféricas) de variação de temperatura, a tensão de *bandgap* variaria tão pouco que poderia ter a variação desprezada no modelo. Assim, neste trabalho serão usados valores fixos conforme apresentados na Tabela 3-1 na seção 3.2.2.2.

$$V_g = V_{g(T_r)}[1 - 0,0002677(T - T_r)] \quad (3.17)$$

Agora, tratar-se-á das resistências série e paralelo, as quais não são fornecidas nos *datasheets* e precisam ser estimadas. Além disso, elas são necessariamente afetadas pela temperatura e precisam ser corrigidas. Em Villalva, Gazoli, & Filho (2009) há a sugestão de ajuste iterativo das resistências por minimização do erro em relação as curvas IV e PV experimentais. Outra linha é a estimação das resistências R_s e R_p pela derivada das curvas nos pontos de $I_{sc(T)}$ e $V_{oc(T)}$ e correção da temperatura por equações explícitas (Gow & Manning, 1999) e (Krismadinata, Rahim, Ping, & Selvaraj, 2013). Para ajustar a resistência série, (Gow & Manning, 1999) sugere e testa um equacionamento partindo do modelo do duplo diodo. Ele define os valores da resistência série conforme as equações (3.18) e (3.19), sendo que o valor da derivada de V por I no ponto de tensão de circuito aberto é obtido analisando o gráfico do *datasheet* do fabricante ou curvas experimentais levantadas em bancada quando possível. Este trabalho usar apenas a resistência série no modelo como já comentado, razão pela qual apenas ela é aqui expressa como proposto por Gow & Manning (1999).

$$R_s = -\frac{\Delta V}{\Delta I_{V_{oc}}} - \frac{1}{X_v} \quad (3.18)$$

$$X_v = \left(\frac{qI_o}{AkT}\right) \cdot \exp\left[-\frac{qV_{oc(T)}}{AkT}\right] \quad (3.19)$$

A conclusão que fica sobre os valores das resistências e o fator de qualidade do diodo é que quando por possível levantar-se uma curva experimental dos módulos dos arranjos de uma usina para talvez melhorar a precisão dos modelos das curvas, o ajuste iterativo deve ser usado. Mas quando os módulos não estão disponíveis, as estimativas pelas equações acima já dão um bom resultado que pode ser usado para se estudar sistemas fotovoltaicos e conversores como feito

por Gow & Manning (1999) e neste trabalho com sucesso como será mostrado na seção (4.4.4).

Por fim, após todas as correções de temperatura sobre os parâmetros do modelo, a equação (3.20) é obtida fazendo a corrente fornecida pelo equivalente elétrico na equação (3.1) igual a zero no ponto de tensão de circuito aberto V_{oc} . Esta equação é usada em Krismadinata, Rahim, Ping, & Selvaraj (2013) e explicada em Masters (2004) para que se possa traçar a curva IV começando no ponto da tensão de circuito aberto até a tensão nula (na corrente de curto-circuito), à medida que se incremente a corrente I.

$$V = \frac{AkT}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_{L(Tr)} - I + I_0}{I_0} + 1 \right) - I \cdot R_s \quad (3.20)$$

O objetivo da implementação das equações mencionadas foi colocar a tensão como efeito da irradiância e da temperatura. O expoente será negativo, mostrando que V em função de T terá um comportamento decrescente com o aumento da temperatura.

3.4.3. Efeitos de sombreamentos

Em Masters (2004) há uma discussão teórica detalhada sobre os efeitos do sombreamento sobre a geração de potência com e sem diodos de *bypass* por módulos, entretanto não é tratado o uso de diodos de *bypass* dentro dos módulos como é feito, na realidade pelos fabricantes. Algo semelhante é feito em Villalva M. (2010), também é mostrado diodos de *bypass* por módulos. Para procurar uma descrição mais real (Kyocera(C), 2013) contém descrições de como os diodos de *bypass* são colocados nas caixas de junção dos módulos e quantas células por diodo são consideradas. Esta menção é importante neste trabalho porque como se mostrará no próximo capítulo, o modelo computacional desenvolvido considera os diodos e suas disposições com papel fundamental para se detalhar como grandes sistemas fotovoltaicos funcionam sob sombreamento.

Os sombreamentos sobre as células, módulos, arranjos ou usinas inteiras são basicamente o mesmo fenômeno do ponto de vista do sistema elétrico da usina, onde a irradiância é reduzida de forma desigual sobre os dispositivos de geração. Os sombreamentos podem ser totais, anulando a irradiância, ou parciais, deixando algum valor embora abaixo da irradiância plena num dado instante. Mas do ponto de vista da potência gerada, efeitos de sombreamentos também são iguais a defeitos de conexão, sujeita e envelhecimento dos módulos (Villalva M. , 2010). Assim, ao se analisar, ensaiar e simular fenômenos de sombreamento compreende-se os outros fenômenos causadores de perdas de geração. E é

possível extrapolar o comportamento de um sombreamento sobre um conjunto de células de módulo para um conjunto de módulos de um arranjo.

Geralmente todos os módulos comerciais têm diodos de *bypass* em seus circuitos para evitar perdas de potência por sombreamento como já discutido em 3.3.4. Assim, cabe verificar como seriam as curvas IV e PV de módulos e arranjos sob sombreamentos. Na Figura 3.16, supõem-se cinco módulos em série, sendo um sob sombreamento e com um diodo de *bypass* em paralelo. A curva IV é mostrada em três cenários, sem sombras, com sombras e sem diodos de *bypass* e com sombras e com diodo de *bypass*. Nota-se que a perda por sombreamento com diodo é minimizada em relação a ausência do diodo no módulo sombreado.

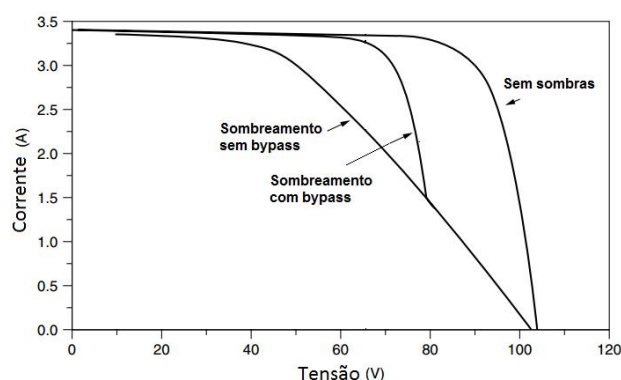


Figura 3.16 Curva IV sob sombreamento provocado com e sem diodos de *bypass* em cinco módulos. Fonte: Adaptado de Masters (2010)

É importante fazer uma distinção entre o uso de um diodo como *bypass* de um módulo inteiro em uma série de módulos e o uso em um dado módulo de diodos de *bypass* internos para uma série de células. Quando um módulo é iluminado de forma desproporcional, mas não a ponto de que o diodo de *bypass* seja polarizado, a curva IV assume o comportamento da Figura 3.17 abaixo obtido experimentalmente neste trabalho. Nesta curva observa-se um módulo de 36 células sendo iluminado de forma desigual. Metade do módulo recebe 689W/m^2 e a outra metade recebe 170W/m^2 aproximadamente. Isso produz o efeito da curva IV de ter dois níveis de corrente para cada metade da tensão total do módulo. E quanto a curva de PV, há a formação de dois pontos de máxima potência locais.

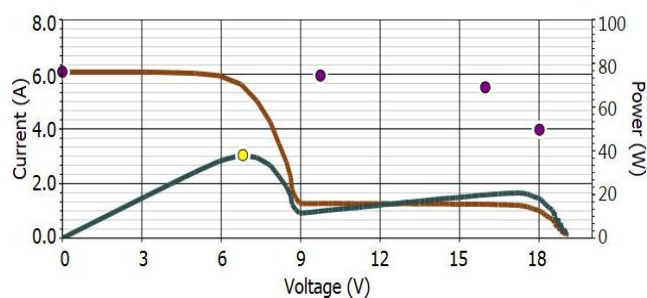


Figura 3.17 Curvas IV e PV experimental de um módulo de 36 células 50% sombreado. Fonte: Elaborada pelo autor.

Sendo V_m a tensão de saída de um módulo inteiro, a variação de tensão causada pelo sombreamento total de uma única célula de uma série é dada por

$$\Delta V = \frac{V_m}{N_s} + I \cdot (R_p + R_s) \quad (3.21)$$

No trabalho de Caluianu et al (2009), é apresentada uma estatística experimental interessante. Foi usado um módulo monocristalino de 36 células com dois diodos de *bypass* e neste, uma célula foi sendo sombreada de 25% a 100% de sua superfície. Os resultados sobre o efeito na perda de potência estão na Tabela 3-2. A primeira coluna diz quanto da célula foi sombreada, a segunda coluna mostra a potência de saída do módulo inteiro em MPP e a terceira mostra a perda de potência do módulo percentualmente. Estes resultados mostram que com 50% de uma célula sombreada ocorre uma perda de mais de 25%, e com 100% de uma célula, as perdas passam de 56%.

Este simples trabalho mostra como o efeito de sombreamento pode ser prejudicial ao conjunto, mesmo com pequenas partes sombreadas. Isso, lembrando, deve-se a construção dos arranjos que utilização configurações em série em paralelo para aumentar corrente e tensão do conjunto, mas que tem ao ter uma pequena parte incapaz de produzir corrente, impacta toda a série á ela conectada.

Tabela 3-2 Percentual de perda potência por sombreamento de célula. Fonte: Caluianu et al (2009)

Porcentagem de sombras por célula	Potência em condições de Máx Potência	Porcentagem de Perda de Potência
%	W	%
0	55.39	0
25	53.6	3.23
50	41.03	25.93
75	24.18	56.35
100	24.06	56.56

Este resultado mostra a relevância de conhecer o comportamento dos sombreamentos sobre os arranjos fotovoltaicos.

3.4.4. Efeitos de ventos

Assim, como as sombras afetam a distribuição espacial de irradiância sobre os arranjos da usina, os ventos afetam a distribuição espacial de temperatura sobre

estes arranjos. Embora o objetivo deste trabalho seja fundamentalmente estudar os efeitos dos sombreamentos sobre a qualidade de energia gerada pelas usinas, é preciso trazer também para este contexto os efeitos da temperatura e dos ventos sobre a temperatura. Ignorar esta influência poderia levar a conclusões sobre efeitos atribuídos ao sombreamento unicamente, mas que teriam origens também nos distintos gradientes de temperatura sobre os arranjos.

Estes efeitos foram comprovados experimentalmente utilizando uma câmera de termovisão aplicada em módulos MSX120 montados a 5 metros do solo. Na Figura 3.18 vê-se que um mesmo módulo apresentava um gradiente de temperatura de superfície, não provocado por sombras locais, mas pelos ventos que resfriam a superfície de forma desigual devido a formação de correntes de convecção de ar sobre os módulos. Nota-se pelas medições na Figura 3.18 que nos pontos extremos do módulo M1 é igual 29°C e M2 é igual $42,3^{\circ}\text{C}$, sendo a diferença de aproximadamente 13°C devido aos ventos frontais. Lembrando que a relação entre a temperatura e a corrente gerada pelas células é exponencial e portanto não-linear. Este gradiente de temperaturas produzido pelo vento afeta o perfil de corrente total gerada pelo módulo. Ainda que, como as células estão em série, a corrente total gerada não seria aquela correspondente a temperatura medida no meio do módulo por um termistor, mas sim a corrente correspondente a célula ou células de menor temperatura. Isso faria com que o resultado experimental e o modelo diferissem, mas não necessariamente pela qualidade do modelo, mas pela imprecisão na coleta das temperaturas reais ensaiadas.

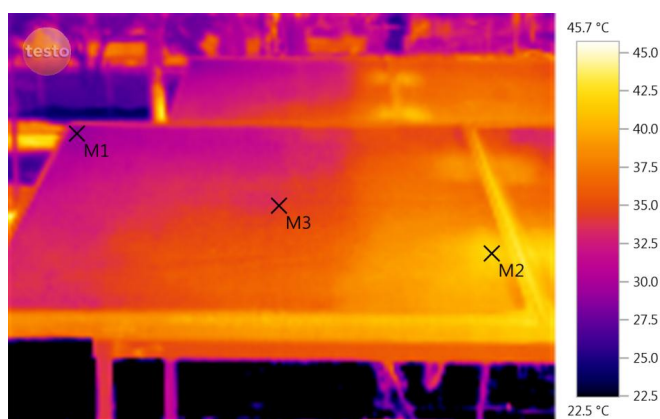


Figura 3.18 Efeito do vento na geração de gradiente de temperatura sobre um módulo no CPH com gradientes de temperatura onde $M1 = 29^{\circ}$, $M2 = 42,3^{\circ}$ e $M3 = 34^{\circ}$. Fonte: Elaborada pelo autor

O efeito dos ventos sobre a temperatura dos arranjos deveria ser uma preocupação relevante nos critérios de projeto de usinas fotovoltaicas. Os estudos climáticos de viabilidade de locais (*site survey*) para receberem empreendimentos fotovoltaicos deveriam considerar também a direção, o sentido e a intensidade dos ventos da região.

3.5. Inversores

Neste trabalho, os inversores não são tratados com profundidade. São apenas considerados como inversores ideais trifásicos balanceados que devido a dinâmica de operação destes ser muito superior à do fenômeno climático que se quer analisar. Enquanto as dinâmicas de nuvens variam em segundos ou até minutos, os inversores possuem frequência de chaveamento da ordem de 5 a 20 kHz acompanhando estas mudanças em milésimos de segundos.

3.5.1. Configurações adotadas

Assim, nas simulações mostradas nos capítulos 4 e 5 os inversores são ideais, ou seja, convertem instantaneamente a corrente e tensão CC em CA em fase com a rede. Questões como sincronismo por PLL, controles dos inversores não são simulados. Apenas o algoritmo de MPPT é simulado por este estar na mesma base de tempo das intermitências de irradiância, e portanto tem efeito direto no perfil de potência gerada. Quanto a arquitetura do inversor, é usado aqui o padrão de um arranjo fotovoltaico dimensionado e conectado a um conversor Boost CC/CC e um inversor trifásico CC/CA que se conecta a rede elétrica como mostrado na Figura 3.19.

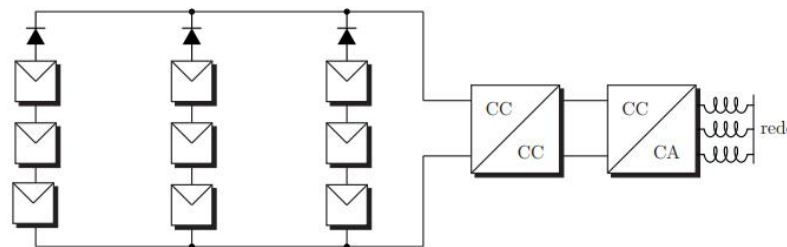


Figura 3.19 Arquitetura padrão de sistema fotovoltaico conectado a rede por inversores. Fonte: (Villalva M., 2010)

Uma segunda arquitetura básica adotada por fabricantes de inversores utiliza dois conversores CC/CC com um MPPT em cada conversor e estes ligados a um inversor CC/CA, conforme apresentado na Figura 3.20. Nesta arquitetura, os módulos podem responder independentemente a diferentes perfis de variação de irradiância por terem MPPT's independentes por conversor.

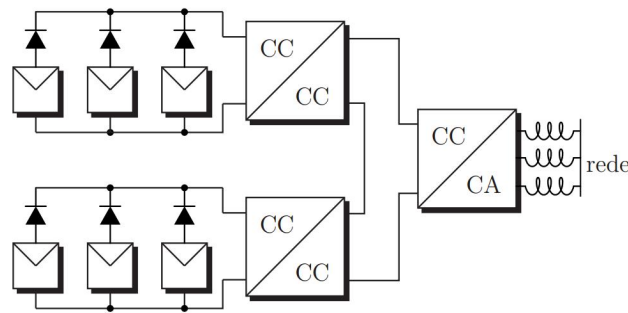


Figura 3.20 Arquitetura de dois conversores boost com um inversor trifásico na rede. Fonte: (Villalva M. , 2010)

Descrições mais detalhadas sobre inversores para sistemas fotovoltaicos podem ser encontradas com riqueza de detalhes em Teodorescu, Liserre, & Rodriguez (2011) e em Villalva M. (2010).

3.5.2. Dimensionamento de inversores

Para dimensionar a quantidade de módulos que podem ser conectados a um inversor e que atendem a geração projetada, é necessário considerar a capacidade unitária de geração dos módulos e as especificações dos possíveis inversores. Com a potência projetada e a potência do modelo de módulo considerado no projeto obtêm-se o número de módulos.

$$\frac{P_{inv}}{P_{panel}} = N_s \cdot N_p \quad (3.22)$$

onde $\frac{P_{inv}}{P_{panel}}$ significa que a razão entre a potência do inversor pesquisado pela potência de um único painel é igual ao número total de módulos, ou número de módulos em série vezes o número de módulos em paralelo considerado uma configuração simétrica.

Agora para encontrar os inversores que possam atender a este conjunto de módulos, deve-se considerar as restrições

$$V_{oc} \cdot N_s < V_{N(inv)} \quad (3.23)$$

$$I_{sc} \cdot N_p < I_{N(inv)} \quad (3.24)$$

$$0,7 \cdot P_{FV} < P_{N(inv)} < 1,1 \cdot P_{FV} \quad (3.25)$$

Pelas aplicação das equações de restrições (3.23), (3.24) e (3.25) acima, os inversores passam a ter seu valor de potência definida. Quanto a equação (3.25) define-se na prática industrial que a potência nominal do inversor deve ficar entre os limites de 70% a 110% da potência nominal do arranjo. Notando que caso as

restrições de corrente e tensão máximas sejam superadas haverá a perda da capacidade geração no limite do inversor.

3.6. Fator de Capacidade e Razão de Desempenho

O potencial de irradiação solar de um local e a eficiência de conversão em energia elétrica dos equipamentos de uma usina (módulos e inversores) podem ser combinados globalmente no fator de capacidade (FC) da planta fotovoltaica, que mede a relação entre a energia média produzida num intervalo de um ano (kwh) e a capacidade nominal projetada para a planta (kWp) multiplicada pelas 8760 horas do ano (ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, 2012). A equação (3.7) expressa o Fator de Capacidade

$$FC = \frac{\sum_0^{8760} P(n)}{P_n \cdot 8760h} \quad (3.26)$$

Onde $P(n)$ é a potência gerada pelo sistema a cada hora ao longo do ano e P_n é a potência nominal instalada do sistema de geração.

O fator de capacidade depende tanto da irradiação solar (lembrando que irradiação é a integral da irradiância no tempo) como da eficiência de conversão da instalação fotovoltaica. Esta eficiência de conversão é chamada de Razão de Desempenho (PR - *performance ratio*) e pode ser matematicamente expressa como na equação (3.27):

$$PR = \frac{\sum_0^{8760} P(n)}{P_n \cdot \eta \cdot G \cdot A \cdot 8760h} \quad (3.27)$$

onde η é a eficiência dos módulos, G é irradiância (W/m^2) variante conforme apenas a sazonalidade anual e A é a área total dos módulos (m^2). A energia total medida pode ser inferior a energia calculada considerando as restrições no denominador da equação (3.27). Esta diferença se deve a outras perdas além da pura eficiência do módulo. Estas perdas são listas abaixo:

- Eventuais sombreamentos por nuvens das instalações que podem comprometer de forma intermitente até 80% da geração;
- Eventual acúmulo de poeira ou sujeira nos módulos, reduzindo a capacidade de absorção da irradiação. Estas perdas podem ser até mesmo de 100% como no caso de neve e terra que cobrem a irradiância direta e difusa;
- Perdas (ôhmicas) nos cabos, tanto no lado CC como CA da instalação;

- Redução de eficiência dos módulos fotovoltaicos decorrente de temperaturas mais elevadas que as informadas nos datasheets (em STC);
- Tipo de tecnologia fotovoltaica utilizada com diferentes eficiências de conversão, como explicado na seção 3.2.2.2.
- Perdas nos inversores de energia de CC para CA, da ordem de 5%;
- Indisponibilidade da planta fotovoltaica total ou parcialmente para manutenção ou falhas (índice MTBF);
- Diferenças no alinhamento das estruturas de suporte dos módulos, gerando curvas características IV diferentes eletricamente, logo operando sempre no ponto do módulo com menor potência gerada.

Há na literatura algumas confusões sobre o conceito de Fator de capacidade e de Razão de desempenho, que merecem uma breve discussão. A Razão de Desempenho depende da eficiência das instalações da usina, mas o Fator de Capacidade depende da eficiência das instalações e da irradiação solar (energia do sol), sendo portanto mais restritiva. Por exemplo, uma usina pode ter uma razão de desempenho de 80%, mas seu fator de capacidade pode não passar de 50% devido a localização com baixa irradiação anual. Ambas equações (3.7) e (3.27) dependem de que a energia seja medida com a usina em operação. A Razão de Desempenho é mais apropriada para análise e monitoramento da qualidade da operação da usina e melhor para se comparar o desempenho de usinas distintas independentemente da localização.

3.7. Considerações Finais

Este capítulo visou dar um panorama da literatura que serviu de base teórica para escopo do presente trabalho. As equações apresentadas aqui serão usadas no modelo da usina para se estudar os impactos dos fenômenos atmosféricos sobre a geração fotovoltaica. Com este capítulo tratando em separado as bases teóricas, procurou-se separar quais são as bases em que ele se fundamenta e quais são as contribuições deste trabalho, tema dos próximos capítulos. As referências bibliográficas apresentadas foram selecionadas em função dos bons resultados por eles obtidos consonantes àqueles perseguidos por este trabalho.

Modelos para Geração Fotovoltaica Sob Sombreamentos

4.1. Introdução

Neste capítulo será discutido como foi desenvolvida a modelagem para usinas de geração fotovoltaica. A modelagem completa cobre desde a modelagem da relação entre a irradiância solar modulada pelas nuvens cobrindo uma usina até a potência gerada e inserida da rede elétrica para suprir cargas. Como dito, com este nível de modelagem pretende-se compreender os impactos da dinâmica de nuvens sobre a qualidade de energia injetada na rede elétrica.

Em paralelo ao desenvolvimento de cada parte do modelo foram feitos experimentos que pudessem respaldar os modelos propostos ou indicar abordagens melhores. A modelagem proposta foi desenvolvida a partir das equações fundamentais de cada um dos fenômenos físicos tratados, isso para que a conexão com os experimentos não fosse em nenhum momento perdida.

Ainda existem muitas questões em aberto na geração fotovoltaica, mas ante o imenso potencial energético que ela representa há hoje um esforço global para se viabilizar técnica e economicamente esta fonte.

4.2. Critérios e Premissas

Para reproduzir os fenômenos físicos de geração em um modelo computacional utilizou-se os parâmetros fornecidos pelos fabricantes nos manuais (*datasheets*) dos módulos. Outros autores já apresentaram trabalhos sobre modelos tendo como referência prévia os manuais de fabricantes (Sera, Teodorescu, & Rodriguez, 2007). Outros valores importantes para a qualidade do modelo, mas não fornecidos nos manuais, foram levantados na literatura em função do tipo de tecnologia semicondutora de fabricação dos módulos em estudo (ex: *bandgap*). Para encontrar estes valores para o modelo e validá-lo com dados experimentais foram feitas definições centrais sob as quais o modelo foi construído. A metodologia foi dividida em uma parte sobre o desenvolvimento do modelo computacional e a seguinte sobre a validação com a construção da bancada experimental para medições.

O modelo foi desenvolvido com foco em escalabilidade e versatilidade para ser utilizado em sistemas de grande porte com centenas ou até milhares de módulos conectados. Neste nível, a simulação evoluiu para simular usinas fotovoltaicas inteiras sob condições diversas de nebulosidade e temperaturas. Assim, os seguintes critérios de projeto foram definidos:

- Todo o modelo é desenvolvido em código Matlab© e todas as equações implementadas a partir dos modelos fundamentais do circuito equivalente elétrico da célula fotovoltaica descrito em 3.2;
- Os principais valores sendo sempre obtidos a partir dos *datasheets* dos fabricantes para iniciar os modelos;
- Cada arranjo só utiliza apenas um modelo de módulo fotovoltaico para garantir as compatibilidades de corrente e tensão;
- Os efeitos de temperatura sobre as células foram incorporados para que não se confundissem com os efeitos dos sombreamentos;
- Os coeficientes de variação da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito foram incorporados ao modelo para que os efeitos de temperatura fossem considerados;
- A quantidade de células utilizadas para se construir o módulo (por exemplo, 24, 36, 72 células) foi parametrizada como entrada do modelo. Uma vez que todo o modelo foi construído baseado no modelo elétrico de uma única célula. Com isso foi possível incorporar ao modelo efeitos de sombreamentos parciais dos módulos. Para tal, saber a configuração dos diodos de *bypass* por cada modelo de módulo também é vital;
- A tensão de *bandgap* da equação de corrente reversa do diodo, vista na seção 3.4.2, foi parametrizada como entrada do modelo, sendo no silício policristalino igual a 1,12 eV a 25°C (Masters, 2004). Ela é alterada em função do tipo de tecnologia semicondutora como será mostrado na seção seguinte;
- A constante de qualidade do diodo A é definida como entre 1 e 2 (Masters, 2004) e foi usada como 1 em todos os testes com silício policristalino neste trabalho. Entretanto há na literatura sugestões de ajuste de A em relação aos dados reais medidos em ensaio (Villalva, 2010);
- O modelo foi feito parte em códigos e parte em blocos funcionais. Isso porque é desejável desempenho rápido mesmo com grandes arranjos fotovoltaicos sendo simulados, melhorando a escalabilidade da solução.

Os módulos são definidos em código bastando informar quantidades em série, em paralelo, parâmetros do módulo uso de diodos e dados de entrada de irradiância e temperatura. A modelagem dos conversores e da rede elétrica foi feita com os blocos funcionais do ambiente Simulink©, para usar os recursos já bem testados e confiáveis destes blocos.

4.3. Bancadas e Procedimentos Experimentais

4.3.1. Condições Padrão de Testes

Para os ensaios dos módulos fotovoltaicos na superfície terrestre há uma normatização internacional adotada pelos fabricantes. São as normas IEC 60904 e ASTM G173. A norma IEC 60904 descreve os procedimentos de medição das curvas características IV de módulos fotovoltaicos com luz natural e artificial (simuladores-estufa). A norma se aplica à células, strings de células e módulos, conforme definido em seu escopo. A parte 3 (*Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*) foca na definição das condições padrão de testes dos dispositivos. A ASTM G173 (*Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances*) tem apenas a distinção de separar dispositivos planos com irradiância global a AM1.5 ou dispositivos concentradores solares com irradiância direta mais circumsolar a AM1.5. Ambas as normas adotam:

Irradiância solar: $1000\text{W}/\text{m}^2$

Temperatura média do dispositivo: 25°C

Distribuição Espectral de Irradiância: AM1.5 Global

A distribuição espectral padrão em AM1.5, Figura 4.1, sofre os efeitos da atmosfera da Terra que filtra a radiação solar. A quantidade e a condição da atmosfera atravessada é relevante para o valor final da irradiância na superfície, assim a norma definiu a seguinte altura solar e inclinação da superfície:

Ângulo de zênite: 48.2°

Ângulo de inclinação da superfície: 37°

Azimute voltado para o Sol

Quanto à composição atmosférica a norma também detalha valores de turbidez de linke, pressão atmosférica, ozônio, umidade relativa. Para detalhes, ver normas ASTM G173 e IEC 60904. Na Figura 4.1 notam-se as grandes perdas de irradiância em certos comprimentos de onda, os quais equivalem aos constituintes químicos da atmosfera que absorvem energia nestes comprimentos de onda.

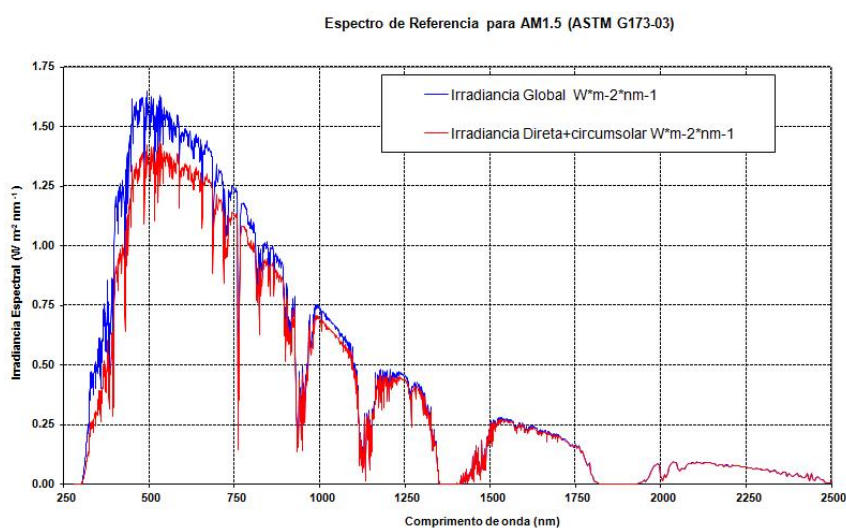


Figura 4.1 Distribuição Espectral de Irradiância sob condição AM1.5. Fonte: ASTM G173-03

4.3.2. Módulos e Arranjos Fotovoltaicos de Testes

Foram montados no teto do Centro de Pesquisas de Recursos Hídricos – CPH da UFMG um arranjo de 12 módulos fotovoltaicos de 120Wp cada, modelo MSX120 Solarex, Figura 4.2 (b). Estes foram interligados por um painel elétrico para que pudessem ser alternados entre configurações 12 em série ou dois strings em paralelo. Foram montados em estruturas metálicas que permitissem alterar o ângulo de inclinação (*tilt*), para este trabalho foi adotado um valor fixo de 15° para não influenciar nos resultados dos sombreamentos.

Os módulos são constituídos de 72 células solares do tipo policristalino montadas em conjuntos de 4 strings de 18 células em série. Entre cada string de 18 células há um diodo de *bypass* localizados na caixa de junção do painel. Na Tabela 4-1 são exibidas as características elétricas destes módulos.

Há ainda para testes, dois módulos Kyocera, Figura 4.2(a), modelo KD140SX-UFBS com características apresentadas na Tabela 4-1. Estes módulos foram utilizados para validação do modelo computacional como apresentado na seção de resultados.

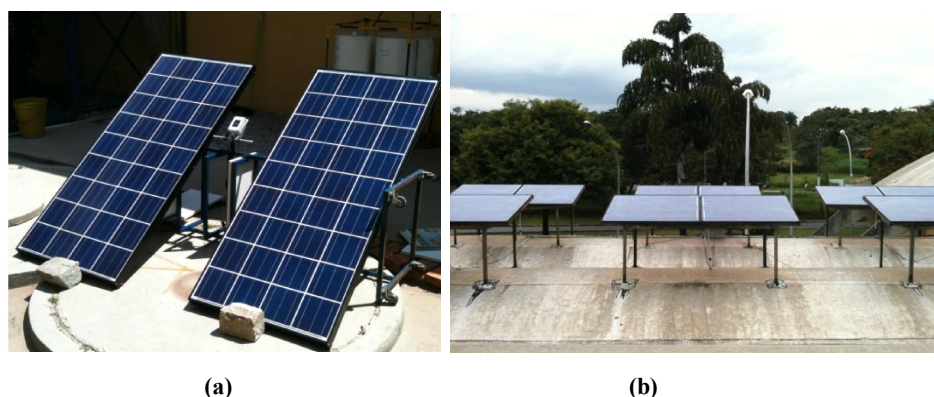


Figura 4.2 – (a) Imagens dos dois módulos à esquerda (a) e dos doze módulos montados no teto do prédio do Centro de Pesquisas Hidráulicas da UFMG à direita (b). Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 4-1 - Especificações elétricas do módulo MSX120 Solarex e KD140SX-UFBS Kyocera para as condições de irradiância 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C e espectro AM 1,5. Fontes: Datasheets MSX 120 Solarex e KD140SX-UFBS Kyocera

CARACTERÍSTICA	MSX 120 Solarex	KD140SX-UFBS Kyocera
Semicondutor	Si Policristalino	Si Policristalino
Máxima Potência	120 W	140 W
Tensão de Máxima Potência	34,2 V	17,7 V
Corrente de Máxima Potência	3,5 A	7,91 A
Tensão de Circuito Aberto	42,6 V	22,1 V
Corrente de Curto-Circuito	3,8 A	8,68 A
Coefficiente α	6,5 mA/°C	5,21 mA/°C
Coefficiente β	-160 mV/°C	-80 mV/°C
Diodos de <i>bypass</i>	4	2
Número de células	72	36

4.3.3. Instrumentos de Medição

A seguir os instrumentos utilizados para se validar os modelos.

4.3.3.1. Traçadores de Curvas PV e IV

Visando obter medições dos impactos dos sombreamentos sobre as curvas corrente - tensão (IV) e potência - tensão (PV) dos arranjos foram utilizados sensores de irradiância (célula de silício) e temperatura (termopar tipo K), mostrados na Figura 4.3, e um traçador solar. O traçador solar utilizado foi o modelo PV600 Solmetric© (Solmetric(C), 2010). Há um software que registra a curva como mostrado na Figura 4.4. Nesta figura o módulo KD140SX-UFBS Kyocera é ensaiado sob 849W/m² sem sombreamentos parciais e 31,1°C de

temperatura média medida nas costas do módulo. O software permite exportar estes dados para Excel©, e então importados para o software Matlab© para que as curvas experimentais sejam comparadas às curvas do modelo.

O que o traçador faz para gerar a curva é variar a impedância na saída do módulo fotovoltaico começando com um valor bem elevado, o que faz o módulo ter corrente zero na tensão de circuito aberto e depois a impedância vai sendo reduzida até que a tensão chegue a zero e corrente vá ao máximo do módulo, ou seja, a corrente de curto-circuito. Como discutido na seção 3.2.2.1, esta curva característica pode aumentar conforme mais módulos são conectados em série ou em paralelo.

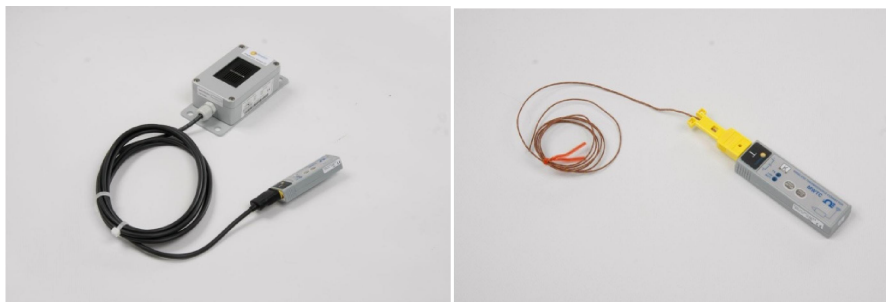


Figura 4.3 Instrumentos de medição de irradiância solar global e temperatura dos módulos. Fonte: (Ingenieurbüro GmbH, 2013)

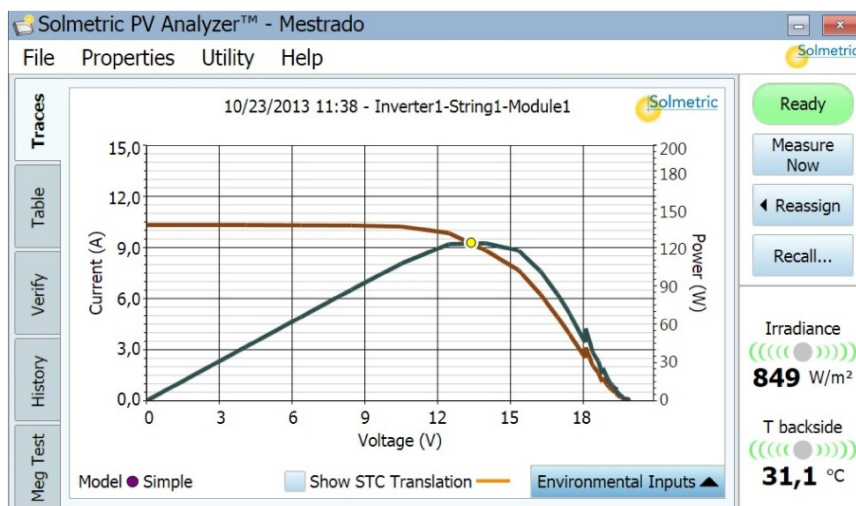


Figura 4.4 Interface do traçador de curvas PV-600. Fonte: Elaborada pelo autor

A tabela Tabela 4-2 abaixo apresenta as especificações do sensor usado para as medições.

Tabela 4-2 Especificações do sensor SiS-02-PT1000 usado para medir a irradiância incidente nos módulos para levantamento das curvas (Ingenieurbüro GmbH, 2013)

Especificações	valores
Tipo de sensor	Células de silício monocristalino
Fundo de escala	1400 W/m ²
Temperatura de trabalho	-20°C a 70°C
Conexão Elétrica	via cabo de 3 m a prova d'água e raios UV
Grau de proteção	IP 65
Erro	± 5 % (com compensação de temperatura comparado a um piranômetro na faixa de -20 °C to 70 °C e irradiância incidente do topo da atmosfera)

4.3.3.2. Piranômetros

Para as medições contínuas de irradiância foi usado o piranômetro LICOR200 fabricado por LICOR© como se vê na Figura 4.5.



Figura 4.5 Medidor de irradiância solar global. Fonte: (Licor(C), 2012)

A Tabela 4-3 abaixo apresenta as especificações do sensor usado para as medições. Os dados foram obtidos do fornecedor Licor© (Licor(C), 2012).

Tabela 4-3 Especificações do sensor LI-200SA usado para medir a irradiância incidente nos módulos para levantamento das curvas. Fonte: (Licor(C), 2012)

Especificações	valores
Tipo de sensor	silício
Fundo de escala	3000 W/m ²
Temperatura de trabalho	-40°C a 65°C
Conexão Elétrica	via cabo 3m a prova d'água e raios UV
Grau de proteção	IP 65
Erro	± 5 % (calibrado com um Piranômetro Espectral Eppley de precisão sob condições ambientes)

Nota-se que há grande semelhança quanto às especificações dos sensores LI-200 e SiS-02. Ambas apresentam o mesmo erro, faixa de temperaturas de operação próximas e resposta em frequência próximas entre 0,4 e 1,2 micrometros de comprimento de onda.

4.3.3.3. Câmeras Fotográficas e Tratamento de Imagens

Para se acompanhar a dinâmica de passagem das nuvens em frente ao Sol, foi utilizada uma câmera em paralelo ao piranômetro montada com um suporte móvel com 2 graus de liberdade para acompanhar o Sol no céu como se vê na Figura 4.6. A câmera foi acoplada a um computador via porta USB onde um software gerencia a frequência de fotos sequenciais tiradas do céu em paralelo a medição de irradiância para posterior comparação. Com isso foi possível acompanhar a cobertura de nuvens que provocava a intermitências de irradiância e temperatura sobre os módulos.



Figura 4.6 Montagem de uma câmera com 2 graus de liberdade em paralelo ao medidor de irradiância para monitorar a cobertura por nuvens que modula a irradiância. Fonte: Elaborada pelo autor

Abaixo na Figura 4.7 uma sequência de imagens fotografadas automaticamente em paralelo a medição de irradiância em um dia com Sol entre nuvens.

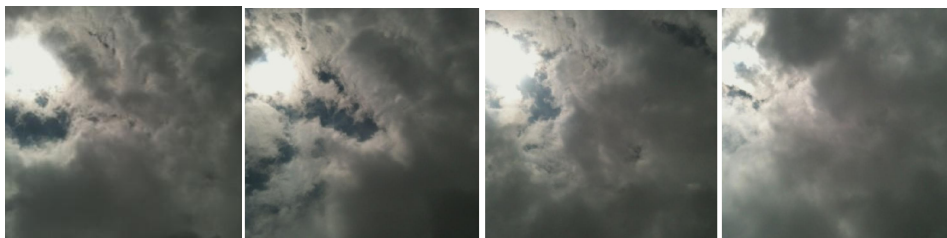


Figura 4.7 Sequência de imagens fotografadas automaticamente em paralelo a medição de irradiância em um dia com Sol entre nuvens. Fonte: Elaborada pelo autor

4.3.3.4. Câmera de Termovisão e Termistores

A temperatura dos módulos influencia a geração de potência como discutido na seção 3.4.2. Medições de temperatura média foram feitas com termistores colados nas costas de cada módulo MSX120, mas observou-se que estas medições induziam a erros de modelagem por estarem os módulos sujeitos aos ventos como viu-se na Figura 4.2. Foi então usada uma câmera de termovisão, Figura 4.8, para medir-se a temperatura de cada célula de cada módulo sob gradientes de temperatura provocadas pelos ventos.



Figura 4.8 Câmera de termovisão para medir a distribuição de temperaturas reais dos módulos e arranjos. Fonte: Testo, 2013

4.3.4. Cuidados Experimentais

Para o levantamento das curvas experimentais e posterior comparação com o modelo, alguns cuidados importantes devem ser tomados. Ao se comparar o resultado modelado com o experimental, deve-se ter perspicácia aos detalhes para que erros experimentais não levem ao entendimento de erros do modelo. Neste trabalho algumas lições práticas valem a pena serem registradas.

Os módulos foram lavados e secados antes dos ensaios de levantamento das curvas IV e PV. Isso porque, o efeito de poeiras depositadas ou até aderida a superfície dos módulos faz com que se tenham perdas de captação da irradiância.

Quando os módulos forem ensaiados sob o Sol, deve-se esperar até que a temperatura adquirida pela exposição ao Sol se distribua pelo módulo atingindo a parte posterior onde a medição de temperatura é feita. Isso porque para módulos recém expostos ao Sol, a temperatura na parte posterior medida era sempre bem menor que a temperatura de superfície devido à condução de calor pelos materiais.

No caso de ensaio dos módulos sem simuladores de irradiância e temperatura, ou seja, ao ar livre sob radiação solar, é fundamental que se coloque os módulos em local sem maiores circulações de ventos. Se possível observar a

homogeneidade da distribuição térmica com uma câmera de termovisão. Neste trabalho, estes cuidados foram tomados para então se levantarem as curvas de caracterização dos módulos.

Também deve-se garantir que o albedo de superfície tenha o menor efeito possível sobre os ensaios, ou que, os medidores de irradiância estejam na mesma altura em relação ao solo e mesmo ângulo de inclinação que os módulos ensaiados. Este é um cuidado crítico para fazer com que o modelo que recebe o valor do medidor se aproxima com consistência das curvas experimentais para vários valores de irradiância solar global.

Usar câmeras de termovisão ou infravermelho antes dos ensaios para se garantir que não há células danificadas (*hotspots*) nos módulos como na Figura 4.9, o que é claro, também aumentaria o erro entre a curva do modelo e experimental.

Usar cabos curtos quando se ensaia um módulo para que a impedância do cabo não seja vista como impedância do módulo pelo traçador e assim a curva experimental aparece mais achatada do lado de fonte de tensão devido ao aparente aumento da resistência série do módulo.

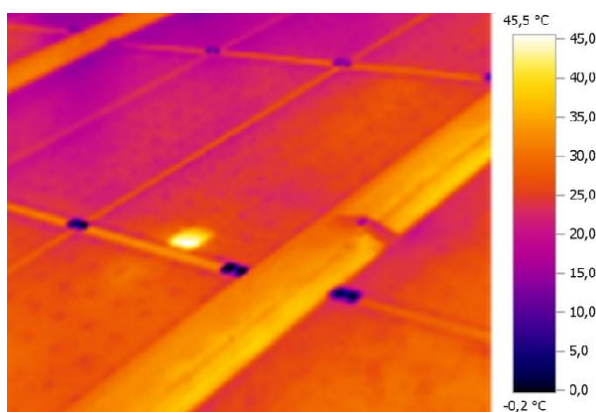


Figura 4.9 Efeito de hotspot de uma célula em um arranjo. Fonte: WPH Energie

Medir a inclinação dos módulos e passar este valor para o cálculo de irradiância incidente em relação a irradiância solar global ou manter o medidor de irradiância na exata inclinação adotada para os módulos ensaiados em relação ao Sol. A divergência entre as irradiâncias realmente incidentes ao plano normal do módulo e as erroneamente medidas e repassada ao modelo irão gerar uma divergência entre a curva IV gerada pelo modelo e a curva IV gerada experimentalmente pelo traçador.

4.4. Modelagem da Planta Fotovoltaica

Um dos problemas com a modelagem de módulos é que embora as equações do equivalente elétrico apresentem bons resultados, elas demandam parâmetros não fornecidos pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos. A corrente fotoelétrica, a corrente de saturação reversa, o fator de qualidade do diodo e as resistências série e paralela não são fornecidas. Os datasheets apresentam tabelas, em geral, com os seguintes parâmetros listados das condições nominais de operação (em STC: $1000\text{W}/\text{m}^2$ e 25°C): a tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), a tensão de máxima potência (V_{mp}), a corrente de máxima potência (I_{mp}), o coeficiente de variação da tensão em função da temperatura ($\text{mV}/^\circ\text{C}$), o coeficiente da corrente em função da temperatura ($\text{mA}/^\circ\text{C}$) e o ponto de máxima potência (P_{max}). Assim, é necessário encontrar formas de estimar os parâmetros não informados.

4.4.1. Modelos na literatura

Diferentes métodos para a modelagem de sistemas fotovoltaicos têm surgido, que vão desde aqueles que utilizam modelos de correlação paramétrica baseado em ajustes de curvas experimentais até aqueles baseados em modelos de dispositivos físicos ou na física dos semicondutores (Walker, 2001), (Soto, Klein, & Beckman, 2006), (Villalva, Gazoli, & Filho, 2009), (Gow & Manning, 1999), (Sera, Teodorescu, & Rodriguez, PV panel model based on datasheet values, 2007). Neles a adequação de cada modelo para diferentes tecnologias de dispositivos (silício multi-cristalino, mono-cristalino, thin-film etc) é essencial para dar versatilidade aos modelos desenvolvidos. Estes trabalhos se fundamentam na descrição matemática do equivalente elétrico das células fotovoltaicas e depois fazem ajustes das curvas através de parâmetros como o índice de qualidade do diodo e as resistências série e paralelo, ao fazer isso eles se enquadram em modelos caixa cinza (Aguirre, 2004). A abordagem caixa branca (Aguirre, 2004), que usa estritamente o equacionamento das células para construção dos modelos exige um esmero com as condições de execução dos ensaios para levantamento das curvas para que se compare estes modelos com as curvas ensaiadas. A falta deste cuidado empírico foi observada como causa da pouca qualidade de vários resultados de modelos na literatura consultada. A abordagem caixa cinza para estimar modelos acaba por incorporar eventuais variações experimentais, como por exemplo, o ajuste iterativo do índice de qualidade do diodo em relação a curva experimental (Villalva, Gazoli, & Filho, 2009). A caixa cinza vem a ser também um ajuste das variações de degradação de

um módulo antigo ou efeitos gradientes de temperatura nas diferentes células. A modelagem baixa branca é feita sobre o conhecimento do fenômeno físico e equacionamento matemático, a modelagem caixa preta, parte de do desconhecimento do sistema usando apenas as relações de entrada e saída para modelá-lo, a caixa cinza é uma modelagem intermediária onde se parte do conhecimento do sistema, mas se fazem ajustes em parâmetros do modelo (Aguirre, 2004).

Simulações dos impactos de várias situações de sombreamento nos módulos fotovoltaicos foram publicadas apenas mais recentemente; (Patel & Agarwal, 2008); (Alonso-Garcia, Ruiz, & Hermann, 2006); (Caluianu, Notton, Colda, s.Caluianu, & Damian, 2009) e (Deline, 2009). Muitas destas simulações computacionais são modelos baseados no nível das células somadas em série e em paralelo e usando ou não diodos de *bypass* ou de bloqueio permitem que as curvas de corrente-tensão (IV) dos módulos sejam obtidas com grande capacidade de simular uma condição de sombreamento arbitrária em intensidade irradiada e extensão do sombreamento. Em Patel & Agarwal (2008) chega-se inclusive a sombrear distintos módulos e mostrar as deformações das curvas IV claramente conforme as configurações série e paralelo. Entretanto, em todos estes trabalhos, as simulações são sempre estáticas, ou seja, não modelam a dinâmica da passagem das sombras sobre os arranjos. São matematicamente apenas reduções dos valores das irradiâncias por módulos ou células, tendo suas contribuições individuais de corrente e tensão geradas somadas.

Apenas mais recentemente alguns trabalhos buscaram a simulação dinâmica do sombreamento, consoantes ao aumento das dimensões físicas das plantas fotovoltaicas e sua conexão a rede. Procuraram adicionar a dinâmica de variação da irradiância no tempo e no espaço (Lave & Kleissl, 2013). Mas ainda neste trabalho não houve consideração intrusiva no funcionamento da planta e sim relações de variabilidade da irradiância com a potência de saída. A única variável intrínseca da planta observada foi à área física.

4.4.2. Modelo Proposto

Os principais trabalhos que influenciaram o modelo aqui proposto para os módulos e arranjos fotovoltaicos em si foram Soto, Klein, & Beckman (2006), Sera, Teodorescu, & Rodriguez (2007), Walker (2001), Villalva, Gazoli, & Filho (2009), Gow & Manning (1999) e Patel & Agarwal (2008).

4.4.2.1. Geração de Potência por Arranjos de Módulos

O modelo da planta fotovoltaica é formado por dois grandes procedimentos, um primeiro, inteiramente feito em código que vai do item 1 ao 8 do fluxograma

funcional da Figura 4.10 e um segundo focado nos inversores e na rede elétrica feito em ambiente de blocos funcionais que vai dos item 9 ao 12 do mesmo fluxograma.

No primeiro procedimento as configurações do arranjo são definidas (número de módulos em série, número em paralelo, existência ou não de diodos de bloqueio e *bypass*), o módulo escolhido tem seus parâmetros elétricos inicializados e as equações são executadas para o módulo (Patel & Agarwal, 2008). O procedimento dos arranjos carrega os vetores de irradiância e temperatura medidas. Uma iteração de tensão é iniciada onde a corrente é sucessivamente incrementada de zero até a corrente de curto-circuito e que a tensão chegue em zero. Esta iteração é o gerador das curvas IV para cada par irradiância e temperatura do módulo.

Sobre as entradas de dados, elas são: uma série de irradiâncias G e uma série de temperatura de operação T medida na parte posterior dos módulos. Estas séries podem ser simuladas pelos modelos de céu claro, céu encoberto ou medidas. Elas podem ter amostragens em qualquer valor de um segundo até horas.

Sobre os diodos de *bypass*, o modelo de arranjos fotovoltaicos pode usar um diodo por módulo do arranjo ou não. Caso não exista diodo de *bypass* por módulo, o módulo que receber menor irradiância ao longo do string de módulos em série poderá limitar a corrente do string inteiro. Caso haja o diodo de *bypass* por módulo como já explicado na seção 3.3.4.1, o módulo poderá ser isolado se a irradiância incidente sobre ele chegar a gerar tensão menor que a tensão reversa do diodo e assim o diodo irá conduzir a corrente vinda dos outros módulos, evitando que o módulo de baixa geração bloqueie o fluxo de corrente dos outros módulos.

O diodo de bloqueio foi considerado sempre presente nos arranjos de strings de módulos em paralelo conectados a um conversor. Isso porque, pelas razões discutidas em 3.3.4.2, seria grave erro de projeto que strings paralelos em relação a um conversor pudessem se comportar como cargas mutuamente conforme suas diferenças instantâneas de tensão individual.

Quanto à tensão reversa dos diodos, tanto os diodos de bloqueio quanto os de *bypass* foram considerados como $0,7V$ no modelo, já que é o valor mais comum nos *datasheets* de fabricantes. Esta menção é importante porque quando diferentes níveis de sombreamentos aparecem em strings paralelos, a corrente então gerada nestes strings não ser somada a corrente total do conversor conforme a diferença entre a tensão do barramento do conversor e a string seja maior que a tensão do diodo, gerando o bloqueio instantâneo. Assim, o modelo incorpora que em momentos de alta variabilidade de sombras passando transversalmente aos strings, alguns strings serão bloqueados e outros conduziram corrente devido a ação do diodo de bloqueio.

É fundamental ter em mente que os parâmetros foram coletados de *datasheets* de módulos com um dado número de células, mas as equações utilizadas foram baseadas em uma célula, portanto dividiu-se estes parâmetros pelo número de células. Por exemplo, para configurações em série o V_{oc} foi dividido pelo número de células conforme o *datasheet* e a corrente I_{sc} não foi dividida. Parte deste procedimento para levantar a curva IV de um módulo foi baseada em trabalho de Walker (2001) e corresponde ao passo 5 do fluxograma da Figura 4.10.

A saída do procedimento, ainda no item 5 do fluxograma, que simula um módulo é a tensão para cada valor de corrente simulada com 0,001A da iteração e cada irradiância G e temperatura T. Sendo que as compensações de temperatura mencionadas na seção 3.4.2 são aplicadas dentro deste procedimento. A equação (3.20) é utilizada ao final do procedimento para calcular a tensão equivalente do módulo para a temperatura e irradiância instantâneas.

O modelo permite configurações tanto com um único módulo dividido em strings de células ou um arranjo inteiro formado por módulos, tanto em série quando em paralelo, assim ao final de cada iteração as correntes e tensões totais obtidas são somadas condicionalmente a estas configurações e seguindo a teoria de circuitos elétricos. Para o caso da tensão de um módulo, V_m , multiplica-se a cada iteração o número de células do módulo, N_s . Supondo que, neste exemplo, elas estão em série e sob mesma irradiância. A tensão do modelo elétrico passa a ser descrito como na equação (4.1).

$$V_m = N_s \cdot V \quad (4.1)$$

Quanto à iteratividade para se traçar as curvas, no item 5 do fluxograma, a corrente elétrica I do modelo é gerada através de iterações incrementais de 0,001A a cada iteração e então sendo aplicada a equação (3.20) após todas as correções de temperatura mencionadas. O valor de 0,001A deve-se meramente a busca de precisão do modelo, valores maiores, por exemplo 0,01A, fazem aproximações mais grosseiras. Diferentes irradiâncias geram em cada final de iteração, curvas IV que somadas mostraram os efeitos dos sombreamentos em cada conjunto de strings separados pelos diodos de *bypass* ou para cada módulo, considerando um arranjo inteiro. O modelo permite aplicar diferentes irradiâncias e temperaturas por strings de células ou strings de módulos e de combiná-los em série e em paralelo e permite obter saídas estáticas de séries temporais de corrente, tensão e potência, item 6 do fluxograma, e saídas dinâmicas na forma de séries temporais de corrente, tensão e potência, após aplicação do algoritmo de MPPT, item 7. Estas possibilidades agregaram versatilidade ao modelo para estudos de grandes sistemas fotovoltaicos e também incorpora a dinâmica temporal, que é inexistente em outros trabalhos na literatura.

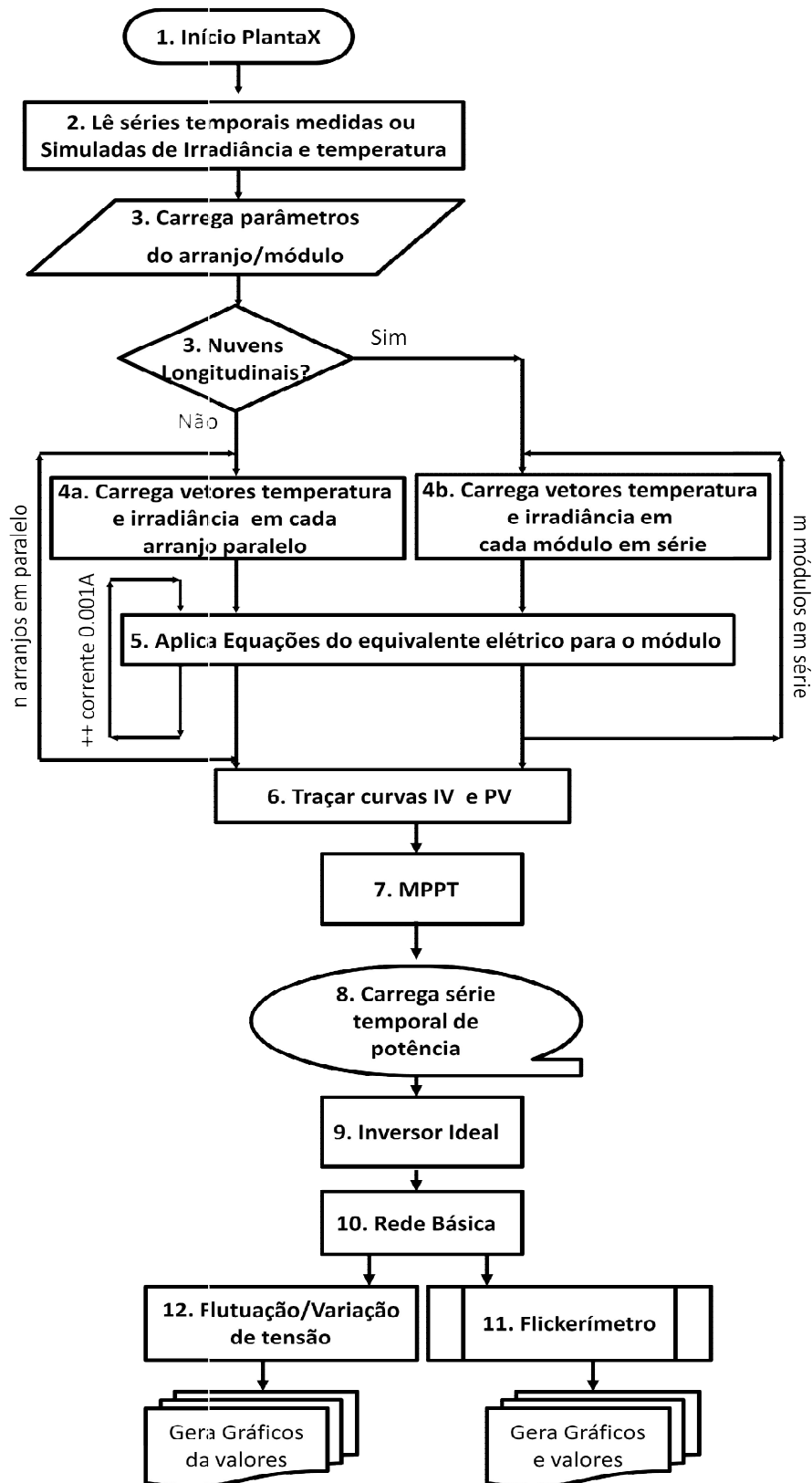


Figura 4.10 Fluxograma do modelo de planta Fotovoltaica. Fonte: Elaborada pelo autor

Nota-se no item 6 do fluxograma que as séries geradas de corrente, tensão e potência permitem montar as curvas PV e IV que são passadas ao MPPT ideal, item 8, e é ele que encontra qual deverá ser a máxima potência e sua corrente e tensão correspondentes.

O procedimento de primeiramente simular toda a geração de potência nos arranjos e depois inseri-la nos inversores permite trabalhar com o modelo de geração de potência como se ele fosse dois modelos desacoplados independentes, sendo o primeiro modelo, os arranjos fotovoltaicos recebendo irradiância e temperatura como entrada e gerando a potência como saída (item 1 ao 7 do fluxograma); e o segundo modelo, onde os inversores recebem a potência e injetam corrente na rede elétrica onde todas as análises são realizadas (item 8 ao 12 do fluxograma). Esta estratégia foi pensada neste trabalho devido a necessidade de se simular grande quantidades de módulos durante segundos ou dias de insolação e poder fazer várias simulações alterando os parâmetros da rede elétrica. Essa solução permitiu versatilidade, porque usando uma mesma entrada de irradiância e temperatura em um mesmo conjunto de módulos foi possível gerar as saídas de potência, corrente e tensão uma vez e então reutilizá-la várias vezes a cada nova alteração de parâmetros da rede ou do inversor.

4.4.2.2. Direção das Nuvens em Relação aos Arranjos

Quanto a movimentação das nuvens sobre os arranjos fotovoltaicos na planta foram consideradas duas direções: uma longitudinal às strings de módulos em série e outra perpendicular a estas strings. Para melhor entendimento físico ver a Figura 4.11, onde sombras de nuvens se deslocam na direção perpendicular às strings de módulos. A implementação foi feita conforme sintetizado no fluxograma da Figura 4.10 no ponto de decisão 3 com iterações 4a (módulos série) ou 4b (strings paralelos).

Quando se considera a direção longitudinal das nuvens, a irradiância que varia sobre strings paralelos é a mesma em cada módulo adjacente. Neste caso, o comportamento da variação da irradiância ao longo de uma string será o mesmo para os strings paralelas. Quando se considera a direção transversal das nuvens, a irradiância sobre todos os módulos de um mesmo string serão iguais em um dado instante de tempo e diferentes nos strings paralelos. Neste caso, o comportamento da variação da irradiância ao longo de um string qualquer ser diferente será diferentes para os paralelas em um dado instante de tempo. Cada valor da série temporal será aplicada em cada módulo ou em cada string simulando o deslocamento das nuvens. Na Figura 4.12 observa-se que, por exemplo os módulos paralelos tem a mesma irradiância de 733 W/m^2 , o mesmo para os módulos a frente. Quando o deslocamento é transversal, estes módulos em série tem todos a mesma irradiância e são os strings paralelos que se tornam diferentes.

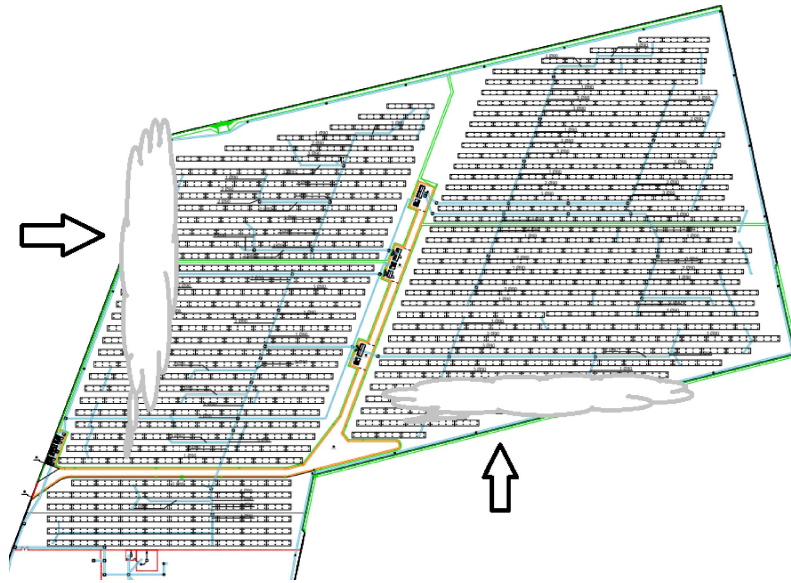


Figura 4.11 Planta Fotovoltaica de Sete Lagoas com sombras de nuvens se movendo longitudinalmente (a esquerda) e transversalmente (abaixo) pelas strings de módulos. Fonte: Elaborada pelo autor

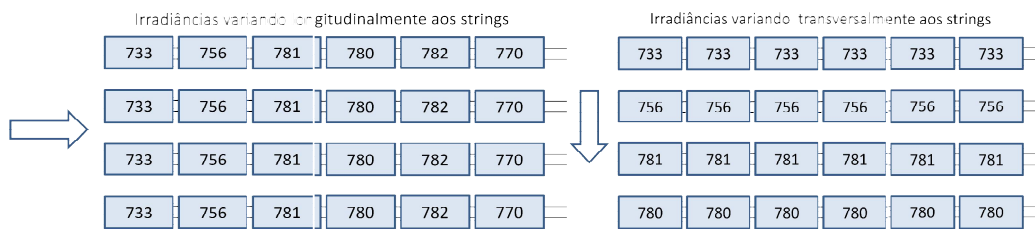


Figura 4.12 Exemplo mostrando como fica a distribuição de irradiância em um instante de tempo da passagem longitudinal e transversal de nuvens sobre as strings. Fonte: Elaborada pelo autor

Em resumo, as séries de irradiância e temperatura irão se deslocar módulo a módulo em série na direção longitudinal e string a string na direção transversal. Avaliou-se que todas as demais combinações vetoriais de direção e sentido são derivações destas duas direções básicas. Do ponto de vista da análise elétrica dos arranjos elas são suficientes.

4.4.2.3. Algoritmos de Máxima Potência

Os algoritmos de busca do ponto de máxima potência são executados nos DSP (*Digital Signal Processor*) dos conversores para extrair a máxima energia dos módulos fotovoltaicos. O rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*), tenta fazer com que a potência gerada pelos módulos seja o ponto mais alto da curva PV apresentada na 3.2.2.1. A cada

amostragem que o DSP realiza das variáveis corrente e tensão na entrada do conversor, o MPPT deve procurar ajustar a razão cíclica do modulador PWM para que o IGBT do conversor permita regular o fluxo da maior potência possível. Há basicamente dois algoritmos para isso. Na Figura 4.13 têm-se os algoritmos Perturbe e Observe (P&O) e Condutância Incremental.

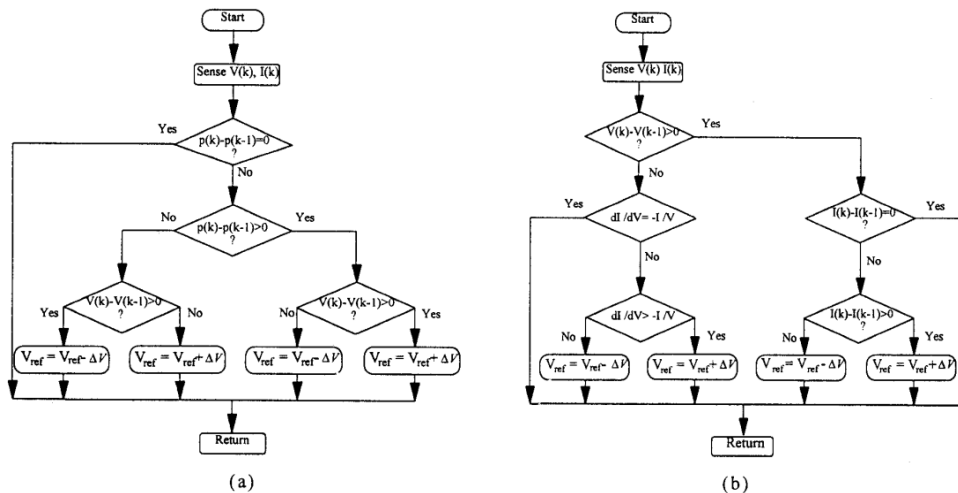


Figura 4.13 Algoritmos de Máxima potência para conversores fotovoltaicos. Em (a) o algoritmo Perturbe e Observe (P&O), em (b) o algoritmo de Condutância Incremental

O algoritmo de MPPT é o item 7 (MPPT) do fluxograma da Figura 4.10. Na implementação criada neste trabalho, o MPPT recebe os vetores de corrente, tensão e potência a cada iteração x e armazena em um vetor de potências máximas encontradas em função do tempo no item 8. A série temporal potência obtida pelo MPPT é então passada para controlar o modelo do inversor trifásico, item 9 do fluxograma.

Nenhum dos dois algoritmos MPPT são de eficiência 100 por cento, ou seja, eles não necessariamente atingem o ponto de máximo global de potência da curva PV. Foi utilizado neste trabalho um MPPT ideal que deve sempre encontrar as máximas potências globais das curvas PV geradas, mesmo que as curvas tivessem mais de um ponto de máximo devido aos sombreamentos. Usar um MPPT ideal é bastante útil porque permite separar as oscilações que cabem à dinâmica do sombreamento daquelas que cabem à ineficiência do MPPT. Ora sendo o MPPT ideal, todos os impactos de perda de potência dever-se-ão unicamente as oscilações de irradiância e temperatura devido à passagem de nuvens e não à incapacidade do algoritmo de encontrar uma potência instantânea maior.

4.4.2.4. Conversores e Inversores Ideais

Os conversores para sistemas fotovoltaicos tem a finalidade de elevar a tensão e converter para tensão alternada. Uma longa discussão sobre conversores

conectados a rede para sistemas solares e eólicos é encontrada em Teodorescu, Liserre, & Rodriguez (2011). De forma esquemática pode-se agrupar os conversores como na Figura 4.14, onde há um conversor *boost* controlando a elevação da tensão do arranjo PV por uma chave IGBT (S5) e um inversor trifásico também controlando a geração das tensões senoidais pelas pontes D1 a D4 de IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). A saída do inversor é um filtro LC para redução de harmônicas injetadas na rede. Por simplicidade, os blocos de controle PWM do inversor, controle de tensão do barramento CC do *boost* e controle de corrente injetada na rede foram omitidos.

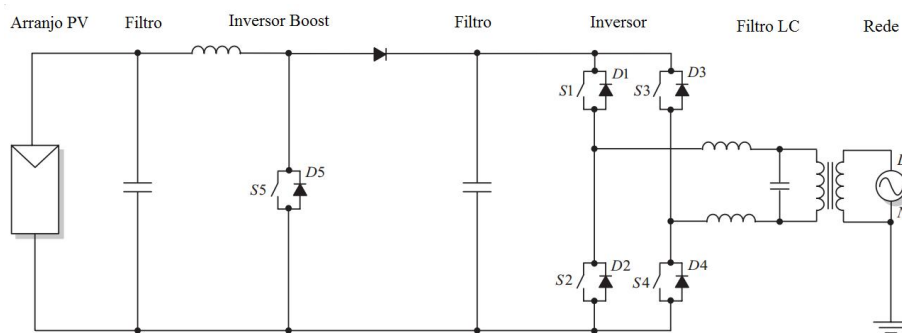


Figura 4.14 Esquemático de um arranjo PV, boost e inversor conectado a rede.
Fonte:(Teodorescu, Liserre, & Rodriguez, 2011)

Dado que a frequência de operação dos inversores é da ordem de kHz e os fenômenos atmosféricos que procuramos analisar neste trabalho têm constantes de tempo da ordem de segundos ou minutos. Não foi necessário se projetar inteiramente os conversores, mas apenas seu comportamento idealizado que atende perfeitamente a este trabalho. O inversor contou com três fontes de corrente CA controladas pela potência gerada pelo arranjo fotovoltaico. A implementação do conversor que corresponde ao item 9 (inversor) do fluxograma da Figura 4.10 é apresentada na Figura 4.15 feito em blocos funcionais no ambiente Simulink®.

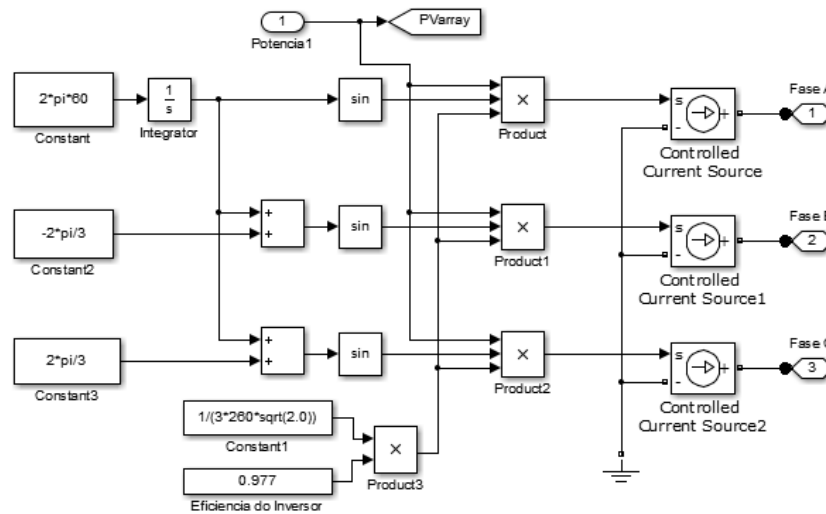


Figura 4.15 Implementação do inversor ideal em Simulink©. Fonte: Elaborada pelo autor

O inversor ideal da Figura 4.15 feito com blocos funcionais é controlado através da potência de pico provida pelos módulos fotovoltaicos. Esta potência é a série temporal resultante da operação do algoritmo de MPPT. A potência de pico convertida em corrente alternada gerada pelo inversor através da equação (4.2), onde V é a tensão eficaz (rms) nominal de saída do inversor informada no catálogo e $\cos(\theta_f)$ é o fator de potência (fp). O fator de potência foi considerado unitário.

$$I = \frac{P}{3 \cdot V \cdot \sqrt{2} \cdot \cos(\theta_f)} \quad (4.2)$$

Como o inversor tem uma perda de conversão, esta perda também foi incorporada ao modelo, variando conforme o modelo de equipamento.

O capacitor do barramento CC não foi incorporado, portanto o efeito de filtragem deste capacitor sobre as variações de entrada não são incorporados.

As três fontes de corrente alternada mostradas são controladas pelos sinais senoidais defasados de 120° e modulados pela potência do arranjo convertida em corrente. Esta saída do inversor é portanto uma fonte de corrente trifásica, senoidal de 60 Hz e equilibrada.

Como se considera neste trabalho que o inversor gera saída trifásica equilibrada, a forma de onda, a amplitude e a frequência devem ser constantes e igualmente defasadas para que a potência se distribua igualmente entre as três fases.

Essas condições serão satisfeitas se as tensões trifásicas forem dadas pelas equações (4.3), (4.4) e (4.5) na seguinte forma:

$$v_a(t) = A_v \cdot \text{sen}(2\pi ft + \theta_f) \quad (4.3)$$

$$v_b(t) = A_v \cdot \text{sen}\left(2\pi ft + \theta_f - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (4.4)$$

$$v_c(t) = A_v \cdot \text{sen}\left(2\pi ft + \theta_f - \frac{4\pi}{3}\right) \quad (4.5)$$

Onde, A_v é a amplitude de tensão da fase, f é a frequência da rede e t é tempo.

4.4.3. Áreas Sombreadas de Arranjos por Nuvens

Como saber se um arranjo com 400 módulos de 1,5m² terão a mesma dinâmica de variação de irradiância sobre todos os seus módulos?

Ter uma mesma dinâmica de variação da irradiância sobre cada módulos significa dizer que uma série temporal de irradiância medida em um ponto A seria igual nos pontos em torno de A até onde os módulos alcançassem em área, ou seja, seria uma série temporal e espacial.

Isso depende do porte do arranjo em área ocupada, do ângulo de inclinação dos módulos que define a distância entre eles (GCR) e das dimensões das nuvens ou índices de cobertura. Portanto, pode acontecer deste que quilômetros de extensão tenham aproximadamente a mesma irradiância, como por exemplo, no caso de uma cobertura por cumulonimbus ou uma grande variabilidade de irradiâncias distintas em poucas dezenas de metros provocadas por cumulus de baixa altitude como discutido na seção 2.6.3 sobre nuvens baixas. Na Figura 4.16 vê-se um exemplo claro de como este agrupamento de cumulus sombreia de forma desigual uma região.



Figura 4.16 Nuvens cumulus e suas sombras projetadas sobre uma região.

A abordagem adotada neste trabalho foi a de variar as irradiâncias por número de entradas MPPT em cada conversor. Isso porque independente do quão extensa seja uma única nuvem ou um agrupado de nuvens, o seu efeito só será percebido por um MPPT individual no qual estão conectados alguns strings paralelos de módulos. Independente da extensão das sombras das nuvens, apenas é percebido pela planta como um todo o que é detectado por cada MPPT de cada inversor individualmente. Assim, o modelo proposto possui um nível de diferenciação das séries temporais até o nível de um MPPT como será apresentado no capítulo 5.

4.4.4. Resultados Experimentais das Curvas IV e PV

A seguir são apresentados os resultados comparativos entre os dados medidos com o traçador solar e o modelo computacional. Para melhor discussão os resultados foram divididos em testes com e sem sombreamento local e em modelos de módulos diferentes. Os resultados dos modelos e dos dados experimentais foram tabelados. As proximidades dos resultados mostram numericamente os potenciais desta metodologia de modelagem.

Os resultados apresentados nesta seção foram apresentados no Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS) e publicados como artigo (Soares, Silva, Cardoso, & Lopes, 2014).

Nestes testes foi ensaiado o módulo KD140SX, feito de 36 células em série com dois diodos de *bypass*, também foi ensaiado um arranjo de 12 módulos MSX120, feitos de 72 células em série com quatro diodos de *bypass* cada. O traçador de curvas PV600 foi usado para se levantar as curvas IV e PV para as condições sem sombras, com sombreamento parcial e com sombra total. Os valores de temperatura dos módulos foram coletados por termopar colado na parte traseira do módulo KD140SX. Para os módulos MSX120 montados no arranjo apresentado, as temperaturas de cada módulo foram medidas por termistores afixados atrás dos módulos. Adicionalmente, a temperatura de superfície dos módulos foram coletadas com câmera de termovisão para identificar possíveis efeitos de *hotspot* nas células sombreadas e também validar as medições do termopares e termistores.

Os módulos KD140SX foram ensaiados sob o Sol mas em um ambiente com parede dos quadro lados para que os ventos não atingissem os módulos alterando os efeitos da temperatura sobre a tensão.

4.4.4.1. Teste 1 - Sombreamento local total de módulo

Este ensaio consistiu em se cobrir um módulo até que a irradiância fosse menor que noventa por cento da irradiância atmosférica. Objetivo era verificar se a curva seria traçada mesmo sob baixa irradiância já que o objetivo final que era submeter strings inteiras de módulos as séries de irradiância (reais ou simuladas) cujos valores poderiam atingir quedas da ordem de 90 por cento. O modelo deveria portanto, ser capaz de traçar corretamente as curvas experimentais mesmo para esses pequenos valores.

A condição ensaiada é apresentada na Tabela 4-4 e os gráficos de Corrente (A) por Tensão (V) e Potência (W) por Tensão (V) são apresentados na Figura 4.17. Na Tabela 4-5 são comparados cada um dos parâmetros importantes para a confiabilidade do modelo em relação a curva experimental. Nota-se a qualidade da curva em todos os itens.

Tabela 4-4 - Condições e resultados experimentais para módulo KD140SX-UFBS KYOCERA.
Fonte: Elaborada pelo autor

CARACTERÍSTICA	VALOR
Painel KD140SX-UFBS KYOCERA	140 W
Irradiância	65,5 W/m ²
Temperatura do módulo	35,2°C
Sombreamento parcial local	100%
Temperatura ambiente	28°C

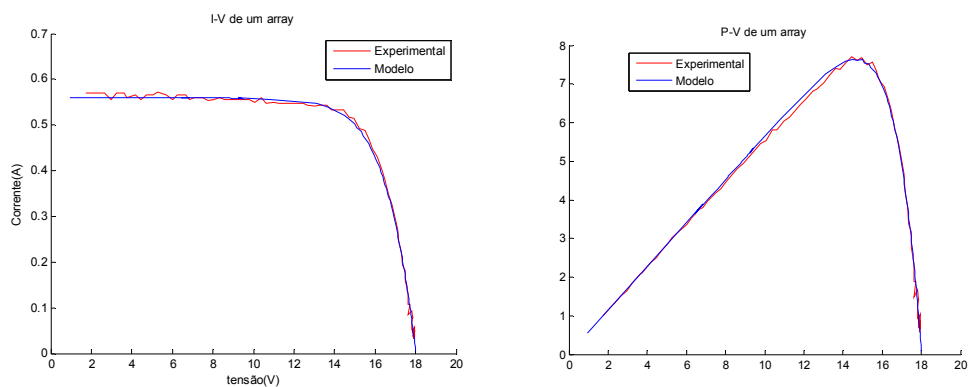


Figura 4.17 - Gráficos de IV e PV de valores experimentais e do modelo computacional nas condições da Tabela 4-4

Tabela 4-5 - Valores comparativos entre o modelo e os resultados experimentais. Fonte: Elaborada pelo autor

PARÂMETROS	MODELO	EXPERIMENTAL
P _{max}	7.50W	7.68W
FF	74,69%	75,38%
I _{sc}	0,56 A	0,57 A
V _{oc}	17,96 V	17,94 V
I _{mp}	0,51 A	0,53 A
V _{mp}	14,61 V	14,43 V

4.4.4.2. Teste 2 - Sombreamento local parcial (obstáculo) de um módulo

Foi ensaiada a condição de redução da irradiância sob um painel sombreado parcialmente, gerando queda de irradiância. São apresentados os resultados onde se mediu a irradiância e a temperatura para ver o comportamento do modelo em relação aos dados experimentais. Assim, desejava-se ver se o modelo conseguiria incorporar a queda da irradiância parcial na corrente e a queda da tensão de V_{oc} sob temperatura ainda elevada.

Tabela 4-6 - Condições e resultados experimentais para módulo KD140SX-UFBS KYOCERA. Fonte: Elaborada pelo autor

CARACTERÍSTICA	VALOR
Painel KD140SX-UFBS KYOCERA	140 W
Irradiâncias	686 W/m ² / 150 W/m ²
Temperaturas de módulo	56,4°C / 42,8°C
Sombreamento parcial local	50%
Temperatura ambiente	32,4°C

O objetivo era ver o comportamento do painel em uma situação típica com o sombreamento gerado por um obstáculo arquitetônico local no caso da microgeração residencial ou a sombra de nuvens de baixa altitude no caso de uma grande usina fotovoltaica.

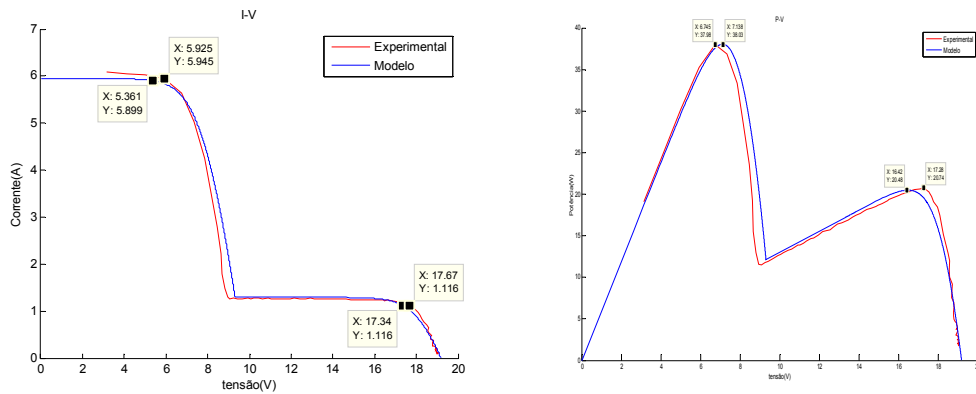


Figura 4.18 - Gráficos de IV e PV de valores experimentais e do modelo computacional nas condições da Tabela 4-6. Fonte: Elaborada pelo autor

Nota-se que sob efeitos de sombreamentos atmosféricos, topográficos ou arquitetônicos há ocorrência de vários máximos locais nas curvas PV. Com isso, os algoritmos de máxima potência (MPPT) baseados em Perturbe e Observe (P&O) dos conversores estáticos não terão bom desempenho por convergirem para máximos locais subótimos. Isso é algo realmente impactante quando se avalia a eficiência de conversão.

Tabela 4-7 - Valores comparativos entre o modelo e os resultados experimentais. Fonte: Elaborada pelo autor

PARÂMETROS	MODELO	EXPERIMENTAL
Pmax	37,77W	37,97W
FF	34,0%	33.81%
Isc	5,83 A	6,08 A
Voc	19,03 V	19,03 V
Imp	5,33 A	5,63 A
Vmp	7,09 V	6,74 V

Para o caso de sombreamento parcial, nota-se a ação dos diodos de *bypass* para evitar perdas maiores como exposto anteriormente na seção de metodologia. Em Sera & Baghzouz (2008) encontram-se testes experimentais com sombreamentos de módulos onde a degradação da geração de potência é relacionada a área sombreada, a configuração das células ou dos módulos e ao uso dos diodos de *bypass*.

Foram traçadas várias curvas sob a mesma condição de irradiância e temperatura e seus resultados comparados entre si, isso para garantir que o modelo fosse comparado a dados experimentais estaticamente consistentes. Observou-se que o gradiente de temperatura na superfície dos módulos é o principal gerador de erros entre o modelo e os ensaios. Os módulos

foram ensaiados sob o Sol, mas isolados do regime de ventos e mantidos ao nível do solo pelo mesmo motivo. Os ventos tangenciais aos módulos alteram o gradiente de temperatura de forma difícil de ser incorporada ao modelo. Os módulos foram limpos previamente aos ensaios para que particulados sobre os módulos não aumentassem a discrepância entre o modelo e o ensaio, conforme recomendações experimentais em 4.3.4.

4.4.4.3. Teste 3 - Sombreamento local parcial (obstáculo) de um arranjo.

O último teste apresentado consiste em validar a capacidade do modelo de simular outros módulos, mudando exclusivamente os parâmetros fornecidos pelos fabricantes e características semicondutoras e informando as condições ambientes. Ainda usando um maior número de módulos (12) e configurados em série. Este arranjo é o apresentado na seção 4.3.2 sobre a Bancada experimental. Foram medidos três diferentes valores de irradiância com o uso de materiais com algum nível de transparências distintas que permitissem a passagem de radiação parcial. Assim, obteve-se 1005 W/m², 900 W/m² e 210 W/m² como listado na Tabela 4-8. Estes valores foram obtidos através de medições contra o Sol usando o medidor de irradiância por baixo de cada tipo de material semitransparente testado.

Uma menção importante é a de que não há neste arranjo de 12 módulos, diodos de *bypass* para cada módulo inteiro e portanto, no caso de um sombreamento total de um módulo completo, a corrente do string de módulos seria zero. Para fins de testar o modelo, usou-se o artifício de considerar cada módulo como um conjunto de quatro strings separados em paralelo a quatro diodos de *bypass* internos dos módulos MSX120. Assim, o arranjo foi visto pelo modelo como um conjunto em série de 48 strings de 18 células em série e não 12 módulos de 72 células em série cada. Isso permitiu que os sombreamentos feitos experimentalmente pudessem ser reproduzidos em detalhes no modelo com os resultados da Figura 4.20.

Para este experimento, 12 strings foram sombreados com irradiância de 210 W/m², 8 strings foram sombreados a 900W/m² e as 28 strings restantes ficaram sob irradiância global de aproximadamente 1005 W/m² expostos ao Sol, conforme mostrado na Figura 4.19. Neste caso, é equivalente a 3 módulos, 2 módulos e 7 módulos com diferentes sombreamentos e todos ligados em série, mas a ideia é que pode-se utilizar melhor o conjunto módulos para varias configurações. As condições do teste estão resumidas na Tabela 4-8.

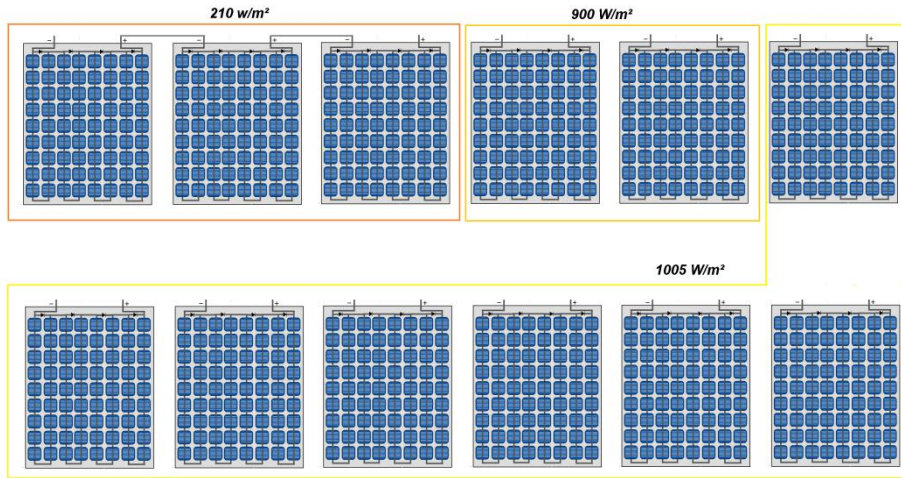


Figura 4.19 Arranjo fotovoltaico usado para validar o modelo sob diferentes níveis de sombreamento. Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 4-8 - Condições e resultados experimentais para o arranjo de geração 1,4kWp. Fonte: Elaborada pelo autor

CARACTERÍSTICA	VALOR
12 módulos MSX120	120 W / unidade
Irradiâncias	1005 W/m ² 900W/m ² 210 W/m ²
Temperaturas de módulo	32°C 28°C
Sombreamento parcial local	44,44%
Temperatura ambiente	26°C

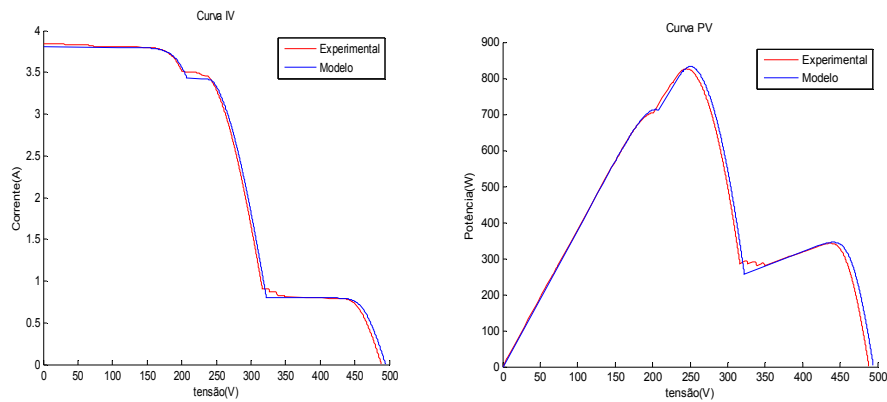


Figura 4.20 - Gráficos de IV e PV de valores experimentais e do modelo computacional nas condições da Tabela 4-8. Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 4-9 - Valores comparativos entre o modelo e os resultados experimentais. Fonte: Elaborada pelo autor

PARÂMETROS	MODELO	EXPERIMENTAL
P _{max}	833,3 W	826 W
FF	44,3%	44,04%
I _{sc}	3,8 A	3,38 A
V _{oc}	494,5 V	488,4 V
I _{mp}	3,3 A	3,30 A
V _{mp}	249 V	244,5 V

Nas medições experimentais, notou-se que quando a irradiância era levada a zero por sombreamentos artificiais, nenhum valor era medido pelo traçador solar e mostrado no software de interface e portanto não se mostrariam os efeitos de sombreamentos sobre as curvas IV e PV. Assim, usou-se um material semitransparente branco para que as células não fossem completamente sombreadas em intensidade, permitindo que as curvas apresentassem as inflexões que caracterizam os sombreamentos como se observou na Figura 4.20.

As discrepâncias em relação as duas curvas IV devem-se a dificuldade de se medir corretamente cada string de cada módulo com uma temperatura individual. Como dito, o modelo não incorporou as resistências série dos cabos elétricos entre os módulos do arranjo e deste até o ponto de medição do traçador. Adicionalmente, este arranjo fica no topo de um prédio onde os ventos são constantes e tendem a reduzir a temperatura nas superfícies dos módulos. Medindo-se a temperatura da superfície dos módulos com o medidor infravermelho, obtiveram-se valores menores que os medidos pelos termistores. Ainda, com relação aos efeitos de temperatura, nota-se na Tabela 4-1 que o coeficiente β do módulo Solarex é o dobro do módulo Kyocera e portanto explica parte da discrepância na curva IV do arranjo de módulos MSX120 da Solarex.

Este resultado mostrou que usar as equações (3.20) e (4.1) para gerar as tensões por célula para cada iteração incremental de corrente e então somar as curvas individuais por strings (de módulos ou de células) mostrou-se uma estratégia eficaz para se obter os efeitos de sombreamentos de arranjos, como o fora para módulos individuais. Observa-se que nos testes realizados foram medidos e reconhecidos pelas curvas valores bastante baixos de irradiância de até 65W/m^2 gerando valores baixíssimos de corrente, mas ainda sim identificados nas curvas de IV e PV.

4.4.4.4. Critérios de Avaliação

Por fim agrupando os três testes e utilizando o erro médio quadrático encontraram-se os valores que mostram a qualidade do modelo em relação aos resultados experimentais. É importantíssimo saber que os módulos de um mesmo fabricante têm pequenas diferenças entre si, o que faz com que eles difiram em até 2,5% entre si, considerando módulos novos (Solaria, 2013). Assim, erros desta ordem entre módulos idênticos são esperados.

Os erros de modelos são analisados por meio do critério estatístico de erro *Root Mean Square Error* (RMSE). O RMSE demonstra a precisão geral da curva do modelo em relação à curva experimental (Aguirre, 2004).

$$RMSE = 100. \sqrt{\frac{\sum_1^N (\hat{x}_i - x_i)^2}{N}} \quad (4.6)$$

Utilizando a equação (4.6) aos valores das curvas potência-tensão (PV) e corrente-tensão (IV) medidas com o traçador, x_i , e gerados pelo modelo, \hat{x}_i , para cada ponto i ao longo da série foram obtidos os resultados resumidos na Tabela 4-10.

Tabela 4-10 Cálculo do erro (RMSE%) de cada teste de caracterização de curvas

Teste	IV	PV
Teste 1	0,5%	0,52%
Teste 2	1,2%	1,4%
Teste 3	2,9%	3,1%

4.4.5. Resultados Simulados na Saída dos Inversores

4.4.5.1. Simulação da potência gerada a partir de dados medidos durante a passagem de nuvens

Como forma de demonstrar como o modelo pode ser útil para se estudar a geração fotovoltaica de arranjos inteiros sob sombreamento, um série temporal medida de irradiância e temperatura é aplicada ao modelo de arranjo dos módulos MSX120. Esta série temporal compreende aproximadamente 16 minutos da passagem de um conjunto de nuvens cumulus, sendo medida pelo piranômetro LICOR200 e termistores com amostragem de 1 segundo. Os 12 módulos foram simulados em série com as nuvens se deslocando longitudinalmente aos arranjos em série. As nuvens foram cobrindo os módulos a 1m/s e portanto a série temporal de irradiância varreu os 12 módulos não com todos recebendo a mesma irradiância ao mesmo tempo, mas um valor distinto de irradiância da série por

módulo da série. Ou seja, as séries temporais de irradiância e temperatura deslizaram-se simultaneamente sobre o arranjo.

O modelo para as curvas dos módulos foi então aplicado após as validações, aqui exemplificado pelo teste 3. Para se traçar a dinâmica da tensão, da corrente e da potência geradas durante a passagem das nuvens foi considerada a condição de que o algoritmo de Perturbe&Observe teria cem por cento de eficiência para encontrar o ponto de máximo de cada curva e que isso foi feito instantaneamente a cada amostragem. Como resultado disto, observa-se na Figura 4.21 os comportamentos dinâmicos das tensões, correntes e potências em função do tempo com fortes variações de irradiância e temperatura devidas aos sombreamentos das nuvens. Observa-se que durante 200 segundos há uma variação de 800W aproximadamente, que corresponde a 66,6% da capacidade nominal do arranjo, num contexto de movimentação lenta (1m/s) das nuvens.

Estas elevadas e rápidas variações trazem a preocupação de que uma significativa parcela dos atuais sistemas de fotovoltaicos são em microgeração residencial e urbana e, portanto, conectados em pontos de baixa potência de curto-circuito, há então um impacto sobre as cargas alimentadas por estes sistemas sob intermitência oriundas da geração.

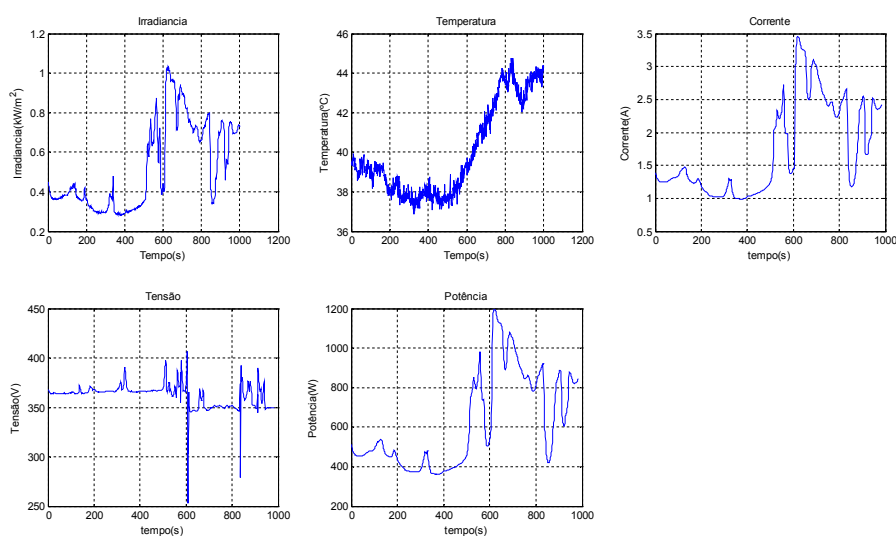


Figura 4.21 - Os gráficos de corrente, tensão e potência em função do tempo na simulação dos módulos MSX120 da bancada experimental.

Outro fenômeno também identificado neste trabalho é a relação dos transientes de irradiância e temperatura na passagem de nuvens. Quando um arranjo recebe uma alta radiação solar de céu claro, o que corresponderá à alta irradiância nos módulos, a potência eleva-se rapidamente devido a corrente foto-gerada. Após alguns segundos e até minutos, a potência começará a cair, mesmo

que mantida a irradiância de céu claro. Isso devido ao aquecimento dos módulos produzido pela alta incidência de radiação solar. Na medida em que a temperatura for se elevando pela persistência da radiação, a tensão irá cair conforme discussões havidas em 3.4.2 no capítulo 3. Basta que então um novo agrupamento de nuvens sombreie o arranjo neste instante e a queda de potência será muito maior que aquela que haveria apenas devida a instantânea queda da irradiância, já que além desta queda, os módulos ainda estariam bastante aquecidos, mantendo a tensão de V_{oc} baixa.

Esta dinâmica ocorre, é claro, devido à diferença das constantes de tempo de variação da irradiância e da temperatura sobre os módulos. Enquanto a irradiância é instantaneamente convertida em corrente dada a própria natureza quântica do fenômeno, já a temperatura ocorre em minutos tanto para aquecer-se sob o Sol, quanto para resfriar durante os sombreamentos. A relativa lentidão da temperatura faz com que a variabilidade da potência na saída seja sempre maior que a devida apenas a irradiância. Lembrando que a temperatura se eleva tanto pelo efeito da radiação solar incidente, quanto pelo próprio efeito joule das correntes foto geradas circulando pelas células solares.

4.4.6. Restrições do Modelo

O modelo de arranjos fotovoltaicos é determinístico, dinâmico, não-linear e multivariável. Como todo modelo, ele tem limitações para representar a realidade e foi focado em representar cenários pré-estabelecidos. Um cenário típico é uma usina com módulos fixos, cujas especificações são conhecidas, os inversores são conhecidos e não interferem nas dinâmicas analisadas, as entradas são a irradiância e temperatura e as saídas são potência, tensão e corrente, as nuvens se deslocam em eixos definidos. Assim, é importante listar as limitações que este modelo apresenta neste trabalho:

- O modelo é aplicável a um único tipo de módulo por inversor, embora não se tenha limitações quantitativas de módulos ou de configurações em série ou em paralelo.
- O modelo não incorpora efeitos dos ventos sobre a temperatura de arranjos de módulos, o que certamente afetará as saídas de tensão e consequentemente de potência.
- O modelo consegue ler entradas diferentes de temperatura de um mesmo módulo até o limite do número de diodos de *bypass* por módulo.
- O modelo no nível de um arranjo de módulos, só simula as passagens de nuvens em duas direções: longitudinalmente aos strings em série e transversalmente.

- O modelo não incorpora casos onde os módulos usam rastreadores solares. Todos os módulos são considerados fixos em relação ao Sol com ângulo de inclinação informado na entrada de dados.
- O modelo não incorpora efeitos das impedâncias dos cabos elétricos usados nas conexões série e paralelo entre os módulos dos arranjos, o que afeta a precisão da curva IV em relação a tangente ao ponto de tensão de circuito aberto.

Embora, o modelo seja parametrizável em relação aos valores de *bandgap* e fator de qualidade do diodo permitindo portando versatilidade para se simular outras tecnologias de módulos como silício amorfo e filme fino (*thin films*), não foram feitos ensaios com estas tecnologias de módulos.

4.5. Considerações Finais

Neste capítulo foram abordados os detalhes do modelo para usina fotovoltaica. A bancada experimental e os instrumentos utilizados nas medições foram de extrema importância para que ensaios mal mensurados não levassem ao entendimento de má qualidade do modelo. Nesse sentido, deve-se atentar para a seção de Cuidados Experimentais apresentada onde a sua inobservância pode levar a divergência entre as curvas modeladas e experimentais mesmo para bons modelos. Foi apresentado o fluxograma que sintetiza o modelo da Planta Fotovoltaica. Uma série de testes de módulos e arranjos sobre sombreamentos foram feitos para se ter confiança de que os resultados então modelados tem qualidade para serem aplicados em longas séries temporais de irradiâncias e temperaturas diversas. Detalhes de configuração dos arranjos como o uso de diodos de bloqueio e *bypass* foram explicados porque seu uso tem um impacto direto sobre como os arranjos respondem aos sombreamentos dinâmicos. A direção dos ventos que deslocam as nuvens sobre os arranjos foi modelada para que pudéssemos avaliar se os projetos das usinas deveriam considerar as correntes de ventos locais nos projetos de conexão série e paralelo dos módulos a fim de reduzir a variabilidade da potência de saída.

Além da proposição do modelo em si, este capítulo pretendeu deixar como contribuição específica de trabalho as recomendações de cuidados experimentais mencionadas e demonstradas. Observou-se de forma marcante que modelar a temperatura é bastante importante quando se estuda os fenômenos de geração, porque, como demonstrado, a temperatura pode influenciar grandemente as curvas.

Impactos da Geração Fotovoltaica na Rede Elétrica

5.1. Introdução

Após todas as discussões havidas nos capítulos anteriores e ferramental apresentado, agora serão aplicados para estudar a planta fotovoltaica real de Sete Lagoas sob condições variadas de nebulosidade e temperaturas reais. Esta planta é um empreendimento da CEMIG em desenvolvimento e construção. A engenharia básica, fornecimento dos ativos e implantação estão sendo feitos pela empresa espanhola Solaria. O escopo de Pesquisa e Desenvolvimento conforme a chamada 13 da ANEEL, apresentada na seção 1.2.3, esta sendo atendido pela UFMG. O presente trabalho é um destes projetos de pesquisa da UFMG para a CEMIG. Esta planta está conectada na rede elétrica de média tensão da cidade de Sete Lagoas para fornecimento à cidade. Os parâmetros da rede serão variados, como a potência de curto-circuito e razão de impedância de curto-circuito e então observadas as respostas dinâmicas.

As análises aqui realizadas são aplicáveis a qualquer planta fotovoltaica com módulos fixos. São encontradas algumas poucas análises similares para outras plantas no mundo como as feitas pelo NREL em Denver, Estados Unidos (Bank, Mather, Keller, & Coddington, 2013) e pelo SANDIA LABS em Albuquerque, Estados Unidos (Broderick, et al., 2013).

5.2. Planta Fotovoltaica de Sete Lagoas

5.2.1. Localização e Potencial

A planta fotovoltaica da CEMIG está localizada em Sete Lagoas nas coordenadas de Latitude 19°24'26" Sul e Longitude 44°12'08"O (-19.407222 e -44.202222) a 725 metros de altitude conforme dados levantados na documentação do projeto (Solaria, 2012).

A partir das condições listadas abaixo para a planta, foi estimado pelo modelo de céu claro, desenvolvido neste trabalho, o perfil de radiação sobre a planta ao longo de cada dia de um ano inteiro mostrado na Figura 5.1.

Latitude (degraus) = -19.4072

Longitude (degraus) = -44.2022

Altitude (Quilômetros) = 0.725

Declinação Terrestre (degraus) = 23.5°

Radiação Difusa considerada: 20% de radiação direta (DNI)

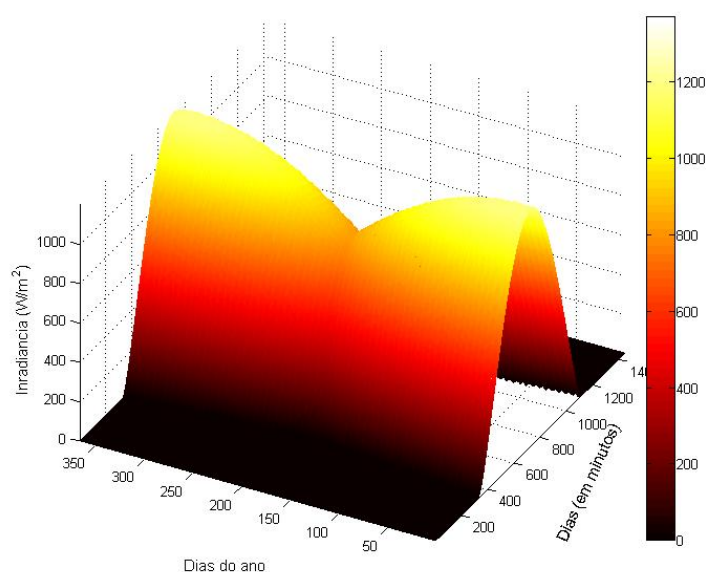


Figura 5.1 Perfil tridimensional da Radiação Solar Global incidente nas coordenadas da planta de Sete lagoas, Minas Gerais. Fonte: Elaborada pelo autor

Com este modelo foram calculados os valores de potencial de geração para uma planta fotovoltaica nesta localidade. Os seguintes valores foram encontrados:

Valor Máximo de irradiância global (GHI) no ano = 1198 W/m²

Total Irradiação de Superfície Anual (kWh/m²/ano) = 2009 kWh/m²/ano

Total Anual de horas de irradiação = 4407,75 horas

Fração do ano com insolação = 0,503

Somatória da irradiância anual em céu claro (kW/m²) = 168244,83 kW/m²

Sol Pleno anual do modelo de céu claro = 7,66 horas

Deve-se mencionar que o valor calculado de irradiação total de superfície anual pelo modelo deste trabalho convergiu para os valores indicados na base do Projeto SWERA para a localização da planta.

5.2.2. Equipamentos e Parâmetros da Planta

A planta é dividida em duas grandes unidades de módulos, a PV1 com 12.618 módulos, produzindo 2.724.330 Wp e PV2 com 2.349 módulos, produzindo 501.165 Wp. A distância entre estes módulos é de aproximadamente 3 metros e com ângulo de inclinação de 20° definidos fixos pelo projeto. O ângulo de azimute dos módulos é 0° em relação ao norte. Os módulos são todos de células policristalinas ou monocristalinas (Solaria, 2012).

Os inversores especificados para o projeto são modelos Jema IF-500 (para PV1) e Jema IF-100TL, IF-50TL (para PV2). As características de cada inversor seguem na Tabela 5-4 abaixo e são usados como parâmetros do modelo do inversor usado nas simulações.

Foi selecionado por simplicidade prática apenas um modelo de módulo que pudesse ser usado nas simulações usando o modelo de módulos apresentados no capítulo 4. Escolheu-se o módulo S6P2G 215 policristalino cujas especificações encontram-se na Tabela 5-3.

A seguir é apresentada a lista de Equipamentos principais do projeto em Tabela 5-1. Desta tabela são selecionados dois grupos que serão usados nas simulações deste trabalho e se encontram na Tabela 5-2.

Tabela 5-1 Lista de equipamentos especificados para o projeto Sete Solar. Fonte: (Solaria, 2012)

	Inv.	Manufacturer	Rated	Str lng	Str nº	tot.	Tech	Wp	Wp tot	ov.f.
PV1	1	Jema IF-500	500	18	175	3.150	S5M mono	175	551.250	1,10
	2	Jema IF-500	500	18	175	3.150	S5M mono	175	551.250	1,10
	3	Jema IF-500	500	21	122	2.562	S6P2G poly	215	550.830	1,10
	4	Jema IF-500	500	21	111	2.331	S6P2G poly	235	547.785	1,10
	5	Jema IF-500	500	21	109	2.289	S6M2G mono	240	549.360	1,10
PV2	1	Jema IF-100TL	100	21	24	504	S6P2G poly	215	108.360	1,08
	2	Jema IF-100TL	100	21	21	441	S6M2G mono	245	108.045	1,08
	3	Jema IF-100TL	100	18	35	630	S5M mono	175	110.250	1,10
	4	Jema IF-50TL	50	21	12	252	S6P2G poly	215	54.180	1,08
	5	Jema IF-50TL	50	21	11	231	S6M2G mono	230	53.130	1,06
	6	Jema IF-50TL	50	21	11	231	S6P2G poly	235	54.285	1,09

Tabela 5-2 Lista de equipamentos utilizados nas simulações para o projeto Sete Solar. Fonte: Extraído dos documentos de projeto básico da Solaria pelo autor

Arranjo	Inversor	Potencia (kW)	Strings	Modulos	Total	Modulo	pot	Potencia total
PV1-1	Jema IF	500	120	21	2520	S6P2G	215	541800
PV2-1	Jema TL	100	24	21	504	S6P2G	215	108360

Tabela 5-3 Especificações elétricas do módulo Solaria para as condições de irradiância 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C e espectro AM 1,5. Fonte: *Datasheet S6P2G 215 Solaria*

CARACTERÍSTICA	S6P2G 215 Solaria
Semicondutor	Si Policristalino
Máxima Potência	215 W
Tensão de Máxima Potência	29,26 V
Corrente de Máxima Potência	7,35 A
Tensão de Circuito Aberto	36,38 V
Corrente de Curto-Circuito	8,10 A
Coefficiente α (corrente)	0,002 %/K
Coefficiente β (tensão)	-0,29 %/K
Diodos de <i>bypass</i>	3
Número de células	60
Largura	0,991 m
Comprimento	1,646 m

Tabela 5-4: Parâmetros dos inversores do projeto utilizados nas simulações. Fonte: *Datasheets Jema IF 500 e 100TL*

CARACTERÍSTICA	<i>Jema IF 500</i>	<i>Jema 100TL</i>
Máxima Potência	500 kWp	100 kWp
Máxima corrente CC	2x600 A	221 A
Variação de tensão de entrada	900 V	900 V
Faixa de tensão MPPT	410 – 850 V	410-750 V
Número de fases	3	3
Potência de saída nominal	500 kW	100 kW
Potência de saída nominal máx	550 kW	-
Tensão de saída nominal	260 Vca	260 Vca
Corrente de saída nominal	1100A	
Frequência de saída	49-51Hz/ 57-63Hz	47-52Hz/ 57-63Hz
Rendimento	97%	97,5%

5.2.3. Parâmetros da Rede Elétrica

A planta é conectada em um barramento de média tensão de 13,8kV na rede de distribuição. O transformador (trafo) de acoplamento considerado padrão pela CEMIG e utilizado no projeto para conexão aos acessantes tem as características:

Potência: 1,25 MVA

Tensão: 315 V/13,8 kV

Conexão: YNd11d11

Potência máxima de projeto para a geração é de 3 MWp.

Estes dados de conexão e equipamentos foram obtidos na documentação do projeto (PE/PR - CEMIG - Gerência de Planejamento de Redes de Distribuição, 2011).

O conjunto de todos os inversores da Tabela 5-1 é conectado a rede por três transformadores de baixa tensão para média tensão de 315V/13,8kV.

5.3. Critérios de Avaliação

A seguir, um breve resumo dos critérios de avaliação dos impactos das variações de irradiância sobre geração das plantas é descrito.

Além dos critérios de avaliação utilizados, há outros critérios não avaliados neste trabalho, como a distorção harmônica total (THD), desequilíbrio entre fases, distorções de forma de onda senoidal e variação no fator de potência.

5.3.1. Variação de Tensão

Para calcular a queda de tensão no PCC (ponto de acoplamento comum) de uma instalação elétrica usa-se a expressão de queda de tensão, equação (5.1), como definida no PROREDE 3.6 (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e Operador Nacional do Sistema - ONS, 2010):

$$\Delta V = \frac{S_n}{S_{cc}} \cdot \cos(\theta_f + \varphi) \quad (5.1)$$

A queda de tensão ΔV considera a potência nominal S_n no PCC, a potência de curto circuito S_{cc} , o ângulo de fase θ_f e o ângulo de impedância de curto-circuito φ .

O ângulo de impedância de curto-circuito φ é dado pela equação (5.2)

$$\varphi = \tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right) \quad (5.2)$$

onde X é a parcela indutiva da rede e R a parcela resistiva.

Para se analisar os impactos da rede elétrica das variações de tensão é útil variar os parâmetros de projeto da rede frente a estas variações.

Como será apresentada uma série temporal de tensão no PCC, as variações serão expressas em termos estatísticos com sua tensão média, desvio padrão e a curva de distribuição normal de tensão.

5.3.2. Variação de Potência

Para calcular a variação de potência instantânea no PCC é usada a equação (5.3). Na realidade esta equação não é prática para se trabalhar com séries temporais, precisando de uma abordagem estatística para mostrar todas as várias variações de potência ao longo da série.

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_{n+1} - P_n}{t_{n+1} - t_n} \quad (5.3)$$

Como a potência também será apresentada como uma serie temporal no PCC, a variação de potência também será expressa em termos estatísticos por uma distribuição normal indicando sua tensão média, desvio padrão e curva de distribuição normal de potência.

5.3.3. Cintilação luminosa

A flutuação de tensão é uma série de variações regulares ou irregulares no valor eficaz ou na amplitude da tensão, podendo causar o efeito de cintilação na iluminação, que é a impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso das lâmpadas. Este fenômeno de cintilação luminosa é chamamos de *flicker* na literatura internacional.

A cintilação luminosa pode ser prejudicial a pessoas a ela expostas, sendo portando importante que se definam valores de quanto uma flutuação de tensão pode produzir de percepção de cintilação. No Brasil, foi elaborada descrição sobre os limiares de indicadores desta percepção de cintilação luminosa no módulo 8 do PRODIST (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012) de acordo com o procedimento estabelecido na norma IEC (International Electrotechnical Commission): IEC 61000-4-15. Flickermeter Functional and Design Specifications. Estes indicadores são assim definidos:

- Pst (severidade de tempo curto): 10 minutos
- Plt (severidade de tempo longo): 2 horas

Onde o P_{st} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos. O P_{lt} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 horas, através da composição de 12 valores consecutivos de P_{st} .

Limites admissíveis em redes de média tensão, podem utilizar os valores de referência definidos na norma IEC 61000-3-7: $P_{st} \leq 0,9$ e $P_{lt} \leq 0,7$ (IEEE Power Engineering Society, 2004).

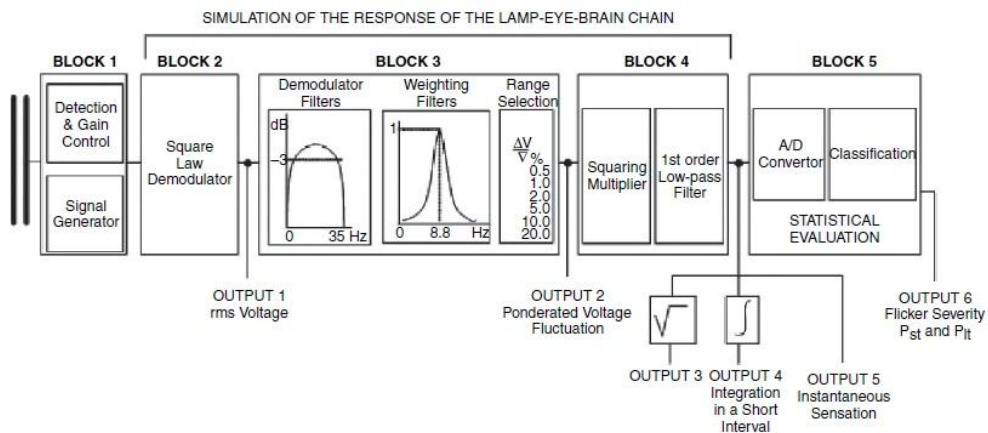


Figura 5.2 Algoritmo do Flickerímetro usado para se encontrar os valores de P_{st} . Fonte: (IEEE Power Engineering Society, 2004).

O algoritmo do flickerímetro foi utilizado, mas não foi desenvolvido por este trabalho, para maiores detalhes consultar a norma IEEE-1453 (IEEE Power Engineering Society, 2004).

5.3.4. Sistema por Unidade (pu)

Para que as análises sejam normatizadas serão adotadas convenções do sistema por unidade (pu). As grandezas base utilizadas são definidas abaixo.

Tensão base: valor eficaz de linha (V) do sistema elétrico no ponto no qual um determinado equipamento está conectado.

Potência base: valor nominal da potência de saída (em VA) de um equipamento ou sistema.

A tensão de linha da rede elétrica nas simulações seguintes é de 690V, portanto, a tensão de fase eficaz (RMS) que será assumida como base é dada pelo cálculo (5.4) abaixo:

$$V_{fbase} = \frac{690}{\sqrt{3}} = 398,4V \quad (5.4)$$

A potência base é definida como sendo a potência nominal do inversor utilizado, ou seja, nas simulações seguintes serão 100kW e 500kW respectivamente. Todos os cálculos expressos em pu (por unidade) abaixo tem estes valores por referência.

5.4. Séries temporais utilizadas para as simulações

5.4.1. Série diária

Serão aplicados no arranjo dados reais medidos de irradiância e temperatura (abordados no capítulo 2). As entradas são séries temporais com passagem de nuvens longitudinalmente ou transversalmente sobre o arranjo. Estas séries temporais são de temperatura e irradiância reais de um dia inteiro medido com amostragem de 1 segundo mostradas na Figura 5.3. Lembrando que as séries de temperatura foram medidas na parte posterior de um módulo MSX120. Estas medições foram feitas no CPH/UFGM em 11 de novembro de 2012. Nota-se que a variabilidade da irradiância é elevada ao longo do dia, entre 1,1 kW/m² e 0,1 kW/m², isso devido a passagem de nuvens. Este dia apresentou um regime de sol pleno calculado como 4,88 horas, tendo portanto, maior que média anual de 4 horas obtida na seção 2.8.3 para a mesma região.

Este dia foi escolhido devido à alta irradiância desta época do ano e com as mais altas taxas de cobertura de nuvens no ano, o que gera alta variabilidade de irradiância e temperatura. Este é o pior caso do ponto de vista da variabilidade cujos impactos pretende-se descobrir.

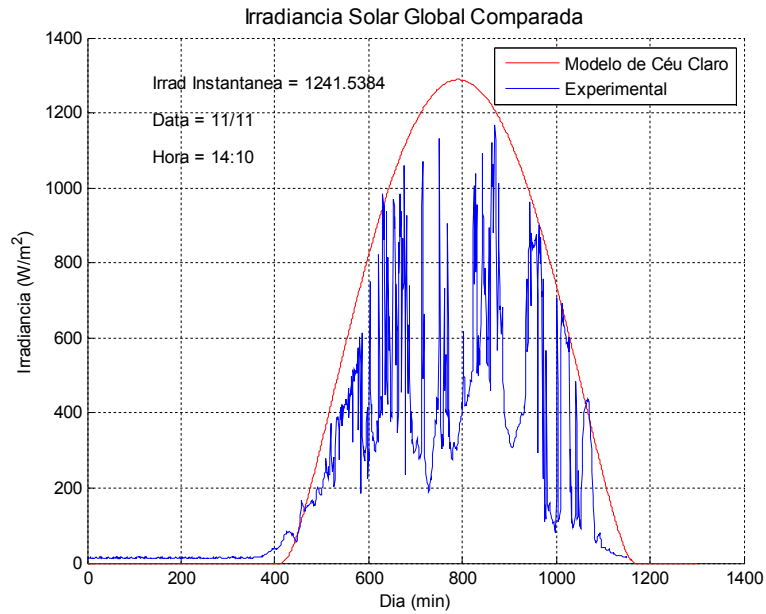


Figura 5.3 Série temporal de irradiância medida em relação ao céu claro

Analisando o sinal de irradiância do dia no domínio da frequência na Figura 4.5, não foram encontradas frequências bem definidas. O sinal espectral é fortemente ruidoso como se nota e apenas uma elevação da potência espectral nas baixas frequências é observada, o que é coerente com natureza do fenômeno físico atmosférico. Para outros dias medidos comportamento em frequência semelhante foi encontrado não sendo aqui apresentados por simplicidade.

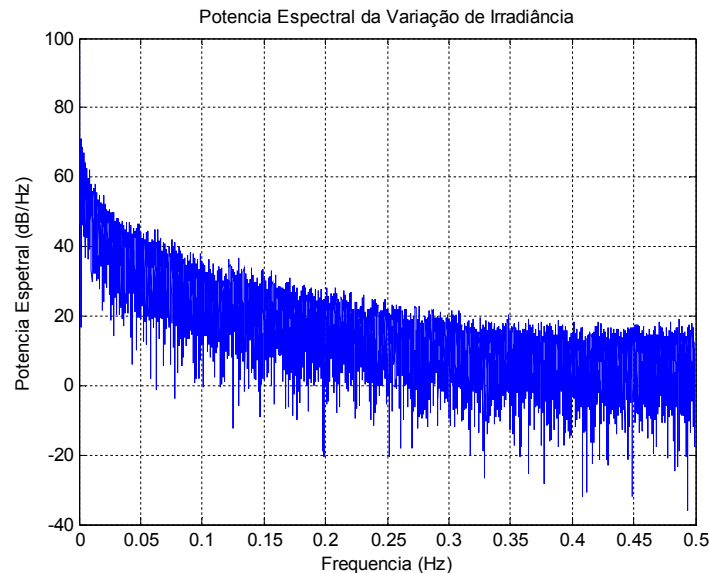


Figura 5.4 Potência Espectral da irradiância do dia

5.4.2. Intervalo da série escolhido

A simulação de todo um dia a cada 1 segundo é computacionalmente bastante complexo, lento e de difícil exposição de resultados. Assim, selecionou-se uma amostra de cada série de 20 minutos de duração iniciada às 10h:16min:12s do dia 11/11/2012. Estas séries são apresentadas graficamente na Figura 5.5 e Figura 5.6. Nota-se que elas contêm uma dinâmica interessante. Ocorrem quedas de irradiâncias bruscas de cerca de 90% entre os instantes 700 s e 800 s, intermitências provocadas pelas passagens de nuvens entre os instantes 700 s e 1000 s e temperaturas variando de 36 a 50°C.

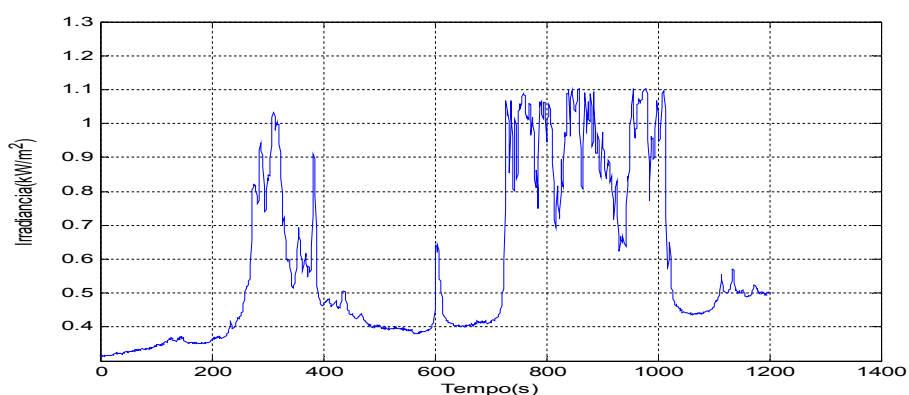


Figura 5.5 Séries de irradiância e temperatura durante 20 minutos

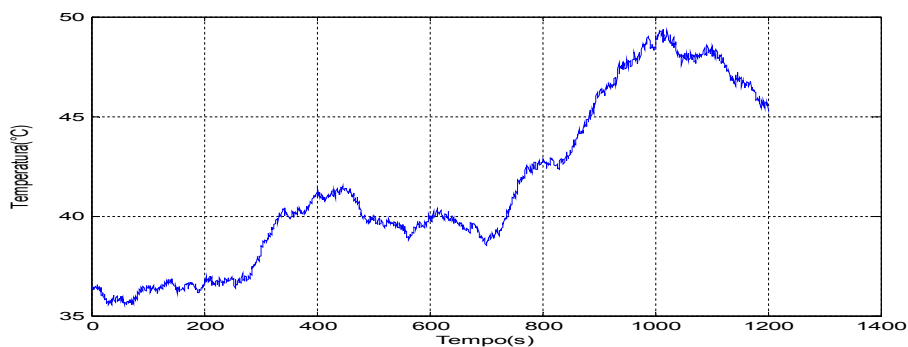


Figura 5.6 Série de temperatura durante 20 minutos medida nas costas de um dos módulos da bancada experimental

Embora estas variações sejam bastante bruscas e rápidas, há filtros naturais que reduzem as variações da irradiância sobre a potência gerada. A área da usina com vários módulos ligados tende a suavizar as variações por ter vários módulos gerando potência sob condições possivelmente distintas como explicado no trabalho de Lave e Kleissl (2013). Outro filtro natural importante é a componente difusa da irradiância global que tendem a se manter mesmo quando o céu está completamente nublado.

5.4.3. Faixa de velocidades do vento e das nuvens

O objetivo aqui é apresentar uma faixa mínima de ventos que geraram os deslocamentos de nuvens, que por sua vez, provocaram a série de irradiância apresentada.

Segundo dados colhidos da estação meteorológica do CDTN, no dia (11/11/2012) e no horário do intervalo escolhido, os ventos tinham os valores da Tabela 5-5, sendo a média igual a 1,66 m/s medidos a 10 metros de altura na estação.

Tabela 5-5 Velocidade dos ventos medidos (em m/s) na estação meteorologia a 10 metros de altura

Ano	Dia	Minutos	Velocidade
2012	316	600	1,271
2012	316	615	1,13
2012	316	630	1,871
2012	316	645	2,372

A estação meteorologia do CDTN registrou máxima medida de 6,74 m/s a 10 metros de altura no ano de 2012 na região do campus da UFMG na Pampulha.

A tendência é que os ventos nas camadas mais altas da atmosfera sejam maiores que estes valores medidos da Tabela 5-5.

Entretanto com já comentado, não se pode relacionar necessariamente as velocidades dos ventos com as velocidades das nuvens. Tanto Fujita, Pearl, & Shenk (1975), Fujita T. T. (1991) quanto, mais recentemente, Hashimoto & Nagakura (2011) não recomendam fazer esta associação direta. Hashimoto considera que é possível se aproximar as velocidades para as nuvens de baixa altitude.

Assim, entendeu-se neste trabalho que a correlação das variações de irradiância com as velocidades dos ventos e das nuvens é um fenômeno complexo e difícil de ser estabelecido. As suas correlações dependem de fontes diversas de informações, como satélites e medições de ceilômetros, além de um longo período de medições.

5.5. Simulação de um inversor de 100 kW em PV2

Nesta seção o sombreamento provocado pelas nuvens é investigado, não apenas para se verificar a perda de potência, mas como a usina se comporta durante a

passagem das nuvens. Logo, é crucial calcular as áreas da usina versus a área sombreada por nuvens. Nuvens muito extensas em relação à área da usina não provocarão intermitências de frequências elevadas. Enquanto que, nuvens pequenas em relação à área da usina irão gerar uma série de sombreamentos parciais que deslizarão pela usina enquanto estas nuvens se movem. Além disso, um mesmo agrupamento de nuvens que se desloque em direções diferentes sobre os arranjos, provocarão perfis diferentes das saídas de tensão e de potência.

Para avaliar os impactos diretos das flutuações das nuvens, um dos arranjos da usina em PV2 foi simulado usando o modelo de planta discutido ao longo do capítulo 4. O arranjo testado é o arranjo 1 da Tabela 5-1 com potência de 100 kW e 504 módulos S6P2G policristalinos de 215 Wp, sendo 24 módulos em série com 21 strings paralelos.

Para determinar a área coberta pelo arranjo devem ser consideradas as dimensões dos módulos na Tabela 5-3. São 21 strings agrupados de 3 em 3 e com distância de 3 metros entre eles e são 24 módulos em série por string com ângulo de inclinação de 20°. Deve ser considerado que os 21 strings agrupados em 7 grupos de 3 strings, terá 6 espaços de 3 metros entre eles. Disso resulta o cálculo da área total dos arranjos (5.5) abaixo.

$$Area = (1,646).24. [(0,991. \cos(20^\circ)).21 + 3.6] \quad (5.5)$$

Este arranjo cobre, portanto, uma área de 1.000 metros quadrados aproximadamente. Com esta dimensão aplicar-se-á apenas uma série temporal de irradiância longitudinal sobre todos os módulos devido a área relativamente pequena as dimensões sombreadas por nuvens distintas.

O arranjo é conectado a um inversor de 100 kW e este inversor é conectado a um transformador delta-estrela aterrado de 260V/690V, menor que o utilizado no projeto real da CEMIG. Esta mudança no transformador deve-se a apenas um ajuste de porte da rede, já que é simulado apenas um dos inversores de PV2 apenas injetando potência na rede. Os transformadores do projeto (315V/13,8kV) são para a corrente nominal de todos os inversores juntos.

Na Figura 5.7 mostra o modelo em blocos funcionais, onde no bloco PotenciaPV1 temos a saída da potência dos arranjos como entrada para o inversor de 100kW. O PCC onde serão tomadas as medições de potência e tensão está no barramento de 690V.

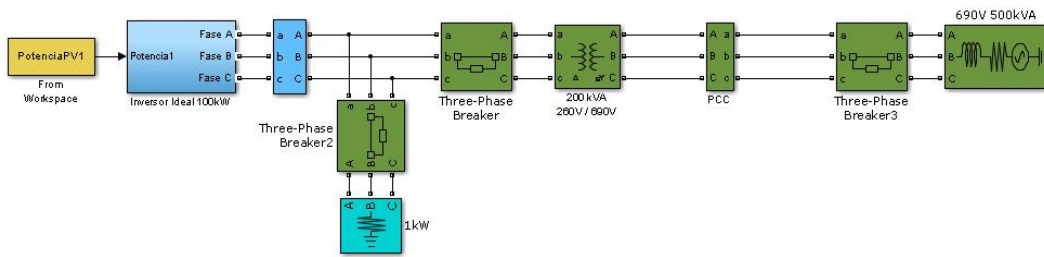


Figura 5.7 Modelagem do conversor ideal de 100kW com 1 MPPT conectado à rede elétrica. Fonte: Elaborado pelo autor

5.5.1. Efeitos da variação da potência de curto circuito e da razão X/R

Como mudanças de robustez na rede elétrica afetam sua suportabilidade a variações de tensão e de potência da fonte fotovoltaica.

5.5.1.1. Variação da tensão eficaz

Para facilitar a visualização foi calculada a tensão eficaz (RMS) de uma das fases da tensão trifásica no PCC e apresentada na Figura 5.8. Nota-se para uma baixa relação X/R a tensão tem alta variabilidade mesmo para ambos os valores de potência de curto-circuito.

Para melhor expressar a variabilidade, usa-se a distribuição mostrada em Figura 5.9 e Figura 5.10, nota-se que com uma potência de curto circuito S_{cc} menor da rede (maior razão), o valor médio foi menor e o desvio padrão foi maior, mostrando, então a maior fragilidade da rede. Os valores exatos de média μ e desvio padrão σ para cada configuração de rede mantendo X/R igual a 0,5 e ventos longitudinais são mostrados abaixo.

Para razão de curto-circuito igual a 20% (Figura 5.9),

$$\mu_{20} = 1,0322 \text{ pu} \text{ e } \sigma_{20} = 0,0144 \text{ pu}$$

e para razão de curto-circuito igual a 10% (Figura 5.10),

$$\mu_{10} = 1,0157 \text{ pu} \text{ e } \sigma_{10} = 0,0078 \text{ pu}$$

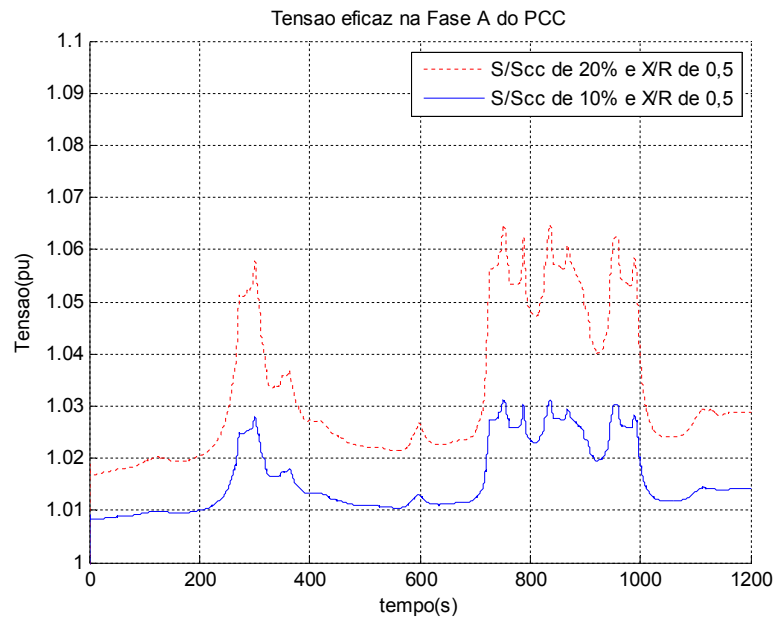


Figura 5.8 Variação de tensão de uma fase no PCC para S/Scs de 20% e 10% para X/R 0,5

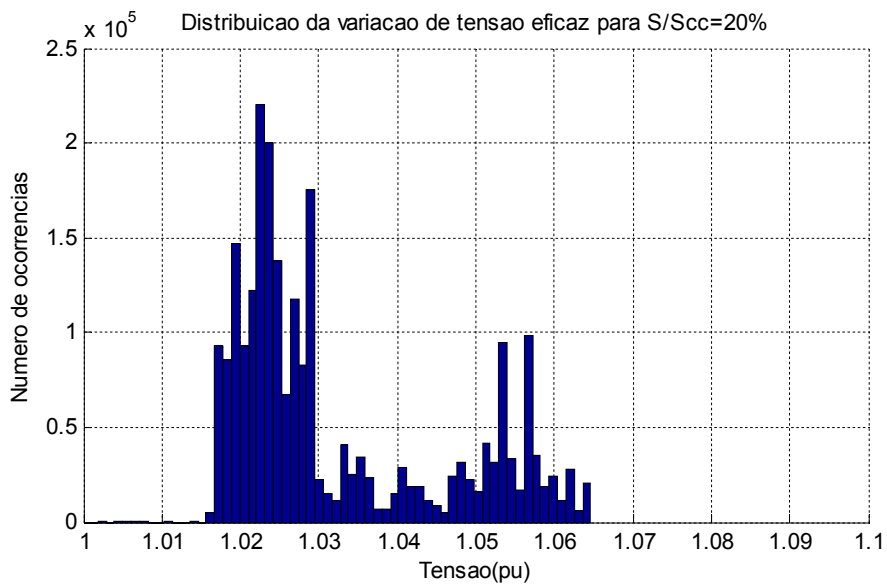


Figura 5.9 Distribuição de tensão eficaz para S/Scs de 20% e X/R de 0,5

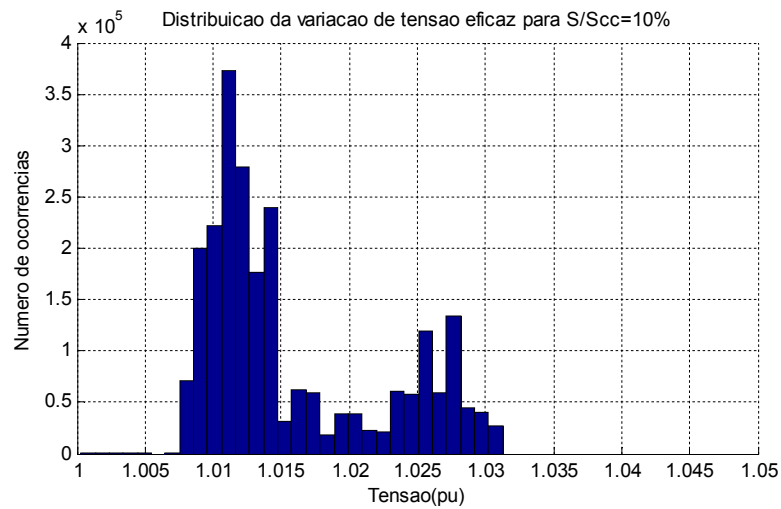


Figura 5.10 Distribuição de tensão eficaz para S/Sc de 10% e X/R de 0,5

Quando a relação X/R foi elevada para 2, a rede apresentou maior robustez em absorver os efeitos da variação de tensão como demonstrado na Figura 5.11. Repetindo o mesmo procedimento estatístico adotado anteriormente, foram obtidos os resultados sintetizados nas Figura 5.12 e Figura 5.13. O efeito de elevação do X/R produziu uma inversão de fase da tensão esperada pelas equações (5.1) e (5.2).

Para razão de curto-circuito igual a 20% (Figura 5.12),

$$\mu_{20} = 0,9962 \text{ pu e } \sigma_{20} = 0,0040 \text{ pu}$$

e para razão de curto-circuito igual a 10% (Figura 5.13),

$$\mu_{10} = 0,9979 \text{ pu e } \sigma_{10} = 0,0040 \text{ pu}$$

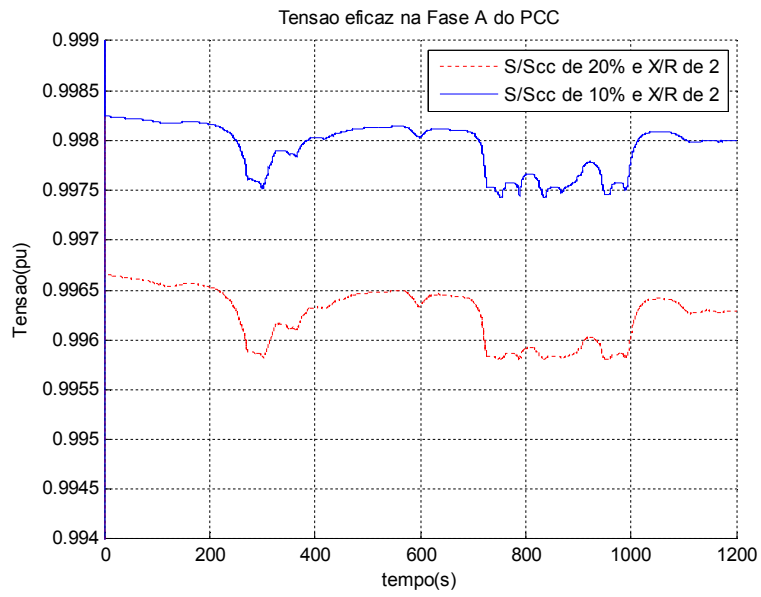


Figura 5.11 Variação de tensão de uma fase no PCC para S/Scs de 10% e 20% para X/R 2

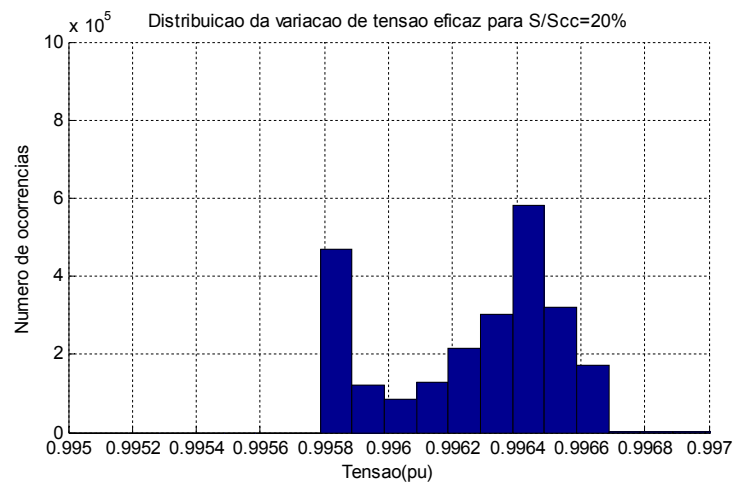


Figura 5.12 Distribuição de tensão eficaz para S/Scs de 20% e X/R de 2

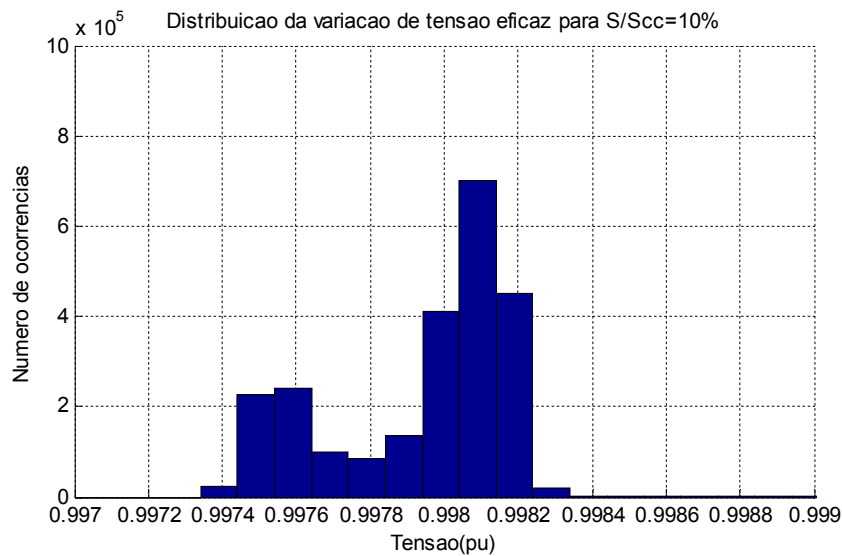


Figura 5.13 Distribuição de tensão eficaz para S/Sc de 10% e X/R de 2

5.5.1.2. Análise da cintilação luminosa

Também foram analisados se haveria a ocorrência de cintilação luminosa causado pelas flutuação de tensão oriundas da usina. Por praticidade, foram considerados os piores casos apenas, ou seja, quando a razão de impedância X/R é 0,5. Foi utilizado o algoritmo do flickerímetro, sendo que os resultados foram:

Para razão de curto-circuito 20% e X/R 0,5 o Pst foi de 0,55.

Para razão de curto-circuito 10% e X/R 0,5 o Pst foi de 0,0054.

Na Figura 5.14, é mostrada uma curva de Probabilidade Cumulativa Complementar que foi gerada na determinação dos Pst. Lembrando que, como explicado, o valor de referência definidos na norma IEC 61000-3-7 é de $Pst \leq 0,9$, conclui-se que não houve identificação de cintilação luminosa nos níveis prejudiciais definidos pela norma para as simulações realizadas. Para mais detalhes sobre o flickerímetro, ver a norma IEC 61000-3-7.

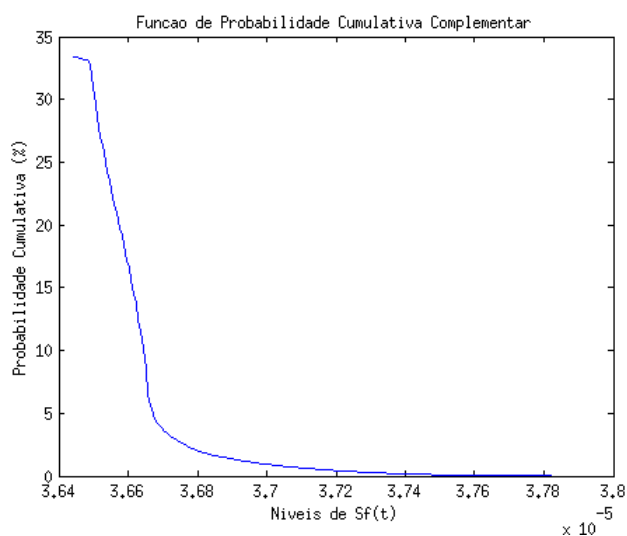


Figura 5.14 Curva de probabilidade cumulativa de cintilação luminosa

5.5.1.1. Variação da potência

Uma análise idêntica à feita para a tensão eficaz é aplicada agora a potência trifásica média medida no ponto de PCC. Abaixo nas Figura 5.15 e Figura 5.18 são apresentados os efeitos na variação da potência produzida pelo inversor do arranjo fotovoltaico na rede.

Na Figura 5.15 nota-se que a elevação da potência de curto-circuito fez com que a potência média tivesse uma pequena elevação e o desvio padrão se reduzisse.

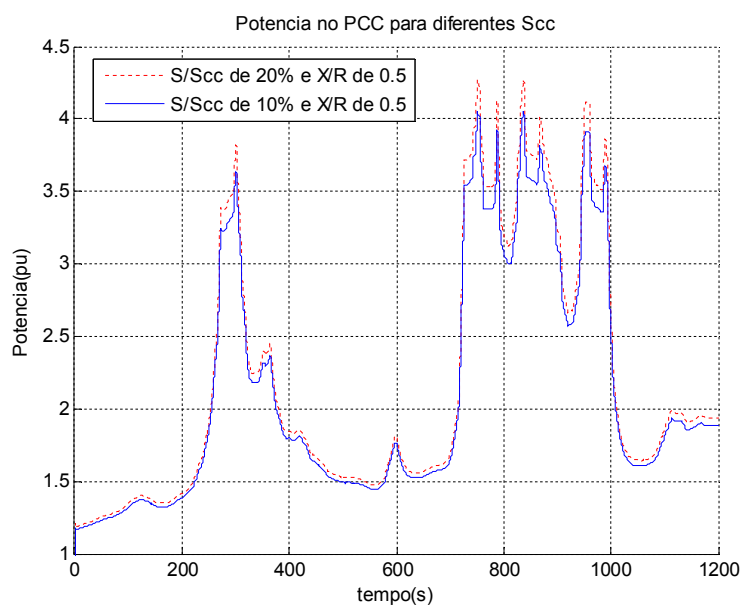


Figura 5.15 Variação da potência sob razão de curto-circuito de 20% e 10% mantendo a relação X/R igual a 0,5

Os resultados estatísticos obtidos são sintetizados nas Figura 5.16 e Figura 5.17. Nota-se que quase não há diferenças do perfil de distribuição normal de potências ao se mudar a potência de curto-circuito.

Para razão de curto-circuito igual a 20% (Figura 5.16),

$$\mu_{20} = 2,173 \text{ pu e } \sigma_{20} = 0,884 \text{ pu}$$

e para razão de curto-circuito igual a 10% (Figura 5.17),

$$\mu_{10} = 2,102 \text{ pu e } \sigma_{10} = 0,828 \text{ pu}$$

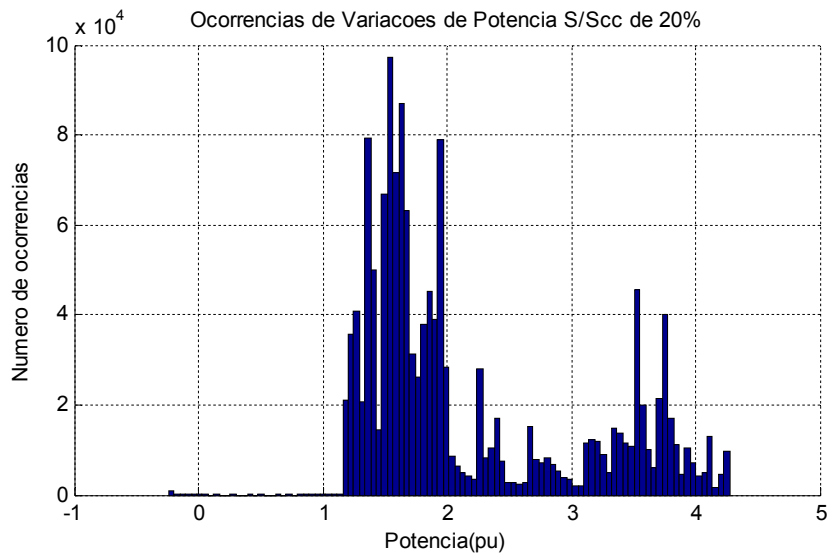


Figura 5.16 Distribuição de Potência para S/Sc de 20% e X/R de 0,5

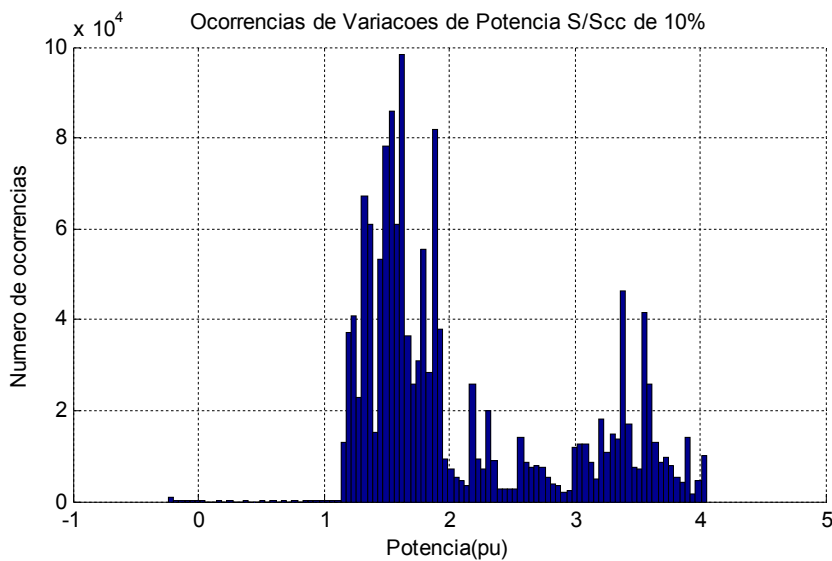


Figura 5.17 Distribuição de Potência para S/Sc de 10% e X/R de 0,5

Agora, repetem-se os procedimentos para a razão de impedância X/R sendo igual a 2, cujo resultado é mostrado na Figura 5.18.

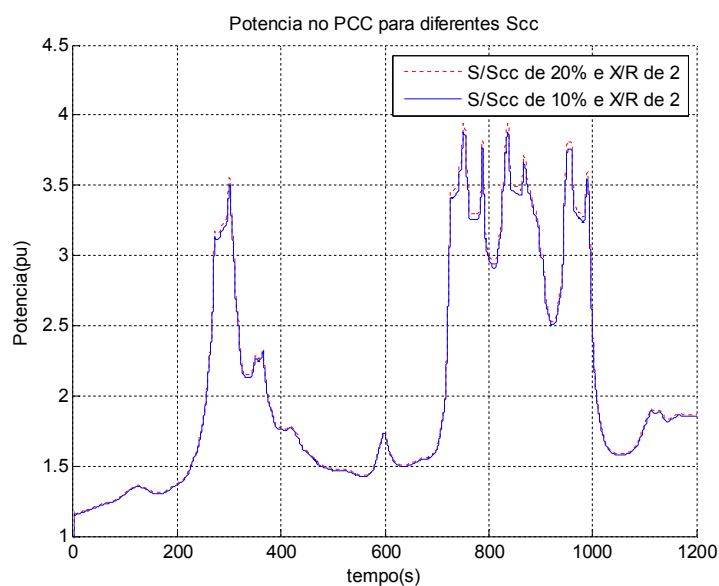


Figura 5.18 Variação da razão de curto-circuito de 10% e 20% mantendo a relação X/R igual a 2

São também obtidos os resultados estatísticos sintetizados nas Figura 5.19 e Figura 5.20, cujos valores são:

Para razão de curto-circuito igual a 20% (Figura 5.19),

$$\mu_{20} = 2,0673 \text{ pu} \text{ e } \sigma_{20} = 0,8013 \text{ pu}$$

e para razão de curto-circuito igual a 10% (Figura 5.20),

$$\mu_{10} = 2,0484 \text{ pu} \text{ e } \sigma_{10} = 0,7871 \text{ pu}$$

Notam-se pelos valores de desvio padrão apresentados para X/R igual a 0,5 e 2 que como esperado com a elevação da razão, os desvios são reduzidos para ambas as potências de curto-circuito.

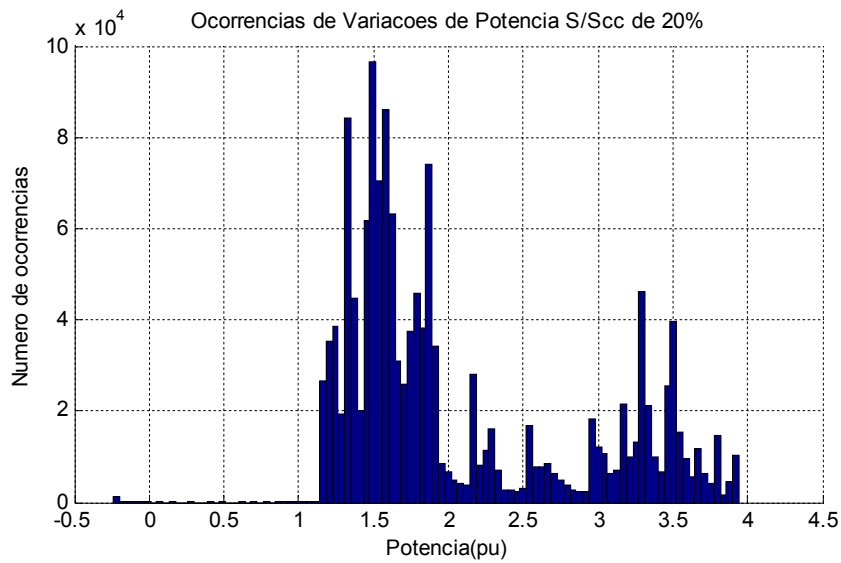


Figura 5.19 Distribuição de potência para S/Sc de 20% e X/R de 2

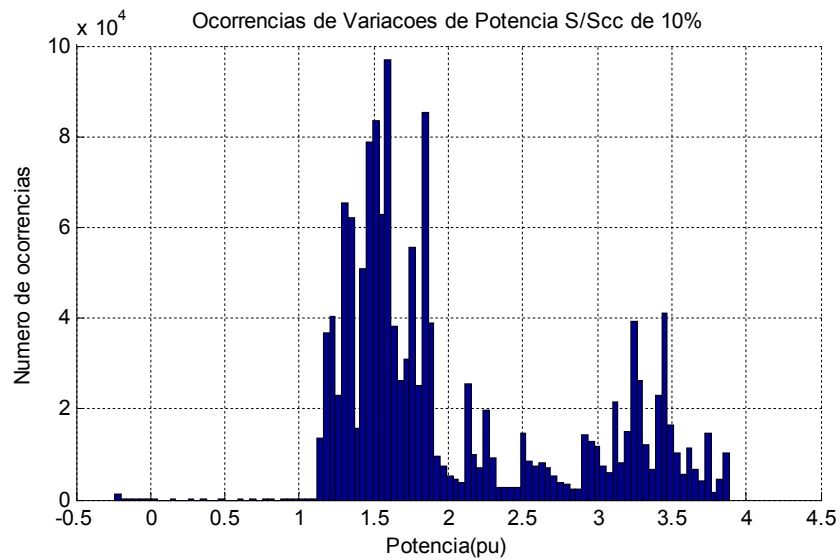


Figura 5.20 Distribuição de potência para S/Sc de 10% e X/R de 2

Como conclusão geral sobre os perfis de distribuição normal tanto da tensão quando da potência no PCC, percebe-se que eles não possuem uma tendência específica de comportamento, tendo uma distribuição de tensões variadas. Isso se deve a própria natureza dos sinais de entrada, irradiância e temperatura que são de natureza ruidosa considerando uma janela de tempo de alguns minutos como fora aqui utilizado.

5.5.2. Efeitos da mudança de direção das nuvens sobre os arranjos

O modelo considera a direção do deslocamento das nuvens sobre os arranjos, como já explicado na seção 4.4.2.2. Nesta seção são aplicadas estas diferentes direções e mostrados os resultados no comportamento da tensão e da potência quando se mudam as direções entre longitudinais e perpendiculares aos strings dos arranjos.

Por simplicidade, consideram-se as condições da rede elétrica fixas. Sendo a razão de potência de curto-circuito igual a 20% e razão X/R igual a 0,5.

Na Figura 5.21 é mostrado como exemplo, um instante onde um conjunto de 24 strings é irradiado com valores distintos e então as tensões totais de cada string que se conecta ao barramento do inversor são somadas. Como no modelo, considera-se que sempre há um diodo de bloqueio para cada string e que este diodo tem tensão de 0,7V. Também considera-se que todas as tensões [$v_1(t)$ $v_2(t)$ $v_3(t)$... $v_p(t)$], tal que p é o número de strings, que foram menores em 0,7V que a maior tensão naquele instante t terão suas correntes geradas bloqueadas pelos seus diodos de bloqueio. Esta condição mudará tão rápido quando mudarem as distribuições de sombras.

Nota-se por exemplo que a terceira string tem tensão $v_3(t) = 29,37V$ e é 0,86V menor que a maior tensão, em $v_6(t) = 30,23V$, portanto ela não poderá conduzir corrente num certo instante t em segundos, voltando a conduzir logo que a irradiância sobre a string volte a subir acima do limiar de condução.

Importante notar que aqui se estuda o pior caso, ou seja, que entre os strings há diferença de sombreamento suficiente para que as tensões geradas sejam desiguais a ponto de atingir a diferença de tensão levem os diodos ao bloqueio. É possível que isso acontece para nuvens cumulus ou altocumulus tendo em vista discussões havidas no capítulo 2. Os aspectos teóricos envolvidos já foram discutidos na seção 3.3.4.

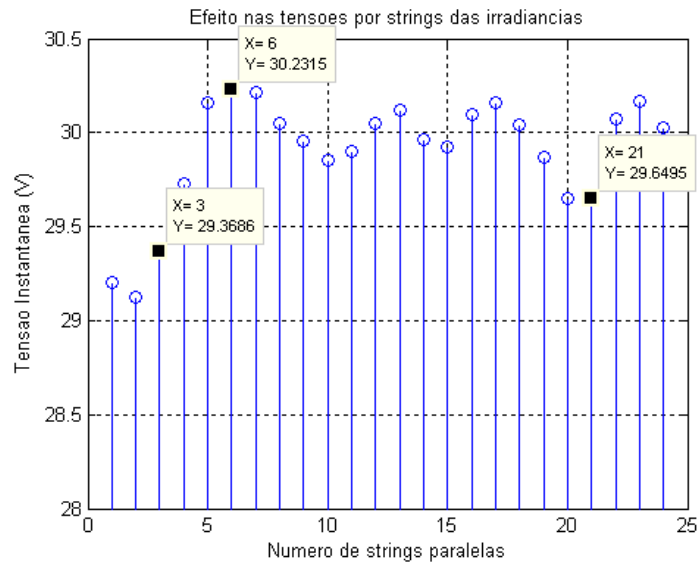


Figura 5.21 Efeito nas tensões instantâneas por strings quando diferentes irradiâncias as cobrem.

5.5.2.1. Variação de Tensão com direção das nuvens

Quando as nuvens passam sobre um arranjo na direção longitudinal à linha dos strings a variação de tensão provada tende a seguir o perfil da irradiância, já que as tensões dos strings serão todas instantaneamente iguais e todas as correntes serão somadas no barramento do inversor. Mesmo que alguns módulos tenham sombreamentos severos, os módulos paralelos nos strings vizinhos também terão, mantendo o comportando uniforme. Quando as nuvens passam na direção transversal, elas apresentação o comportamento mostrado na Figura 5.22, onde nota-se que as variações de tensão de baixa amplitude aumentaram. Isso devido os efeitos dos diodos de bloqueio dos strings que podem ser momentaneamente bloqueados reduzindo bruscamente a corrente injetada.

Observando os valores do desvio padrão, σ_L , abaixo, confirma-se o entendimento físico de maior variabilidade da tensão para a passagem longitudinal das nuvens, embora que a diferença seja mínima se normalizada pela média de cada caso.

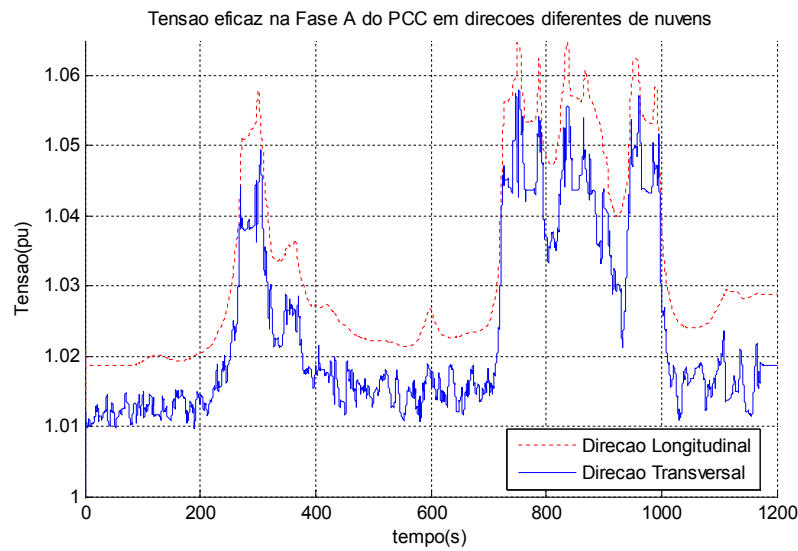


Figura 5.22 Variação de tensão de uma fase no PCC com mudança na direção das nuvens

Repetindo o mesmo procedimento estatístico adotado anteriormente, foram obtidos os resultados sintetizados nas Figura 5.23 e Figura 5.24.

Pela passagem longitudinal das nuvens (Figura 5.23),

$$\mu_L = 1,0325 \text{ pu} \text{ e } \sigma_L = 0,0143 \text{ pu}$$

e pela passagem transversal das nuvens (Figura 5.24),

$$\mu_T = 1,0232 \text{ pu} \text{ e } \sigma_T = 0,0134 \text{ pu}$$

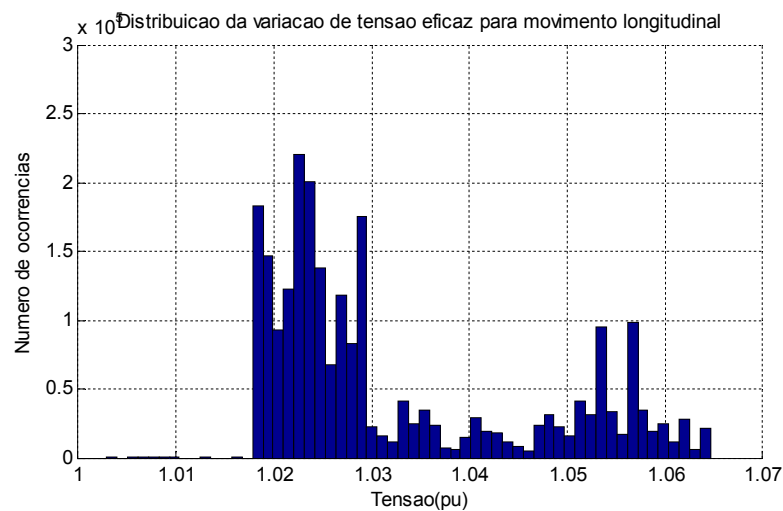


Figura 5.23 Distribuição normal da variação de tensão pela passagem longitudinal das nuvens

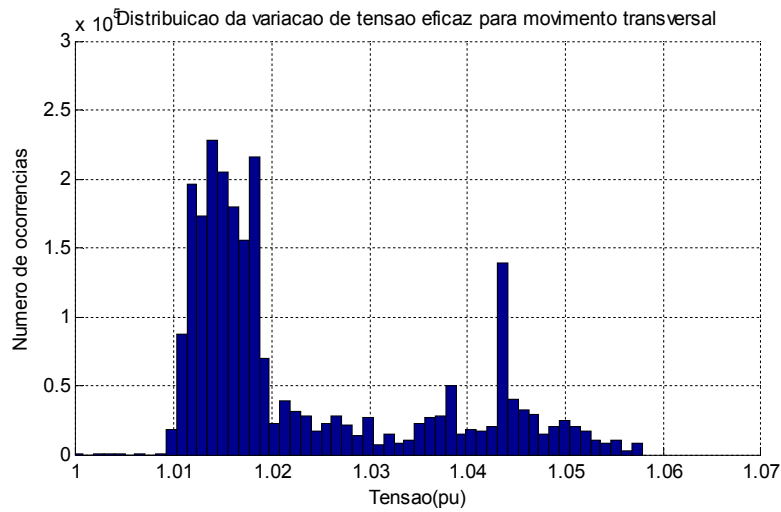


Figura 5.24 Distribuição normal da variação de tensão pela passagem transversal das nuvens

5.5.2.2. Variação de Potência com a direção das nuvens

Na Figura 5.25 nota-se que a potência média gerada no PCC pela passagem transversal das nuvens é um pouco menor que a gerada pela passagem longitudinal. Isso se deve a corrente total injetada no inversor pelos strings que no caso longitudinal tende a ser a soma de todas as correntes e no caso transversal é apenas a soma daquelas correntes cujos strings não sofreram interrupção de corrente por seus diodos de bloqueio.

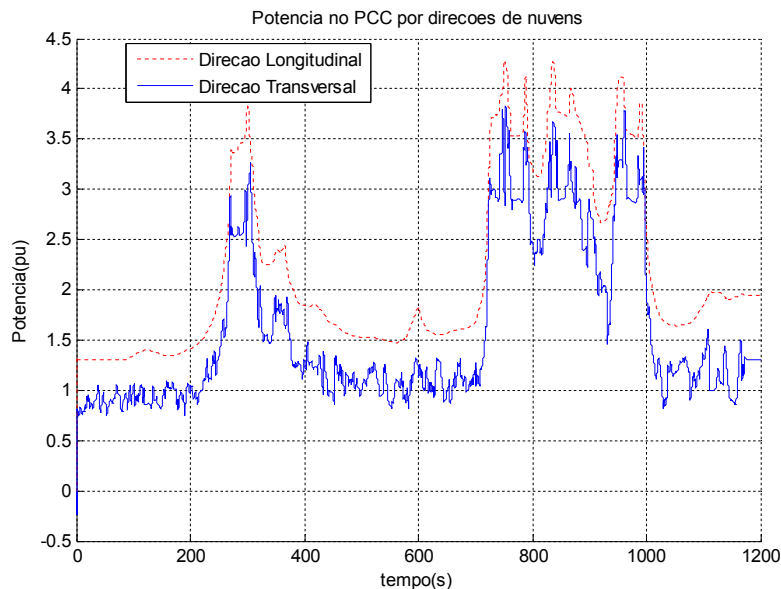


Figura 5.25 Variação da potência no PCC para passagem da mesma sequência de nuvens com direções longitudinais e transversais

Analisando estatisticamente tem-se que as distribuições normais nas Figura 5.26 e Figura 5.27, cujos valores são:

Para movimentação longitudinal das nuvens sobre os arranjos (Figura 5.26),

$$\mu_L = 2,1781 \text{ pu} \text{ e } \sigma_L = 0,8791 \text{ pu}$$

e para movimentação transversal das nuvens sobre os arranjos (Figura 5.27),

$$\mu_T = 1,5984 \text{ pu} \text{ e } \sigma_T = 0,8108 \text{ pu}$$

É notório o efeito da mudança dos valores de potência com a mudança de direção das nuvens. Observa-se que o desvio padrão σ_T é menor para a movimentação transversal que para a longitudinal, mas que no deslocamento transversal é introduzida uma variação de baixa amplitude e ao mesmo tempo reduz as variações de grande amplitude como se observa por exemplo no instante 600 s da Figura 5.25, onde o pico que existe no movimento longitudinal, consonante a aquele produzido pela irradiância incidente, ver Figura 5.5, é filtrada no movimento transversal e acrescida de oscilações de baixa amplitude devido aos múltiplos bloqueios feitos pelos diodos de bloqueio em tensão reversa.

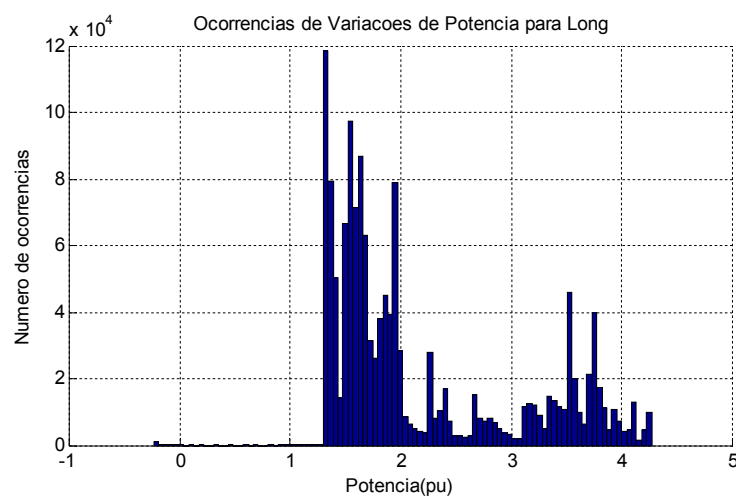


Figura 5.26 Distribuição normal da potência durante uma passagem longitudinal

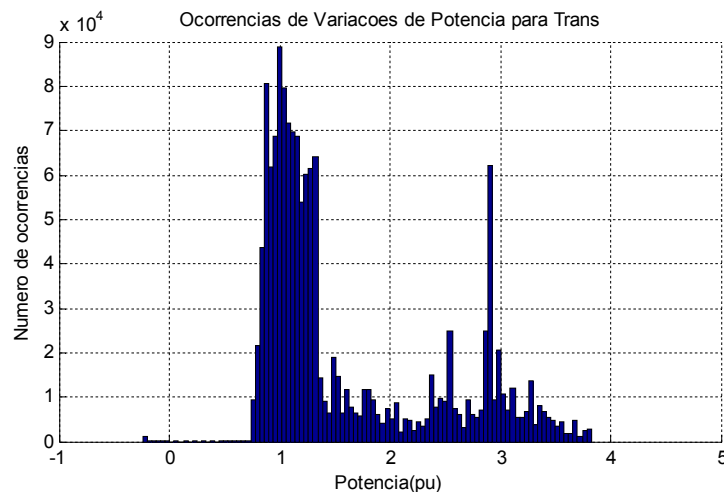


Figura 5.27 Distribuição normal da potência durante uma passagem transversal

5.6. Simulação de um inversor de 500 kW em PV1 com dois MPPT

Enquanto na seção anterior foi enfatizado o efeito de se aplicar uma mesma série de irradiância apenas mudando a direção do conjunto de nuvens passando sobre um arranjo e gerando variações de tensão e potência, nesta seção verifica-se o efeito de se aplicarem diferentes séries temporais de irradiância em diferentes conjuntos de arranjos conectados ao inversor por MPPT distintos. O que se quer mostrar agora é que o uso de mais de um MPPT nos inversores pode reduzir os efeitos dos sombreamentos no conjunto funcionando como uma “média” de potências na saída do inversor.

Como mostrado na simulação do caso anterior para o inversor em PV2, a configuração com uma razão de curto circuito em 20% e o X/R em 0,5 torna a rede mais susceptível as variações de potência e tensão, sendo portando o pior caso do ponto de vista de qualidade de energia.

O inversor de 500 kW foi simulado a semelhança do que fora feito para o inversor de 100 kW. As distinções são a mudança da eficiência que aqui é de 98,3%, a saturação de potência que ocorre em 550 kW, a tensão de saída, cujo valor eficaz é 260 V e o uso de dois MPPT no inversor. Todas as demais considerações havidas permanecem inalteradas. Na Figura 5.28, os dois MPPT são mostrados como entradas de potência (PotenciaPV1 e PotenciaPV2) para o inversor e são somadas por ele.

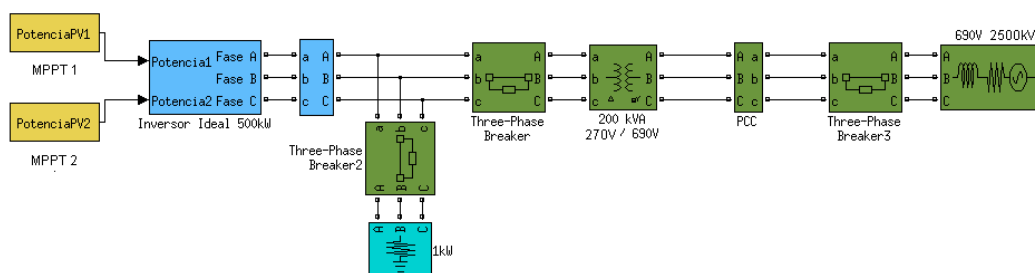
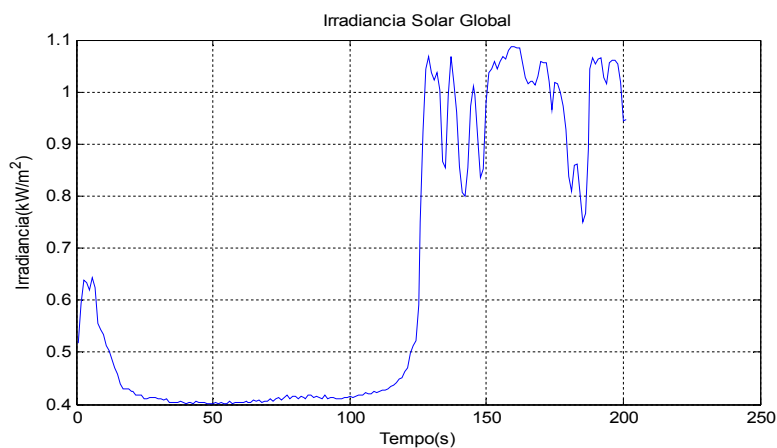


Figura 5.28 Modelagem do conversor ideal com 2 MPPT conectado à rede elétrica

Os dados utilizados nesta análise são referentes a dados reais medidos no dia 04 de dezembro de 2013, onde foram selecionados 2 minutos de alta irradiância (em torno de 1000 W/m^2). As temperaturas medidas nas partes traseiras dos módulos MSX120 ficaram na faixa 36 a 43°C . Nas Figura 5.29 e Figura 5.30 são mostradas as séries de irradiâncias e temperaturas mencionadas com dinâmicas diferentes, cujas variações máximas na janela amostrada são de ΔG igual $3,17\%$ para ambas as séries de irradiância e um ΔT de $15,6\%$ para a temperatura.

Nesta simulação, um arranjo de 120 strings paralelas com 21 módulos em série projetado para PV1 na usina de Sete Lagoas é conectado a um inversor Jema 500 com 2 MPPT independentes. Nesta configuração são aplicadas as séries temporais apresentadas em cada grupo de 60 strings durante 3 minutos de deslocamento das nuvens.



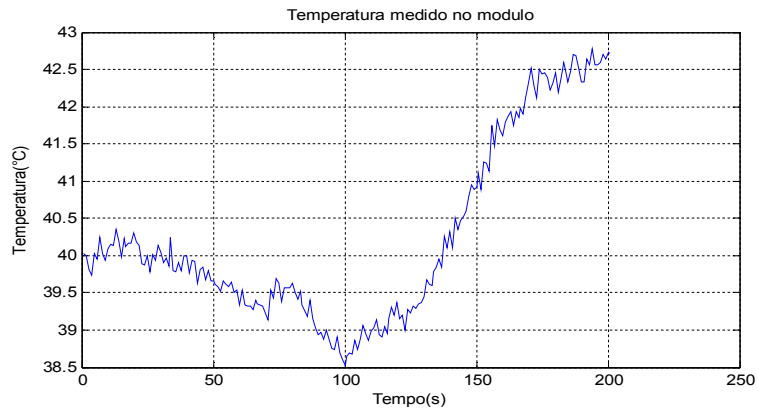


Figura 5.29 Séries de irradiâncias e temperaturas sobre cada grupo de 60 strings e 21 módulos cada para o MPPT 1

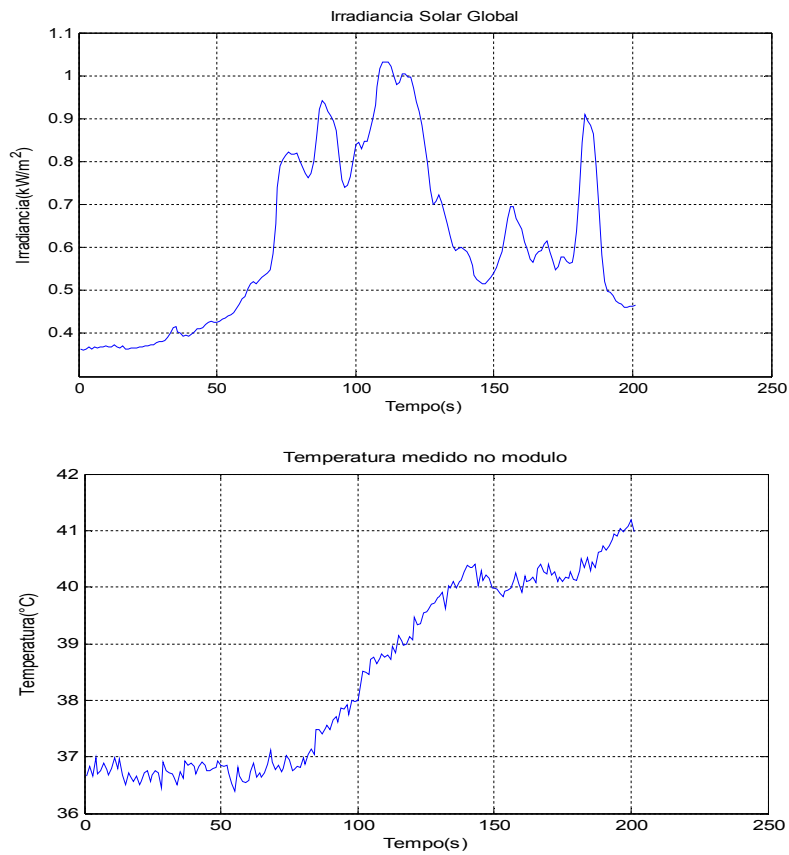


Figura 5.30 Séries de irradiâncias e temperaturas sobre cada grupo de 60 strings e 21 módulos cada para o MPPT 2

Na Figura 5.31 são mostradas as dinâmicas de potências encontradas pelos dois algoritmos MPPT. Nota-se que em podem diferir em mais de 20 kW em alguns pontos ou seja, 4% da potência total do arranjo. Estas potências são então somadas e injetadas na rede pelo inversor.

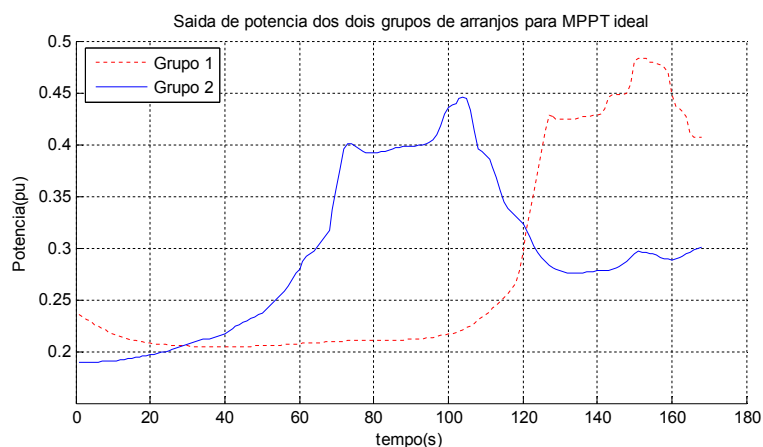


Figura 5.31 Potências encontradas pelos MPPT de cada grupo de strings

Agora, o efeito no PCC da usina para a rede elétrica será analisado e lembrando-se que a rede usada neste trabalho como PCC é de 690 V, e não de 13,8 kV utilizado no projeto original da CEMIG.

A variação de tensão no PCC é mostrado na Figura 5.32 com a razão de curto circuito em 20% e o X/R em 0,5. As variações de tensão ΔV são no máximo de 0,02 pu, mas em contraste com as variações da irradiância aplicada que tiveram ΔG igual 3,17%, temos então que a tensão no PCC sofre um considerável impacto das variações de irradiância sobre os módulos.

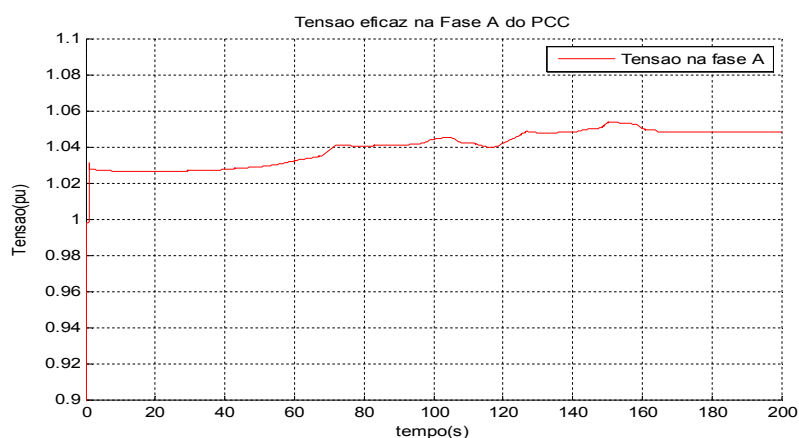


Figura 5.32 Tensão eficaz na fase A no PCC

Por fim, a potência no PCC é apresentada na Figura 5.33. Nota-se de imediato que os dois MPPT no inversor serviram para suavizar a dinâmica da potência na saída. Quando observadas as dinâmicas da Figura 5.31 e Figura 5.33 nota-se que as

quedas bruscas de potência causadas por sombreamentos em uma parte de um dos grupos de strings foram compensadas pelo outro grupo que naquele instante recebia mais irradiância e uma maior potência foi captada pelo MPPT individual. Por exemplo, observando as potências geradas entre os instantes 60 s e 120 s na Figura 5.31, tem-se que as saídas dos dois grupos de arranjos se opõe, no grupo 1 há uma queda da potência devido a um sombreamento e no grupo 2 uma elevação acentuada de 100% da potência anterior em aproximadamente 1,5 minutos. No entanto, devido ao uso de dois MPPT's no mesmo inversor estas quedas são parcialmente compensadas por outros strings que estão recebendo irradiação no momento, assim a potência total no PCC passa a ter uma dinâmica notadamente mais suave como se observa na Figura 5.33. Os altos valores de potência em pu devem-se também a alimentação da rede elétrica no PCC que foi considerada como 2500kW.

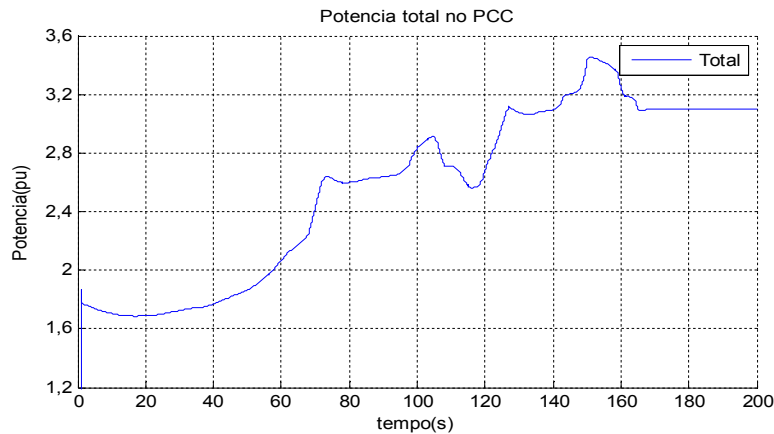


Figura 5.33 Potência média no PCC com a razão de curto circuito da rede em 2500 kVA

É bastante relevante observar a filtragem que há deste as duas séries medidas de irradiância até a potência injetada na rede. Nota-se que os gráficos das irradiâncias mostram um comportamento de mais alta frequência, as potências geradas por cada grupo de strings são mais suaves. Isso se deve ao comportamento da planta comum um todo de ser um filtro passa-baixas. Esta filtragem é mais severa quanto mais dispersos os módulos estiverem geograficamente e maior a sua quantidade.

5.7. Considerações Finais

Os resultados alcançados mostram que as variações de irradiância têm um impacto proporcional elevado na tensão e na potência geradas pelos sistemas fotovoltaicos e que não podem ser desprezados sob pena de impactar a qualidade de energia suprida a rede. A semelhança do que acontece já com energia eólica, onde já

há regulamentação específica para a conexão a rede, a energia solar também deverá ter a medida em que seu percentual na matriz energética cresce.

Embora ficou demonstrado que as intermitências de irradiância provocadas pelas passagens de nuvens impactem na qualidade de energia da geração fotovoltaica, não há como evitar isso. O que há, são meios de reduzir seus efeitos no sistema elétrico. Como foi mostrado, podem ser elencadas as seguintes medidas mitigadoras de impactos na geração:

- aumento da área das usinas mantendo os arranjos dispersos, isso permitirá que agrupamentos de nuvens não tenham impacto em grande parte da usina ao mesmo tempo evitando as quedas bruscas e prolongadas;
- reforço nas redes elétricas acessadas com a elevação da razão de curto circuito $\frac{S}{S_{cc}}$ e principalmente da razão de impedância $\frac{X}{R}$, que pelos resultados se mostrou mais relevante na redução das variações de tensão ΔV ;
- uso de mais de um MPPT por inversor ou vários inversores com arranjos distribuídos somando suas contribuições em um barramento comum antes do transformador acessante;
- disposição dos strings transversalmente as direções mais comum de ventos da região da usina para que, como demonstrado, possa se valer do efeito de médias de correntes feitos pelos strings com diferentes irradiâncias quando as nuvens passam transversas a estes.
- procurar por locais de relevo mais elevado ou forte presença de ventos para que eles funcionem como dispersores de nuvens de baixa altitude e ao mesmo tempo resfriem os módulos, reduzidos os efeitos da temperatura sobre a geração.
- quanto ao fenômeno de cintilação luminosa, não se observou condições para que ele ocorresse nos testes realizados. Um maior volume de testes dedicados e de longa duração seria recomendável para validar a inobservância do fenômeno. Entretanto trabalhos feitos pelo NREL e SANDIA LABS (Broderick, et al., 2013) também não apontaram a ocorrência de cintilação em níveis perceptíveis.

Conclusões e Propostas de Continuidade

6.1. Conclusões

Neste trabalho foi apresentado o efeito do sombreamento dinâmico provocado por nuvens sobre uma usina, diferentemente dos sombreamentos estáticos até então apresentados na literatura. O sombreamento foi considerado desde o percentual de impacto do sombreamento local e estático sobre uma única célula de um módulo até grandes sombreamentos por nuvens e dinâmicos sobre arranjos inteiros. Não foi encontrado nenhum trabalho no Brasil que tenha realizado este abordagem dinâmica.

Na Figura 6.1 é apresentado um diagrama para resumir a metodologia usada neste trabalho. Basicamente foram criados modelos da rede elétrica, modelo da planta fotovoltaica, modelo da radiação solar e medições experimentais de variáveis atmosféricas. O diagrama se subdivide mostrando cada item que compõe cada modelo e medições. Onde se lê “lit”, refere-se à literatura consultada. Lendo o diagrama têm-se o modelo Equivalente elétrico das células que permitiu traçar as curvas PV e IV do modelo e comparar às curvas experimentais, destas comparações consolidou-se um modelo para os módulos ou arranjos de módulos. Sobre o modelo de módulos foi então aplicado o modelo de passagem de nuvens em duas direções (longitudinal e perpendicular às strings), isso resultou no modelo dinâmico de sombreamento PlantaX. Usando os conceitos teóricos e matemáticos da geometria solar-terrestre e dados atmosféricos da Terra conforme a literatura apresentada foi desenvolvido um modelo de céu claro para servir de referência na comparação dos impactos das nuvens sobre a irradiância de superfície. Foram então agregados ao modelo de céu claro os valores de radiação difusa presentes nas bases históricas referenciadas (Base histórica) e localmente medidas (Medições locais). Por fim, adicionou-se um modelo de cobertura de nuvens, concebido neste trabalho, baseado em medições locais com piranômetros em paralelo a coleta de imagens de nuvens ao longo das medições. Este conjunto de modelos formaram o modelo SolarX que permitiu gerar curva anuais e diárias de irradiância direta e global para seu claro, comparar com medições locais e fazer algumas extrapolações espaciais de irradiâncias medidas. Com a bancada de instrumentação do CPH/UFMG e os dados da estação meteorológica do CDTN foi possível fazer as medições de irradiância e

temperatura usadas como entradas neste trabalho. Por fim para conectar a planta fotovoltaica simulada a rede elétrica, foi feito um modelo da rede elétrica para variação da potência de curto-circuito e da razão de impedância no ponto de acoplamento comum. O modelo de inversor utilizado nesta rede foi ideal e recebe a série de potência gerada no modelo de módulos. O modelo ideal foi satisfatório porque para os fins deste trabalho as dinâmicas observadas têm frequências bem menores que as presentes nos inversores. Assim, os impactos da rede elétrica gerados por plantas fotovoltaicas sob irradiância intermitente provocadas pelas passagens de nuvens foram estudados.

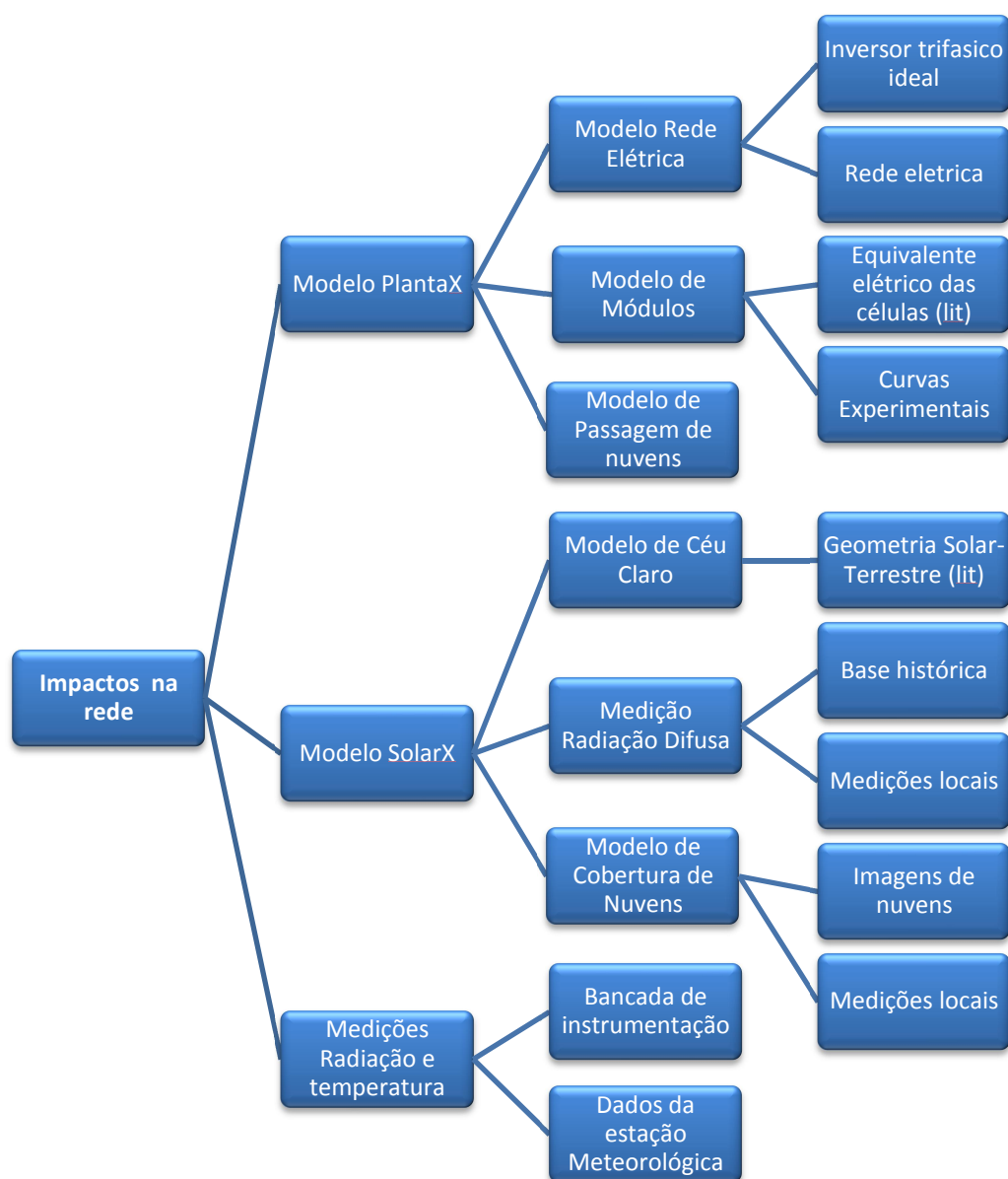


Figura 6.1 Diagrama funcional dos sistemas desenvolvidos neste trabalho para se estudar os impactos na rede elétrica das intermitências de nuvens em plantas fotovoltaicas

A partir de análises de imagens de nuvens, medições de irradiância e classificações das nuvens na literatura foi feita uma correlação das classes de nuvens com seus efeitos sobre a irradiância de superfície, onde se constatou que as nuvens que produzem maiores variabilidades (intermitência) sobre irradiância nos sistemas fotovoltaicos são nuvens altocumulus, stratocumulus e cumulus.

O modelo de céu claro foi usado para comparar medições de irradiância global e direta de uma estação meteorológica medidas durante todo o ano de 2012. Com isso foi possível medir e calcular claramente o impacto das nuvens sobre o potencial de uma região durante um ano, ficando demonstrado experimentalmente o valor da perda anual de irradiância de superfície disponível para geração fotovoltaica. Esta perda de geração foi de 49% em relação ao esperado pelo modelo de céu claro desenvolvido, valor este consonante àqueles encontrados nos trabalhos do INPE (CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2006).

O método computacional e experimental para modelar módulos fotovoltaicos e arranjos inteiros foi publicado no Congresso Brasileiro de Energia Solar (Soares, Silva, Cardoso, & Lopes, 2014).

Foram mostrados os efeitos da intermitência da geração fotovoltaica usando dados reais medidos sobre a qualidade de energia (variações e flutuações de tensão). Uma análise estatística sobre as variações de potência e tensão de saída no PCC foram apresentadas mostrando as variabilidades para diferentes configurações de direções de nuvens e diferentes configurações da rede básica. Quanto a cintilação luminosa, para os casos analisados, foi demonstrado que os níveis de flutuação de tensão estão abaixo daqueles considerados provocadores de cintilação luminosa ofensiva conforme a norma IEEE 1453 (IEEE Power Engineering Society, 2004), alinhado ao encontrado pelas pesquisas do SANDIA LABS (Broderick, et al., 2013). Embora, se tenham considerado os piores casos nos testes, seriam necessários testes mais longos para se concluir completamente sobre a ocorrência ou não de cintilação luminosa em níveis prejudiciais. A não ocorrência de cintilação luminosa provocada pela usina de Sete Lagoas é importante, já que ela terá parte de sua geração injetada na rede de média tensão para suprir a cidade de Sete Lagoas.

Foram utilizados dados reais da usina de Sete lagoas usando valores atmosféricos medidos e os parâmetros dos equipamentos reais do projeto para se avaliar como será o perfil de suprimento da usina para a rede da cidade de Sete Lagoas.

As simulações feitas sobre os as mudanças da potência de curto circuito da rede elétrica e das mudanças das razões de impedâncias mostram que de fato, rede de menores potência de curto circuito sobre maiores variabilidade de tensão devido a variações potência na fonte. Um resultado relevante foi observar que a elevação da

razão de impedância reduziu as variações de tensão e potência no PCC mais do que a elevação da potência de curto-circuito da rede.

As simulações feitas sobre as passagens de nuvens nas direções longitudinais e transversais revelaram que para um mesmo perfil de irradiância provocada por conjunto de nuvens, a dinâmica de tensão e potência na saídas dos inversores e conectadas no PCC serão diferentes. A maior variabilidade encontrada foi durante o deslocamento longitudinal. Isso deve-se ao efeito de soma das correntes idênticas geradas ao longo das strings paralelas conectadas nos inversores.

As simulações feitas com um arranjo maior de módulos cujas potências foram lidas por dois MPPTs no inversor mostraram que ao se somarem as potências de cada MPPT de um inversor a potência total tende a ter uma menor variação. Assim, ter mais um MPPT por inversor e uma maior quantidade de módulos distribuídos espacialmente reduz a variação de potência injetada na rede.

Um dos pontos fracos identificados por este trabalho no Brasil é certamente a indisponibilidade de dados de irradiância, temperatura, ventos etc com taxas de amostragem mais elevadas, da ordem de segundos, compatíveis com os fenômenos atmosféricos como é feito em outros países. Nos Estados Unidos são disponibilizados dados atmosféricos com taxas de segundos e minutos para vários pontos do território nacional e a consulta aos dados é pública (NREL - National Renewable Energy Laboratory, 2000). As bases existentes como as do Projeto Sonda (INPE) são importantes iniciativas para o planejamento da exploração energética, mas são bases que não permitem uma análise do planejamento do sistema elétrico para adequar o porte local das instalações para receber a conexão de geradores intermitentes como são os fotovoltaicos e eólicos. Sem esta visão prévia de planejamento, a qualidade de energia local das unidades consumidores pode ser fortemente impactada como se demonstrou no capítulo 5 deste trabalho. A tomada de decisão sobre alterações nas linhas de transmissão e de distribuição tem um impacto enorme sobre a viabilidade econômica de um empreendimento de geração e demanda bases meteorológicas que permitam estudos prévios como os realizados neste trabalho, entre outros. O uso de pontos de acesso a rede de baixa e média potência de curto circuito para conexão das plantas fotovoltaicas sem considerar-se os microclimas locais, produz um grande risco de negócio de não atender os requisitos de qualidade de energia exigidos pelos códigos de rede nacionais.

6.2. Propostas de Continuidade

O tema abordado neste trabalho possibilita a realização de evoluções no conhecimento do projeto de centrais de geração solar. O modelo proposto

permitiu avaliar correlações entre as nuvens e o perfil da potência de saída da usina solar, o que permite refletir sobre se seria possível a partir daí trabalhar na direção da previsibilidade de geração monitorando as condições climáticas. Dito isso, tem-se como propostas de continuidade deste trabalho, decorrente do que já foi apresentado:

- Fazer um estudo comparativo entre métodos de detecção do ponto de máxima potência global (MPPT) sob regimes intermitentes de nuvens;
- Modelar os efeitos de ventos sobre os gradientes de distribuição de temperaturas em arranjos geograficamente dispersos;
- Desenvolver estratégias alternativas de controle nos inversores que minimizem a frequência e amplitude dos transientes de potência geradas pelas intermitências de nuvens;
- Fazer medições distribuídas de irradiância em vários pontos distantes de 100 metros a 1 quilômetro e historiar as medições com sincronismo de tempo para que se possa fazer uma análise espacial das irradiâncias sobre os arranjos.
- Seria uma continuação que se fizesse um inversor real conectado a um arranjo para se fazer medições de potência injetada na rede e daí levantarem-se estudos de desequilíbrio e harmônicos gerados.
- As flutuações de tensão para baixas razões de impedância de curto-circuito foram muito altas como foi mostrado. Isso levantou o questionamento sobre então como ficaria a qualidade da energia na rede básica para a geração distribuída solar residencial.

A usina solar de Sete Lagoas ainda está em construção. Abrindo portanto a possibilidade para novos trabalhos e propostas de continuidade em uma planta real de geração. Está será uma oportunidade futura excepcional para contribuir com o desenvolvimento desta fonte de energia formidável no Brasil.

Referências Bibliográficas

- ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. (2012). *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira*. ABINEE.
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e Operador Nacional do Sistema - ONS. (2010). *Procedimentos de Rede Submódulo 2.8: Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes*.
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e Operador Nacional do Sistema - ONS. (2010). *Procedimentos de Rede Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*.
- Aguirre, L. A. (2004). *Introdução à Identificação de Sistemas* (2º ed.). Belo Horizonte: UFMG.
- al., C. G. (2012). Surface solar irradiance estimation with low-cost fish-eye camera. *ESI002: Workshop*.
- Alonso-Garcia, M., Ruiz, J., & Hermann, W. (2006). Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays. *Renewable Energy*(31), 1986-1993.
- Andrade, R. C., Tiba, C., & Fraidenraich, N. (2014). Efeito Lente produzido por nuvens na irradiação solar global medidos em Água Branca-AL e Maceió-AL localidades do Nordeste do Brasil. *V Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Recife: CBENS.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (1012). *Resolução Normativa N° 482*. Brasília: ANEEL.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (2011). *Chamada n°13/2011 - Projeto Estratégico: "Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção "*. Brasília: ANEEL.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (2012). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Brasília: ANEEL.

- ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2012). *Procedimentos de Distribuição Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica*. Brasília: ANEEL.
- Apple. (2014). *Apple Maiden iCloud Data Center | Case Study*. Fonte: <http://www.cleanenergyactionproject.com/>:
http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/CS.Apple_Maiden_iCloud_Data_Center___Hybrid_Renewable_Energy_Systems_Case_Studies.html
- Bank, J., Mather, B., Keller, J., & Coddington, M. (2013). *High Penetration Case Study Report*. Denver: NREL.
- Barreto, A. (2010). Estudo das informações meteorológicas da região da Pampulha em BH de 1997 a 2009. *Simpósio Brasileiro de Climatologia Geográfica*.
- Beyer, H. G., & Hammer, A. (1994). Analysis and Synthesis of Cloud Pattern for Radiation Field Studies. *Solar Energy*, 5(52), 379-390.
- Bollen, M. (2000). *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. IEEE Press.
- Broderick, R. J., Quiroz, J. E., Reno, M. J., Ellis, A., Smith, J., & Dugan, R. (2013). *Time Series Power Flow Analysis for Distribution Connected PV Generation*. Albuquerque: SANDIA LABS.
- Brownson, J. (2014). *Solar Resources Assessment and Economics*. Fonte: College of Earth and Mineral Sciences, The Pennsylvania State University: <https://www.e-education.psu.edu/eme810/node/576>
- C. Carrero, J. A. (2007). A single procedure for helping PV designers to select silicon PV modules and evaluate the loss resistances. Madri: Renewable energy.
- Cai, C., & Aliprantis, D. C. (2013). Cumulus Cloud Shadow Model for Analysis of Power Systems With Photovoltaics. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*.
- Caluianu, I., Notton, G., Colda, I., s.Caluianu, & Damian, A. (1-3 de julho de 2009). Photovoltaic Energy Generation under Partially Shading Conditions. França: ELECTROMOTION.
- CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais. (2012). *Atlas Solarimétrico de Minas Gerais*. Belo Horizonte.

- Clark, W. W. (2010). *Sustainable Communities*. Springer Science & Business Media.
- CPFL. (maio de 2014). *PA0045 - Energia Solar Fotovoltaica*. Fonte: <http://www.cpfl.com.br/>: <http://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Paginas/pa0045-energia-solar-fotovoltaica.aspx>
- CPTEC INPE - Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos. (2006). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos: INPE.
- Deline, C. (2009). Partially shaded operation of a grid-tied PV system. Philadelphia: IEEE.
- DSA-INPE. (18 de Abril de 2014). *Radiação Solar e Terrestre*. Fonte: DSA - Divisão de Satélites e Sistemas Ambientais: <http://satellite.cptec.inpe.br/radiacao/#/>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1980). Cap1 - Solar Radiation. In: *Solar Engineering of Thermal Process* (2ª Edição ed.). Wiley-Interscience.
- Ehnberg, J. S., & Bollen, M. H. (2005). Simulation of global solar radiation based on cloud observations. *Solar Energy*(78), 157-162.
- EPE - Empresa Brasileira de Pesquisa Energética. (2012). *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. Rio Janeiro: EPE.
- EPIA - European Photovoltaic Industry Association. (2014). *Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018*. EPIA.
- EPIA - European Photovoltaic Industry Association. (2013). *Global Market Outlook For Photovoltaics 2013-2017*. EPIA.
- First Solar. (2014). *Topaz Solar Farm - Project Overview*. Fonte: www.firstsolar.com: <http://firstsolar.com/en/about-us/projects/topaz-solar-farm>
- First Solar(C). (2014). *Project Overview*. Acesso em maio de 2014, disponível em <http://www.firstsolar.com/>
- Franhouser Institute for Solar Energy Systems ISE. (23 de setembro de 2013). *World Record Solar Cell with 44.7% Efficiency*. Fonte: <http://www.ise.fraunhofer.de>: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/pdfs-zu-presseinfos-englisch/2013/press-release-world-record-solar-cell-with-44-7-efficiency.pdf>

- Fujita, T. T. (1991). *Interpretation of Cloud Winds*. Chicago: Universidade de Chicago.
- Fujita, T. T., Pearl, E. W., & Shenk, W. E. (1975). Satellite-Tracked Cumulus Velocities. *Journal of Applied Meteorology*, 14, 407-413.
- Fujita, T., Pearl, E., & Shenk, W. (1975). Satellite-traced cumulus velocities. *Journal of Applied Meteorology*, 14(3), 407-413.
- Gow, J. A., & Manning, C. D. (1999, march). Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEEE Proceedings on Electric Power Applications*, 146, pp. 193-200.
- Hashimoto, T., & Nagakura, Y. (2011). Prediction of Output Power Variation of Solar Power Plant by Image Measurement of Cloud Movement. *Journal of Advanced Research in Physics*, II(2).
- IEEE Power Engineering Society. (2004). *IEEE 1453 - Recommended Practice for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power Systems* (1^a ed.). Nova York: IEEE press.
- Ingenieurbüro GmbH. (2013). *Our Solar Irradiance sensors*. Fonte: http://www.imt-solar.com/fileadmin/docs/en/products/Si-Sensoren_Flyer_E.pdf
- INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. (2010). *Glossários*. Acesso em 12 de 12 de 2013, disponível em <http://www.cptec.inpe.br/glossario.shtml#12>
- JEMA. (2013). *IF 250 - IF 500 Inversores Solares PV Inverters Datasheet*. JEMA.
- Jr, R. A. (2011). *Cloud Dynamics*. California: Academic Press.
- Kipp&Zonen(C). (2000). *Kipp&Zonen.com*. Acesso em 2014, disponível em <http://www.kippzonen.com/Product>
- Krismadinata, Rahim, N., Ping, H., & Selvaraj, J. (2013). Photovoltaic module modeling using simulink/matlab. *The 3^a Internacional Conference on Sustainable Future for Human Security* (pp. 537-546). Malaysia: Elsevier B.V.
- Kyocera(C). (2013). *Solar Photovoltaic Power Modules Datasheet*. Acesso em junho de 2013, disponível em <http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5354.pdf>

- L. Narvarte; E. Lorenzo. (24 de junho de 2008). Tracking and Ground Cover Ratio. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS*, pp. 703-714.
- Lave, M., & Kleissl, J. (2013). Cloud speed impact on solar variability scaling – Application to the wavelet variability model. *Solar Energy*, 91, 11-21.
- Licor(C). (2012). *LI-200SA Pyranometer Sensor*. Acesso em setembro de 2013, disponível em <http://www.licor.com/env/pdf/light/200.pdf>
- Martins, F. R., Silva, S. A., Pereira, E. B., & Abreu, S. L. (2008). The influence of cloud cover index on the accuracy of solar irradiance model estimates. *Meteorology and Atmospheric Physics*, 99, 169-180.
- Masters, G. (2004). *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Interscience, W.
- Messenger, R. A., & Ventre, J. (2004). *Photovoltaic System Engineering* (2ª Edição ed.). CRC Press.
- NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration. (2013). *JetStream - Ten Cloud Types*. Acesso em Abril de 2014, disponível em <http://www.srh.noaa.gov/jetstream/clouds/types.htm>
- NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration. (2010). *Clouds*. Acesso em 10 de 03 de 2014, disponível em <http://forecast.weather.gov/jetstream/synoptic/clouds.htm>
- NREL - National Renewable Energy Laboratory. (2000). *Measurement and Instrumentation Data Center - MIDC*. Acesso em march de 2014, disponível em <http://www.nrel.gov/midc/>
- NREL - National Renewable Energy laboratory. (2010). *Glossary*. Acesso em 02 de dezembro de 2013, disponível em Glossary of Solar Radiation Resource Terms: <http://rredc.nrel.gov/solar/glossary>
- NREL - National Renewable Energy Laboratory. (2014). *PVwatts - How to Change Parameters in Legacy Calculators*. Acesso em março de 2014, disponível em http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/changing_parameters.html
- OpenEI - Open Energy Information . (2011). *About SWERA*. Acesso em maio de 2014, disponível em <http://en.openei.org/wiki/SWERA/About>

- Patel, H., & Agarwal, V. (2008). Matlab-Base Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics . *IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol 23(1)*, 302-309.
- Patel, H., & Agarwal, V. (2008). MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics. *IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol 23(1^a)*.
- PE/PR - CEMIG - Gerência de Planejamento de Redes de Distribuição. (2011). *Informação Preliminar de custo básico de conexão da Usina Fotovoltaica ao Sistema Elétrico de Média Tensão da CEMIG D em Sete Lagoas*. Belo Horizonte: CEMIG.
- Pidwirny, M. (2006). Atmospheric Effects on Incoming Solar Radiation. In: *Fundamentals of Physical Geography*.
- PVeducation.org. (s.d.). *Standard Solar Spectra*. Acesso em 20 de 11 de 2013, disponível em <http://pveducation.org/pvcdrom/appendices/standard-solar-spectra>
- Reno, M., Hansen, C., & Stein, J. (2012). *Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models: Implementation and Analysis*. Albuquerque, New Mexico: Sandia National Laboratories.
- Robert A. Houze, J. (2000). *Clouds Atlas*. Acesso em 03 de 2014, disponível em Houze's Cloud Atlas: <http://www.atmos.washington.edu/Atlas/>
- Rubén D. Piacentini, G. M. (2011). Extreme total solar irradiance due to cloud enhancement at sea level of the NE Atlantic coast of Brazil. Recife: Renewable Energy.
- Sayeeff, S., Heslop, S., Cornforth, D., Moore, T., Percy, S., Ward, J. K., . . . Rowe, D. (2012). *Solar Intermittency: Australia's clean energy challenge*. Queensland: CSIRO.
- Scharmer, K., & Greif, J. (2000). *The European Solar Radiation Atlas*. Paris: École des Mines de Paris.
- Sera, D., & Baghzouz, Y. (2008). On the Impact of Partial Shading on PV Output Power. WSEAS/IASME International Conference on Renewable Energy Sources.
- Sera, D., Teodorescu, R., & Rodriguez, P. (2007). PV panel model based on datasheet values. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp. 2392-2396.

- Shockley, W., & Queisser, H. J. (1961). Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells. *Journal of Applied Physics, Volume 32*, pp 510-519.
- Soares, D. S., Silva, S. R., Cardoso, E. N., & Lopes, B. M. (abril de 2014). Caracterização e Modelagem de Painéis e Arranjos Fotovoltaicos sob Sombreamentos. *V Congresso Brasileiro de Energia Solar*.
- Solaria. (2012). *Proyector Ejecutivo Consolidado de Central Fotovoltaica de 3,3 MWp en Sete lagoas, Minas Gerais (BR)*. Madri: Solaria.
- Solaria. (2013). *Memoria Ejecutiva Consolidada*. Madri: Solaria.
- Solmetric(C). (2010). *PV Analyser PVA-600 Datasheet*. Acesso em agosto de 2013, disponível em www.solmetric.com
- Soto, W., Klein, S., & Beckman, W. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*.
- Stapleto, G., Neill, S., & Milne, G. (dezembro de 2013). *Photovoltaic systems*. Fonte: YourHome: <http://www.yourhome.gov.au/energy/photovoltaic-systems>
- Teodorescu, R., Liserre, M., & Rodriguez, P. (2011). *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems* (1ª Edição ed.). Wiley.
- Tesla, N. (Junho de 1900). The Problem of Increasing Human Energy, Century Illustrated Magazine. *Century Illustrated Magazine*, pp. 175-210.
- Tsai, H.-L., Tu, C.-S., & Su, Y.-J. (2008). Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK. *World Congress on Engineering and Computer Science*. San Francisco.
- Villalva, M. (2010). *Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica*. Universidade de Campinas. São Paulo: Unicamp.
- Villalva, M., Gazoli, J., & Filho, E. (10 de 2009). Modeling and Circuit-based simulation of photovoltaic array. *Brazilian Journal of Power Electronics*, pp. 34--45.
- Walker, G. (2001). Evaluating MPPT converter topologies using a matlab PV model. *Journal of Electrical & Electronics Engineering*(Australia).
- Warren, S. G., Hahn, C. J., London, J., Chervin, R. M., & JennE, R. (1986). *Global distribution of total cloud cover and cloud types amount over land*.

Washington: DOE/ER/60085-H1, NCAR/TN-273+STR, NCAR Technical Notes.

WMO - World Meteorological Organization. (1975). *Internacional Cloud Atlas - Vol I*. Geneva: WMO.

WMO - World Meteorological Organization. (1987). *Internacional Cloud Atlas - Vol II*. Geneva: WMO.

Zhang, L., & Bai, Y. F. (2005). Genetic algorithm-trained radial basis function neural networks for modelling photovoltaic panels. *Journal Engineering Applications of Artificial Intelligence, Vol 18(7)*, 833-844.