



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciência

Faculdade de Engenharia

Marcos Herbert Smith dos Santos


**Potencial de energia solar e de geração com sistemas
fotovoltaicos conectados à rede em Moçambique**

Rio de Janeiro

2014

Marcos Herbert Smith dos Santos

**Potencial de energia solar e de geração com sistemas
fotovoltaicos conectados à rede em Moçambique**



Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Fenômenos de Transportes.

Orientador: Prof. Dr. Mauro Carlos Lopes Souza

Coorientador: Prof. Dr. Trajano de Souza Viana

Rio de Janeiro

2014

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/B

S237 Santos, Marcos Herbert Smith dos.
Potencial de energia solar e de geração com sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Moçambique / Marcos Herbert Smith dos Santos. - 2014.
107 f.

Orientador: Mauro Carlos de Souza.
Coorientador: Trajano de Souza Viana.
Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Engenharia.

1. Engenharia Mecânica. 2. Energia solar – Dissertações. 3. Moçambique. I. Souza, Mauro Carlos de. II. Viana, Trajano de Souza. III. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. IV. Título.

CDU 620.92(679)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

Marcos Herbert Smith dos Santos

**Potencial de Energia Solar e de Geração com Sistemas
Fotovoltaicos Conectados à Rede em Moçambique**

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Fenômenos de Transportes.

Aprovado em: 30 de janeiro de 2014.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Mauro Carlos Lopes Souza (Orientador)
Faculdade de Engenharia – UERJ

Prof. Dr. Trajano de Souza Viana (Coorientador)
Centro Federal de Educação Tecnológica - CEFET/RJ

Prof. Dr. Luiz Artur Pecorelli Peres
Faculdade de Engenharia – UERJ

Prof. Dr. Samuel Luna de Abreu
Instituto Federal de Santa Catarina - IF/SC

Prof. Dr. Weber Figueiredo da Silva
Centro Federal de Educação Tecnológica - CEFET/RJ

Rio de janeiro

2014

DEDICATÓRIA

À minha família, à minha esposa Hilzese à minha irmã Giuliana, que sempre me ajudaram e estimularam a estudar.

AGRADECIMENTOS

A Deus que me criou e me inspirou a realizar este trabalho.

Ao professor Mauro Carlos Lopes Souza, amigo, orientador, que com dedicação e sabedoria me orientou e encorajou nos estudos.

Ao professor Trajano de Souza Viana, coorientador, que com muita sabedoria me ajudou a estruturar a dissertação.

À professora Mila Avelino que sempre me encorajou e me ajudou.

Ao professor Weber Figueiredo, pelas observações e sábios conselhos.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UERJ, em especial ao professor Norberto Mangiavacchi, e a todos os seus excelentes professores cujo conhecimento transmitido criou, para mim, novas oportunidades profissionais e possibilitou a realização deste desejo de aprofundar meu conhecimento em uma área de pesquisa.

Aos meus colegas do curso de mestrado que sempre me auxiliaram e apoiaram.

À Silvia Pereira, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), pela colaboração no trabalho de elaborar os mapas solarimétricos com as especificações adequadas a esta dissertação.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para que este trabalho tivesse êxito.

RESUMO

SANTOS, Marcos Herbert Smith dos. **Potencial de energia solar e de geração com sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Moçambique**. 2014. 107 f, Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

A energia solar fotovoltaica é uma alternativa de energia limpa que está se tornando uma importante opção para se utilizar eletricidade em regiões desprovidas de energia elétrica. Um estudo das condições energéticas da região através de consulta às concessionárias de energia elétrica (Eletricidade de Moçambique - EDM no caso de Moçambique) e do Ministério de Energia do Governo, são fontes importantes de dados para se conhecer o cenário energético de cada região. Outra fonte de dados importante para se estimar o potencial de geração de energia solar fotovoltaico são os índices de irradiação da região. Estes podem ser obtidos através do órgão meteorológico da região (INAM no caso de Moçambique) que fornece dados para as principais cidades através de suas estações meteorológicas espalhadas na região. Laboratórios de pesquisa internacionais são outra importante fonte de dados solarimétricos, pois utilizam satélites capazes de cobrir todo o globo terrestre e os dados obtidos são publicados e permitem, a partir das coordenadas do local, identificar a irradiação solar em diversos locais do mundo. Os dados desses laboratórios podem ser comparados com dados de órgãos oficiais da região. Utilizando o banco de dados solarimétricos pode-se calcular o potencial fotovoltaico de geração de energia de cada localização e também definir qual região seria mais propícia a utilização de energia solar fotovoltaica conectada à rede.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Irradiação solar; Potencial solar fotovoltaico; Conexão a rede.

ABSTRACT

SANTOS, Marcos Herbert Smith dos. **Potential of solar energy and generation with fotovoltaic system connected to grid in Mozambique.** 2014. 107 f.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

Photovoltaic solar energy is an alternative clean energy that it is becoming an important option to be used in region that it does not have available electricity. A study about energy condition of region contacting local energy company (Electricity of Mozambique EDM in the case of Moçambique) and the ministry of governmental are important resources of data to know the electric power conditions scenery of each region. Another important data resource to assesss the photovoltaic potencial of a region is to access the solarimetric data of region. It should be got from the region meteorological organ (in Mozambique it is INAM) that provides this information for main cities through its meteorological station spread across the region. Research International labs are another important resource of the data. They use satellites that are able to cover the whole terrestrial globe and make it available. These data allow applications through the coordinates of the location, identify the exact solar irradiance at any point (in the case NREL in the USA). Laboratory data should be validated through comparisons with data from the official bodies of the region. Thus it is possible to build a solarimetric database and assess photovoltaic potential power generation of each location. On the current study done to Mozambique it was observed that some regions without electricity grid are very adequate to the utilization of solar energy for the direct generation of electricity connected to grid.

Keywords: Photovoltaic solar energy; Solar irradiation; Fotvoltaic solar potential; Grid connection.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1– Mapas de Moçambique com localização geográfica e divisão administrativa	18
Figura 2 – Mapa com a localização das usinas hidrelétricas de Moçambique	20
Figura 3 – Componentes da radiação solar direta, difusa e devida ao albedo	27
Figura 4 – Exemplo de Piranômetro	28
Figura 5 – Instrumento de medição de radiação e temperatura	29
Figura 6 – Sensor fotovoltaico de silício	29
Figura 7 – Trajetória dos raios solares na atmosfera e definição do Coeficiente de Massa de Ar (AM)	30
Figura 8 – Distribuição espectral da radiação solar	31
Figura 9 – Célula solar básica de silício monocristalino	34
Figura 10 – Geração de corrente em uma célula solar de silício monocristalino	34
Figura 11 – Célula solar fotovoltaica típica	35
Figura 12 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica	36
Figura 13 – Curva característica de uma junção PN com e sem iluminação	37
Figura 14 – Modelo elétrico ideal de uma junção PN iluminada com corrente fotogerada I_{ph} e corrente no diodo I_D	38
Figura 15 – Diagrama do circuito equivalente e curva característica de uma célula irradiada	38

Figura 16 – Diagrama completo do circuito equivalente real	40
Figura 17 – Curvas de uma célula solar fotovoltaica	41
Figura 18 – Curva característica de uma célula de silício monocristalino	42
Figura 19– Curva típica de potência x tensão numa célula de silício monocristalino	42
Figura 20– Parâmetros de potência máxima	43
Figura 21 – Tensão de circuito aberto e corrente em função da irradiância	44
Figura 22 - Fator de forma FF das células solares	44
Figura 23 – Efeito da variação da temperatura no comportamento da célula fotovoltaica	45
Figura 24 – Células em série para formar um módulo fotovoltaico	46
Figura 25 – Visão em corte de um módulo fotovoltaico	47
Figura 26 – Módulo fotovoltaico monocristalino Siemens de 72 células	47
Figura 27 – Montagem de módulos sobre telhado	48
Figura 28 – Componentes básicos de um sistema fotovoltaico isolado	49
Figura 29– Componentes básicos de um sistema fotovoltaico conectado à rede	49
Figura 30- Potência Fotovoltaica Instalada no Mundo	50
Figura 31 – Potência fotovoltaica instalada na Europa	50
Figura 32 – Diagrama de blocos de um inversor para conexão à rede	53
Figura 33 – Mapa da região norte de Moçambique mapeado em células	56
Figura 34 – Mapa da região central de Moçambique	

mapeado em células	57
Figura 35 – Região Sul de Moçambique Mapeado em Células	57
Figura 36 – Mapa de irradiação total inclinada e do potencial estimado de geração fotovoltaica na Alemanha	59
Figura 37 – Variação da temperatura na cidade de Tete	60
Figura 38 – Variação da temperatura na cidade de Chokwe	60
Figura 39 – Variação da temperatura na cidade de Inhambane	61
Figura 40 – Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Maputo	66
Figura 41 – Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Chokwe	67
Figura 42 – Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Pemba	67
Figura 43 – Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Tete	68
Figura 44 – Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Nampula	68
Figura 45 – Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Lichinga	69
Figura 46 – Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Quelimane	69
Figura 47 – Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Beira	70
Figura 48 – Valores das médias diárias mensais e médias diárias	

anuais de irradiação para a cidade de Chimoio	70
Figura 49 – Valores das médias diárias mensais e médias diárias	
anuais de irradiação para a cidade de Inhambane	71
Figura 50 – Geração fotovoltaica estimada para Maputo	74
Figura 51 – Geração fotovoltaica estimada para Inhambane	74
Figura 52 – Geração fotovoltaica estimada para Chimoio	75
Figura 53 – Geração fotovoltaica estimada para Beira	75
Figura 54 – Geração fotovoltaica estimada para Quelimane	76
Figura 55 – Geração fotovoltaica estimada para Lichinga	76
Figura 56– Geração fotovoltaica estimada para Nampula	77
Figura 57 – Geração fotovoltaica estimada para Chokwe	77
Figura 58 – Geração fotovoltaica estimada para Tete	78
Figura 59 – Geração fotovoltaica estimada para Pemba	78
Figura 60– Mapa da África mostrando localização de Moçambique	80
Figura 61 – Mapa de Moçambique com escala de altitude	81
Figura 62– Mapa de Moçambique com escala de população	82
Figura 63 – Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique	
referente ao mês de Janeiro	83
Figura 64 - Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique	
referente ao mês de Fevereiro	83
Figura 65 - Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique	
referente ao mês de Março	84
Figura 66 - Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique	
referente ao mês de Abril	84

Figura 67 - Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique referente ao mês de Maio	85
Figura 68 - Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique referente ao mês de Junho	85
Figura 69 - Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique referente ao mês de Julho	86
Figura 70 - Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique referente ao mês de Agosto	86
Figura 71 - Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique referente ao mês de Setembro	87
Figura 72 - Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique referente ao mês de Outubro	87
Figura 73 - Mapa Solarimétrico de Moçambique de Irradiação Inclinada para o Mês de Novembro	88
Figura 74 - Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique referente ao mês de Dezembro	88
Figura 75 - Mapa de Moçambique com total anual de irradiação global (horizontal)	89
Figura 76 - Mapa de Moçambique de com o total anual de irradiação total (inclinada)	90
Figura 77 - Mapa Solarimétrico do Brasil de Irradiação Inclinada total anual	91
Figura 78 – Mapa de Moçambique do potencial estimado de geração anual de energia solar fotovoltaica	92

LISTA DAS TABELAS

Tabela 1 – Distribuição da HCB	20
Tabela 2 - Hidrelétricas em Moçambique	20
Tabela 3 - Parte da tabela Periódica com os elementos utilizados na produção de células fotovoltaicas	36
Tabela 4 - Parâmetros do circuito fotovoltaico	39
Tabela 5–Exemplo de valores de coeficientes de temperatura do Módulo fotovoltaico Yingli	46
Tabela 6 – Irradiação Total Inclinada (H_{TOT}) nas Capitais Moçambicanas	65
Tabela 7 – Irradiação direta normal nas Capitais Moçambicanas	65
Tabela 8 – Irradiação difusa nas capitais Moçambicanas	66
Tabela 9 -Comparação de irradiação INAM x NREL	71
Tabela 10 – Valores das médias diárias anuais e total anual de irradiações totais para as capitais Moçambicanas	72
Tabela 11 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração para Maputo	74
Tabela 12 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração para Inhambane	74
Tabela 13 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração para Chimoio	75
Tabela 14 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração para Beira	75
Tabela 15 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração para Quelimane	76
Tabela 16 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração para Lichinga	76
Tabela 17 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração para Nampula	77
Tabela 18 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração para Chokwe	77

Tabela 19 – Irradiaçãototal inclinada (H_{TOT}) e geração para Tete	78
Tabela 20 – Irradiaçãototal inclinada (H_{TOT}) e geração para Pemba	78
Tabela 21 – Potencial de geração fotovoltaica estima para as cidades Moçambicanas	79

LISTA DE ABREVEATURAS

CA Corrente alternada

CC Corrente continua

GWh Giga Watt hora

IGBT Transistor bipolar de porta isolada

I x V Corrente versus Tensão

kW Kilo Watt

kWh Kilo watt hora

kWp Kilo watt pico

MPP Ponto de potência máxima

MWp Mega watt pico

PV Painel fotovoltaico

PWM Modulação por largura de pulso

PxV Potência versus Tensão

SMART-GRIDE Rede inteligente

STC Condição padrão de teste

String Séries

UPS Fonte ininterrupta de energia

W Watt

Wh Watt hora

LISTA DE SIGLAS

ABNT Associação brasileira de normas técnicas

AIM Missão internacional no interior da África

ALTENER Programa europeu de dessiminação de tecnologia solar

CEPEL Centro de pesquisa de energia elétrica

EDENR Estratégia de desenvolvimento de energias novas e renováveis de Moçambique

EDM Eletricidade de Moçambique

EPIA Associação da indústria fotovoltaica europeia

INAM Instituto nacional meteorológico de Moçambique

NREL Laboratório nacional de energia renovável dos Estados Unidos

SMA Fabricante de inversor

YINGLI Fabricante de painéis fotovoltaicos

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	18
1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1	ENERGIA SOLAR	25
2.2	TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	32
2.2.1	Funcionamento da Célula Solar Fotovoltaica	32
2.2.2	Circuito Equivalente de Uma Célula Fotovoltaica	36
2.2.3	Curva Característica I x V de uma Célula Fotovoltaica	40
2.2.4	Módulos Fotovoltaicos	46
2.2.5	Sistemas Fotovoltaicos	47
2.2.6	Inversor para Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede	50
3	METODOLOGIA	55
3.1	Obtenção de Banco de Dados de Irradiação	55
3.2	Elaboração de Mapas Solarimétricos	58
3.3	Estimativa da Geração de Energia de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR)	59
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	65
4.1	Irradiação Solar em Moçambique	65
4.2	Estimativa de Geração de Energia Fotovoltaica em Moçambique	73
4.3	Mapas de Irradiação e de Geração para Moçambique	80

5	CONCLUSÃO	95
	REFERÊNCIAS	97
	ANEXO 1 - Semicondutor Silício e Germânio dopado com impureza	
	pentavalente tetravalente	100

INTRODUÇÃO

O continente africano possui vastos recursos de energia de fontes renováveis tais como solar, eólica e de biomassa. No entanto, encontra-se muito pouco desenvolvido em relação ao resto do mundo na mobilização destes recursos para produção de energia elétrica. Há muitas razões para a isso: pobreza, falta de financiamentos e subsídios, falta de conhecimento técnico, soluções de baixo custo, etc. Acredita-se que a principal barreira à implantação da energia renovável seja a falta de iniciativas políticas e de investimento (HANKIS, 2009).

Moçambique está localizado na costa sudeste do continente africano, entre os paralelos 10°27' e 26°52' S, e entre os meridianos 30°12' e 40°51' E, tendo como limites a Leste o oceano Índico, a Norte a Tanzânia, o Malawi e a Zâmbia, a Oeste o Zimbábue e a África do Sul e ao Sul, a Suazilândia (Moçambique, 2012). A Figura 1 mostra o mapa de Moçambique, com a sua localização no continente africano, e o mapa da divisão administrativa em províncias. A superfície do país é de 799.380 km² e se estende no sentido Norte-Sul, voltado para o Oceano Índico, com o qual se confronta ao longo de 2.515 km da costa.

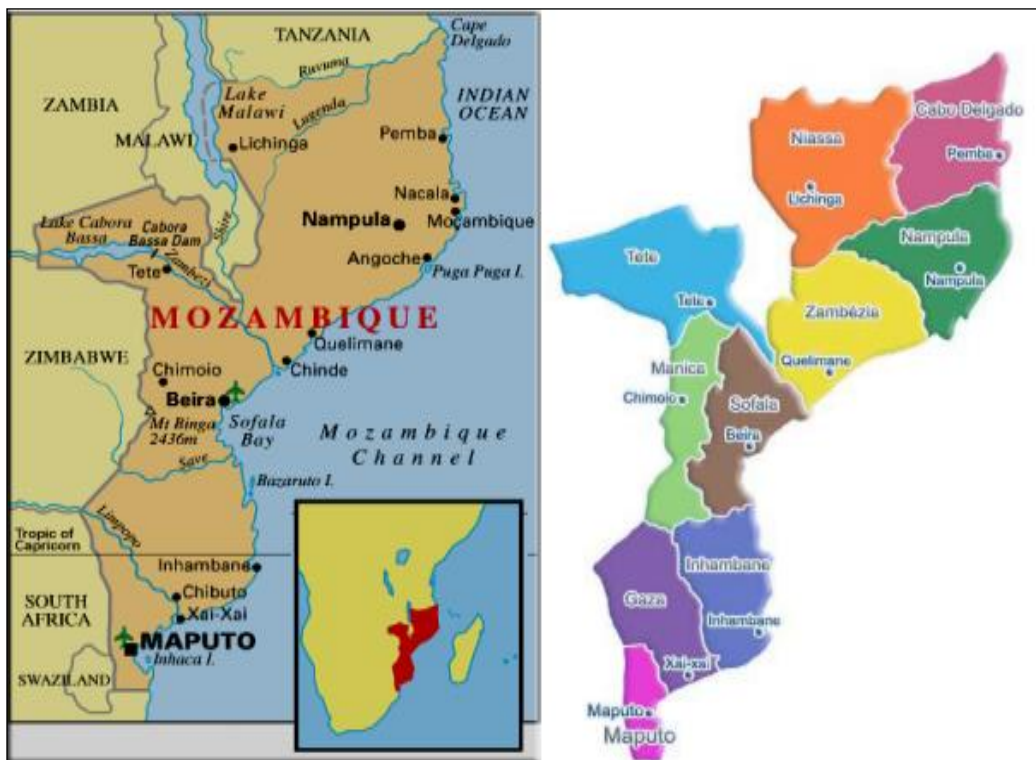


Figura 1 - Mapas de Moçambique com localização geográfica e divisão administrativa.

Fonte: (MOÇAMBIQUE, 2011)

O território moçambicano está dividido administrativamente em dez províncias, como mostrado na Figura 1: Cabo Delgado, Niassa, Nampula, Zambézia, Tete, Manica, Sofala, Inhambane, Gaza, Maputo e cidade de Maputo, esta última sendo a capital do país. Cada uma das provinciais tem uma capital provincial, que são respectivamente: Pemba, Lichinga, Nampula, Quelimane, Tete, Chimoio, Beira, Inhambane, Chokwe e Maputo, as quais serão citadas neste trabalho como capitais. O país conta com mais de 22 milhões de habitantes(MOÇAMBIQUE, 2012).

Moçambique apresenta clima tropical quente, com duas estações principais: a estação quente e úmida, de outubro a março, e a estação fria e seca, de abril a setembro. A temperatura média anual é de 23 a 26°C nas zonas costeiras e a precipitação é por volta de 1.200 mm por ano. O sul de Moçambique é a região mais seca, enquanto que outras regiões apresentam precipitação de pelo menos 800 mm por ano (ARTUR et al, 2011).

Moçambique é um dos muitos países africanos no qual a geração de eletricidade tem como base as grandes centrais hidrelétricas e usinas térmicas alimentadas a carvão. No entanto, é um dos países com níveis de consumo de energia mais baixos no sul da África, tendo cerca de 70% do consumo energético baseado em biomassa (lenha e carvão) e com apenas 23% da população tendo acesso à energia elétrica.

Em termos de energia elétrica, Moçambique é dotado de considerável potencial hidráulico e rico em outras fontes de energia renovável, adequadas para produção de eletricidade, como energia solar, eólica, geotérmica, oceânica e biomassa. A matriz energética de Moçambique é considerada 70% biomassa e 30% hidráulica. O potencial hidráulico é de cerca de 15 GW (AIM, 2012). A demanda de Moçambique está estimada em 710 MW, a qual é praticamente proveniente das usinas hidrelétricas (MOÇAMBIQUE, 2012).

Atualmente (2013) a principal fonte de energia elétrica em Moçambique é a usina hidrelétrica de Cahora Bassa (HCB), com capacidade para gerar 2.070 MW, que foi construída no rio Zambeze com objetivo principal de fornecer energia à África do Sul e a indústria de Maputo. Desse total de 2.070 MW, 1.300 MW são vendidos à Eskom, produtora e distribuidora sul-africana; cerca de 420 MW são fornecidos à empresa pública “Eletricidade de Moçambique” (EDM, 2012) que abastece Moçambique; 220 MW são fornecidos ao Zimbábue e cerca de 90 MW ao Botsuana.

A Tabela1 apresenta a distribuição da geração da HCB:

Tabela 1– Distribuição da HCB (EDENR, 2011)

HCB	420 MW	EDM
2070	1300 MW	ESKOM
MW	220 MW	Zimbabue
	90 MW	Botsuana

A Tabela 2 apresenta as usinas hidrelétricas de Moçambique e as respectivas potências.

Tabela 2 - Hidrelétricas em Moçambique (EDENR, 2011)

Hidrelétrica	Capacidade (MW)	Localização
Cahora Bassa (HCB)	2.070	Tete
Chicamba	36	Chimoio
Corumane	15	Maputo
Mazuvi	45	Chimoio
Massingir	60	Chowke

A Figura 2 apresenta o mapa de Moçambique com a localização das usinas hidrelétricas.

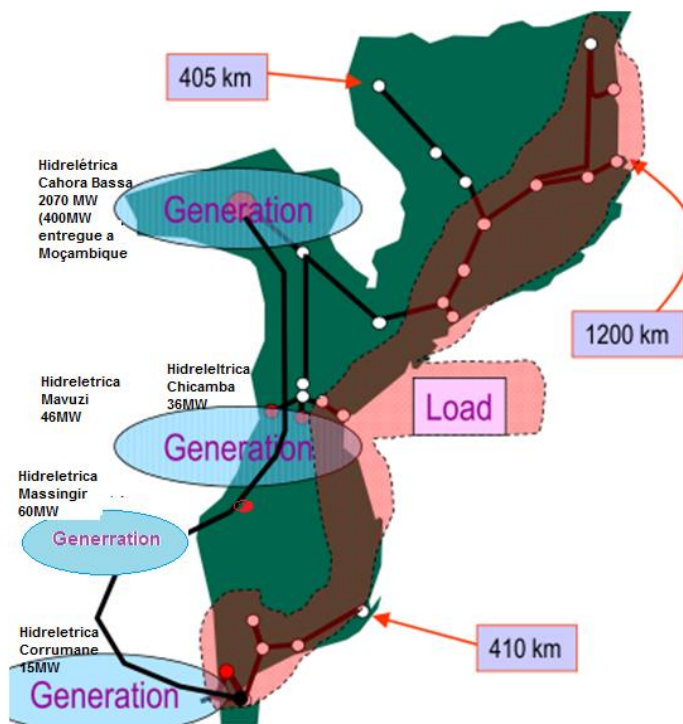


Figura 2 - Mapa com a localização das usinas hidrelétricas em Moçambique.

Fonte: (EDM, 2012)

O padrão da rede elétrica de consumidor em Moçambique é FN 220VAC /50Hz.

Moçambique possui ainda minicentrals hidrelétricas (MCH), cuja capacidade de geração vai até 15 MW, as quais contribuem para iluminar pequenas comunidades. Estima-se que existam de 60 a 100 regiões com características possíveis para fazer aproveitamento por meio de minicentrals hidrelétricas (MCH). Uma pequena parte da energia elétrica é produzida por usinas térmicas a gás de forma não constante e estima-se que exista cerca de 200kWp instalados em energia solar fotovoltaica, utilizada em escolas, hospitais e vilarejos remotos (ARTUR et al, 2011).

Os responsáveis pela política energética e investidores ainda põem em dúvida os custos da energia solar e eólica, como se o custo fosse o único fator importante a ser considerado na escolha de fontes de energia para o futuro. Apesar do custo da eletricidade ser importante, este será ainda maior se não houver investimento e aquisição de experiência no momento atual, início do século XXI, com as fontes de energia solar, eólica ou biomassa.

O Ministério da Energia concluiu a elaboração da política de desenvolvimento de energias renováveis para Moçambique, instrumento que visa criar condições para o fornecimento de energia de qualidade e a preços acessíveis às populações de baixa renda. Essa política pretende promover o uso e aproveitamento das energias novas, renováveis e limpas com vista a acelerar o acesso a formas modernas de energia e estimular o investimento no setor (HANKIS, 2009). Estas políticas ainda não foram implementadas.

A energia eólica é uma fonte abundante de energia renovável, limpa e disponível em diversas regiões. Estudos realizados há cerca de dois anos, na zona de Tofinho, na província meridional de Inhambane, mostram que Moçambique tem potencialidades suficientes para a exploração do vento na geração de energia elétrica. Atualmente, estão em curso estudos semelhantes na zona da Ponta d'Ouro, na província de Maputo. A utilização de aerogeradores para aproveitamento da energia dos ventos, na Praia da Rocha, na província meridional de Inhambane, está numa fase conclusiva. As autoridades moçambicanas acreditam que o país também tem potencialidades para desenvolver a energia geotérmica, gerada através das águas quentes do subsolo, dada a existência de águas termais na província central da Zambézia (EDENR, 2011).

De todas as formas de energia renováveis que Moçambique dispõe, excetuando a hidráulica, a solar é a mais utilizada principalmente para atender às necessidades das populações rurais com sistema fotovoltaicos isolados.

Os níveis de irradiação média anual em Moçambique situam-se em torno de 5.8 kWh/m²/dia, o que indica um grande potencial para geração de energia fotovoltaica. O Fundo Nacional de Energia (FUNAE), instituição pertencente ao Ministério da Energia, desenvolve um projeto de eletrificação rural com utilização de sistemas fotovoltaicos, visando à eletrificação de escolas e unidades sanitárias e possui também, um projeto para construção de uma fábrica de módulos fotovoltaicos em parceria com a empresa indiana *Central Electronics Limited* (CEL). A unidade de produção de módulos fotovoltaicos deverá ser erguida na província de Maputo e contará com o financiamento do Governo da Índia (HANKIS, 2009).

Estudos indicam que o próximo ano (2014) será marcado por uma mudança no eixo de crescimento de utilização de energia solar fotovoltaica, da Europa para a Ásia, em especial para a China, pois os países asiáticos têm se tornado não apenas consumidores, mas produtores de módulos fotovoltaicos. Essa inversão se dá devido ao domínio da tecnologia fotovoltaica e à redução do custo de produção. Estima-se uma redução de 40% no custo de fabricação dos módulos fotovoltaicos de silício, até 2017. No início do segundo semestre de 2013, a União Europeia fez um acordo com a China na tentativa manter o preço dos módulos, normalmente especificado por watt-pico (Wp), em €0,56/Wp (BAYAR, 2013).

O subsídio europeu e a questão ambiental são dois grandes aliados na redução do custo do Wp. Além da redução do preço dos módulos fotovoltaicos, outro fator tem contribuído para expansão da utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: a rápida evolução da tecnologia dos inversores, os quais já alcançam eficiência em torno de 99% e são fornecidos com garantia de 5, 10 ou de até 20 anos, dada pelos fabricantes.

O cenário em Moçambique se apresenta, portanto, bastante favorável para a geração de eletricidade com sistemas fotovoltaicos e, embora a ênfase atual seja nos sistemas isolados, há a tendência mundial para geração utilizando sistemas fotovoltaicos conectados à rede. O emprego desse tipo de sistema também chegará a Moçambique e o conhecimento do potencial de recurso solar bem como de

geração fotovoltaica será fundamental para o desenvolvimento da tecnologia no país.

1.1 MOTIVAÇÃO PARA O TRABALHO

Durante três anos residindo na cidade de Tete, foi observado a necessidade de algumas regiões em Moçambique, sobre tudo em Tete, de dispor de eletricidade. Durante este período foram realizados contatos com alguns pesquisadores da Universidade Eduardo Mondlane, em Maputo, dentre eles o Prof. Boaventura Chongo Cuamba, Professor de Física de Energia Renováveis do Departamento de Física, que descreveu pesquisas em andamento sobre aplicações da energia solar em Moçambique, mas não sobre o potencial solarimétrico e fotovoltaico. Este foi o incentivo para estudar o assunto e elaborar este trabalho sobre o potencial solarimétrico e fotovoltaico para o território moçambicano, que poderá servir de estímulo ao uso da energia solar para a geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo desta dissertação é realizar um estudo sobre as condições solarimétricas de Moçambique e apresentar o potencial de geração estimado com sistemas fotovoltaicos conectados à rede, para todo o território moçambicano, visando identificar as regiões mais propícias ao aproveitamento da energia solar para geração direta de eletricidade.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Obter bancos de dados de irradiação global (horizontal) e total (inclinada), direta normal e difusa, para todo território moçambicano;
- Comparar os bancos de dados de irradiação obtidos para verificar resolução espacial e desvios entre os dados;

- Realizar levantamento de dados e elaborar gráficos e tabelas da irradiação global (horizontal), total (inclinada), direta normal e difusa, para as capitais moçambicanas;
- Elaborar mapas de irradiação solar para Moçambique com os dados obtidos;
- Estimar a geração de energia de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para as capitais;
- Elaborar mapa de geração estimada com sistemas fotovoltaicos conectados à rede para Moçambique;
- Analisar a importância de instalar sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Moçambique.

2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA SOLAR

A energia proveniente do Sol se propaga até a Terra na forma de ondas eletromagnéticas e é uma forma de energia renovável, praticamente inesgotável, que está disponível gratuitamente e pode ser aproveitada para suprir parte das necessidades da sociedade, seja para aplicações de aquecimento ou para a geração de eletricidade.

A energia radiante advinda do Sol é a fonte básica da tecnologia fotovoltaica e precisa ser medida e quantificada visando a aplicação na geração de energia elétrica.

A terminologia empregada na literatura sobre energia solar apresenta muitas variações para designar as grandezas solarimétricas. Denominações como radiação, irradiação, insolação e irradiância são utilizadas com acepções diversas e muitas vezes para designar grandezas distintas em dois textos diferentes.

A norma ABNT NBR 10898 - Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia, define os termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia solar, terminologia, simbologia e unidades padronizadas no Brasil, nesta área, para as grandezas solarimétricas. Neste trabalho, a expressão “radiação solar” é utilizada para designar, de forma genérica, a energia vinda do Sol e são adotadas as seguintes definições e simbologias, conforme a NBR 10898 (ABNT, 2006):

- Irradiância Solar (G) - Taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, medida em watt por metro quadrado (W/m^2);
- Irradiância Global (G_{HOR}) - Potência radiante solar, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, que é igual à irradiância direta mais a irradiância difusa;
- Irradiância Direta (G_{DIR}) - Irradiância solar incidente em uma superfície, sem ter sido espalhada pela atmosfera, podendo ser horizontal (G_{DIR}) ou normal (G_{DIRN});
- Irradiância Difusa (G_{DIF}) - Potência radiante do céu, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, excluída a irradiância direta;
- Irradiância Total (G_{TOT}) - Potência radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebida em uma unidade de área em uma superfície com inclinação qualquer;

- Albedo - Índice relativo à fração da energia solar, recebida em uma unidade de área, devida à refletância dos arredores e do solo onde está instalado um dispositivo.

A irradiação é igual à integral da irradiância (kW/m^2) e representa energia por unidade de área incidente em uma superfície (kWh/m^2) no período considerado e, graficamente, a irradiação corresponde à área sob a curva da irradiância ao longo do tempo.

As definições relativas à irradiação, conforme a NBR 10898 são (ABNT, 2006):

- Irradiação Solar (H) - Irradiância solar integrada durante um dia, medida em watt hora por metro quadrado (Wh/m^2);
- Irradiação Global (H_{HOR}) - Irradiância global integrada durante um dia;
- Irradiação Difusa (H_{DIF}) - Irradiância difusa integrada durante um dia;
- Irradiância devida ao Albedo (G_{ALB}) - Irradiância refletida;
- Irradiação Total (H_{TOT}) - Irradiância total integrada durante um dia;
- Irradiação Direta (H_{DIR}) - Irradiância direta integrada durante um dia, podendo ser horizontal (H_{DIR}) ou normal.

A irradiância solar que chega ao topo da atmosfera varia ligeiramente em função da distância entre a Terra e o Sol e da atividade das manchas solares. O valor médio dessa irradiância é denominado constante solar (G_{SC}), sendo definida como a taxa de radiação solar, em todos os comprimentos de onda, incidente em uma superfície localizada fora da atmosfera terrestre, perpendicular à radiação solar, a uma distância de 1ua do Sol (ua, unidade astronômica é equivalente à distância média Terra-Sol, igual a 149.597.870 km). O valor da constante solar, de acordo com a definição, é independente da distância Terra-Sol, mas o seu valor varia entre 1.365 e 1.367 W/m^2 em função da atividade das manchas solares, sendo adotado o valor médio (NREL, 2009),

$$G_{\text{SC}} = 1.366 \text{ W/m}^2$$

A radiação solar ao penetrar na atmosfera sofre diversos processos físicos e chega à superfície terrestre composta de duas parcelas: radiação direta e radiação difusa, conforme ilustrado na Figura.

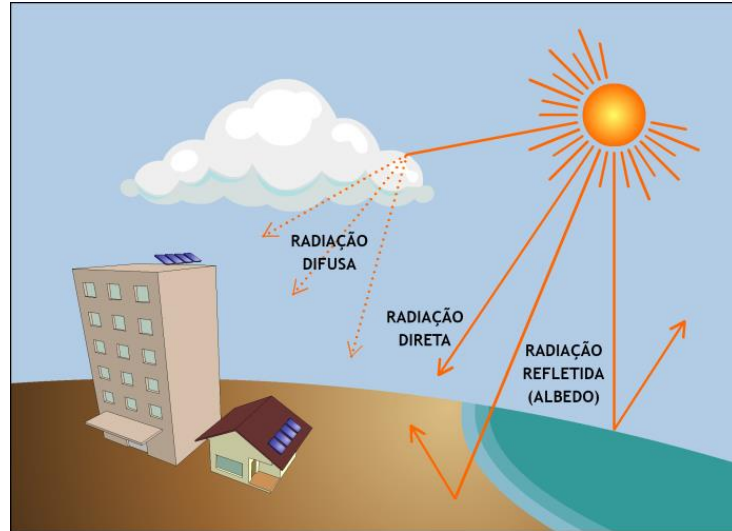


Figura3 – Componentes da radiação solar: direta, difusa e devida ao albedo.
Fonte: (VIANA, 2010)

A radiação total, que é a incidente sobre uma superfície inclinada, inclui as componentes direta, difusa e mais uma parcela devida à radiação refletida na superfície e nos elementos do entorno, que é função do albedo do local. A radiação total é muitas vezes referida na literatura como “radiação inclinada” ou “radiação no plano inclinado” sendo, nesse caso, correspondente à radiação recebida em uma superfície com inclinação igual à latitude do local.

No hemisfério sul, o sistema de captação solar fixo deve estar orientado para o Norte Geográfico, de modo a receber os raios solares durante o ano e ser colocado inclinado com relação à horizontal de um ângulo próximo ao da latitude do lugar, conseguindo-se assim captar o máximo de energia solar ao longo do ano.

A radiação direta normal é aquela que incide sempre perpendicularmente a uma superfície. Para que isso ocorra é necessário que a superfície seja móvel e acompanhe a trajetória aparente do Sol, o que é obtido com o uso de dispositivos denominados seguidores ou rastreadores. O resultado do seguimento do Sol se traduz em mais energia captada pela superfície móvel do que seria obtida em uma superfície horizontal fixa, situada no mesmo local.

Na elaboração da maioria dos projetos utiliza-se o valor mensal de irradiação global horizontal para calcular o valor da irradiação total (de acordo com a inclinação dos módulos) e estimar o potencial de produção de eletricidade dos sistemas fotovoltaicos.

O melhor método para avaliar a radiação solar é através de medições com instrumentos específicos, dos quais os mais comuns são os piranômetros (para

radiação global), e o pireliômetro (para radiação direta normal). Os piranômetros atuais são instrumentos de medição de elevada precisão. São compostos, principalmente, de duas semiesferas de vidro, um disco de metal preto que é usado como superfície absorvente, termoelementos e uma concha de metal branco, como demonstrado na Figura 4.

A radiação solar atravessa o vidro semiesférico, incidindo sobre a superfície absorvente aquecendo-a. Uma vez que o aquecimento depende diretamente da radiação, esta pode ser calculada recorrendo à diferença de temperatura do metal branco e a superfície absorvente. Para calcular esta diferença de temperatura é utilizada uma fita de termoelementos, dispostos em paralelo, que fornece uma tensão proporcional à diferença de temperatura (Gonçalves 2010).



Figura 4 - Exemplo de piranômetro. Fonte: (ALTENER, 2004)

Sensores fotovoltaicos também são utilizados para medir a irradiância, sendo mais baratos do que os piranômetros, porém, com menor resposta espectral. Na maioria dos casos são utilizados sensores de silício cristalino, consistindo de uma célula fotovoltaica, que fornece uma corrente elétrica proporcional à irradiância solar. A radiação infravermelha longa não pode ser medida por um sensor fotovoltaico, devido à sensibilidade espectral do silício.

A Figura 5 exhibe um instrumento de medição compacto que inclui um sensor, um visualizador da radiação e da temperatura, e um sistema de aquisição e armazenamento de dados opcional.



Figura 5 – Instrumento de medição de radiação e temperatura.
Fonte: (ALTENER 2004)

Os sensores solares são muitas vezes instalados junto aos módulos fotovoltaicos, como exposto na Figura 6, que é um sensor portátil fotovoltaico de silício calibrado. Os aparelhos de aquisição e armazenamento de dados permitem que estes sejam analisados por meio de tabelas e gráficos e, comparando-se a radiação medida com a energia elétrica produzida, pode-se avaliar o desempenho do sistema solar fotovoltaico.

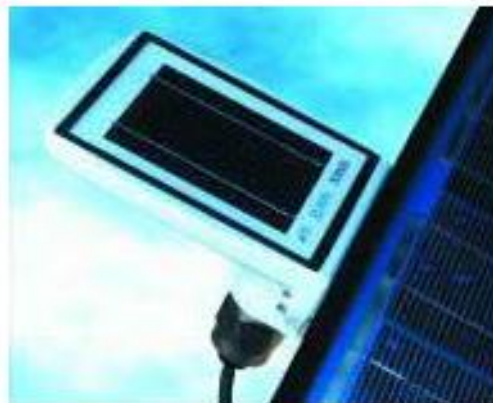


Figura 6 - Sensor fotovoltaico de silício. Fonte: (ALTENER 2004).

No topo da atmosfera da Terra a distribuição espectral é chamada de espectro de radiação com massa de ar zero ($MA=0$).

O número da Massa de Ar (MA) é dado por:

$$\text{Massa de Ar} = 1 / \cos \Theta$$

Onde Θ é o ângulo de incidência.

O valor de $\Theta = 0$ significa que o Sol está no zênite, isto é, exatamente sobre a cabeça do observador, como pode ser visto na Figura 7.

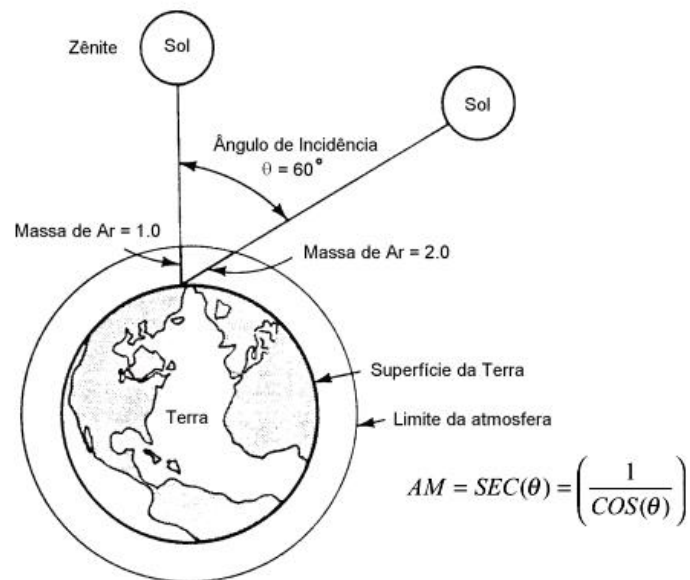


Figura 7 – Trajetória dos raios solares na atmosfera e definição de Massa de Ar (AM).
Fonte: (CEPEL, 1999)

A Massa de Ar interfere na absorção, pela atmosfera, de componentes espectrais o que afeta a intensidade da radiação solar recebida na superfície da Terra. O número da Massa de Ar é sempre maior ou igual a 1 (um) na superfície da terra.

Uma maneira simples de estimar a Massa de Ar foi apresentada por Green, 1999, onde S é o comprimento da sombra proporcionada por um objeto de altura H:

$$\text{Massa de Ar} = (1 + (S/H)^2)^{1/2}$$

As condições padrão utilizadas para ensaio de células e módulos fotovoltaicos (do inglês, *Standard Test Conditions* - STC) são: irradiância total de $1.000\text{W}/\text{m}^2$, normal à superfície de ensaio; temperatura de junção da célula de 25°C e espectro solar com $MA = 1,5$. A unidade da potência nominal, ou potência de pico, é simbolizada por "Wp" (ABNT, 2006).

A Figura 8 mostra a distribuição espectral da radiação solar em um dia claro, para diferentes valores de massa de ar (MA = 1, MA = 1,5 e MA = 2).

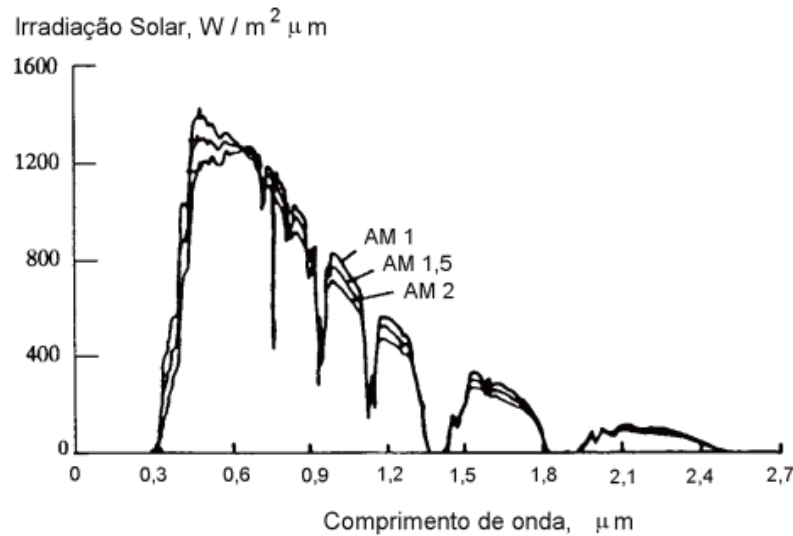


Figura 8 – Distribuição espectral da radiação solar. Fonte: (CEPEL, 1999).

Os dados solarimétricos são de importância vital para a avaliação da produção de um sistema solar, o que é um fator determinante para os cálculos de custo e de retorno do investimento. Dependendo do tipo de sistema considerado, isolado ou conectado à rede, são utilizados dados com base anual, mensal, diária ou horária. No caso da geração em sistemas isolados, que utilizam baterias, podem ser necessárias estimativas diárias, utilizando dados solarimétricos horários para estimar a produção instantânea.

Além dos dados solarimétricos, parâmetros meteorológicos como temperatura ambiente e velocidade do vento influenciam o projeto ou avaliação de um dado equipamento solar (SOUZA, 2011).

Os dados de mapas de radiação solar normalmente são suficientes para o dimensionamento da área de coleta para sistemas de conversão solar, com montagens fixas e inclinadas com ângulo igual à latitude do local. Este é o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, abordados nesta dissertação. Quando for necessário um projeto de sistema de captação com rastreamento solar, ou se desejar fazer estudos de simulação horária, serão necessários valores instantâneos das componentes da radiação solar, requerendo o uso de bancos de dados horários e de programas computacionais especialmente desenvolvidos para esta finalidade (CEPEL, 1999).

2.2 TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

O efeito fotovoltaico, que é base da geração direta de eletricidade a partir da energia solar, é conhecido desde 1839 devido aos estudos realizados por Becquerel que demonstraram a possibilidade de conversão de radiação luminosa em energia elétrica, verificada quando da incidência de luz em um eletrodo mergulhado em uma solução de eletrólito. Este mesmo efeito foi observado num sólido, o selênio, em 1877, por Adams e Day na Inglaterra. Em 1883 aparece a primeira célula solar produzida com selênio, com eficiência de conversão de aproximadamente 1%.

Na década de 1930, os trabalhos de diversos pioneiros da física do estado sólido, como Lange, Grondahl e Schottly, apresentaram importantes contribuições para se obter uma clara compreensão do efeito fotovoltaico em uma junção de estado sólido (óxido cuproso e selênio). Em 1941, Ohl obtém a primeira célula de silício monocristalino. No ano de 1949, Billing e Plesservedem a eficiência de células de silício cristalino e Shockley divulga a teoria da junção P-N de Shockley. Entretanto, apenas em 1954 foi possível produzir uma célula fotovoltaica de silício com características semelhantes às encontradas atualmente. Essas células foram desenvolvidas a partir de trabalhos realizados no *Bell Telephone Laboratories* pelos pesquisadores Pearson, Fuller e Chapin, e possuíam eficiência de cerca de 6%. Neste mesmo ano foi desenvolvido o processo de purificação de monocristais de silício, conhecido como processo Czochralski que vinha sendo estudado desde o fim da década de 40, e é largamente utilizado até hoje. Em 1956, Jenny, Lofersky e Rapoport determinam a máxima eficiência de conversão teórica que pode ser obtida em função do intervalo de energia dos materiais. O ano de 1958 marca o início, com grande sucesso, da utilização de fotocélulas nos programas espaciais, sendo este o principal uso das células solares na década de 60 e praticamente toda a década de 70 (FRAIDENRAICH e LYRA, 1995).

2.2.1 Funcionamento da Célula Solar Fotovoltaica

As células solares fotovoltaicas de semicondutor são dispositivos constituídos de dois semicondutores, tipo N e P. Os semicondutores têm a capacidade de absorver luz e liberar uma parcela da energia dos fótons absorvidos para transportar corrente elétrica – elétrons e buracos (FARRET, 1999). Um diodo semicondutor separa, captura os portadores e conduz corrente elétrica gerada em uma

determinada direção. O mesmo processo ocorre em uma célula solar fotovoltaica, que é um diodo especialmente projetado e construído para absorver e converter diretamente a energia da radiação solar em energia elétrica.

Toda radiação eletromagnética, incluindo a luz do sol, é composta de partículas chamadas fótons que transportam uma quantidade específica de energia determinada pelas propriedades espectral de suas fontes. Os fótons também apresentam uma característica de movimento ondulatório com comprimento de onda, λ , e energia, E_λ , que é dada pela equação:

$$E_\lambda = h.c / \lambda \quad (1)$$

Onde h é a constante de Plank ($6,63.10^{-34}$ j-s) e c é a velocidade da luz (300.000 km/s)(EISBERG e RESNICK, 1979).

Então uma onda eletromagnética é formada por miríades de fótons, como se fossem grãos de energia. A energia de cada fóton é denominada *quantum* de energia. A energia total da onda eletromagnética é dada pelo somatório dessas quantidades elementares de energia, isto é pelo somatório dos *quantum* que é chamado *quanta* de energia (SILVA, 2012).

Somente fótons com energia suficiente para gerar um par de elétron-buraco, ou seja, com energia maior que a banda proibida (*gap* ou E_g) do semiconductor, irão contribuir para o processo de conversão de energia. Assim, a natureza do espectro da luz solar é uma consideração importante no projeto de células solares eficientes (LUQUE, 2012).

Uma estrutura simples de célula solar convencional é apresentada na Figura 9, onde a luz solar incide do alto na parte frontal da célula. Uma grade metálica forma um dos contatos elétricos do diodo. Esta grade permite a luz entrar no semiconductor, ser absorvida e então ser convertida em energia elétrica. Uma camada antireflexiva entre as linhas da grade aumenta a quantidade de luz que penetra no semiconductor.

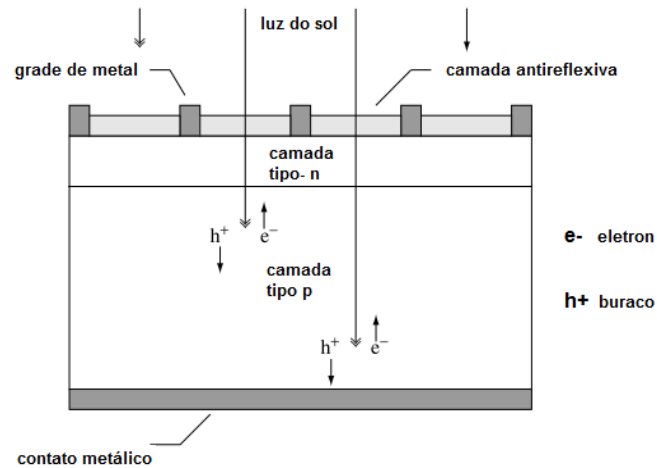


Figura 9 - Célula solar básica de silício monocristalino. Fonte: (LUQUE, 2003).

O diodo semicondutor é obtido quando através de um processo metalúrgico, uma camada semicondutora n e uma camada semicondutora p se juntam. Essas camadas são especificamente obtidas através de adição de determinadas impurezas (dopantes) no semicondutor. O outro contato elétrico do diodo é formado por uma camada metálica colocada na base da célula solar (LUQUE,2003).

O anexo 1 (WEBER, 2003), para fins didáticos, apresenta o semicondutor (Si e Ge), dopados, sob ação de um feixe luminoso, tal como são utilizados na formação das células solares fotovoltaicas. Então pode-se observar a origem das correntes (lacunas e buraco) e do campo elétrico formado na região de interface entre os dois semicondutores tipo N e P.

A Figura 10 apresenta o diagrama de uma célula solar fotovoltaica convencional simples com a geração da corrente da célula (par elétron-buraco, h^+ e e^-), que é a corrente gerada pela célula. Esta é a corrente que irá circular através do circuito fechado ligado à célula, quando a mesma estiver iluminada.

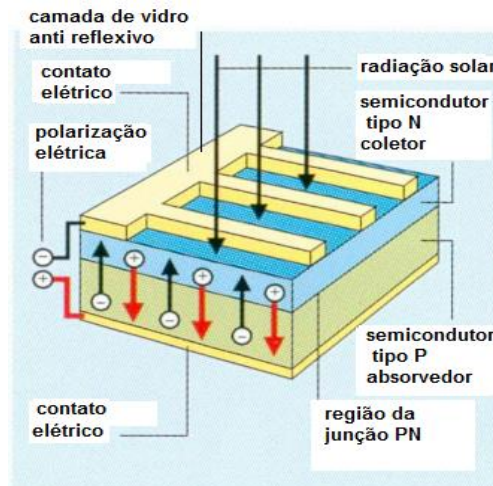


Figura 10 –Geração de corrente em uma célula solar de silício monocristalino.
Fonte: ALTENER, 2004

A Figura 11 apresenta uma célula solar fotovoltaica típica pronta.

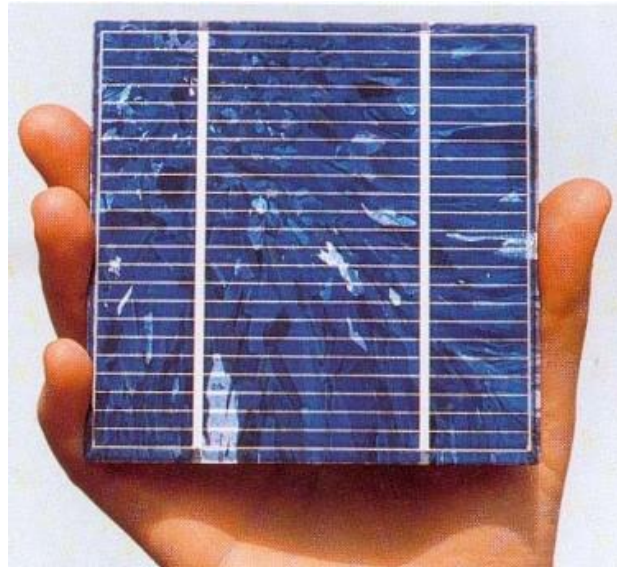


Figura 11 – Célula solar fotovoltaica típica. Fonte: (ALTENER, 2004)

As células solares fotovoltaicas podem ser fabricadas a partir de vários materiais semicondutores. O mais comum é o silício (Si) cristalino, policristalino ou monocristalino, e amorfo. As células solares também podem ser fabricadas a partir de compostos semicondutores, tais como: arseneto de gálio (GaAs), disseleneto de cobre gálio e índio (CuInGaSe_2) e telureto de cádmio (CdTe).

Os materiais das células solares são escolhidos de acordo com suas características de absorção do espectro solar e do custo de fabricação. O silício tem sido o mais utilizado devido as suas boas características de absorção do espectro

solar e a tecnologia de fabricação estar bem desenvolvida e também como resultado do avanço da indústria eletrônica de semicondutores (LUQUE, 2003).

Semicondutores de grau de qualidade dos dispositivos eletrônicos são de materiais cristalinos de pureza muito elevada. A natureza desses cristais faz com que seus átomos estejam alinhados numa estrutura periódica regular. Esta periodicidade está combinada com as propriedades dos átomos dos elementos que dão, aos semicondutores, propriedades eletrônicas específicas (CHEN, 2005).

Parte da tabela periódica, mostrada na Tabela 2, apresenta alguns elementos que são utilizados na produção de células fotovoltaicas.

Tabela 3 – Parte da tabela periódica com elementos utilizados na produção de células fotovoltaicas.
Fonte: (CHEN, 2005)

I	II	III	IV	V	VI
		B	C	N	O
		Al	Si	P	S
Cu	Zn	Ga	Ge	As	Se
Ag	Cd	In	Sn	Sb	Te

Observa-se na Tabela 3 que o silício (Si) se encontra na coluna IV, significando que possui 4 elétrons de valência, ou seja, quatro elétrons que podem ser compartilhados com átomos vizinhos na formação das ligações covalentes (LUQUE, 2003).

2.2.2 Circuito Equivalente de Uma Célula Fotovoltaica

A Figura 12 apresenta o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, na qual o diodo representado indica que a tensão sobre a carga (R_L) nunca ultrapassará o valor de V_D (tensão do diodo).

O nível da tensão fotovoltaica gerada é função do E_g (energia do gap – zona proibida) do material, da concentração de impurezas de ambos os lados, que é representado por N_p (buracos) e N_n (elétrons livres), R_s (resistência interna em série do material) e R_p (resistências em paralelo interna do material). No caso do silício, a diferença de potencial que aparece nos terminais da célula é 0,6 V (MILLMAN e HALKIAS, 1981).

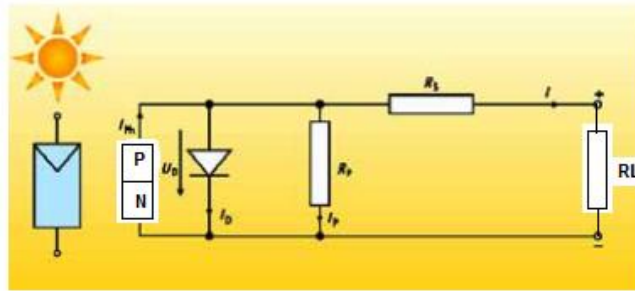


Figura 12- Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica. Fonte: (ALTENER, 2004).

A presença da carga (R_L) nos terminais da célula estabelece uma diferença de potencial nos extremos da junção independentemente da corrente fotogerada. A curva característica de uma junção iluminada será o resultado da superposição do efeito da fotocorrente mais a curva característica da junção não iluminada, conforme indica a Figura 13:

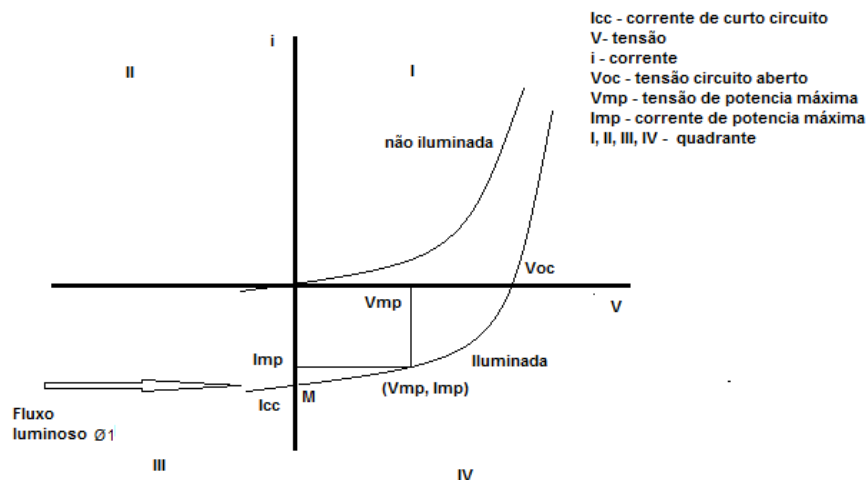


Figura 13 - Curva característica da junção P-N obtida em duas situações: junção com e sem iluminação. Fonte: (MELLO e INTRATOR, 1980)

A curva da junção aparece deslocada do valor constante da fotocorrente (I_f), no sentido das correntes negativas. Visto que sob condições de circuito aberto (V_{oc}), a corrente total deve permanecer zero, na junção PN a corrente resultante de elétrons livres do cristal N, flui em sentido oposto a corrente gerada devido a radiação resultando numa corrente total zero. Isto só é possível devido ao campo elétrico existente na junção que tende a diminuir com o aumento da corrente gerada que atravessa a junção (ASCROFT e MERMIN, 1976).

Quando a corrente de majoritários for igual à corrente de minoritários, a corrente total cai à zero; a tensão para a qual a corrente total é zero é chamada de

potencial fotovoltaico. Então nos terminais do material da junção P-N, aparecerá uma tensão exatamente igual àquela que diminuiu a barreira de potencial. Este potencial é a força eletromotriz fotovoltaica, da ordem de 0,6V para a célula de silício e 0,2 V para a célula de germânio (MILLMAN e HALKIAS, 1981).

Quando a tensão se torna positiva, a junção P-N fica polarizada diretamente, ou seja, a partir do ponto M, (para o fluxo luminoso Φ), tem-se duas correntes superpostas, uma inversa e outra direta. Por isso a curva vai se aproximando do eixo das abscissas, até que no ponto V_{oc} atinge o eixo. Neste ponto a junção está com a tensão V_{oc} (circuito em aberto) nos seus terminais, mas a corrente que circula é nula. Isto significa que o dispositivo pela ação do fluxo luminoso está dando origem a uma força eletromotriz (MELO e BIASE, 1975).

A curva também conduz a um dispositivo gerador de corrente (fonte de corrente), que pode ser representado segundo o modelo elétrico representado na Figura 14, onde a contribuição devido ao diodo de junção P-N se encontra em paralelo com a fonte geradora, proporcional por sua vez à intensidade de iluminação.

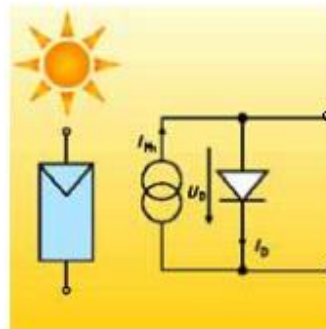


Figura 14 - Modelo elétrico ideal de uma junção iluminada com as componentes de corrente fotogerada (I_{ph}) e corrente no diodo (I_D). Fonte: (ALTENER, 2004).

Uma célula solar não iluminada é representada por um diodo no diagrama de circuito equivalente. Neste contexto, também é aplicável a curva característica do diodo como a representada na Figura 13.

Para uma célula solar de silício monocristalino, pode-se assumir uma tensão limiar de condução de aproximadamente 0,6V e uma tensão de bloqueio de 12 a 50 V, dependendo da qualidade do material da célula, como representado na Figura 15.

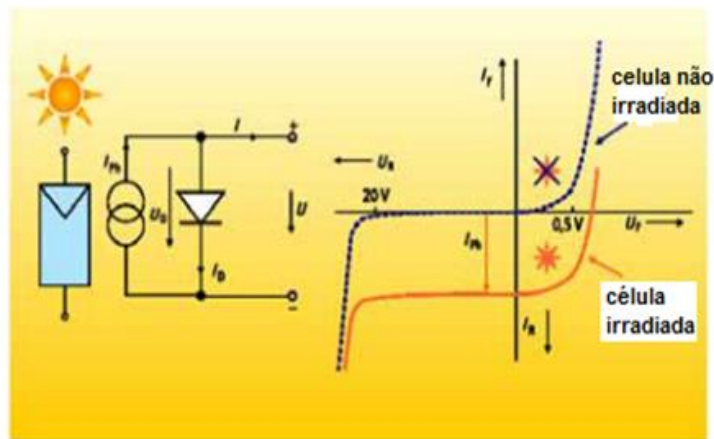


Figura 15 – Diagrama do circuito equivalente e curva característica da célula irradiada.
Fonte: (ALTENER, 2004)

A Tabela 4 indica alguns parâmetros que são analisados no circuito equivalente mostrado na Figura 15.

Tabela 4 - Parâmetros do circuito fotovoltaico. Fonte: (ALTENER, 2004).

Parâmetros	Símbolo	Unidade
Tensões:		
Tensão nos terminais da célula solar	U	V
Tensão no diodo	U_D	V
Correntes:		
Corrente nos terminais da célula solar	I	A
Corrente do diodo	I_D	A
Corrente de saturação do diodo inversamente polarizado	I_S	A
Fotocorrente	I_{PH}	A
Corrente através da resistência em paralelo	I_P	A
Fator do diodo	m	
Coeficiente da fotocorrente	C_0	m^2/V
Irradiância solar	E	W/m^2
Resistência em paralelo	R_P	Ω
Resistência em série	R_S	Ω

A corrente no diodo, I_D , é responsável por manter o nível estabilizado de tensão de saída da célula. I é a corrente de saída da célula, gerada a parte dos portadores majoritários e depende do nível de iluminação, assim,

$$I = I_{PH} - I_D \quad (2)$$

$$I_D = I_0 (\exp(eV/mkT) - 1) \quad (3)$$

Onde:

I_0 - Corrente de saturação reversa do diodo no escuro;

V - Tensão aplicado ao diodo;

e - Carga do elétron;

m - Fator de idealidade do diodo (entre 1 e 2 para o silício monocristalino);

k - Constante de Boltzmann;

T - Temperatura absoluta da célula.

Desta forma, substituindo equação (3) em (2), a corrente na célula será:

$$I = I_{PH} - I_0 (\exp(eV/mkT) - 1) \quad (4)$$

No caso de curto-circuito (I_{SC}), a tensão será $V = 0$, a corrente da célula é a própria corrente gerada (fotocorrente).

$$I = I_{PH} \quad (5)$$

No caso de circuito aberto tem-se $I = 0$, a célula se autopolarizará com uma tensão tal que a corrente de polarização equilibre a fotocorrente. Esta é chamada tensão de circuito aberto (V_{OC}) (EISBERG e RESNICK, 1979).

A Figura 16 representa o modelo elétrico de uma célula real.

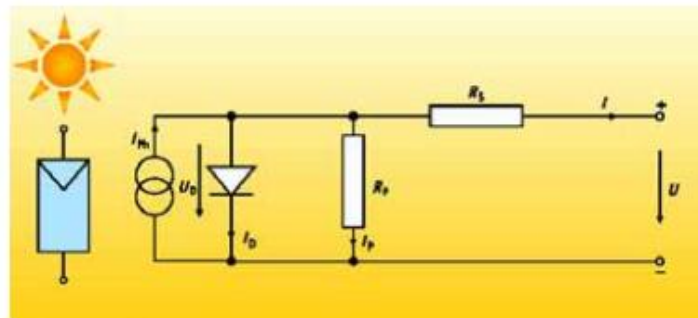


Figura 16 – Diagrama completo do circuito equivalente real. Fonte: (ALTENER, 2004).

Uma célula real difere de uma célula ideal por apresentar alguns fatores de perdas. Essas perdas são apresentadas pela resistência em série (R_s) e em paralelo (R_p) inseridas no modelo ideal. A resistência em série se deve a resistividade do corpo do material, a resistência da lâmina da camada difundida e a resistência dos contatos metálicos (ALVARENGA, 2004). A resistência em paralelo se deve aos defeitos da junção. Isto resulta nas seguintes equações:

$$I = I_{PH} - I_D - I_P \quad (6)$$

Onde:

I_P representa as correntes de fuga.

A equação da corrente então pode ser escrita como, substituindo a equação (3) em (6) e acrescentando I_P :

$$I = I_{PH} - I_0 (\exp(eV/mkT) - 1 - (V+IR_S) / R_P) \quad (7)$$

2.2.3 Curva Característica I x V de Uma Célula Fotovoltaica

Esta curva é responsável por definir todos os parâmetros de uma célula ou de um módulo fotovoltaico.

A norma NBR 10899 define a curva característica tensão x corrente como “a representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão, para condições pré-estabelecidas de radiação, temperatura” (ABNT, 2006).

A análise da curva I x V é de fundamental importância na caracterização de um gerador fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter os principais parâmetros que determinam sua qualidade de desempenho.

A curva I x V de uma célula solar é o resultado da superposição da fotocorrente com a curva gerada num diodo (escuro). Quando a luz incide na célula, há um deslocamento desta curva para o quarto quadrante, que significa geração de energia.

As Figuras 17, a) a d), apresentam as curvas de uma célula solar fotovoltaica sob diversas condições de iluminação.

A Figura 17 a) mostra a curva da célula no escuro, que apresenta as mesmas características que um diodo semicondutor; a Figura 17 b), com a célula iluminada, a curva IxV se desloca para o 4^o quadrante; a Figura 17 c) mostra que quanto maior a intensidade da radiação, maior é o deslocamento da curva.

A Figura 17 d) mostra a curva IxV, por convenção rebatida sobre o eixo das tensões, tomando o 1^o quadrante, denominado quadrante de geração.

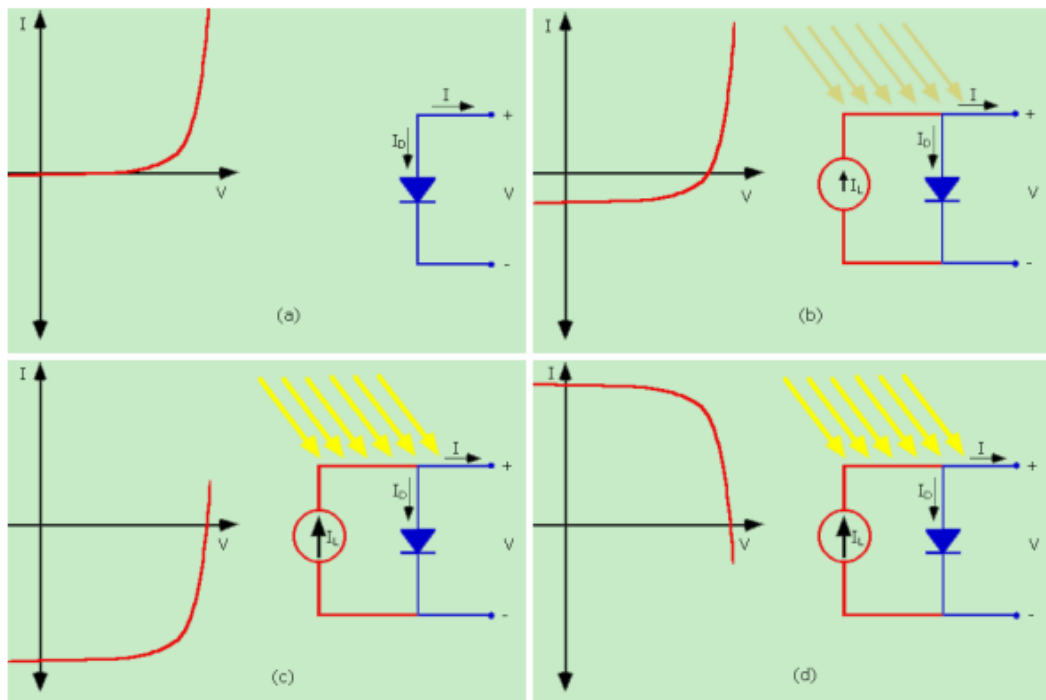


Figura 17 – Curvas de uma célula solar fotovoltaica. Fonte: ALTENER 2004

A Figura 18 mostra uma curva característica $I \times V$, típica de uma célula de silício monocristalino, rebatida sobre os eixos de corrente e tensão, que é a forma mais comum de apresentar os parâmetros elétricos da célula.

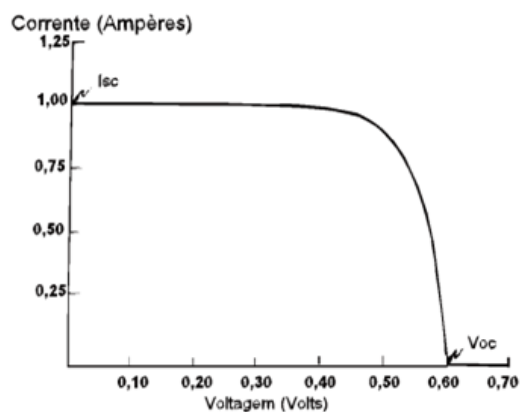


Figura 18- Curva característica de uma célula de silício monocristalino. Fonte: RICETTA, 2010.

A Figura 18 apresenta dois pontos notáveis: tensão de circuito aberto, V_{OC} , que é a tensão entre os terminais da célula iluminada quando a corrente que circula por ela é nula, e corrente de curto-circuito, I_{SC} , corrente que circula por uma célula iluminada quando a tensão em seus terminais é nula. Esses parâmetros são definidos pelo fabricante.

A Figura 19 representa um outro ponto notável, o ponto de potência máxima (P_M), que é o ponto da curva $I \times V$ para o qual o produto tensão x corrente é máximo. A especificação da potência de um módulo é dada em W_P (watt pico), associada às condições padrão de testes (STC – *Standard Test Conditions*): radiação de $1.000W/m^2$, temperatura de célula de $25^{\circ}C$ e Massa de Ar igual a 1,5. Para cada ponto na curva $I \times V$, o produto corrente x tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação.

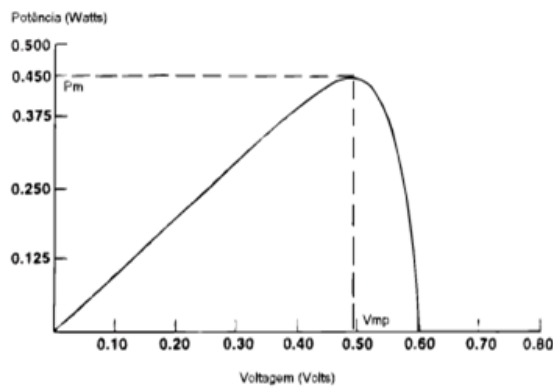


Figura 19 - Curva típica de potência x tensão de uma célula de silício monocristalino.
Fonte: RICETTA, 2010.

Como se observa na Figura 19, para uma célula fotovoltaica e conseqüentemente, para o módulo, existe somente um valor de tensão (e o correspondente de corrente) para o qual a potência máxima pode ser extraída. Não existe geração de potência para condição de circuito aberto e curto circuito, uma vez que tensão e corrente são zero. A tensão de circuito aberto, V_{OC} , e a corrente de curto-circuito, I_{SC} , são respectivamente: máxima tensão e corrente possíveis de serem obtidas de uma célula fotovoltaica ou de um módulo fotovoltaico.

O ponto de potência máxima, P_{MP} , corresponde ao produto da tensão de potência máxima (V_{MP}) e a corrente de potência máxima (I_{MP}). Os valores P_{MP} , V_{MP} , I_{MP} , V_{OC} e I_{SC} são os cinco parâmetros que especificam um módulo fotovoltaico sob determinadas condições de irradiância (W/m^2), temperatura de operação e massa de ar (MA).

A Figura 20 mostra a curva característica $I \times V$ superposta à curva de potência mostrada na Figura 19 para análise dos parâmetros.

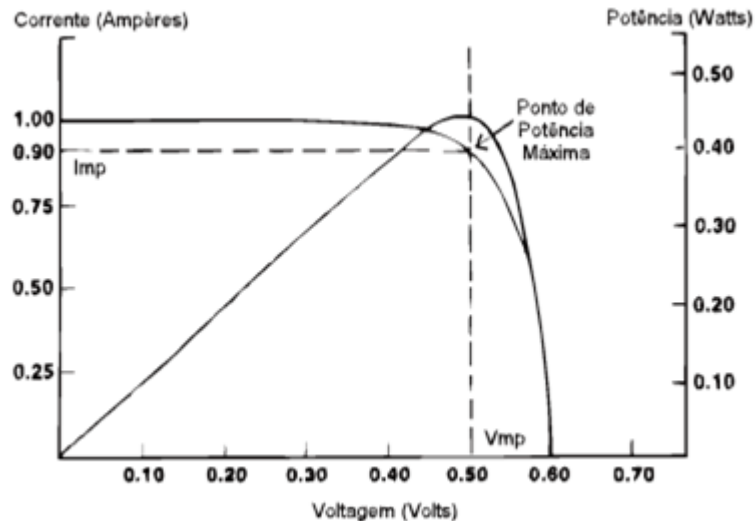


Figura 20– Parâmetros de Potência Máxima. Fonte: (CEPEL, 1999)

A corrente de curto-circuito depende linearmente da irradiância. Se a irradiância duplicar, a corrente também duplica. Este fato justifica a linha reta do gráfico que é apresentado na Figura 21. A tensão de circuito aberto mantém-se relativamente constante enquanto a irradiância varia. Apenas quando a irradiância desce abaixo de 200 W/m^2 , a tensão sofre uma queda pronunciada. A relação matemática entre a tensão e a irradiância numa célula solar cristalina é uma função logarítmica.

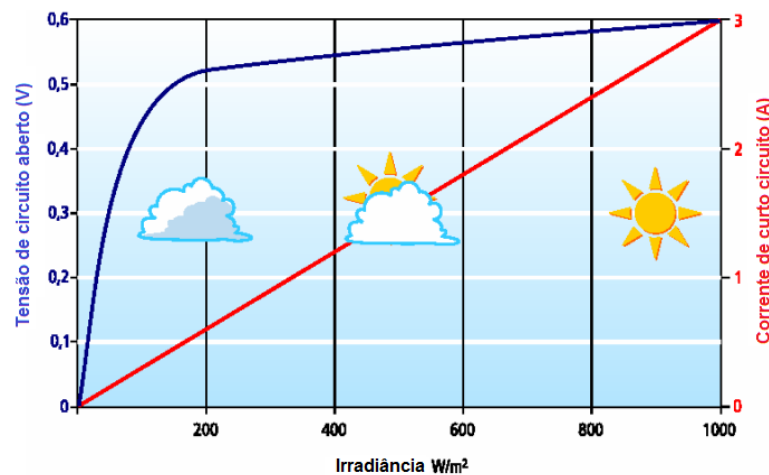


Figura 21 – Tensão de circuito aberto e corrente em função da irradiância. Fonte: (ALTENER 2004).

O fator de forma (FF) é um indicador da qualidade das células solares. É definido como um quociente entre a potência (P_{mp}) e a potência máxima teórica que é igual ao produto da corrente de curto-circuito pela tensão de circuito aberto.

$$FF = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{I_{sc} \times V_{oc}} = \frac{P_{mp}}{I_{sc} \times V_{oc}}$$

Para células solares cristalinas, o fator de forma tem um valor que se situa entre 0,75 e 0,85. Graficamente, o fator de forma pode ser determinado como sendo a razão entre a área B e a área A, mostradas na Figura 22.

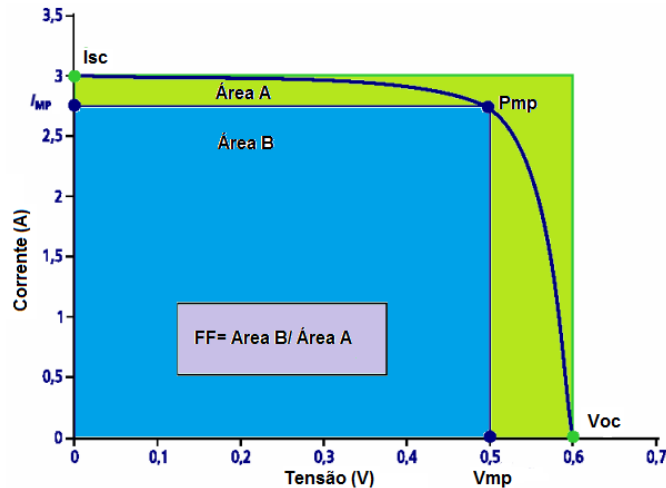


Figura 22 - Fator de forma das células solares. Fonte: ALTENER, 2004.

Conhecida a curva característica $I \times V$ de uma célula ou módulo pode-se calcular:

- Potência Máxima $\rightarrow P_{MP} = I_{MP} \times V_{MP}$
- Eficiência $\rightarrow \eta = (I_{MP} \times V_{MP}) / (A \times G)$
- Fator de Forma $\rightarrow FF = (I_{MP} \times V_{MP}) / (I_{SC} \times V_{OC})$

Onde:

A = Área útil da célula ou módulo (m^2);

G = Irradiância incidente (W/m^2).

A Figura 23 indica a variação da corrente e da tensão numa célula fotovoltaica de silício, em função da variação de temperatura de 25 até 55°C, sob irradiância constante, igual a 1.000 W/m^2 .

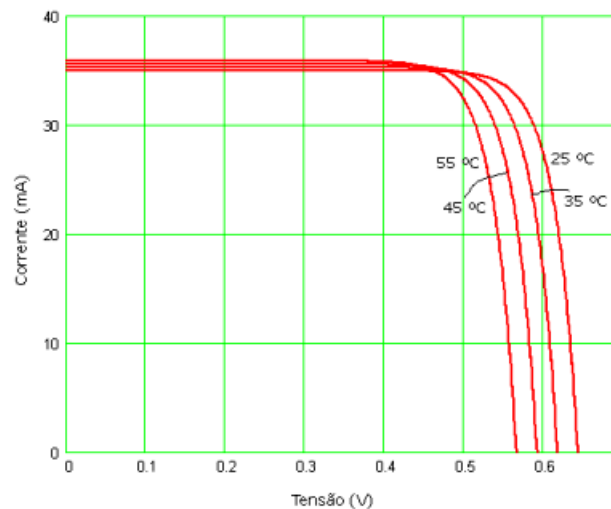


Figura 23 - Efeito da variação da temperatura no comportamento de uma célula fotovoltaica. Fonte: RICETTA, 2010

Observa-se na Figura 23 que a corrente de curto circuito, I_{SC} , sofre um ligeiro aumento com o aumento da temperatura. Esta variação da corrente é especificada por meio do coeficiente de temperatura de corrente, normalmente simbolizado por α . Ainda na Figura 23 observa-se também que a tensão V_{OC} diminui com o aumento da temperatura. Essa variação é especificada por meio do coeficiente de temperatura de tensão, normalmente simbolizado por β .

As variações de I_{SC} e V_{OC} em função da temperatura afetam a potência fornecida pela célula (e pelo módulo), pois o aumento da corrente não compensa a diminuição da tensão e portanto, tem-se diminuição da potência da célula com o aumento da temperatura.

Os coeficientes de temperatura são normalmente especificados na folha de dados do fabricante como mostrado na Tabela 5 com os dados de coeficiente de temperatura obtidos da folha de dados do módulo fotovoltaico do fabricante Yingli.

Tabela 5 – Exemplo de valores dos coeficientes de temperatura (módulo fotovoltaico Yingli).
Fonte: (YINGLI, 2013)

Coeficiente	Símbolo	Unidade	Valor
Coeficiente de temperatura de P_{max}	γ	% / °C	-0,45
Coeficiente de temperatura de V_{oc}	β_{Voc}	% / °C	-0,33
Coeficiente de temperatura de I_{sc}	α_{Isc}	% / °C	0,06
Coeficiente de temperatura de V_{ppm}	β_{Vppm}	% / °C	-0,45

2.2.4 Módulos fotovoltaicos

Um conjunto de células fotovoltaicas interligadas em série, como representado na Figura 24, e acondicionadas para resistir à exposição ao ar livre e intempérie, é denominado módulo fotovoltaico.

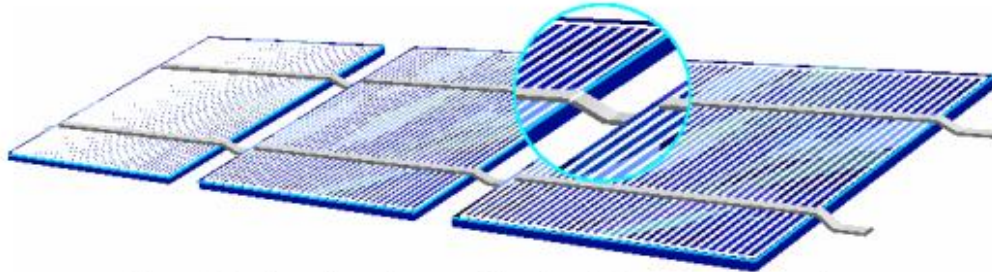


Figura 24 - Células em série para formar um módulo fotovoltaico. Fonte: (ALTENER, 2004).

A principal especificação de um módulo é a potência nominal, que é a potência de saída medida sob as condições-padrão para ensaio.

A Figura 25 ilustra uma vista em corte de um módulo fotovoltaico típico, indicando as partes componentes.

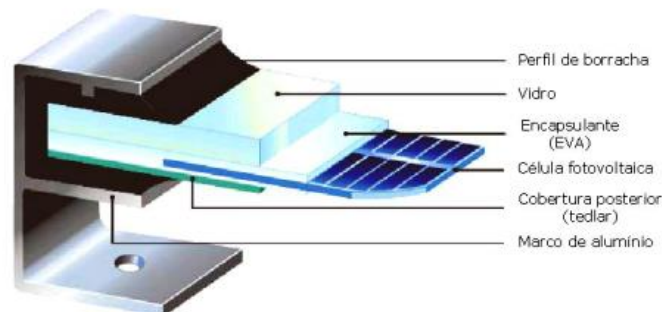


Figura 25 – Visão em corte de módulo fotovoltaico. Fonte: (Siemens, 1996).

A Figura 26 ilustra um módulo fotovoltaico de 72 células, típico para uso em sistemas conectados a rede.



Figura 26 - Exemplo de módulo fotovoltaico de 72 células. Fonte: (SIEMENS, 1996)

2.2.5 Sistemas fotovoltaicos

O conjunto de elementos necessários para realizar de forma prática a conversão da energia solar diretamente em energia elétrica é denominado genericamente de sistema fotovoltaico, sendo destinado a gerar energia elétrica com características adequadas para alimentar aparelhos elétricos e eletrônicos, tais como lâmpadas, eletrodomésticos, motores e outros.

O principal componente de um sistema fotovoltaico é o módulo fotovoltaico. O sistema pode ser constituído por um ou mais módulos. Dependendo da aplicação, o sistema pode incluir dispositivos para controle, armazenamento, supervisão e condicionamento de energia elétrica. A Figura 27 mostra a montagem dos módulos para constituir um sistema fotovoltaico.



Figura 27 - Montagem dos módulos de um sistema fotovoltaico. Fonte: (ALTENER, 2004)

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados, com relação ao modo como é utilizada a radiação solar, em dois grupos:

- sistema sem concentrador (SFV); e,
- sistema com concentrador (SFVC).

Os sistemas fotovoltaicos sem concentrador utilizam a radiação solar de forma natural, tal como chega à superfície das células fotovoltaicas. Nos sistemas com concentrador, a radiação solar é coletada, com o auxílio de dispositivos ópticos específicos, concentrada e focalizada sobre a superfície das células, cuja área é bastante reduzida se comparada com a área das células dos sistemas sem concentrador. Outra classificação está relacionada à conexão com a rede elétrica pública de fornecimento de energia, que abrangem também dois grupos (ABNT, 2006):

- sistemas isolados e
- sistemas conectados à rede.

Os sistemas fotovoltaicos isolados são normalmente instalados em localidades afastadas dos grandes centros, que não possuem o serviço público de distribuição de energia elétrica e normalmente possuem elementos para armazenar energia (banco de baterias). O banco de baterias destina-se a armazenar a energia gerada durante as horas de sol e fornecê-la nos períodos nos quais não há radiação solar. Neste caso, o painel é dimensionado para recarregar as baterias e fornecer energia para os aparelhos consumidores ao mesmo tempo.

O fornecimento de energia aos aparelhos consumidores pode ser em corrente contínua (CC) ou em corrente alternada (CA) com a utilização de um inversor.

A Figura 28 apresenta o diagrama com os componentes básicos deste tipo de sistema, para fornecimento em corrente alternada (CA).

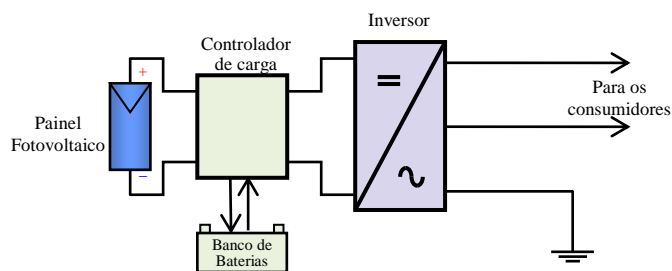


Figura 28 – Diagrama com os componentes básicos de um sistema fotovoltaico isolado. Fonte: (VIANA, 2010).

O controlador de carga é um aparelho eletrônico destinado a controlar e monitorar a carga e/ou a descarga do banco de baterias e o inversor é o aparelho que converte a tensão contínua (CC), proveniente do painel fotovoltaico ou do banco de baterias, em tensão alternada (CA) com características adequadas para alimentação de aparelhos elétricos e eletrônicos.

Os sistemas conectados à rede possuem ligação com a rede elétrica pública, na qual a energia gerada é injetada e, nesse caso, não há necessidade de banco de baterias.

A Figura 29 apresenta o diagrama com os componentes básicos de um sistema conectado à rede.

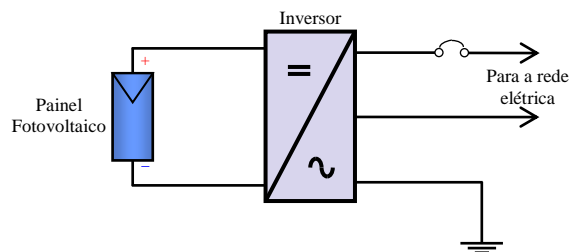


Figura 29 – Diagrama com os componentes básicos de um sistema fotovoltaico conectado à rede.
Fonte: VIANA, 2010.

A potência fotovoltaica instalada com sistemas conectados à rede (SFVCR) atingiu o total de 102 GWp no mundo, em 2012, conforme indicada na Figura 30 (EPIA, 2013).

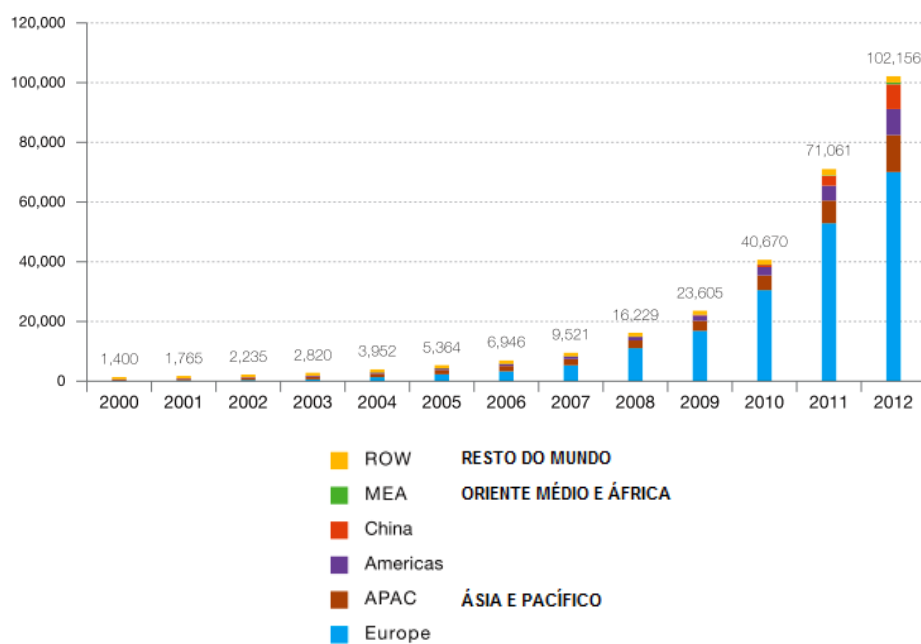


Figura 30 - Potência fotovoltaica instalada no mundo (102 GWp). Fonte: (EPIA, 2013).

Desse total de 102 GWp, cerca de 70 GWp está instalado na Europa, sendo que a Alemanha conta com aproximadamente 32 GWp, conforme assinalado na Figura 31 (EPIA, 2013).

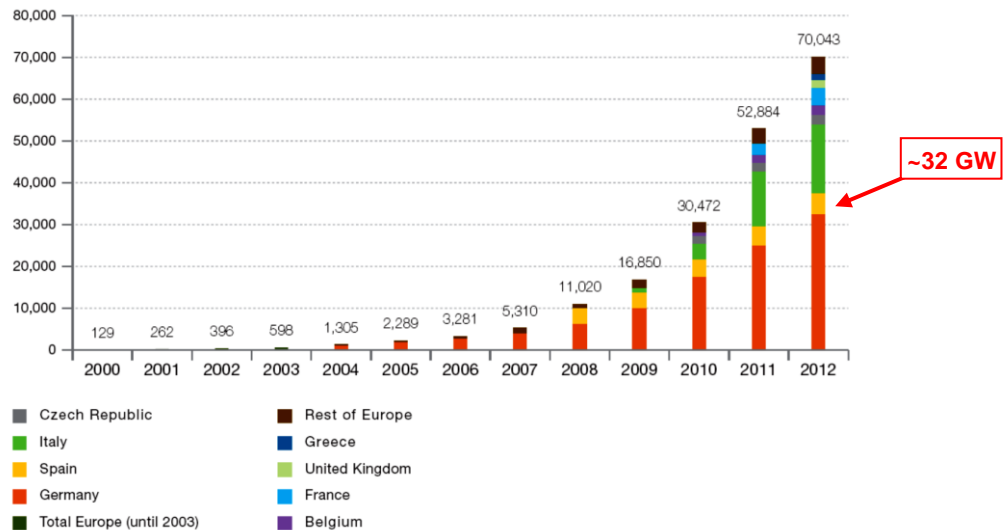


Figura 31 - Potência fotovoltaica instalada na Europa. Fonte: (EPIA, 2013).

2.2.6 Inversor para sistemas fotovoltaicos conectados à rede

O inversor para sistemas fotovoltaicos conectados à rede é especialmente projetado e construído de modo que, ao detectar a presença da rede passa a operar, convertendo a tensão contínua (CC), vinda do módulo fotovoltaico, em tensão alternada (CA) e injeta a energia gerada diretamente na rede pública. Por meio de amostragem da rede, o circuito interno do inversor copia a rede em frequência e tensão, possibilitando assim sincronizar as duas fontes. Caso a rede elétrica seja desenergizada pela concessionária ou o inversor seja desconectado da rede, este se desliga automaticamente, cessando o fornecimento de energia e garantindo total segurança em caso de manutenção da rede (LOPES, 2012).

O inversor é o coração de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Os inversores podem ser classificados em:

- Com transformador;
- Sem transformador;
- Monofásicos; e,
- Trifásicos.

Os inversores utilizam dispositivos de disparo controlado, como por exemplo, transistores de efeito de campo metal-óxido-semicondutor (MOSFET) ou transistor bipolar de porta isolada (IGBT), para processar a tensão contínua (CC) proveniente dos módulos fotovoltaicos e produzir a tensão alternada (CA) controlada, em sincronismo e de mesma amplitude que a da rede à qual estejam conectados. Uma unidade de controle microprocessada proporciona essas e outras funções adicionais de proteção. Quanto ao uso de transformador de saída, este deverá ser de alta eficiência. A presença do transformador proporciona isolamento galvânica entre a entrada e a saída do inversor e, em alguns países, é uma exigência da concessionária local.

As principais características dos inversores para conexão à rede são:

- 1) Potência (kW) - Os inversores são fabricados em diversas potências, dependendo do modelo e aplicação. Em baixa tensão por exemplo: 120V, 220V em 50 Hz, 60 Hz. Para potências elevadas normalmente são trifásicos. Poderão incorporar diversos tipos de topologias de proteção.
- 2) Eficiência - Indica qual proporção da energia da entrada (CC) é transformada em energia alternada (CA) na saída do inversor. Os inversores são concebidos para alta eficiência, a qual se situa atualmente acima de 94% podendo chegar a 98%. Isto é obtido principalmente através da técnica de controle PWM (pulse width modulation), que é aplicada à ponte comutadora, e aos novos elementos de potência que possuem baixas perdas ao fazer a conversão da energia CC em CA.
- 3) Otimização do aproveitamento da potência dos módulos - Esta característica assegura que os módulos fotovoltaicos estarão sempre operando no ponto de potência máxima (PPM) da curva dos módulos. Como a temperatura e irradiação estão constantemente variando, ou seja, alterando a curva $I \times V$, o inversor dispõe de um dispositivo que altera a impedância de entrada do inversor, ajustando constantemente para as novas condições elétricas dos módulos, mantendo o PPM. Esse circuito é denominado “seguidor do ponto de máxima potência”, simbolizado por MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracker*), o qual por meio de software monitora e persegue o PPM.
- 4) Entrada para várias séries de módulo - Isto possibilita que mais de uma série de módulos possa ser conectada à entrada do inversor. Cada série possuirá um

dispositivo MPPT exclusivo, de modo que poderão ser usados módulos fotovoltaicos instalados em diferentes situações ou séries de módulos diferentes.

- 5) Monitoramento e segurança - Várias ações podem ser previstas como: desconexão e conexão automática (com carga); monitoramento local e remoto da potência e da rede utilizando meio físico e wireless;
- 6) Proteções - Várias funções podem ser incorporadas, como relés de proteção para verificação de sincronismo e subtensão respectivamente e desligamento automático por alteração de parâmetros previamente ajustados. Os equipamentos certificados seguem normas específicas que estabelecem um grau de proteção mínimo.
- 7) Distorção harmônica total (THD) - Normalmente menor ou igual 3%. Esta característica é função principalmente da eficácia e qualidade dos filtros do inversor.
- 8) Confiabilidade de operação - Inversores para utilização em ambiente externo devem ter grau de proteção IP 65¹.
- 9) Dispositivo antiilhamento - Apresentam um dispositivo de segurança que, na ausência de rede se desconectam, proporcionando segurança à mesma e aos usuários. Isto é principalmente útil quando se deseja realizar manutenção no sistema fotovoltaico (LOPES, 2012).

A Figura 32 apresenta o diagrama de blocos básicos de um inversor monofásico, fase/neutro/terra, de baixa potência.

¹ IP 65: Índice de proteção que significa proteção total contra o contato com partes vivas, sob tensão ou em movimento, bem como contra a penetração de pó e jatos de água projetados por bocal, proveniente de qualquer direção sob as condições prescritas.

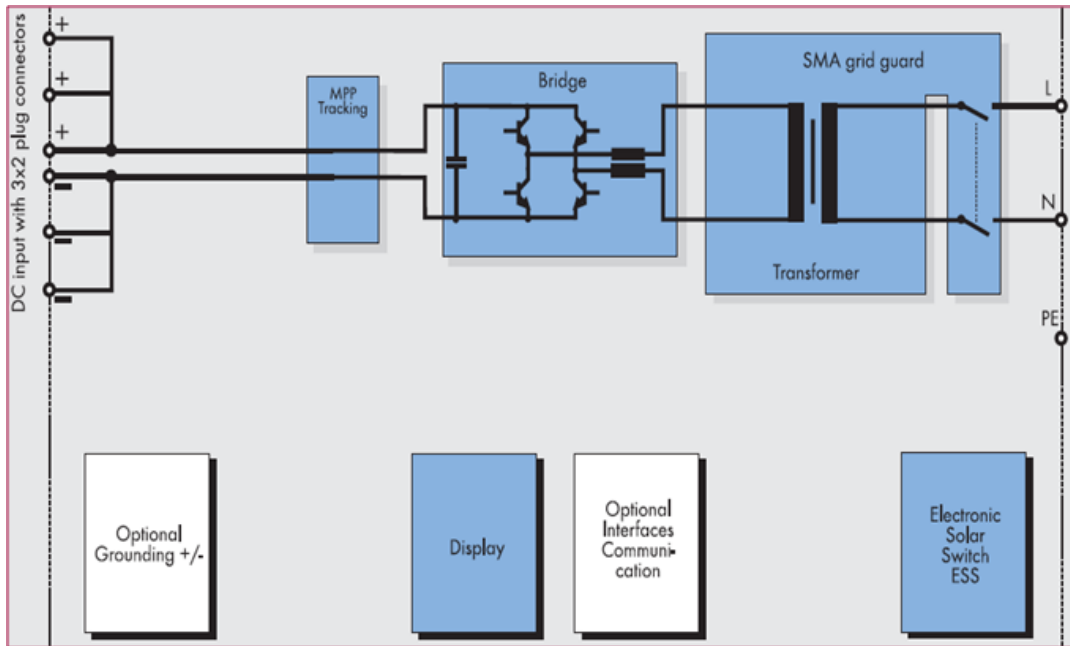


Figura 32 – Diagrama de blocos de um inversor para conexão à rede.
Fonte:(SMA, 2012)

O inversor mostrado na Figura 33 é composto pelos os seguintes módulos:

- 1) Módulo de proteção de rede (grid guard), que possui um transformador de saída cuja função é isolar galvanicamente o inversor da rede e compatibilizar os níveis de tensão do inversor à tensão da rede. Possui dispositivos de conexão de saída eletrônico, alta velocidade, que podem ser de semicondutores, transistores ou relés eletrônicos de alta velocidade, cuja função é conectar/desconectar o inversor da rede (isolação física).
- 2) Módulo de comutação controlado, composto por uma ponte de comutação (bridge) com 4 transistores de potência de alta velocidade, que a partir da alimentação CC proveniente dos módulos fotovoltaicos e do módulo de controle, realizam um chaveamento sincronizado dos transistores da ponte, dois a dois, comutando a tensão CC no primário do transformador de saída, produzindo uma tensão alternada no secundário do transformador, em sincronismo e compatível com a rede.
- 3) Módulo seguidor de máxima potência dos módulos fotovoltaicos (*MPP Tracking*), que através de um software residente, monitora as condições de temperatura e irradiância e ajusta a impedância de entrada para o ponto de máxima potência da curva característica do módulo fotovoltaico.

- 4) Módulo de entrada para strings (plug connection) composta de 3 entradas para strings.
- 5) Módulo de HMI (interface homem máquina) que permite visualizar e configurar os parâmetros de controle e proteção (dos módulos fotovoltaicos, inversor e rede) através de um mostrador (display). O mostrador também tem a função de contar os kWh gerados além de possuir uma memória de registro de eventos que é usado para rastreamento de ocorrências.
- 6) Módulo de interface e comunicação (interface / communication) composto por um canal de comunicação RS 485 ou de fibra óptica que permite comunicação remota ou conexão de um handheld ou lap top para ajuste, leitura de parâmetros setados ou upload de eventos memorizados.
- 7) Módulo de aterramento (grouding) para ser conectado ao ponto de terra (aterramento) do local. Este módulo monitora eventuais correntes de fuga negativa e positiva para carcaça do inversor, causando sinalização ou desligamento do inversor. (PEREIRA, 2011).

3. METODOLOGIA

3.1 Obtenção de bancos de dados de irradiação

Para a obtenção de bancos de dados solarimétricos inicialmente foi consultado o Instituto Nacional de Meteorologia de Moçambique (INAM).

O INAM realiza medições por meio de suas estações situadas na costa e no interior produzindo dados solarimétricos referentes às capitais moçambicanas. São ao total onze estações que efetuam o registro da radiação total inclinada e direta normal, das quais 6 também efetuam o registro da radiação difusa e horizontal. Os órgãos governamentais e de pesquisa são abastecidos pelas informações disponíveis no banco de dados desse instituto. Os instrumentos de medição são calibrados periodicamente e os dados são considerados oficiais. As informações apresentadas correspondem ao período de janeiro de 1970 a dezembro de 1998.

A segunda fonte de dados solarimétricos consultada foi do NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), do Departamento de Energia (DOE) norte-americano.

O banco de dados do NREL fornece o valor da média diária, mensal e do total anual de irradiação no continente africano para áreas na superfície terrestre, denominadas células, com aproximadamente 40 km por 40 km.

Os dados para cada célula foram obtidos por meio do Modelo Climatológico de Radiação Solar, CSR (do inglês, *Climatological Solar Radiation Model*) desenvolvido pelo NREL, que recebeu informações do período de 01/01/1985 a 12/31/1991. O valor do recurso solar de cada célula é apresentado em watt-hora por metro quadrado por dia ($\text{Wh/m}^2/\text{dia}$) para cada mês.

O modelo CSR utiliza informações sobre a cobertura de nuvens, vapor d'água e gases existentes na atmosfera e a quantidade de aerossóis, para calcular a média diária mensal de irradiação que incide sobre uma superfície horizontal.

Os dados estimados pelo modelo CSR são validados por meio de medições feitas por estações terrestres. Os valores de irradiação são modelados com uma precisão de, aproximadamente, (+ -) 10% do valor real medido no interior da célula, devido às incertezas associadas com os dados de entrada para o modelo meteorológico. A cobertura de nuvens local pode variar significativamente, mesmo dentro de uma única célula, como resultado dos efeitos do terreno e outras influências microclimáticas.

As Figuras 33, 34 e 35 apresentam o mapa de Moçambique dividido em três regiões - Norte, Centro e Sul. Cada região do mapa está dividida em células correspondentes às coordenadas (longitude e latitude) do centro da área coberta pelas células. Cada célula possui uma numeração correspondente a uma linha no banco de dados, a qual apresenta os valores de irradiação do local. As capitais estão representadas por uma célula em vermelho com as coordenadas correspondentes (NREL, 2012).

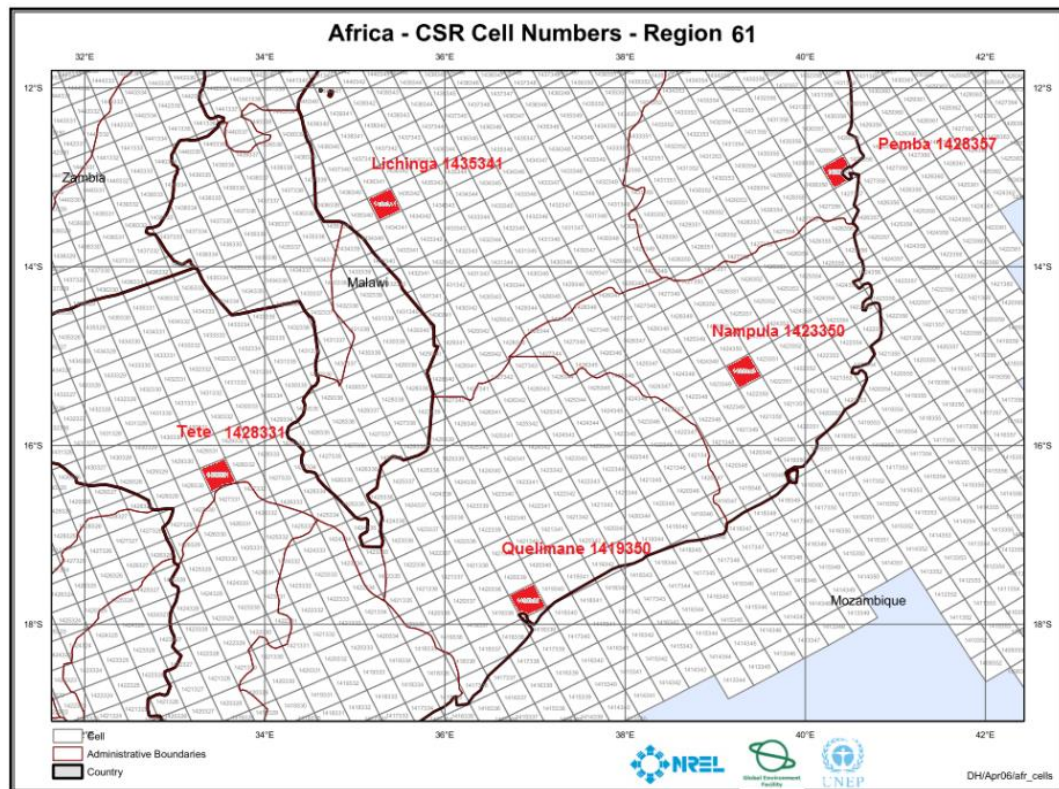


Figura 33 - Mapa da região Norte de Moçambique (NREL, 2012)

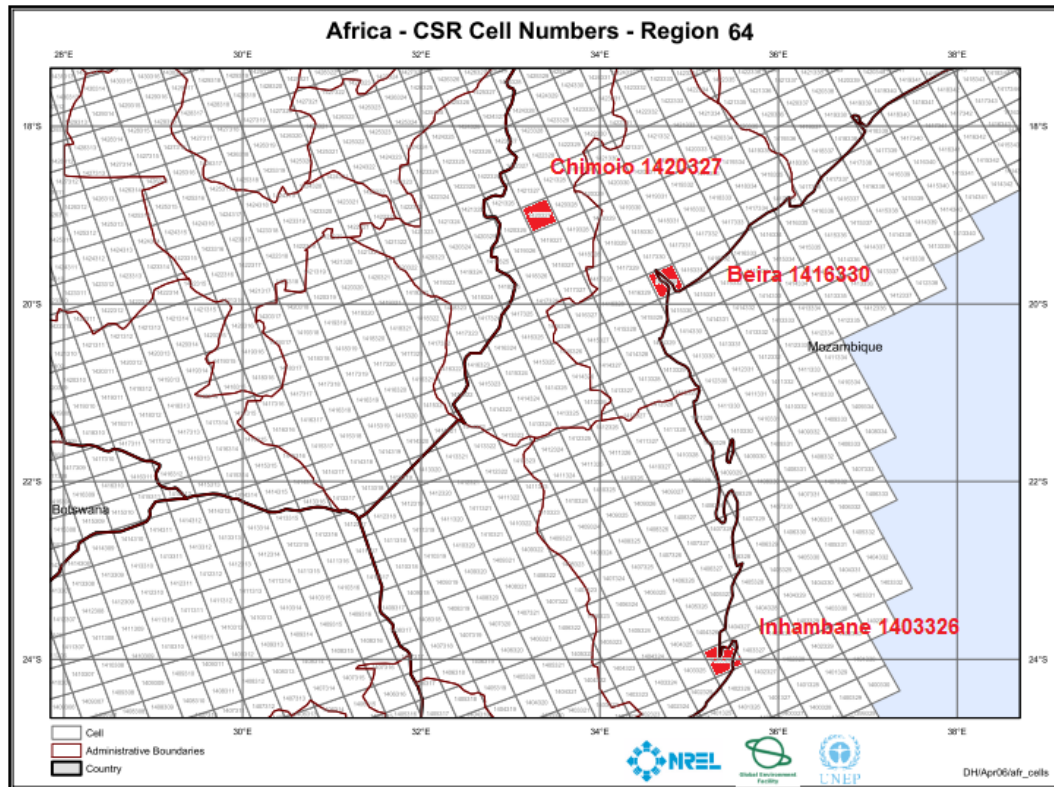


Figura 34 - Mapa da região central de Moçambique. Fonte: (NREL, 2012)

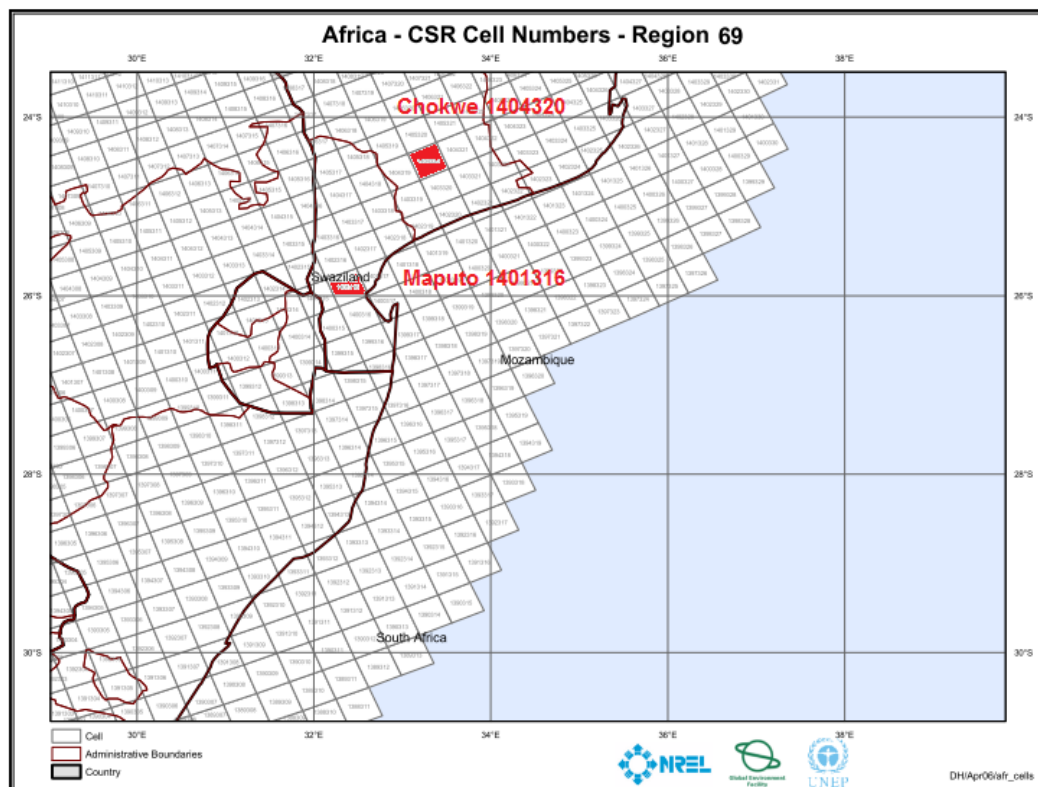


Figura 35 - Mapa da região Sul de Moçambique. Fonte: (NREL, 2012)

Os valores de irradiação obtidos para cada capital foram tabelados e elaborados gráficos para visualização dos valores das médias diárias mensais ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) e os totais anuais ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$) de irradiação global horizontal, inclinada, direta normal e difusa.

3.2 Elaboração de mapas solarimétricos

Inicialmente foram analisados os dados para construir a escala de valores e a paleta de cores.

Tendo em vista realizar comparação com o potencial solarimétrico de outros países como, por exemplo, os europeus, procurou-se utilizar uma paleta de cores semelhante à dos mapas elaborados pela Comissão Europeia, no JRC (*Joint Research Centre Institute for Energy, Renewable Energy Unit*) conforme observada nos mapas disponíveis no site <http://re.jrc.ec.europa.eu/>.

A Figura 36 apresenta, a título de exemplo, o mapa de irradiação total inclinada (em $\text{kWh/m}^2/\text{ano}$) e de potencial estimado de geração fotovoltaica (em kWh/kWp/ano) para a Alemanha. O mapa apresenta o valor do total anual de irradiação incidente em uma superfície inclinada, cujo ângulo é ajustado para otimizar a geração fotovoltaica.

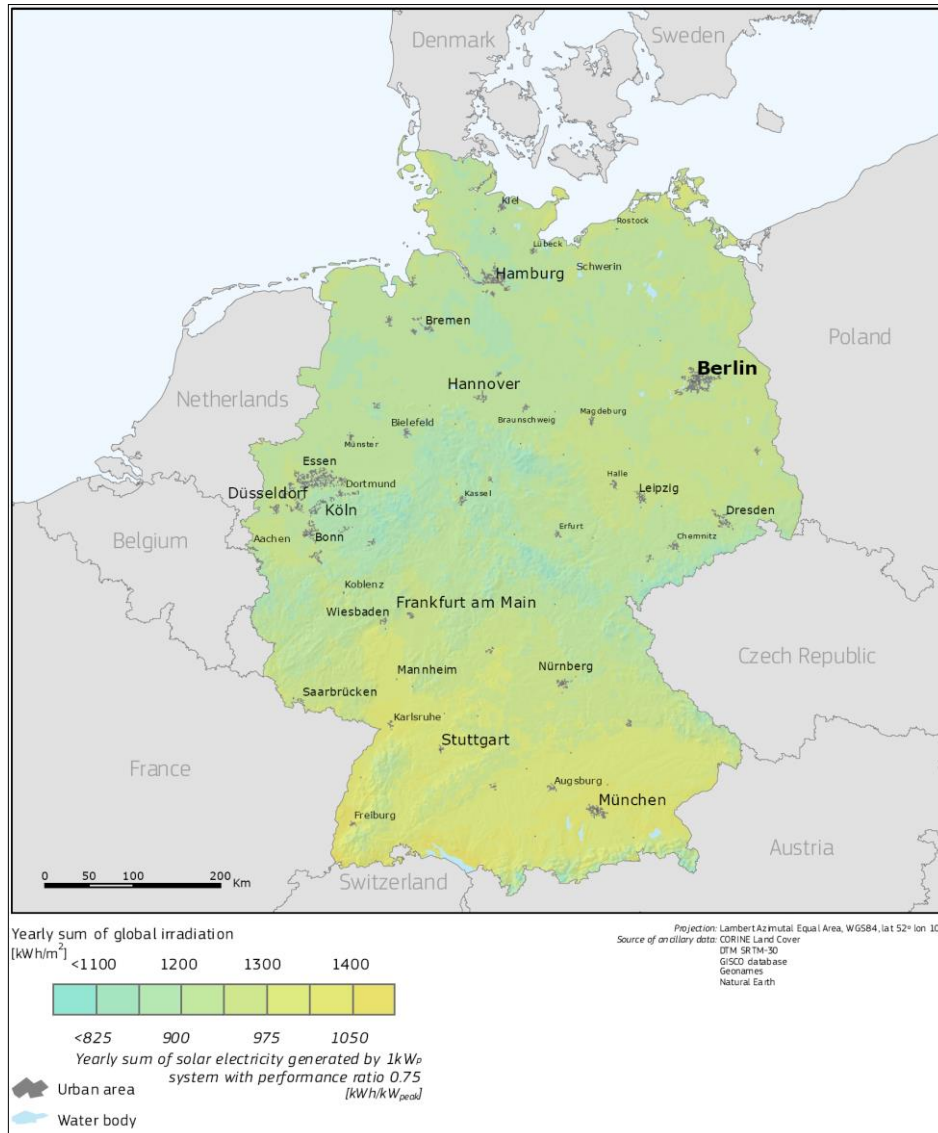


Figura 36 - Mapa irradiação total inclinada e de potencial estimado de geração fotovoltaica para a Alemanha. Fonte: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

3.3 Estimativa da geração de energia de sistemas fotovoltaicos conectados a rede (SFVCR)

O desempenho dos módulos fotovoltaicos é influenciado pela temperatura. Por isso foram levantados os valores médios de temperatura mínima e máxima das capitais para verificar se ficavam em faixas muito elevadas, acima de 40 ou 45°C.

Os resultados, apresentados nas Figuras 37, 38 e 39, apresentam as médias mensais das temperaturas mínimas e máximas de três cidades - Tete, Inhambane e Chokwe, obtidas com dados do período de 1971 a 2010.

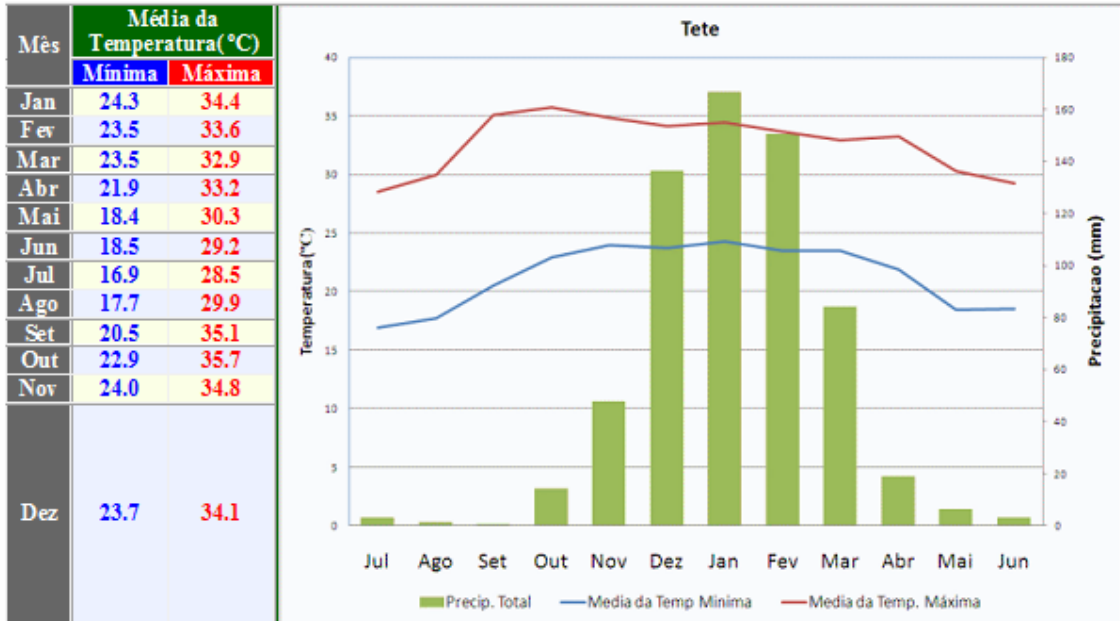


Figura 37- Variação da temperatura na cidade de Tete. Fonte: (INAM, 2012)

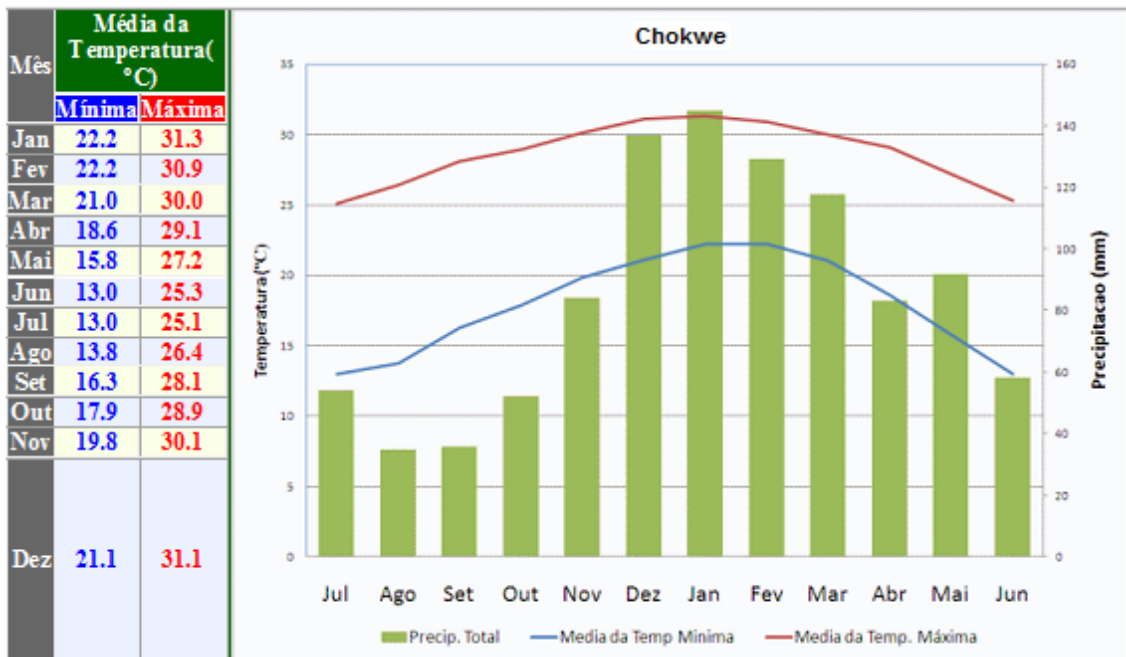


Figura 38 - Variação da temperatura na cidade de Chokwe. Fonte: (INAM, 2012)

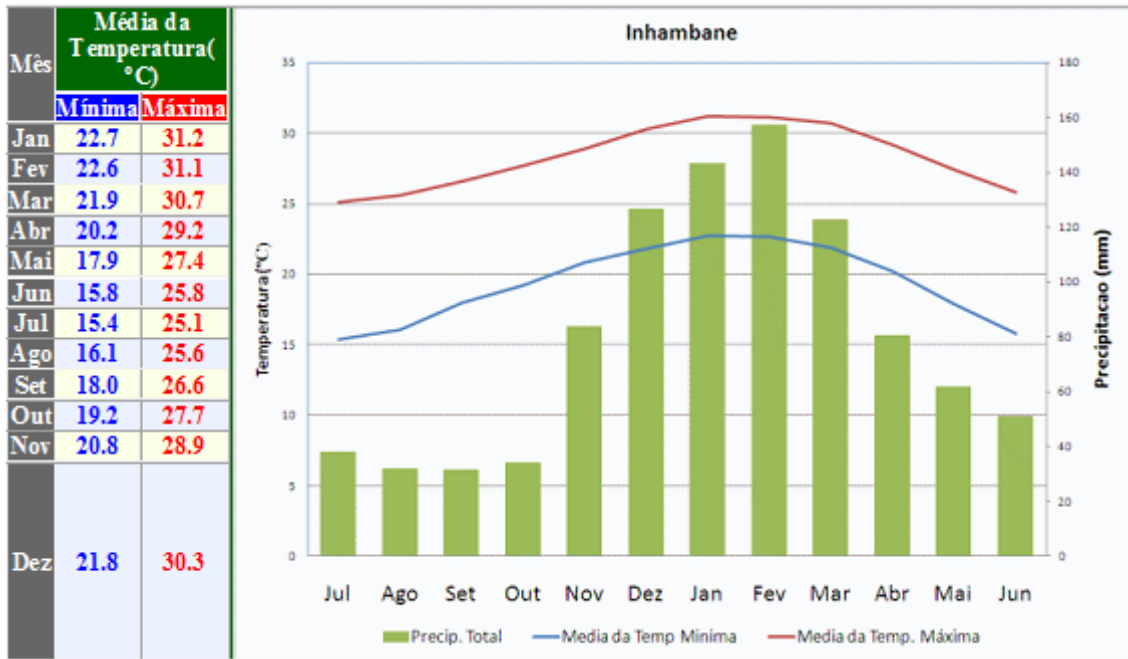


Figura 39- Variação da temperatura na cidade de Inhambane. Fonte: (INAM, 2012)

Comparando-se os dados contidos nas Figuras 37, 38 e 39, verificou-se que a cidade de Tete é a que apresenta os maiores valores de temperatura média, tanto mínima quanto máxima, de 24,3 e 34,8°C respectivamente, não apresentando valores extremamente elevados. As outras capitais apresentaram temperatura média mínima inferior a 22°C e máxima inferior a 32°C.

A eficiência ou rendimento de um sistema elétrico é normalmente definida pela razão entre a energia cedida ao sistema (E_i) e a energia de saída do sistema (E_o), sendo simbolizada pela letra grega “eta”, η :

$$\eta = E_o / E_i$$

A energia de saída do sistema é, portanto:

$$E_o = E_i \cdot \eta$$

Em um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) a energia de saída, E_o , é função da energia vinda do painel fotovoltaico, E_{FV} , da eficiência do inversor, η_{INV} , e de diversos fatores ambientais, tais como temperatura, composição espectral

da radiação solar, poeira e outros, os quais influenciam diretamente o desempenho dos módulos fotovoltaicos.

Para determinar o rendimento ou desempenho final de um SFVCR todas as perdas, relacionadas aos valores nominais utilizados nos cálculos, devem ser consideradas. Desse modo, às perdas ocorridas nos módulos, devidas aos fatores citados, somam-se as perdas no inversor, devidas principalmente à temperatura, além de outras perdas elétricas, que ocorrem nos condutores e conexões. A maior parte desses fatores é de difícil determinação, seja pela dificuldade de medição (efeito da poeira, por exemplo) ou pela sua sazonalidade. Nesse texto todos esses fatores serão representados por K_{TOT} e a expressão para estimar a energia gerada por um SFVCR (E_o), em um determinado período, é:

$$E_o = E_{FV} \cdot K_{TOT} \quad (1)$$

onde: E_o - Energia estimada obtida na saída do SFVCR

E_{FV} - Energia fornecida pelo painel fotovoltaico

K_{TOT} - Fator que agrupa todas as perdas nos diversos componentes do sistema fotovoltaico.

O fator K_{TOT} representa, portanto, todas as perdas em um SFVCR devidas aos diversos fatores que afetam a todos os seus componentes:

- Desvio de potência nominal dos módulos em relação ao valor nominal;
- Efeitos da temperatura sobre os módulos e inversor;
- Variações sazonais do espectro solar;
- Perdas por descasamento entre módulos;
- Eficiência do inversor menor que 100%;
- Acúmulo de sujeira nos módulos e
- Perdas ôhmicas em condutores e conexões.

A energia fornecida pelo painel fotovoltaico, E_{FV} , é função da energia recebida pelo mesmo (E_i), que é a energia proveniente do Sol, ou seja, a irradiação solar para o período considerado (H_{TOT}); da área do painel (A_{FV}) e da eficiência dos módulos (η_{FV}). Assim, tem-se, conforme VIANA, 2012:

$$E_{FV} = E_i \cdot A_{FV} \cdot \eta_{FV} \quad (2)$$

$$E_{FV} = H_{TOT} \cdot A_{FV} \cdot \eta_{FV} \quad (3)$$

A eficiência dos módulos fotovoltaicos, η_{MOD} , é dada pela expressão (ABNT 2006):

$$\eta_{MOD} = P_{MOD} / (A_{MOD} \cdot G_{STC}) \quad (4)$$

onde: P_{MOD} - Potência nominal do módulo

A_{MOD} - Área do módulo

G_{STC} - Irradiância de ensaio, igual a 1.000 W/m²

Considerando a eficiência do painel fotovoltaico igual à do módulo e substituindo (4) em (3) tem-se:

$$E_{FV} = H_{TOT} \cdot A_{FV} \cdot (P_{FV} / A_{FV} \cdot G_{STC})$$

$$E_{FV} = (H_{TOT} \cdot P_{FV}) / G_{STC} \quad (5)$$

Substituindo (5) em (1) tem-se:

$$E_o = (H_{TOT} \cdot P_{FV}) / G_{STC} \cdot K_{TOT}$$

$$E_o = \frac{H_{TOT} \cdot P_{FV}}{G_{STC}} \cdot K_{TOT} \quad (6)$$

A expressão (6) mostra que a geração de energia estimada para um SFVCR tem um valor teórico, que é função direta da potência fotovoltaica instalada (P_{FV}) e da energia recebida do Sol (H_{TOT}), multiplicado pelo fator K_{TOT} , que engloba as perdas já mencionadas anteriormente.

O fator K_{TOT} representa a denominada Taxa de Desempenho (TD) do SFVCR, cujo valor pode ser obtido de forma experimental, considerando normalmente o período de um ano e a energia gerada (E_o) nesse período. A Taxa de Desempenho é denominada *Performance Ratio* (PR) em inglês.

Assim, fazendo K_{TOT} igual a TD, tem-se a expressão para estimar a energia gerada por um SFVCR em determinado período (normalmente considera-se um mês ou um ano) (VIANA, 2012), (SÚRI, 2007):

$$E_o = \frac{H_{TOT} \cdot P_{FV}}{G_{STC}} \cdot TD \quad (7)$$

O valor de TD é calculado, a partir de (7), por:

$$TD = \frac{E_o \cdot G_{STC}}{H_{TOT} \cdot P_{FV}} \quad (8)$$

O valor da TD de um SFVCR representa todas as perdas que ocorrem no mesmo ao converter a energia solar para energia elétrica (VIANA, 2012). Os valores típicos de TD, obtidos em medições realizadas em centenas de SFVCR operando em boas condições, estão situados entre 0,70 a 0,85 (SÚRI, 2007).

Na estimativa preliminar de um SFVCR normalmente utiliza-se o valor da taxa de desempenho igual a 0,75 (75%) (VIANA, 2012).

Para estimar a geração anual de energia fotovoltaica, em kWh/kWp, para as capitais moçambicanas, aplicou-se a equação (8) utilizando-se os dados solarimétricos de cada capital, considerando um sistema fotovoltaico com P_{FV} de 1 kWp e taxa de desempenho (TD) igual a 0,75.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Irradiação solar em Moçambique

O primeiro levantamento dos valores de irradiação solar para as capitais moçambicanas foi realizado a partir do banco de dados do INAM – Instituto Nacional de Meteorologia de Moçambique. As Tabelas 6, 7 e 8 listam as capitais, com as coordenadas consideradas e os valores da irradiação total inclinada, direta normal e difusa média diária mensal e anual em kWh/m²/dia.

Tabela 6 - Irradiação total inclinada (H_{TOT}) nas capitais de Moçambique.
Fonte de dados: (INAM, 2012)

Cidade	Localização		Irradiação Total Inclinada (kWh/m ² /dia)												
	lat	long	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Med
Maputo	25°58′	32°36′	7.7	7.3	6.4	5.3	4.4	3.9	4.1	4.9	5.8	6.7	7.1	7.7	5.9
Quilimane	24°44′	33°32′	7.6	7.3	6.5	5.5	4.6	4.0	4.3	5.1	6.0	6.7	7.2	7.6	6.0
Chokwe	24°33′	33°00′	7.5	7.1	6.4	5.5	4.6	4.2	4.3	5.1	5.9	6.6	7.1	7.6	5.9
Inhambane	23°52′	35°23′	6.6	6.6	5.7	4.8	4.0	3.6	3.8	4.4	5.2	6.0	6.4	6.7	5.3
Beira	19°48′	34°54′	6.5	6.2	5.7	5.1	4.4	3.9	4.1	4.7	5.5	6.1	6.4	6.5	5.4
Chimoio	19°07′	32°28′	5.9	5.9	5.4	5.2	4.7	4.2	4.0	4.9	5.4	5.8	5.8	5.3	5.2
Tete	16°11′	33°35′	7.0	7.1	6.8	6.2	5.5	5.0	5.2	6.0	6.7	7.3	7.7	7.2	6.4
Nampula	15°06′	39°17′	6.1	6.0	5.7	5.2	4.6	4.2	4.3	5.0	5.8	6.3	6.5	6.2	5.4
Pemba	12°59′	40°32′	6.1	5.9	5.8	5.4	5.0	4.6	5.3	5.3	5.9	6.5	6.7	6.4	5.7
Lichinga	13°18′	35°14′	4.1	4.6	4.2	4.5	5.8	4.6	5.4	5.4	6.2	6.2	6.0	4.7	5.1

Tabela 7 - Irradiação direta normal nas capitais de Moçambique.
Fonte de dados: (INAM, 2012)

Cidade	Localização		Radiação Direta Normal (kWh/m ² /dia)												
	lat	long	jan	fev	mar	Abr	maio	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Med
Maputo	25°58′	32°36′	5.0	4.8	4.3	3.7	3.1	2.8	2.9	3.4	3.9	4.3	4.5	4.9	4.0
Quilimane	24°44′	33°32′	4.9	4.8	4.3	3.8	3.2	2.9	3.0	3.5	4.0	4.4	4.5	4.8	4.0
Chokwe	24°33′	33°00′	4.8	4.7	4.3	3.8	3.3	3.0	3.1	3.6	4.0	4.3	4.5	4.8	4.0
Inhambane	23°52′	35°23′	3.9	3.8	3.5	3.1	2.7	2.4	2.5	2.9	3.3	3.6	3.8	3.9	3.6
Beira	19°48′	34°54′	3.9	3.8	3.6	3.2	2.9	2.6	2.7	3.1	3.5	3.8	3.9	3.8	3.4
Chimoio	19°07′	32°28′	3.3	3.5	3.3	3.1	3.1	2.9	2.5	3.2	3.4	3.5	3.3	2.7	3.1
Tete	16°11′	33°35′	4.4	4.7	4.6	4.3	3.9	3.5	3.6	4.2	4.6	5.0	5.2	4.6	4.3
Nampula	15°06′	39°17′	3.6	3.6	3.5	3.3	3.0	2.7	2.8	3.2	3.7	4.0	4.0	3.7	3.4
Pemba	12°59′	40°32′	3.6	3.5	3.5	3.5	3.3	3.0	3.1	3.5	3.8	4.2	4.2	3.9	3.5
Lichinga	13°18′	35°14′	1.9	2.3	2.1	2.6	3.1	3.0	2.8	3.5	4.1	3.8	3.5	2.3	2.9

Tabela 8 - Irradiação difusa nas capitais de Moçambique.
Fonte de dados: (INAM, 2012)

Cidade	Localização		Irradiação Difusa (kWh/m ² /dia)												
	lat	long	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Med
Maputo	25°58´	32°36´	2.7	2.5	2.1	1.7	1.3	1.1	1.2	1.5	1.9	2.3	2.7	2.8	1.9
Quilimane	24°44´	33°32´	2.7	2.5	2.1	1.7	1.3	1.2	1.2	1.5	1.9	2.4	2.6	2.8	1.9
Chokwe	24°33´	33°00´	2.7	2.5	2.1	1.7	1.4	1.2	1.3	1.5	1.9	2.3	2.6	2.8	2.0
Inhambane	23°52´	35°23´	2.7	2.5	2.1	1.7	1.4	2.2	1.3	1.5	1.9	2.3	2.6	2.7	2.0
Beira	19°48´	34°54´	2.6	2.5	2.2	1.8	1.5	1.3	1.4	1.7	2.0	2.3	2.6	2.7	2.0
Chimoio	19°07´	32°28´	2.6	2.4	2.2	1.5	1.5	1.4	1.4	1.7	2.0	2.3	2.5	2.6	2.0
Tete	16°11´	33°35´	2.6	2.4	2.2	1.9	1.6	1.5	1.5	1.8	2.1	2.4	2.5	2.6	2.0
Nampula	15°06´	39°17´	2.5	2.4	2.2	1.9	1.6	1.5	1.6	1.8	2.1	2.3	2.5	2.5	2.0
Pemba	12°59´	40°32´	2.5	2.4	2.2	2.0	1.7	1.6	1.6	1.8	2.1	2.3	2.5	2.5	2.1
Lichinga	13°18´	35°14´	2.3	2.3	2.1	1.9	1.7	1.6	1.6	1.8	2.1	2.3	2.4	2.4	2.0

O segundo levantamento foi realizado no banco de dados do NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). As Figuras 40 a 49 apresentam os resultados do levantamento, em gráficos e em tabelas, com os valores das médias diárias mensais (kWh/m²/dia) e médias diárias anuais (kWh/m²/dia) de irradiação direta normal, global horizontal, total (inclinada) e difusa, obtidos para as capitais moçambicanas.

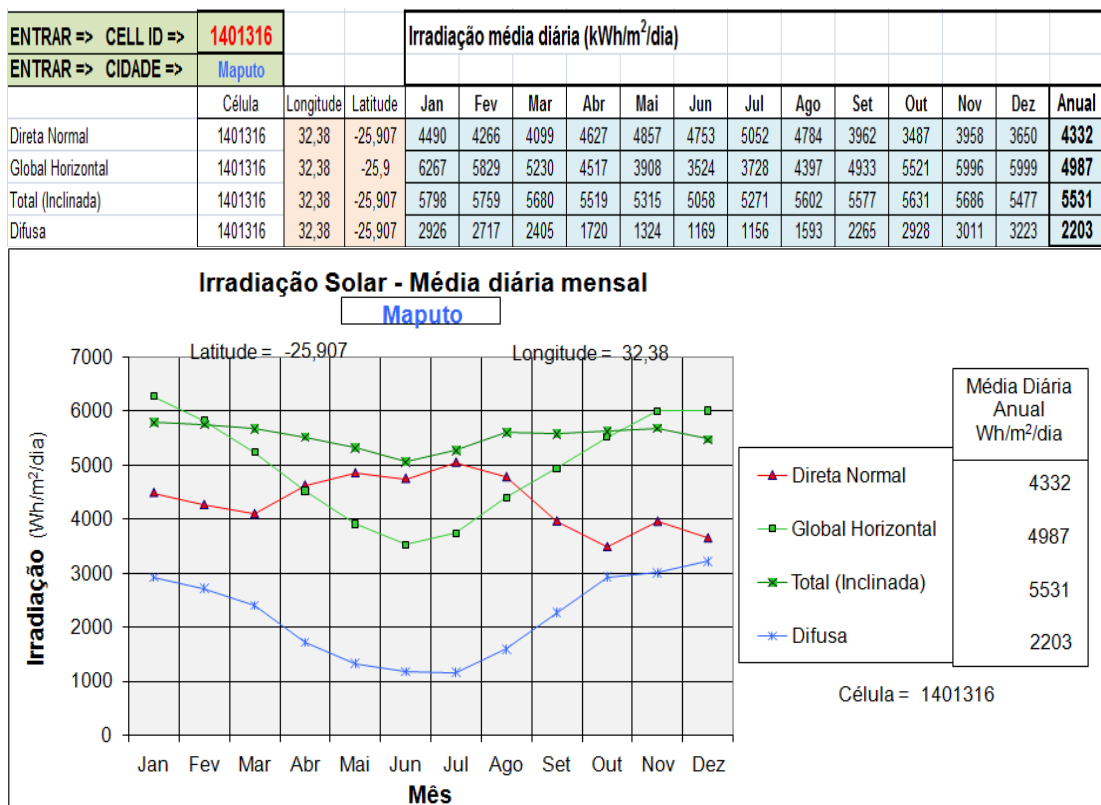


Figura 40 - Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Maputo.

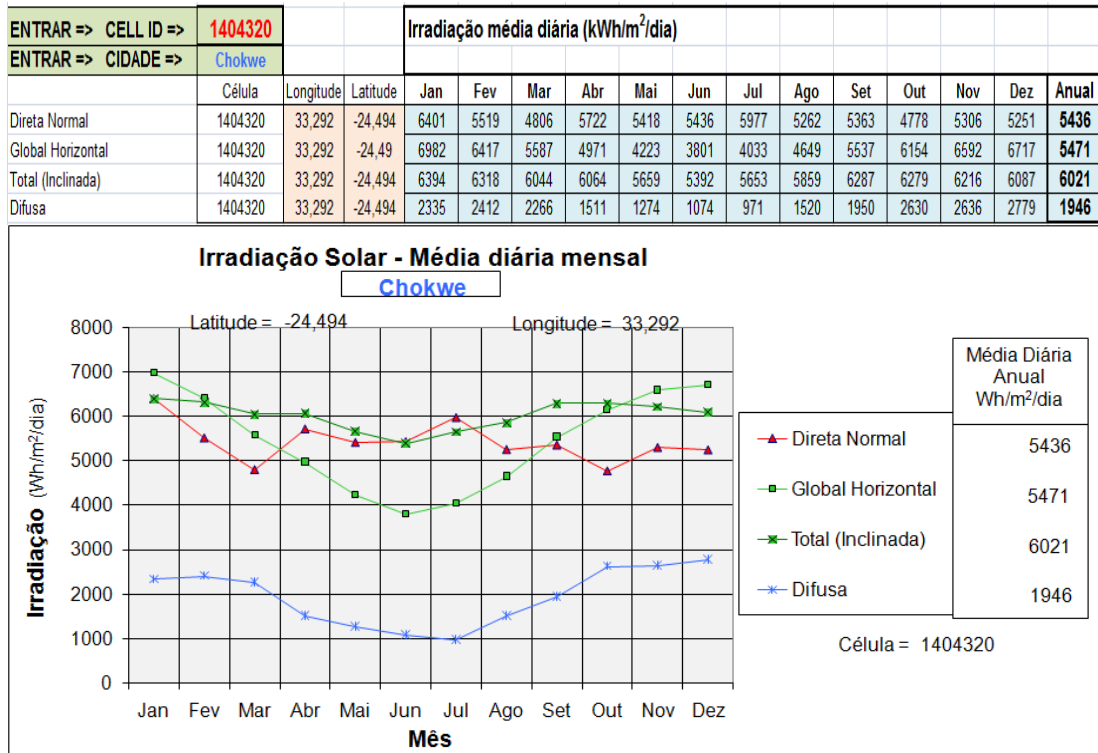


Figura 41 - Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Chokwe.

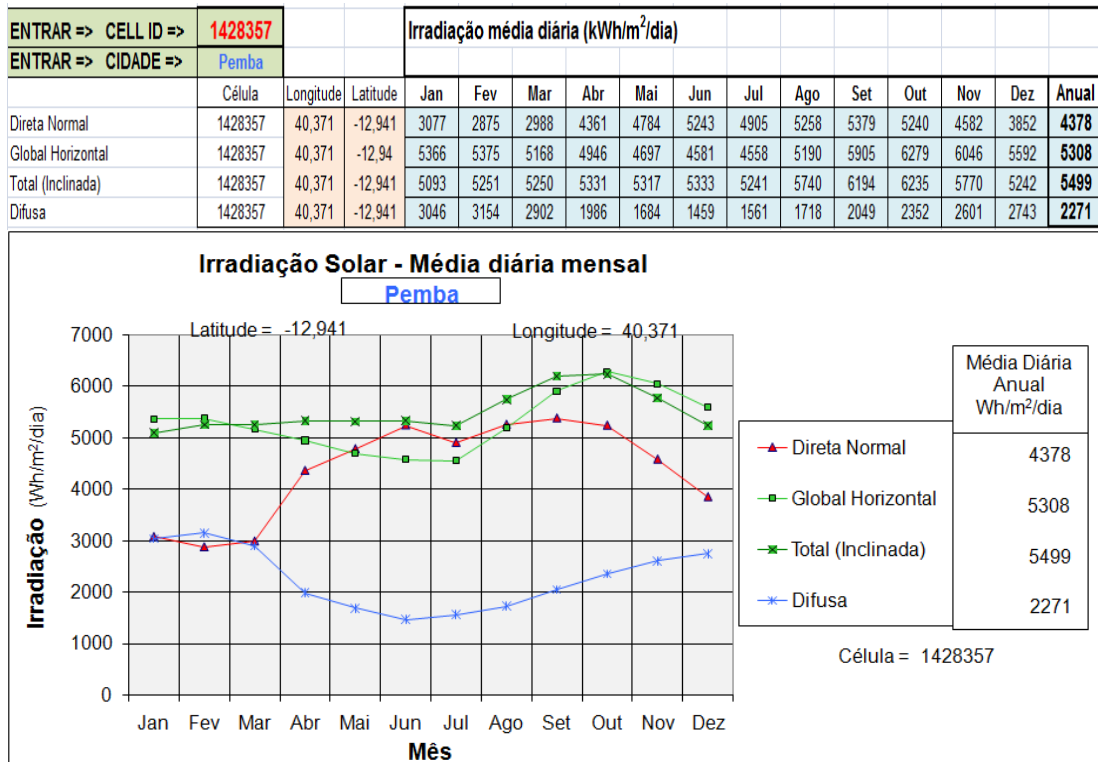


Figura 42 - Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Pemba.

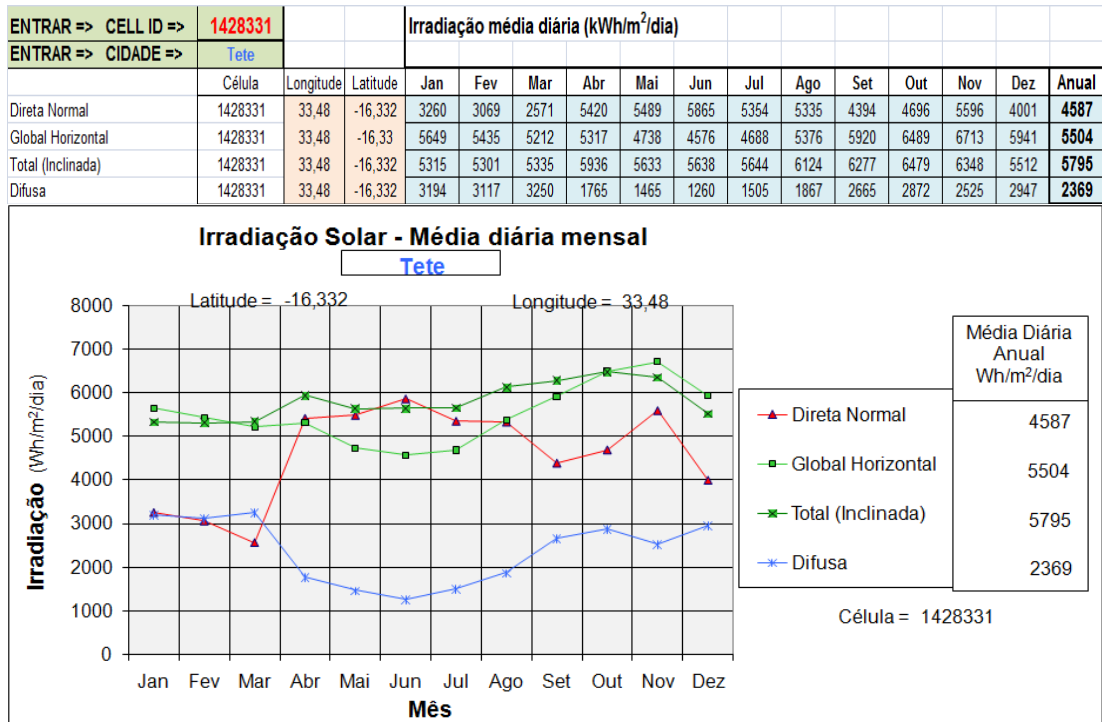


Figura 43 - Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Tete.

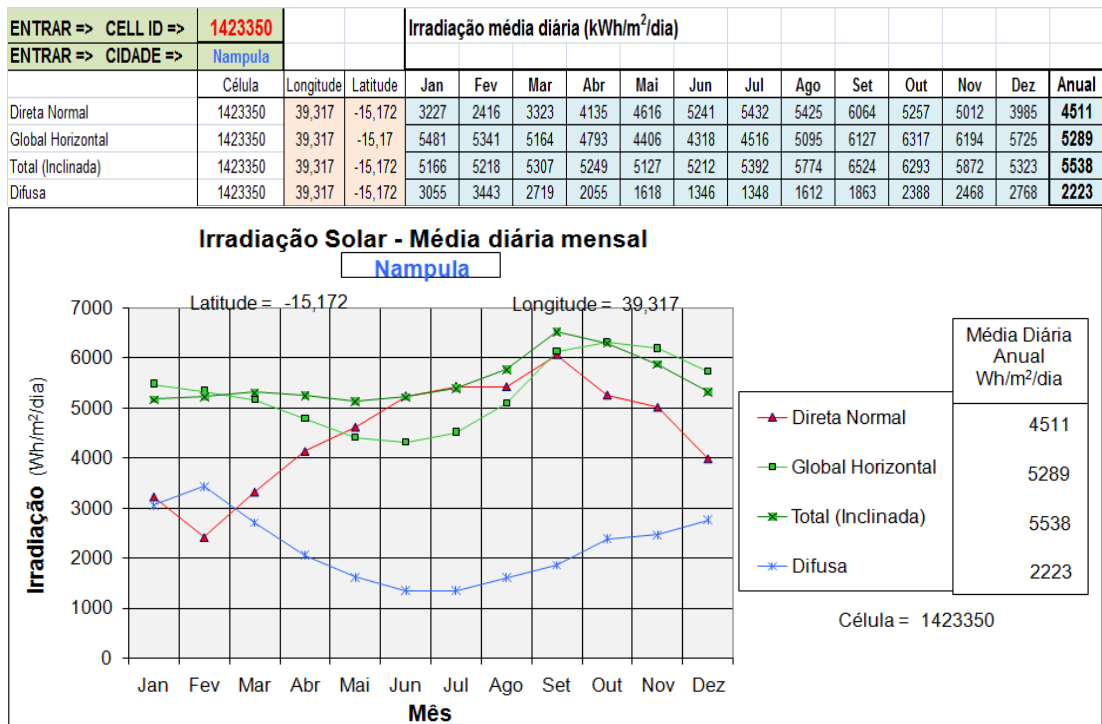


Figura 44 - Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Nampula.

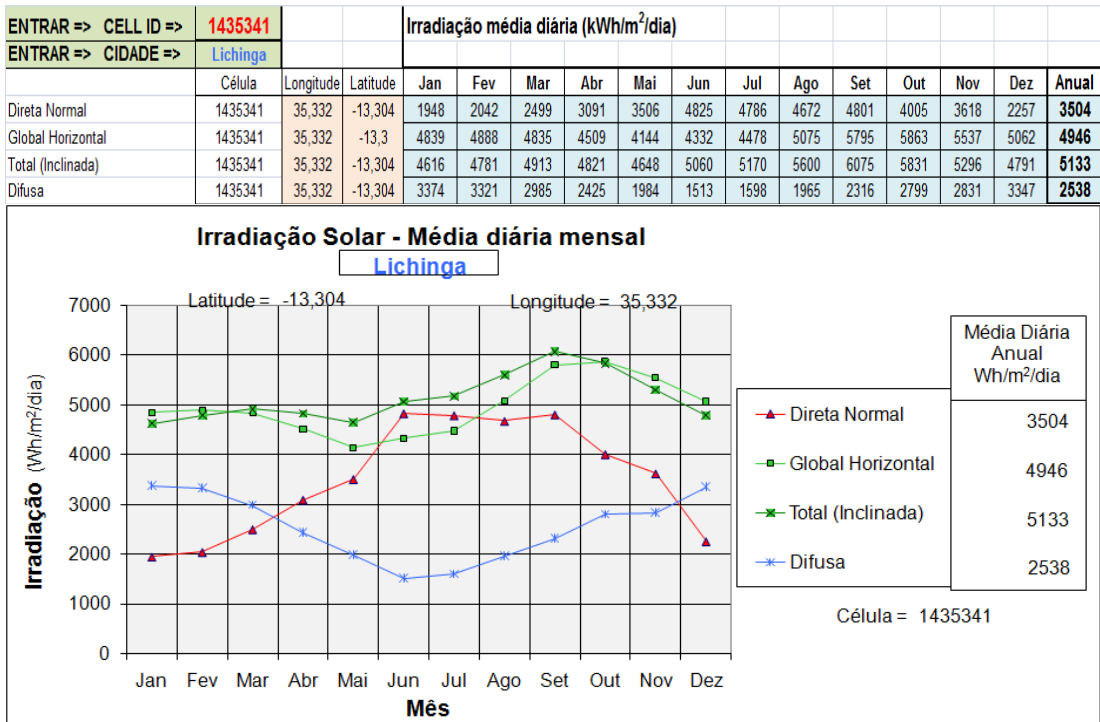


Figura 45 - Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Lichinga.

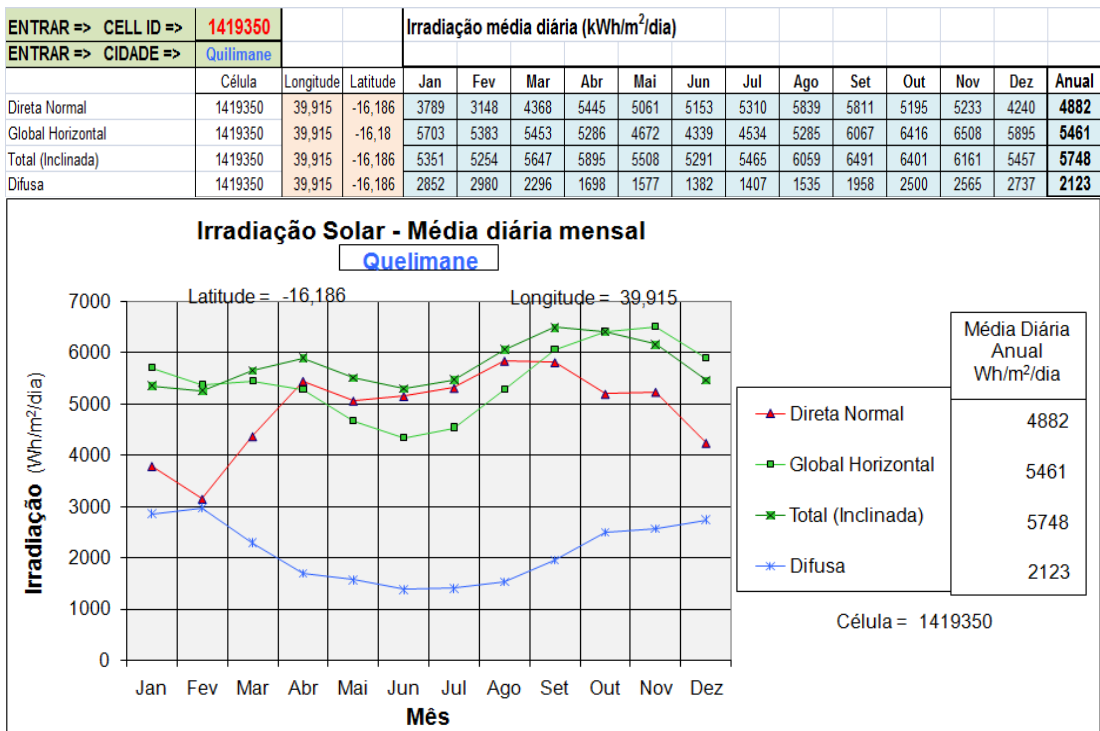


Figura 46 - Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Quelimane.

ENTRAR => CELL ID => 1416330		Irradiação média diária (kWh/m ² /dia)														
ENTRAR => CIDADE => Beira																
	Célula	Longitude	Latitude	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Direta Normal	1416330	34,741	-19,747	3911	3275	3986	4538	4727	4802	4894	4229	3693	3960	4346	4305	4222
Global Horizontal	1416330	34,741	-19,74	5902	5444	5308	4832	4323	3963	4107	4661	5264	5785	6054	6039	5140
Total (Inclinada)	1416330	34,741	-19,747	5504	5320	5578	5521	5324	5093	5206	5441	5673	5815	5732	5539	5478
Difusa	1416330	34,741	-19,747	2969	2995	2475	1900	1561	1349	1375	1954	2607	2799	2780	2816	2298

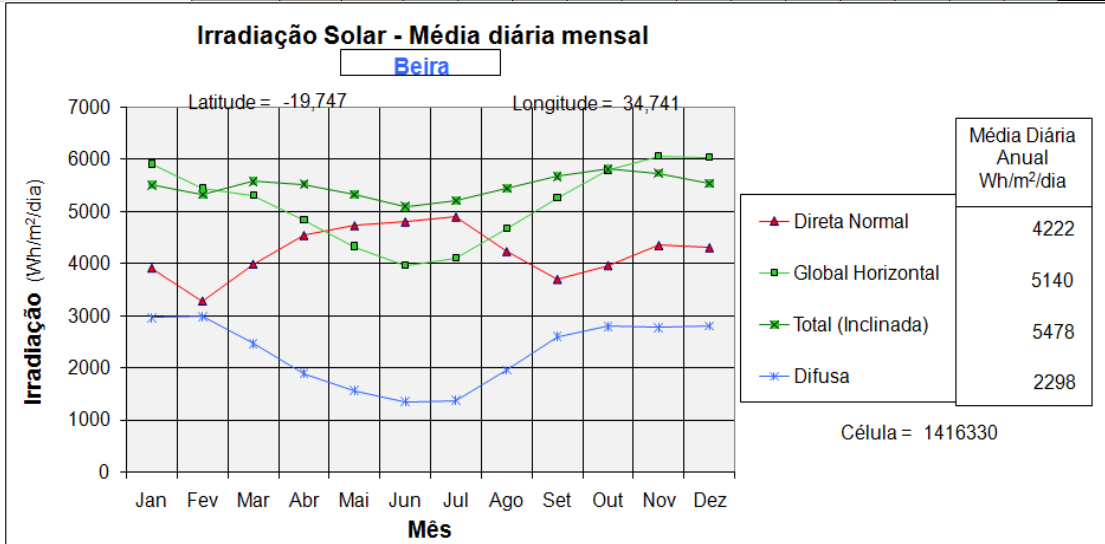


Figura 47 - Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Beira.

ENTRAR => CELL ID => 1420327		Irradiação média diária (kWh/m ² /dia)														
ENTRAR => CIDADE => Chimoio																
	Célula	Longitude	Latitude	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Direta Normal	1420327	33,325	-19,003	2738	3223	3945	4266	5128	5331	4989	4876	3837	4412	4436	3618	4233
Global Horizontal	1420327	33,325	-19	5501	5447	5259	4707	4405	4147	4277	4978	5487	6074	6112	5765	5179
Total (Inclinada)	1420327	33,325	-19,003	5167	5311	5508	5331	5419	5319	5350	5815	5889	6098	5789	5321	5526
Difusa	1420327	33,325	-19,003	3412	3046	2494	1970	1452	1260	1439	1856	2694	2744	2774	3043	2348

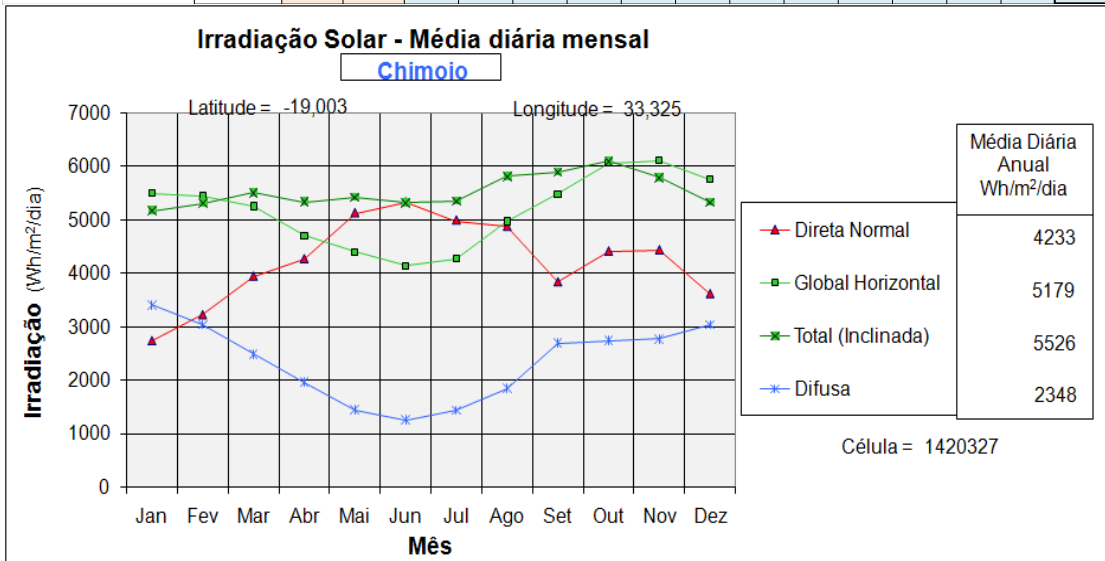


Figura 48 - Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Chimoio.

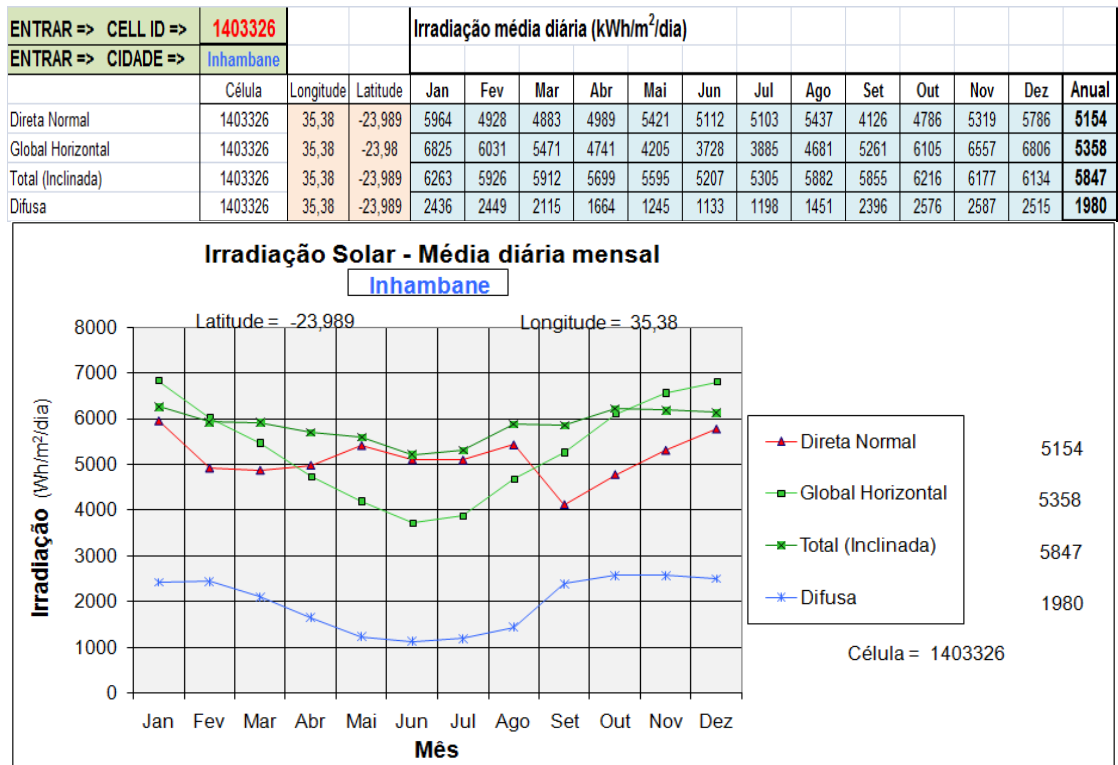


Figura 49 - Valores das médias diárias mensais e médias diárias anuais de irradiação para a cidade de Inhambane.

Comparando os valores de irradiação média anual (H_{TOT}), em kWh/m²/dia obtidos para as capitais moçambicanas, nos bancos do INAM e do NREL (tomado como referência), observou-se que a cidade de Tete apresentou uma diferença de 18% e as demais cidades, uma diferença inferior a 10%, para mais ou para menos, entre os valores e em alguns casos não houve diferença, como as cidades de Lichinga e Beira, conforme apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Comparação de dados de Irradiação: INAM x NREL.

Cidades	NREL (Referência) (kWh/m ² /dia)	INAM (kWh/m ² /dia)	Diferença (%) INAM
Beira	5.4	5.4	0,0
Lichinga	5.1	5.1	0,0
Tete	5.7	6.4	+18,3
Inhambane	5.8	5.3	-8,6
Maputo	5.5	5.9	+7,3
Chimoio	5.5	5.2	-5,4
Pemba	5.4	5.7	+5,5
Quilimane	5.7	6.0	+5,2
Chokwe	6.0	5.9	-1,6
Nampula	5.5	5.4	-1,6

Com base nas diferenças apresentadas na Tabela 9 e no fato dos dados disponíveis no INAM serem apenas para as capitais moçambicanas, optou-se por utilizar o banco de dados do NREL. Esse banco de dados cobre todo o território moçambicano com resolução espacial de 40 km x 40 km, o que permite obter os valores de irradiação para qualquer região do país a partir das coordenadas do local desejado.

Os gráficos das Figuras 40 a 49 permitem verificar preliminarmente as diferentes possibilidades de aproveitamento da radiação solar, observando-se qual parcela de irradiação solar predomina em cada capital. Para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede a irradiação total inclinada (H_{TOT}) é que permite o maior aproveitamento ao longo do ano.

A Tabela 10 apresenta os valores das médias diárias anuais ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) e do total anual ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$) de irradiação total inclinada (H_{TOT}) para as capitais com base nos dados NREL.

Tabela 10 - Valores das médias diárias anuais e do total anual de irradiação total inclinada para as capitais de Moçambique.

Capital	Média diária anual ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$)	Total anual ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$)
Lichinga	5,1	1.850
Beira	5,4	1.980
Maputo	5,5	2.000
Pemba	5,5	2.000
Nampula	5,5	2.000
Chimoio	5,5	2.000
Quilimane	5,7	2.080
Tete	5,8	2.100
Inhambane	5,8	2.100
Chokwe	6,0	2.200

De acordo com a Tabela 10, a cidade de Chokwe é a que apresenta o maior valor anual de irradiação total inclinada (H_{TOT}), 2.200 $\text{kWh/m}^2/\text{ano}$, seguida pelas cidades de Inhambane e Tete, com o valor de 2.100 $\text{kWh/m}^2/\text{ano}$.

Pode-se separar as cidades em dois grupos: um com valor da média diária anual acima de 5,7 $\text{kWh/m}^2/\text{dia}$, composto pelas cidades de Quilimane, Tete,

Inhambane e Chokwe, e outro grupo com valor abaixo de $5,7 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, composto pelas cidades de Nampula, Chimoio, Beira, Pemba, Maputo e Lichinga.

Os índices de irradiação total inclinada, apresentados nos gráficos, principalmente para as cidades de Chokwe, Inhambane, Tete e Quelimane foram altos ($5,7$ a $6,0 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$). Com isso poderão ser obtidos valores de geração também altos para estas cidades. Esta faixa de irradiação total inclinada obtida é superior a muitas regiões europeias como, por exemplo, a Alemanha, que utiliza energia solar na produção de eletricidade fotovoltaica.

A Figura 36, usada como exemplo, apresenta o total anual de irradiação inclinada para Alemanha de, no máximo, 1.400 kWh/m^2 , enquanto que o menor valor observado para Moçambique é de $1.850 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ e o maior valor é de $2.200 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$, conforme mostrado na Tabela 9. Isto representa que o menor valor de irradiação inclinada em Moçambique é cerca de 30% superior ao maior valor da Alemanha.

Os valores de irradiação obtidos para Moçambique indicam que mesmo nas cidades cujos índices estão abaixo de $5,7 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, estes são considerados apropriados para geração de eletricidade pois a capacidade de geração é superior a Alemanha.

4.2 Estimativas de Geração Fotovoltaica para Moçambique

Seguindo a metodologia apresentada no item 3.2, foi realizada a estimativa de geração fotovoltaica para Moçambique, considerando um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) com potência de 1 kWp e taxa de desempenho (TD) igual a 0,75. Os resultados da estimativa são apresentados em energia estimada (kWh), gerada pelo SFVCR de 1 kWp, por mês e por ano (kWh/kWp/mês e kWh/kWp/ano).

As Tabelas 11 a 20 apresentam os valores de irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração fotovoltaica estimada, mensal e anual, para as capitais moçambicanas e as Figuras 50 a 59 mostram os respectivos gráficos de geração estimada.

Tabela 11 - Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração fotovoltaica estimada para Maputo

IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA MENSAL ($Wh/m^2/dia$)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
5798	5759	5680	5519	5315	5058	5271	5602	5577	5631	5686	5477

IRRADIAÇÃO MENSAL MÉDIA ($kWh/m^2/mês$)												Total Anual
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	$kWh/m^2/ano$
179,74	161,25	176,08	165,57	164,77	151,74	163,40	173,66	167,31	174,56	170,58	169,79	2018,45

GERAÇÃO MENSAL ESTIMADA PARA TAXA DE DESEMPENHO DE 75% (kWh/kWp)												kWh/kWp
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
134,80	120,94	132,06	124,18	123,57	113,81	122,55	130,25	125,48	130,92	127,94	127,34	1513,83

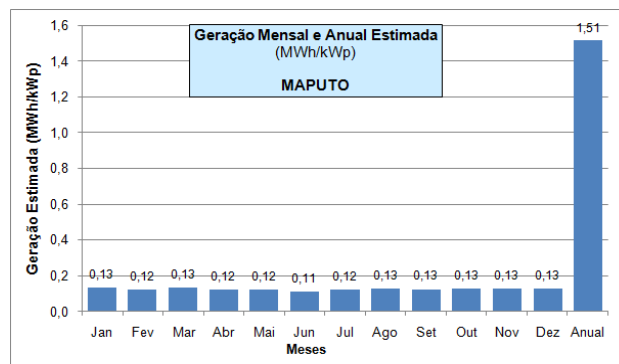


Figura50- Geração fotovoltaica estimada para Maputo.

Tabela 12 - Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração fotovoltaica estimada para Inhambane

IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA MENSAL ($Wh/m^2/dia$)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
6263	5926	5912	5699	5595	5207	5305	5882	5855	6216	6177	6134

IRRADIAÇÃO MENSAL MÉDIA ($kWh/m^2/mês$)												Total Anual
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	$kWh/m^2/ano$
194,15	165,93	183,27	170,97	173,45	156,21	164,46	182,34	175,65	192,70	185,31	190,15	2134,59

GERAÇÃO MENSAL ESTIMADA PARA TAXA DE DESEMPENHO DE 75% (kWh/kWp)												kWh/kWp
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
145,61	124,45	137,45	128,23	130,08	117,16	123,34	136,76	131,74	144,52	138,98	142,62	1600,94

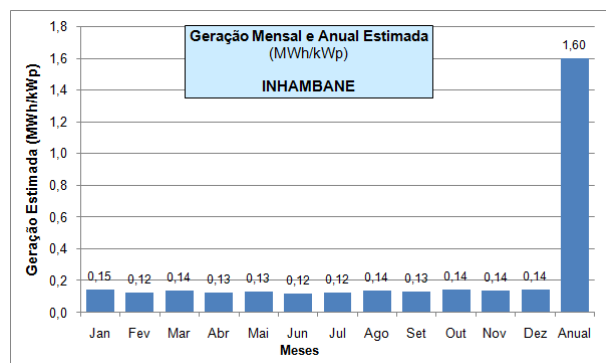


Figura 51 – Geração fotovoltaica estimada em Inhambane

Tabela 13 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração fotovoltaica estimada para Chimoio

IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA MENSAL ($Wh/m^2/dia$)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
5167	5311	5508	5331	5419	5319	5350	5815	5889	6098	5789	5321

IRRADIAÇÃO MENSAL MÉDIA ($kWh/m^2/mês$)												Total Anual
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	$kWh/m^2/ano$
160,18	148,71	170,75	159,93	167,99	159,57	165,85	180,27	176,67	189,04	173,67	164,95	2017,57

GERAÇÃO MENSAL ESTIMADA PARA TAXA DE DESEMPENHO DE 75% (kWh/kWp)												kWh/kWp
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
120,13	111,53	128,06	119,95	125,99	119,68	124,39	135,20	132,50	141,78	130,25	123,71	1513,17

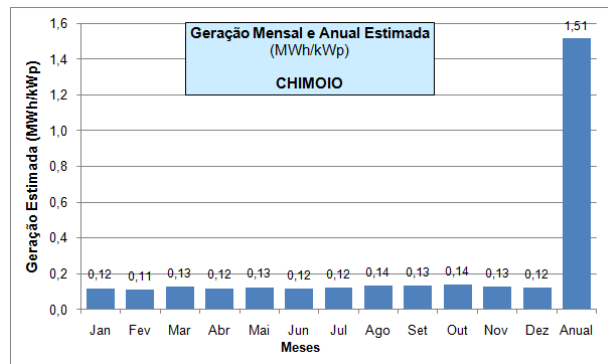


Figura 52 – Geração fotovoltaica estimada em Chimoio

Tabela 14 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração fotovoltaica estimada para Beira

IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA MENSAL ($Wh/m^2/dia$)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
5504	5320	5578	5521	5324	5093	5206	5441	5673	5815	5732	5539

IRRADIAÇÃO MENSAL MÉDIA ($kWh/m^2/mês$)												Total Anual
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	$kWh/m^2/ano$
170,62	148,96	172,92	165,63	165,04	152,79	161,39	168,67	170,19	180,27	171,96	171,71	2000,15

GERAÇÃO MENSAL ESTIMADA PARA TAXA DE DESEMPENHO DE 75% (kWh/kWp)												kWh/kWp
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
127,97	111,72	129,69	124,22	123,78	114,59	121,04	126,50	127,64	135,20	128,97	128,78	1500,11

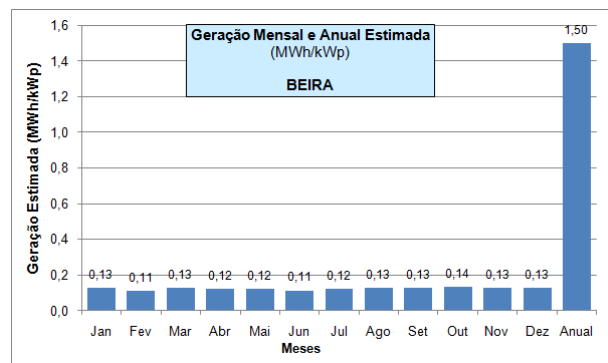


Figura 53 - Geração fotovoltaica estimada em Beira.

Tabela 15 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração fotovoltaica estimada para Quelimane

IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA MENSAL ($Wh/m^2/dia$)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
5351	5254	5647	5895	5508	5291	5465	6059	6491	6401	6161	5457

IRRADIAÇÃO MENSAL MÉDIA ($kWh/m^2/mês$)												Total Anual
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	$kWh/m^2/ano$
165,88	147,11	175,06	176,85	170,75	158,73	169,42	187,83	194,73	198,43	184,83	169,17	2098,78

GERAÇÃO MENSAL ESTIMADA PARA TAXA DE DESEMPENHO DE 75% (kWh/kWp)												kWh/kWp
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
124,41	110,33	131,29	132,64	128,06	119,05	127,06	140,87	146,05	148,82	138,62	126,88	1574,09

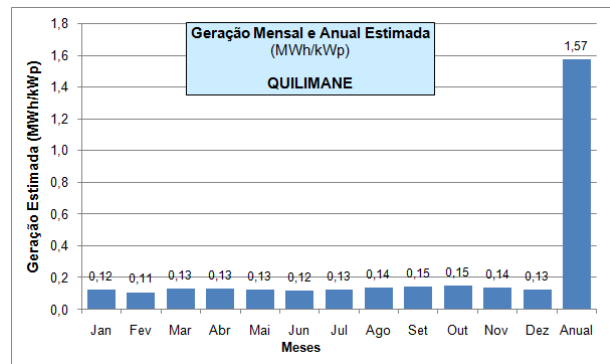


Figura 54 – Geração fotovoltaica estimada em Quelimane

Tabela 16 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração fotovoltaica estimada para Lichinga

IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA MENSAL ($Wh/m^2/dia$)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
4616	4781	4913	4821	4648	5060	5170	5600	6075	5831	5296	4791

IRRADIAÇÃO MENSAL MÉDIA ($kWh/m^2/mês$)												Total Anual
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	$kWh/m^2/ano$
143,10	133,87	152,30	144,63	144,09	151,80	160,27	173,60	182,25	180,76	158,88	148,52	1874,07

GERAÇÃO MENSAL ESTIMADA PARA TAXA DE DESEMPENHO DE 75% (kWh/kWp)												kWh/kWp
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
107,32	100,40	114,23	108,47	108,07	113,85	120,20	130,20	136,69	135,57	119,16	111,39	1405,55

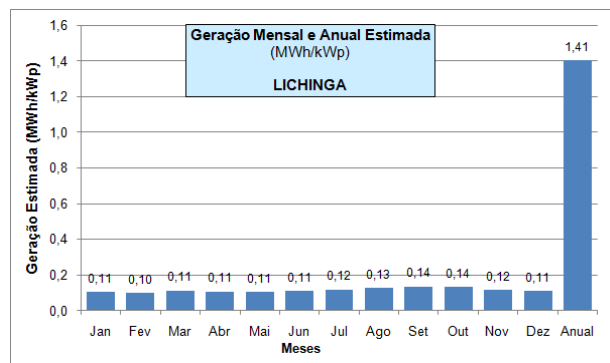


Figura 55: Geração fotovoltaica estimada em Lichinga

Tabela 17: Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração fotovoltaica estimada para Nampula

IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA MENSAL (Wh/m ² /dia)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
5166	5218	5307	5249	5127	5212	5392	5774	6524	6293	5872	5323

IRRADIAÇÃO MENSAL MÉDIA (kWh/m ² /mês)											Total Anual	
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	kWh/m ² /ano
160,15	146,10	164,52	157,47	158,94	156,36	167,15	178,99	195,72	195,08	176,16	165,01	2021,66

GERAÇÃO MENSAL ESTIMADA PARA TAXA DE DESEMPENHO DE 75% (kWh/kWp)											kWh/kWp	
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
120,11	109,58	123,39	118,10	119,20	117,27	125,36	134,25	146,79	146,31	132,12	123,76	1516,24

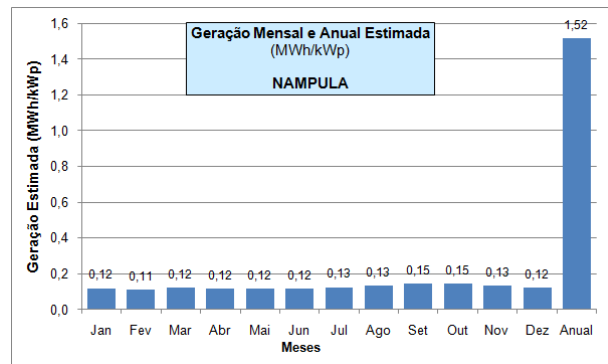


Figura 56 – Geração fotovoltaica estimada em Nampula.

Tabela 18 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração fotovoltaica estimada para Chokwe

IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA MENSAL (Wh/m ² /dia)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
6394	6318	6044	6064	5659	5392	5663	5859	6287	6279	6216	6087

IRRADIAÇÃO MENSAL MÉDIA (kWh/m ² /mês)											Total Anual	
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	kWh/m ² /ano
198,21	176,90	187,36	181,92	175,43	161,76	175,55	181,63	188,61	194,65	186,48	188,70	2197,21

GERAÇÃO MENSAL ESTIMADA PARA TAXA DE DESEMPENHO DE 75% (kWh/kWp)											kWh/kWp	
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
148,66	132,68	140,52	136,44	131,57	121,32	131,66	136,22	141,46	145,99	139,86	141,52	1647,91

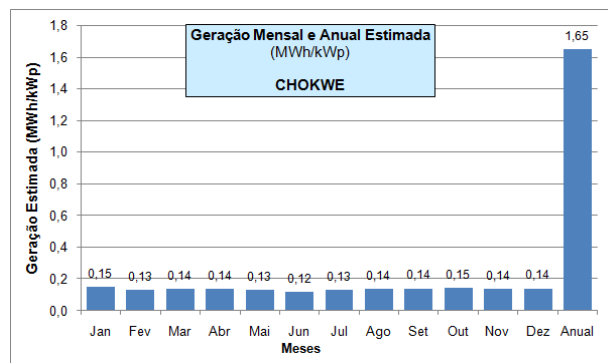


Figura 57 – Geração fotovoltaica estimada em Chokwe

Tabela 19 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração fotovoltaica estimada para Tete

IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA MENSAL ($Wh/m^2/dia$)												
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
5314	5301	5335	5936	5633	5636	5644	6124	6277	6479	6348	5512	
IRRADIAÇÃO MENSAL MÉDIA ($kWh/m^2/mês$)											Total Anual	
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	$kWh/m^2/ano$
164,73	148,43	165,39	178,08	174,62	169,08	174,96	189,84	188,31	200,85	190,44	170,87	2115,61
GERAÇÃO MENSAL ESTIMADA PARA TAXA DE DESEMPENHO DE 75% (kWh/kWp)												kWh/kWp
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
123,55	111,32	124,04	133,56	130,97	126,81	131,22	142,38	141,23	150,64	142,83	128,15	1586,71

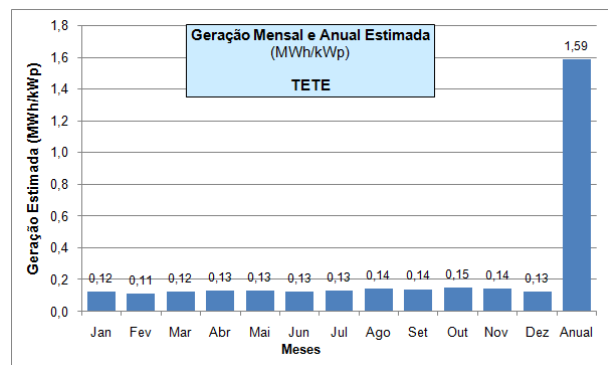


Figura 58 – Geração fotovoltaica estimada em Tete

Tabela 20 – Irradiação total inclinada (H_{TOT}) e geração fotovoltaica estimada para Pemba

IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA MENSAL ($Wh/m^2/dia$)												
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
5093	5251	5250	5331	5317	5333	5241	5740	6194	6235	5770	5242	
IRRADIAÇÃO MENSAL MÉDIA ($kWh/m^2/mês$)											Total Anual	
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	$kWh/m^2/ano$
157,88	147,03	162,75	159,93	164,83	159,99	162,47	177,94	185,82	193,29	173,10	162,50	2007,53
GERAÇÃO MENSAL ESTIMADA PARA TAXA DE DESEMPENHO DE 75% (kWh/kWp)												kWh/kWp
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
118,41	110,27	122,06	119,95	123,62	119,99	121,85	133,46	139,37	144,96	129,83	121,88	1505,64

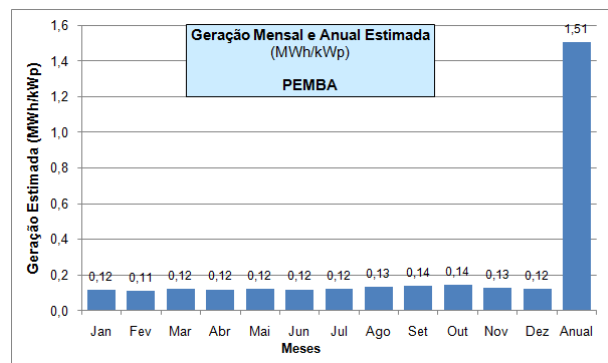


Figura 59 – Geração fotovoltaica estimada em Pemba.

Os gráficos e tabelas obtidas a partir dos dados solarimétricos do NREL, indicam as cidades mais propícias à utilização de energia solar que apresentam maior média de irradiação diária anual: 5,7 a 6,0 kWh/m²/dia, que são as cidades de Chokwe, Inhambane, Tete e Quilimane.

De acordo com a Figura 57, Chokwe apresenta maior capacidade de geração, 1,65MWh/MWp/ano, ficando um pouco atrás as cidades de Inhambane, Tete e Quilimane. A média de irradiação diária anual nestas três cidades, (5,85), está muito próxima, variando entre 5,7 e 6 kWh/m²/dia. Estes valores tornam estas cidades muito propícias ao aproveitamento da energia solar através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para geração direta de eletricidade.

A taxa de desempenho considerada para estimar a geração foi de 0,75, podendo alcançar em um SFVCR real o valor de 0,85, em função da qualidade dos materiais e das instalações. Neste caso poderia se estimar em Chokwe, uma geração anual fotovoltaica conectada à rede de 1,85MWh/MWp/ano.

Utilizando os dados do SFVCR proposto de 1kWp obteve-se o potencial de geração fotovoltaica estimada para cada capital moçambicana, mostrados na Tabela 21.

Tabela 21 - Potencial de geração fotovoltaica estimada para as capitais de Moçambique.

Capital	Geração Fotovoltaica Estimada (kWh/kWp/ano)
Lichinga	1.380
Beira	1.460
Maputo	1.500
Pemba	1.500
Nampula	1.500
Chimoio	1.500
Quilimane	1.530
Tete	1.570
Inhambane	1.570
Chokwe	1.650

4.3 Mapas de Irradiação e de Geração Fotovoltaica para Moçambique

Os resultados apresentados nos itens 4.1 e 4.2 se referem às capitais moçambicanas, no total de 10 cidades. Para uma melhor visão dos valores de irradiação e de geração estimada para todo o território, foram elaborados os seguintes mapas (17 mapas), que são apresentados nas Figuras 60 a 77:

- África - Localização de Moçambique;
- Moçambique - Altitude;
- Moçambique - População;
- Moçambique - Irradiação total inclinada - Mapas mensais com a média diária;
- Moçambique - Irradiação global horizontal - Mapa com o total anual e
- Moçambique - Irradiação total inclinada - Mapa com o total anual.

Além dos 17 mapas citados foi elaborado um mapa do Brasil, mostrado na Figura 77, com o total anual de irradiação total inclinada, empregando a mesma escala de cores e valores para permitir a comparação com as condições solarimétricas de Moçambique.

A Figura 60 apresenta o mapa da África com a localização de Moçambique (situado aproximadamente entre os paralelos 10S e 25S).



Figura 60 - Mapa da África mostrando a localização de Moçambique.

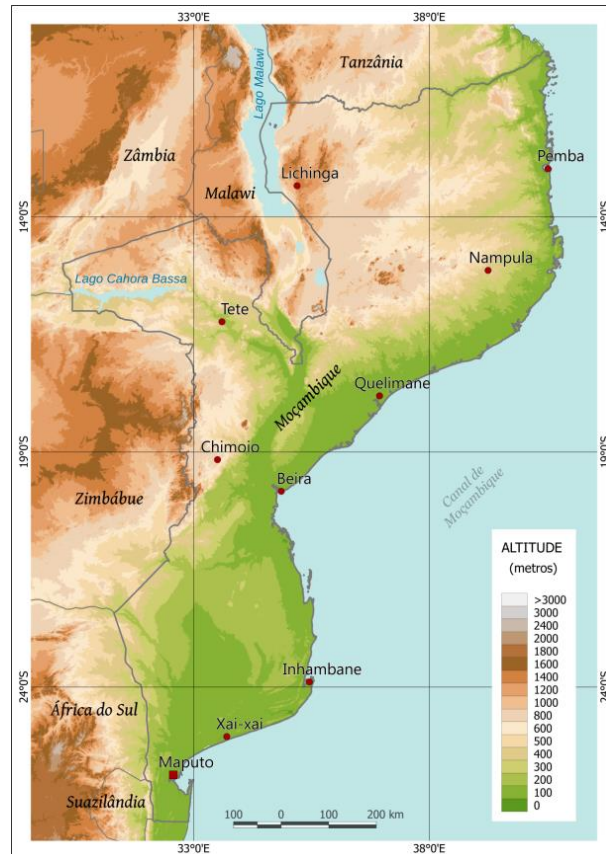


Figura 61: Mapa de Moçambique com escala de altitude.

A Figura 61 apresenta o mapa de Moçambique com altitudes, no qual se observa que toda costa voltada para Oceano Índico apresenta baixa elevação em relação às outras regiões. Este dado deve ser levado em consideração, quando se fizer um estudo da região para instalar, por exemplo, uma planta de usina solar fotovoltaica. Em qualquer projeto, grande ou pequeno, deve ser observar o estudo topográfico para prevenir inundações, que normalmente afetam as regiões mais baixas.

A Figura 62 apresenta o mapa de Moçambique dividido de acordo com suas províncias e com apresentação de escala de população. Estas informações são particularmente úteis na avaliação dos benefícios que um SFVCR de grande porte poderia trazer a uma determinada região, principalmente quando se tratar de uma região de alto potencial de geração.

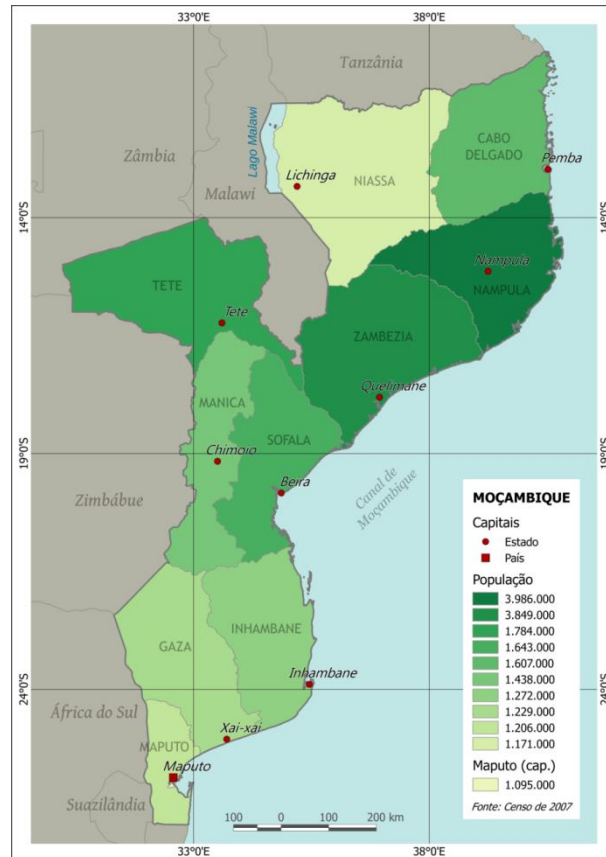


Figura 62: Mapa de Moçambique com escala de população.

Os mapas apresentados nas Figuras 60, 61 e 62, de localização geográfica, altitude e população, adquirem especial importância na análise macro de uma região onde se deseja a instalação de um sistema fotovoltaico de grande porte conectado à rede.

Os mapas solarimétricos das Figuras 63 a 74, elaborados a partir dos dados obtidos no NREL, mostram os valores da média mensal de irradiação total inclinada para Moçambique, em kWh/m²/dia, para superfície inclinada com uma inclinação igual à latitude do local.

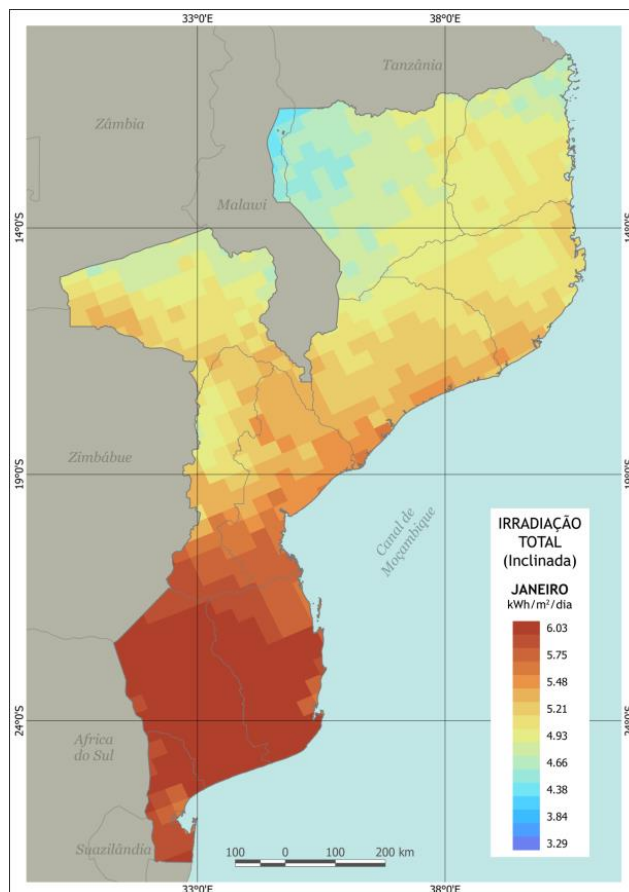


Figura 63: Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique, referente ao mês de Janeiro.

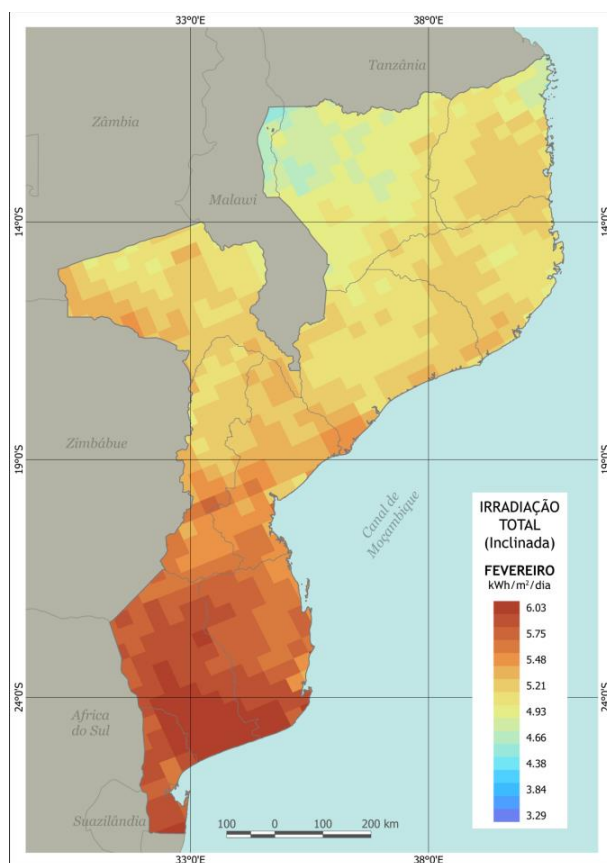


Figura 64: Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique, referente ao mês de Fevereiro.

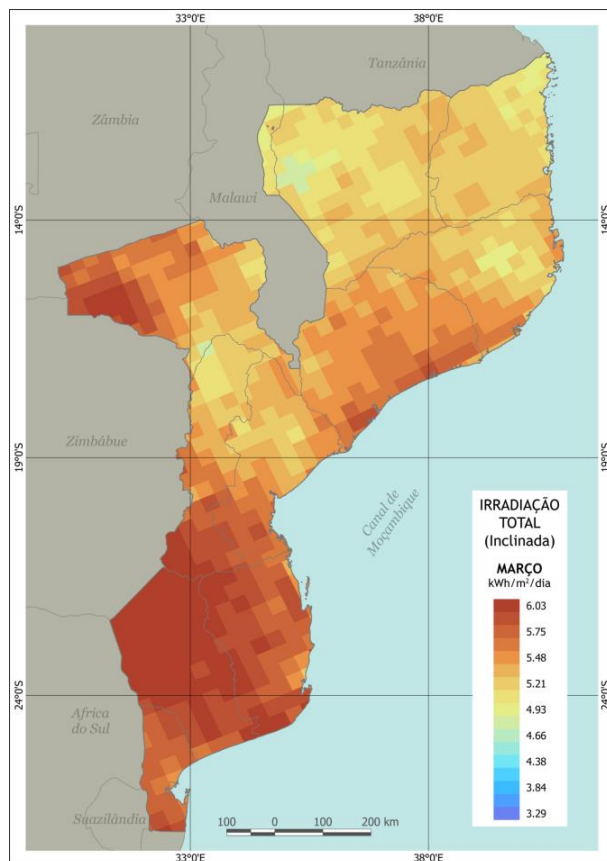


Figura 65: Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique, referente ao mês de Março.

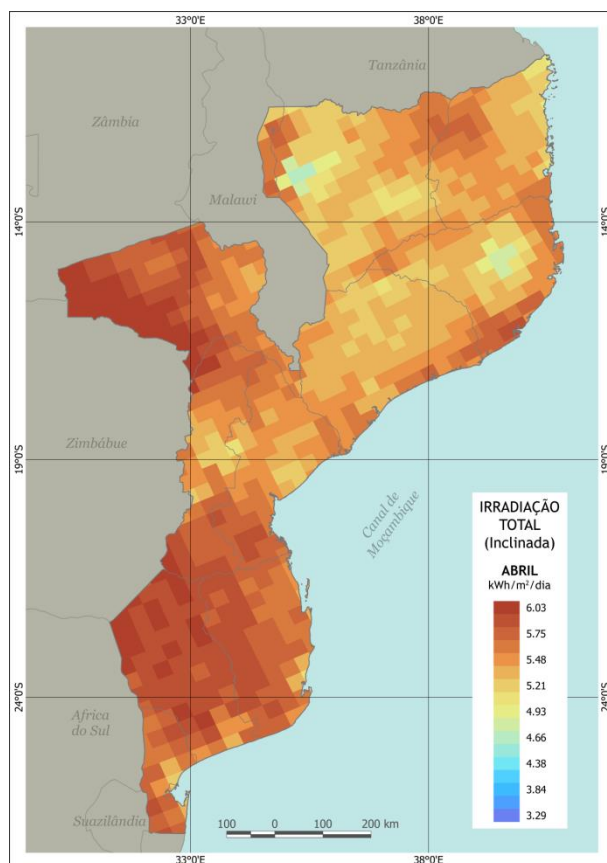


Figura 66: Mapa de irradiação total inclinada para Moçambique, referente ao mês de Abril.

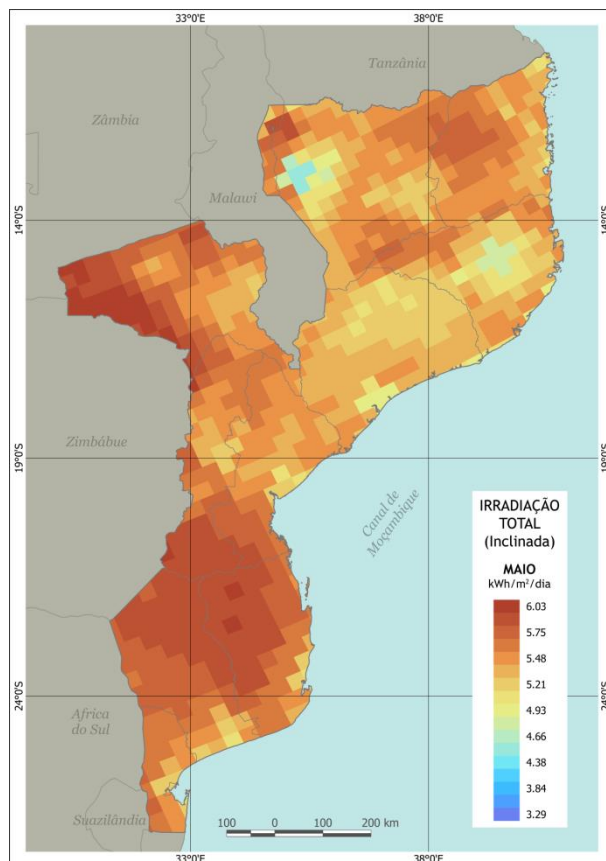


Figura 67: Mapa de irradiação inclinada de Moçambique referente ao mês de Maio.

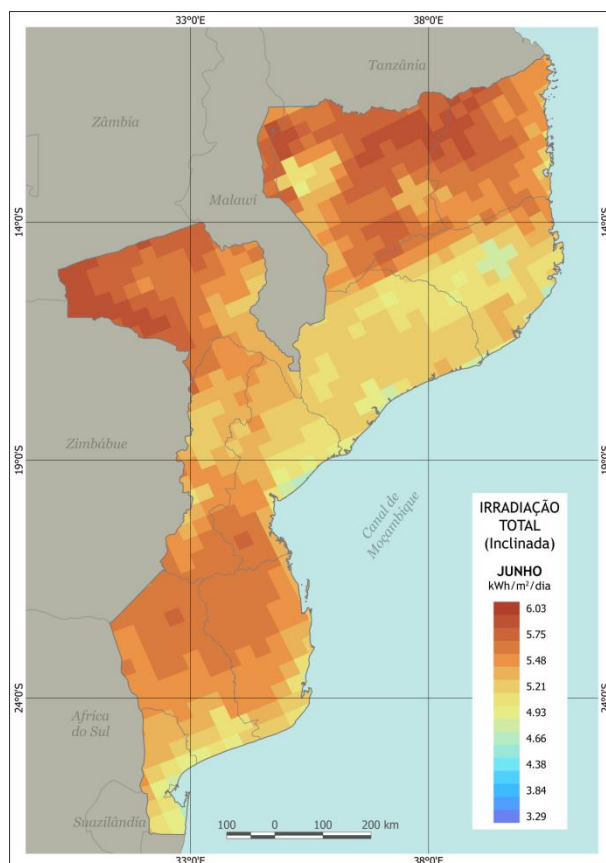


Figura 68: Mapa de irradiação inclinada de Moçambique referente ao mês de Junho.

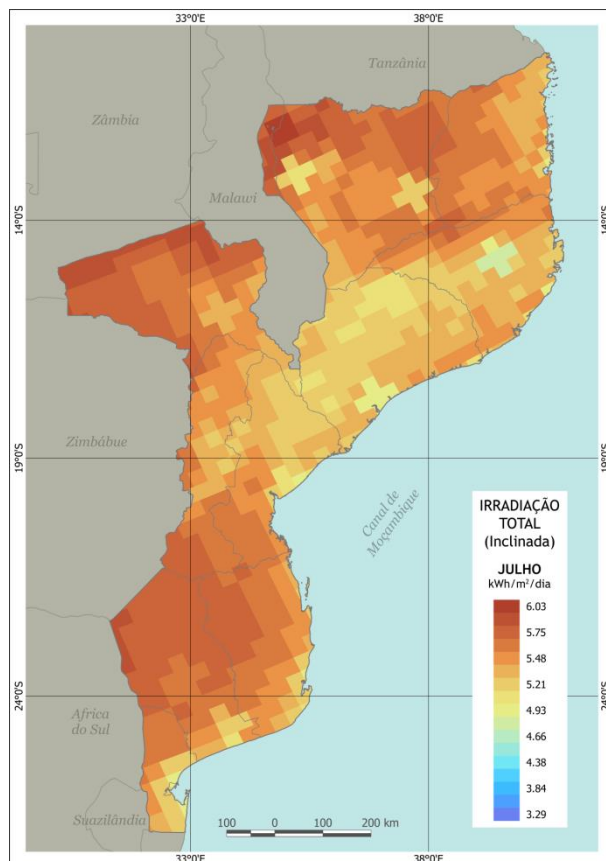


Figura 69: Mapa de irradiação inclinada de Moçambique referente ao mês de Julho.

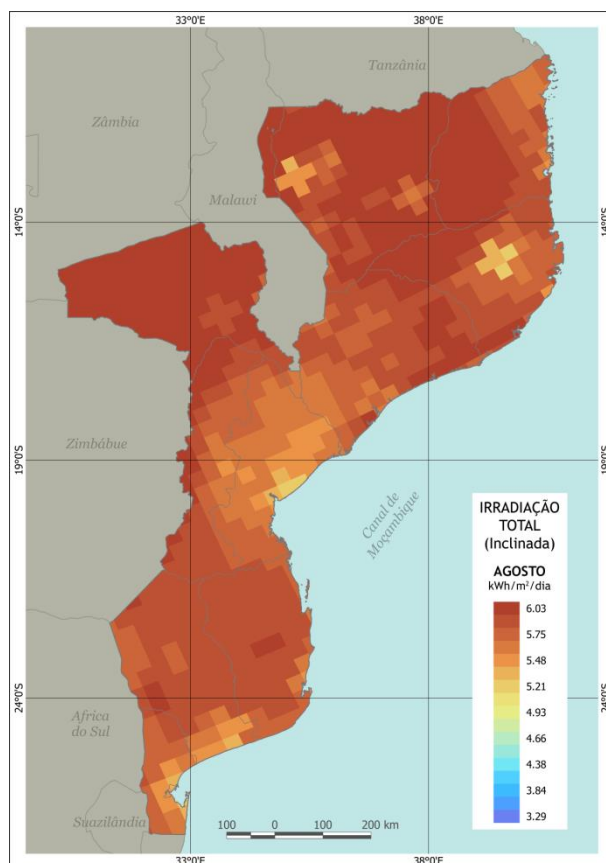


Figura 70: Mapa de irradiação inclinada de Moçambique referente ao mês de Agosto.

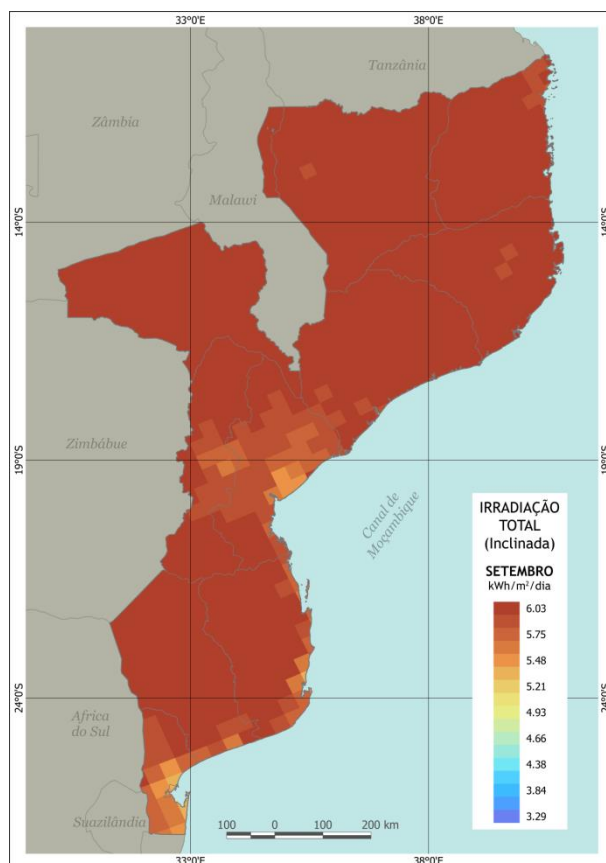


Figura 71: Mapa de irradiação inclinada de Moçambique referente ao mês de Setembro.

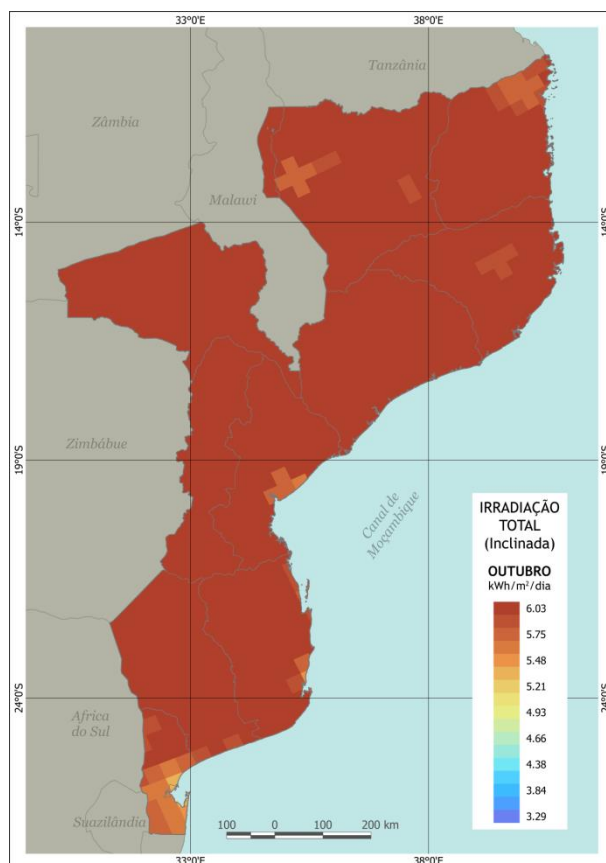


Figura 72: Mapa de irradiação inclinada de Moçambique referente ao mês de Outubro.

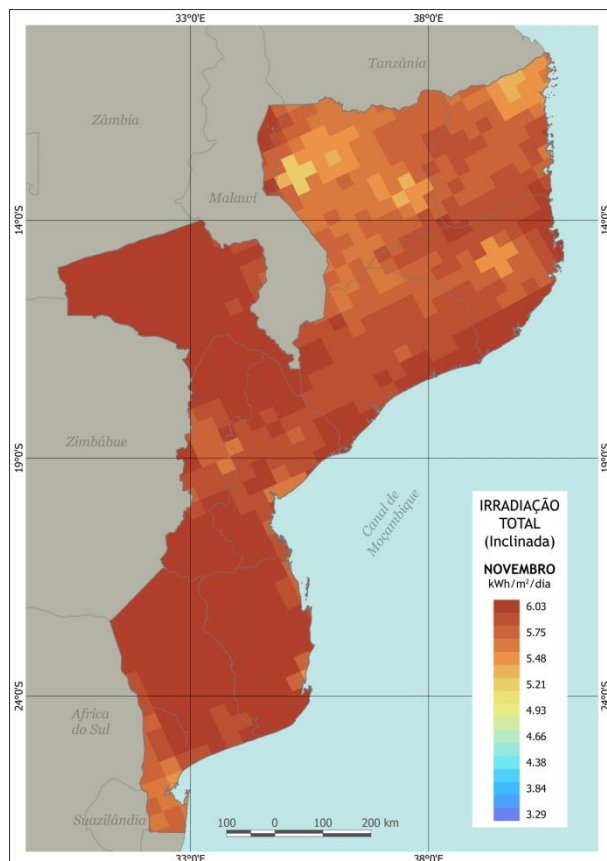


Figura73: Mapa de irradiação inclinada de Moçambique referente ao mês de Novembro.

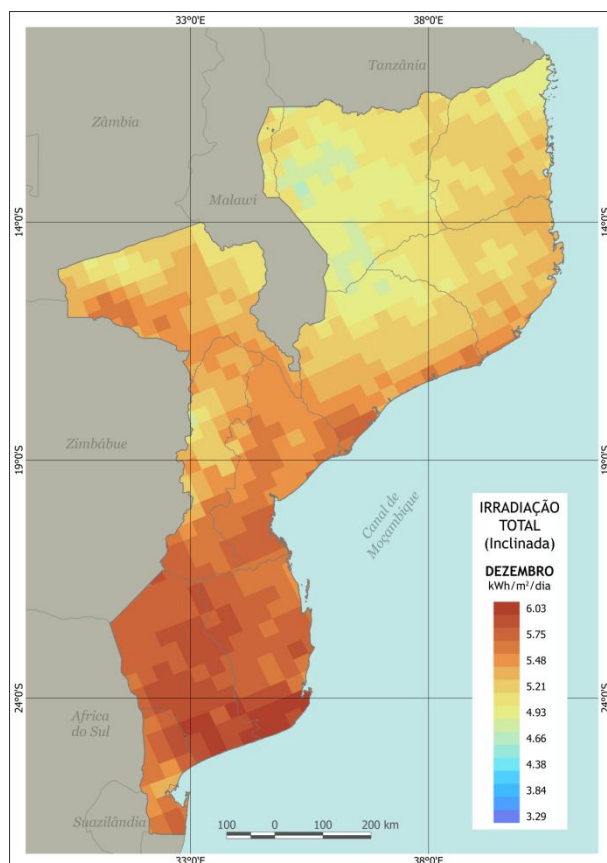


Figura 74: Mapa de irradiação inclinada de Moçambique referente ao mês de Dezembro.

A Figura 75 apresenta o mapa de Moçambique com o total anual de irradiação global (horizontal), em kWh/m²/ano.

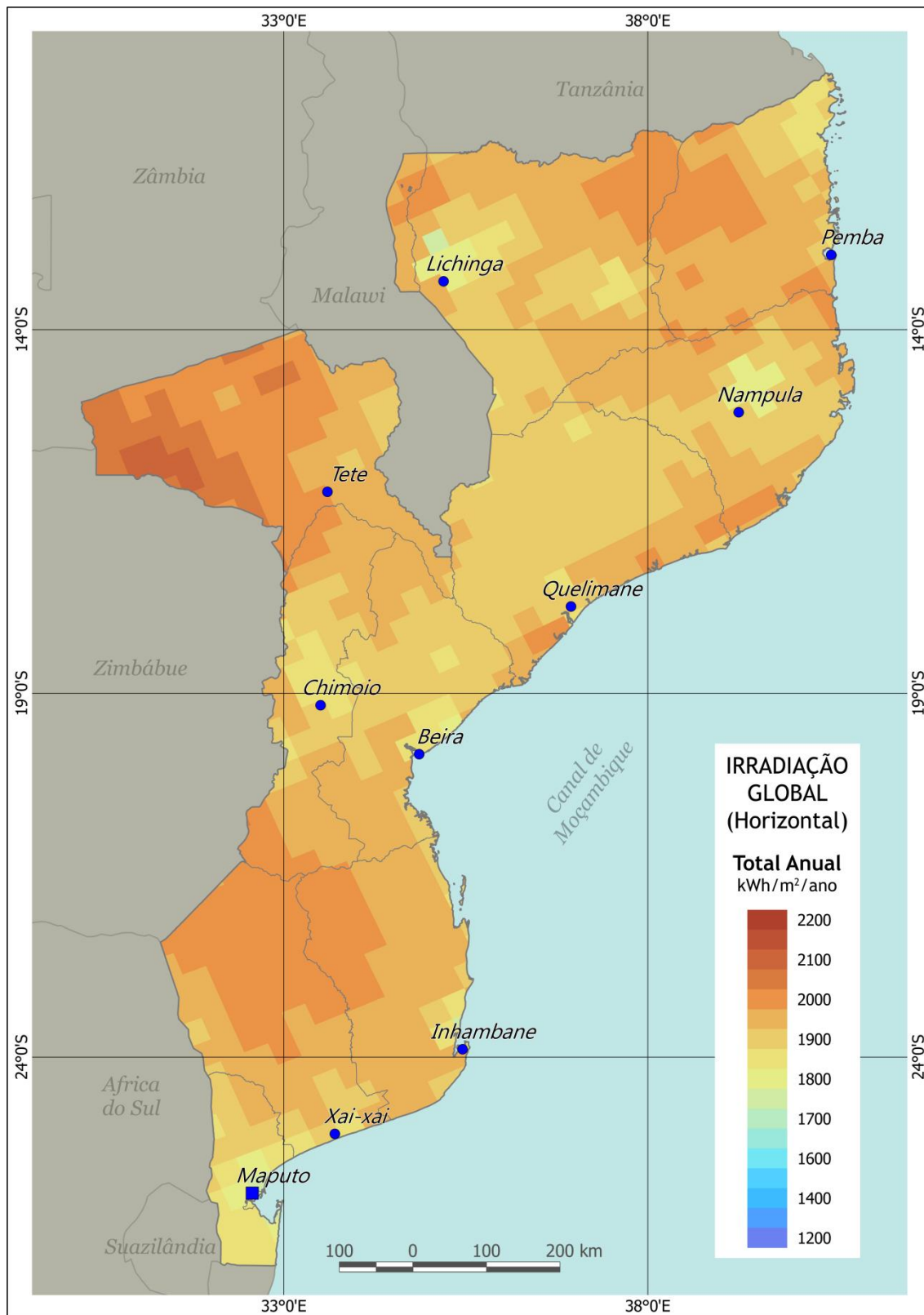


Figura 75: Mapa de Moçambique com total anual de irradiação global (horizontal).

A Figura 76 apresenta o mapa de Moçambique com o total anual de irradiação de irradiação total (inclinada), em kWh/m²/ano.

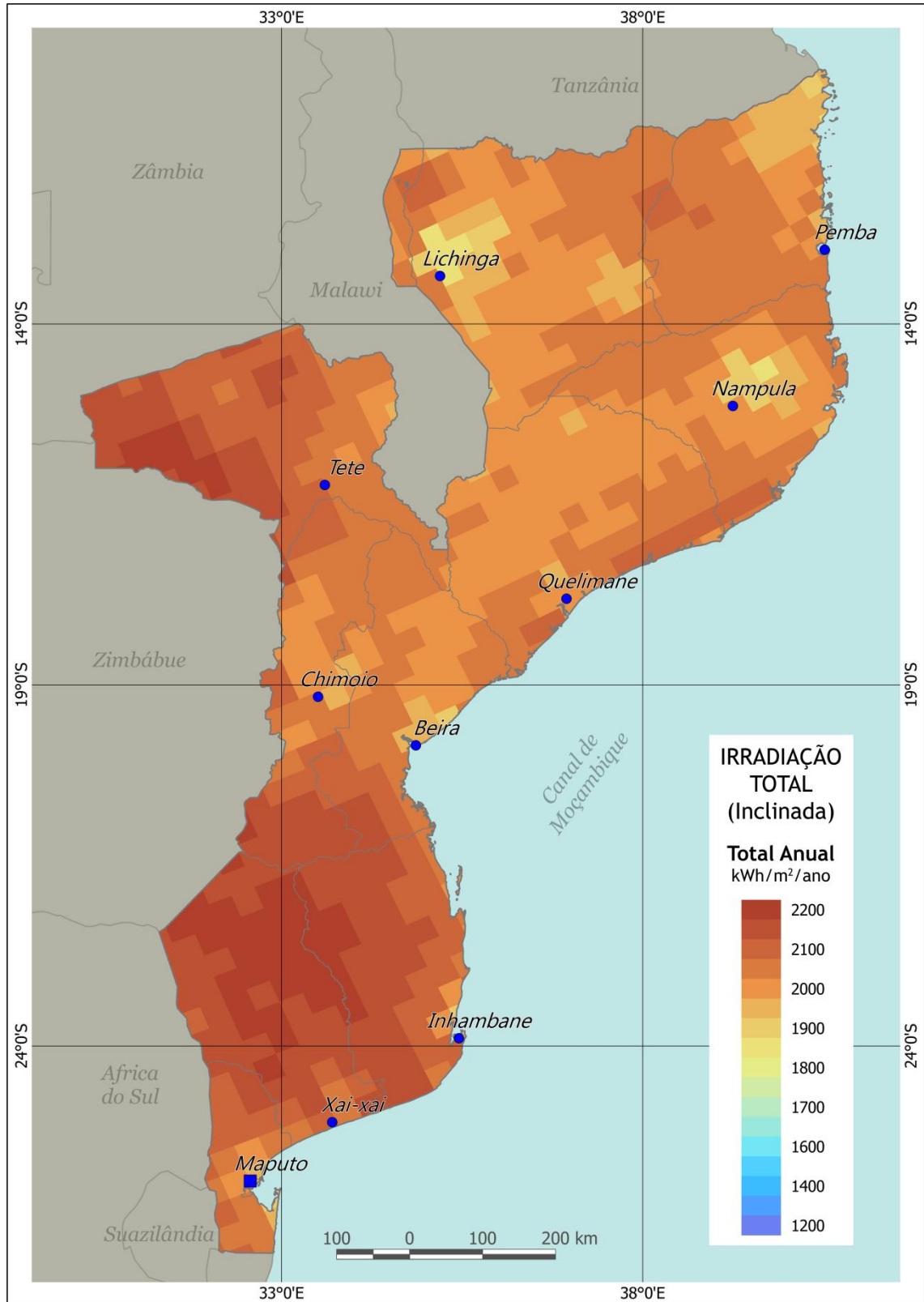


Figura 76: Mapa de Moçambique com o total anual de irradiação total (inclinada).

A Figura 77 apresenta o mapa solarimétrico do Brasil com o total anual de irradiação total (inclinada), em kWh/m²/ano.

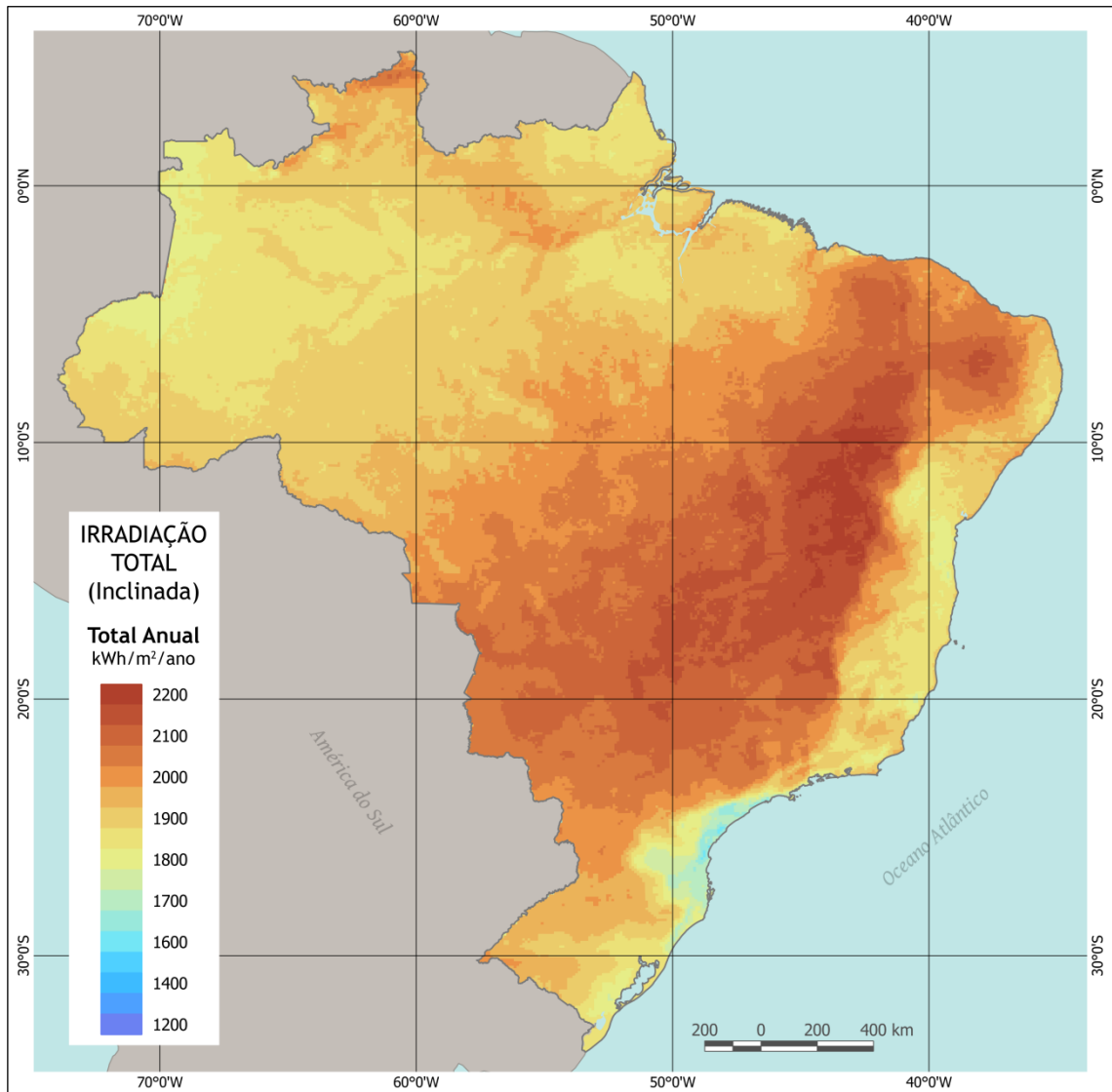


Figura 77: Mapa solarimétrico do Brasil de irradiação total (inclinada).
Fonte de dados: (PEREIRA et al., 2006)

A Figura 78 representa o mapa com estimativa de geração anual, em kWh/kWp/ano, para Moçambique, de acordo com os dados obtidos e as condições estabelecidas para estimar o potencial de geração.

O valor do total anual da irradiação total inclinada para as capitais moçambicanas está na faixa de 1.870 a 2.200 kWh/m²/ano, conforme mostrado na Tabela 10. Este valor é encorajador para aproveitamento da energia solar por meio de sistemas fotovoltaicos conectados a rede, pois poderá levar a valores de geração estimada na faixa de 1.380 a 1.647 kWh/kWp/ano, com TD = 0,75.

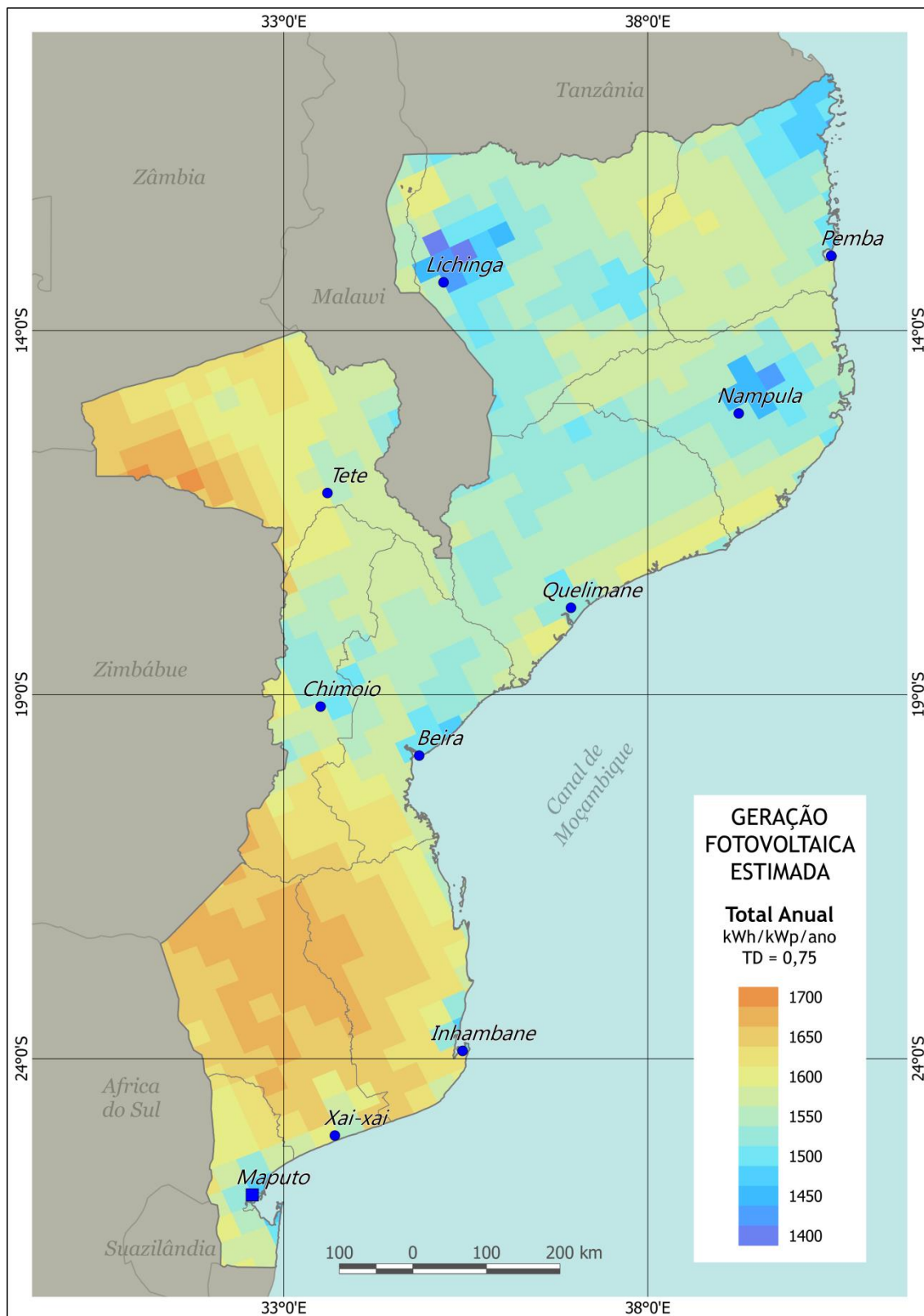


Figura 78: Mapa de Moçambique com potencial estimado de geração anual de energia solar fotovoltaica.

Ao observar o mapa solarimétrico da Alemanha mostrado na Figura 36, verifica-se que o valor máximo de geração fotovoltaica estimada, para módulos instalados com superfície inclinada (com ângulo igual à latitude) e $TD = 0,75$, é de $1.050 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$. Esse valor corresponde a cerca de 70% da menor geração estimada para Moçambique ($1.380 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$), Figura 78.

Note-se que, mesmo com geração estimada máxima ainda não ser elevada, a Alemanha conta com um terço da potência mundial fotovoltaica instalada com sistema conectados à rede, que corresponde a cerca de 30 GWp, conforme mostrado na Figuras 30 e 31. Ressalta-se ainda que a Alemanha não é o país europeu com maior nível de irradiação inclinada, mas é o país com maior potência instalada, devido a políticas de desenvolvimento sustentável bastante desenvolvidas, principalmente em relação às energias renováveis, dentre as quais a energia solar fotovoltaica. Esta postura não se fundamenta na crença de ser esta uma “energia do futuro”, mas sim na perspicácia em aproveitar este recurso e desfrutar das facilidades que a natureza dispensou através do Sol para gerar eletricidade de forma sustentável e preservando o meio ambiente, sendo este último ponto um fator que o país realmente considera importante.

Comparando o mapa solarimétrico da Figura 76, irradiação inclinada total anual de Moçambique, com o mapa solarimétrico da Figura 77, irradiação inclinada total anual do Brasil, verifica-se que as condições de Moçambique são mais favoráveis a utilização da energia solar. Como foi demonstrado na Figura 76, Moçambique possui uma faixa de irradiação total inclinada que vai de 1.870 a $2.200 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ e observando o mapa da Figura 77 (Brasil), nota-se que são poucas as regiões nas quais a irradiação total atingiu $2.200 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$.

O mapa da Figura 72, de irradiação inclinada média diária para o mês de outubro, apresentou praticamente a mesma irradiação de $6 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ para todo território moçambicano. De acordo com o desenvolvimento do estudo apresentado, esta irradiação é alta e corresponderá a uma geração estimada de 1.640 kWh/kWp no mês. Esta indicação poderá ser utilizada estrategicamente para demandas sazonais de energia ou que possam ser programadas durante o ano, direcionando maiores demandas de energia para este mês.

O mapa da Figura 62 apresenta Moçambique dividido em 10 províncias com as respectivas populações. Observa-se que a província de Tete, localizada no centro oeste de Moçambique, é uma das regiões de maior população. De acordo com o

mapa solarimétrico de irradiação total inclinada anual, apresentado Figura 76, esta é uma das regiões de maior irradiação, variando de 2000 a 2200 kWh/m²/ano. Portanto, um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede para esta região poderia disponibilizar energia de forma eficiente.

A Figura 2 e a Tabela 2 apresentam a localização das hidrelétricas e a LT de Moçambique (Linha de Transmissão (*backbone* principal)). A hidrelétrica de Cahora Bassa, com potência de 2.070 MW, é a principal de Moçambique. Abastece a África do Sul e Moçambique e está localizada na província de Tete que apresentou um alto potencial de geração fotovoltaica. SFVCRs poderiam ser instalados em Tete e conectados à LT que vai África do Sul aumentando a oferta de energia nesta região. O mesmo poderia ser feito em relação a hidrelétrica de Massigir, de 40 MW, na província de Chowke.

O mapa da Figura 75 apresenta o total anual de irradiação global (horizontal) de Moçambique. Nota-se que na província de Tete existem regiões onde esta irradiação é elevada chegando a 2.000 kWh/m²/ano.

Com o banco de dados de irradiação inclinada anual e aplicação da equação (7) (normalizado para 1kWp) e TD igual a 0,75, foi elaborado o mapa da Figura 78, que representa o potencial estimado de geração de energia fotovoltaica anual para sistemas fotovoltaicos conectados à rede instalados em Moçambique. Nesse mapa pode-se rapidamente visualizar o potencial de geração de cada região de Moçambique. Comparando este mapa com o mapa da Figura 36, potencial estimado de geração para Alemanha, observa-se o quão grande é o potencial de geração de Moçambique. Nota-se que a maior geração obtida na Alemanha é de 1.050 kWh/kWp/ano enquanto que em Moçambique chega a 1.650 kWh/kWp/ano, ou seja, 60% a mais de geração para a mesma potência instalada.

5 - CONCLUSÃO

O banco de dados solarimétricos obtido no NREL se mostrou confiável e mais completo quando comparado com banco de dados do INAM, podendo ser usado para se obter a irradiação diária média anual em qualquer região de Moçambique, enquanto que o banco de dados do INAM atende apenas às capitais. A partir deste banco de dados foram elaborados os mapas solarimétricos de irradiação inclinada e horizontal para Moçambique.

Os mapas solarimétricos apresentados permitem uma rápida visualização do nível de irradiação total inclinada de todo território moçambicano apresentando não só o total anual, através da Figura 77, mas também o total mensal através dos mapas da Figuras, 65 a 74. Isto possibilita estimar a cada mês a produção de energia através de sistemas fotovoltaicos conetados à rede. Este tipo de levantamento não foi observado em Moçambique nem na Universidade Eduardo Mondlane, em Maputo, onde são realizados deversas pesquisas na área de energia solar FV para Moçambique.

As regiões mais propícias à utilização de energia solar são as que apresentam maior média de irradiação: 5,8 a 6,0 kWh/m²/dia, que são as cidades de Tete, Inhambane e Chokwe. No entanto, as demais cidades também apresentam índices de irradiação adequada utilização de energia solar.

Moçambique apresenta valores de irradiação propícios à geração de energia solar fotovoltaica, com geração anual estimada na faixa de 1.400 a 1.600 kWh/kWp.

O estudo revelou diferentes possibilidades de aproveitamento da irradiação solar para geração de energia que poderiam em muito contribuir para que Moçambique se desenvolva com uma significativa parcela de energia solar na sua matriz energética além de apontar alternativas imediatas de disponibilizar eletricidade a partir de SFVCR em regiões desprovidas de rede elétrica. Uma possibilidade importante de obter recursos é gerar energia nas regiões de alto potencial, próximas à LT que leva energia a África do Sul, conectar o SFVCR à LT e comercializar a energia produzida.

Com o sistema SFVCR, combinado a outros tipos de geração convencional ou não, as cidades de Tete, Inhambane e Chokwepo deriam gerar eletricidade e trazer grande benefícios à população.

O conhecimento das possibilidades de utilização de energia solar fotovoltaica conectada à rede e das oportunidades que surgirão a partir daí deverão ser maiores do que os limites impostos hoje à utilização desta energia em Moçambique. Esta informação deve ser capaz de criar mecanismos suficientemente fortes para se criar políticas de desenvolvimento sustentável de energia renovável voltadas para médio e longo prazo. Moçambique tem condição de se destacar na utilização de energia solar em relação a África e o Mundo e ainda está em tempo de se manter como um país em desenvolvimento com baixo índice de poluição e mantenedor do meio ambiente.

REFERÊNCIAS

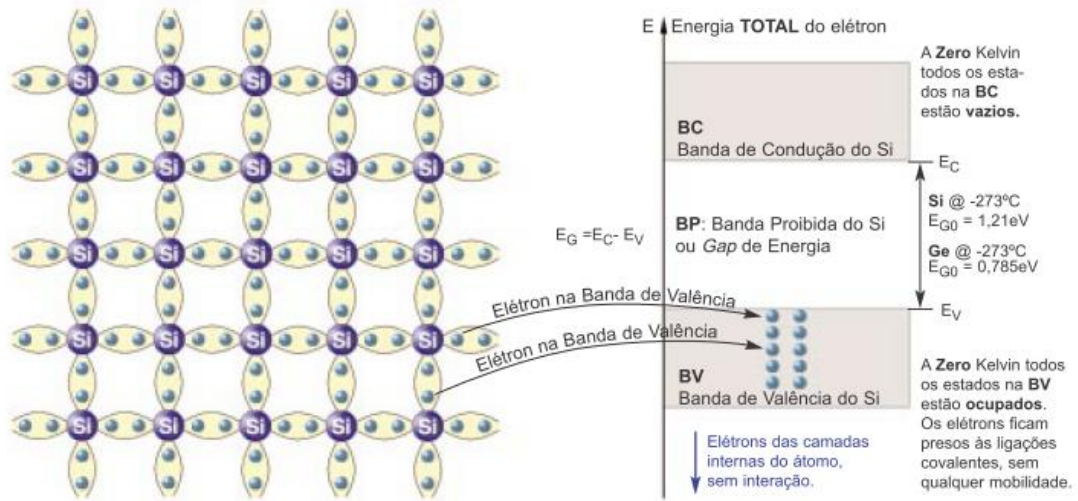
- ABNT. NBR 10898 - Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia. Associação Brasileira de Normas Técnicas. ABNT. 2006.
- AIM. Relatório Energético da África Austral. *AfricaInlandMission Internacional*. Disponível em: www.aimint.org. Março 2012.
- ALTENER. Manual sobre tecnologias, projeto e instalações. Energia Fotovoltaica. Programa Europeu ALTENER. 2004.
- ALVARENGA, Carlos Alberto. Energia Solar. Projeto de Sistemas Fotovoltaicos. Curso de Pós Graduação em Fontes Alternativas de Energia. Universidade Federal de Lavras, MG. 2001.
- ARTUR, Fátima *et al.* Estudo de Energias Renováveis em Moçambique. Relatório de Consultoria. 2011.
- ASCROFT, Neil W. e MERMIN, N. David. *Solid State Physics*. ISBN 13: 978-0-03-083993-1.1976.
- BAYAR, Tildy. Associate Editor, Renewable Energy Word Magazine. July 29, 2003.
- CEPEL. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, CRESESB. Rio de Janeiro, 1999.
- CHEN, Gang. *Nanoscale Energy Transport and Conversion*. ISBN 0-19-515942-X. 2005
- EDENR. Estratégia de Desenvolvimento de Energias Novas e Renováveis. República de Moçambique. Ministério da Energia. 2011.
- EDM. *Overview of Mozambique Electricity Sector*. Relatório da Companhia de Eletricidade de Moçambique (EDM). 2012.
- EISBERG, Robert e RESNICK, Robert. Física Quântica – Átomos, Moléculas, Sólidos, Núcleos e Partículas. ISBN 85-700-1309-4. 1979.
- EPIA. *Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017*. European Photovoltaic Industry Association (EPIA). Disponível em: www.epia.org/news/publications/. Novembro 2013.

- FARRET, Felix Alberto. Aproveitamento de Pequenas Fontes de Energia. Microcentrais Solares. ISBN 85-7391-014-3. 1999.
- FRAIDENRAICH, Naum e LYRA, Francisco. Energia Solar – Fundamentos e Tecnologias de Conversão Heliotermelétrica e Fotovoltaica. ISBN 85-7315-024-6. 1995.
- GONÇALVES, Leopoldo Eurico. Notas de aula da Disciplina Energia Solar. Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. UERJ. 2010. (GONÇALVES, 2010)
- HANKINS, Mark. Plano de Energias Renováveis para Moçambique. Plano para levar eletricidade para todo país. Justiça Ambiental de Maputo. 2009.
- INAM. Instituto Nacional de Meteorologia de Moçambique. Consultado em 2012.
- LOPES, Ricardo Aldabó. Energia Solar para Produção de Eletricidade. ISBN: 978-85-88098-65-7, 2012.
- LUQUE, Antonio, HEGEDUS, Steven. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. John Wiley and Sons, ISBN: 0-471-49196-9, 2003.
- MELO, Hilton Andrade e BIASE, Ronaldo Sérgio. Introdução à Física dos Semicondutores. CCF/CBL/SP-75-1026. 1975.
- MELLO, Hilton Andrade e INTRATOR, Edmond. Dispositivos Semicondutores. Microeletrônica. 1980.
- MILLMAN, Jacob e HALKIAS, Christos. Dispositivos e Circuitos. Vol. 1. Microeletrônica. 1981.
- MOÇAMBIQUE. Geografia. Disponível em: www.portaldogoverno.gov.mz. 2012.
- MOÇAMBIQUE. Atlas de Moçambique. Editora Nacional de Moçambique. União Africana, 2011.
- NREL. Banco de dados de radiação solar. *National Renewable Energy Laboratory*. Departamento de Energia dos EUA. Acesso em março de 2013.
- PEREIRA, Alexandre de Souza. Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica. ISBN: 978-972-8953-78-2, 2011.
- PEREIRA, Alexandre de Souza. Laboratórios de Energia Solar Fotovoltaica. ISBN: 978-972-8953-77-5, 2011.

- PEREIRA, Enio Bueno, et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar (*Brazilian Atlas of Solar Energy*). Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, INPE, São José dos Campos, Brasil, 2006. ISBN 978-85-17-00030-0.
- RICETTA, Marcia R. A. M. A. Sistemas Fotovoltaicos Integrados ao Perfil de Uso da Edificação. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. 2010.
- SIEMENS. Manual de Energia Solar Fotovoltaica. São Paulo. 1996.
- SILVA, Weber Figueiredo. Notas de Aula. Disciplina: Microeletrônica. CEFET/RJ, Departamento de Engenharia Elétrica, 2012.
- SMA. *Product Catalog. Inverter Sunny Family*, Germany, 2012.
- SOUZA, Mauro Carlos Lopes. Notas de Aula. Disciplina: Energia Renovável. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. UERJ. 2010.
- SÚRI, M., HULD, T.A., DUNLOP, E.D. e OSSENBRIK, H.A., 2007. *Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries*. Solar Energy, 81, 1295–1305. 2007.
- VIANA, Trajano de Souza. Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Florianópolis, 2010.
- VIANA, Trajano de Souza. Notas de Aula. Disciplina: Energias Renováveis. CEFET/RJ, Departamento de Engenharia Elétrica, 2012.
- YINGLI. Folha de dados de módulo fotovoltaico. Yingli Solar. Disponível em: www.yinglisolar.com. Acesso em: agosto de 2013.
- WEBER, Notas de aulas da disciplina Semicondutores. Engenharia Eletrônica CEFET, 2003.

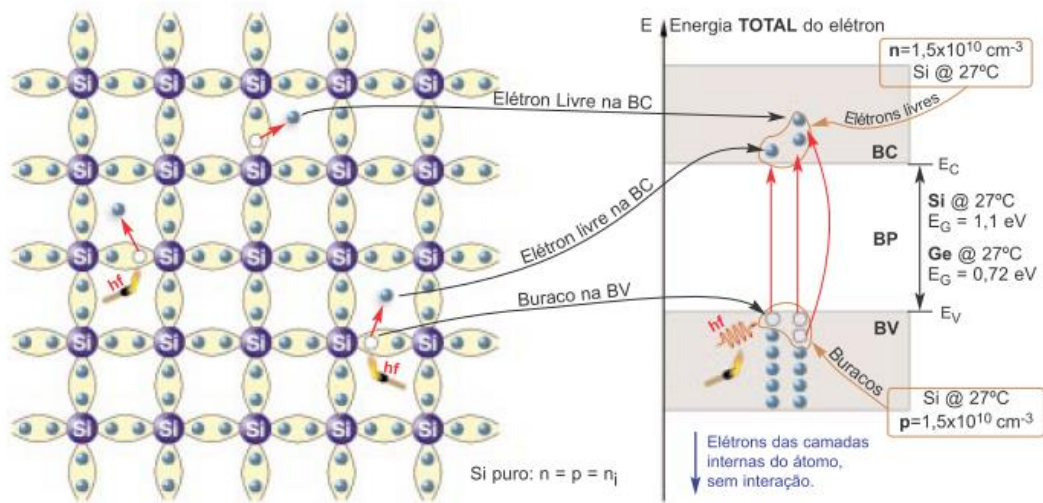
**ANEXO 1 – Semicondutor de silício e germânio
dopado com impureza tetravalente e pentavalente
para formar semicondutor tipo P e N.**

SILÍCIO PURO OU INTRÍNSECO • TEMPERATURA = 0 KELVIN (-273°C)



SILÍCIO PURO OU INTRÍNSECO • TEMPERATURA > 0 KELVIN (e.g.: T = 300K = 27°C)

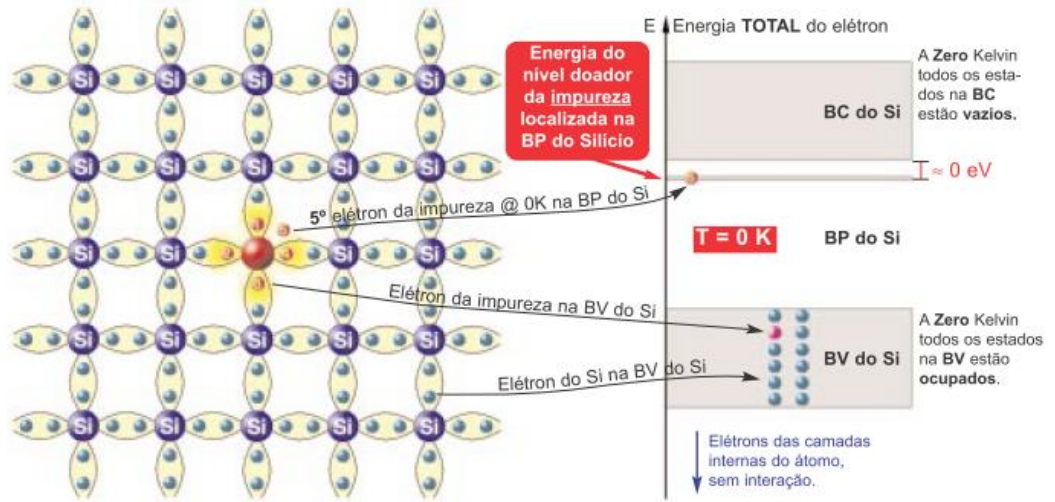
O calor cede energia para os elétrons da BV passarem para a BC. Energia cedida = $\Sigma hf = \Sigma \text{quantum} = \text{quanta}$



n = concentração de elétrons, é o número de elétrons livres por m^3 na Banda de Condução (BC).
p = concentração de buracos, é o número de buracos por m^3 na Banda de Valência (BV).
 No semiconductor intrínseco (não dopado, puro): **n = p = ni = concentração intrínseca.**
 Para o **Si puro**, na temperatura ambiente (300K), $n = p = ni = 1,5 \times 10^{10} \text{ cm}^{-3}$. Energia do *gap*: $E_G = 1,1 \text{ eV}$.
 Para o **Ge puro**, na temperatura ambiente (300K), $n = p = ni = 2,5 \times 10^{13} \text{ cm}^{-3}$. Energia do *gap*: $E_G = 0,72 \text{ eV}$.
 Obs.: $ni(\text{Ge})/ni(\text{Si}) = 1667$. Condutores: $n = 10^{22}$ elétrons livres/ cm^3 . Isolantes: $n = 10$ elétrons livres/ cm^3
 Um estado vazio na BV chama-se **buraco** (lacuna, *hole*). Um estado vazio na BC chama-se estado vazio!

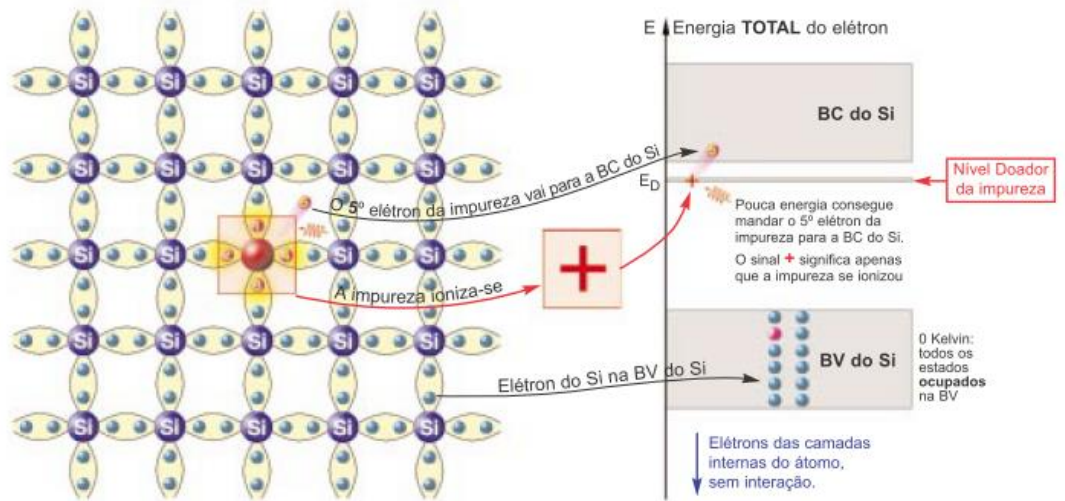
* e.g. = *exempli gratia* = por exemplo

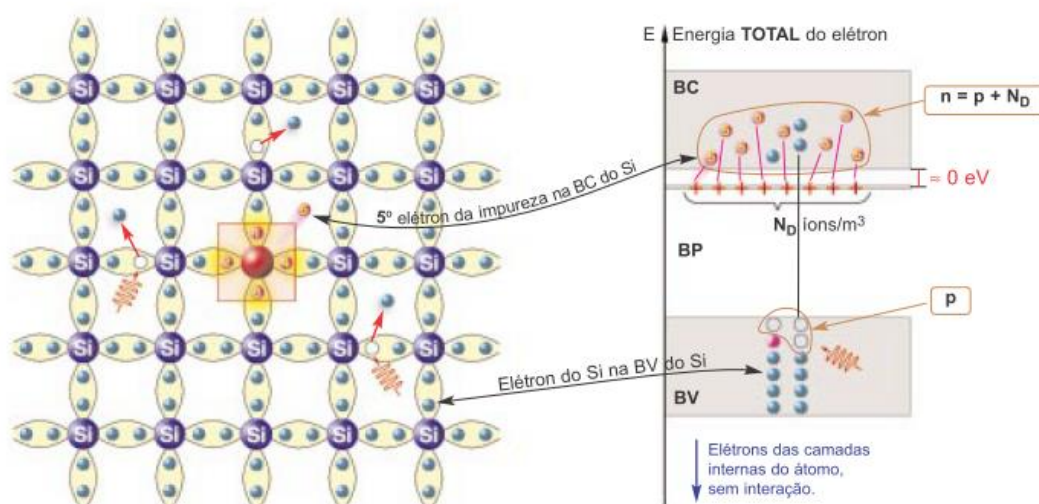
SILÍCIO DOPADO, OU EXTRÍNSECO, TIPO N • TEMPERATURA = 0 KELVIN (-273°C)



Exemplos de impurezas pentavalentes (doadoras): *antimony, phosphorus, arsenic*

SILÍCIO DOPADO, TIPO N • TEMPERATURA UM POUQUINHO MAIOR QUE 0 KELVIN

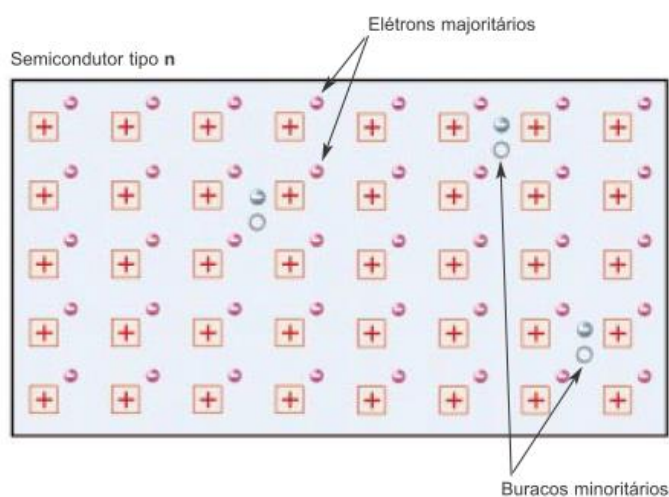


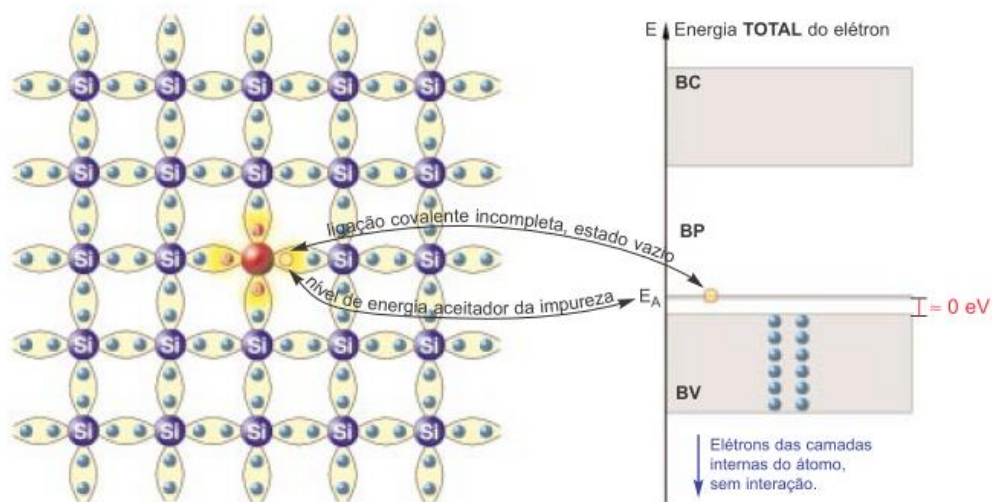
SILÍCIO DOPADO, TIPO N, • TEMPERATURA MAIOR QUE 0 KELVIN (e.g.: 300K = 27°C)


N_D é a concentração de átomos da impureza doadora (átomos por m^3). Na temperatura ambiente todos os átomos da impureza estão ionizados, então $n = p + N_D$. Na figura, a representação dos sinais de + sobre o nível doador significa apenas que cada átomo da impureza tornou-se um íon positivo com a perda do elétron. Não significa, evidentemente, que o íon esteja naquele nível de energia. Quem estava naquele nível de energia, a 0 Kelvin, era o elétron que foi para a BC quando a temperatura aumentou.

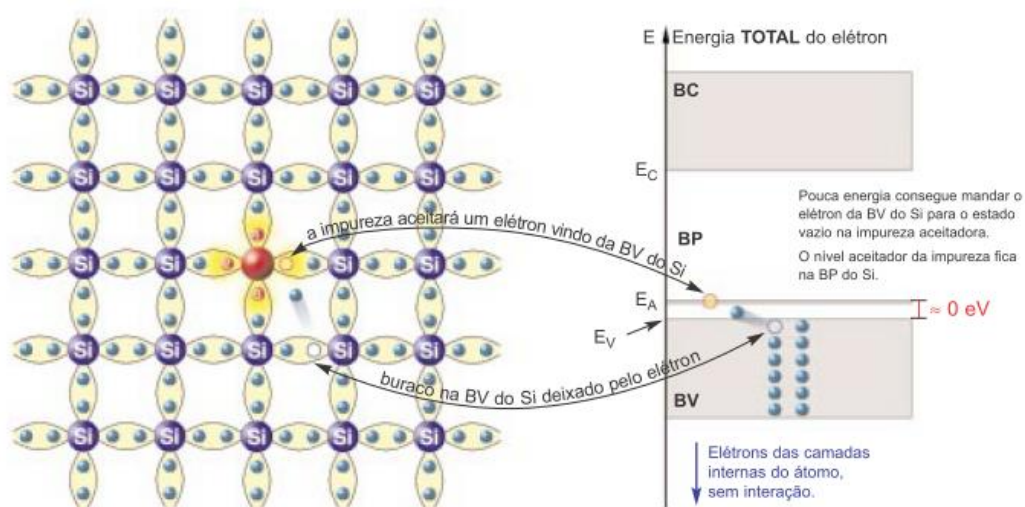
No semiconductor tipo n, $n \gg p$, logo, podemos aproximar $n \approx N_D$.

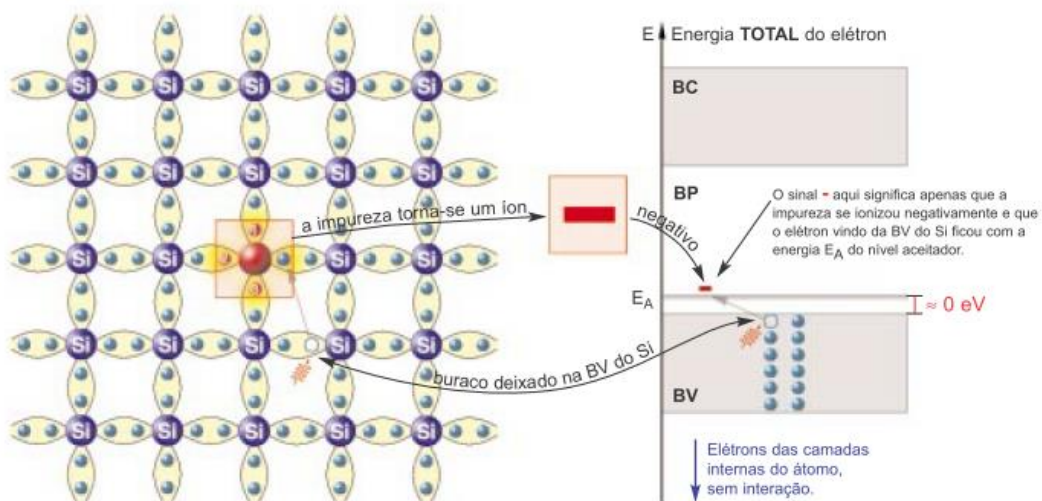
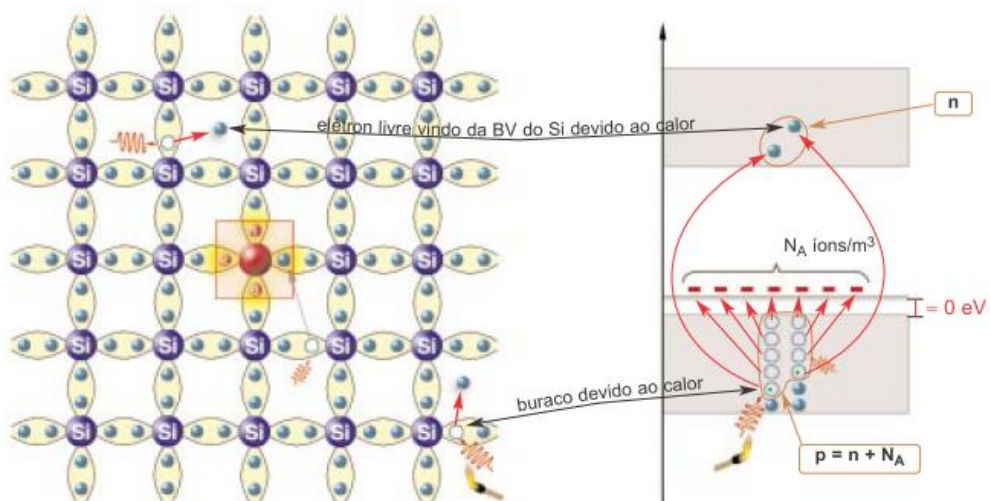
Mais tarde, veremos que: $np = n_i^2$

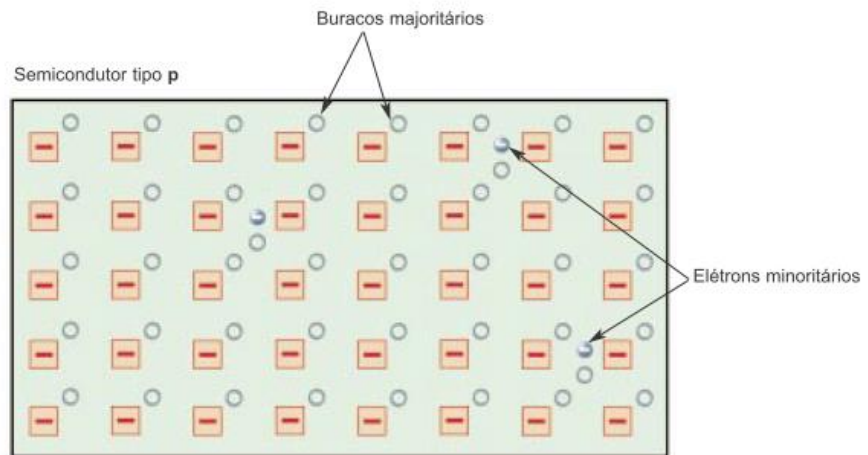


SILÍCIO DOPADO, TIPO P • TEMPERATURA = 0 KELVIN


Exemplos de impurezas trivalentes (aceitadoras): *boron, gallium, indium*

SILÍCIO DOPADO, TIPO P • TEMPERATURA UM POUQUINHO MAIOR QUE 0 KELVIN


SILÍCIO DOPADO, TIPO P • TEMPERATURA UM POQUINHO MAIOR QUE 0 KELVIN

SILÍCIO DOPADO, TIPO P • TEMPERATURA MAIOR QUE 0 KELVIN (e.g.: $T = 300\text{K} = 27^\circ\text{C}$)




Semicondutor tipo-n

$n \approx N_D$. Sendo: $np = n_i^2$, então: $p = n_i^2 / n$ ou $p \approx n_i^2 / N_D$

Semicondutor tipo-p

$n \approx N_A$. Sendo: $np = n_i^2$, então: $n = n_i^2 / p$ ou $n \approx n_i^2 / N_A$

DOPAGEM GENÉRICA • TEMPERATURA MAIOR QUE 0 KELVIN (e.g.: $T = 300\text{K} = 27^\circ\text{C}$)