

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO FONTE ALTERNATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM ANGOLA

Dalton Eduardo Dumba



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2015

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Dalton Eduardo Dumba, N° 1120104, 1120104@isep.ipp.pt

Orientação científica: Prof. Doutor António Andrade, ata@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2015

A minha mãe que não mede esforços para investir na minha formação académica

Agradecimentos

Agradeço a Deus que a cada dia nos dá sabedoria e vigor, para avançar sempre vencendo todas as barreiras que se interpõem no nosso caminho.

O meu sincero agradecimento a minha mãe e aos meus irmãos, pelo apoio inestimável e que muito contribuíram para minha formação académica.

Agradeço ao Prof. Doutor António Andrade, pela orientação e pelo apoio dispensado durante a elaboração deste relatório.

A todos os professores do Instituto Superior de Engenharia do Porto do curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, o meu obrigado, pelos conhecimentos transmitidos.

Resumo

Neste trabalho é efetuado o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para serem instalados em edificações localizadas em Angola com o objetivo de analisar a produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos. Utilizando o *software* PVsyst na versão 6.3.2 foram dimensionados três sistemas fotovoltaicos, dois sistemas destinados a ser instalados numa residência, um ligado à rede e o outro autónomo e por fim um sistema fotovoltaico ligado à rede para uma instalação industrial.

A determinação dos custos de investimento nos três sistemas foi obtida de forma aproximada, tendo como base preços dos equipamentos no mercado Português e considerando os custos de importação de mercadorias no mercado Angolano.

Para os sistemas ligados à rede é analisada a rentabilidade financeira do investimento durante o período de vida útil dos módulos fotovoltaicos considerando três cenários distintos. No primeiro cenário o valor da remuneração pela energia vendida pelo produtor é igual ao valor pago pela energia comprada. No segundo e terceiros cenário de análise económica pretende-se encontrar uma tarifa de energia que torne o investimento rentável com um período de amortização de 7 e 12 anos respetivamente.

Palavras-Chave

Energia solar, sistemas fotovoltaicos, energia elétrica, Angola.

Abstract

This work is carried out the design of photovoltaic systems for installation in buildings located in Angola in order to analyze the production of electricity through photovoltaic systems. Using PVsyst software in version 6.3.2 were scaled three photovoltaic systems, two systems to be installed in a residence, one connected to the network and the other autonomous and finally a photovoltaic system connected to the network for an industrial facility.

Determination of investment costs in the three systems was obtained approximately, based on prices of the equipment in the Portuguese market and considering freight import costs in the Angolan market.

For systems connected to the network is analyzed the financial return on investment during the lifetime of the PV modules considering three different scenarios. In the first scenario the amount of compensation for energy sold by the producer is equal to the amount paid for purchased power. In the second and third economic scenario analysis intended to find a power rate that makes the profitable investment with a payback period of 7 and 12 years respectively.

Keywords

Solar energy, photovoltaic systems, electric power, Angola.

Índice

AGRADECIMENTOS	VII
RESUMO	IX
ABSTRACT	XI
ÍNDICE	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ÍNDICE DE TABELAS	XIX
NOMENCLATURA	XXIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO	2
1.2.OBJETIVOS	2
1.3.ESTRUTURA DO RELATÓRIO.....	2
2. SECTOR ELÉTRICO DE ANGOLA	5
2.1.ANGOLA	5
2.2.ORGANIZAÇÃO DO SECTOR DE ENERGIA.....	7
2.3.POTENCIAL HÍDRICO DE ANGOLA	11
2.4.PREÇOS E TARIFAS	12
3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	15
3.1.INTRODUÇÃO	15
3.2.TIPOS DE RADIAÇÃO SOLAR.....	16
3.3.POSIÇÃO E ESPECTRO SOLAR	17
3.4.DECLINAÇÃO SOLAR.....	18
3.5.ÂNGULO DE INCLINAÇÃO	18
3.6.ALTURA SOLAR	18
3.7.ÂNGULO DE INCIDÊNCIA	19
3.8.ÂNGULO DE AZIMUTE	20
3.9.ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS SOLARES.....	21
3.10.EFEITO FOTOVOLTAICO	22
3.11.PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA CÉLULA SOLAR	22
3.12.CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA	24
3.13.FACTOR DE FORMA.....	25

3.14. INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA E DA IRRADIÂNCIA.....	26
3.15. ENERGIA FOTOVOLTAICA EM ANGOLA	28
4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	33
4.1. SISTEMAS LIGADOS À REDE	33
4.2. SISTEMAS ISOLADOS	34
4.3. SISTEMAS HÍBRIDOS	35
4.4. MÓDULO FOTOVOLTAICO	36
4.5. BATERIAS DE ACUMULADORES	40
4.6. REGULADOR DE CARGA	44
4.7. INVERSORES	45
4.8. VANTAGENS E DESVANTAGENS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	48
4.9. MANUTENÇÃO.....	49
4.10. PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	50
5. DIMENSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS.....	53
5.1. SISTEMAS LIGADOS À REDE	54
5.2. SISTEMAS ISOLADOS	57
5.3. PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, SOBRETENSÕES E LIGAÇÃO À TERRA	59
6. PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO	61
6.1. DIMENSIONAMENTO	61
6.2. SISTEMA LIGADO À REDE PARA UMA INSTALAÇÃO RESIDENCIAL	62
6.3. SISTEMA AUTÓNOMO PARA UMA INSTALAÇÃO RESIDENCIAL.....	70
6.4. SISTEMA LIGADO À REDE PARA UMA INSTALAÇÃO INDUSTRIAL.....	76
6.5. AVALIAÇÃO ECONÓMICA.....	81
7. CONCLUSÕES.....	97
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	99
ANEXO A. RADIAÇÃO SOLAR DE CIDADES EM ANGOLA.....	103
ANEXO B. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS EQUIPAMENTOS	107
ANEXO C. DOCUMENTAÇÃO DA SIMULAÇÃO NO PVSYS.....	113

Índice de Figuras

Figura 1	Localização de Angola no Continente Africano [34]	6
Figura 2	Intervenientes do sector elétrico em Angola [21]	8
Figura 3	Luz solar no seu percurso através da atmosfera [9]	16
Figura 4	Trajectoria do sol em diferentes estações do ano [36]	17
Figura 5	Inclinação de um módulo fotovoltaico [6]	18
Figura 6	Variação da altura do Sol [6]	19
Figura 7	Ângulo de incidência [6]	20
Figura 8	Ângulo de azimute [6]	21
Figura 9	Painel solar fotovoltaico [36]	22
Figura 10	Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [36]	23
Figura 11	Estrutura e função de uma célula cristalina solar [37]	24
Figura 12	Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica [41]	25
Figura 13	Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico [4]	26
Figura 14	Curva característica corrente-tensão em função da temperatura [4]	27
Figura 15	Curva característica de potência de um módulo FV [4]	27
Figura 16	Aldeia Angolana, sistema FV que alimenta uma residência [16]	28
Figura 17	Distribuição média da irradiação global diária em África [20]	29
Figura 18	Interface parcial do PVGIS com Angola ao fundo [20]	30

Figura 19	Sistema fotovoltaico ligado à rede [22]	34
Figura 20	Sistema fotovoltaico isolado [38]	35
Figura 21	Sistema Híbrido [22]	36
Figura 22	Módulos FV de silício monocristalino (esquerda) e multicristalino (direita) [24]	37
Figura 23	Associação de módulos em série [6]	39
Figura 24	Associação de módulos em paralelo [6]	40
Figura 25	Vista expandida de uma bateria de ácido de chumbo [10]	41
Figura 26	Bateria de acumuladores em série [4]	43
Figura 27	Bateria de acumuladores em paralelo [4]	44
Figura 28	Regulador de carga do fabricante Steca [23]	45
Figura 29	Folha característica de alguns modelos de reguladores de carga [23]	45
Figura 30	Símbolo elétrico do inversor [9]	46
Figura 31	Inversor inserido num sistema FV [6]	46
Figura 32	Localização das cidades em Angola [15].	62
Figura 33	Localização geográfica da instalação fotovoltaica.	63
Figura 34	Indicação da orientação dos painéis.	63
Figura 35	Principais parâmetros do sistema de 3,5 kWp.	65
Figura 36	Resultados da simulação do sistema de 3,5 kWp.	66
Figura 37	Produção energética média diária por kWp instalado do sistema de 3,5 kWp.	66
Figura 38	Diagrama anual de perdas do sistema ligado à rede de 3,5 kWp.	67

Figura 39	Esquema de um sistema FV ligado à rede [6].	68
Figura 40	Principais parâmetros do sistema autónomo	72
Figura 41	Resultados da simulação do sistema autónomo	72
Figura 42	Produção energética média diária por kWp instalado do sistema autónomo	73
Figura 43	Diagrama anual de perdas do sistema autónomo	74
Figura 44	Principais parâmetros do sistema de 20 kWp.	77
Figura 45	Resultados da simulação do sistema de 20 kWp.	77
Figura 46	Produção energética média diária por kWp instalado do sistema de 20 kWp	78
Figura 47	Diagrama anual de perdas do sistema ligado à rede de 20 kWp	78
Figura 48	Sistema Fotovoltaico com 2 inversores [6]	79
Figura 49	Cash flow acumulado em função do ano de instalação do sistema de 3,5 kWp, com amortização do investimento em 7 anos	90
Figura 50	Cash flow acumulado em função do ano de instalação do sistema de 20 kWp, com amortização do investimento em 7 anos	92
Figura 51	Cash flow acumulado em função do ano de instalação do sistema de 3,5 kWp, com amortização do investimento em 12 anos	94
Figura 52	Cash flow acumulado em função do ano de instalação do sistema de 20 kWp, com amortização do investimento em 12 anos	96

Índice de Tabelas

Tabela 1	Produção Total (Hídrica + Térmica) - MW [12]	9
Tabela 2	Caracterização da Rede Primária de Transporte (2013) [21]	10
Tabela 3	Produção e faturação de Energia 2004-2011 [21]	10
Tabela 4	Potencial Hídrico de Angola [11]	11
Tabela 5	Novas Capacidades de Produção a Implantar a Médio Prazo (2017) [18]	12
Tabela 6	Tarifas de Energia Elétrica em Angola [19]	13
Tabela 7	Irradiação solar na cidade de Luanda [20]	30
Tabela 8	Irradiação solar na cidade do Namibe [20]	31
Tabela 9	Ângulo Ótimo de Inclinação de Cidades em Angola [20]	31
Tabela 10	Necessidades de área em função do tipo de painel [7]	37
Tabela 11	Dados de um módulo solar fotovoltaico [5]	38
Tabela 12	Características principais do módulo SPR-225-WHT-I.	64
Tabela 13	Características principais do inversor Sunny Boy 3500TL-JP-22.	64
Tabela 14	Síntese do sistema fotovoltaico de 3,5 kWp.	68
Tabela 15	Produção Energética sistema ligado à rede 3,5 kWp.	69
Tabela 16	Produção Energética sistema ligado à rede 3,5 kWp, inclinação 30°.	69
Tabela 17	Características principais do módulo fotovoltaico SPR-X21-335-BLK	70
Tabela 18	Características principais da bateria OPzS Solar 420	71
Tabela 19	Características principais do regulador Power Tarom 4110	71

Tabela 20	Síntese do sistema fotovoltaico autónomo	74
Tabela 21	Produção energética sistema autónomo, inclinação ótima.	75
Tabela 22	Produção Energética sistema autónomo, inclinação 30°.	75
Tabela 23	Características principais do inversor Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	76
Tabela 24	Síntese do sistema fotovoltaico de 20 kWp	79
Tabela 25	Produção Energética sistema ligado à rede 20 kWp, inclinação ótima.	80
Tabela 26	Produção Energética sistema ligado à rede 20 kWp, inclinação 30°.	80
Tabela 27	Orçamento do sistema autónomo.	81
Tabela 28	Orçamento do sistema ligado à rede 3,5 kWp.	82
Tabela 29	Orçamento do sistema ligado à rede 20 kWp.	82
Tabela 30	Direitos de importação dos equipamentos no regime geral de tributação	83
Tabela 31	Custos de importação sistema autónomo	83
Tabela 32	Custos de importação sistema ligado à rede 3,5 kWp	84
Tabela 33	Custos de importação sistema ligado à rede 20 kWp	84
Tabela 34	Análise financeira do investimento, sistema de 3,5 kWp.	87
Tabela 35	Análise financeira do investimento, sistema de 20 kWp.	88
Tabela 36	Análise financeira considerando amortização do investimento em 7 anos, sistema 3,5 kWp.	89
Tabela 37	Análise financeira considerando amortização do investimento em 7 anos, sistema 20 kWp.	91
Tabela 38	Indicadores económicos, amortização do investimento em 7 anos	92

Tabela 39	Análise financeira considerando amortização do investimento em 12 anos, sistema 3,5 kWp.	93
Tabela 40	Análise financeira considerando amortização do investimento em 12 anos, sistema 20 kWp.	95
Tabela 41	Indicadores económicos, amortização do investimento em 12 anos	96

Nomenclatura

Abreviaturas

AC	- <i>Alternating Current</i>
BNA	- Banco Nacional de Angola
CTS	- Condições de Teste Standard
DC	- <i>Direct Current</i>
FV	- Fotovoltaico
IEC	- <i>International Electrotechnical Commission</i>
IVA	- Imposto sobre o valor acrescentado
MPP	- <i>Maximum Power Point</i>
O&M	- Operação e Manutenção
PVGIS	- <i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
PVsystem	- <i>Photovoltaic System</i>
TIR	- Taxa Interna de Rentabilidade
TA	- Taxa de atualização
VAL	- Valor atual líquido
VRLA	- Valve Regulated Lead Acid

Símbolos

A	- Ampere
Ah	- Ampere-hora
GW	- Gigawatt
GWh	- Gigawatt-hora
h	- Hora
Hz	- Hertz
Kz	- Kwanza
kV	- Kilovolt
kW	- Kilowatt
kWh	- Kilowatt-hora
kWp	- Kilowatt-pico
MW	- Megawatt
MVA	- MegaVolt-Ampere
mA	- Miliampere
TWh	- Terawatt-hora
V	- Volt
W	- Watt
Wp	- Watt-pico
Wh	- Watt-hora

km	-	Quilómetro
km ²	-	Quilómetro quadrado
m ²	-	Metro quadrado
°C	-	Graus Celsius
Ω	-	Ohm
€	-	Euro
°	-	Graus
%	-	Percentagem

1. INTRODUÇÃO

No mundo em que vivemos fortemente dependente da tecnologia, a utilização da energia elétrica torna-se imprescindível para a vida quotidiana. Atualmente a energia elétrica representa um dos fatores principais para o desenvolvimento de um país, contribuindo para a melhoria das condições de vida da sua população.

Um dos objetivos fundamentais do governo Angolano é reduzir a pobreza em Angola, através do aumento dos serviços sociais básicos, incluindo o acesso à energia elétrica. Apesar do esforço que tem sido feito é ainda grande o número de Angolanos que não têm acesso a energia elétrica sobretudo nas zonas periurbanas e rurais.

Angola possui cerca de 24 milhões de habitantes, estimativas do Ministério de Energia e Águas apontam que apenas 30 % da população tem acesso a energia elétrica, sendo que a cidade de Luanda representa 70% do total dos consumidores [18].

Angola apresenta grande potencialidade para a exploração de fontes de energia de origem renovável como é o caso da energia solar fotovoltaica. A energia solar através de aplicações de sistemas isolados ou ligados à rede pode ser usada para inúmeros fins como

fornecer eletricidade à rede, residências, centros de saúde, escolas, para abastecimento de água e telecomunicações em zonas rurais, etc.

Para se alcançar o desenvolvimento económico e humano de Angola é primordial melhorar o acesso aos serviços elétricos, pois este constitui um bem fundamental a este processo.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

O abastecimento de energia elétrica em Angola regista ainda grandes deficiências, a produção de eletricidade ao longo dos anos tem sido insuficiente para a satisfação das necessidades dos consumidores quer domésticos, quer industriais. A utilização de fontes alternativas de produção de energia como a solar fotovoltaica pode apresentar-se como uma opção complementar as fontes convencionais de produção de energia contribuindo para o aumento da produção e consumo de energia elétrica em Angola.

1.2. OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é analisar a produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos instalados em edificações localizadas em Angola. Além do objetivo principal tem ainda os seguintes objetivos:

- Determinar o custo de investimento em sistemas fotovoltaicos autónomos e ligados à rede em Angola;
- Analisar a viabilidade económica da implementação de sistemas fotovoltaicos ligados à rede pública de distribuição de energia elétrica em Angola.

1.3. ESTRUTURA DO RELATÓRIO

Este relatório encontra-se estruturado em 7 capítulos. No primeiro capítulo está a introdução onde se apresentam, a contextualização, os objetivos perseguidos no trabalho e como o trabalho foi estruturado.

O segundo capítulo apresenta uma descrição geral sobre Angola e o seu sector elétrico.

O terceiro capítulo descreve alguns elementos necessários a compreensão da energia solar, como tipos de radiação, orientação dos módulos e circuito equivalente de uma célula solar. Também apresenta uma breve descrição sobre a situação da energia solar em Angola.

O quarto capítulo apresenta os principais tipos de sistemas fotovoltaicos apresentado as suas vantagens e desvantagens, descreve os equipamentos que são utilizados nos sistemas fotovoltaicos e apresenta alguns programas de computador para simulação destes mesmos sistemas.

O quinto capítulo apresenta uma metodologia para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

O sexto capítulo apresenta o dimensionamento de três projetos de instalações fotovoltaicas, dois ligados à rede e um autónomo e a respetiva avaliação económica.

O sétimo capítulo apresenta as conclusões do trabalho.

E, finalmente, a bibliografia consultada é listada.

2. SECTOR ELÉTRICO DE ANGOLA

2.1. ANGOLA

Angola situa-se na região ocidental da África Austral, com uma superfície de 1.246.700 km², uma costa atlântica de 1.650 km e cerca de 4.837 km de fronteiras terrestres, fazendo fronteira a norte com a República do Congo e a República Democrática do Congo, a leste com a República Democrática do Congo e a República da Zâmbia, a sul com a República da Namíbia e a oeste com o oceano atlântico [35].



Figura 1 Localização de Angola no Continente Africano [34]

Aproximadamente 65% do território está situado a uma altitude entre 1000 e 1600 metros. A moeda oficial é o Kwanza (Kz). A Língua Oficial é o Português, existindo ainda diversas línguas nacionais como o Kikongo, Kimbundo, Tchokwe, Umbundo, Mbunda, Kwanyama, Nhaneca, Fiote, e Nganguela [35].

Clima

O Clima em Angola tem duas estações: a das chuvas, período mais quente que ocorre entre os meses de Setembro a Maio, e a do cacimbo. A estação do cacimbo ou seca é menos quente e vai de Maio a Setembro. O país possui uma situação geográfica peculiar, por estar na zona intertropical e subtropical do hemisfério sul, registando temperaturas médias de 27°C de máxima e 17°C de mínima [35].

Principais Rios

O principal rio de Angola é o Kwanza, que dá o nome a moeda nacional com 1000 km de longitude, mas apenas 240 km são navegáveis. Em seguida, o Kubango com 975 km, o Cunene com 800 km e, finalmente, na lista dos quatro principais rios, o Zaire com 150 km de longitude, sendo todo ele navegável [35].

Recursos Minerais

Angola é potencialmente rica em recursos minerais. O seu subsolo alberga alguns dos minerais mais importantes do comércio mundial entre os quais se destacam o petróleo, gás natural, diamantes, fosfatos, substâncias betuminosas, ferro, cobre, magnésio, ouro e rochas ornamentais [35].

2.2. ORGANIZAÇÃO DO SECTOR DE ENERGIA

O sistema elétrico em Angola é regulado pelo Instituto Regulador do Sector Elétrico (IRSE), com a tutela do Ministério da Energia e Águas, sendo as principais empresas do sector a Empresa Nacional de Eletricidade (ENE), a SOCEL, o Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza (GAMEK) e a Empresa de Distribuição de Eletricidade (EDEL) [21].

Ministério da Energia e Águas (MINEA): É o Departamento Ministerial do Governo que tutela os sectores de Energia e Águas, sendo responsável pelo desenvolvimento das respetivas políticas, planificação, coordenação, supervisão e controlo das atividades relativas ao aproveitamento e utilização racional dos recursos energéticos e hídricos [18].

Instituto Regulador do Sector Elétrico (IRSE): entidade reguladora do sector elétrico, tem por objetivo a regulação das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica no sistema elétrico público, a regulação do relacionamento comercial entre estes sistemas e os agentes que não lhe estejam vinculados, bem como o exercício de funções ligadas a composição de interesses dos diferentes intervenientes nas atividades do sector elétrico [18].

Empresa Nacional de Eletricidade (ENE): é uma empresa de interesse público tendo por objetivo principal a produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como o planeamento, estabelecimento e exploração dos equipamentos, instalações e sistemas para a sua materialização [18].

Empresa de Distribuição de Eletricidade (EDEL): empresa pública de distribuição e comercialização de energia elétrica, tendo como mercado principal a província de Luanda [18].

Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza (GAMEK): empresa pública responsável pela implantação e gestão da barragem de Capanda, promover projetos referentes ao aproveitamento racional dos recursos hídricos da bacia do Médio Kwanza [42].

Sociedade de Operações Elétricas (SOCEL): empresa pública cujo objetivo principal é a gestão da operação e manutenção de centrais elétricas [18].

Na figura 2 são apresentados os principais intervenientes do sector elétrico de Angola.

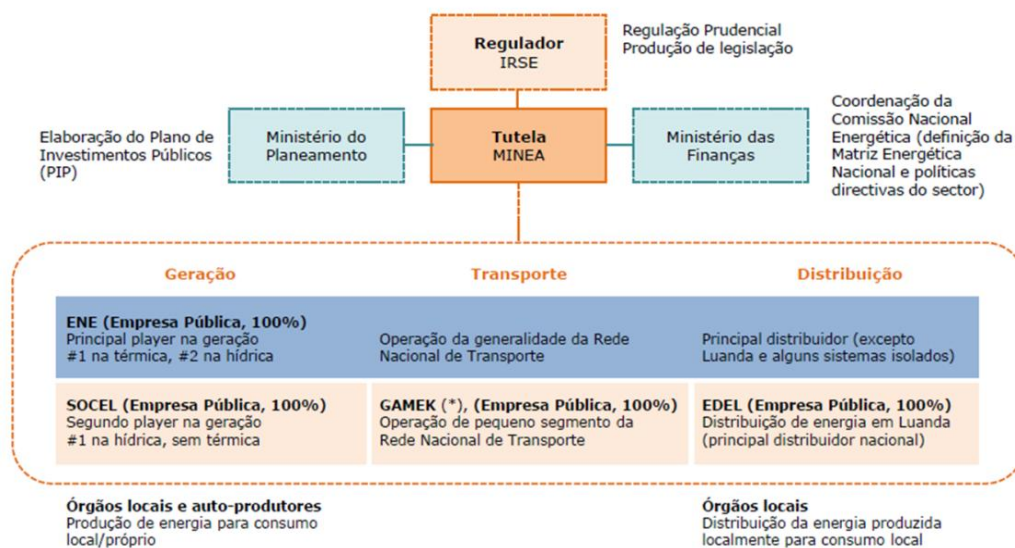


Figura 2 Intervenientes do sector elétrico em Angola [21]

Caracterização

O setor elétrico Angolano é composto por 3 principais sistemas independentes, baseados em aproveitamentos hidrelétricos, nomeadamente, os sistemas norte, centro e sul e os sistemas isolados. A distribuição geográfica das províncias da República de Angola por sistemas é a seguinte:

Sistema norte: Luanda, Bengo, Kwanza Sul, Kwanza Norte e Malange;

Sistema centro: Benguela;

Sistema sul: Huíla e Namibe;

Sistemas isolados: Cabinda, Huambo, Bié, Zaire, Kuando Kubango, Cunene, Móxico, Lunda Norte, Lunda Sul e Uíge.

No domínio da produção os sistemas principais caracterizam-se resumidamente como ilustra a tabela 1. Constata-se que o sistema norte é aquele que apresenta maior capacidade de produção, sendo o sistema que alimenta a cidade de Luanda e onde se verifica o maior consumo de energia elétrica em Angola. Prevê-se até 2018 um aumento significativo na capacidade de produção principalmente nos sistemas norte e sul, alicerçados na construção de novos aproveitamentos hidroelétricos.

Tabela 1 Produção Total (Hídrica + Térmica) - MW [12]

Sistema	2009	2010	2011	2018
Norte	797	999	999	4.614
Centro	101	140	200	289
Sul	69	69	69	416
Total	967	1.208	1.268	5.319

A tabela 2 mostra em resumo a rede primária de transporte do sistema elétrico de Angola, aproximadamente metade das linhas de transporte são em 220 kV.

Tabela 2 Caracterização da Rede Primária de Transporte (2013) [21]

Sistema	Tensão (kV)	Comprimento Total (km)	Subestações	Potência Instalada (MVA)
Sistema Norte	60	324	20	2.663
	110	159		
	220	1.536		
	400	281		
Subtotal		2300		
Sistema Centro	60	99	10	431
	150	20		
	220	93		
Subtotal		212		
Sistema Sul	60	324	4	91
	150	168		
Subtotal		492		
Isolado	60	24	4	34
	132	120		
Subtotal		144		
Total		3.148	38	3.219

As estimativas apontam que apenas 30% da população tem acesso a energia elétrica, indicando que apenas uma pequena parcela da população tem acesso à eletricidade. O sistema elétrico não tem capacidade de responder a procura de eletricidade que se verifica no país, além disso muitos consumidores estão desligados por causa da destruição sofrida pelas infraestruturas do sistema elétrico durante a guerra civil. A tabela 3 mostra a evolução da produção e faturação de energia elétrica de 2004 à 2011.

Tabela 3 Produção e faturação de Energia 2004-2011 [21]

Anos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Energia Produzida (GWh)	2.240	2.649	2.982	3.293	4.133	4.903	5.449	5.649
Energia Faturada (GWh)	1.636	1.843	2.006	2.362	2.893	3.083	3.601	3.427

2.3. POTENCIAL HÍDRICO DE ANGOLA

Angola possui 47 bacias hidrográficas e um caudal anual de aproximadamente 140 km³, um dos mais elevados de toda a África Austral. O Potencial hidroelétrico economicamente disponível é cerca de 18 GW, ou aproximadamente 72 TWh de produção anual (Tabela 4) [11].

Tabela 4 Potencial Hídrico de Angola [11]

Bacia	Área da Bacia (km ²)	Capacidade Potencial (MW)	Capacidade Potencial (GWh)	Capacidade Instalada (MW)	Instalada como % do Potencial
Kwanza	147 738	8 199	34 746	700	8,5 %
Keve	23 000	3 020	11 786	41	2%
Cunene	128 600	2 492	6 225	49	3%
Catumbela	16 640	1 930	10 660	0	0%
Longa	23 320	1 190	4 796	0	0%
N'gunza, Quicombo, Evale e Balombo	17 270	1 086	3 488	0	0%
Kubango	148 860	350	592	0	0%
Total	505 428	18 267	72 293	790	4,3%

Com vista ao aproveitamento do potencial hídrico de Angola vários aproveitamentos hidroelétricos, apresentados na tabela 5, serão construídos nos próximos anos, contribuindo assim para o aumento da produção de energia elétrica.

Tabela 5 Novas Capacidades de Produção a Implantar a Médio Prazo (2017) [18]

Aproveitamento	Bacia	Capacidade (MW)
A.H. Cambambe II	Kwanza	600
A.H. Laúca	Kwanza	2067
A.H. Caculo Cabaça	Kwanza	2051
A.H. Jamba Ya Mina	Cunene	130
A.H. Jamba Ya Oma	Cunene	75
A.H. Baynes	Cunene	200
A.H. Cacombo	Catumbela	24
A.H. Luapasso (BOT)	Kuango	26
A.H. Chicapa II	Kuango	42
A.H. Chiumbe Dala	Kuango	12,4
A.H. Luachimo II	Kuango	18
Total		4.646

2.4. PREÇOS E TARIFAS

As tarifas de energia elétrica para todo o país são determinadas pelo Ministério das Finanças, os valores atuais das tarifas não cobrem os custos do sector. A recuperação dos custos no sector foi estimada apenas em pouco mais de 20% em 2005, pelo que o mesmo tem necessitado de 80% dos custos em subvenção do governo para se manter em funcionamento [12][18].

Os consumos de energia elétrica são faturados mensalmente, com base na leitura mensal do contador instalado em cada local de consumo, ou tendo como referência o consumo médio/mês, nos casos em que o cliente não tenha um contador instalado. No período indicado na fatura, o cliente também pode comunicar a leitura do seu contador, seja por telefone ou junto aos balcões da empresa que lhe vende a energia. Na tabela 6 são apresentadas as tarifas praticadas em Angola em 2015.

Tabela 6 Tarifas de Energia Elétrica em Angola [19]

Baixa Tensão Doméstica (BT DOM)	Kz. 3,35/kWh
Baixa Tensão Tarifa Social (BT TS)	Kz.1,156/kWh
Baixa Tensão Tarifa Especial (BT DOM ESP)	Kz. 4,40 / kWh
Baixa Tensão Indústria (BT IND)	Kz. 4,40 / kWh
Baixa Tensão Comércio e Serviços (BT CS)	Kz. 4,40 / kWh
Baixa Tensão Iluminação Pública (BT IP)	Kz. 2,46 / kWh
Média Tensão Indústria (MT IND)	$F=Kz: 240,42 \times P + Kz: 2,02 \times W$
Média Tensão Comércio e Serviços (MT CS)	$F=Kz: 240,42 \times P + Kz: 2,02 \times W$

Para os consumos em média tensão, ver tabela 6, o valor da fatura é calculado através de uma fórmula de faturação, sendo o significado das variáveis o seguinte:

F - é a importância da fatura mensal em kwanzas;

P - é a ponta máxima de 15 minutos consecutivos, em kW;

W- é o consumo mensal, em kWh.

3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1. INTRODUÇÃO

O Sol representa a principal fonte de energia do nosso planeta, sem o qual a vida na terra não seria possível. A energia proveniente do sol chega a terra na forma de radiação solar e corresponde a uma quantidade anual de energia de $1,5 \times 10^{18}$ kWh [4].

As fontes de energia tradicionais que utilizam combustíveis fósseis, além dos mesmos serem um recurso limitado, são associados a vários problemas como por exemplo o aquecimento global. A energia solar não apresenta estes problemas uma vez que a sua utilização não gera impacto ambiental e por ser um recurso praticamente inesgotável [7].

Neste contexto, é de suma importância o desenvolvimento de tecnologia que permite o seu aproveitamento, uma vez que as sociedades atuais estão fortemente dependentes de utilização de energia [4][7].

3.2. TIPOS DE RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar incidente sobre um determinado recetor pode ser dividida em três partes [6]:

Radiação directa: composta por todos os raios que são recebidos pelo recetor em linha reta com o sol;

Radiação difusa: é a luz solar recebida indiretamente, proveniente da ação da difração das nuvens, nevoeiro, poeiras em suspensão e outros obstáculos presentes na atmosfera;

Radiação albedo: é a radiação solar recebida sobre a superfície terrestre que é reenviada para o espaço sob a forma de energia refletida.



Figura 3 Luz solar no seu percurso através da atmosfera [9]

A potência solar incidente por unidade de área designa-se por irradiância solar, representa-se por G e mede-se em W/m^2 ; a energia solar incidente por unidade de área designa-se por irradiação solar, representa-se por H e mede-se em kWh/m^2 [3].

3.3. POSIÇÃO E ESPECTRO SOLAR

A irradiância solar depende da altura do Sol (γ_s). Esta é calculada a partir de uma base horizontal. Devido à trajetória do Sol, a altura do Sol muda durante o dia e também durante o ano.

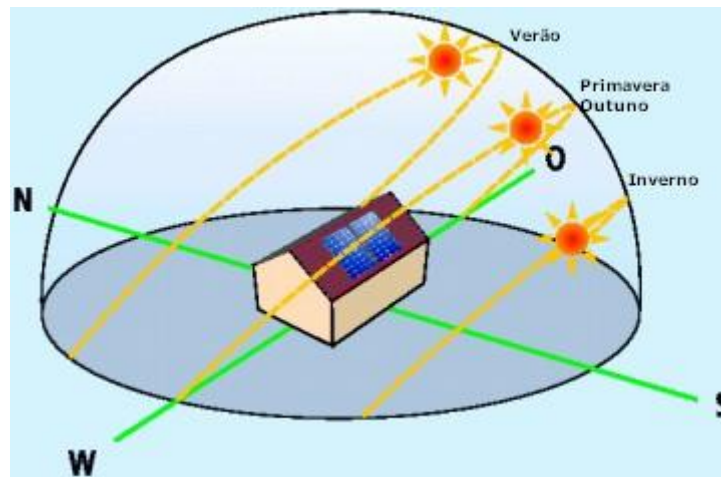


Figura 4 Trajetória do sol em diferentes estações do ano [36]

A luz solar toma o percurso mais curto através da atmosfera, quando a posição do Sol é perpendicular à superfície da Terra. Se o ângulo de incidência solar é mais baixo, o percurso através da atmosfera é mais longo. Nesta segunda posição, leva a uma maior absorção e difusão da radiação solar, o que implica uma menor irradiância. A Massa de Ar (factor AM), indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera para um local preciso, num determinado momento. A relação entre a posição do Sol (γ_s) e a Massa de Ar, é definida pela expressão 1 [9].

$$AM=1/\text{sen}\gamma_s \quad (1)$$

Neste contexto, $AM = 1$ quando a posição do Sol é perpendicular ($\gamma_s = 90^\circ$). Isto corresponde à posição solar no equador ao meio dia, no início da Primavera ou do Outono.

3.4. DECLINAÇÃO SOLAR

É o ângulo entre o plano do equador da Terra e o plano do equador do Sol. O cálculo deste valor pode ser obtido através da expressão 2 [4][6].

$$\text{sen}\delta_s \cong \text{sen } 23,45^\circ \text{ sen } [360(284 + n)/365]^\circ \quad (2)$$

Sendo n o número de dias desde o início do ano.

3.5. ÂNGULO DE INCLINAÇÃO

É o ângulo formado pelo plano da superfície do painel fotovoltaico e o plano do ponto de referência. O ângulo ideal de inclinação de um sistema fotovoltaico varia em função do local de instalação [6].

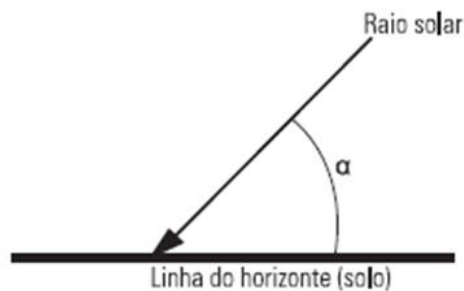


Figura 5 Inclinação de um módulo fotovoltaico [6]

3.6. ALTURA SOLAR

A altura solar pode ser calculada conhecendo os valores do ângulo de declinação e o valor da latitude do local. As expressões 3 e 4 permitem calcular o valor da altura solar no hemisfério norte e sul respectivamente [4] [6].

$$\gamma_s = 90 - \varphi + \delta_s \quad (3)$$

$$\gamma_s = 90 + \varphi - \delta_s \quad (4)$$

Onde γ_s representa a altura solar, φ a latitude do lugar e δ_s o ângulo de declinação solar. A expressão 5 permite o cálculo da altura solar com maior precisão.

$$\sin \gamma_s = \sin \varphi \cdot \sin \delta_s + \cos \varphi \cdot \cos \delta_s \cdot \cos h_s \quad (5)$$

Sendo h_s o ângulo horário solar ($^\circ$).

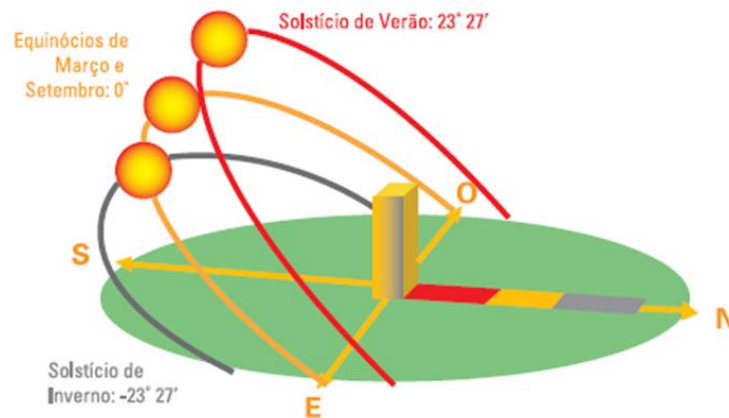


Figura 6 Variação da altura do Sol [6]

3.7. ÂNGULO DE INCIDÊNCIA

É o ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície do painel fotovoltaico. O ângulo de incidência pode ser calculado recorrendo a expressão 6 [4] [6].

$$\cos \beta = \sin \delta_s \cdot \sin \varphi \cdot \cos \alpha \quad (6)$$

Onde α é a inclinação do painel e β o ângulo de incidência.

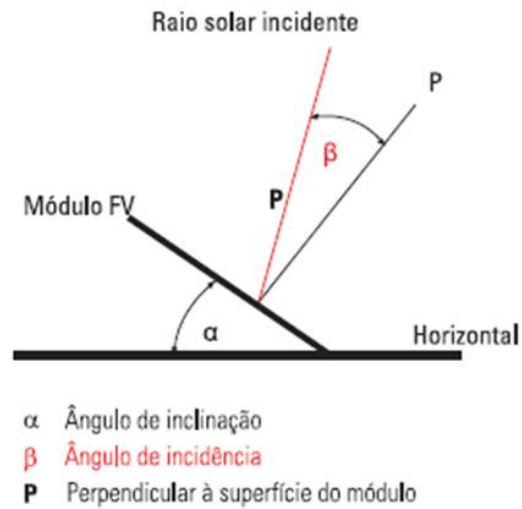


Figura 7 Ângulo de incidência [6]

3.8. ÂNGULO DE AZIMUTE

O ângulo de azimute define a direção do movimento do Sol. Ao meio dia, o Sol está virado a sul no hemisfério norte. O ângulo de azimute indica quantos graus as superfícies do painel fotovoltaico se desviam da direção sul exata. A expressão 7 permite obter o valor deste ângulo [4] [6].

$$\text{sena}_s = \frac{\cos \delta_s \cdot \text{senh}_s}{\cos \gamma_s} \quad (7)$$

Sendo a_s o ângulo de azimute.

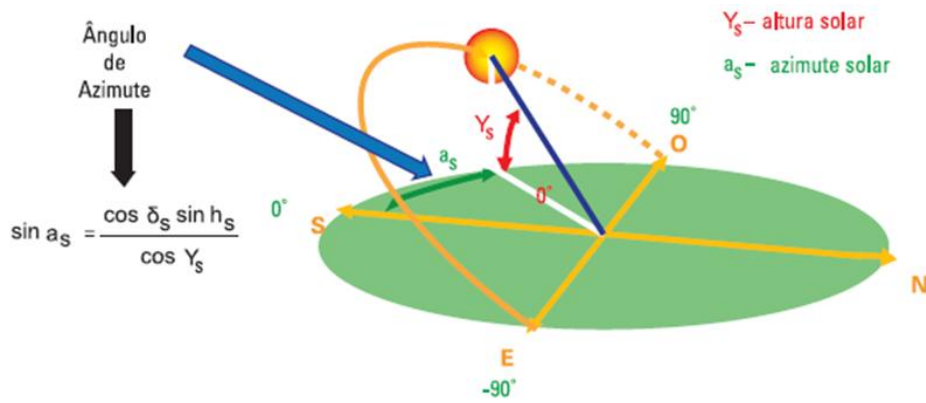


Figura 8 Ângulo de azimute [6]

3.9. ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS SOLARES

A radiação solar recebida numa superfície, depende da radiação incidente e da época do ano bem como do ângulo de inclinação do painel. Com a inclinação do painel na horizontal obtêm-se melhores resultados que com a colocação vertical. Existe uma inclinação intermédia que maximiza a eficiência do painel e denomina-se ângulo ótimo de inclinação. Este ângulo pode ser calculado de acordo com a expressão 8 [6][4].

$$\alpha = 3,7 + 0,69 \times \varphi \quad (8)$$

Nos sistemas fixos usa-se um ângulo ótimo que será o valor médio anual. Caso não seja possível determinar este ângulo pode-se usar um ângulo de inclinação igual à latitude do local. No hemisfério norte os painéis fotovoltaicos devem ser orientados a sul e no hemisfério sul orientados a norte [4].

3.10. EFEITO FOTOVOLTAICO

Fotovoltaico significa a transformação direta da luz em energia elétrica, recorrendo-se a células solares. As células solares mais comuns são constituídas por material semicondutor ao qual são adicionadas substâncias dopantes de modo a criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico, isto é, conversão direta da potência associada à radiação solar em potência elétrica DC (corrente contínua).

A célula é o elemento base de um sistema fotovoltaico, são agrupadas em série e/ou em paralelo dando origem a módulos fotovoltaicos e a agregação destes módulos dá origem a painéis fotovoltaicos.

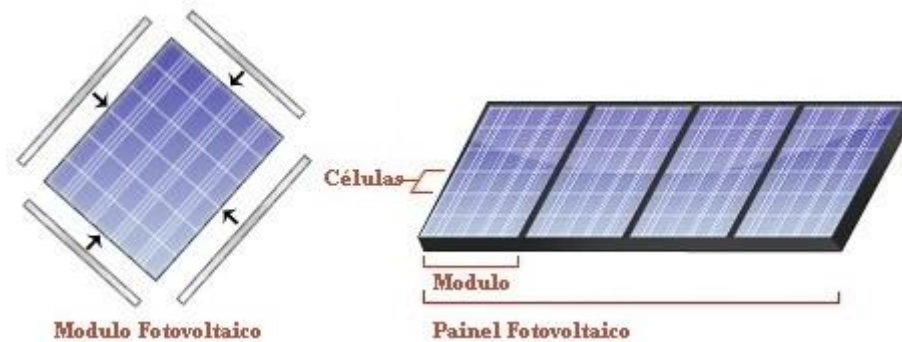


Figura 9 Painel solar fotovoltaico [36]

3.11. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA CÉLULA SOLAR

O material mais comum para fabricação das células solares é o silício. Um átomo de silício é constituído por catorze prótons e catorze eletrões. Na sua camada exterior ou banda de valência, existem quatro eletrões.

Num cristal de silício os átomos estão alinhados em uma estrutura cristalina onde existe a partilha de eletrões entre átomos vizinhos, este tipo de ligação designa-se por ligação covalente. Devido a esta partilha de eletrões o átomo encontra-se num estado estável. Para haver movimento de eletrões, estes têm de adquirir energia suficiente para passarem da banda de valência para a banda de condução. Assim quando um fóton da radiação solar contendo energia suficiente atinge um eletrão da banda de valência, este desloca-se para a banda de condução, deixando um buraco no seu lugar, o qual se

comporta como uma carga positiva. Neste caso, diz-se que o fóton criou um par elétron-buraco.

Uma célula fotovoltaica de silício puro não produz energia elétrica, os elétrons da banda de condução recombinam-se com os buracos. Para existir corrente elétrica é preciso haver uma diferença de potencial entre duas zonas da célula. Esse objetivo consegue-se por um processo conhecido por dopagem, que consiste na introdução na estrutura cristalina de átomos de elementos diferentes, com o objetivo de alterar as suas propriedades elétricas, criando duas camadas na célula: a camada tipo **p** e a camada tipo **n**, que possuem, respetivamente, um excesso de cargas positivas e um excesso de cargas negativas, em relação ao silício puro.

O boro é o elemento normalmente usado para criar a região tipo **p**. Um átomo de boro forma quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos de silício, mas como possui três elétrons na banda de valência, existe uma ligação apenas com um elétron, enquanto as restantes três ligações possuem dois elétrons. A ausência deste elétron é considerada um buraco, comportando-se como uma carga positiva que viaja através do material, pois, de cada vez que um elétron vizinho a preenche, outro buraco se cria.

O fosforo é o material usado para criar a região **n**. Um átomo de fosforo tem cinco elétrons na sua banda de valência, pelo que cria quatro ligações covalentes com os átomos de silício e deixa um elétron livre, que viaja através do material.

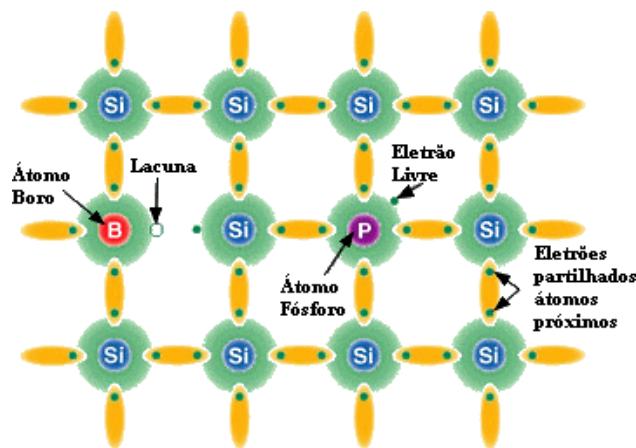


Figura 10 Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [36]

A região onde os dois materiais se encontram é chamada de junção **p-n**. Na junção **p-n** cria-se um campo elétrico que separa os portadores de carga. Excitados pelos fótons os elétrons e os buracos movem-se para os terminais negativo e positivo respectivamente (ver figura 11). Ligando os terminais a um circuito que se fecha exteriormente através de uma carga, circulara uma corrente elétrica contínua (DC).

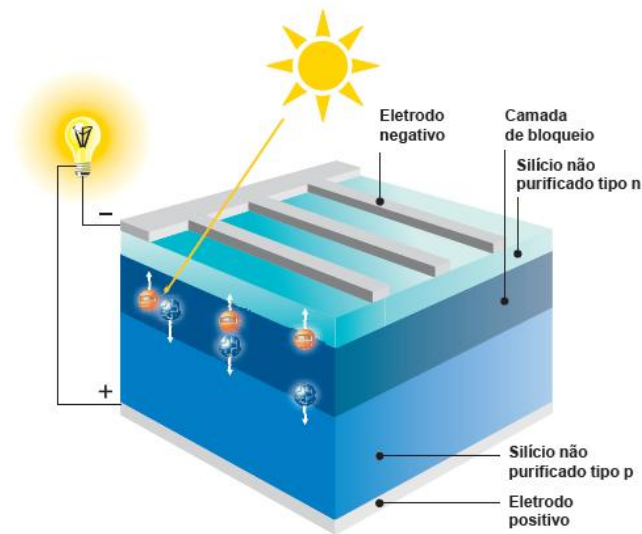


Figura 11 Estrutura e função de uma célula cristalina solar [37]

3.12. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Uma célula solar fotovoltaica pode ser representada através do circuito elétrico equivalente que se mostra na figura 12. A fonte de corrente I_s representa a corrente elétrica gerada pela radiação solar [3].

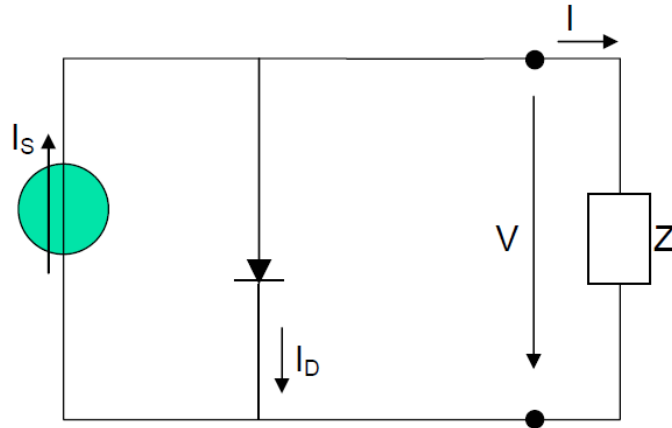


Figura 12 Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica [41]

A corrente no díodo é determinada pela expressão 9.

$$I_D = I_0(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1) \quad (9)$$

Sendo I_0 a corrente inversa de saturação do díodo, V a tensão aos terminais da célula, m fator de idealidade do díodo (díodo ideal $m = 1$; díodo real $m > 1$) e V_T o potencial térmico. O potencial térmico determina-se pela expressão 10.

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (10)$$

Sendo K a constante de Boltzmann ($K = 1,38 \times 10^{-23}$ J/K), T a temperatura absoluta da célula em Kelvin e q a carga elétrica do eletrão ($q = 1,6 \times 10^{-19}$ C).

A corrente que se fecha pela carga é determinada a partir da expressão 11.

$$I = I_s - I_0(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1) \quad (11)$$

3.13. FACTOR DE FORMA

O factor de forma representa um indicador da qualidade das células solares. Define-se como o quociente entre a potência máxima (P_{max}) e a potência teórica (P_T). As expressões 12 e 13 permitem calcular o factor de forma [7].

$$\frac{P_{max}}{P_T} = \frac{I_{MPP}V_{MPP}}{I_{cc}V_{oc}} \quad (12)$$

$$FF = \frac{I_{MPP}V_{MPP}}{I_{cc}V_{oc}} \quad (13)$$

Sendo I_{MPP} a corrente nominal (A) , V_{MPP} a tensão nominal (V) , V_{oc} a tensão de circuito aberto (V) e I_{cc} a corrente de curto-circuito (A).

O factor de forma apresenta valores entre 0,7 e 0,85 para as células de silício cristalino e 0,5 a 0,7 para as células de silício amorfo [7].

3.14. INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA E DA IRRADIÂNCIA

A corrente elétrica produzida numa célula solar aumenta com o aumento da irradiância solar (figura 13). Com o aumento da temperatura da célula resulta na diminuição da sua eficiência (figura 14), os valores de tensão de circuito aberto e do factor de forma diminuem, reduzindo o valor da potência máxima disponível [7].

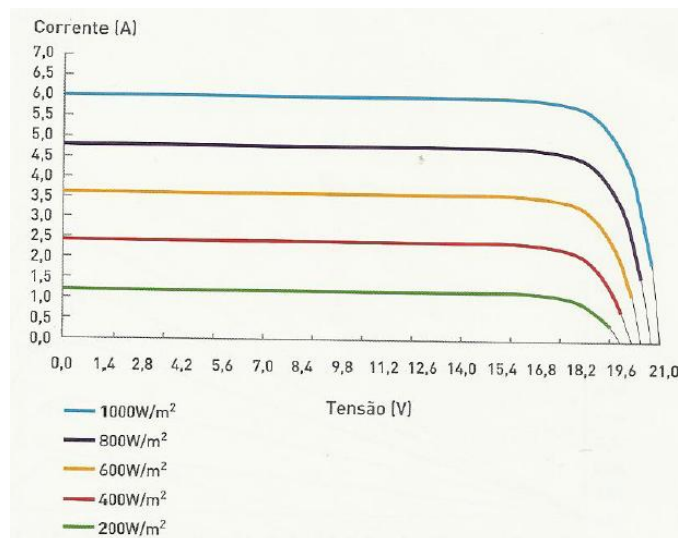


Figura 13 Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico [4]

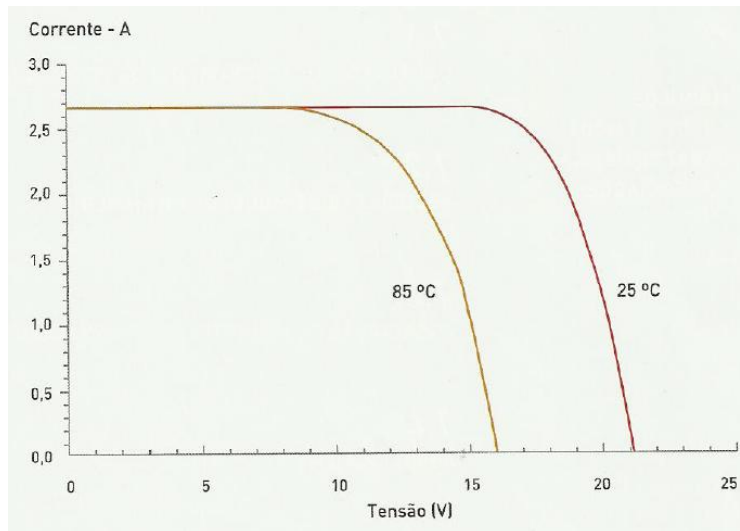


Figura 14 Curva característica corrente-tensão em função da temperatura [4]

O ponto da curva característica onde a célula solar funciona à máxima potência (figura 15) designa-se por ponto de potência máxima (MPP).

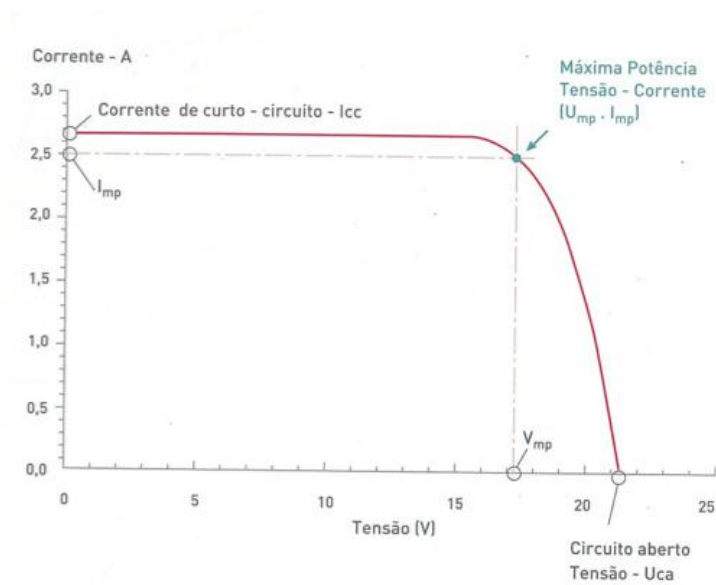


Figura 15 Curva característica de potência de um módulo FV [4]

3.15. ENERGIA FOTOVOLTAICA EM ANGOLA

Angola é um país que possui grande disponibilidade de radiação solar. Apesar deste facto o aproveitamento da radiação solar sobretudo para produção de energia eléctrica através de painéis fotovoltaicos é bastante reduzida, abrangendo apenas alguns sistemas isolados sobretudo em zonas remotas.

Angola tem condições climáticas favoráveis à produção de energia eléctrica através de geradores fotovoltaicos, atualmente esta produção pode unicamente ser feita através de sistemas fotovoltaicos autónomos, em virtude de não haver legislação e possivelmente condições técnicas para a utilização de sistemas fotovoltaicos ligados à rede pública de distribuição de energia eléctrica.

A figura 16 apresenta uma solução de um sistema autónomo para uma casa tradicional localizada numa aldeia em Angola.



Figura 16 Aldeia Angolana, sistema FV que alimenta uma residência [16]

O uso de fontes de produção de energia eléctrica de origem renovável como o caso da tecnologia fotovoltaica pode apresentar-se como uma solução para aumentar a taxa de

eletrificação no país. A figura 17 mostra os níveis de irradiação global diária no continente Africano, verifica-se tal como em Angola que o continente Africano apresenta boas condições para o aproveitamento da energia solar fotovoltaica.

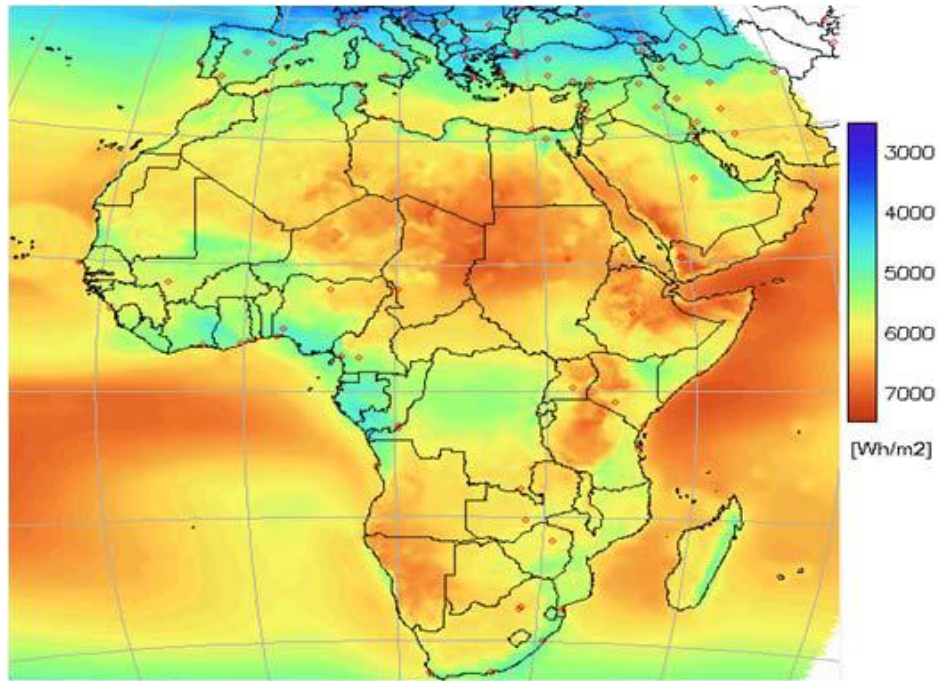


Figura 17 Distribuição média da irradiação global diária em África [20]

Recorrendo ao portal *PVGIS* disponível na internet, pode-se determinar para um dado local, uma série de indicadores importantes tais como: valores de radiação com diferentes ângulos, ângulo ótimo de inclinação, temperaturas médias diárias e mensais, etc [4]. A figura 18 ilustra a *interface* do *PVGIS*.

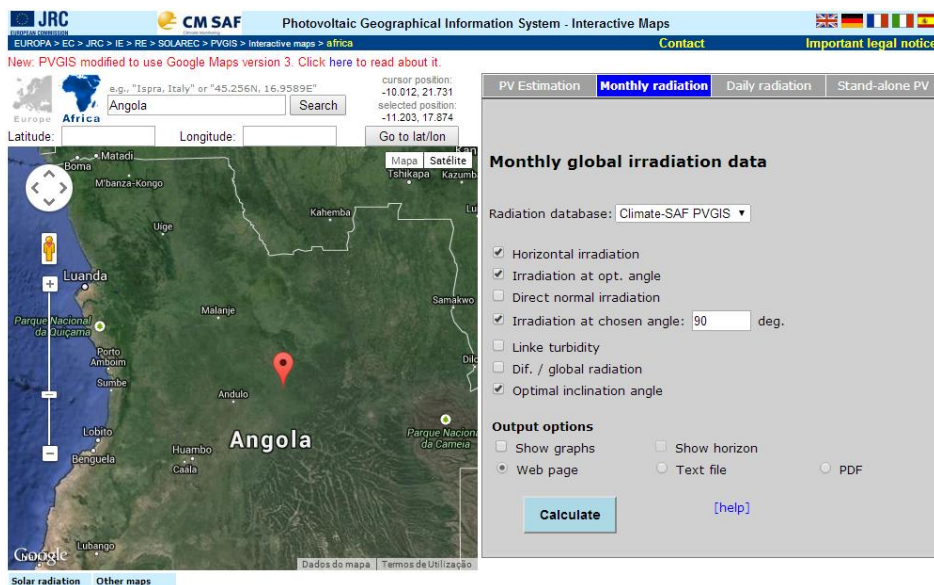


Figura 18 Interface parcial do PVGIS com Angola ao fundo [20]

A consulta do portal permite por exemplo conhecer os valores da irradiação solar em plano horizontal (H_h), com ângulo ótimo de inclinação (H_{opt}) e com ângulo de 90° $H(90)$. No anexo A apresentam-se os valores de irradiação solar para as 18 cidades capitais de província em Angola, como exemplo apresenta-se nas tabelas 7 e 8 os valores de radiação para as cidades de Luanda e Namibe para as três situações referidas.

Tabela 7 Irradiação solar na cidade de Luanda [20]

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Hh [Wh/m ² /dia]	6200	6080	5930	5330	5290	5120	4920	5200	5470	5350	5750	5900	5540
Hopt [Wh/m ² /dia]	5830	5880	5930	5530	5700	5610	5330	5460	5540	5240	5460	5520	5580
H (90) [Wh/m ² /dia]	950	983	1910	2900	3960	4420	3990	3300	2330	1110	948	968	2320

Tabela 8 Irradiação solar na cidade do Namibe [20]

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Hh [Wh/m ² /dia]	7360	7090	6730	6370	5590	4810	4660	5100	6020	6700	7330	7800	6290
Hopt [Wh/m ² /dia]	6740	6810	6880	7010	6540	5760	5470	5660	6290	6590	6810	7060	6460
H (90) [Wh/m ² /dia]	845	1200	2490	4060	5020	4920	4460	3800	2980	1760	832	1010	2790

Analisando os valores apresentados nas tabelas 7 e 8, verifica-se que para o ângulo ótimo de inclinação Outubro e Julho correspondem aos meses onde se regista o valor mais baixo da radiação solar disponível respetivamente.

Tabela 9 Ângulo Ótimo de Inclinação de Cidades em Angola [20]

Cidade	Ângulo (°)
Cabinda	7
Mbanza Congo	9
Dundo	14
Uíge	13
Caxito	11
Luanda	10
N'Dalatando	15
Malanje	16
Saurimo	17
Sumbe	13
Luena	19
Kuito	20
Benguela	15
Huambo	19
Menongue	20
Lubango	20
Namibe	16
Ondjiva	20

Na tabela 9 é apresentado os ângulos ótimos de inclinação para as 18 cidades capitais de província em Angola, verifica-se que os ângulos ótimos de inclinação situam-se no intervalo de 7° aos 20°.

4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas de produção fotovoltaicos convertem diretamente energia solar em energia elétrica. Os sistemas solares fotovoltaicos podem classificar-se em sistemas ligados à rede de distribuição, sistemas isolados e sistemas híbridos.

4.1. SISTEMAS LIGADOS À REDE

Os sistemas ligados à rede são sistemas de produção em que parte ou a totalidade da energia elétrica gerada é injetada na rede elétrica pública. Os sistemas ligados à rede de distribuição, em baixa ou média tensão, são mais simples e mais baratos para potências idênticas aos sistemas isolados pelo facto de dispensarem as baterias de acumuladores.

Os sistemas fotovoltaicos ligados à rede são constituídos basicamente por:

-Módulo fotovoltaico: Conversor direto da energia solar em energia elétrica em corrente contínua, ou seja, gerador elétrico;

-Inversor: Equipamento que converte a corrente contínua gerada pelo módulo fotovoltaico em corrente alternada.

Os inversores para ligação à rede têm características específicas de segurança que atuam para desligar automaticamente os sistemas FV caso haja falha de tensão da rede, evitando desse modo a injeção de energia na rede nessas circunstâncias [4].

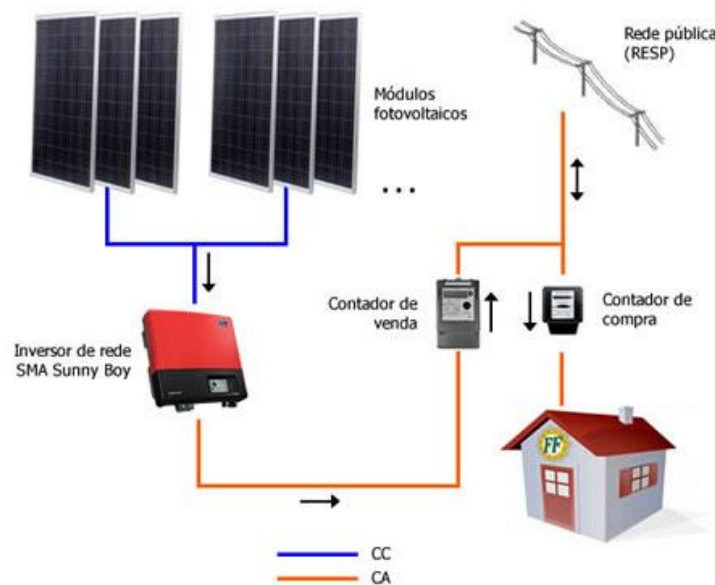


Figura 19 Sistema fotovoltaico ligado à rede [22]

4.2. SISTEMAS ISOLADOS

Sistemas isolados ou autônomos são sistemas de produção e de consumo de energia elétrica sem ligação à rede elétrica pública. Os sistemas autônomos constituíram um dos primeiros campos de operação da tecnologia fotovoltaica. A utilização deste tipo de sistemas autônomos é geralmente observada em locais onde não existe fornecimento de energia através da rede pública de distribuição de energia elétrica por razões técnicas e/ou económicas. Nestes casos, os sistemas fotovoltaicos autônomos podem constituir alternativas com uma vertente económica de elevado interesse.

Este cenário vem ao encontro do grande potencial para a implementação dos sistemas autônomos nos países em vias de desenvolvimento, onde grandes áreas permanecem sem fornecimento de energia elétrica. Os sucessivos avanços tecnológicos e a redução dos custos de produção em países industrializados poderão contribuir para a generalização deste tipo de aplicação.

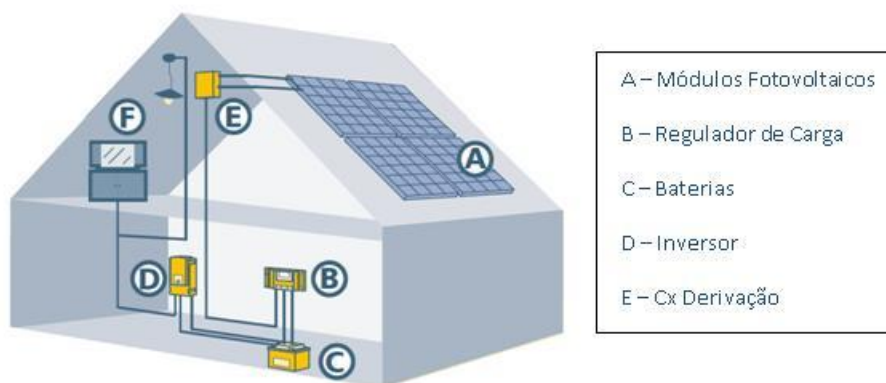


Figura 20 Sistema fotovoltaico isolado [38]

Estes sistemas além dos painéis e inversores que têm os sistemas ligados à rede, possuem, dadas as suas especificidades, os seguintes equipamentos:

-Regulador de Carga: Equipamento eletrônico que regula a carga da bateria com a energia proporcionada pelo módulo fotovoltaico e depois a sua descarga através dos dispositivos a alimentar;

-Bateria: Equipamento de acumulação da energia elétrica excedente do consumo no momento da sua produção pelo módulo fotovoltaico.

4.3. SISTEMAS HÍBRIDOS

Os sistemas híbridos são a combinação de sistemas fotovoltaicos com outras fontes de energia para garantir a carga das baterias na ausência de radiação solar. As fontes de energia auxiliares podem ser a Diesel, gás ou geradores eólicos. No caso de sistemas de

FV/Diesel, o gerador deverá funcionar quando as baterias atingem a sua carga mínima, deixando de funcionar quando atingirem um nível aceitável de carga.

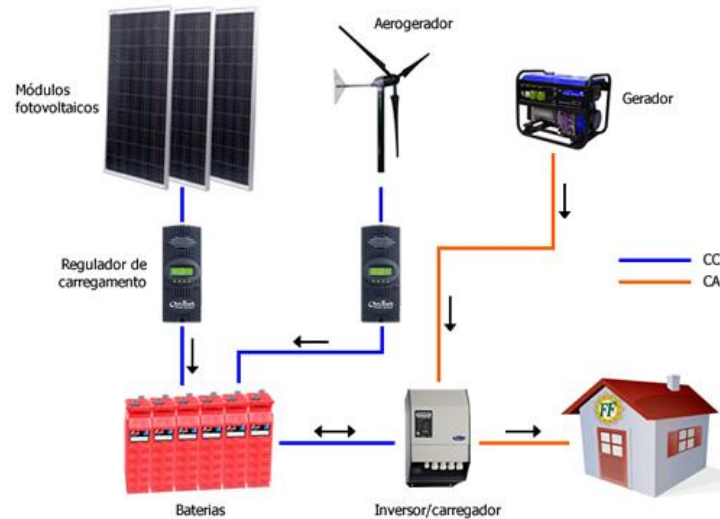


Figura 21 Sistema Híbrido [22]

4.4. MÓDULO FOTOVOLTAICO

O desenvolvimento tecnológico dos sistemas fotovoltaicos deu-se, em grande parte, baseado em células de silício, a chamada tecnologia convencional. A tecnologia fotovoltaica convencional constituída pelas células de silício cristalino, dominam o mercado em cerca de 87 %. As células de silício cristalino apresentam-se repartidas por três tipos principais [3]:

- Silício monocristalino, obtido através do corte de um lingote de um monocristal de silício puro, que representa cerca de 35% do mercado;
- Silício multicristalino (ou policristalino), proveniente de um lingote de silício com múltiplos cristais, que corresponde a 49% do mercado;
- Fitas de silício, envolvendo um processo de produção em que o silício fundido é puxado, dando origem a uma fita, com uma participação de 3 % do mercado.



Figura 22 Módulos FV de silício monocristalino (esquerda) e multicristalino (direita) [24]

A tecnologia fotovoltaica de maior eficiência em termos comerciais é a do silício cristalino, podendo-se considerar a regra empírica de 1 kWp=10 m² de área ocupada, relativamente a esta tecnologia [7].

Tabela 10 Necessidades de área em função do tipo de painel [7]

Material da célula	Área ocupada por 1 kWp
Silício monocristalino	7-9 m ²
Silício policristalino	8-11 m ²
CIS (Disseleneto de Cobre Índio)	11-13 m ²
CdTe (Telurieto de Cádmio)	14-18 m ²
Silício amorfo	16-20 m ²

Por conseguinte, em situações em que o espaço disponível é limitado pode ser compensada escolhendo uma tecnologia mais eficiente por unidade de área. Outra característica importante também na seleção do tipo de módulo fotovoltaico é a que está relacionada com o seu coeficiente térmico (modificação dos parâmetros elétricos com a variação da temperatura), um fator a considerar em particular em locais onde se verificam elevadas temperaturas.

Das características dos módulos fotovoltaicos, algumas fazem parte da sua chapa de características, e outras apenas se podem consultar em literatura específica dos fabricantes. Uma das principais características é a sua potência nominal ou potência de pico, define-se como a potência máxima em corrente contínua (DC) nas condições de referência (CTS),

isto é, irradiância incidente igual a 1000 W/m^2 e temperatura da célula de 25°C . A potência-pico mede-se em watt-pico (Wp) [3].

A tabela 11 apresenta uma ficha técnica de um fabricante de módulos fotovoltaicos.

Tabela 11 Dados de um módulo solar fotovoltaico [5]

Módulo Solar Monocristalino				
Características Elétricas	Símbolo	Unidade	Modelo A	Modelo C
Potência nominal	P_n	Wp	110	110
Tolerância de potência	ΔP	%	+5	+5
Potência mínima	P_{\min}	Wp	100	90
Corrente nominal	I_{MPP}	A	6,3	5,9
Tensão nominal	V_{MPP}	V	17,3	17
Corrente curto-circuito	I_{cc}	A	6,9	6,5
Tensão circuito aberto	V_{oc}	V	21,7	21
Tensão máx.admissiv.	V_{\max}	V	1000	1000
Eficiência	η	%	12,7	11,5

Associação de Módulos Fotovoltaicos em Série

Com este tipo de associação consegue-se obter maiores tensões, mantendo a corrente estipulada do módulo. Não deve ser ultrapassada a tensão máxima de associação, valor este indicado no catálogo do fabricante. São colocados díodos de desvio (*by-pass*) com objetivo de prevenir avarias nos módulos, evitando deste modo que os sistemas FV bloqueiem. Para esta associação os principais parâmetros são calculados com recurso as expressões 14 a 17.

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n \times V \quad (14)$$

$$I_T = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n \quad (15)$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n \quad (16)$$

$$P_T = V_T \times I_T \quad (17)$$

Onde:

n -Número de módulos;

V_n – Tensão de funcionamento de cada módulo [V];

V_T - Tensão total do gerador FV [V];

I_n – Corrente fornecida por cada módulo [A];

I_T - Corrente total do gerador FV [V];

P_n – Potência fornecida por cada módulo [Wp];

P_T – Potência total do gerador FV [Wp].

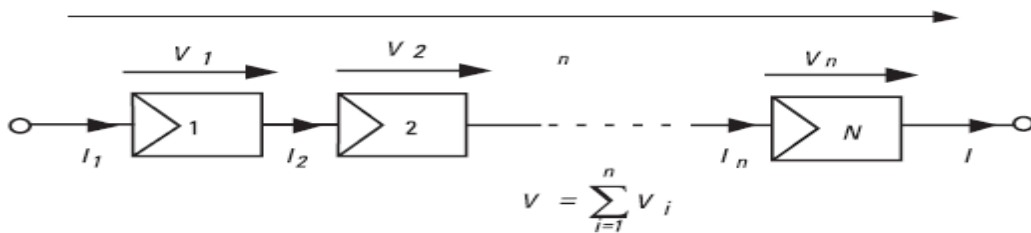


Figura 23 Associação de módulos em série [6]

Associação de Módulos Fotovoltaicos em Paralelo

Na associação em paralelo conseguem-se maiores valores de corrente, mas obtém-se o mesmo valor de tensão de cada módulo. As expressões 18 a 21 permitem calcular os parâmetros característicos desta associação.

$$V_T = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (18)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n = n \times I \quad (19)$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n \quad (20)$$

$$P_T = V_T \times I_T \quad (21)$$

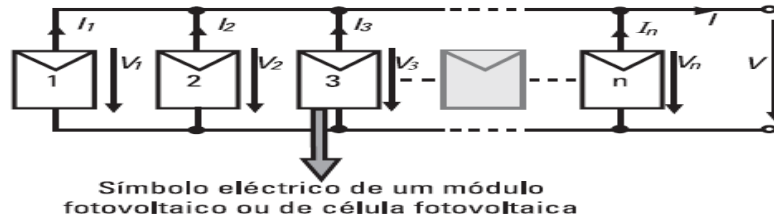


Figura 24 Associação de módulos em paralelo [6]

Associação Mista de Módulos Fotovoltaicos

Na associação mista de módulos FV obtêm-se as características das associações série e paralelo, sendo possível conseguir maiores valores de corrente e de tensão.

4.5. BATERIAS DE ACUMULADORES

O armazenamento de energia eléctrica é fundamental nos sistemas autónomos, uma vez que a produção e o consumo de energia eléctrica geralmente não coincidem, quer ao longo do dia quer ao longo do ano. A bateria configura um componente essencial, permitindo o armazenamento de energia eléctrica. A um conjunto de acumuladores ligados em série denomina-se de bateria de acumuladores.

As baterias de ácido de chumbo são as mais utilizadas nas instalações fotovoltaicas, são formadas por células individuais com uma tensão nominal de 2 V. Para se obter maiores valores de tensão nominal, as células são agrupadas num invólucro comum e ligadas internamente em série, por exemplo 6 células para uma tensão de 12 V.

Uma bateria é basicamente um recipiente com duas placas, uma positiva e outra negativa, isoladas e imersas num eletrólito de ácido sulfúrico (H₂SO₄). As placas atuam como elétrodos e consistem basicamente em grelhas de chumbo com a função de reter a matéria ativa e conduzir a corrente eléctrica. Com a bateria carregada, a massa ativa no

elétrodo negativo é feita de chumbo (Pb), e no elétrodo positivo de dióxido de chumbo (PbO₂). As baterias armazenam ou fornecem energia elétrica através das reações químicas de oxidação-redução que se processam no seu interior.

Tipologia e características das baterias de ácido de chumbo

As baterias de ácido de chumbo podem ser divididas em diferentes tipos, de acordo com a tecnologia da placa e o tipo de eletrólito que utilizam. Nas instalações fotovoltaicas são utilizadas baterias húmidas de eletrólito fluido (conhecidas por baterias solares), baterias de gel, baterias estacionárias de placa tubular e baterias de bloco [9].

Baterias Húmidas

A bateria de ácido de chumbo é a bateria mais simples usada em instalações fotovoltaicas, é composta por placas e por fluido eletrólito. Ambos os elétrodos, positivo e negativo, constituem as placas da bateria. Como a matéria ativa pode ser espalhada na estrutura da grelha, as placas podem ser produzidas a um custo reduzido. Estas baterias são mais adequadas para o armazenamento de curta duração, por exemplo para caravanas de campismo, barcos e casas de ocupação temporária.

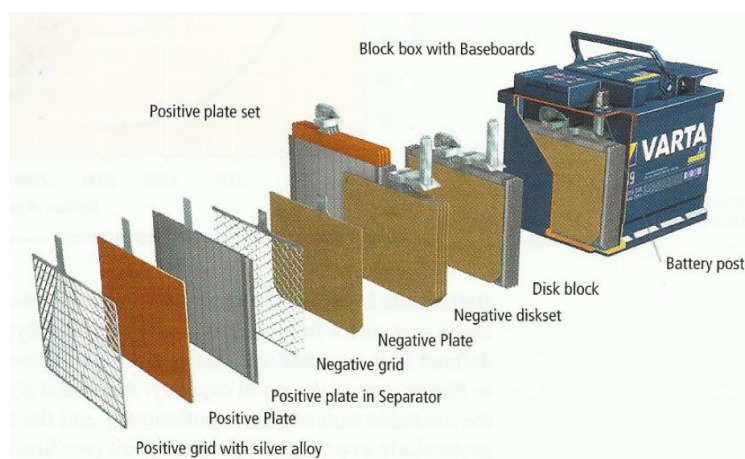


Figura 25 Vista expandida de uma bateria de ácido de chumbo [10]

Baterias de Gel

A bateria de gel de chumbo é uma versão melhorada da normal bateria de ácido de chumbo. O ácido sulfúrico é imobilizado com o uso de aditivos, passando a ter a consistência de um gel. Estas baterias têm um maior ciclo de vida útil, não libertam gases, o seu invólucro é completamente selado e não requerem cuidados de manutenção durante o tempo de vida útil.

Estas baterias são equipadas com uma válvula de segurança, que permite a libertação dos gases que se vão acumulando, em resultado das sobrecargas da bateria, sendo por isso designadas por baterias de ácido de chumbo reguladas por válvulas (VRLA).

Baterias Estacionárias com Placas Tubulares

Este tipo de baterias são adequadas para operações permanentes durante longos períodos e representam uma boa escolha para aplicações solares autónomas. As baterias de placas tubulares estão disponíveis como baterias húmidas do tipo *OPzS* ou placa tubular estacionária especial, que contêm eletrólito fluido e separadores especiais, ou então como baterias seladas, com eletrólito de gel e válvulas de segurança do tipo *OpzV* ou placa tubular estacionária selada.

Diferenciam-se das outras baterias pelo desenho dos elétrodos positivos, que são constituídos por placas tubulares. Nestas placas existem tubos permeáveis que rodeiam as varetas, através dos quais passa o eletrólito. O tubo protetor mantém mecanicamente a matéria ativa no espaço interior e limita a sedimentação (queda de finas partículas da matéria ativa no fundo da caixa da bateria). As placas tubulares são particularmente estáveis, incrementando os ciclos de vida da bateria.

Baterias de Bloco com Placas Positivas Planas

As baterias de bloco de eletrólito fluido, estão classificadas entre as baterias estacionárias. Os elétrodos positivos são placas planas, um compromisso entre as placas radiais (grelha) e as placas tubulares. As varetas não estão encaixadas individualmente, mas sim inseridas num elemento protetor comum. Consegue-se assim simplificar o processo e reduzir os custos de fabrico em relação às placas tubulares, mantendo uma

esperança de vida superior à das placas radiais. Os elétrodos negativos da bateria de bloco são novamente placas radiais. As baterias de bloco caracterizam-se pela sua elevada fiabilidade e ciclo de vida.

Associação de baterias

A associação de baterias de acumuladores é realizada quando se pretende:

- Maior capacidade global de armazenamento;
- Tensões mais elevadas, no caso da ligação em série.

Na ligação das baterias em série deve-se ter em conta que estas devem ser todas iguais ou seja, com as mesmas características.

Na associação em série verifica-se:

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (22)$$

$$I_T = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n \quad (23)$$

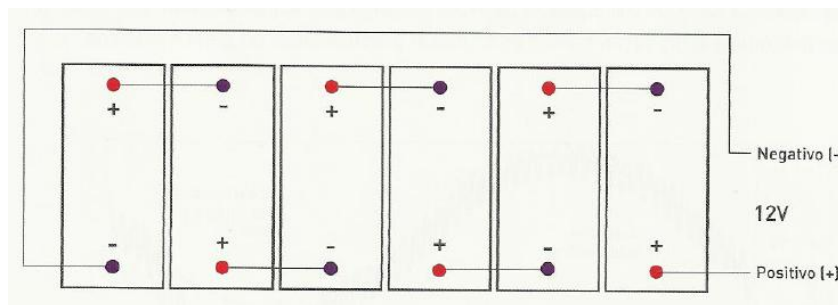


Figura 26 Bateria de acumuladores em série [4]

Na ligação em paralelo verifica-se:

$$V_T = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (24)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad (25)$$

Onde:

n -Número de baterias;

V_n – Tensão de funcionamento de cada bateria [V];

V_T - Tensão total da associação de baterias [V];

I_n – Corrente fornecida por cada bateria [A];

I_T - Corrente total da associação de bateria [V].

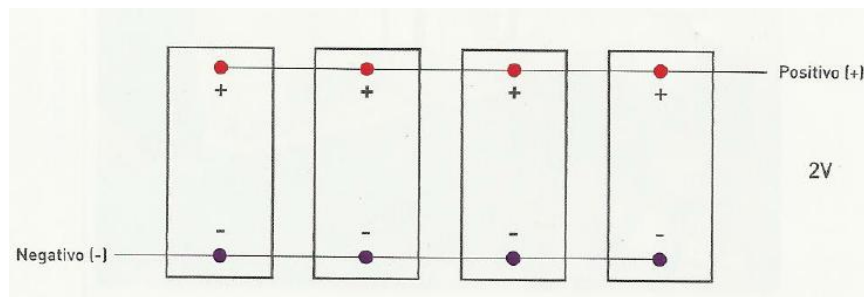


Figura 27 Bateria de acumuladores em paralelo [4]

Quando liga-se baterias em série ou em paralelo deve-se assegurar que têm as mesmas características e que sejam preferencialmente do mesmo fabricante.

4.6. REGULADOR DE CARGA

Uma das principais funções do regulador de carga é a de proteger as baterias contra sobrecargas. Outra função consiste em impedir que a bateria continue a receber carga do gerador fotovoltaico quando esta estiver na carga máxima, prevenindo que se deteriore. Controlam a carga da bateria pela análise da tensão da mesma e interrompem o fornecimento às cargas externas quando é atingida a profundidade máxima de descarga.



Figura 28 Regulador de carga do fabricante Steca [23]

Os reguladores são configurados em função do tipo de bateria, aplicação e condições climáticas.

Solar Charge Controller	PR 1010	PR 1515	PR 2020	PR 3030
System voltage	12 V (24 V)			
Max. module input short circuit current	10 A	15 A	20 A	30 A
Max. load output current	10 A	15 A	20 A	30 A
Max. self consumption	12 mA			
End of charge voltage (float)	liquid 13.9 V (27.8 V); gel 14.1 V (28.2 V)			
Boost charge voltage; 2 h	14.4 V (28.8 V)			
Equalisation charge (deactivated for gel accu); 2 h	14.7 V (29.4 V)			
Reconnection setpoint (SOC/LVR)	> 50 % / 12.6 V (25.2 V)			
Deep discharge protection (SOC/LVD)	< 30 % / 11.1 V (22.2 V)			
Ambient temperature allowed	-10 °C...+50 °C			
Terminal size (fine/single wire)	16 mm ² / 25 mm ²			
Enclosure protection class	IP 22			
Weight	350 g			
Dimensions l x w x h	187 x 96 x 44 mm			

Technical data at 25 °C / 77 °F

Figura 29 Folha característica de alguns modelos de reguladores de carga [23]

4.7. INVERSORES

As redes de distribuição de energia elétrica bem como a generalidade dos eletrodomésticos utilizados nas habitações funcionam em corrente alternada. Como os módulos fotovoltaicos produzem uma tensão contínua, necessita-se de um equipamento que faz a conversão dessa tensão contínua para um valor de tensão em corrente alternada a uma determinada frequência. Este equipamento denomina-se inversor.

O inversor tem um símbolo elétrico que o identifica. Este está representado na figura 30.

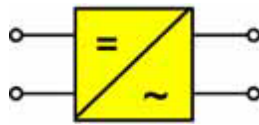


Figura 30 Símbolo elétrico do inversor [9]

A figura 31 ilustra um sistema fotovoltaico onde podemos encontrar vários equipamentos dentre os quais um inversor.

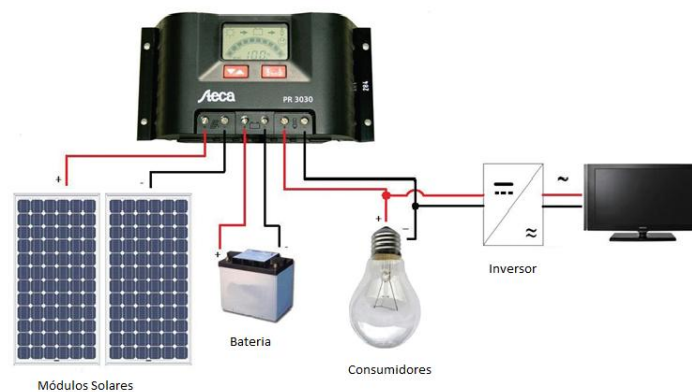


Figura 31 Inversor inserido num sistema FV [6]

Determinados inversores também funcionam como reguladores de carga, nesse caso, o uso de um regulador no sistema não seria necessário. Um inversor deve possuir determinadas características [6]:

- Arranque automático;
- Sinalização adequada;
- Segurança;
- Baixa distorção de harmónicos;
- Eficiência razoável;

- Capacidade de resistir a picos de potência;
- Estabilização da tensão;
- Possibilidade de ligação em paralelo com mais inversores.

Os inversores deverão estar identificados com a seguinte informação [6]:

- Potência nominal (VA ou W);
- Tensão nominal de entrada (V);
- Tensão (V) e frequência (Hz) nominais de saída;
- Fabricante e número de série;
- Polaridade e terminais.

O inversor deve ligar-se diretamente aos terminais da bateria, nas instalações fotovoltaicas autónomas. Neste tipo de instalações as correntes solicitadas são geralmente elevadas para o controlador de carga. Estes inversores têm como principais características as seguintes [9]:

- Corrente alternada sinusoidal, com a tensão e a frequência estabilizadas;
- Excelente eficiência de conversão, mesmo para operações em regime de carga parcial;
- Elevada tolerância às correntes de arranque;
- Elevada tolerância perante as flutuações de tensão da bateria;
- Proteção contra uma profunda descarga da bateria;
- Baixo consumo em *stand-by* (espera), com deteção automática da presença de uma carga;
- Proteção contra curto-circuitos no lado da saída;

- Elevada compatibilidade eletromagnética;
- Baixo conteúdo harmónico;
- Protecção contra sobretensões.

Um dos principais parâmetros de um inversor é a sua eficiência de conversão, ou seja, o seu rendimento. O rendimento é o quociente entre a potência à saída do inversor com a potência de entrada. A expressão 26 permite calcular o rendimento de um inversor [4].

$$\eta = \frac{\text{Potência de saída efectiva, } P_{AC}}{\text{Potência de entrada efectiva, } P_{DC}} \quad (26)$$

Valores usuais de rendimento de inversores situam-se entre 0,86 e 0,95 (86 a 95%) [4].

4.8. VANTAGENS E DESVANTAGENS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

As principais vantagens que caracterizam os sistemas fotovoltaicos quando comparados com os sistemas de produção de electricidade convencionais, são [7]:

- **Fiabilidade:** mesmo em condições severas os sistemas fotovoltaicos apresentam grande fiabilidade;
- **Duração:** A maioria dos fabricantes garante pelo menos 25 anos como vida útil dos módulos fotovoltaicos;
- **Baixo custo de manutenção:** os sistemas fotovoltaicos apenas requerem inspeções periódicas e manutenção ocasional, portanto os custos são mais baixos se comparados aos sistemas convencionais;
- **Ausência de custos com o combustível:** como estes sistemas utilizam a energia proveniente da radiação solar, não existem custos associados a combustível;
- **Poluição sonora reduzida:** os sistemas fotovoltaicos não produzem ruído, mesmo no caso dos sistemas com seguidores solares;

- Modularidade: pode-se aumentar a produção de eletricidade adicionando módulos fotovoltaicos ao sistema instalado;
- Segurança: os sistemas fotovoltaicos não utilizam combustíveis fósseis e são seguros quando dimensionados e instalados de forma adequada.

As principais desvantagens que caracterizam os sistemas fotovoltaicos são [7]:

- Custo inicial: o custo inicial dos sistemas fotovoltaicos é elevado, logo cada solução fotovoltaica deve ser corretamente avaliada e comparada com alternativas existentes;
- Disponibilidade da radiação solar: As condições climáticas afetam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos condicionando assim a escolha de qualquer solução a implementar;
- Armazenamento de energia: alguns sistemas fotovoltaicos necessitam de baterias para armazenar energia, aumentando deste modo a dimensão, o custo e a complexidade do sistema;
- Eficiência: quando se necessita de um sistema fotovoltaico com custo de produção de energia elétrica otimizado, exige a utilização de equipamentos com eficiências elevadas. Esta condição impõe muitas vezes que seja necessário substituir equipamentos existentes por outros mais eficientes;
- Informação: os sistemas fotovoltaicos são ainda uma tecnologia nova em países em vias de desenvolvimento onde poucas pessoas conhecem o seu potencial de aplicação.

4.9. MANUTENÇÃO

Os componentes utilizados nas instalações de energia solar são robustos e duradouros. Muitos fabricantes de módulos solares indicam 25 ou mais anos como o seu tempo de vida útil. Os módulos fotovoltaicos requerem pouca manutenção em virtude de serem fabricados para suportar condições atmosféricas adversas. Mesmo assim, uma inspeção regular pode contribuir para aumentar a sua vida útil.

A manutenção requerida pelos módulos fotovoltaicos são normalmente indicadas pelos fabricantes, mas de um maneira geral podem ser consideradas as seguintes ações [1]:

- Limpeza periódica dos módulos para evitar que se acumule sujidade sobre a sua superfície;
- Inspeção do estado das ligações elétricas e dos cabos com particular destaque aos do módulo fotovoltaico e da bateria;
- Verificação do estado da estrutura de suporte do módulo fotovoltaico e da sua ancoragem.

4.10. PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Existem vários *softwares* que permitem um estudo detalhado de sistemas fotovoltaicos desde sistemas ligados à rede e autónomos, sistemas fotovoltaicos dedicados a bombagem de água, etc. De seguida é apresentado alguns programas de simulação de uso generalizado.

Solterm

O SolTerm é um programa de análise de desempenho de sistemas solares, através de simulação numérica de balanços energéticos ao longo de um ano de referência, e especialmente concebido para as condições climáticas e técnicas de Portugal [28].

PV F-CHART

É um programa de projeto e análise de sistemas fotovoltaicos cujos cálculos baseiam-se em métodos desenvolvidos na Universidade de *Wisconsin* que incorporam a variação estatística de radiação e cargas [25].

PV*SOL

O PV*SOL é um programa desenvolvido na Alemanha para planeamento e simulação de sistemas fotovoltaicos ligados a rede e autónomos. Possui várias funções que permitem a otimização dos sistemas dimensionados [27].

RETScreen

É um programa desenvolvido em *Microsoft Excel* para estudo de projetos de energias renováveis como fotovoltaica, eólica, geotérmica, biomassa, etc. Com este programa é possível fazer diferentes tipos de estudo desde análise energética, análise financeira, análise de emissões, análise de custos e análise de risco [26].

PVsyst

É um programa para estudo, dimensionamento e análise de dados para sistemas fotovoltaicos. O PVsyst pode ser utilizado para projetar e simular sistemas fotovoltaicos ligados à rede, autónomos, para bombeamento de água e sistemas ligados a redes de transporte em corrente contínua [40].

5. DIMENSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Para começar a planejar um sistema fotovoltaico com vista à sua concepção e determinação do orçamento subsequente, é crucial entender o local de instalação. A visita ao local de instalação permite que se faça uma avaliação preliminar das condições básicas existentes, que podem dar uma indicação favorável ou não sobre a instalação de um sistema fotovoltaico.

Durante a visita ao local na fase de planejamento, o registro de todos os dados necessários para o correto dimensionamento e instalação do sistema devem ser verificados, dentre muitos constam os seguintes [9]:

- Disponibilidade da área do telhado, fachadas e/ou superfícies disponíveis na envolvente;
- Orientação e inclinação das estruturas disponíveis à colocação do sistema;
- Formato do telhado, características da estrutura e subestrutura, e tipo de cobertura;
- Aberturas utilizáveis no telhado como telhas de ventilação ou condutas de chaminé;

- Dados sobre sombreamentos;
- Locais potenciais à instalação do gerador, das caixas de junção, do interruptor de corte principal (DC) e do inversor;
- Caixa do contador e espaço para um contador extra;
- Comprimento dos cabos, rede de cablagem e método de implantação da canalização elétrica;
- Produção energética desejada ou potência fotovoltaica a instalar.

5.1. SISTEMAS LIGADOS À REDE

O dimensionamento de sistemas FV ligados à rede pode ser feito segundo os seguintes procedimentos [4]:

1º- Selecionar o tipo de Módulos

Selecionar tipo de módulos FV: silício monocristalino ou policristalino.

2º- Calcular número de módulos

O número de módulos calcula-se do seguinte modo:

$$N = \frac{P_{FV}}{P_{max}} \quad (27)$$

Sendo P_{FV} a potência do gerador fotovoltaico (Wp) e P_{max} a potência máxima de cada módulo (Wp).

3º- Escolher o Inversor

A potência do inversor deverá estar compreendida no seguinte intervalo:

$$0,7 \times P_{FV} < P_{INV DC} < 1,2 \times P_{FV} \quad (28)$$

Onde $P_{INV DC}$ representa a potência do inversor em corrente contínua (W).

4º- Número máximo de módulos por fileira

É limitado pela tensão máxima do sistema, isto é, a tensão DC máxima admissível para interligar módulos em série e também pela tensão máxima de entrada do inversor. No caso de disparo por falta de tensão da rede, em um dia com baixas temperaturas, a tensão de circuito aberto nos módulos, V_{OC} , torna-se muito elevada, se o disparo for no lado AC. Este problema deve ser evitado através da limitação do número de módulos e a tensão máxima da associação em série.

A tensão do módulo com uma temperatura de -10°C calcula-se pela expressão 29.

$$V_{OC(-10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \times \Delta V}{100}\right) \times V_{OC(\text{CTS})} \quad (29)$$

Sendo $V_{OC(\text{CTS})}$ a tensão de circuito aberto (V), ΔV o coeficiente de temperatura (mV/ $^{\circ}\text{C}$).

Em caso de falta de dados para o cálculo, pode-se considerar que o incremento da tensão com a temperatura é cerca de 14 %.

$$V_{OC(-10^{\circ}\text{C})} = 1,14 \times V_{OC(\text{CTS})} \quad (30)$$

5- Número mínimo de módulos por fileira

É determinado pela tensão mínima de funcionamento do inversor. Esta tensão verifica-se normalmente para a temperatura máxima de funcionamento que é normalmente prevista para 70°C e que se calcula pela expressão 31.

$$V_{MPP(70^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{45^{\circ}\text{C} \times \Delta V}{100}\right) \times V_{MPP(\text{CTS})} \quad (31)$$

Onde V_{MPP} representa a tensão nominal no módulo (V).

Na falta de dados dos módulos pode-se efetuar o cálculo atendendo a que o decréscimo é de cerca de 18%.

$$V_{MPP(70^{\circ}C)} = 0,82 \times V_{MPP(CTS)} \quad (32)$$

6º- Número de fileiras em paralelo

O número de fileiras em paralelo determina-se por:

$$n_{fil} = \frac{I_{max\ inv}}{I_{Pmax}} \quad (33)$$

Sendo $I_{max\ inv}$ a corrente máxima do inversor (A) e I_{Pmax} a corrente máxima do módulo fotovoltaico (A).

7º- Configuração do gerador fotovoltaico

A configuração do gerador FV apresenta as seguintes limitações:

- Número máximo de módulos em série;
- Número mínimo de módulos em série;
- Número máximo de fileiras;
- Número total de módulos.

8º- Cablagens DC e Seccionamento

No dimensionamento dos cabos três critérios fundamentais devem ser observados: o comprimento dos limites fixados pela tensão nominal e pela intensidade de corrente máxima admissível do cabo, e a minimização das perdas na linha. O dimensionamento dos cabos e dispositivos de seccionamento devem estar de acordo com a norma IEC 60364-7-712.

9º-Ligação à rede

As condições para se estabelecer a ligação a rede recetora deverão ser sempre esclarecidas junto do respetivo operador de rede, antes do pedido da licença de estabelecimento da instalação de produção. Os sistemas ligados à rede requerem um quadro legal que define as regras para o estabelecimento da instalação de produção e os benefícios para o consumidor.

5.2. SISTEMAS ISOLADOS

O dimensionamento de sistemas isolados pode ser efetuado de forma aproximada sem recurso a *software* recorrendo a diversas metodologias de cálculo. De seguida é apresentada uma metodologia simples de dimensionamento [4].

1º- Energia diária a fornecer aos consumos (Wh)

São necessários dados da quantidade, potências e tempos de funcionamento dos equipamentos a alimentar. A energia a prever para a alimentação será o somatório das energias parciais previsíveis a consumir pelos diversos aparelhos, é dado pela expressão 34.

$$W_D = \sum_{i=1}^n P_i \times t_i \quad (34)$$

Sendo W_D a Energia diária (Wh/dia), P a potência dos equipamentos (W), t o tempo previsto de funcionamento do equipamento (h) e n a quantidade de equipamentos.

2º- Capacidade diária de energia do gerador, W_{FV} (Wh)

A produção do gerador FV tem de ser suficiente para alimentar as cargas, bem como as perdas inerentes ao sistema. Entre estas temos as perdas na cablagem e as perdas no inversor. Estas perdas serão designadas como o primeiro fator de correção K_1 dado pela expressão 35.

$$K_1 = K_{cab} \times K_{conv} \quad (35)$$

Sendo K_{cab} o fator de perdas das cablagens e K_{conv} fator de perdas da conversão.

Além destas perdas, existem outros fatores que interferem no cálculo do sistema. Um destes fatores é a radiação solar que é muito variável ao longo do ano. Determina-se um novo fator de correção, K_2 , relativo ao número de horas equivalentes à radiação padrão de 1000 W/m^2 através da expressão 36.

$$K_2 = \frac{H_{opt}}{G} \quad (36)$$

Sendo H_{opt} a radiação no local com ângulo ótimo de inclinação (Wh/m^2) e G a radiação padrão (1000 W/m^2).

3º- Potência do Gerador Fotovoltaico

Determina-se recorrendo à fórmula:

$$P_{FV} = \frac{W_D}{K_1 \times K_2} \quad (37)$$

4º- Bateria de acumuladores

Para efetuar o dimensionamento é necessário os seguintes dados:

- Consumo diário em Ah;
- Profundidade de descarga máxima da bateria;
- Eficiência da bateria;
- Tipo de módulos FV a ser utilizado, isto é, o valor da tensão do módulo, para se ter um igual valor tanto no painel como na bateria;
- Número de dias de reserva de carga da bateria.

O consumo diário em Ah determina-se pela expressão:

$$W_{Ah} = \frac{W_{Wh}}{V} \quad (38)$$

Sendo V a tensão da bateria (V) e W_{Wh} a energia diária (Wh).

A bateria dimensiona-se então por:

$$C_{Bat(Ah)} = \frac{W_{Ah} \times N_D}{K_D \times K_{Bat}} \quad (39)$$

Sendo $C_{Bat(Ah)}$ a capacidade da bateria (Ah), N_D o Número de dias de reserva, K_D a profundidade de descarga máxima da bateria (%) e K_{Bat} a eficiência da bateria (%).

5º - Escolha do regulador de carga

Os reguladores de carga devem ser selecionados tendo em conta as características do sistema fotovoltaico.

5.3. PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, SOBRETENSÕES E LIGAÇÃO À TERRA

Os sistemas fotovoltaicos não aumentam o risco de um determinado edifício de vir a ser atingido por uma descarga atmosférica.

Se já existir um sistema de proteção contra descargas atmosféricas no edifício, o gerador fotovoltaico deverá ser ligado ao mesmo, caso contrário ou se o gerador estiver instalado em um local exposto, deverá possuir um sistema próprio de proteção contra descargas atmosféricas. Se não for instalado nenhum sistema de proteção contra descargas atmosféricas, o gerador fotovoltaico deverá ser ligado à terra.

É recomendado a instalação de descarregadores de sobretensão no barramento DC da caixa de junção geral do gerador fotovoltaico, bem como a instalação de proteção contra sobretensões no lado AC [9].

6. PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

6.1. DIMENSIONAMENTO

Neste trabalho foi feito o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para serem instalados em edificações hipotéticas e não para uma edificação em específico [44]. Foi feito o dimensionamento de três sistemas fotovoltaicos, dois sistemas destinados a ser instalados numa residência, um ligado à rede e o outro autónomo e por fim um sistema fotovoltaico ligado à rede para uma instalação industrial. Considera-se que as edificações encontram-se afastadas de outros edifícios ou construções que possam criar o efeito de sombreamento [45].

O dimensionamento foi feito utilizando o *software* PVsyst versão 6.3.2. Nesta versão o software possui base de dados de radiação solar de 8 cidades em Angola. A figura 32 mostra a localização das cidades no território Angolano.



Figura 32 Localização das cidades em Angola [15].

6.2. SISTEMA LIGADO À REDE PARA UMA INSTALAÇÃO RESIDENCIAL

Foi efetuado o dimensionamento de um sistema de 3,5 kWp com ligação à rede para uma residência localizada na cidade de Luanda.

O dimensionamento de um sistema ligado à rede para uma instalação residencial através do *software* PVsyst divide-se nas seguintes fases [45]:

- Características do local do projeto;
- Seleção do módulo fotovoltaico;
- Seleção do inversor;
- Configuração e simulação do sistema.

Características do local do projeto

O PVsyst possui uma base de dados geográficos e meteorológicos onde pode escolher-se o local da instalação do projeto, no caso presente a cidade de Luanda.

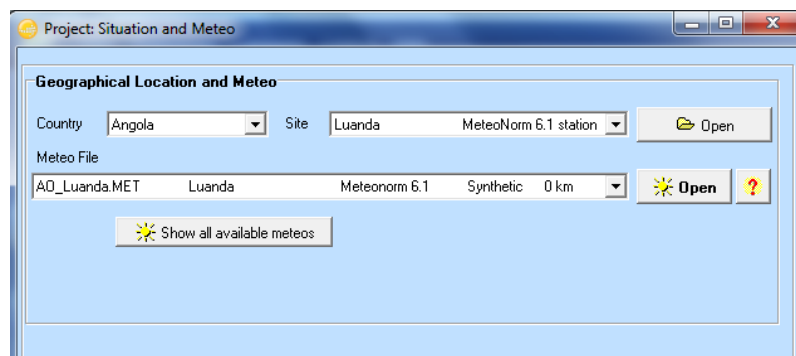


Figura 33 Localização geográfica da instalação fotovoltaica.

Define-se a inclinação dos módulos fotovoltaicos e o azimute bem como o tipo de montagem que será fixa, ou seja, sem seguimento solar. Consultando a tabela 9 (ver secção 3.15) relativo aos ângulos ótimos de inclinação para a cidade de Luanda verifica-se o valor de 10° . Foi este valor usado para a inclinação dos painéis.

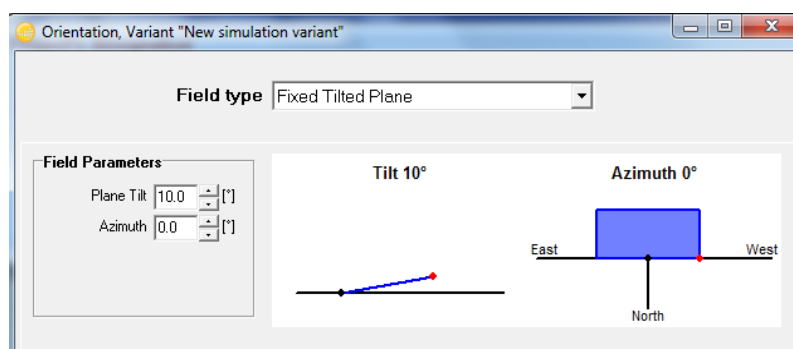


Figura 34 Indicação da orientação dos painéis.

Seleção do Módulo Fotovoltaico

A escolha dos parâmetros necessários para simulação começam com a introdução do valor da potência do sistema (3,5 kWp) ou com o valor da área disponível para os módulos. Utilizou-se os módulos de silício monocristalino de 225 Wp, modelo SPR-225-WHT-I do fabricante SunPower. A produção de energia elétrica dos painéis fotovoltaicos não é

constante ao longo da sua vida útil, o fabricante dos painéis fotovoltaicos indica uma taxa média de degradação de 0,25 % por ano e uma vida útil de 25 anos [32]. As características principais deste módulo são mostradas na tabela 12 e no Anexo B apresenta-se o *datasheet* dos mesmos painéis.

Tabela 12 Características principais do módulo SPR-225-WHT-I.

Parâmetros Elétricos	Valor
Potência Nominal	225 Wp
Corrente Nominal	5,49 A
Tensão Nominal	41 V
Corrente Curto-Circuito	5,87 A
Tensão Circuito-Aberto	48,5 V
Rendimento	18,13 %

Seleção do Inversor

Para este projeto optou-se por utilizar o inversor do fabricante SMA, modelo Sunny Boy 3500TL-JP-22 com uma potência nominal de 3,5 kW. As características principais deste inversor são mostradas na tabela 13 e no Anexo B apresenta-se o respetivo *datasheet*.

Tabela 13 Características principais do inversor Sunny Boy 3500TL-JP-22.

Parâmetros Elétricos	Valor
Potência Nominal AC	3,5 kW
Corrente Nominal AC	17,3 A
Frequência	50/60 Hz
Rendimento	96,7 %

Configuração e simulação do sistema

Após o tipo de módulo, o inversor e a configuração do gerador fotovoltaico estar definida, ficam definidos os elementos necessários para efetuar a simulação.

PV Array

Sub-array name and Orientation
 Name: PV Array
 Orient: Fixed Tilted Plane
 Tilt: 10°
 Azimuth: 0°

Presizing Help
 No Sizing
 Enter planned power: 3.5 kWp
 ... or available area: 20 m²

Select the PV module
 Available Now: [Dropdown]
 Sort modules: Power Technology
 Approx. needed modules: 16
 SunPower 225 Wp 35V Si-mono SPR-225-WHT-I Since 2008 Manufacturer 2009+ [Open]
 Sizing voltages: Vmpp (60°C) 34.7 V
 Voc (-10°C) 53.9 V
 Use Optimizer
 Model Used: Standard PVsyst Sandia model

Select the inverter
 Available Now: [Dropdown]
 Sort inverters by: Power Voltage (max)
 SMA 3.5 kW 85 - 360 V TL 50/60 Hz Sunny Boy 3500TL-JP-22 Since 2012 [Open]
 Nb. of inverters: 1
 Use multi-MPPT feature
 Operating Voltage: 85-360 V
 Input maximum voltage: 450 V
 Global Inverter's power: 3.5 kWac
Inverter with 2 MPPT
 50 Hz
 60 Hz

Design the array
Number of modules and strings
 Mod. in series: 8 between 3 and 8
 Nbre strings: 2 only possibility 2
 Overload loss: 0.0 %
 Pnom ratio: 1.03
 [Show sizing] [?]
 Nb. modules: 16 Area: 20 m²

Operating conditions
 Vmpp (60°C) 277 V
 Vmpp (20°C) 330 V
 Voc (-10°C) 431 V
 Plane irradiance: 1000 W/m²
 Impp (STC) 11.2 A
 Isc (STC) 11.9 A
 Isc (at STC) 11.7 A
 Max. in data
 STC
 Max. operating power: 3.3 kW
 at 1000 W/m² and 50°C
Array nom. Power (STC) 3.6 kWp

Figura 35 Principais parâmetros do sistema de 3,5 kWp.

A figura 35 apresenta os principais parâmetros do sistema fotovoltaico a ser simulado, tendo obtido a configuração de 2 fileiras de 8 módulos cada, perfazendo um total de 16 módulos e ocupando uma área aproximada de 20 m².

Como se pode ver na figura 36, a produção anual é de 5685 kWh/ano, com uma taxa de desempenho de 79,9 %. A taxa de desempenho (*performance ratio*) é uma medida da qualidade de um sistema fotovoltaico que é independente da localização e muitas vezes descrita como um fator de qualidade. Esta taxa é indicada em percentagem e descreve a relação entre a produção de energia real e teórica de um sistema fotovoltaico. Portanto, mostra a proporção de energia que está realmente disponível para injetar na rede, depois de deduzidas as perdas de energia e do consumo de energia para a operação. Quanto mais próximo a taxa de desempenho se aproximar de 100 % maior será a eficiência do sistema [33].

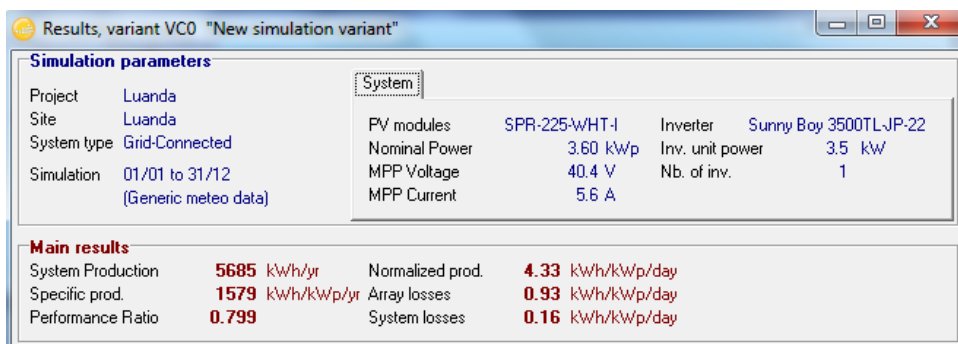


Figura 36 Resultados da simulação do sistema de 3,5 kWp.

O PVsyst fornece um conjunto de informações para análise detalhada dos resultados da simulação em forma de relatório. No Anexo C apresenta-se o relatório total e na figura 37 parte do mesmo relatório no respeitante às produções.

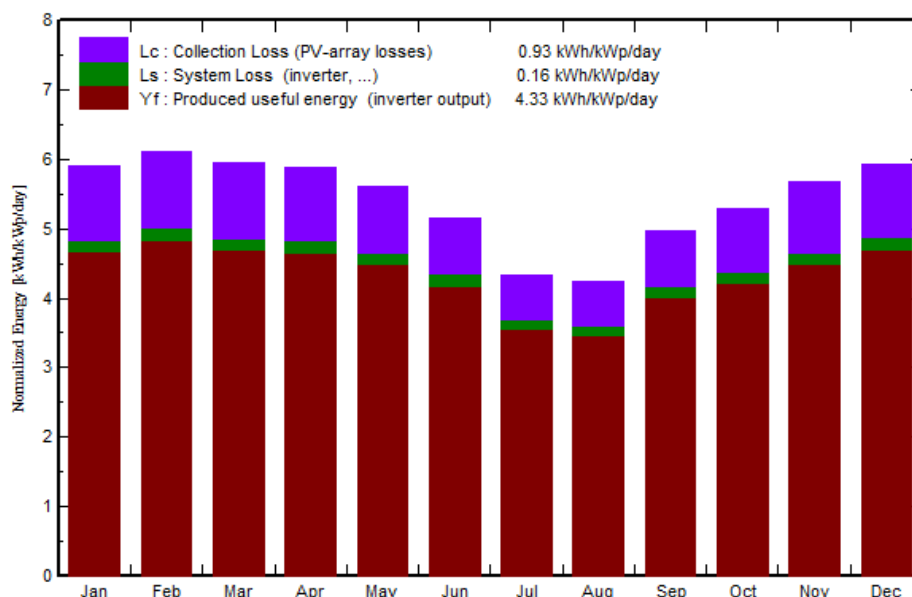


Figura 37 Produção energética média diária por kWp instalado do sistema de 3,5 kWp.

Para este sistema os meses de Julho e Agosto correspondem aos meses de menor produção energética (figura 37), coincidindo com a estação do ano menos quente. No que concerne as perdas do sistema fotovoltaico estas aumentam nos meses onde a produção de energia é maior principalmente as perdas derivadas dos módulos fotovoltaicos.

O rendimento dos painéis fotovoltaicos disponíveis atualmente ainda é muito reduzido, o diagrama anual de perdas do sistema é mostrado na figura 38. O diagrama apresenta as principais fontes de perdas do sistema fotovoltaico.

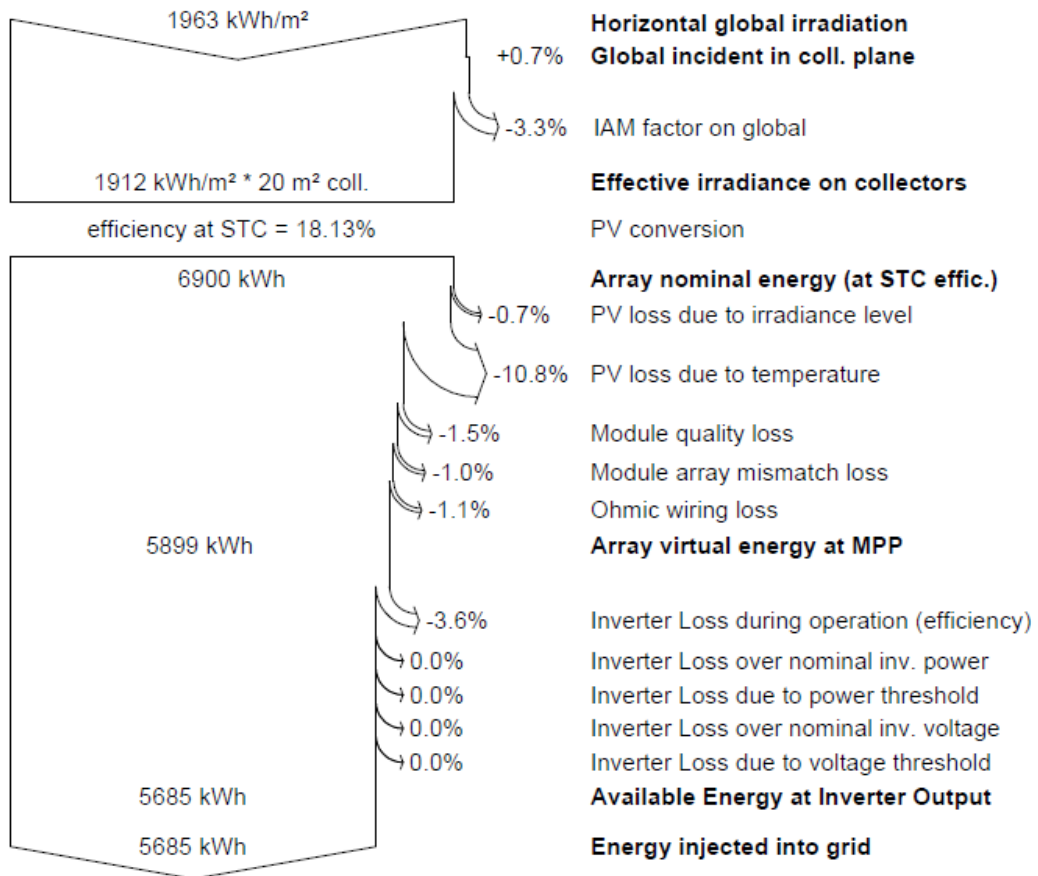


Figura 38 Diagrama anual de perdas do sistema ligado à rede de 3,5 kWp.

A tabela 14 apresenta em síntese os resultados obtidos da simulação efetuada para este sistema fotovoltaico.

Tabela 14 Síntese do sistema fotovoltaico de 3,5 kWp.

Potência Instalada (kWp)	3,6
Local	Luanda
Azimute	0°
Inclinação	10°
Área ocupada (m²)	20
Número total de módulos	16
Número de módulos em serie	8
Número de fileiras (<i>strings</i>)	2
Número de inversores	1
Produção Energética Anual (kWh)	5685

Em Angola não existindo regulamentação que enquadre a produção de energia fotovoltaica, que estabelece os parâmetros para a ligação de um sistema à rede, é mostrado na figura 39 um exemplo de como essa ligação poderia ser feita.

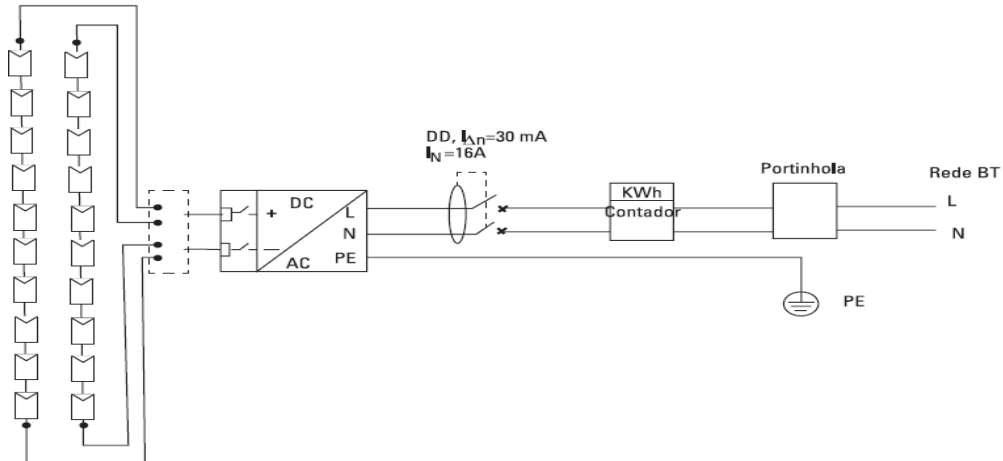


Figura 39 Esquema de um sistema FV ligado à rede [6].

Para as outras cidades fez-se a simulação do sistema considerando o ângulo de inclinação ótimo, cujos resultados estão ilustrados na tabela 15.

Tabela 15 Produção Energética sistema ligado à rede 3,5 kWp.

Cidade	Ângulo	Energia Produzida (kWh/ano)
Dundo	14	5211
Huambo	19	6178
Lubango	20	6552
Luena	19	6005
Malanje	16	5761
Menongue	20	6101
Namibe	16	5656

Além da simulação com inclinação ótima, fez-se também a simulação com um ângulo fixo de 30° para todas as cidades, e comparou-se a redução da produção energética com o aumento da inclinação, constatou-se que mesmo no caso da cidade de Luanda que apresenta a maior diferença entre a inclinação ótima e o ângulo de 30°, a produção energética anual estimada reduz-se em apenas 4,93 %. Como em muitos casos pode não ser possível instalar os painéis fotovoltaicos com o ângulo de inclinação que maximiza a produção energética (inclinação ótima), a inclinação de 30° pode ser considerada com uma alternativa bastante razoável.

Tabela 16 Produção Energética sistema ligado à rede 3,5 kWp, inclinação 30°.

Cidade	Energia Produzida (kWh/ano)	Redução (%)
Dundo	5017	3,72
Huambo	6101	1,25
Luanda	5405	4,93
Lubango	6473	1,21
Luena	5922	1,38
Malanje	5595	2,88
Menongue	6033	1,11
Namibe	5518	2,44

6.3. SISTEMA AUTÓNOMO PARA UMA INSTALAÇÃO RESIDENCIAL

Fez-se o dimensionamento de um sistema autónomo para uma residência localizada na cidade de Luanda, Angola. Para este mesmo dimensionamento considerou-se o consumo médio retirado em uma fatura de eletricidade de uma residência ligada à rede pública de distribuição de energia elétrica com uma potência contratada de 6600 W com ligação monofásica. Assim para o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi com base no consumo médio mensal de 450 kWh, o que gera um consumo médio diário de 15 kWh [44].

O dimensionamento de um sistema autónomo para uma instalação residencial através do *software* PVsyst divide-se nas seguintes fases:

- Características do local do projeto;
- Seleção da bateria;
- Seleção do módulo fotovoltaico;
- Seleção do regulador de carga;
- Configuração e simulação do sistema.

Seleção do módulo Fotovoltaico

Utilizou-se módulos de silício monocristalino com uma potência de 335 W_p, modelo SPR-X21-335-BLK do fabricante SunPower. As características principais deste painel são mostradas na tabela 17 e no Anexo B apresenta-se o respetivo *datasheet*.

Tabela 17 Características principais do módulo fotovoltaico SPR-X21-335-BLK

Parâmetros Elétricos	Valor
Potência Nominal	335 W _p
Corrente Nominal	5,85 A
Tensão Nominal	57,30 V
Corrente Curto-Circuito	6,23 A
Tensão Circuito-Aberto	67,90 V
Rendimento	20,57 %

Seleção da bateria

Foram escolhidas baterias do tipo *OPzS* fabricadas pela empresa Exide Technologies, modelo OPzS Solar 420, com uma capacidade de 309 Ah e uma tensão de 6 V. Como o sistema tem de alimentar continuamente as cargas será constituído por um banco de baterias com uma tensão de 48 V, capacidade de 618 Ah permitindo o armazenamento de energia de 29,7 kWh o que garante uma autonomia do sistema de 48 horas (2 dias). As características principais destas baterias são apresentadas na tabela 18 e no Anexo B apresenta-se o respetivo *datasheet*.

Tabela 18 Características principais da bateria OPzS Solar 420

Tensão (V)	Capacidade Ah - C10	Dimensões (mm)			Peso (kg)
		Comprimento	Largura	Altura	
6	309	381	204	358	63

Seleção do Regulador de Carga

O regulador de carga escolhido é do fabricante Steca, modelo Power Tarom 4110. As características principais deste regulador são mostradas na tabela 19 e no Anexo B apresenta-se o respetivo *datasheet*.

Tabela 19 Características principais do regulador Power Tarom 4110

Parâmetros Elétricos	Valor
Tensão do sistema	48 V
Corrente máxima de entrada	110 A
Corrente máxima de saída	55 A
Auto consumo	14 mA

Configuração e simulação do sistema

A figura 40 mostra os principais parâmetros do sistema a ser simulado constituído por 14 módulos ligados em paralelo e ocupando uma área aproximada de 23 m².

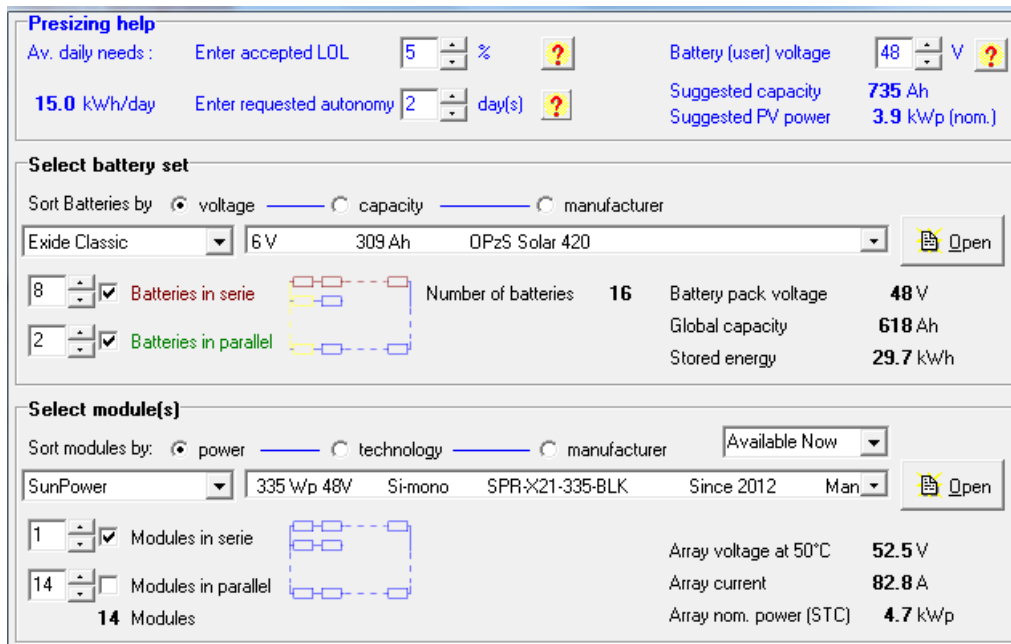


Figura 40 Principais parâmetros do sistema autónomo

A simulação do sistema resultou numa produção anual de 6897 kWh/ano, com uma taxa de desempenho de 59 % (figura 41).

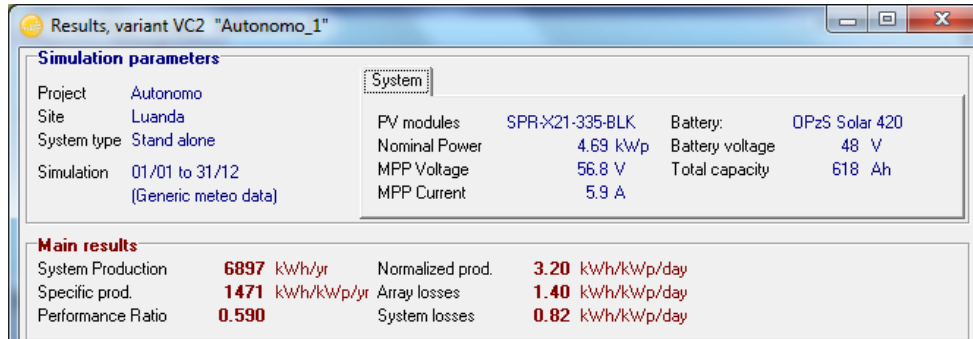


Figura 41 Resultados da simulação do sistema autónomo

A produção energética média diária em kWh/kWp/dia é ilustrada na figura 42.

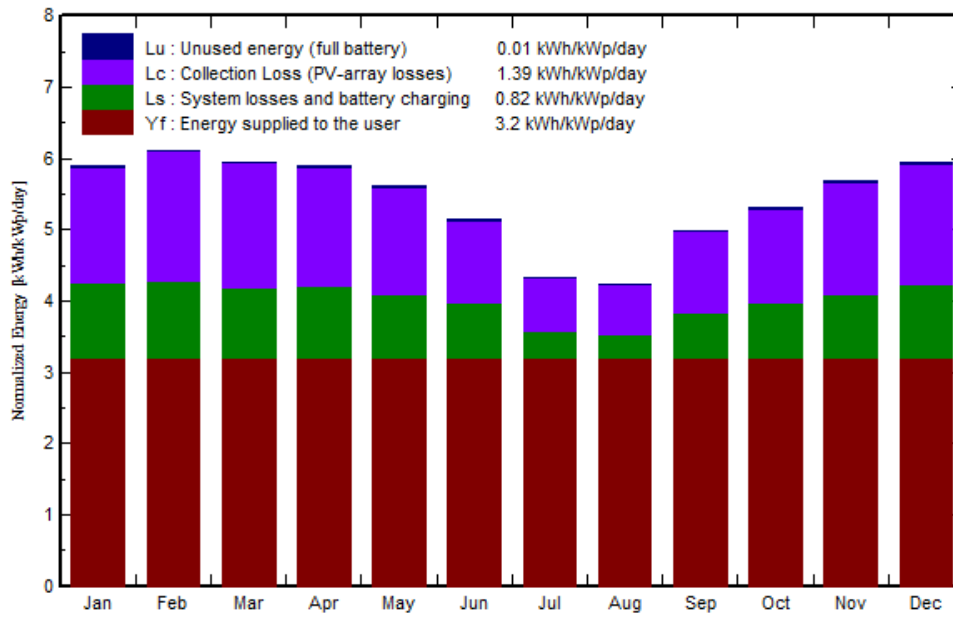


Figura 42 Produção energética média diária por kWp instalado do sistema autónomo

O diagrama de perda do sistema indicado na figura 43 mostra que toda a energia consumida ao longo do ano na residência é suprida pelo sistema fotovoltaico.

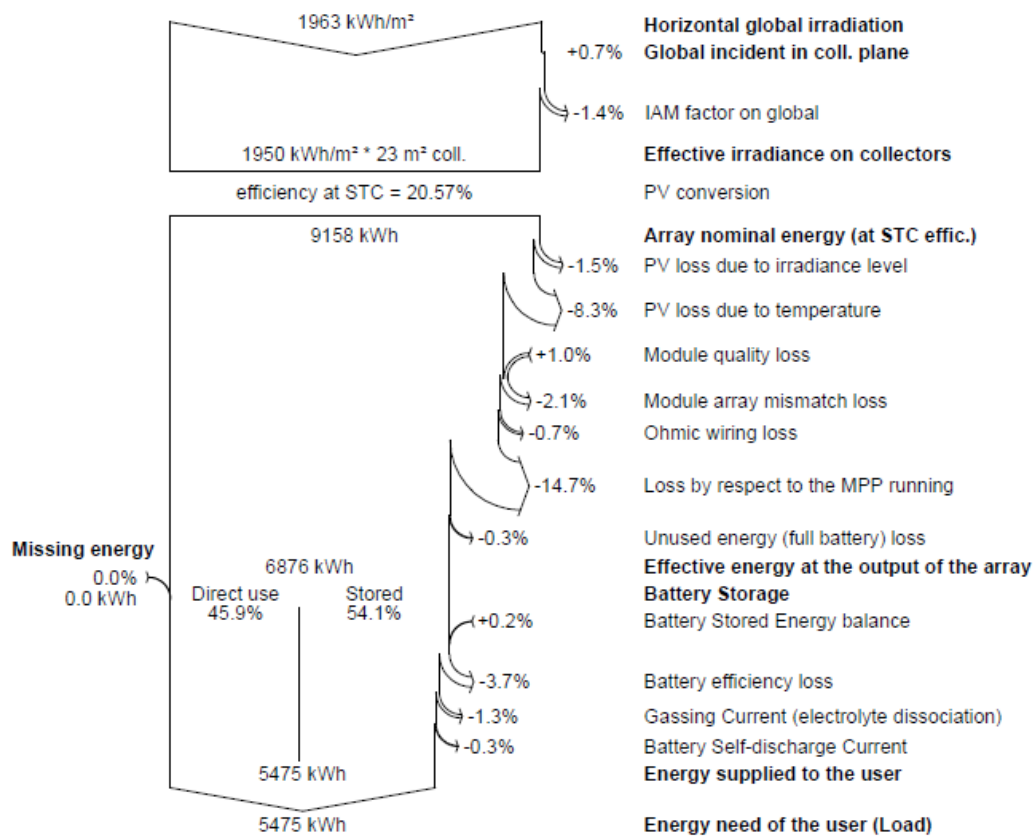


Figura 43 Diagrama anual de perdas do sistema autónomo

O sistema fotovoltaico dimensionado é mostrado em síntese na tabela 20.

Tabela 20 Síntese do sistema fotovoltaico autónomo

Potência Instalada (kWp)	4,69
Local	Luanda
Azimute	0°
Inclinação	10°
Área ocupada (m²)	23
Número total de módulos	14
Número de módulos em serie	1
Número de fileiras (<i>strings</i>)	14
Número de regulador de carga	1
Número de baterias	16
Produção Energética Anual (kWh)	6897

Os resultados da simulação do sistema nas restantes cidades com o ângulo de inclinação ótima é apresentado na tabela 21.

Tabela 21 Produção energética sistema autónomo, inclinação ótima.

Cidade	Ângulo	Energia Produzida (kWh/ano)
Dundo	14	6523
Huambo	19	7279
Lubango	20	7548
Luena	19	7106
Malanje	16	6994
Menongue	20	7196
Namibe	16	6816

A simulação com o ângulo de 30° ilustrado na tabela 22 produz uma redução da produção energética em relação ao ângulo de inclinação ideal, neste caso a maior redução ocorre na cidade de Luanda.

Tabela 22 Produção Energética sistema autónomo, inclinação 30°.

Cidade	Energia Produzida (kWh/ano)	Redução (%)
Dundo	6346	2,71
Huambo	7211	0,93
Luanda	6697	2,90
Lubango	7502	0,61
Luena	7021	1,20
Malanje	6849	2,07
Menongue	7146	0,69
Namibe	6730	1,26

6.4. SISTEMA LIGADO À REDE PARA UMA INSTALAÇÃO INDUSTRIAL

Foi efetuado o dimensionamento de um sistema com ligação à rede para uma instalação industrial localizada na cidade de Luanda. A constituição desta unidade é baseada num sistema fotovoltaico de 20 kWp.

Seleção do Módulo Fotovoltaico

Utilizou-se os módulos de silício monocristalino de 225 Wp, modelo SPR-225-WHT-I do fabricante SunPower. As suas características principais estão indicadas na tabela 12.

Seleção do Inversor

Utilizou-se dois inversores do fabricante SMA, modelo Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10 com uma potência nominal de 10 kW cada. As principais especificações deste inversor são indicadas na tabela 23.

Tabela 23 Características principais do inversor Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10

Parâmetros Elétricos	Valor
Potência Nominal AC	10 kW
Corrente Nominal AC	29 A
Frequência	50/60 Hz
Rendimento	97,8 %

Configuração e simulação do sistema

Os principais parâmetros do sistema a ser simulado estão representados na figura 44.

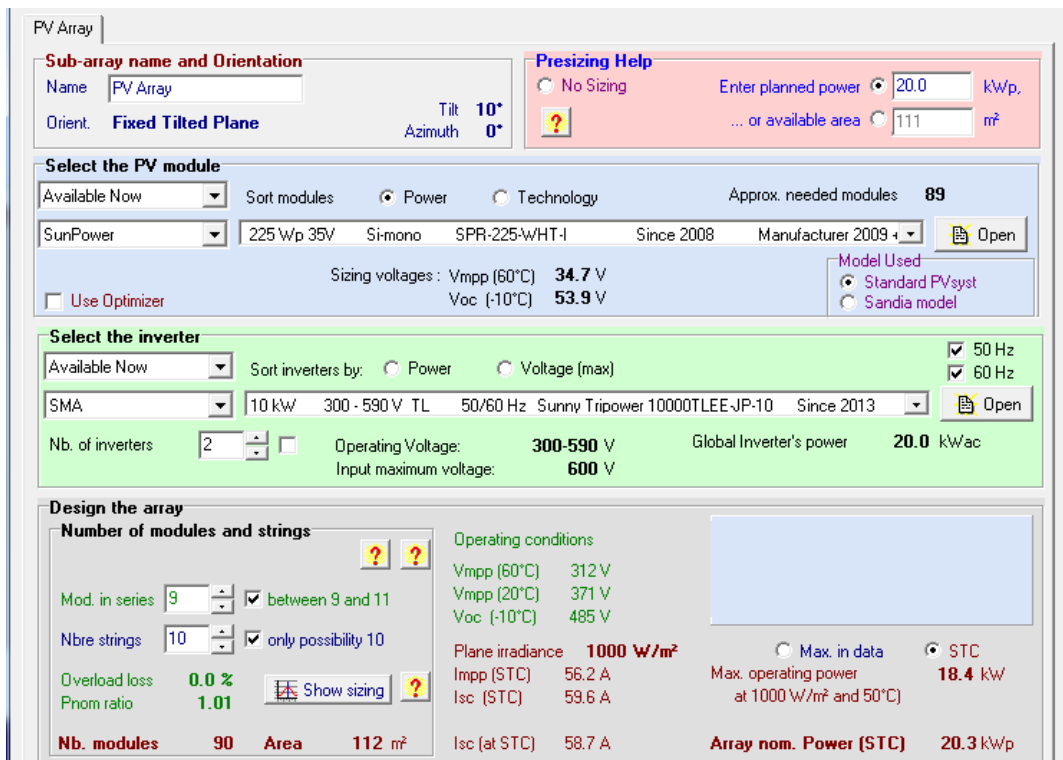


Figura 44 Principais parâmetros do sistema de 20 kWp.

Obteve-se a configuração de 10 fileiras de 9 módulos cada, perfazendo um total de 90 módulos e ocupando uma área aproximada de 112 m². O sistema tem uma produção anual de energia elétrica de 32.231 kWh/ano e uma taxa de desempenho de 80,5 % (figura 45).

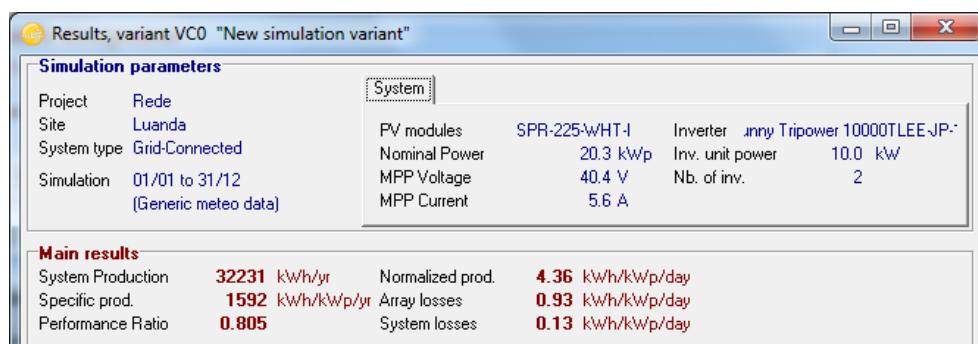


Figura 45 Resultados da simulação do sistema de 20 kWp.

A produção energética e o diagrama de perdas deste sistema são exibidos nas figuras 46 e 47.

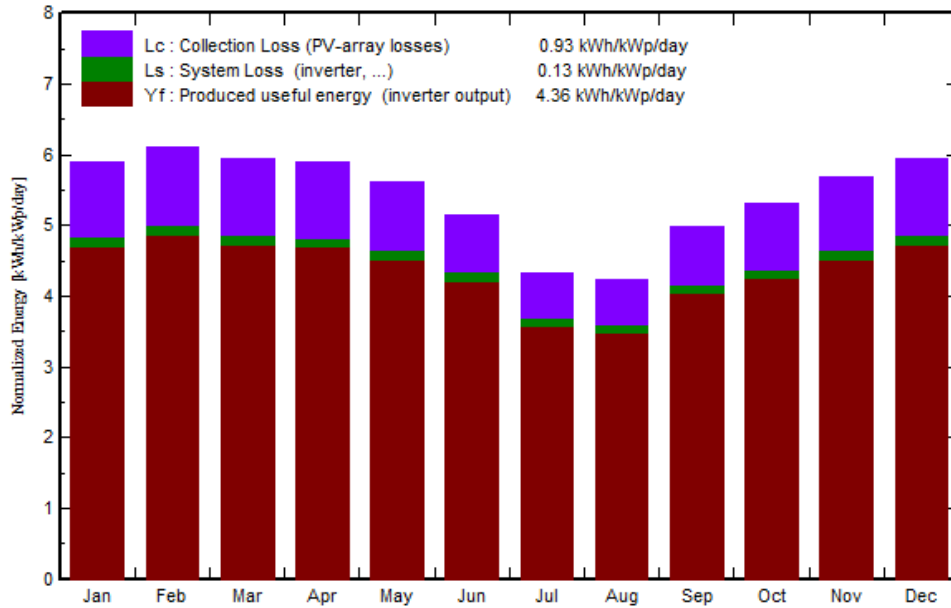


Figura 46 Produção energética média diária por kWp instalado do sistema de 20 kWp

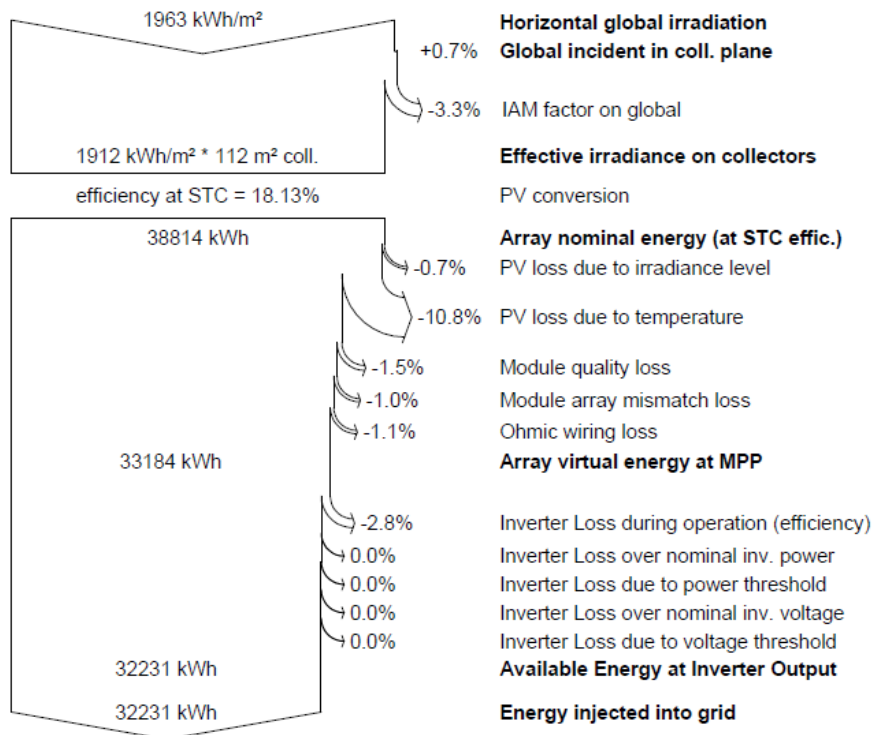


Figura 47 Diagrama anual de perdas do sistema ligado à rede de 20 kWp

A tabela 24 mostra em síntese o sistema fotovoltaico dimensionado.

Tabela 24 Síntese do sistema fotovoltaico de 20 kWp

Potência Instalada (kWp)	20,25
Local	Luanda
Azimute	0°
Inclinação	10°
Área ocupada (m²)	112
Número total de módulos	90
Número de módulos em serie	9
Número de fileiras (<i>strings</i>)	10
Número de inversores	2
Produção Energética Anual (kWh)	32.231

A figura 48 mostra um exemplo de um sistema fotovoltaico com 2 inversores que pode ser uma solução de ligação à rede a ser adotada neste sistema.

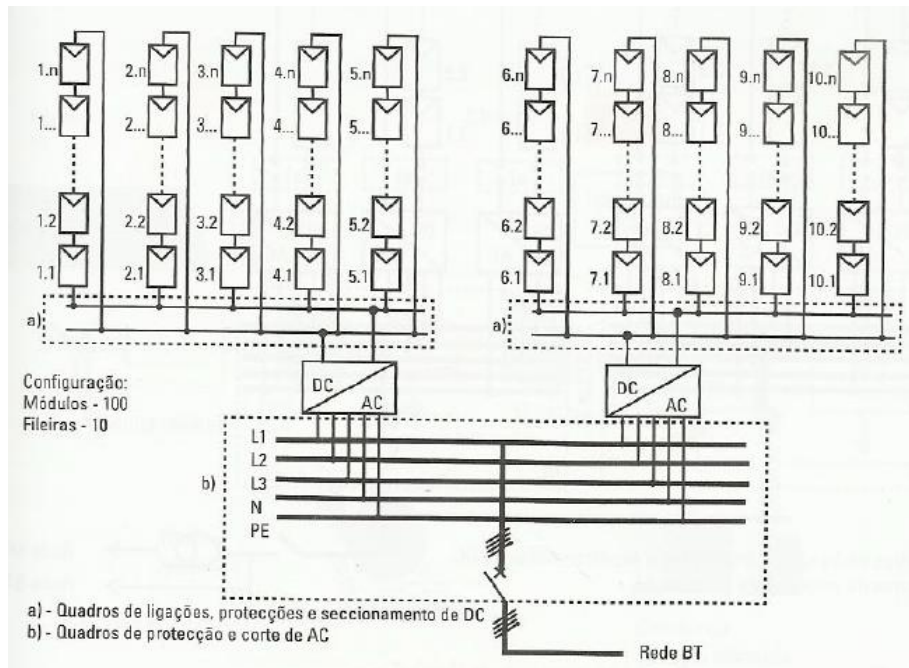


Figura 48 Sistema Fotovoltaico com 2 inversores [6]

A produção energética nas restantes cidades é indicado na tabela 25.

Tabela 25 Produção Energética sistema ligado à rede 20 kWp, inclinação ótima.

Cidade	Ângulo	Energia Produzida (kWh/ano)
Dundo	14	29563
Huambo	19	34974
Lubango	20	37059
Luena	19	33956
Malanje	16	32653
Menongue	20	34524
Namibe	16	32032

Na tabela 26 verifica-se que com a inclinação de 30° a cidade de Luanda apresenta a maior redução na produção de energia ao longo do ano em cerca de 4,87 %.

Tabela 26 Produção Energética sistema ligado à rede 20 kWp, inclinação 30°.

Cidade	Energia Produzida (kWh/ano)	Redução (%)
Dundo	28474	3,68
Huambo	34552	1,21
Luanda	30661	4,87
Lubango	36630	1,16
Luena	33508	1,32
Malanje	31724	2,85
Menongue	34149	1,09
Namibe	31277	2,36

6.5. AVALIAÇÃO ECONÓMICA

A avaliação do investimento dos sistemas fotovoltaicos estudados será feita de forma aproximada, tendo como base preços dos equipamentos no mercado Português e considerando os custos de importação no mercado Angolano. Uma vez que os equipamentos são para serem utilizados em Angola não será considerado o IVA ou outro imposto aplicável em Portugal. Os preços foram encontrados em tabelas de preços de revendedores, catálogo de fornecedores, consulta por telefone, correio eletrónico e página de internet de alguns fornecedores [30]. O custo de transporte foi considerando o custo de transporte de Portugal para Angola de um contentor marítimo de 20 pés [31]. Todos os cálculos realizados nesta secção foram efetuados utilizando o *software Microsoft Office Excel*.

As tabelas 27,28 e 29 mostram o custo global aproximado dos sistemas fotovoltaicos. A conversão de moeda de euros para kwanzas foi feita tendo em conta a taxa de câmbio do Banco Nacional de Angola (BNA) no dia 15 de Maio de 2015 em que 1 € equivalia a 120,13 kz [14].

Tabela 27 Orçamento do sistema autónomo.

Componente	Quantidade	Custo Unitário (€)	Custo Total (€)	Custo Total (Kz)
Módulo SPR-X21-335-BLK	14	531,00	7.434,00	893.046,42
Inversor Sunny Island 4.4M	1	2.949,88	2.949,88	354.369,08
Estrutura de Fixação Schletter	2	450,00	900,00	108.117,00
Baterias OPzS Solar 420	16	324,00	5.184,00	622.753,92
Regulador Power Tarom 4110	1	1.923,72	1.923,72	231.096,48
Quadro elétrico AC	1	183,01	183,01	21.984,99
Quadro elétrico DC	1	249,09	249,09	29.923,18
Custo de Instalação		1.882,37	1.882,37	226.129,11
Custos de Transporte		2.550,00	2.550,00	306.331,50
Custos de Importação		3.238,28	3.238,28	389.013,98
Total			26.494,35	3.182.765,66

Os quadros elétricos, foram considerados preços de soluções “*plug and play*” do fabricante Weidmuller [29]. O custo de instalação dos sistemas foi avaliado em 10 % do custo do material. No valor total do investimento não estão incluídos os custos da cablagem.

Tabela 28 Orçamento do sistema ligado à rede 3,5 kWp.

Componente	Quantidade	Custo Unitário (€)	Custo Total (€)	Custo Total (Kz)
Módulo SPR-225-WHT-I	16	395,77	6.332,32	760.701,60
Inversor 3500TL-JP-22	1	1.546,88	1.546,88	185.826,69
Estrutura de Fixação Schletter	2	450,00	900,00	108.117,00
Contador Landis Gyr-ZMG310	1	346,67	346,67	41.645,47
Quadro elétrico AC	1	183,01	183,01	21.984,99
Quadro elétrico DC	1	249,09	249,09	29.923,18
Custo de Instalação		955,80	955,80	114.819,89
Custos de Transporte		2.550,00	2.550,00	306.331,50
Custos de Importação		1.433,70	1.433,70	172.229,84
Total			14.497,46	1.741.580,17

Tabela 29 Orçamento do sistema ligado à rede 20 kWp.

Componente	Quantidade	Custo Unitário (€)	Custo Total (€)	Custo Total (Kz)
Módulo SPR-225-WHT-I	90	395,77	35.619,30	4.278.946,51
Inversor 10000TLEE-JP-10	2	3.903,71	7.807,42	937.905,36
Estrutura de Fixação Schletter	10	450	4.500,00	540.585,00
Contador Landis Gyr-ZMG310	1	346,67	346,67	41.645,47
Quadro elétrico AC	3	415,32	1.245,96	149.677,17
Quadro elétrico DC	3	343,92	1.031,76	123.945,33
Custo de Instalação		5.055,11	5.055,11	607.270,48
Custos de Transporte		2.550,00	2.550,00	306.331,50
Custos Importação		7.582,67	7.582,67	910.905,73
Total			65.738,89	7.897.212,56

As mercadorias importadas definitivamente para Angola estão sujeitas ao pagamento de determinados impostos como direitos aduaneiros, imposto de consumo, imposto do selo e emolumentos gerais aduaneiros [17].

Os direitos aduaneiros incidentes na importação são calculados de acordo com as taxas indicadas nas respectivas colunas de tributação da Pauta Aduaneira [13]. O imposto do selo e os emolumentos gerais aduaneiros são calculados mediante a aplicação da taxa de 1% e 2% respetivamente sobre o valor da mercadoria.

Tabela 30 Direitos de importação dos equipamentos no regime geral de tributação

Código Pauta Aduaneira	Material	Direitos de Importação (%)	Imposto de Consumo (%)
8501.31.90	Módulo Fotovoltaico	2	10
8536.50.00	Inversor	2	10
8503.00.00	Estruturas de Fixação dos Módulos	2	10
8536.90.00	Contador de Energia elétrica	2	10
8507.80.10	Baterias	10	10
8536.30.00	Regulador de Carga	2	10
8537.10.00	Quadro elétrico	2	10

Os custos de importação dos 3 sistemas são mostrados nas tabelas 31 a 33.

Tabela 31 Custos de importação sistema autónomo

Material	Custo (€)	Custo (Kz)
Módulo Fotovoltaico	892,08	107.165,57
Inversor	353,99	42.524,29
Estrutura de Fixação dos Módulos	108,00	12.974,04
Baterias	1.036,80	124.550,78
Regulador de Carga	230,85	27.731,58
Quadro elétrico AC	21,96	2.638,20
Quadro elétrico DC	29,89	3.590,78
Imposto de Selo	188,24	22.612,91
Emolumentos gerais	376,47	45.225,82
Total	3.238,28	389.013,98

No sistema autónomo as baterias são o equipamento que têm o maior custo em direitos aduaneiros em relação aos restantes equipamentos, nos sistemas ligados à rede o maior custo recai sobre os módulos fotovoltaicos.

Tabela 32 Custos de importação sistema ligado à rede 3,5 kWp

Material	Custo (€)	Custo (Kz)
Módulo Fotovoltaico	759,88	91.284,19
Inversor	185,63	22.299,20
Estrutura de Fixação dos Módulos	108,00	12.974,04
Contador de Energia elétrica	41,60	4.997,46
Quadro elétrico AC	21,96	2.638,20
Quadro elétrico DC	29,89	3.590,78
Imposto de Selo	95,58	11.481,99
Emolumentos gerais	191,16	22.963,98
Total	1.433,70	172.229,84

Tabela 33 Custos de importação sistema ligado à rede 20 kWp

Material	Custo (€)	Custo (Kz)
Módulo Fotovoltaico	4.274,32	513.473,58
Inversor	936,89	112.548,64
Estrutura de Fixação dos Módulos	540,00	64.870,20
Contador de Energia elétrica	41,60	4.997,46
Quadro elétrico AC	149,52	17.961,26
Quadro elétrico DC	123,81	14.873,44
Imposto de Selo	505,51	60.727,05
Emolumentos gerais	1.011,02	121.454,10
Total	7.582,67	910.905,73

Quando se refere em unidades monetárias, estas têm um valor hoje (valor atual) e um valor amanhã (valor futuro). Para calcular o valor temporal de uma determinada quantia monetária tem que ter em consideração duas variáveis: Prazo e taxa de juro. O valor atual de um rendimento futuro, o cálculo é feito através da expressão 40.

$$VA = \frac{VF}{(1 + j)^n} \quad (40)$$

Onde:

VA- Valor atual do dinheiro;

VF- Valor futuro do dinheiro;

j - taxa de atualização ou de juro;

n - número do ano relativamente ao momento inicial.

Será considerada como taxa de atualização (TA) ou de juro a taxa básica de juro do BNA no mês de Maio de 2015 cujo valor era de 9,25 % [14] [43].

A realização de um projeto de investimento depende essencialmente da sua rentabilidade futura, ou seja, da capacidade de gerar fluxos financeiros (receitas) num futuro mais ou menos próximo, de modo a cobrir as despesas efetuadas com a sua realização e funcionamento. São esses fluxos anuais ao longo do período de vida do projeto que se convencionou chamar de *cash flow*. O conceito de *cash flow* ou fluxos de caixa pode-se definir como os fluxos líquidos gerados pelo projeto que assumem a forma de numerário. Os registos relevantes para a medição do *cash flow* são as receitas e despesas efetivas em numerário [2].

Para os sistemas ligados à rede será feita a análise financeira do investimento durante o seu período de vida útil, para tal é imprescindível entender alguns conceitos financeiros necessários para avaliação de um projeto de investimento como valor atual líquido (VAL), taxa interna de rentabilidade (TIR) e período de retorno do investimento (*Payback*) [8].

Valor atual líquido: consiste no valor que resulta da atualização dos *cash flows* para o momento de arranque do projeto, considerando o custo do capital para a atualização.

$$VAL = \sum_{p=1}^n \frac{CF_p}{(1+j)^p} - I \quad (41)$$

Onde:

CF_p – *Cash flow* de exploração do período p ;

I – Investimento inicial.

Taxa interna de rentabilidade: A taxa interna de rentabilidade de um projeto de investimento é a taxa de atualização que anula o valor atual líquido.

Pode-se dizer que a TIR é a taxa mais elevada que um investidor pode contrair um empréstimo para financiar um investimento sem perder dinheiro.

Na prática, calcula-se a TIR por processos iterativos. No processo iterativo mais simples, determina-se por tentativas dois valores atuais líquidos, respetivamente positivo e negativo, correspondentes a dois valores de j tão próximos quanto possível, sendo o valor de j determinado por interpolação. Quanto maior for a taxa j menor é o valor atual líquido.

$$TIR = j_1 + \left[(j_2 - j_1) \cdot \frac{VAL_1}{|VAL_1 + VAL_2|} \right] \quad (42)$$

j_1 - taxa para o qual o VAL é positivo;

j_2 - taxa para o qual o VAL é negativo;

VAL_1 - valor atual líquido positivo;

VAL_2 - valor atual líquido negativo.

Payback : Indica-nos quantos anos são necessários para pagar o investimento no projeto.

O *Microsoft Office Excel* possui funções que permitem o cálculo dos indicadores de avaliação de projetos, facilitando em grande medida a obtenção destes indicadores.

Para a realização do estudo económico dos sistemas ligados à rede, considerou-se num primeiro cenário que o valor da remuneração pela energia vendida pelo produtor é igual ao valor pago pela energia comprada.

Para o sistema de 3,35 kWp a tarifa considerada foi a de baixa tensão doméstica, enquanto para o sistema de 20 kWp a tarifa aplicada foi a de baixa tensão indústria. As tarifas de baixa tensão doméstica e indústria atualmente em vigor são 3,35 Kz/kWh (0,03 €/kWh) e 4,40 Kz/kWh (0,04 €/kWh) respetivamente.

Considerando um período para o investimento de 25 anos, apresenta-se nas tabelas seguintes a análise económica considerando um cenário expectável de faturação para os dois sistemas ligados à rede. Foi considerada uma despesa anual de operação e manutenção (O&M) avaliada em 1 % em relação ao investimento em material. Para evolução da tarifa de electricidade e os custos de O&M foi considerada uma taxa de inflação média anual de 3%.

Tabela 34 Análise financeira do investimento, sistema de 3,5 kWp.

Ano	Tarifa (€/kWh)	Energia Produzida (kWh/ano)	Remuneração Anual (€)	O&M (€)	Cash Flow (€)	Cash Flow Atualizado(€)	Cash Flow Acumulado (€)
0	0	0	0	0	0	0	-14.497,46
1	0,03	5.685	158,53	95,58	62,95	57,62	-14.439,84
2	0,03	5.670,79	162,88	98,45	64,44	53,99	-14.385,85
3	0,03	5.656,61	167,35	101,40	65,95	50,58	-14.335,28
4	0,03	5.642,47	171,94	104,44	67,50	47,38	-14.287,90
5	0,03	5.628,36	176,65	107,58	69,08	44,38	-14.243,51
6	0,03	5.614,29	181,50	110,80	70,70	41,58	-14.201,93
7	0,03	5.600,26	186,48	114,13	72,35	38,95	-14.162,98
8	0,03	5.586,26	191,59	117,55	74,04	36,48	-14.126,50
9	0,04	5.572,29	196,85	121,08	75,77	34,17	-14.092,33
10	0,04	5.558,36	202,24	124,71	77,53	32,01	-14.060,32
11	0,04	5.544,46	207,79	128,45	79,34	29,98	-14.030,34
12	0,04	5.530,60	213,49	132,30	81,18	28,08	-14.002,26
13	0,04	5.516,78	219,34	136,27	83,07	26,30	-13.975,96
14	0,04	5.502,98	225,36	140,36	85,00	24,63	-13.951,32
15	0,04	5.489,23	231,54	144,57	86,97	23,07	-13.928,25
16	0,04	5.475,50	237,89	148,91	88,98	21,60	-13.906,65
17	0,04	5.461,81	244,41	153,38	91,04	20,23	-13.886,42
18	0,05	5.448,16	251,12	157,98	93,14	18,95	-13.867,47
19	0,05	5.434,54	258,00	162,72	95,29	17,74	-13.849,73
20	0,05	5.420,95	265,08	167,60	97,48	16,61	-13.833,11
21	0,05	5.407,40	272,35	172,63	99,72	15,56	-13.817,56
22	0,05	5.393,88	279,82	177,81	102,01	14,57	-13.802,99
23	0,05	5.380,40	287,49	183,14	104,35	13,64	-13.789,35
24	0,06	5.366,95	295,38	188,63	106,74	12,77	-13.776,58
25	0,06	5.353,53	303,48	194,29	109,18	11,96	-13.764,62

Verifica-se que com estas tarifas o investimento não tem retorno considerando a análise durante o período de vida útil dos módulos fotovoltaicos. O mesmo acontece com o segundo sistema em que o investimento também não tem retorno considerando o mesmo período de tempo.

Tabela 35 Análise financeira do investimento, sistema de 20 kWp.

Ano	Tarifa (€/kWh)	Energia Produzida (kWh/ano)	Remuneração Anual (€)	O&M (€)	Cash Flow (€)	Cash Flow Atualizado(€)	Cash Flow Acumulado (€)
0	0	0	0	0	0	0	-65.738,89
1	0,04	32.231	1.180,52	505,51	675,01	617,86	-65.121,03
2	0,04	32.150,42	1.212,90	520,68	692,22	579,97	-64.541,06
3	0,04	32.070,05	1.246,16	536,30	709,87	544,39	-63.996,67
4	0,04	31.989,87	1.280,34	552,39	727,95	511,00	-63.485,67
5	0,04	31.909,90	1.315,45	568,96	746,50	479,65	-63.006,02
6	0,04	31.830,12	1.351,53	586,03	765,50	450,21	-62.555,81
7	0,04	31.750,55	1.388,60	603,61	784,99	422,58	-62.133,22
8	0,05	31.671,17	1.426,68	621,71	804,96	396,65	-61.736,58
9	0,05	31.591,99	1.465,80	640,37	825,44	372,30	-61.364,28
10	0,05	31.513,01	1.506,00	659,58	846,43	349,44	-61.014,84
11	0,05	31.434,23	1.547,31	679,36	867,94	327,99	-60.686,85
12	0,05	31.355,64	1.589,74	699,75	890,00	307,84	-60.379,01
13	0,05	31.277,26	1.633,34	720,74	912,60	288,94	-60.090,07
14	0,05	31.199,06	1.678,13	742,36	935,77	271,19	-59.818,88
15	0,06	31.121,06	1.724,16	764,63	959,53	254,53	-59.564,36
16	0,06	31.043,26	1.771,44	787,57	983,87	238,89	-59.325,47
17	0,06	30.965,65	1.820,02	811,20	1.008,83	224,21	-59.101,26
18	0,06	30.888,24	1.869,94	835,53	1.034,41	210,43	-58.890,83
19	0,06	30.811,02	1.921,22	860,60	1.060,62	197,49	-58.693,34
20	0,06	30.733,99	1.973,91	886,42	1.087,49	185,35	-58.507,98
21	0,07	30.657,16	2.028,04	913,01	1.115,04	173,96	-58.334,03
22	0,07	30.580,51	2.083,66	940,40	1.143,26	163,26	-58.170,77
23	0,07	30.504,06	2.140,81	968,61	1.172,20	153,22	-58.017,55
24	0,07	30.427,80	2.199,52	997,67	1.201,85	143,79	-57.873,76
25	0,07	30.351,73	2.259,84	1.027,60	1.232,24	134,95	-57.738,81

Num segundo cenário de análise económica procurou-se por uma tarifa de energia que tornasse o investimento rentável nos seus principais indicadores com uma amortização de 7 anos [43]. As tarifas obtidas foram:

- Tarifa de baixa tensão doméstica - 56,95 kz/kWh (0,47 €/kWh);
- Tarifa de baixa tensão indústria - 44 kz/kWh (0,37 €/kWh).

Tabela 36 Análise financeira considerando amortização do investimento em 7 anos, sistema 3,5 kWp.

Ano	Tarifa (€/kWh)	Energia Produzida (kWh/ano)	Remuneração Anual (€)	O&M (€)	Cash Flow (€)	Cash Flow Atualizado(€)	Cash Flow Acumulado (€)
0	0	0	0	0	0	0	-14.497,46
1	0,47	5685	2.695,09	95,58	2.599,51	2.379,41	-12.118,05
2	0,49	5670,79	2.769,00	98,45	2.670,55	2.237,47	-9.880,58
3	0,50	5656,61	2.844,94	101,40	2.743,54	2.104,00	-7.776,57
4	0,52	5642,47	2.922,96	104,44	2.818,52	1.978,50	-5.798,08
5	0,53	5628,36	3.003,12	107,58	2.895,55	1.860,47	-3.937,60
6	0,55	5614,29	3.085,48	110,80	2.974,68	1.749,49	-2.188,11
7	0,57	5600,26	3.170,10	114,13	3.055,98	1.645,13	-542,98
8	0,58	5586,26	3.257,04	117,55	3.139,49	1.546,99	1.004,01
9	0,60	5572,29	3.346,37	121,08	3.225,29	1.454,71	2.458,72
10	0,62	5558,36	3.438,14	124,71	3.313,43	1.367,93	3.826,65
11	0,64	5544,46	3.532,43	128,45	3.403,98	1.286,33	5.112,97
12	0,66	5530,60	3.629,31	132,30	3.497,01	1.209,59	6.322,57
13	0,68	5516,78	3.728,84	136,27	3.592,57	1.137,43	7.460,00
14	0,70	5502,98	3.831,11	140,36	3.690,75	1.069,58	8.529,58
15	0,72	5489,23	3.936,18	144,57	3.791,60	1.005,78	9.535,36
16	0,74	5475,50	4.044,13	148,91	3.895,22	945,78	10.481,14
17	0,76	5461,81	4.155,04	153,38	4.001,66	889,36	11.370,49
18	0,78	5448,16	4.268,99	157,98	4.111,01	836,30	12.206,79
19	0,81	5434,54	4.386,06	162,72	4.223,35	786,41	12.993,20
20	0,83	5420,95	4.506,35	167,60	4.338,75	739,50	13.732,70
21	0,86	5407,40	4.629,94	172,63	4.457,31	695,38	14.428,08
22	0,88	5393,88	4.756,92	177,81	4.579,11	653,90	15.081,98
23	0,91	5380,40	4.887,37	183,14	4.704,23	614,89	15.696,86
24	0,94	5366,95	5.021,41	188,63	4.832,78	578,21	16.275,07
25	0,96	5353,53	5.159,12	194,29	4.964,83	543,71	16.818,78

Na figura 49 é apresentado a evolução do *cash flow* acumulado em função do ano de instalação do sistema.

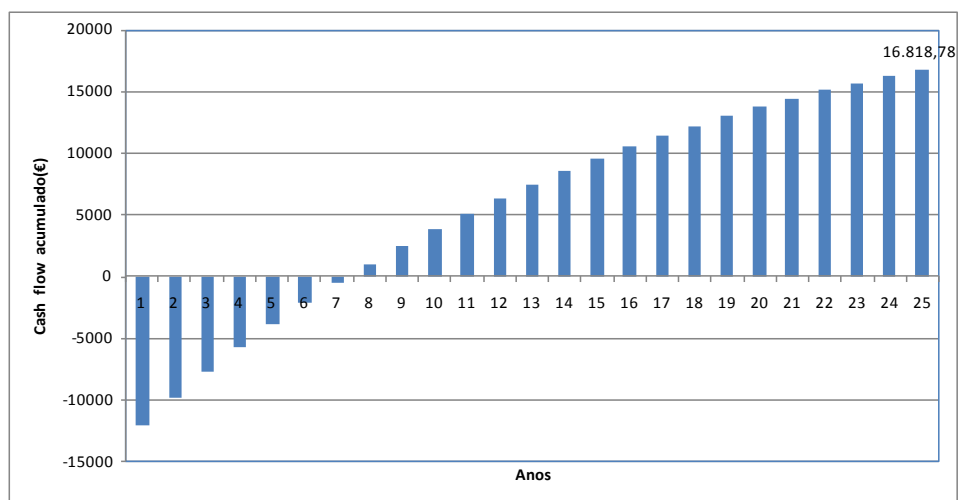


Figura 49 Cash flow acumulado em função do ano de instalação do sistema de 3,5 kWp, com amortização do investimento em 7 anos

Na tabela 37 é apresentado a análise financeira do sistema de 20 kWp com um período de amortização do investimento de 7 anos, a figura 50 mostra a evolução do *cash flow* acumulado.

Tabela 37 Análise financeira considerando amortização do investimento em 7 anos, sistema 20 kWp.

Ano	Tarifa (€/kWh)	Energia Produzida (kWh/ano)	Remuneração Anual (€)	O&M (€)	Cash Flow (€)	Cash Flow Atualizado(€)	Cash Flow Acumulado (€)
0	0	0	0	0	0	0	-65.738,89
1	0,37	32.231	11.805,24	505,51	11.299,73	10.343,01	-55.395,88
2	0,38	32.150,42	12.129,00	520,68	11.608,33	9.725,83	-45.670,05
3	0,39	32.070,05	12.461,64	536,30	11.925,34	9.145,48	-36.524,57
4	0,40	31.989,87	12.803,40	552,39	12.251,02	8.599,76	-27.924,81
5	0,41	31.909,90	13.154,53	568,96	12.585,58	8.086,60	-19.838,21
6	0,42	31.830,12	13.515,30	586,03	12.929,27	7.604,06	-12.234,15
7	0,44	31.750,55	13.885,96	603,61	13.282,35	7.150,31	-5.083,84
8	0,45	31.671,17	14.266,78	621,71	13.645,06	6.723,63	1.639,79
9	0,46	31.591,99	14.658,04	640,37	14.017,68	6.322,42	7.962,20
10	0,48	31.513,01	15.060,04	659,58	14.400,46	5.945,14	13.907,34
11	0,49	31.434,23	15.473,06	679,36	14.793,70	5.590,37	19.497,72
12	0,51	31.355,64	15.897,41	699,75	15.197,67	5.256,78	24.754,49
13	0,52	31.277,26	16.333,40	720,74	15.612,66	4.943,09	29.697,58
14	0,54	31.199,06	16.781,34	742,36	16.038,98	4.648,11	34.345,69
15	0,55	31.121,06	17.241,57	764,63	16.476,94	4.370,74	38.716,43
16	0,57	31.043,26	17.714,42	787,57	16.926,85	4.109,92	42.826,34
17	0,59	30.965,65	18.200,24	811,20	17.389,04	3.864,66	46.691,00
18	0,61	30.888,24	18.699,38	835,53	17.863,85	3.634,03	50.325,04
19	0,62	30.811,02	19.212,21	860,60	18.351,61	3.417,17	53.742,21
20	0,64	30.733,99	19.739,10	886,42	18.852,69	3.213,25	56.955,46
21	0,66	30.657,16	20.280,45	913,01	19.367,44	3.021,49	59.976,95
22	0,68	30.580,51	20.836,64	940,40	19.896,24	2.841,18	62.818,13
23	0,70	30.504,06	21.408,08	968,61	20.439,47	2.671,63	65.489,76
24	0,72	30.427,80	21.995,20	997,67	20.997,53	2.512,20	68.001,96
25	0,74	30.351,73	22.598,42	1.027,60	21.570,82	2.362,28	70.364,24

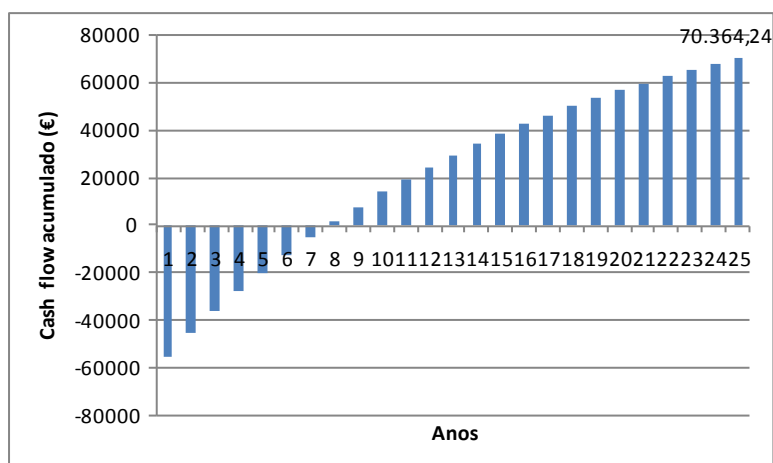


Figura 50 Cash flow acumulado em função do ano de instalação do sistema de 20 kWp, com amortização do investimento em 7 anos

Para este cenário analisado verifica-se que as tarifas de venda de energia à rede são bastante superiores ao preço de compra, cerca de 17 e 10 vezes superior relativamente as tarifas de baixa tensão doméstica e indústria. Nos dois sistemas analisados obteve-se um VAL positivo e uma TIR superior a taxa de atualização o que mostra que o investimento é economicamente viável.

Tabela 38 Indicadores económicos, amortização do investimento em 7 anos

Tipo de Sistema	Payback (anos)	VAL	TIR	TA
Sistema FV 3,5 kWp	7	16.818,78 €	20,32%	9,25%
Sistema FV 20 kWp	7	70.364,24 €	19,53%	9,25%

Fez-se análise de um terceiro cenário de avaliação económica considerando que a amortização do investimento é feita em 12 anos. Obteve-se as seguintes tarifas:

- Tarifa de baixa tensão doméstica - 40,20 kz/kWh (0,33 €/kWh);
- Tarifa de baixa tensão indústria - 31 kz/kWh (0,26 €/kWh).

A tabela 39 mostra a análise financeira do sistema de 3,5 kWp considerando que o investimento é amortizado em 12 anos.

Tabela 39 Análise financeira considerando amortização do investimento em 12 anos, sistema 3,5 kWp.

Ano	Tarifa (€/kWh)	Energia Produzida (kWh/ano)	Remuneração Anual (€)	O&M (€)	Cash Flow (€)	Cash Flow Atualizado(€)	Cash Flow Acumulado (€)
0	0	0	0	0	0	0	-14.497,46
1	0,33	5685	1.902,41	95,58	1.806,83	1.653,85	-12.843,61
2	0,34	5670,79	1.954,59	98,45	1.856,14	1.555,13	-11.288,47
3	0,36	5656,61	2.008,19	101,40	1.906,79	1.462,31	-9.826,17
4	0,37	5642,47	2.063,27	104,44	1.958,82	1.375,02	-8.451,14
5	0,38	5628,36	2.119,85	107,58	2.012,28	1.292,95	-7.158,20
6	0,39	5614,29	2.177,99	110,80	2.067,19	1.215,77	-5.942,43
7	0,40	5600,26	2.237,72	114,13	2.123,59	1.143,20	-4.799,23
8	0,41	5586,26	2.299,09	117,55	2.181,54	1.074,96	-3.724,27
9	0,42	5572,29	2.362,14	121,08	2.241,06	1.010,79	-2.713,48
10	0,44	5558,36	2.426,92	124,71	2.302,21	950,45	-1.763,03
11	0,45	5544,46	2.493,48	128,45	2.365,03	893,72	-869,31
12	0,46	5530,60	2.561,87	132,30	2.429,56	840,37	-28,94
13	0,48	5516,78	2.632,13	136,27	2.495,85	790,21	761,27
14	0,49	5502,98	2.704,31	140,36	2.563,95	743,03	1.504,30
15	0,51	5489,23	2.778,48	144,57	2.633,90	698,68	2.202,98
16	0,52	5475,50	2.854,68	148,91	2.705,77	656,97	2.859,95
17	0,54	5461,81	2.932,97	153,38	2.779,59	617,75	3.477,71
18	0,55	5448,16	3.013,40	157,98	2.855,42	580,88	4.058,59
19	0,57	5434,54	3.096,05	162,72	2.933,33	546,20	4.604,79
20	0,59	5420,95	3.180,95	167,60	3.013,36	513,60	5.118,38
21	0,60	5407,40	3.268,19	172,63	3.095,56	482,94	5.601,32
22	0,62	5393,88	3.357,82	177,81	3.180,02	454,11	6.055,43
23	0,64	5380,40	3.449,91	183,14	3.266,77	427,00	6.482,42
24	0,66	5366,95	3.544,52	188,63	3.355,89	401,51	6.883,93
25	0,68	5353,53	3.641,73	194,29	3.447,44	377,54	7.261,47

A figura 51 mostra a evolução do *cash flow* acumulado do sistema de 3,5 kWp com um período de amortização do investimento de 12 anos.

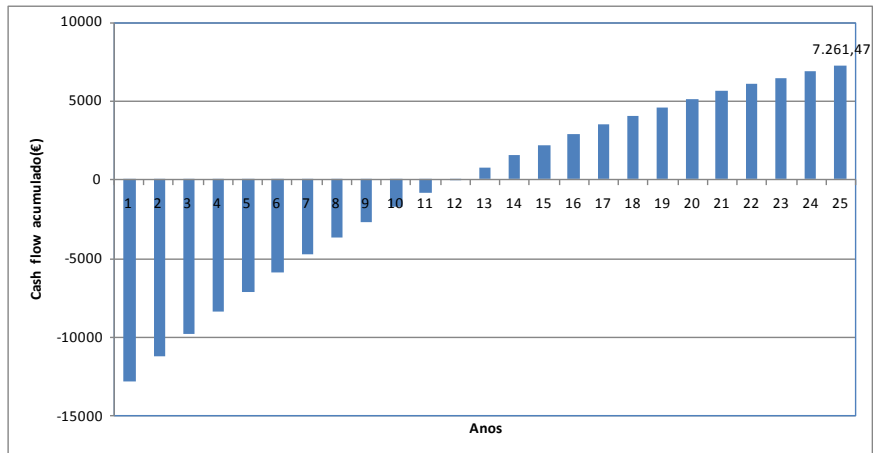


Figura 51 Cash flow acumulado em função do ano de instalação do sistema de 3,5 kWp, com amortização do investimento em 12 anos

A tabela 40 apresenta a análise financeira do sistema de 20 kWp, na figura 52 é apresentada a evolução do *cash flow* acumulado considerando que o investimento é amortizado em 12 anos.

Tabela 40 Análise financeira considerando amortização do investimento em 12 anos, sistema 20 kWp.

Ano	Tarifa (€/kWh)	Energia Produzida (kWh/ano)	Remuneração Anual (€)	O&M (€)	Cash Flow (€)	Cash Flow Atualizado(€)	Cash Flow Acumulado (€)
0	0	0	0	0	0	0	-65.738,89
1	0,26	32.231,00	8.317,33	505,51	7.811,82	7.150,41	-58.588,48
2	0,27	32.150,42	8.545,43	520,68	8.024,76	6.723,40	-51.865,08
3	0,27	32.070,05	8.779,79	536,30	8.243,50	6.321,89	-45.543,19
4	0,28	31.989,87	9.020,58	552,39	8.468,19	5.944,36	-39.598,83
5	0,29	31.909,90	9.267,97	568,96	8.699,01	5.589,37	-34.009,46
6	0,30	31.830,12	9.522,14	586,03	8.936,12	5.255,57	-28.753,89
7	0,31	31.750,55	9.783,29	603,61	9.179,68	4.941,71	-23.812,18
8	0,32	31.671,17	10.051,59	621,71	9.429,88	4.646,59	-19.165,58
9	0,33	31.591,99	10.327,26	640,37	9.686,89	4.369,09	-14.796,49
10	0,34	31.513,01	10.610,48	659,58	9.950,91	4.108,17	-10.688,32
11	0,35	31.434,23	10.901,48	679,36	10.222,11	3.862,82	-6.825,50
12	0,36	31.355,64	11.200,45	699,75	10.500,70	3.632,13	-3.193,37
13	0,37	31.277,26	11.507,62	720,74	10.786,88	3.415,21	221,83
14	0,38	31.199,06	11.823,22	742,36	11.080,86	3.211,24	3.433,08
15	0,39	31.121,06	12.147,47	764,63	11.382,84	3.019,46	6.452,53
16	0,40	31.043,26	12.480,61	787,57	11.693,04	2.839,12	9.291,66
17	0,41	30.965,65	12.822,89	811,20	12.011,70	2.669,56	11.961,22
18	0,43	30.888,24	13.174,56	835,53	12.339,03	2.510,12	14.471,34
19	0,44	30.811,02	13.535,87	860,60	12.675,28	2.360,21	16.831,55
20	0,45	30.733,99	13.907,10	886,42	13.020,68	2.219,24	19.050,79
21	0,47	30.657,16	14.288,50	913,01	13.375,49	2.086,70	21.137,49
22	0,48	30.580,51	14.680,36	940,40	13.739,96	1.962,07	23.099,55
23	0,49	30.504,06	15.082,97	968,61	14.114,36	1.844,88	24.944,43
24	0,51	30.427,80	15.496,62	997,67	14.498,95	1.734,69	26.679,12
25	0,52	30.351,73	15.921,61	1.027,60	14.894,01	1.631,08	28.310,20

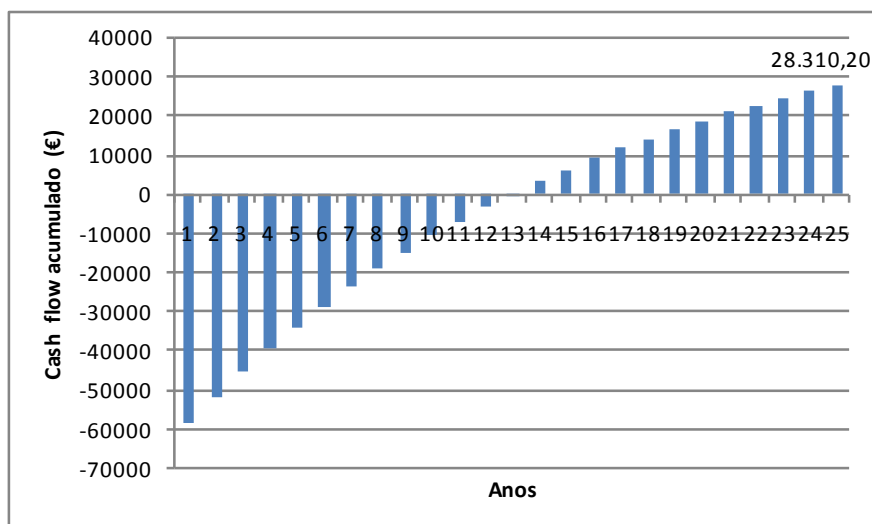


Figura 52 Cash flow acumulado em função do ano de instalação do sistema de 20 kWp, com amortização do investimento em 12 anos

No terceiro cenário analisado como o tempo considerado para amortização do investimento é maior, as tarifas obtidas são inferiores em relação ao segundo cenário. Contudo as tarifas obtidas são superiores em cerca de 12 e 7 vezes em relação as tarifas de compra de energia à rede em baixa tensão doméstica e industria respetivamente. O investimento nos dois sistemas é economicamente viável uma vez que se obtém um VAL positivo e uma TIR superior a taxa de atualização.

Tabela 41 Indicadores económicos, amortização do investimento em 12 anos

Tipo de Sistema	Payback (anos)	VAL	TIR	TA
Sistema FV 3,5 kWp	12	7.261,47 €	14,33%	9,25%
Sistema FV 20 kWp	12	28.310,20 €	13,66%	9,25%

7. CONCLUSÕES

O potencial de energia solar de Angola é elevado, mas atualmente o seu aproveitamento ainda é muito limitado. Os sistemas fotovoltaicos existentes são exclusivamente autónomos por não haver legislação que enquadre a utilização de sistemas ligados à rede. A utilização generalizada de sistemas fotovoltaicos pode contribuir para aumentar a percentagem da população com acesso à eletricidade principalmente em zonas rurais ou afastadas dos grandes centros urbanos.

Este trabalho iniciou-se com o estudo do sistema elétrico de energia de Angola analisando o seu enorme potencial hídrico. Nos próximos anos estão previstos a construção de vários aproveitamentos hidroelétricos, demonstrando assim uma aposta clara neste recurso renovável.

Foram analisados os sistemas fotovoltaicos, sua constituição e características assim como também o potencial do recurso de energia solar em Angola.

Foram projetados três sistemas fotovoltaicos nomeadamente: um primeiro sistema ligado à rede residencial; um segundo sistema autónomo residencial e um terceiro sistema ligado à rede para uma instalação industrial.

Os valores de produção de energia elétrica anual dos sistemas analisados são valores expectáveis, calculados pelo *software* PVsyst que podem divergir dos valores reais que se possam obter no terreno. As diferenças podem ser devidas a várias circunstâncias externas, acumulação de detritos nos módulos fotovoltaicos, flutuações dos graus de eficiência dos módulos fotovoltaicos, condições meteorológicas do local, sombreamentos, etc.

O investimento nestes sistemas fotovoltaicos têm um custo inicial elevado, dado que também são contabilizados os custos de importação dos equipamentos. A partir do momento que em Angola seja viável o fabrico dos mesmos equipamentos é previsível o abaixamento do seu custo.

Com as tarifas atuais praticadas em Angola de venda de energia elétrica, bastante subvencionadas, não existe viabilidade económica dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, partindo do princípio que a energia injetada seria remunerada pela mesma tarifa de compra. Por essa razão foram calculadas as tarifas que tornam viáveis economicamente os mesmos sistemas num período de amortização de 7 e 12 anos.

Como trabalho futuro seria a implementação dos três sistemas e sua monitorização com vista a análise das discrepâncias da produção de energia entre os valores obtido no terreno e os alcançados através de simulação no PVsyst.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Benito, Tomás (2011). *Práticas de Energia Solar Fotovoltaica*. Porto, 1ª Edição. Publindústria, Edições Técnicas.
- [2] Barros, Hélio (2014). *Análise de Projectos de Investimento*. Lisboa, 5ª Edição. Edições Sílabo.
- [3] Castro, Rui (2011). *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*. Lisboa, 1ª Edição. IST Press.
- [4] Morais, Josué (2009). *Sistemas Fotovoltaicos da Teoria à Prática*. Porto, 1ª Edição. Publindústria, Edições Técnicas.
- [5] Nogueira, Hilário (2010). *Manual das Energias Renováveis – O Futuro do Planeta*. Lisboa, 1ª Edição. Editora AECOPS .
- [6] Pereira, Filipe, & Oliveira, Manuel (2011). *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*. Porto, 1ª Edição. Publindústria, Edições Técnicas.
- [7] Roriz, Luís et al. (2010). *Energia Solar em Edifícios*. Amadora, 1ª Edição. Edições Orion.
- [8] Silva, Eduardo, & Monteiro, Fátima (2013). *Empreendedorismo e Plano de Negócio*. Porto, Editora Vida Económica.
- [9] Energia Fotovoltaica Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação, manual desenvolvido no projecto GREENPRO entre Fevereiro de 2002 e Janeiro de 2004.
- [10] Planning and Installing Photovoltaic Systems (2013) , third edition , German Solar Energy Society.

[11] Borges, João (2011). As energias limpas como factor de desenvolvimento em Angola. Tema apresentado na conferência Electrificar Angola com Energias Limpas, Luanda. Disponível em: <http://www.minea.gv.ao/publicacoes/relatorios.html#>. Último acesso em 1 de Maio de 2015.

[12] Relatório Energia em Angola (2011), Centro de Estudos e Investigação Científica da Universidade Católica de Angola. Disponível em: <http://www.ceic-ucan.org/wp-content/uploads/2014/02/Relat%C3%B3rio-de-Energia-Vers%C3%A3o-Final-26-10-2011.pdf>. Último acesso em 1 de Maio de 2015.

[13] Pauta Aduaneira dos Direitos de Importação e Exportação. Decreto Legislativo Presidencial n.º 1/14, de 30 de Janeiro, publicado no Diário da República de Angola n.º 21, I Série.

[14] Banco Nacional de Angola. Disponível em: <http://www.bna.ao/>. Último acesso em 16 de Maio de 2015.

[15] Google Earth. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Último acesso em 18 de Maio de 2015.

[16] Envolverde Jornalismo & Sustentabilidade. Disponível em: <http://envolverde.com.br>. Último acesso em 1 de Maio de 2015.

[17] Serviço Nacional das Alfândegas. Disponível em: <http://www.alfandegas.gv.ao/>. Último acesso em 1 de Junho de 2015.

[18] MINEA-Ministério da Energia e Águas. Disponível em: <http://www.minea.gv.ao/>. Último acesso em 1 de Maio de 2015.

[19] EDEL – Empresa de Distribuição de Electricidade. Disponível em <http://www.edel.co.ao/>. Último acesso em 30 de Março de 2015.

[20] PVGIS: *Photovoltaic Geographical Information System*. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>. Último acesso em 10 de Janeiro de 2015.

[21] ENE-Empresa Nacional de Electricidade E.P. Disponível em: <http://194.79.83.194:9091/Pages/Home.aspx>. Último acesso em 30 de Março de 2015.

- [22] FF Solar Energias Renováveis, LDA. Disponível em : <http://www.ffiolar.com/> .
Último acesso em 17 de Abril de 2015.
- [23] Troque de Energia. Disponível em: <http://troquedeenergia.com/> . Último acesso em 2 de Junho de 2015.
- [24] Painéis Fotovoltaicos. Disponível em: <http://www.paineisfotovoltaicos.com/> . Último acesso em 3 de Outubro de 2014.
- [25] PV F-CHART: “FV Systems Analysis”. Disponível em <http://www.fchart.com/pvfchart/>. Último acesso em 3 de Outubro de 2014.
- [26] RETScreen *Internacional: Empowering Cleaner Energy Decisions*. Disponível em <http://www.retscreen.net/ang/home.php> . Último acesso em 3 de Outubro de 2014.
- [27] PV*SOL. Disponível em: <http://www.valentin-software.com/en> . Último acesso em 3 de Outubro de 2014.
- [28] Informação sobre o SolTerm .Disponível em: <http://www.lneg.pt/iedt/projectos/370/> . Último acesso em 3 de Novembro de 2014.
- [29] Weidmuller. Disponível em: <http://www.weidmuller.pt/>. Último acesso em 8 de Junho de 2015.
- [30] ZEMBE, Sociedade Técnica e Comercial SA. Disponível em: <http://www.zembe.info/> . Último acesso em 8 de Junho de 2015.
- [31] CARGOTEAM Transportes Internacionais, Lda. Disponível em: <http://www.cargoteam.pt/> . Último acesso em 8 de Junho de 2015.
- [32] SunPower Corporation. Disponível em: <http://us.sunpower.com/> . Último acesso em 8 de Junho de 2015.
- [33] SMA Solar Technology AG, Performance ratio - Quality factor for the PV plant. Disponível em: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-UEN100810.pdf> . Último acesso em 10 Janeiro de 2015.
- [34] Portal São Francisco. Disponível em: <http://www.portalsaofrancisco.com.br/>. Último acesso em 10 de Janeiro de 2015.
- [35] Portal Oficial da República de Angola. Disponível em : <http://www.governo.gov.ao/>. Último acesso em 30 de Maio de 2015.

- [36] Electrónica. Disponível em: <http://www.electronica-pt.com/energia-solar>. Último acesso em 11 de Março de 2015.
- [37] BR Solar. Disponível em: <http://www.brsolar.com.br/> . Último acesso em 20 de Maio de 2015.
- [38] ENERGLOBO – Energias Renováveis. Disponível em: <http://www.energlobo.pt/> . Último acesso em 3 de Outubro 2014.
- [39] IRSE- Instituto Regulador do Sector Eléctrico. Disponível em: <http://www.irse.gov.ao/homepage.aspx> . Último acesso em 22 Abril de 2015.
- [40] PVSYST: *Software for photovoltaic Systems*. Disponível em: <http://www.pvsyst.com/>. Último acesso em 9 de Fevereiro de 2015.
- [41] Castro, Rui (2002).Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à Energia Fotovoltaica. Disponível em: <http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao a Energia Fotovoltaica.pdf> . Último acesso em 10 de Março de 2015.
- [42] GAMEK- Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza. Disponível em: <http://www.gamek.co.ao/> . Último acesso em 30 de Março de 2015.
- [43] Quiçama, Ernesto (2012). *Soluções Técnicas para um Projeto de Habitação com Produção Própria de Energia em Angola*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra.
- [44] Torres, Regina (2012). *Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.
- [45] Santos, Filipe (2011). *Utilização de Energia Fotovoltaica para a eficiência energética de uma moradia*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Anexo A. Radiação solar de cidades em Angola

Tabela A.1-Plano Horizontal

Wh/m ² /d	Média Diária por Mês												Média Anual
Cidade	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Cabinda	5430	5510	5530	5060	4580	4720	4970	5040	4690	4390	4890	4940	4980
Mbanza Congo	5040	5310	5280	4770	4630	4650	4890	4890	4760	4370	4690	5210	4870
Dundo	5010	5160	5180	5240	5620	5770	5890	5870	5640	5660	5110	5180	5450
Uíge	4930	5070	4970	4560	5280	5550	5400	5150	4800	4360	4550	5160	4980
Caxito	6020	6040	5880	5430	5230	5090	5040	5290	5260	5020	5390	5730	5450
Luanda	6200	6080	5930	5330	5290	5120	4920	5200	5470	5350	5750	5900	5540
N'Dalatando	5500	5570	5450	5090	5680	5490	5460	5410	5170	4850	4750	5450	5320
Malanje	5610	5720	5430	5330	5940	5870	5950	6230	6050	5730	5230	5940	5760
Saurimo	5120	5320	5150	5550	5940	5870	5970	6320	6120	5950	5350	5720	5700
Sumbe	6420	6200	6060	5660	5440	4960	4730	5370	5970	5790	5870	6200	5720
Luena	5370	5370	5220	5800	5980	5760	5870	6450	6540	6180	5470	5990	5840
Kuito	5440	5330	5440	5790	5890	5770	5880	6490	6600	6150	5580	5670	5840
Benguela	6900	6400	6320	6080	5690	5190	4980	5480	6260	6530	6700	6550	6090
Huambo	5760	5450	5450	5560	5800	5700	5840	6470	6590	5990	5490	5600	5810
Menongue	5880	5660	5530	5770	5780	5540	5610	6370	6810	6630	6070	6460	6010
Lubango	6060	5810	5430	5540	5680	5500	5540	6300	6810	6580	6290	6450	6000
Namibe	7360	7090	6730	6370	5590	4810	4660	5100	6020	6700	7330	7800	6290
Ondjiva	6650	6580	6240	6020	5700	5310	5380	6170	6880	7290	7230	7640	6420

Tabela A.2-Ângulo Ótimo de Inclinação

Wh/m ² /d	Média Diária por Mês												Média Anual
Cidade	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Cabinda	5170	5330	5480	5140	4730	4940	5180	5150	4690	4310	4700	4680	4960
Mbanza Congo	4790	5130	5230	4870	4850	4940	5170	5030	4770	4280	4490	4940	4870
Dundo	4620	4900	5120	5440	6180	6520	6590	6270	5680	5440	4740	4740	5530
Uíge	4600	4840	4930	4710	5750	6200	5940	5420	4830	4240	4280	4820	5050
Caxito	5640	5810	5870	5640	5650	5600	5500	5570	5320	4910	5110	5350	5500
Luanda	5830	5880	5930	5530	5700	5610	5330	5460	5540	5240	5460	5520	5580
N'Dalatando	5060	5300	5430	5350	6350	6320	6180	5810	5240	4700	4450	5000	5430
Malanje	5120	5410	5400	5630	6700	6840	6850	6800	6160	5510	4840	5410	5890
Saurimo	4670	5020	5110	5880	6760	6900	6940	6950	6240	5700	4900	5180	5860
Sumbe	5960	5960	6100	6000	6060	5620	5280	5790	6120	5660	5520	5710	5810
Luená	4860	5050	5200	6280	7000	7010	7010	7230	6750	5920	4980	5360	6060
Kuito	4900	5010	5430	6280	6940	7100	7120	7360	6830	5890	5060	5070	6090
Benguela	6310	6120	6390	6550	6500	6090	5740	6020	6460	6370	6210	5940	6230
Huambo	5190	5150	5470	6020	6820	6980	7030	7310	6830	5770	5020	5000	6060
Menongue	5310	5360	5590	6360	6950	6950	6890	7310	7140	6420	5520	5760	6300
Lubango	5450	5500	5500	6100	6820	6900	6790	7240	7160	6380	5730	5710	6280
Namibe	6740	6810	6880	7010	6540	5760	5470	5660	6290	6590	6810	7060	6460
Ondjiva	6000	6260	6410	6790	6990	6800	6740	7200	7320	7130	6590	6760	6750

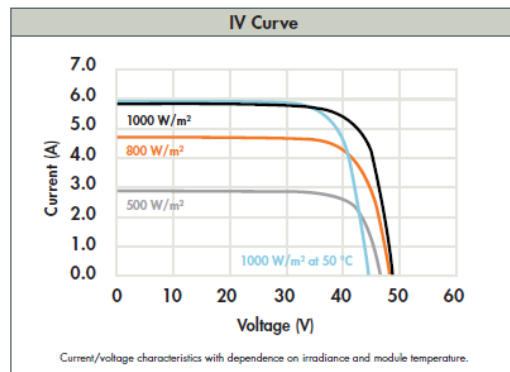
Tabela A.3-Ângulo de Inclinação 90°

Wh/m ² /d	Média Diária por Mês												Média Anual
Cidade	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Cabinda	964	964	1570	2550	3110	3650	3670	2950	1960	1040	970	903	2030
Mbanza Congo	1100	1100	1710	2470	3180	3620	3640	2900	2020	1100	1060	1260	2100
Dundo	1060	1030	1740	2760	4060	4830	4660	3540	2260	1020	1050	1130	2440
Uíge	1100	1070	1760	2440	3810	4620	4220	3140	2090	1060	1040	1310	2310
Caxito	1060	1040	1920	2930	3870	4320	4050	3320	2280	1090	1060	1100	2350
Luanda	950	983	1910	2900	3960	4420	3990	3300	2330	1110	948	968	2320
N'Dalatando	1110	1100	1930	2810	4300	4820	4500	3450	2250	1210	1080	1260	2490
Malanje	1110	1090	1970	2970	4540	5220	4990	3980	2500	1210	1070	1340	2680
Saurimo	1090	1070	1920	3110	4590	5260	5070	4040	2510	1210	1040	1350	2700
Sumbe	934	973	2050	3250	4350	4490	4010	3610	2610	1380	957	949	2470
Luena	1130	1080	2060	3430	4930	5520	5250	4330	2780	1410	1020	1340	2870
Kuito	1150	1130	2170	3490	4930	5610	5400	4500	2860	1480	1060	1290	2930
Benguela	855	959	2210	3600	4750	5000	4510	3860	2820	1410	879	954	2660
Huambo	1090	1090	2160	3370	4870	5560	5390	4500	2900	1440	1020	1120	2890
Menongue	1090	1330	2300	3690	5160	5750	5420	4640	3130	1640	949	1300	3040
Lubango	996	1270	2250	3530	5050	5680	5340	4630	3180	1650	933	1070	2970
Namibe	845	1200	2490	4060	5020	4920	4460	3800	2980	1760	832	1010	2790
Ondjiva	931	1380	2610	4080	5420	5880	5570	4860	3450	1870	838	1110	3180

Anexo B. Características Elétricas dos Equipamentos

Módulo SPR-225-WHT-I

Electrical Data		
<small>Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000W/m², air mass 1.5g, and cell temperature 25° C</small>		
Peak Power (+/-3%)	Pmax	225 W
Rated Voltage	Vmp	41.0 V
Rated Current	Imp	5.49 A
Open Circuit Voltage	Voc	48.5 V
Short Circuit Current	Isc	5.87 A
Maximum System Voltage	IEC	1000 V
Temperature Coefficients		
	Power	-0.38% /°C
	Voltage (Voc)	-132.5 mV/°C
	Current (Isc)	3.5 mA/°C
Series Fuse Rating		20 A
Peak Power per Unit Area		181 W/m ²



Mechanical Data	
Solar Cells	72 SunPower all back-contact monocrystalline
Front Glass	3.2 mm (1/8 in) tempered
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes
Output Cables	900 mm length cable / Multi-Contact connectors
Frame	Anodized aluminum alloy type 6063
Weight	15 kg, 33 lbs

Tested Operating Conditions	
Temperature	-40° C to +85° C (-40°F to +185°F)
Max load	240 kg/m ² (2400 Pascals) front and back
Impact Resistance	Hail - 25mm (1 in) at 23 m/s (52 mph)

Warranty and Certifications	
Warranty	25 year limited power warranty 10 year limited product warranty
Certifications	IEC 61215 , Safety tested IEC 61730

Módulo SPR-X21-335-BLK

ELECTRICAL DATA		
	X21-335-BLK	X21-345
Nominal Power ¹² (Pnom)	335 W	345 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%
Avg. Panel Efficiency ¹³	21.1%	21.5%
Rated Voltage (Vmpp)	57.3 V	57.3 V
Rated Current (Impp)	5.85 A	6.02 A
Open-Circuit Voltage (Voc)	67.9 V	68.2 V
Short-Circuit Current (Isc)	6.23 A	6.39 A
Maximum System Voltage	600 V UL ; 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	20 A	
Power Temp Coef. (Pmpp)	-0.30% / °C	
Voltage Temp Coef. (Voc)	-167.4 mV / °C	
Current Temp Coef. (Isc)	3.5 mA / °C	

OPERATING CONDITION AND MECHANICAL DATA	
Temperature	- 40°F to +185°F (- 40°C to +85°C)
Max load	Wind: 50 psf, 2400 Pa, 245 kg/m ² front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa, 550kg/m ² front
Impact resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class A+
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen III Cells
Tempered Glass	High Transmission Tempered Anti-Reflective
Junction Box	IP-65 Rated
Connectors	MC4 Compatible
Frame	Class 1 black anodized, highest AAMA Rating
Weight	41 lbs (18.6 kg)

TESTS AND CERTIFICATIONS	
Standard tests	UL 1703, IEC 61215, IEC 61730
Quality tests	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead-free
Ammonia test	IEC 62716
Salt Spray test	IEC 61701 (passed maximum severity)
PID test	Potential-Induced Degradation free: 1000V ¹⁰
Available listings	CEC, UL, TUV, MCS

Inversor Sunny Boy 3500TL-JP-22

Technical Data	Sunny Boy 3500TL-JP	Sunny Boy 4500TL-JP
Input (DC)		
Max. DC power	3700 W	4700 W
Max. DC voltage	440 V	450 V
MPP voltage range / rated input voltage	160 V – 360 V / 330 V	160 V – 360 V / 330 V
Min. input voltage / start input voltage	85 V / 110 V	85 V / 110 V
Max. input current	2 x 15 A	2 x 15 A
Number of MPP trackers	2	2
Max. number of strings (parallel)	2 x 2	2 x 2
Output (AC) Grid connected		
Nominal AC output	3500 W	4500 W
Max. AC power	3500 VA	4500 VA
Max. output current	19,5 A	22,3 A
Nominal AC voltage / range	202 V / 160 V – 238 V	202 V / 160 V – 238 V
AC grid frequency / range	50 Hz / -1,5 ... + 1,5 Hz 60 Hz / -1,8 ... + 1,8 Hz	50 Hz / -1,5 ... + 1,5 Hz 60 Hz / -1,8 ... + 1,8 Hz
Power factor (cos ϕ)	1	1
AC Connection	single-phase three wire	single-phase three wire
Output (AC) Standalone		
Max. AC power	1500W	1500W
Max. output current	15 A	15 A
Nominal AC voltage / range	101 V / 91 V – 111 V	101 V / 91 V – 111 V
AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
AC Connection	single-phase two wire	single-phase two wire
Efficiency		
Max. efficiency	96,7 %	96,7 %

Inversor Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10

Technical Data	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-11
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	10,500 W	10,500 W
Max. input voltage	600 V	600 V
MPP voltage range at grid voltage (202 V) / rated input voltage	300 V to 590 V / 300 V	300 V to 590 V / 300 V
Min. input voltage / initial input voltage	300 V / 310 V	300 V / 310 V
Max. input current	36 A	36 A
Max. input current per string	36 A	36 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 6	1 / 6
Output (AC)		
Rated power (@ 202 V, 50 Hz)	10,000 W	9,900 W
Max. apparent AC power	10,000 VA	9,900 VA
Nominal AC voltage	3/PE, 202 V	3/PE, 202 V
AC voltage range	160 V to 240 V	160 V to 240 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / $\pm 2\%$	50 Hz, 60 Hz / $\pm 2\%$
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 202 V	50 Hz / 202 V
Max. output current	29 A	29 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited to 0.8 underexcited	0.8 overexcited to 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
SPS Module	–	1,500 W / 101 V / 50 Hz, 60 Hz
Efficiency		
Max. efficiency / efficiency as per JIS C 8962	97.8% / 96.5%	97.8% / 96.5%
Protective devices		
DC-side disconnection point	•	•
Ground fault monitoring / grid monitoring	• / •	• / •
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	• / • / –	• / • / –
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	• / •	• / •
Protection class (as per IEC 61140) / overvoltage category (as per IEC 60664-1)	I / AC: III; DC: II	I / AC: III; DC: II

Baterias OPzS Solar 420

Technical characteristics and data

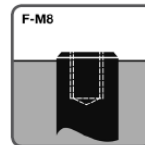
Type	Part number	Nom. voltage	Nominal capacity	Length (l)	Width (b/w)	Height* (h)	Installed length (L)	Weight incl. acid	Weight acid**	Internal resistance	Short circuit current	Terminal	Pole pairs
		V	C_{120} 1.85 Vpc 25 °C Ah	max. mm	max. mm	max. mm	max. mm	approx. kg	approx. kg	mOhm	A		
OPzS Solar 190	NVSL020190WC0FA	2	190	105	208	395	115	13.7	5.20	1.45	1400	F-M8	1
OPzS Solar 245	NVSL020245WC0FA	2	245	105	208	395	115	15.2	5.00	1.05	1950	F-M8	1
OPzS Solar 305	NVSL020305WC0FA	2	305	105	208	395	115	16.6	4.60	0.83	2450	F-M8	1
OPzS Solar 380	NVSL020380WC0FA	2	380	126	208	395	136	20.0	5.80	0.72	2850	F-M8	1
OPzS Solar 450	NVSL020450WC0FA	2	450	147	208	395	157	23.3	6.90	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 550	NVSL020550WC0FA	2	550	126	208	511	136	26.7	8.10	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 660	NVSL020660WC0FA	2	660	147	208	511	157	31.0	9.30	0.56	3650	F-M8	1
OPzS Solar 765	NVSL020765WC0FA	2	765	168	208	511	178	35.4	10.8	0.50	4100	F-M8	1
OPzS Solar 985	NVSL020985WC0FA	2	985	147	208	686	157	43.9	13.0	0.47	4350	F-M8	1
OPzS Solar 1080	NVSL021080WC0FA	2	1080	147	208	686	157	47.2	12.8	0.43	4800	F-M8	1
OPzS Solar 1320	NVSL021320WC0FA	2	1320	212	193	686	222	59.9	17.1	0.30	6800	F-M8	2
OPzS Solar 1410	NVSL021410WC0FA	2	1410	212	193	686	222	63.4	16.8	0.27	7500	F-M8	2
OPzS Solar 1650	NVSL021650WC0FA	2	1650	212	235	686	222	73.2	21.7	0.26	7900	F-M8	2
OPzS Solar 1990	NVSL021990WC0FA	2	1990	212	277	686	222	86.4	26.1	0.23	8900	F-M8	2
OPzS Solar 2350	NVSL022350WC0FA	2	2350	212	277	836	222	108	33.7	0.24	8500	F-M8	2
OPzS Solar 2500	NVSL022500WC0FA	2	2500	212	277	836	222	114	32.7	0.22	9300	F-M8	2
OPzS Solar 3100	NVSL023100WC0FA	2	3100	215	400	812	225	151	50.0	0.16	12800	F-M8	3
OPzS Solar 3350	NVSL023350WC0FA	2	3350	215	400	812	225	158	48.0	0.14	14600	F-M8	3
OPzS Solar 3850	NVSL023850WC0FA	2	3850	215	490	812	225	184	60.0	0.12	17000	F-M8	4
OPzS Solar 4100	NVSL024100WC0FA	2	4100	215	490	812	225	191	58.0	0.11	17800	F-M8	4
OPzS Solar 4600	NVSL024600WC0FA	2	4600	215	580	812	225	217	71.0	0.11	18600	F-M8	4
OPzS Solar 280	NVSL060280WC0FA	6	294	273	204	358	283	41.0	13.0	2.68	2283	F-M8	1
OPzS Solar 350	NVSL060350WC0FA	6	364	381	204	358	391	56.0	20.0	2.39	2800	F-M8	1
OPzS Solar 420	NVSL060420WC0FA	6	417	381	204	358	391	63.0	20.0	1.96	3106	F-M8	1
OPzS Solar 70	NVSL120070WC0FA	12	82.7	273	204	358	283	35.0	15.0	18.1	688	F-M8	1
OPzS Solar 140	NVSL120140WC0FA	12	139	273	204	358	283	45.0	14.0	9.26	1314	F-M8	1
OPzS Solar 210	NVSL120210WC0FA	12	210	381	204	358	391	64.0	19.0	6.46	1884	F-M8	1

Type	C_5 1.75 Vpc	C_{10} 1.80 Vpc	C_{20} 1.80 Vpc	C_{24} 1.80 Vpc	C_{30} 1.80 Vpc	C_{36} 1.80 Vpc	C_{48} 1.85 Vpc	C_{60} 1.85 Vpc	C_{120} 1.85 Vpc	C_{240} 1.85 Vpc
OPzS Solar 190	122	132	134	145	165	175	185	190	200	
OPzS Solar 245	159	173	176	190	215	230	240	245	260	
OPzS Solar 305	203	220	224	240	270	285	300	305	320	
OPzS Solar 380	250	273	277	300	330	350	370	380	400	
OPzS Solar 450	296	325	330	355	395	420	440	450	470	
OPzS Solar 550	353	391	398	430	480	515	540	550	580	
OPzS Solar 660	422	469	477	515	575	615	645	660	695	
OPzS Solar 765	492	546	555	600	670	710	750	765	805	
OPzS Solar 985	606	700	710	770	860	920	970	985	1035	
OPzS Solar 1080	669	773	784	845	940	1000	1055	1080	1100	
OPzS Solar 1320	820	937	950	1030	1150	1230	1295	1320	1385	
OPzS Solar 1410	888	1009	1024	1105	1225	1305	1380	1410	1440	
OPzS Solar 1650	1024	1174	1190	1290	1440	1540	1620	1650	1730	
OPzS Solar 1990	1218	1411	1430	1550	1730	1850	1950	1990	2090	
OPzS Solar 2350	1573	1751	1770	1910	2090	2200	2300	2350	2470	
OPzS Solar 2500	1667	1854	1875	2015	2215	2335	2445	2500	2600	
OPzS Solar 3100	2080	2318	2343	2520	2755	2910	3040	3100	3250	
OPzS Solar 3350	2268	2524	2550	2740	2985	3135	3280	3350	3520	
OPzS Solar 3850	2592	2884	2915	3135	3430	3615	3765	3850	4040	
OPzS Solar 4100	2775	3090	3125	3355	3650	3840	4000	4100	4300	
OPzS Solar 4600	3099	3451	3490	3765	4100	4300	4500	4600	4850	
OPzS Solar 280	203	206	229	250	296	304	287	294	338	
OPzS Solar 350	245	257	284	311	374	383	355	364	424	
OPzS Solar 420	284	309	322	354	420	432	408	417	482	
OPzS Solar 70	55.0	51.5	63.7	69.4	78.4	79.8	81.0	82.7	92.9	
OPzS Solar 140	95.4	103	108	118	141	145	136	139	162	
OPzS Solar 210	131	154	162	177	206	217	203	210	234	

Capacities in Ah ($C_5 - C_{240}$ at 25 °C)

* Includes installed connector, the above mentioned height can differ depending on the used vent(s).
** Acid density $d_a = 1.24 \text{ kg/l}$

Terminal and torque



12 Nm for blocks;
20 Nm for cells

Data is also valid for dry charged version.
Change »W« (Wet) to »D« (Dry) in the part number.
E.g.:

> filled and charged: NVSL120070 W C0FA
> dry charged: NVSL120070 D C0FA

Regulador Power Tarom 4110

	2070	2140	4055	4110	4140
Characterisation of the operating performance					
System voltage	12 V (24 V)		48 V		
Own consumption	14 mA				
DC input side					
Open circuit voltage solar module	< 50 V		< 100 V		
Module current	70 A	140 A	55 A	110 A	140 A
DC output side					
Load current*	70 A	70 A	55 A	55 A	70 A
Reconnection voltage (SOC / LVR)	> 50 % / 12.6 V (25.2 V)		> 50 % / 50.4 V		
Deep discharge protection (SOC / LVD)	< 30 % / 11.1 V (22.2 V)		< 30 % / 44.4 V		
Battery side					
End of charge voltage	13.7 V (27.4 V)		54.8 V		
Boost charge voltage	14.4 V (28.8 V)		57.6 V		
Equalisation charge	14.7 V (29.4 V)		58.8 V		
Set battery type	liquid (adjustable via menu)				
Operating conditions					
Ambient temperature	-10 °C ... +60 °C				
Fitting and construction					
Terminal (fine / single wire)	50 mm ² - AWG 1	95 mm ² - AWG 000	50 mm ² - AWG 1	70 mm ² - AWG 00	95 mm ² - AWG 000
Degree of protection	IP 65				
Dimensions (X x Y x Z)	330 x 330 x 190 mm	360 x 330 x 190 mm	330 x 330 x 190 mm	360 x 330 x 190 mm	
Weight	10 kg				

programmable

Technical data at 25 °C / 77 °F

* Inverters must not be connected to the load output.

Anexo C. Documentação da simulação no PVsyst

Sistema ligado à rede 3,5 kWp, inclinação ótima

PVSYST V6.32		10/05/15	Page 1/3		
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	Luanda				
Geographical Site	Luanda	Country	Angola		
Situation	Latitude	8.8°S	Longitude	13.2°E	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	1 m	
	Albedo	0.20			
Meteo data:	Luanda	Synthetic - Meteonorm 6.1			
Simulation variant :	New simulation variant				
	Simulation date	30/04/15 21h38			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	10°	Azimuth	0°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-mono	Model	SPR-225-WHT-I		
		Manufacturer	SunPower		
Number of PV modules		In series	8 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	16	Unit Nom. Power	225 Wp
Array global power		Nominal (STC)	3600 Wp	At operating cond.	3264 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	290 V	I mpp	11 A
Total area		Module area	19.9 m²	Cell area	17.1 m²
Inverter					
		Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22		
		Manufacturer	SMA		
Characteristics		Operating Voltage	85-360 V	Unit Nom. Power	3.50 kWac
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	434 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05	
User's needs :	Unlimited load (grid)				

PVsyst Evaluation mode

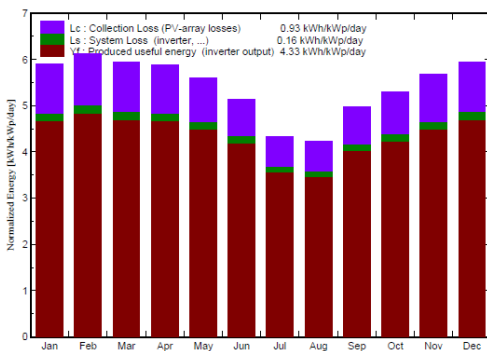
Grid-Connected System: Main results

Project : Luanda
Simulation variant : New simulation variant

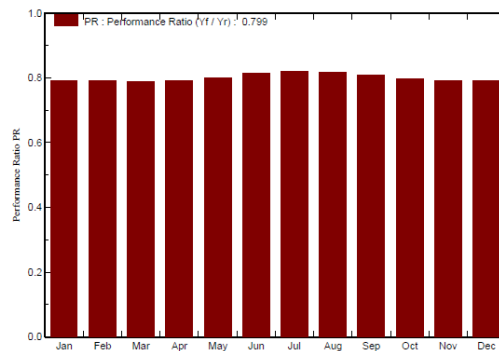
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total 3600 Wp
Inverter	Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom 3500 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 5685 kWh/year** Specific prod. 1579 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **79.9 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3600 Wp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	193.4	26.78	182.9	176.4	540.6	521.3	14.85	14.32
February	176.1	27.19	171.4	165.8	505.5	487.3	14.82	14.29
March	183.0	27.53	184.5	178.8	543.1	523.5	14.79	14.25
April	168.5	27.49	176.7	171.3	522.2	503.5	14.85	14.31
May	160.7	26.46	173.8	168.6	519.4	500.6	15.01	14.47
June	141.1	24.43	154.3	149.5	469.0	451.7	15.27	14.71
July	125.7	22.99	134.4	129.7	411.6	396.6	15.39	14.83
August	125.7	23.43	131.2	126.7	401.1	385.7	15.36	14.77
September	146.9	24.82	149.5	144.5	450.7	434.3	15.15	14.60
October	166.7	25.92	164.3	158.8	489.5	471.7	14.96	14.42
November	178.6	26.32	170.4	164.7	502.5	484.4	14.82	14.28
December	196.4	26.35	184.0	177.6	544.0	524.7	14.86	14.33
Year	1962.8	25.80	1977.3	1912.3	5899.4	5685.4	14.99	14.45

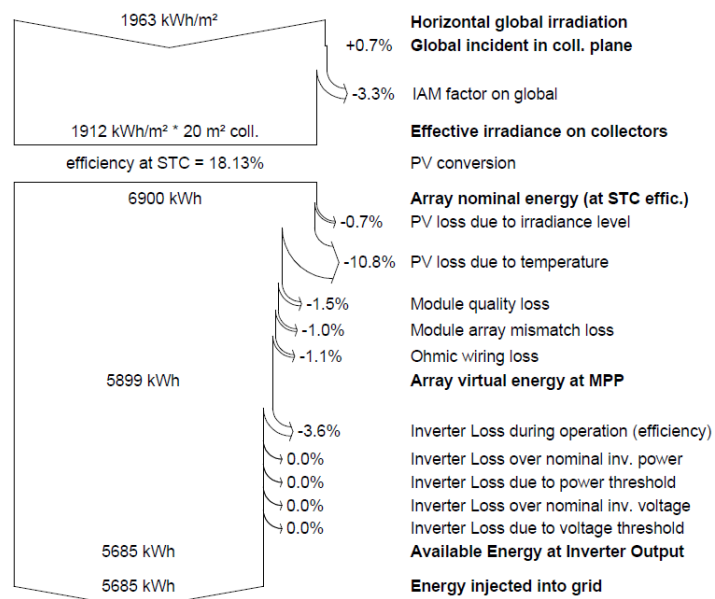
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Luanda
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total 3600 Wp
Inverter	Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom 3500 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Dundo**

Geographical Site **Dundo** Country **Angola**

Situation Latitude 7.4°S Longitude 20.8°E
 Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 747 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Dundo** Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 30/04/15 20h30

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 14° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SPR-225-WHT-I**
 Manufacturer SunPower
 In series 8 modules In parallel 2 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 16 Unit Nom. Power 225 Wp
 Array global power Nominal (STC) **3600 Wp** At operating cond. 3264 Wp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 290 V I mpp 11 A
 Total area Module area **19.9 m²** Cell area 17.1 m²

Inverter Model **Sunny Boy 3500TL-JP-22**
 Manufacturer SMA
 Characteristics Operating Voltage 85-360 V Unit Nom. Power 3.50 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 434 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction 1.5 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

User's needs : Unlimited load (grid)

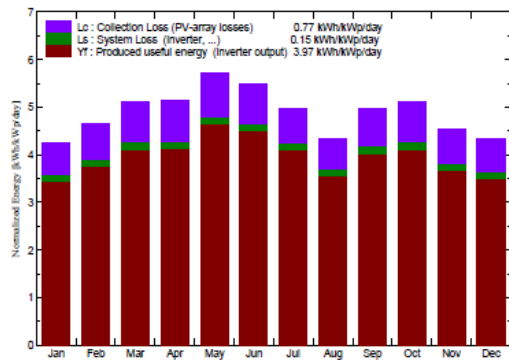
Grid-Connected System: Main results

Project : Dundo
Simulation variant : New simulation variant

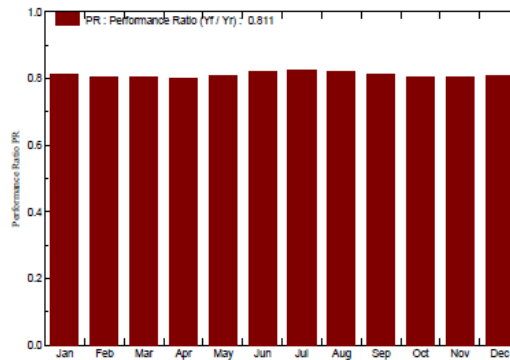
Main system parameters		System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation		tilt	14°	azimuth	0°
PV modules		Model	SPR-225-WHT-I	Pnom	225 Wp
PV Array		Nb. of modules	16	Pnom total	3600 Wp
Inverter		Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom	3500 W ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 5211 kWh/year** Specific prod. 1447 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **81.1 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3600 Wp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	142.1	23.77	132.0	126.8	400.5	385.2	15.24	14.66
February	136.4	24.14	130.6	125.9	393.5	378.7	15.14	14.57
March	159.2	24.32	158.6	153.3	476.7	459.0	15.10	14.54
April	146.9	24.37	154.3	149.6	462.6	445.6	15.06	14.51
May	160.7	23.53	177.6	172.7	537.1	518.4	15.19	14.66
June	145.4	21.53	164.3	159.6	504.6	487.0	15.43	14.89
July	139.1	20.56	153.7	149.0	474.6	457.8	15.51	14.96
August	127.2	21.10	134.6	130.3	412.8	397.1	15.41	14.82
September	146.9	22.57	149.0	144.2	452.5	436.1	15.26	14.71
October	163.7	23.11	158.2	152.9	476.1	458.3	15.12	14.55
November	146.9	23.39	136.7	131.5	412.8	396.7	15.17	14.58
December	147.3	23.42	134.4	129.2	406.7	390.5	15.20	14.60
Year	1761.9	22.97	1783.9	1724.9	5410.5	5210.6	15.24	14.67

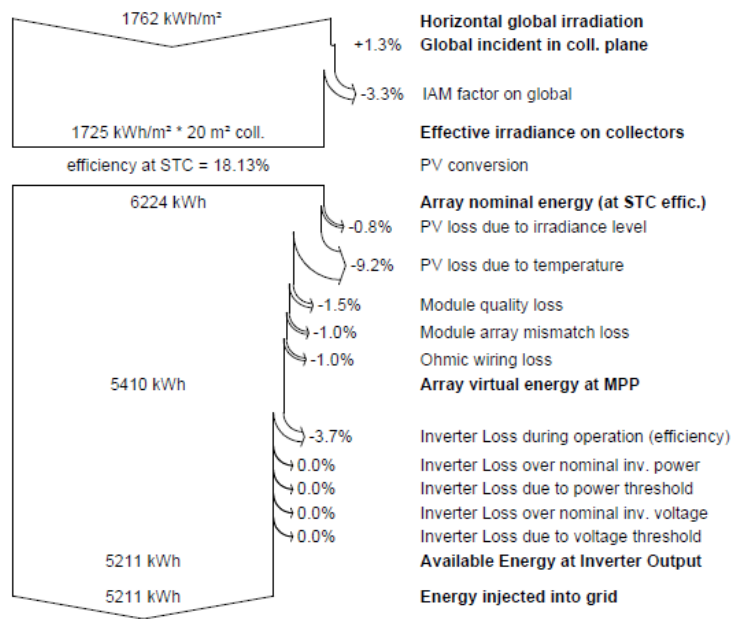
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Dundo
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth	0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom	225 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total	3600 Wp
Inverter	Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom	3500 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Namibe**

Geographical Site **Mocamedes** Country **Angola**

Situation Latitude 15.2°S Longitude 12.1°E
 Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 24 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Mocamedes** Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 30/04/15 20h11

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 16° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SPR-225-WHT-1**

Manufacturer SunPower
 In series 8 modules In parallel 2 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 16 Unit Nom. Power 225 Wp
 Array global power Nominal (STC) **3600 Wp** At operating cond. 3264 Wp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 290 V I mpp 11 A
 Total area Module area **19.9 m²** Cell area 17.1 m²

Inverter

Model **Sunny Boy 3500TL-JP-22**
 Manufacturer SMA
 Characteristics Operating Voltage 85-360 V Unit Nom. Power 3.50 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s

Wiring Ohmic Loss Global array res. 434 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss Loss Fraction 1.5 %

Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP

Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

User's needs : Unlimited load (grid)

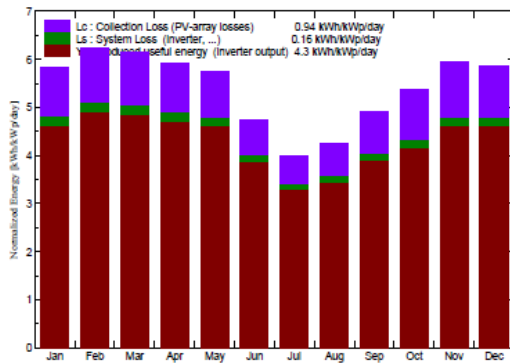
Grid-Connected System: Main results

Project : Namibe
Simulation variant : New simulation variant

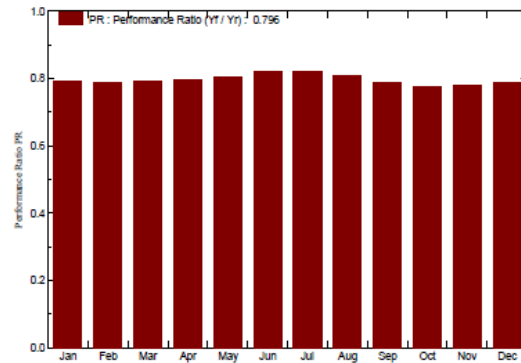
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	16°	azimuth	0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom	225 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total	3600 Wp
Inverter	Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom	3500 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 5656 kWh/year** Specific prod. 1571 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **79.6 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3600 Wp



Performance Ratio PR



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	194.2	25.74	181.3	174.9	537.3	517.5	14.89	14.34
February	179.4	25.83	174.4	168.9	514.3	495.1	14.82	14.27
March	185.3	25.57	190.3	184.7	563.3	543.0	14.87	14.33
April	162.7	24.55	177.7	172.6	529.3	510.2	14.97	14.43
May	153.3	22.00	178.0	173.2	535.6	516.6	15.12	14.58
June	121.0	19.21	141.9	137.7	434.9	419.3	15.40	14.85
July	110.1	18.74	124.2	120.2	382.0	367.7	15.46	14.88
August	121.3	22.21	132.1	127.9	399.8	384.9	15.20	14.64
September	142.6	25.95	147.9	143.2	436.7	420.3	14.84	14.28
October	168.9	28.88	166.6	161.1	483.6	466.0	14.59	14.05
November	189.4	27.90	178.3	172.4	518.2	499.7	14.60	14.08
December	197.9	26.75	181.7	175.1	534.7	515.4	14.78	14.25
Year	1925.9	24.43	1974.2	1912.0	5869.8	5655.8	14.94	14.39

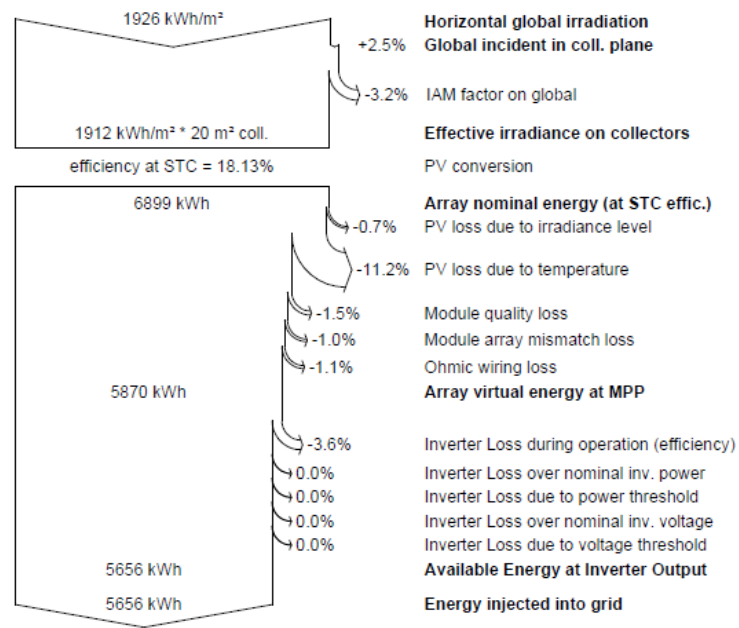
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Namibe
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	16°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total 3600 Wp
Inverter	Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom 3500 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Sistema ligado à rede 3,5 kWp, inclinação 30°

PVSYS V6.32		10/05/15	Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project :	Luanda			
Geographical Site	Luanda	Country	Angola	
Situation	Latitude	8.8°S	Longitude	13.2°E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	1 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Luanda	Synthetic - Meteonorm 6.1		
Simulation variant :	New simulation variant			
	Simulation date	30/04/15 21h42		
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-mono	Model	SPR-225-WHT-I	
		Manufacturer	SunPower	
Number of PV modules	In series	8 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	16	Unit Nom. Power	225 Wp
Array global power	Nominal (STC)	3600 Wp	At operating cond.	3264 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	290 V	I mpp	11 A
Total area	Module area	19.9 m²	Cell area	17.1 m ²
Inverter				
		Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	
		Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	85-360 V	Unit Nom. Power	3.50 kWac
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	434 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)			

PVsyst Evaluation mode

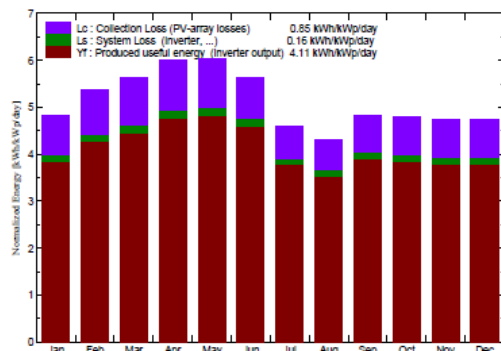
Grid-Connected System: Main results

Project : Luanda
Simulation variant : New simulation variant

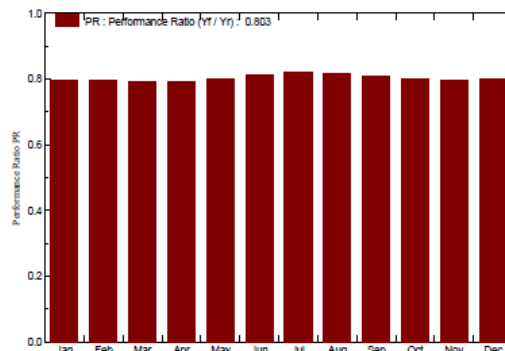
Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation		tilt	30°	azimuth 0°
PV modules		Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array		Nb. of modules	16	Pnom total 3600 Wp
Inverter		Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom 3500 W ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	5405 kWh/year	Specific prod. 1501 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	80.3 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3600 Wp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	193.4	26.78	149.8	143.0	446.3	429.8	14.97	14.42
February	176.1	27.19	150.2	144.5	446.7	430.4	14.94	14.39
March	183.0	27.53	174.4	168.9	516.2	497.5	14.87	14.33
April	168.5	27.49	180.2	175.3	533.4	514.5	14.87	14.34
May	160.7	26.46	187.1	182.5	558.5	538.6	15.00	14.46
June	141.1	24.43	169.3	165.2	513.8	495.1	15.25	14.69
July	125.7	22.99	142.5	138.5	437.0	421.3	15.40	14.85
August	125.7	23.43	133.5	129.5	409.0	393.4	15.40	14.81
September	146.9	24.82	144.7	140.1	438.2	422.1	15.22	14.66
October	166.7	25.92	148.6	143.2	445.7	429.1	15.06	14.50
November	178.6	26.32	142.7	136.8	424.9	409.1	14.96	14.41
December	196.4	26.35	147.2	140.7	439.9	423.7	15.01	14.45
Year	1962.8	25.80	1870.2	1808.1	5609.6	5404.7	15.07	14.52

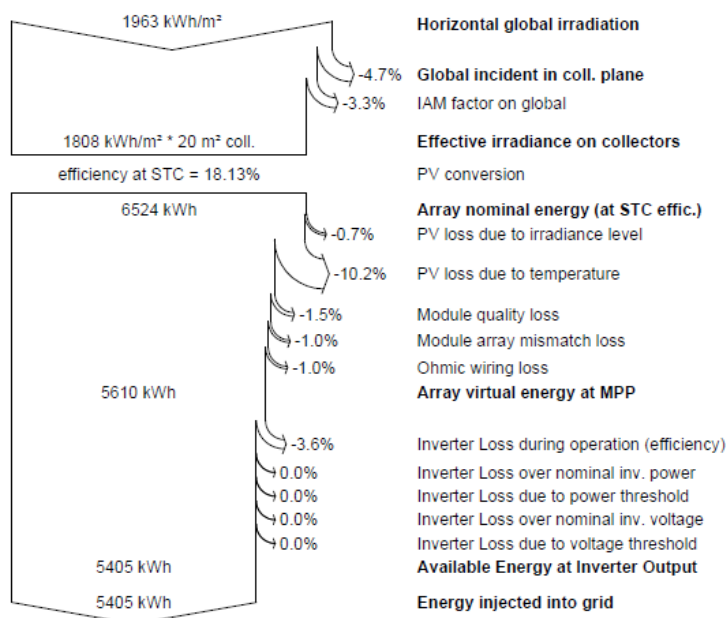
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Luanda
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total 3600 Wp
Inverter	Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom 3500 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Dundo**

Geographical Site **Dundo** Country **Angola**

Situation Latitude 7.4°S Longitude 20.8°E
 Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 747 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Dundo** Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 30/04/15 20h39

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SPR-225-WHT-I**

Manufacturer SunPower
 In series 8 modules In parallel 2 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 16 Unit Nom. Power 225 Wp
 Array global power Nominal (STC) **3600 Wp** At operating cond. 3264 Wp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 290 V I mpp 11 A
 Total area Module area **19.9 m²** Cell area 17.1 m²

Inverter

Model **Sunny Boy 3500TL-JP-22**
 Manufacturer SMA
 Characteristics Operating Voltage 85-360 V Unit Nom. Power 3.50 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 434 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction 1.5 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = $1 - bo (1/\cos i - 1)$ bo Param. 0.05

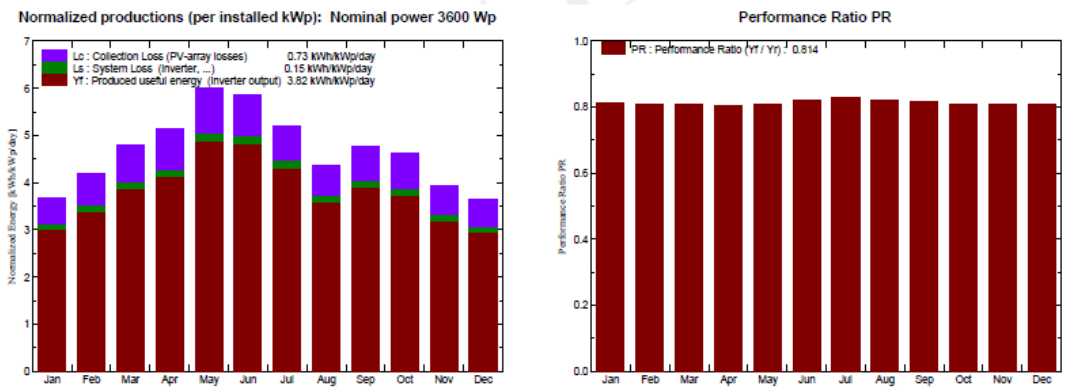
User's needs : Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Main results

Project : Dundo
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters		System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation		tilt	30°	azimuth	0°
PV modules		Model	SPR-225-WHT-I	Pnom	225 Wp
PV Array		Nb. of modules	16	Pnom total	3600 Wp
Inverter		Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom	3500 W ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 5017 kWh/year** Specific prod. 1394 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **81.4 %**



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	142.1	23.77	114.3	109.3	349.0	335.2	15.33	14.73
February	136.4	24.14	117.1	112.6	355.2	341.6	15.24	14.65
March	159.2	24.32	149.2	144.0	450.5	433.6	15.17	14.60
April	146.9	24.37	154.1	149.7	463.1	446.1	15.09	14.54
May	160.7	23.53	186.4	181.9	563.4	543.9	15.18	14.66
June	145.4	21.53	176.2	172.0	540.4	521.7	15.41	14.88
July	139.1	20.56	161.7	157.4	499.3	481.7	15.52	14.97
August	127.2	21.10	135.8	131.8	417.1	401.3	15.43	14.85
September	146.9	22.57	143.3	138.8	437.1	421.1	15.32	14.76
October	163.7	23.11	143.4	137.9	434.0	417.6	15.21	14.63
November	146.9	23.39	118.2	112.9	358.7	344.3	15.25	14.63
December	147.3	23.42	113.0	107.4	343.0	328.7	15.25	14.62
Year	1761.9	22.97	1712.8	1655.8	5210.8	5016.8	15.28	14.72

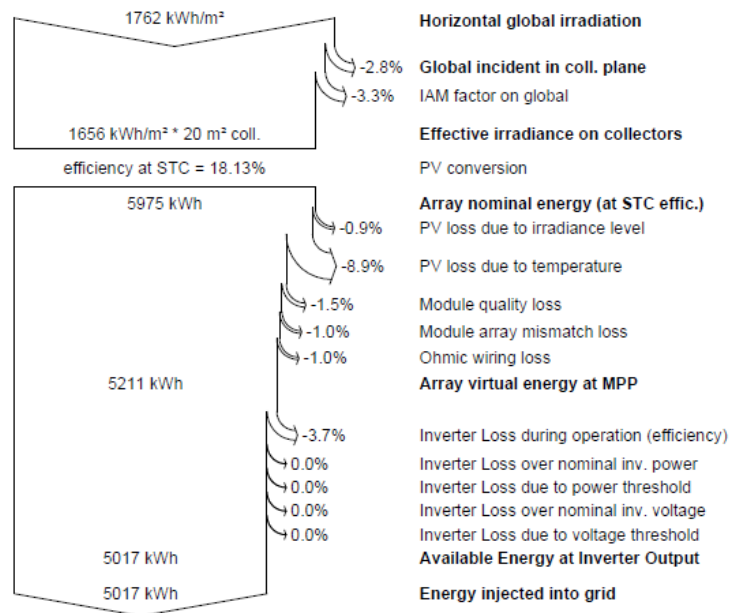
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Dundo
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total 3600 Wp
Inverter	Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom 3500 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :		Namibe		
Geographical Site	Mocamedes	Country	Angola	
Situation Time defined as	Latitude	15.2°S	Longitude	12.1°E
	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	24 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Mocamedes	Synthetic - Meteonorm 6.1		

Simulation variant :	New simulation variant
Simulation date	30/04/15 20h25

Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-mono	Model	SPR-225-WHT-I	
		Manufacturer	SunPower	
Number of PV modules	In series	8 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	16	Unit Nom. Power	225 Wp
Array global power	Nominal (STC)	3600 Wp	At operating cond.	3264 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	290 V	I mpp	11 A
Total area	Module area	19.9 m²	Cell area	17.1 m ²
Inverter				
		Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	
		Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	85-360 V	Unit Nom. Power	3.50 kWac
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	434 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)			

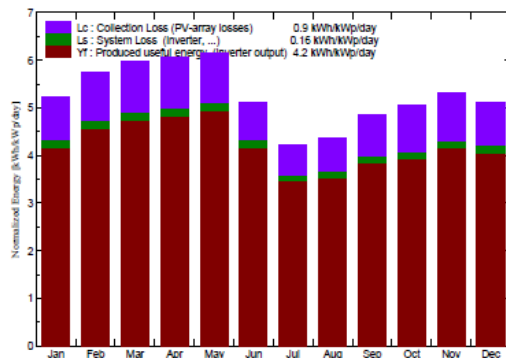
Grid-Connected System: Main results

Project : Namibe
Simulation variant : New simulation variant

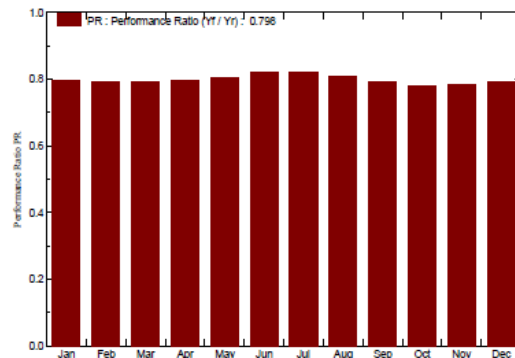
Main system parameters		System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation		tilt	30°	azimuth	0°
PV modules		Model	SPR-225-WHT-I	Pnom	225 Wp
PV Array		Nb. of modules	16	Pnom total	3600 Wp
Inverter		Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom	3500 W ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 5518 kWh/year** Specific prod. 1533 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **79.8 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3600 Wp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
January	194.2	25.74	161.8	155.5	482.6	464.4	14.98	14.42
February	179.4	25.83	161.4	155.9	478.5	460.5	14.90	14.33
March	185.3	25.57	185.2	179.7	549.7	529.8	14.91	14.37
April	162.7	24.55	181.7	176.9	541.3	521.8	14.97	14.43
May	153.3	22.00	190.3	186.1	571.3	551.2	15.08	14.55
June	121.0	19.21	153.0	149.4	468.2	451.6	15.37	14.83
July	110.1	18.74	130.7	127.2	401.7	386.8	15.44	14.87
August	121.3	22.21	135.5	131.7	410.1	394.8	15.20	14.64
September	142.6	25.95	145.5	141.1	430.6	414.5	14.87	14.31
October	168.9	28.88	156.5	151.1	456.1	439.3	14.64	14.10
November	189.4	27.90	159.8	153.7	466.9	450.0	14.68	14.15
December	197.9	26.75	158.8	152.3	470.4	453.0	14.88	14.33
Year	1925.9	24.43	1920.2	1860.5	5727.4	5517.7	14.98	14.44

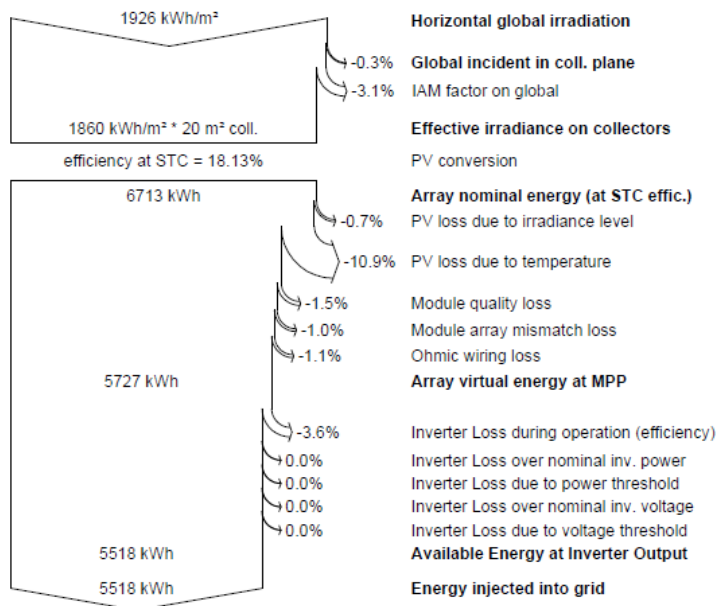
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Namibe
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total 3600 Wp
Inverter	Model	Sunny Boy 3500TL-JP-22	Pnom 3500 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Sistema Ligado à rede 20 kWp, inclinação ótima

PVSYS V6.32		10/05/15	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Rede			
Geographical Site	Luanda	Country	Angola
Situation	Latitude 8.8°S	Longitude	13.2°E
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	1 m
	Albedo 0.20		
Meteo data:	Luanda	Synthetic - Meteonorm 6.1	
Simulation variant : New simulation variant			
	Simulation date	06/05/15 21h15	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 10°	Azimuth	0°
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	SPR-225-WHT-I
		Manufacturer	SunPower
Number of PV modules	In series	9 modules	In parallel 10 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	90	Unit Nom. Power 225 Wp
Array global power	Nominal (STC)	20.25 kWp	At operating cond. 18.36 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	327 V	I mpp 56 A
Total area	Module area	112 m²	Cell area 96.3 m²
Inverter			
		Model	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10
		Manufacturer	SMA
Characteristics	Operating Voltage	300-590 V	Unit Nom. Power 10.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 20.0 kWac
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	98 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

PVsys Evaluation mode

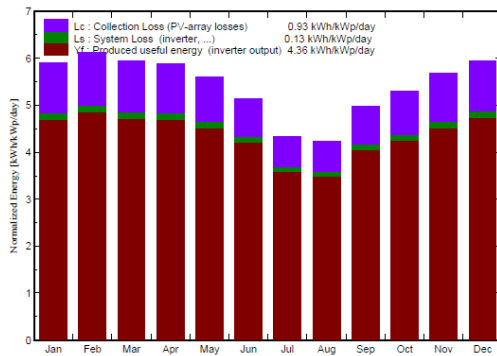
Grid-Connected System: Main results

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

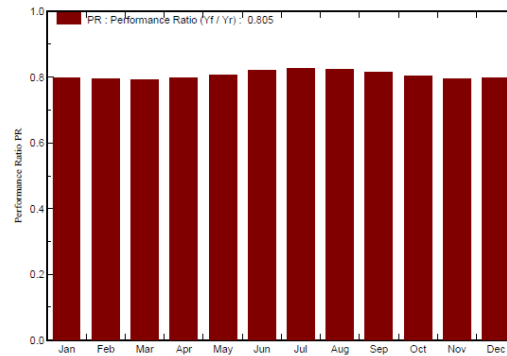
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	90	Pnom total 20.25 kWp
Inverter	Sunny Tripower	10000TLEE-JP-10	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	32231 kWh/year	Specific prod. 1592 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	80.5 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 20.25 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	193.4	26.78	182.9	176.4	3039	2953	14.84	14.43
February	176.1	27.19	171.4	165.8	2840	2759	14.80	14.38
March	183.0	27.53	184.5	178.8	3051	2964	14.77	14.35
April	168.5	27.49	176.7	171.3	2935	2851	14.83	14.41
May	160.7	26.46	173.8	168.6	2921	2838	15.01	14.58
June	141.1	24.43	154.3	149.5	2638	2562	15.27	14.83
July	125.7	22.99	134.4	129.7	2315	2252	15.39	14.97
August	125.7	23.43	131.2	126.7	2256	2191	15.36	14.92
September	146.9	24.82	149.5	144.5	2535	2464	15.15	14.73
October	166.7	25.92	164.3	158.8	2752	2675	14.96	14.54
November	178.6	26.32	170.4	164.7	2825	2745	14.81	14.39
December	196.4	26.35	184.0	177.6	3060	2974	14.85	14.44
Year	1962.8	25.80	1977.3	1912.3	33169	32231	14.98	14.56

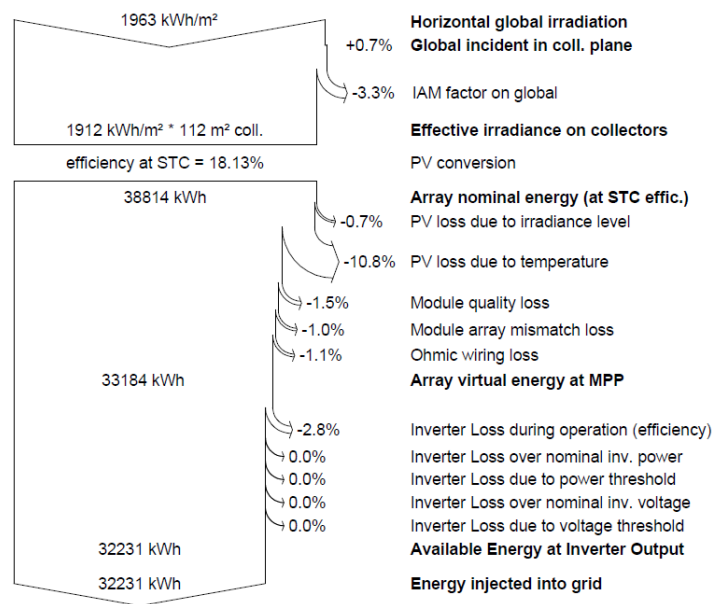
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	10° azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	90 Pnom total 20.25 kWp
Inverter	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0 Pnom total 20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



PVSYST V6.32		10/05/15	Page 1/3		
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	Rede				
Geographical Site	Dundo	Country	Angola		
Situation	Latitude	7.4°S	Longitude	20.8°E	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	747 m	
	Albedo	0.20			
Meteo data:	Dundo	Synthetic - Meteonorm 6.1			
Simulation variant :	New simulation variant				
	Simulation date	07/05/15 21h54			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	14°	Azimuth	0°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-mono	Model	SPR-225-WHT-I		
		Manufacturer	SunPower		
Number of PV modules		In series	9 modules	In parallel	10 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	90	Unit Nom. Power	225 Wp
Array global power		Nominal (STC)	20.25 kWp	At operating cond.	18.36 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	327 V	I mpp	56 A
Total area		Module area	112 m²	Cell area	96.3 m²
Inverter					
		Model	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10		
		Manufacturer	SMA		
Characteristics		Operating Voltage	300-590 V	Unit Nom. Power	10.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	2 units	Total Power	20.0 kWac
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	98 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)				

PVsynt Evaluation mode

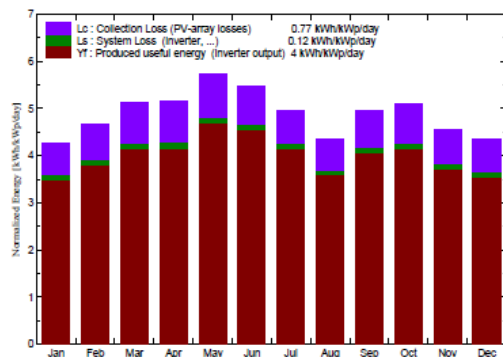
Grid-Connected System: Main results

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

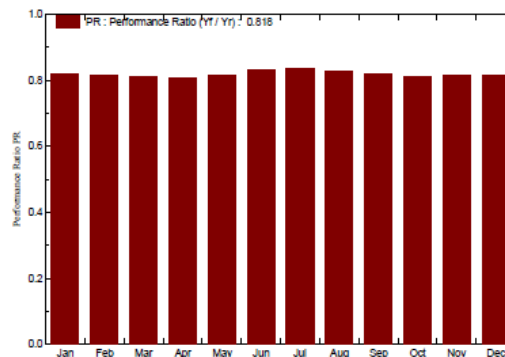
Main system parameters		System type	Grid-Connected
PV Field Orientation		tilt	14°
PV modules		Model	SPR-225-WHT-I
PV Array		Nb. of modules	90
Inverter		Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	
Inverter pack		Nb. of units	2.0
User's needs		Unlimited load (grid)	
		azimuth	0°
		Pnom	225 Wp
		Pnom total	20.25 kWp
		Pnom	10.00 kW ac
		Pnom total	20.00 kW ac

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 29563 kWh/year** Specific prod. 1460 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 81.8 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 20.25 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
January	142.1	23.77	132.0	126.8	2253	2190	15.24	14.82
February	136.4	24.14	130.6	125.9	2213	2150	15.14	14.71
March	159.2	24.32	158.6	153.3	2681	2604	15.10	14.67
April	146.9	24.37	154.3	149.6	2600	2526	15.05	14.62
May	160.7	23.53	177.6	172.7	3021	2937	15.19	14.77
June	145.4	21.53	164.3	159.6	2838	2760	15.43	15.00
July	139.1	20.56	153.7	149.0	2670	2596	15.51	15.08
August	127.2	21.10	134.6	130.3	2322	2255	15.41	14.96
September	146.9	22.57	149.0	144.2	2545	2473	15.26	14.83
October	163.7	23.11	158.2	152.9	2678	2600	15.12	14.68
November	146.9	23.39	136.7	131.5	2322	2253	15.17	14.72
December	147.3	23.42	134.4	129.2	2287	2219	15.20	14.75
Year	1761.9	22.97	1783.9	1724.9	30430	29563	15.23	14.80

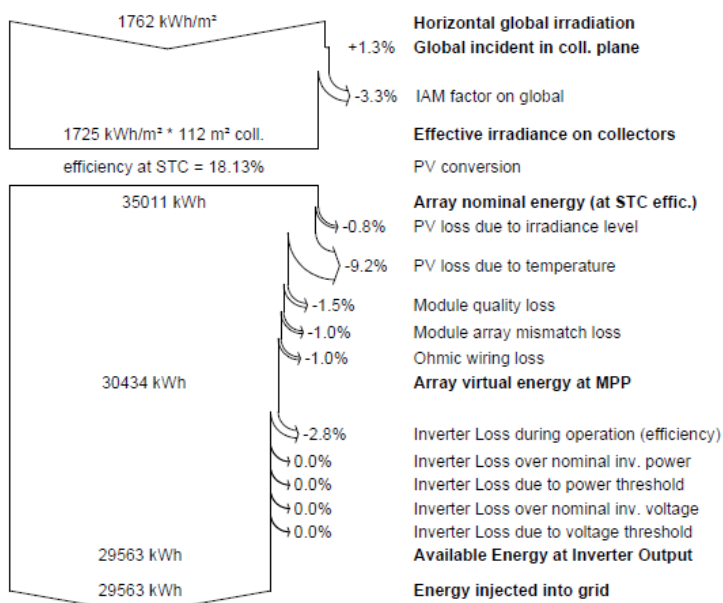
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth	0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom	225 Wp
PV Array	Nb. of modules	90	Pnom total	20.25 kWp
Inverter	Sunny Tripower	10000TLEE-JP-10	Pnom	10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Rede**

Geographical Site **Mocamedes** Country **Angola**

Situation Latitude 15.2°S Longitude 12.1°E
 Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 24 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Mocamedes** Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 07/05/15 22h11

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 16° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SPR-225-WHT-I**

Manufacturer SunPower
 In series 9 modules In parallel 10 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 90 Unit Nom. Power 225 Wp
 Array global power Nominal (STC) **20.25 kWp** At operating cond. 18.36 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 327 V I mpp 56 A
 Total area Module area **112 m²** Cell area 96.3 m²

Inverter

Model **Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10**
 Manufacturer SMA
 Characteristics Operating Voltage 300-590 V Unit Nom. Power 10.0 kWac
 Inverter pack Nb. of inverters 2 units Total Power 20.0 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 98 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction 1.5 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = $1 - b_0 (1/\cos i - 1)$ bo Param. 0.05

User's needs : Unlimited load (grid)

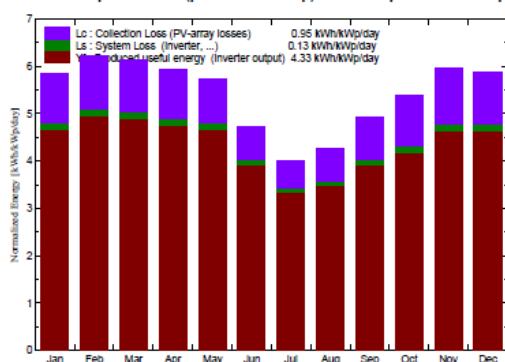
Grid-Connected System: Main results

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

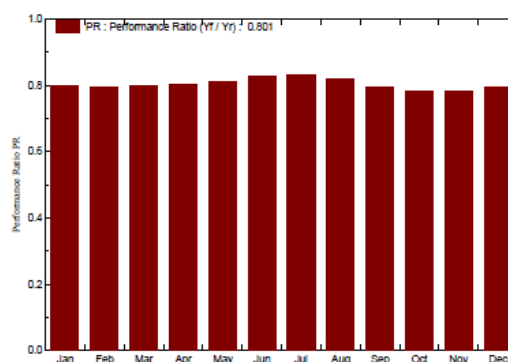
Main system parameters		System type	Grid-Connected
PV Field Orientation		tilt	16°
PV modules		Model	SPR-225-WHT-I
PV Array		Nb. of modules	90
Inverter		Sunny Tripower	10000TLEE-JP-10
Inverter pack		Nb. of units	2.0
User's needs		Unlimited load (grid)	
		azimuth	0°
		Pnom	225 Wp
		Pnom total	20.25 kWp
		Pnom	10.00 kW ac
		Pnom total	20.00 kW ac

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 32032 kWh/year** Specific prod. 1582 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **80.1 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 20.25 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
January	194.2	25.74	181.3	174.9	3021	2934	14.89	14.46
February	179.4	25.83	174.4	168.9	2889	2803	14.80	14.36
March	185.3	25.57	190.3	184.7	3167	3076	14.86	14.43
April	162.7	24.55	177.7	172.6	2975	2889	14.96	14.52
May	153.3	22.00	178.0	173.2	3013	2927	15.11	14.68
June	121.0	19.21	141.9	137.7	2447	2379	15.40	14.97
July	110.1	18.74	124.2	120.2	2149	2090	15.46	15.03
August	121.3	22.21	132.1	127.9	2248	2186	15.20	14.78
September	142.6	25.95	147.9	143.2	2449	2380	14.79	14.38
October	168.9	28.88	166.6	161.1	2705	2631	14.50	14.11
November	189.4	27.90	178.3	172.4	2900	2821	14.53	14.13
December	197.9	26.75	181.7	175.1	3002	2918	14.76	14.34
Year	1925.9	24.43	1974.2	1912.0	32965	32032	14.91	14.49

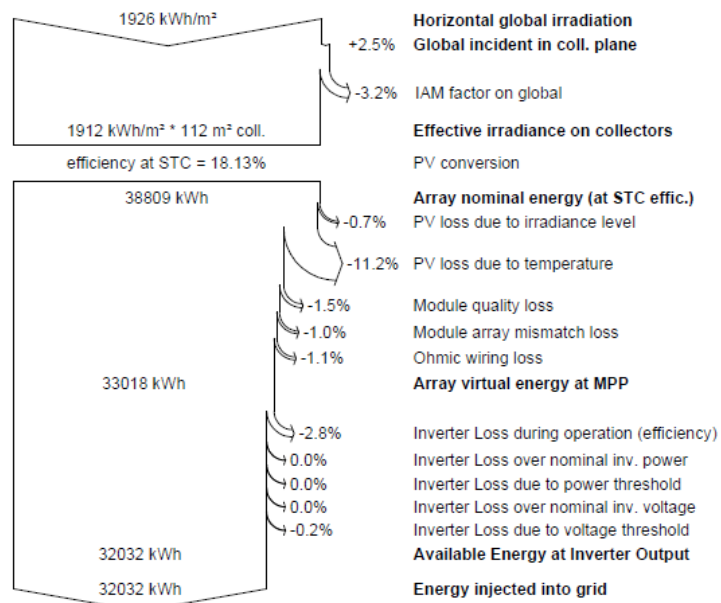
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	16°	azimuth	0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom	225 Wp
PV Array	Nb. of modules	90	Pnom total	20.25 kWp
Inverter	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10		Pnom	10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Sistema Ligado à rede 20 kWp, inclinação 30°

PVSYST V6.32		10/05/15	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Rede		
Geographical Site	Luanda	Country	Angola
Situation	Latitude 8.8°S	Longitude	13.2°E
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	1 m
Meteo data:	Luanda	Synthetic - Meteonorm 6.1	
Simulation variant :	New simulation variant		
	Simulation date	07/05/15 21h50	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 30°	Azimuth	0°
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	SPR-225-WHT-I
		Manufacturer	SunPower
Number of PV modules	In series	9 modules	In parallel 10 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	90	Unit Nom. Power 225 Wp
Array global power	Nominal (STC)	20.25 kWp	At operating cond. 18.36 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	327 V	I mpp 56 A
Total area	Module area	112 m²	Cell area 96.3 m²
Inverter			
	Model	Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	300-590 V	Unit Nom. Power 10.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 20.0 kWac
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	98 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

PVsyst Evaluation mode

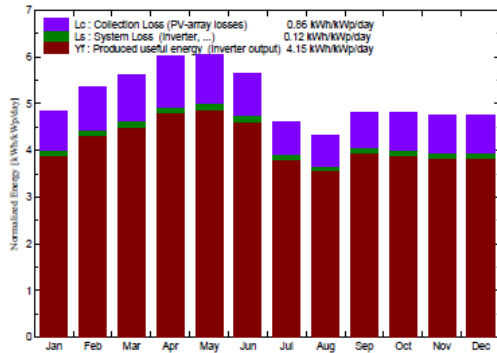
Grid-Connected System: Main results

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

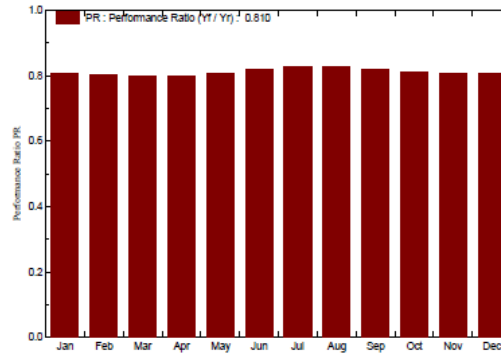
Main system parameters		System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation		tilt	30°	azimuth	0°
PV modules		Model	SPR-225-WHT-I	Pnom	225 Wp
PV Array		Nb. of modules	90	Pnom total	20.25 kWp
Inverter			Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	Pnom	10.00 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	2.0	Pnom total	20.00 kW ac
User's needs			Unlimited load (grid)		

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	30661 kWh/year	Specific prod. 1514 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	81.0 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 20.25 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	193.4	26.78	149.8	143.0	2511	2441	14.97	14.56
February	176.1	27.19	150.2	144.5	2513	2442	14.94	14.52
March	183.0	27.53	174.4	168.9	2902	2820	14.86	14.44
April	168.5	27.49	180.2	175.3	2998	2913	14.85	14.44
May	160.7	26.46	187.1	182.5	3140	3051	14.99	14.57
June	141.1	24.43	169.3	165.2	2890	2806	15.25	14.80
July	125.7	22.99	142.5	138.5	2458	2391	15.40	14.98
August	125.7	23.43	133.5	129.5	2301	2235	15.40	14.95
September	146.9	24.82	144.7	140.1	2465	2396	15.22	14.79
October	166.7	25.92	148.6	143.2	2507	2437	15.06	14.64
November	178.6	26.32	142.7	136.8	2390	2323	14.96	14.54
December	196.4	26.35	147.2	140.7	2474	2406	15.01	14.59
Year	1962.8	25.80	1870.2	1808.1	31548	30661	15.07	14.64

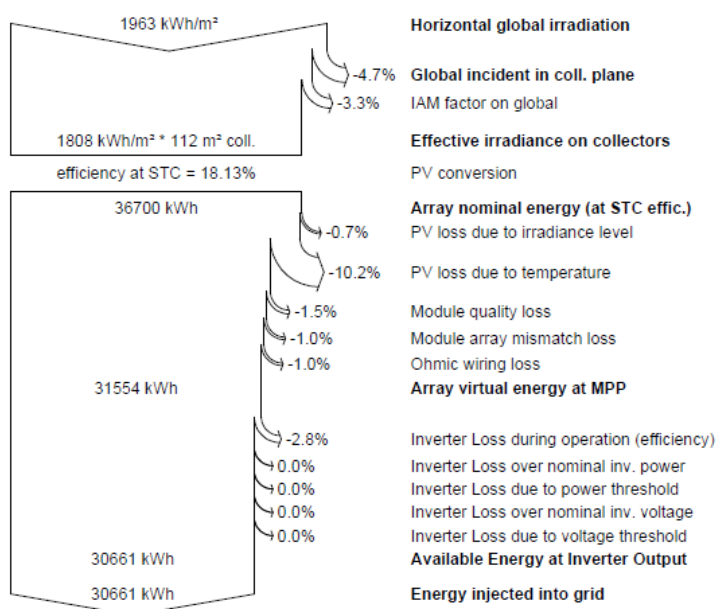
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 T Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 EffArrR Effic. Eout array / rough area
 EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	90	Pnom total 20.25 kWp
Inverter		Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 20.00 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Rede**

Geographical Site **Dundo** Country **Angola**

Situation Latitude 7.4°S Longitude 20.8°E
 Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 747 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Dundo** Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 07/05/15 21h53

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SPR-225-WHT-I**
 Manufacturer SunPower

Number of PV modules In series 9 modules In parallel 10 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 90 Unit Nom. Power 225 Wp
 Array global power Nominal (STC) **20.25 kWp** At operating cond. 18.36 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 327 V I mpp 56 A
 Total area Module area **112 m²** Cell area 96.3 m²

Inverter

Model **Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10**
 Manufacturer SMA

Characteristics Operating Voltage 300-590 V Unit Nom. Power 10.0 kWac
 Inverter pack Nb. of inverters 2 units Total Power 20.0 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 98 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction 1.5 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

User's needs : Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Main results

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

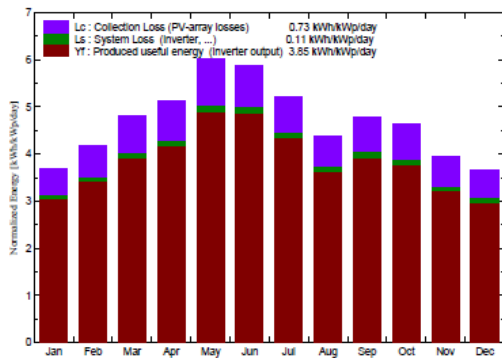
Main system parameters

System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	90	Pnom total 20.25 kWp
Inverter	Sunny Tripower	10000TLEE-JP-10	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

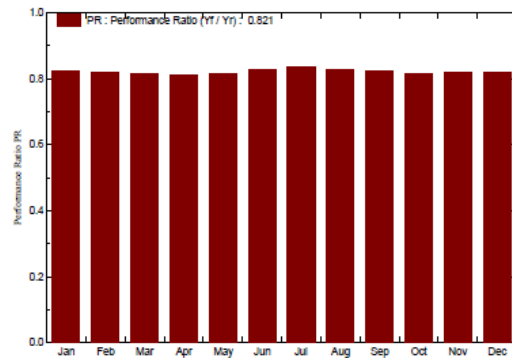
Main simulation results

System Production	Produced Energy	28474 kWh/year	Specific prod. 1406 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	82.1 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 20.25 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	142.1	23.77	114.3	109.3	1963	1908	15.33	14.91
February	136.4	24.14	117.1	112.6	1998	1942	15.24	14.81
March	159.2	24.32	149.2	144.0	2534	2462	15.17	14.74
April	146.9	24.37	154.1	149.7	2603	2528	15.08	14.65
May	160.7	23.53	186.4	181.9	3169	3080	15.18	14.75
June	145.4	21.53	176.2	172.0	3040	2955	15.41	14.98
July	139.1	20.56	161.7	157.4	2809	2730	15.52	15.08
August	127.2	21.10	135.8	131.8	2346	2278	15.43	14.98
September	146.9	22.57	143.3	138.8	2458	2389	15.32	14.89
October	163.7	23.11	143.4	137.9	2441	2371	15.21	14.77
November	146.9	23.39	118.2	112.9	2018	1959	15.25	14.80
December	147.3	23.42	113.0	107.4	1929	1872	15.25	14.80
Year	1761.9	22.97	1712.8	1655.8	29309	28474	15.28	14.85

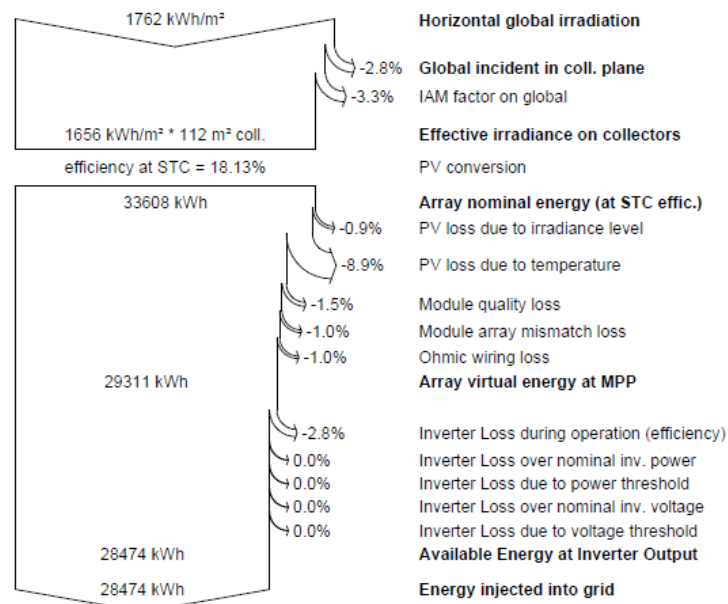
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 T Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 EffArrR Effic. Eout array / rough area
 EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	90	Pnom total 20.25 kWp
Inverter	Sunny Tripower	10000TLEE-JP-10	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Rede**

Geographical Site **Mocamedes** **Country** **Angola**

Situation Latitude 15.2°S Longitude 12.1°E
 Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 24 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Mocamedes** Synthetic - Meteororm 6.1

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 07/05/15 22h13

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteororm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SPR-225-WHT-I**
 Manufacturer SunPower

Number of PV modules In series 9 modules In parallel 10 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 90 Unit Nom. Power 225 Wp
 Array global power Nominal (STC) **20.25 kWp** At operating cond. 18.36 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 327 V I mpp 56 A
 Total area Module area **112 m²** Cell area 96.3 m²

Inverter Model **Sunny Tripower 10000TLEE-JP-10**
 Manufacturer SMA

Characteristics Operating Voltage 300-590 V Unit Nom. Power 10.0 kWac
 Inverter pack Nb. of inverters 2 units Total Power 20.0 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 98 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction 1.5 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

User's needs : Unlimited load (grid)

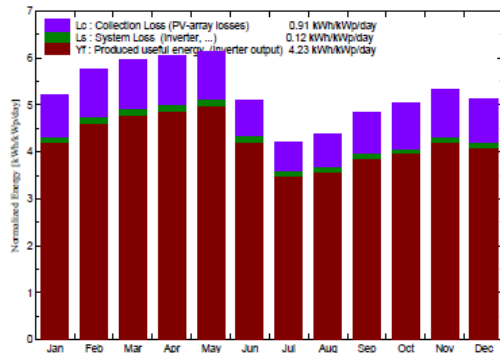
Grid-Connected System: Main results

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

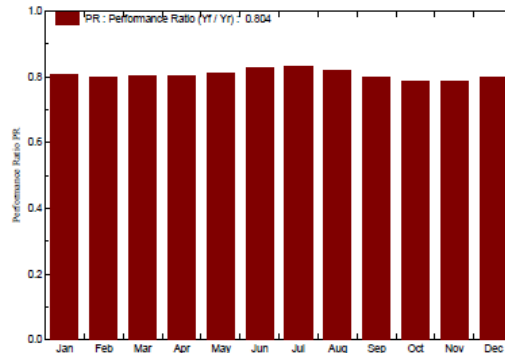
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom	225 Wp
PV Array	Nb. of modules	90	Pnom total	20.25 kWp
Inverter	Sunny Tripower	10000TLEE-JP-10	Pnom	10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 31277 kWh/year** Specific prod. 1545 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **80.4 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 20.25 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	194.2	25.74	161.8	155.5	2714	2637	14.98	14.55
February	179.4	25.83	161.4	155.9	2690	2611	14.89	14.45
March	185.3	25.57	185.2	179.7	3091	3002	14.91	14.48
April	162.7	24.55	181.7	176.9	3041	2953	14.95	14.52
May	153.3	22.00	190.3	186.1	3212	3120	15.07	14.64
June	121.0	19.21	153.0	149.4	2634	2560	15.37	14.94
July	110.1	18.74	130.7	127.2	2259	2197	15.44	15.01
August	121.3	22.21	135.5	131.7	2305	2241	15.20	14.77
September	142.6	25.95	145.5	141.1	2417	2348	14.84	14.42
October	168.9	28.88	156.5	151.1	2557	2487	14.59	14.19
November	189.4	27.90	159.8	153.7	2622	2550	14.65	14.25
December	197.9	26.75	158.8	152.3	2645	2571	14.88	14.46
Year	1925.9	24.43	1920.2	1860.5	32188	31277	14.97	14.55

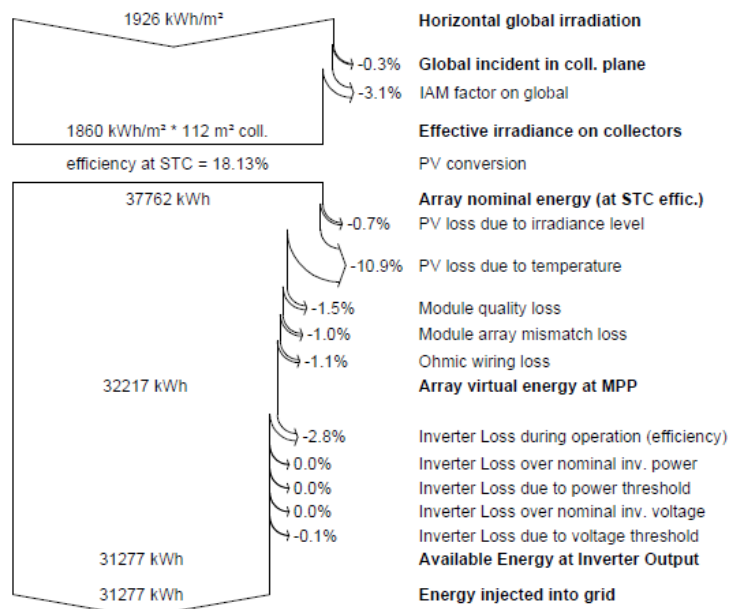
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 T Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 EffArrR Effic. Eout array / rough area
 EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Rede
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom 225 Wp
PV Array	Nb. of modules	90	Pnom total 20.25 kWp
Inverter	Sunny Tripower	10000TLEE-JP-10	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Sistema Autónomo, inclinação ótima

PVSYST V6.32		08/11/15	Page 1/3																		
Stand Alone System: Simulation parameters																					
Project : Autónomo																					
Geographical Site	Luanda	Country	Angola																		
Situation	Latitude 8.8°S	Longitude	13.2°E																		
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	1 m																		
Meteo data:	Luanda	Synthetic - Meteonorm 6.1																			
Simulation variant : Autónomo_1																					
Simulation date 07/11/15 21h23																					
Simulation parameters																					
Collector Plane Orientation	Tilt 10°	Azimuth	0°																		
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm																		
PV Array Characteristics																					
PV module	Si-mono	Model	SPR-X21-335-BLK																		
		Manufacturer	SunPower																		
Number of PV modules	In series	1 modules	In parallel 14 strings																		
Total number of PV modules	Nb. modules	14	Unit Nom. Power 335 Wp																		
Array global power	Nominal (STC)	4690 Wp	At operating cond. 4343 Wp (50°C)																		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	52 V	I mpp 83 A																		
Total area	Module area	22.8 m²	Cell area 20.6 m²																		
PV Array loss factors																					
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																		
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	10 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC																		
Module Quality Loss			Loss Fraction -1.3 %																		
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 2.5 % (fixed voltage)																		
Incidence effect, user defined profile	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>0°</td><td>50°</td><td>60°</td><td>65°</td><td>70°</td><td>75°</td><td>82°</td><td>88°</td><td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td><td>1.00</td><td>0.99</td><td>0.97</td><td>0.94</td><td>0.89</td><td>0.77</td><td>0.62</td><td>0.00</td> </tr> </table>			0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°	1.00	1.00	0.99	0.97	0.94	0.89	0.77	0.62	0.00
0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°													
1.00	1.00	0.99	0.97	0.94	0.89	0.77	0.62	0.00													
System Parameter																					
	System type	Stand Alone System																			
Battery	Model	OPzS Solar 420																			
	Manufacturer	Exide Classic																			
Battery Pack Characteristics	Voltage	48 V	Nominal Capacity 618 Ah																		
	Nb. of units	8 in series x 2 in parallel																			
	Temperature	Fixed (20°C)																			
Regulator	Model	Power Tarom 4110																			
	Manufacturer	Steca																			
	Technology	uP, Series transistor	Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.																		
Battery Management Thresholds	Charging	57.6/52.0 V	Discharging 44.4/50.4 V																		
	Back-Up Genset Command	44.4/51.6 V																			
User's needs :																					
monthly values																					
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year									
15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	kWh/day								

PVsystem Evaluation mode

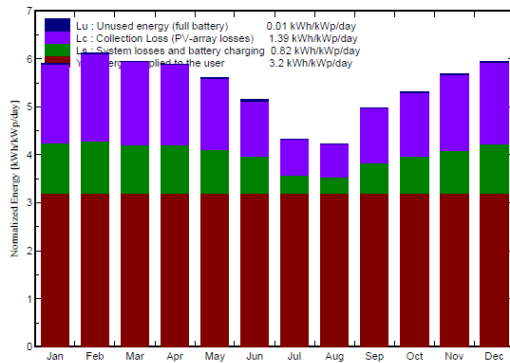
Stand Alone System: Main results

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

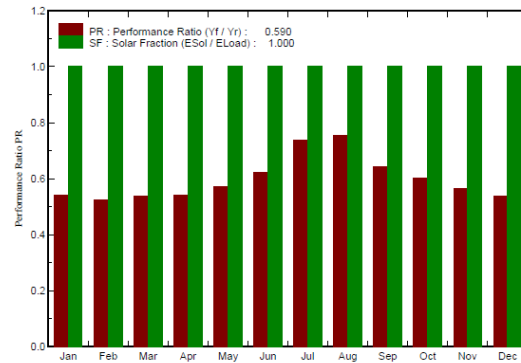
Main system parameters		System type	Stand alone	
PV Field Orientation		tilt	10°	azimuth 0°
PV Array		Nb. of modules	14	Pnom total 4690 Wp
Battery		Model	OPzS Solar 420	Technology vented, tubular
battery Pack		Nb. of units	16	Voltage / Capacity 48 V / 618 Ah
User's needs		monthly values		global 5475 kWh/year

Main simulation results		Available Energy	6897 kWh/year	Specific prod.	1471 kWh/kWp/year
System Production		Used Energy	5475 kWh/year	Excess (unused)	21 kWh/year
		Performance Ratio PR	59.0 %	Solar Fraction SF	100.0 %
Loss of Load		Time Fraction	0.0 %	Missing Energy	0 kWh/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4690 Wp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



Autonomo_1 Balances and main results

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
January	193.4	180.2	620.9	3.188	0.000	465.0	465.0	1.000
February	176.1	169.0	565.2	1.747	0.000	420.0	420.0	1.000
March	183.0	182.1	612.4	1.934	0.000	465.0	465.0	1.000
April	168.5	174.5	593.5	1.930	0.000	450.0	450.0	1.000
May	160.7	171.7	597.7	2.006	0.000	465.0	465.0	1.000
June	141.1	152.4	561.4	3.164	0.000	450.0	450.0	1.000
July	125.7	132.5	519.9	0.306	0.000	465.0	465.0	1.000
August	125.7	129.3	513.2	1.065	0.000	465.0	465.0	1.000
September	146.9	147.3	539.1	0.211	0.000	450.0	450.0	1.000
October	166.7	161.9	576.7	0.229	0.000	465.0	465.0	1.000
November	178.6	168.0	579.5	3.632	0.000	450.0	450.0	1.000
December	196.4	181.3	617.5	1.968	0.000	465.0	465.0	1.000
Year	1962.8	1950.3	6896.9	21.382	0.000	5475.0	5475.0	1.000

Legends:

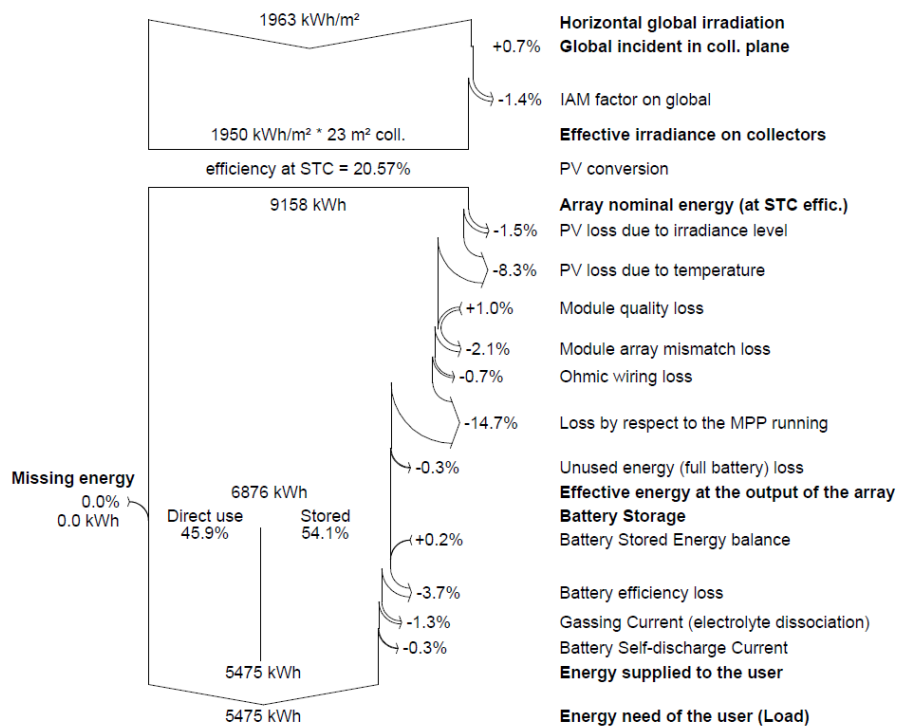
GlobHor	Horizontal global irradiation	E Miss	Missing energy
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E User	Energy supplied to the user
E Avail	Available Solar Energy	E Load	Energy need of the user (Load)
EUnused	Unused energy (full battery) loss	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

Main system parameters	System type	Stand alone		
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth	0°
PV Array	Nb. of modules	14	Pnom total	4690 Wp
Battery	Model	OPzS Solar 420	Technology	vented, tubular
battery Pack	Nb. of units	16	Voltage / Capacity	48 V / 618 Ah
User's needs	monthly values		global	5475 kWh/year

Loss diagram over the whole year



Stand Alone System: Simulation parameters

Project : **Autonomo**

Geographical Site **Dundo** **Country** **Angola**

Situation Latitude 7.4°S Longitude 20.8°E
 Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 747 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Dundo** Synthetic - Meteonorm 6.1

Simulation variant : **Autonomo_1**

Simulation date 08/11/15 00h30

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 14° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SPR-X21-335-BLK**
 Manufacturer SunPower

Number of PV modules In series 1 modules In parallel 14 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 14 Unit Nom. Power 335 Wp
 Array global power Nominal (STC) **4690 Wp** At operating cond. 4343 Wp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 52 V I mpp 83 A
 Total area Module area **22.8 m²** Cell area 20.6 m²

PV Array loss factors

Thermal Loss factor Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 10 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -1.3 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 2.5 % (fixed voltage)
 Incidence effect, user defined profile

0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
1.00	1.00	0.99	0.97	0.94	0.89	0.77	0.62	0.00

System Parameter

System type **Stand Alone System**

Battery Model **OPzS Solar 420**
 Manufacturer Exide Classic
 Battery Pack Characteristics Voltage 48 V Nominal Capacity 618 Ah
 Nb. of units 8 in series x 2 in parallel
 Temperature Fixed (20°C)

Regulator Model Power Tarom 4110
 Manufacturer Steca

Battery Management Thresholds Technology uP, Series transistor Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
 Charging 57.6/52.0 V Discharging 44.4/50.4 V
 Back-Up Genset Command 44.4/51.6 V

User's needs : monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	kWh/day

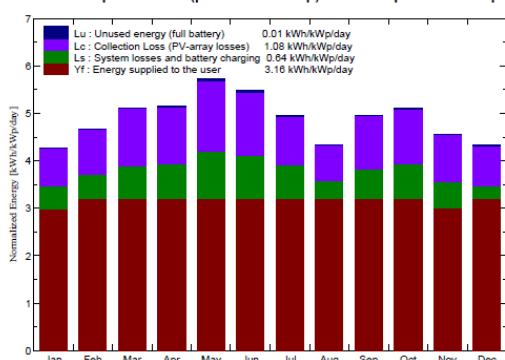
Stand Alone System: Main results

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

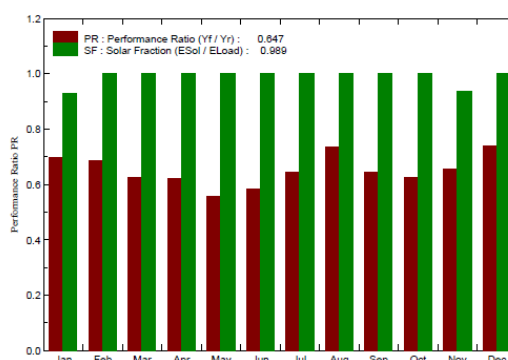
Main system parameters	System type	Stand alone	
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	14	Pnom total 4690 Wp
Battery	Model	OPzS Solar 420	Technology vented, tubular
battery Pack	Nb. of units	16	Voltage / Capacity 48 V / 618 Ah
User's needs	monthly values		global 5475 kWh/year

Main simulation results	Available Energy	6523 kWh/year	Specific prod.	1391 kWh/kWp/year
System Production	Used Energy	5414 kWh/year	Excess (unused)	19 kWh/year
Loss of Load	Performance Ratio PR	64.7 %	Solar Fraction SF	98.9 %
	Time Fraction	1.1 %	Missing Energy	61 kWh/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4690 Wp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



Autonomo_1

Balances and main results

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
January	142.1	129.8	503.3	0.190	32.14	432.9	465.0	0.931
February	136.4	128.6	487.2	0.366	0.00	420.0	420.0	1.000
March	159.2	156.3	565.1	0.480	0.00	465.0	465.0	1.000
April	146.9	152.4	554.5	0.686	0.00	450.0	450.0	1.000
May	160.7	175.7	618.2	5.648	0.00	465.0	465.0	1.000
June	145.4	162.5	583.0	3.821	0.00	450.0	450.0	1.000
July	139.1	151.8	570.6	2.571	0.00	465.0	465.0	1.000
August	127.2	132.8	520.6	0.965	0.00	465.0	465.0	1.000
September	146.9	147.0	539.1	0.637	0.00	450.0	450.0	1.000
October	163.7	156.0	571.6	0.635	0.00	465.0	465.0	1.000
November	146.9	134.5	502.0	0.845	28.67	421.3	450.0	0.936
December	147.3	132.2	507.8	2.114	0.00	465.0	465.0	1.000
Year	1761.9	1759.7	6523.1	18.957	60.81	5414.2	5475.0	0.989

Legends:

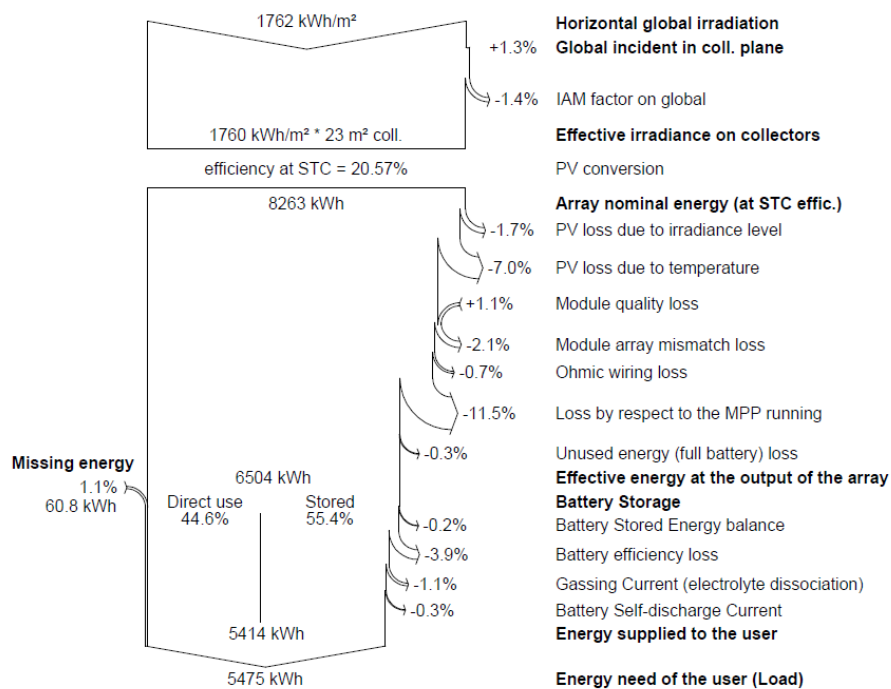
GlobHor	Horizontal global irradiation	E Miss	Missing energy
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E User	Energy supplied to the user
E Avail	Available Solar Energy	E Load	Energy need of the user (Load)
EUnused	Unused energy (full battery) loss	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

Main system parameters	System type	Stand alone	
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	14	Pnom total 4690 Wp
Battery	Model	OPzS Solar 420	Technology vented, tubular
Battery Pack	Nb. of units	16	Voltage / Capacity 48 V / 618 Ah
User's needs	monthly values		global 5475 kWh/year

Loss diagram over the whole year



Stand Alone System: Simulation parameters

Project : **Autonomo**Geographical Site **Mocamedes** Country **Angola**

Situation Latitude 15.2°S Longitude 12.1°E
 Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 24 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Mocamedes** Synthetic - Meteonorm 6.1Simulation variant : **Autonomo_1**

Simulation date 08/11/15 00h41

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 16° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SPR-X21-335-BLK**
 Manufacturer SunPower
 In series 1 modules In parallel 14 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 14 Unit Nom. Power 335 Wp
 Array global power Nominal (STC) **4690 Wp** At operating cond. 4343 Wp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 52 V I mpp 83 A
 Total area Module area **22.8 m²** Cell area 20.6 m²

PV Array loss factors

Thermal Loss factor Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 10 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -1.3 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 2.5 % (fixed voltage)
 Incidence effect, user defined profile

0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
1.00	1.00	0.99	0.97	0.94	0.89	0.77	0.62	0.00

System Parameter

System type **Stand Alone System**Battery Model **OPzS Solar 420**

Manufacturer Exide Classic

Battery Pack Characteristics Voltage 48 V Nominal Capacity 618 Ah

Nb. of units 8 in series x 2 in parallel

Temperature Fixed (20°C)

Regulator

Model Power Tarom 4110

Manufacturer Steca

Battery Management Thresholds Technology uP, Series transistor Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.

Charging 57.6/52.0 V Discharging 44.4/50.4 V

Back-Up Genset Command 44.4/51.6 V

User's needs :

monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	kWh/day

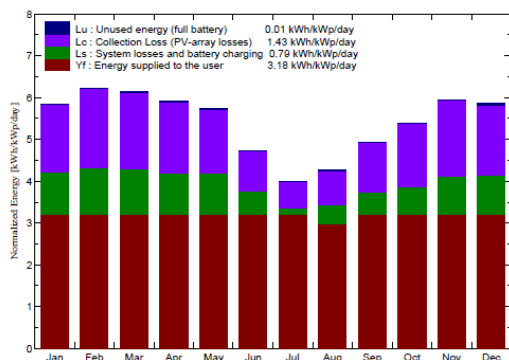
Stand Alone System: Main results

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

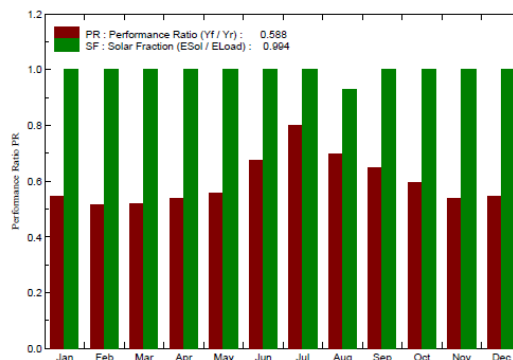
Main system parameters	System type	Stand alone	
PV Field Orientation	tilt	16°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	14	Pnom total 4690 Wp
Battery	Model	OPzS Solar 420	Technology vented, tubular
battery Pack	Nb. of units	16	Voltage / Capacity 48 V / 618 Ah
User's needs	monthly values		global 5475 kWh/year

Main simulation results	Available Energy	6816 kWh/year	Specific prod.	1453 kWh/kWp/year
System Production	Used Energy	5443 kWh/year	Excess (unused)	18 kWh/year
	Performance Ratio PR	58.8 %	Solar Fraction SF	99.4 %
Loss of Load	Time Fraction	0.6 %	Missing Energy	32 kWh/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4690 Wp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



Autonomo_1 Balances and main results

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
January	194.2	178.6	613.5	0.264	0.00	465.0	465.0	1.000
February	179.4	172.1	570.4	2.442	0.00	420.0	420.0	1.000
March	185.3	188.0	627.9	2.450	0.00	465.0	465.0	1.000
April	162.7	175.6	594.0	3.020	0.00	450.0	450.0	1.000
May	153.3	176.3	613.2	2.518	0.00	465.0	465.0	1.000
June	121.0	140.4	531.4	0.241	0.00	450.0	450.0	1.000
July	110.1	122.6	488.0	0.161	0.00	465.0	465.0	1.000
August	121.3	130.4	498.7	0.562	32.14	432.9	465.0	0.931
September	142.6	145.9	525.8	0.520	0.00	450.0	450.0	1.000
October	168.9	164.3	562.8	0.111	0.00	465.0	465.0	1.000
November	189.4	175.9	581.7	0.177	0.00	450.0	450.0	1.000
December	197.9	179.0	608.5	5.155	0.00	465.0	465.0	1.000
Year	1925.9	1949.1	6815.9	17.621	32.14	5442.9	5475.0	0.994

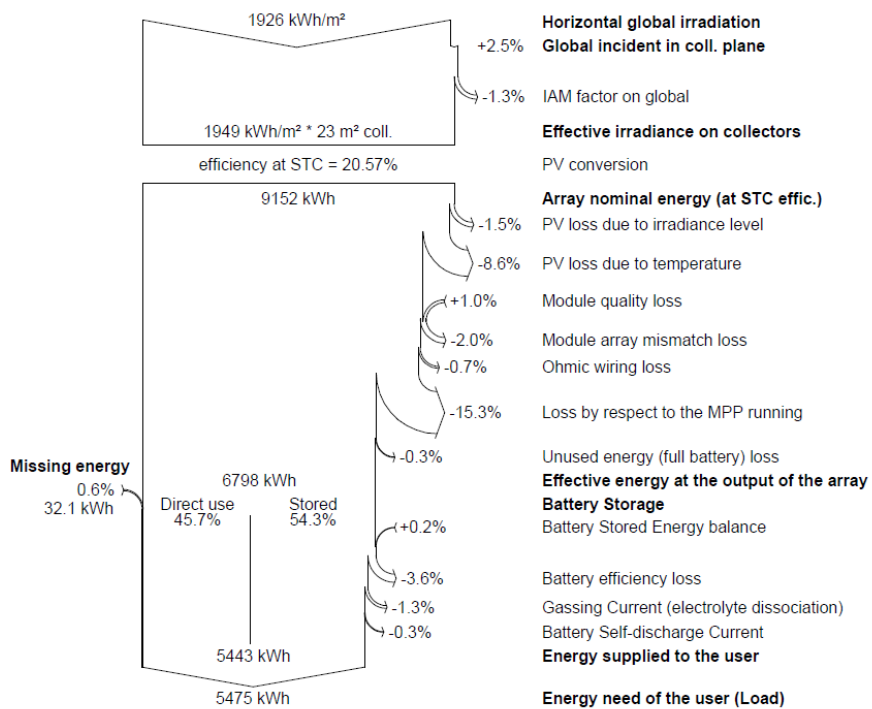
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation E Miss Missing energy
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings E User Energy supplied to the user
 E Avail Available Solar Energy E Load Energy need of the user (Load)
 EUnused Unused energy (full battery) loss SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

Main system parameters	System type	Stand alone	
PV Field Orientation	tilt	16°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	14	Pnom total 4690 Wp
Battery	Model	OPzS Solar 420	Technology vented, tubular
battery Pack	Nb. of units	16	Voltage / Capacity 48 V / 618 Ah
User's needs	monthly values		global 5475 kWh/year

Loss diagram over the whole year



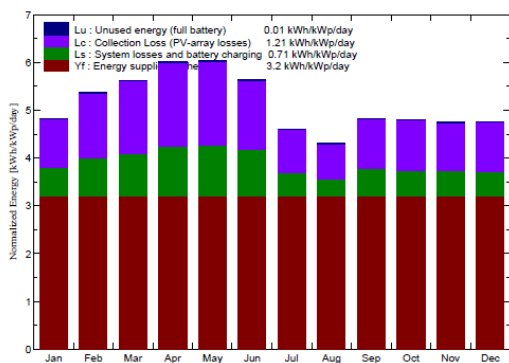
Stand Alone System: Main results

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

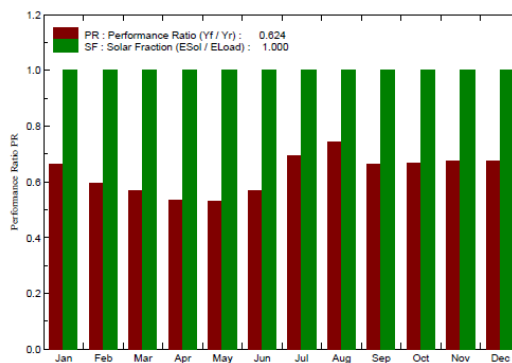
Main system parameters	System type	Stand alone	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	14	Phom total 4690 Wp
Battery	Model	OPzS Solar 420	Technology vented, tubular
battery Pack	Nb. of units	16	Voltage / Capacity 48 V / 618 Ah
User's needs	monthly values		global 5475 kWh/year

Main simulation results	Available Energy	6697 kWh/year	Specific prod.	1428 kWh/kWp/year
System Production	Used Energy	5475 kWh/year	Excess (unused)	13 kWh/year
	Performance Ratio PR	62.4 %	Solar Fraction SF	100.0 %
Loss of Load	Time Fraction	0.0 %	Missing Energy	0 kWh/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4690 Wp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



Autonomo_1 Balances and main results

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
January	193.4	147.1	553.9	0.238	0.000	465.0	465.0	1.000
February	176.1	148.0	527.1	0.405	0.000	420.0	420.0	1.000
March	183.0	172.3	595.8	1.971	0.000	465.0	465.0	1.000
April	168.5	178.4	600.5	1.866	0.000	450.0	450.0	1.000
May	160.7	185.5	623.2	1.975	0.000	465.0	465.0	1.000
June	141.1	167.9	591.1	1.647	0.000	450.0	450.0	1.000
July	125.7	141.1	538.2	0.312	0.000	465.0	465.0	1.000
August	125.7	132.0	519.2	1.089	0.000	465.0	465.0	1.000
September	146.9	142.9	532.2	0.232	0.000	450.0	450.0	1.000
October	166.7	146.6	545.2	0.214	0.000	465.0	465.0	1.000
November	178.6	140.4	528.4	3.182	0.000	450.0	450.0	1.000
December	196.4	144.6	542.1	0.225	0.000	465.0	465.0	1.000
Year	1962.8	1846.8	6696.9	13.356	0.000	5475.0	5475.0	1.000

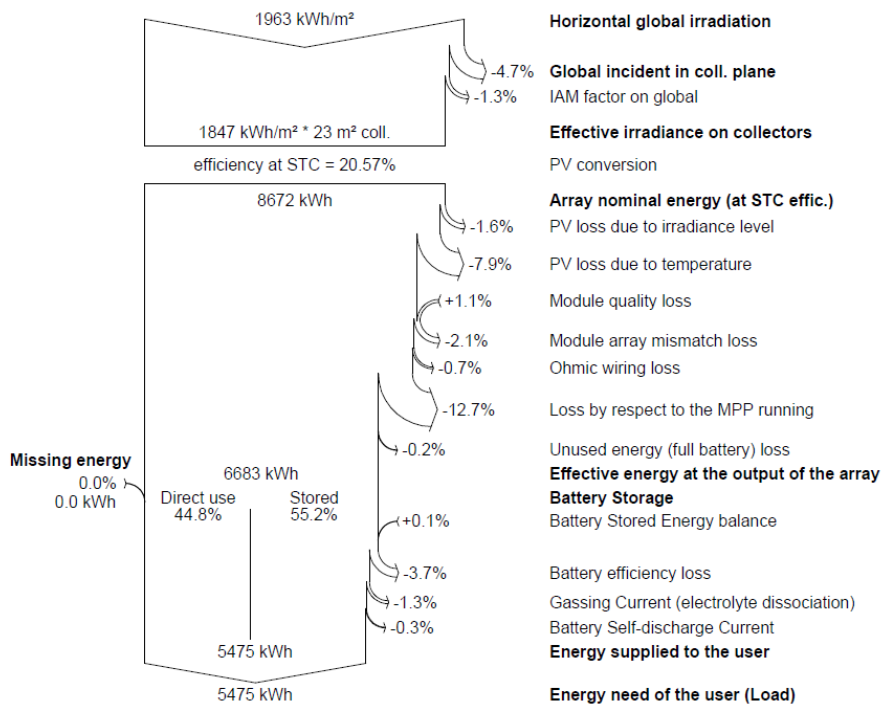
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 E Avail Available Solar Energy
 EUnused Unused energy (full battery) loss
 E Miss Missing energy
 E User Energy supplied to the user
 E Load Energy need of the user (Load)
 SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

Main system parameters	System type	Stand alone		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV Array	Nb. of modules	14	Pnom total	4690 Wp
Battery	Model	OPzS Solar 420	Technology	vented, tubular
battery Pack	Nb. of units	16	Voltage / Capacity	48 V / 618 Ah
User's needs	monthly values		global	5475 kWh/year

Loss diagram over the whole year



Stand Alone System: Simulation parameters

Project : **Autonomo**Geographical Site **Dundo** Country **Angola**Situation Latitude 7.4°S Longitude 20.8°E
Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 747 mMeteo data: **Dundo** Synthetic - Meteonorm 6.1Simulation variant : **Autonomo_1**

Simulation date 08/11/15 00h31

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SPR-X21-335-BLK**
 Manufacturer SunPower
 In series 1 modules In parallel 14 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 14 Unit Nom. Power 335 Wp
 Array global power Nominal (STC) **4690 Wp** At operating cond. 4343 Wp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 52 V I mpp 83 A
 Total area Module area **22.8 m²** Cell area 20.6 m²

PV Array loss factors

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 10 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -1.3 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 2.5 % (fixed voltage)
 Incidence effect, user defined profile

0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
1.00	1.00	0.99	0.97	0.94	0.89	0.77	0.62	0.00

System Parameter

System type **Stand Alone System**

Battery

Model **OPzS Solar 420**

Battery Pack Characteristics

Manufacturer Exide Classic
 Voltage 48 V Nominal Capacity 618 Ah
 Nb. of units 8 in series x 2 in parallel
 Temperature Fixed (20°C)

Regulator

Model Power Tarom 4110

Manufacturer Steca
 Technology uP, Series transistor Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.
 Battery Management Thresholds Charging 57.6/52.0 V Discharging 44.4/50.4 V
 Back-Up Genset Command 44.4/51.6 V

User's needs :

monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	kWh/day

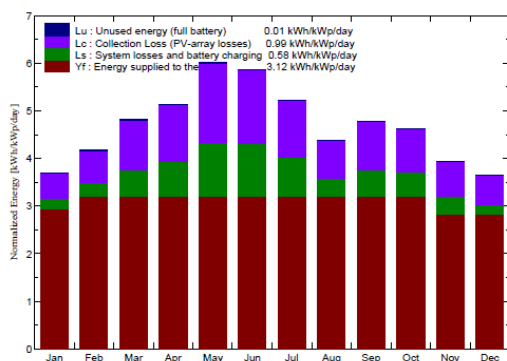
Stand Alone System: Main results

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

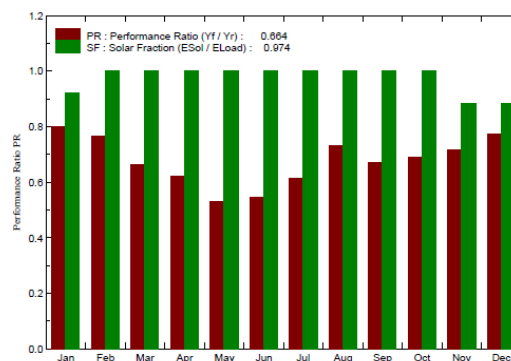
Main system parameters	System type	Stand alone	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	14	Pnom total 4690 Wp
Battery	Model	OPzS Solar 420	Technology vented, tubular
battery Pack	Nb. of units	16	Voltage / Capacity 48 V / 618 Ah
User's needs	monthly values		global 5475 kWh/year

Main simulation results	Available Energy	6346 kWh/year	Specific prod.	1353 kWh/kWp/year
System Production	Used Energy	5332 kWh/year	Excess (unused)	13 kWh/year
	Performance Ratio PR	66.4 %	Solar Fraction SF	97.4 %
Loss of Load	Time Fraction	2.6 %	Missing Energy	143 kWh/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4690 Wp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



Autonomo_1 Balances and main results

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
January	142.1	112.2	460.7	0.146	35.96	429.0	465.0	0.923
February	136.4	115.4	462.3	2.255	0.00	420.0	420.0	1.000
March	159.2	147.2	550.0	2.485	0.00	465.0	465.0	1.000
April	146.9	152.5	556.2	0.773	0.00	450.0	450.0	1.000
May	160.7	184.9	635.0	3.821	0.00	465.0	465.0	1.000
June	145.4	174.8	608.3	0.000	0.00	450.0	450.0	1.000
July	139.1	160.2	584.8	0.367	0.00	465.0	465.0	1.000
August	127.2	134.3	522.9	0.813	0.00	465.0	465.0	1.000
September	146.9	141.6	529.2	0.592	0.00	450.0	450.0	1.000
October	163.7	141.2	542.2	0.674	0.00	465.0	465.0	1.000
November	146.9	116.1	453.3	0.864	51.83	398.2	450.0	0.885
December	147.3	110.8	441.1	0.672	54.77	410.2	465.0	0.882
Year	1761.9	1691.1	6346.0	13.462	142.56	5332.4	5475.0	0.974

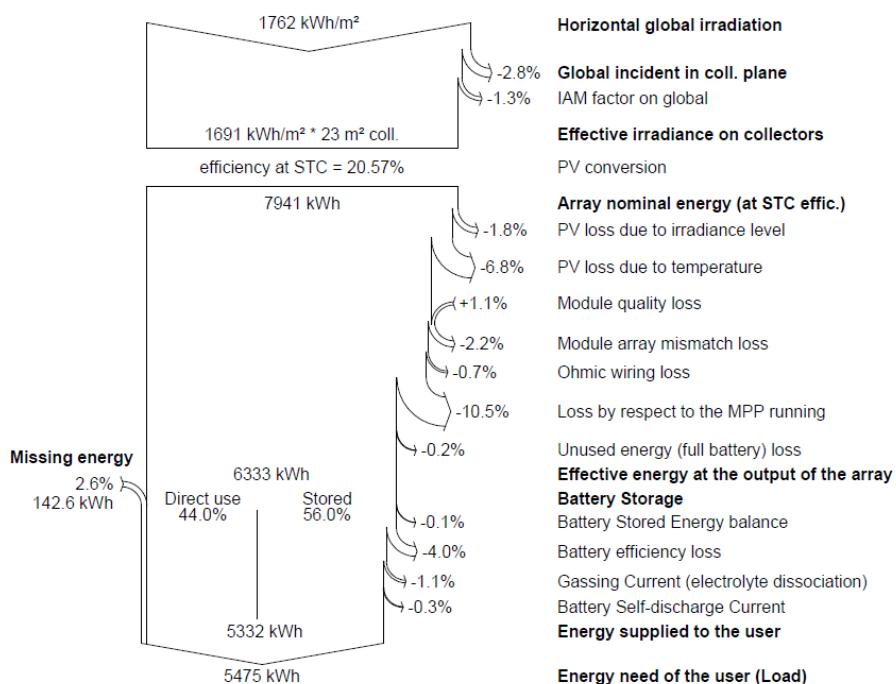
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 E Avail Available Solar Energy
 EUnused Unused energy (full battery) loss
 E Miss Missing energy
 E User Energy supplied to the user
 E Load Energy need of the user (Load)
 SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

Main system parameters	System type	Stand alone	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	14	Pnom total 4690 Wp
Battery	Model	OPzS Solar 420	Technology vented, tubular
battery Pack	Nb. of units	16	Voltage / Capacity 48 V / 618 Ah
User's needs	monthly values		global 5475 kWh/year

Loss diagram over the whole year



Stand Alone System: Simulation parameters

Project : **Autonomo**

Geographical Site **Mocamedes** **Country** **Angola**

Situation Latitude 15.2°S Longitude 12.1°E
 Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 24 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Mocamedes** Synthetic - Meteororm 6.1

Simulation variant : **Autonomo_1**

Simulation date 08/11/15 00h41

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth 0°
Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteororm

PV Array Characteristics

PV module Si-mono Model **SPR-X21-335-BLK**
 Manufacturer SunPower
 Number of PV modules In series 1 modules In parallel 14 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 14 Unit Nom. Power 335 Wp
 Array global power Nominal (STC) **4690 Wp** At operating cond. 4343 Wp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 52 V I mpp 83 A
 Total area Module area **22.8 m²** Cell area 20.6 m²

PV Array loss factors

Thermal Loss factor Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 10 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -1.3 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 2.5 % (fixed voltage)
 Incidence effect, user defined profile

0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
1.00	1.00	0.99	0.97	0.94	0.89	0.77	0.62	0.00

System Parameter

System type **Stand Alone System**

Battery

Model **OPzS Solar 420**

Manufacturer Exide Classic

Battery Pack Characteristics

Voltage 48 V Nominal Capacity 618 Ah

Nb. of units 8 in series x 2 in parallel

Temperature Fixed (20°C)

Regulator

Model Power Tarom 4110

Manufacturer Steca

Technology uP, Series transistor Temp coeff. -5.0 mV/°C/elem.

Battery Management Thresholds

Charging 57.6/52.0 V Discharging 44.4/50.4 V

Back-Up Genset Command 44.4/51.6 V

User's needs :

monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	kWh/day

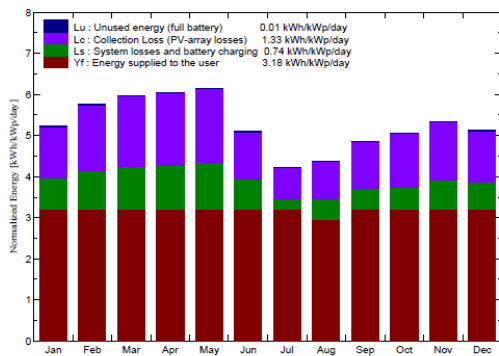
Stand Alone System: Main results

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

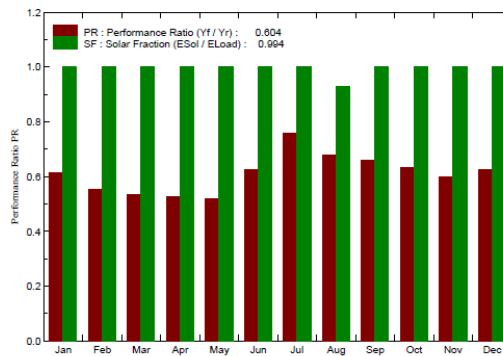
Main system parameters	System type	Stand alone	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	14	Pnom total 4690 Wp
Battery	Model	OPzS Solar 420	Technology vented, tubular
battery Pack	Nb. of units	16	Voltage / Capacity 48 V / 618 Ah
User's needs	monthly values		global 5475 kWh/year

Main simulation results			
System Production	Available Energy	6730 kWh/year	Specific prod. 1435 kWh/kWp/year
	Used Energy	5441 kWh/year	Excess (unused) 19 kWh/year
	Performance Ratio PR	60.4 %	Solar Fraction SF 99.4 %
Loss of Load	Time Fraction	0.6 %	Missing Energy 34 kWh/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4690 Wp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



Autonomo_1 Balances and main results

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
January	194.2	159.3	579.4	2.132	0.00	465.0	465.0	1.000
February	179.4	159.2	548.8	4.313	0.00	420.0	420.0	1.000
March	185.3	183.1	618.9	2.601	0.00	465.0	465.0	1.000
April	162.7	180.0	603.0	3.196	0.00	450.0	450.0	1.000
May	153.3	188.9	633.9	0.680	0.00	465.0	465.0	1.000
June	121.0	151.8	555.9	1.958	0.00	450.0	450.0	1.000
July	110.1	129.4	504.3	0.182	0.00	465.0	465.0	1.000
August	121.3	134.1	503.5	0.593	33.53	431.5	465.0	0.928
September	142.6	143.8	522.1	0.595	0.00	450.0	450.0	1.000
October	168.9	154.4	545.7	0.248	0.00	465.0	465.0	1.000
November	189.4	157.5	550.3	0.169	0.00	450.0	450.0	1.000
December	197.9	156.2	564.4	2.317	0.00	465.0	465.0	1.000
Year	1925.9	1897.8	6730.3	18.986	33.53	5441.5	5475.0	0.994

Legends:

GlobHor	Horizontal global irradiation	E Miss	Missing energy
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E User	Energy supplied to the user
E Avail	Available Solar Energy	E Load	Energy need of the user (Load)
EUnused	Unused energy (full battery) loss	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Autonomo
Simulation variant : Autonomo_1

Main system parameters	System type	Stand alone	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV Array	Nb. of modules	14	Pnom total 4690 Wp
Battery	Model	OPzS Solar 420	Technology vented, tubular
battery Pack	Nb. of units	16	Voltage / Capacity 48 V / 618 Ah
User's needs	monthly values		global 5475 kWh/year

Loss diagram over the whole year

