



Projeto de Sistema Fotovoltaico Para as Naves Industriais da Zona Econômica Especial de Luanda-Bengo

EDSON RODRIGO DOS SANTOS TEIXEIRA

Novembro de 2013

Projeto de Sistema Fotovoltaico Para as Naves
Industriais da Zona Económica Especial de Luanda-
Bengo

Edson Rodrigo dos Santos Teixeira

Dissertação submetida para a obtenção do grau de Mestre em
Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica



15 de novembro de 2013

Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projeto/Estágio do 2º ano do Mestrado em
Energias Sustentáveis

Candidato: Edson Rodrigo dos Santos Teixeira, N° 1111591, 1111591@isep.ipp.pt
Orientação Científica: Professor Doutor António Carvalho de Andrade, ata@isep.ipp.pt

Mestrado em Engenharia Energias Sustentáveis
Departamento de Engenharia Mecânica

Instituto Superior de Engenharia do Porto



15 de novembro de 2013

A minha família, e a todos que de forma direta ou indireta contribuíram para todo o meu percurso académico.

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor António Carvalho de Andrade, pela sua preciosa ajuda e orientação ao longo deste projeto, também pelo conteúdo programático da cadeira por si lecionada ao longo deste Mestrado, aumentando assim o interesse e motivação pela tecnologia fotovoltaica.

A Professora Doutora Nídia de Sá Caetano, na qualidade de Diretora do Curso pela sua atenção, disponibilidade e ajuda.

Aos meus pais e irmãos, por tudo aquilo que são, por conselhos e orientações de vida.

A todos os meus colegas, pelo companheirismo, ajuda e força ao longo do curso.

Aos meus verdadeiros amigos, por todos os bons e maus momentos, por toda a ajuda que sempre me deram, e por toda a motivação e coragem que me transmitiram.

Resumo

Com os preços do barril de petróleo a atingir níveis nunca antes atingidos, cada vez mais há uma maior sensibilização para a importância das fontes renováveis de energia, não só pelo seu baixo custo de exploração, mas também pela ausência de poluição ambiental.

A integração de sistemas fotovoltaicos nas edificações, começa a ter uma expressão significativa especialmente por ser uma forma de produção renovável. Pelo seu carácter renovável, vai ao encontro de objetivos ambientais, e é também desejável pelo seu carácter distribuído, produção próxima do consumo, evitando perdas de transporte e utilizando o recurso disponível no consumidor.

No presente projeto é feita uma breve descrição do atual sistema elétrico angolano, nomeadamente o seu potencial, capacidade instalada, e perspectivas futuras de desenvolvimento do mesmo.

Com uma perspetiva introdutória são abordadas as energias renováveis especialmente a energia fotovoltaica, terminando com as diferentes formas de produção e tecnologias existentes. São apresentados diferentes equipamentos, que, com as inúmeras combinações poderão vir a constituir um sistema técnico e financeiramente viável.

Devido aos vários cenários possíveis (combinações entre equipamentos), foram usadas como instrumentos de apoio ferramentas informáticas que permitem o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, análise de compatibilidades, e simulação do seu funcionamento.

Foram dimensionadas quatro opções de sistemas fotovoltaicos, a instalar nas naves industriais da Zona Económica Especial Luanda-Bengo, para uma mesma área de cobertura, seguido de um estudo económico, onde é feito uma comparação custo/benefício dos vários sistemas.

Palavras-Chave

Energias renováveis, FV, Fotovoltaico, Eletricidade, Solar, Dimensionamento.

Abstract

With the price of a barrel of oil reaching unprecedented levels, increasingly there is a greater awareness of the importance of renewable energy, not only for its low cost of operation, but also by the absence of environmental pollution.

The integration of photovoltaic systems in buildings, begins to have a significant expression especially for being a form of renewable generation. By being renewable, meets environmental objectives, and it is also desirable for its distributed nature, production close to consumption, avoiding transmission losses and using the resource available to the consumer.

In the present project is a brief description of the current electrical system in Angola, particularly its potential, installed capacity, and future prospects of development of the same.

With an introductory perspective are addressed renewables especially photovoltaic, ending with the different forms of production and existing technologies. Are given different equipment, which with the numerous combinations may pose a technical system and be financially viable.

Due to the various possible scenarios (combinations of equipment), were used as tools to support software that allow the design of photovoltaic systems, compatibility analysis, and simulation of its operation.

Four options of photovoltaic systems were scaled to be installed in industrial areas of the Special Economic Zone Luanda - Bengo, for the same coverage area, followed by an economic study, where a cost / benefit comparison of various systems is done.

Keywords

Renewable energy, PV, Photovoltaic, Electric, Solar, Sizing.

Índice

| | |
|--|-------------|
| AGRADECIMENTOS | VII |
| RESUMO | IX |
| ABSTRACT | XI |
| ÍNDICE | XIII |
| ÍNDICE DE FIGURAS | XVII |
| ÍNDICE DE TABELAS | XIX |
| NOMENCLATURA | XXI |
| 1. INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO | 1 |
| 2. ENERGIA EM ANGOLA | 3 |
| 2.1. APRESENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO | 3 |
| 2.1.1. Sistema Norte | 4 |
| 2.1.2. Sistema Centro | 5 |
| 2.1.3. Sistema Sul | 6 |
| 2.1.4. Sistemas Isolados | 6 |
| 2.2. SECTOR DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS | 7 |
| 2.3. CAPACIDADE NACIONAL DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA | 9 |
| 2.3.1. Potencial hidroelétrico | 9 |
| 2.3.2. Capacidade instalada | 11 |
| 2.4. LEI GERAL DE ELETRICIDADE (LEI Nº14-A/96 DE 31 DE MAIO) | 14 |
| 2.4.1. Capítulo 1 (Disposições Gerais) | 14 |
| 2.4.2. Capítulo III (Concessões) | 16 |
| 2.4.3. Capítulo III (Licenças) | 17 |
| 2.5. CARACTERIZAÇÃO DA ZEE LUANDA-BENGO | 18 |
| 3. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA | 21 |
| 3.1. ENERGIA SOLAR | 21 |
| 3.2. FUNCIONAMENTO DAS CÉLULAS SOLARES | 23 |
| 3.2.1. Conceitos básicos | 23 |
| 3.2.2. Efeito fotoelétrico | 24 |
| 3.3. TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS E MÓDULOS | 26 |
| 3.4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS | 29 |
| 3.5. CONSTRUÇÃO INTEGRADA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS | 31 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 3.6. | PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO..... | 34 |
| 4. | DIMENSIONAMENTO | 37 |
| 4.1. | IDENTIFICAÇÃO DO LOCAL | 37 |
| 4.2. | SIMULAÇÕES COM <i>SUNNY DESIGN 3</i> | 41 |
| 4.2.1. | Módulos fotovoltaicos | 42 |
| 4.2.2. | Inversores..... | 45 |
| 4.2.3. | Sistemas 1 e 2 | 46 |
| 4.2.4. | Sistemas 3 e 4 | 47 |
| 4.3. | CONFIGURAÇÃO DAS FILEIRAS | 48 |
| 4.4. | VERIFICAÇÃO DOS INVERSORES | 52 |
| 4.5. | DIMENSIONAMENTO DAS CAIXAS DE LIGAÇÕES..... | 52 |
| 4.5.1. | Caixas de ligações do Sistema 1 | 52 |
| 4.5.2. | Caixas de ligações do Sistema 2 | 54 |
| 4.5.3. | Caixas de ligações do Sistema 3 | 55 |
| 4.5.4. | Caixas de ligações do Sistema 4 | 56 |
| 4.5.5. | Resumo do dimensionamento das caixas de ligações | 57 |
| 4.6. | DIMENSIONAMENTO DA CABLAGEM..... | 58 |
| 4.6.1. | Cablagem CC..... | 58 |
| 4.6.2. | Cablagem CA..... | 61 |
| 4.7. | MANUTENÇÃO DA INSTALAÇÃO..... | 63 |
| | PLANO DE VIGILÂNCIA | 63 |
| | PLANO DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA | 63 |
| | PLANO DE MANUTENÇÃO CORRETIVA..... | 64 |
| 5. | EQUIPAMENTO | 65 |
| 5.1. | ESTRUTURA DE SUPORTE..... | 65 |
| 5.2. | TRANSFORMADOR | 66 |
| 5.3. | CABLAGEM..... | 67 |
| 5.4. | PROTEÇÕES | 70 |
| 5.4.1. | Fusíveis de fileira..... | 70 |
| 5.4.2. | Acoplamento eletromagnético | 71 |
| 5.4.3. | Equipamento de corte e seccionamento | 71 |
| 5.4.4. | Proteção contra descargas atmosféricas | 71 |
| 5.5. | CAIXA DE LIGAÇÕES..... | 72 |
| 5.6. | MONITORIZAÇÃO | 73 |
| 6. | ESTUDO ECONÓMICO..... | 75 |
| 6.1. | ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO | 75 |
| 6.1.1. | Rendimento energético da instalação (PR) | 75 |
| 6.1.2. | Energia produzida esperada | 81 |
| 6.2. | ANÁLISE FINANCEIRA..... | 83 |
| 6.2.1. | Orçamentos dos Sistemas | 83 |
| 6.2.2. | Estudo de viabilidade..... | 85 |

| | |
|---|------------|
| 7. CONCLUSÕES..... | 95 |
| REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS | 97 |
| ANEXO A. DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS (AUTOCAD)..... | 101 |
| ANEXO B. IRRADIAÇÃO INCIDENTE DO SECTOR DA ZEE | 103 |
| ANEXO C. FOLHAS DE CARACTERÍSTICAS DOS EQUIPAMENTOS..... | 105 |

Índice de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1 Sistema fotovoltaico em cobertura industrial [1]..... | 2 |
| Figura 2 Capacidade instalada..... | 14 |
| Figura 3 Dispersão da radiação solar [10]..... | 22 |
| Figura 4 Modelo do átomo [11] | 23 |
| Figura 5 Efeito fotoelétrico [10]..... | 25 |
| Figura 6 Célula monocristalina [12]..... | 26 |
| Figura 7 Célula policristalina [12] | 27 |
| Figura 8 Célula amorfa [13]..... | 28 |
| Figura 9 Células associadas em série [33] | 28 |
| Figura 10 Células associadas em paralelo [33] | 29 |
| Figura 11 Exemplo de um sistema isolado [14]..... | 30 |
| Figura 12 Exemplo de sistema FV conectado a rede [15]..... | 31 |
| Figura 13 Exemplo do sistema [16] | 33 |
| Figura 14 Sector da ZEE Luanda-Bengo usado para o projeto [21] | 37 |
| Figura 15 Variação da eficiência dos módulos com inclinação e orientação [22] | 39 |
| Figura 16 Comprimento da cobertura [21]..... | 39 |
| Figura 17 Largura de uma das águas da cobertura [21] | 40 |
| Figura 18 Vista parcial da disposição dos módulos na cobertura [23]..... | 41 |
| Figura 19 Orientação e inclinação dos módulos [20]..... | 42 |
| Figura 20 Módulos C-SI M 60 e SPR-X21-345..... | 43 |
| Figura 21 Resumo do Sistema 1 [20]..... | 46 |
| Figura 22 Resumo do Sistema 2 [20]..... | 46 |
| Figura 23 Resumo do Sistema 3 [20]..... | 47 |
| Figura 24 Resumo do Sistema 4 [20]..... | 48 |
| Figura 25 Médias de temperatura, e precipitação para Luanda..... | 49 |
| Figura 26 Temperatura das células [20]..... | 49 |
| Figura 27 Temperatura ambiente [20]..... | 49 |
| Figura 28 Configuração de fileiras para o Sistema 1 (por inversor) [20]..... | 50 |
| Figura 29 Configuração de fileiras para o Sistema 2 (por inversor) [20]..... | 50 |
| Figura 30 Configuração de fileiras para o Sistema 3 (por inversor) [20]..... | 51 |
| Figura 31 Configuração de fileiras para o Sistema 4 (por inversor) [20]..... | 51 |
| Figura 32 Cabos CC do Sistema 1 [20]..... | 58 |
| Figura 33 Cabos CC do Sistema 2 [20]..... | 59 |
| Figura 34 Cabos CC do Sistema 3 [20]..... | 59 |

| | |
|--|----|
| Figura 35 Cabos CC do Sistema 4 [20] | 59 |
| Figura 36 Cabos CA do Sistema 2 [20] | 62 |
| Figura 37 Cabos CA do Sistema 4 [20] | 62 |
| Figura 38 Exemplo de cabo FV [24] | 69 |
| Figura 39 Caixa de Ligações <i>Sunny String-Monitor</i> [20] | 72 |
| Figura 40 SMA METEO STATION | 74 |
| Figura 41 Irradiâncias mensais em Luanda (W/m^2) [19] | 80 |
| Figura 42 Gráfico da Produção Mensal | 82 |
| Figura 43 Gráfico da Produção Anual | 83 |
| Figura 44 Evolução do investimento no Sistema1 | 89 |
| Figura 45 Evolução do investimento no Sistema 2 | 90 |
| Figura 46 Evolução do investimento no Sistema 3 | 91 |
| Figura 47 Evolução do Investimento no Sistema 4 | 92 |

Índice de Tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 1 Potencial hidroelétrico das principais bacias hidrográficas..... | 10 |
| Tabela 2 Aproveitamentos hidroelétricos..... | 12 |
| Tabela 3 Centrais térmicas instaladas | 13 |
| Tabela 4 Radiação global incidente sobre o sector da ZEE a ser dimensionado | 38 |
| Tabela 5 Quadro resumo das dimensões da água da cobertura | 40 |
| Tabela 6 Características dos módulos FV | 44 |
| Tabela 7 Características dos inversores selecionados para o projeto | 45 |
| Tabela 8 Verificação das potências dos inversores | 52 |
| Tabela 9 Quadro resumo das caixas de ligações | 57 |
| Tabela 10 Dimensionamento dos cabos CC da caixa de ligações ao inversor | 61 |
| Tabela 11 Dimensionamento dos cabos CA dos Sistemas 1 e 3 | 62 |
| Tabela 12 Especificações Técnicas do sistema de fixação..... | 66 |
| Tabela 13 Características elétricas dos transformadores..... | 67 |
| Tabela 14 Características mecânicas dos cabos CC..... | 68 |
| Tabela 15 Características elétricas do cabo CC | 69 |
| Tabela 16 Características elétricas do Cabo CA | 70 |
| Tabela 17 Características das caixas de ligações | 73 |
| Tabela 18 Coeficientes de perdas na cablagem (B) | 78 |
| Tabela 19 Resultados para as perdas por variação de temperatura e PR..... | 80 |
| Tabela 20 Produção Anual | 81 |
| Tabela 21 Comparação dos resultados obtidos nos cálculos com valores dados pelo <i>software</i> | 82 |
| Tabela 22 Orçamento para o Sistema 1..... | 83 |
| Tabela 23 Orçamento para o Sistema 2..... | 84 |
| Tabela 24 Orçamento para o Sistema 3..... | 84 |
| Tabela 25 Orçamento para o Sistema 4..... | 84 |
| Tabela 26 Análise financeira do Sistema 1 | 89 |
| Tabela 27 Análise financeira do Sistema 2 | 90 |
| Tabela 28 Análise financeira do Sistema 3 | 91 |
| Tabela 29 Análise financeira do Sistema 4 | 92 |

Nomenclatura

Caracteres Romanos

A_p, A_E , etc. – Coeficientes de equações algébricas

Operadores

Δ – Diferença

Abreviaturas

A.H. – *Aproveitamento Hidroelétrico*

EDEL – *Empresa de Distribuição de Eletricidade*

ENE – *Empresa Nacional de Eletricidade*

CA – *Corrente Alternada*

CC – *Corrente Contínua*

CTG – *Central Térmica a Gás*

CTS – *Condições de Temperatura Standard*

FV – *Fotovoltaico*

GAMEK – *Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza*

INAMET – *Instituto Nacional de Meteorologia de Angola*

- IRSE – *Instituto Regulador do Sector Eléctrico*
- Max, max – *Máximo(a)*
- Min, min – *Mínimo(a)*
- MINEA – *Ministério da Energia e Águas*
- P_{FV} – *Potência do Gerador Fotovoltaico*
- PPP's – *Parcerias Público Privadas*
- PR – *Rendimento da Instalação Fotovoltaica (Performance Ratio)*
- ZEE – *Zona Económica Especial*

1. Introdução

Este projeto pretende no âmbito da disciplina bianual Dissertação/Projeto/Estágio do Mestrado em Energias Sustentáveis, do Instituto Superior de Engenharia do Porto, o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para a integração nas naves industriais da Zona Económica Especial (ZEE) Luanda-Bengo, objetivando com isto, um aproveitamento tecnológico/energético das suas coberturas.

1.1. Contextualização

Um dos objetivos fundamentais do governo de Angola (depois de alcançada a paz no ano de 2002) é o de reduzir a pobreza em Angola e melhoria das condições de vida dos seus cidadãos, pela via do aumento dos serviços básicos entre os quais se enquadra o acesso à energia elétrica. Apesar do esforço e investimentos que têm vindo a ser feitos para este bem social básico, ainda é grande o número de angolanos que estão privados deste, em quantidade e qualidade aceitáveis, sobretudo nas regiões periurbanas e rurais.

Para a recuperação e relançamento do processo de desenvolvimento, urge tomar medidas a nível das redes e das infraestruturas básicas, capazes de suportar e induzir os investimentos públicos e privados. A energia elétrica, como fator indispensável ao processo de industrialização, satisfação de necessidades básicas das populações, constitui um bem fundamental para este processo.

Angola pelo seu posicionamento geográfico possui um forte potencial solar, que bem explorado pode ser uma boa fonte de energia “limpa” a par dos recursos hídricos.

Congregando, os conhecimentos adquiridos ao longo do mestrado de energias sustentáveis, as necessidades de se reduzir o consumo de combustíveis fósseis para uma maior estabilidade financeira das empresas operantes no sector industrial, e a redução do impacto ambiental no ciclo de vida dos produtos finais (bens de consumo), será aqui estudado uma solução que vise a exploração da energia solar fotovoltaica.



Figura 1 Sistema fotovoltaico em cobertura industrial [1]

2. Energia em Angola

2.1. Apresentação do sistema elétrico

O sistema elétrico angolano está constituído por 3 sistemas principais independentes alicerçados em aproveitamentos hidroelétricos e centrais térmicas por *diesel*, nomeadamente os Sistemas Norte, Centro e Sul e os sistemas isolados.

Grande parte dos equipamentos do sector de energia foi construído muito antes da independência, em 1975. Uma grande parte dessas infraestruturas foi danificada durante a guerra civil ou não tem recebido manutenção regular, em parte devido a problemas de acessibilidade causados pela guerra. Apenas uma pequena parte da população tem acesso à energia elétrica e o serviço ainda apresenta-se com um fornecimento irregular.

A Empresa Nacional de Eletricidade (ENE) possui uma capacidade instalada, de produção de energia elétrica, nos três sistemas (que ainda não se encontram interligados), e ainda vários sistemas isolados de menor dimensão. Apenas cerca de 70 % dessa capacidade está operacional, ainda que a situação tenha melhorado em comparação com o período da guerra civil. A energia hidroelétrica representa um pouco mais de 60 % da capacidade instalada, enquanto o restante resulta de energia termoelétrica alimentada a *diesel*, que têm vindo a ser substituídas pelas centrais térmicas a gás [2].

No sistema Norte existe sobrecapacidade de produção, embora ocorram interrupções importantes nos três sistemas, grande parte devido a problemas graves de transmissão e distribuição. Os sistemas do Centro e do Sul têm muitas vezes limitações na distribuição da energia. Um dos principais objetivos do governo e da ENE é interligar os três sistemas principais, para aproveitar a sobrecapacidade existente no sistema Norte. Há esperança, de que o projeto para o transporte de energia da República Democrática do Congo para a África do Sul venha a interligar, no seu traçado, os três sistemas de Angola.

Nos dias de hoje, por ser a cidade que mais investimentos a nível de infraestruturas absorveu, a cidade de Luanda representa mais de 65 % do consumo nacional.

Existindo também diversos sistemas de menor dimensão, alguns dos quais já fizeram parte de sistemas mais amplos, mas que se encontram hoje isolados por força da destruição infligida às redes de distribuição de eletricidade. Muitas autoridades municipais das maiores cidades também possuem os seus próprios geradores e serviços de abastecimento de energia elétrica. Adicionalmente, a maioria das indústrias e muitos consumidores domésticos têm os seus próprios geradores de recurso para compensar as frequentes interrupções de abastecimento da rede, o que acarreta, na prática, custos bastante elevados para muitos consumidores, não obstante as baixas tarifas praticadas. Quase todos os sistemas isolados e de recurso funcionam com gasóleo [2].

2.1.1. Sistema Norte

O Aproveitamento Hidroelétrico (A.H.) de Cambambe sofreu reabilitação, modernização da central existente e ampliação do corpo da barragem até a altura de projeto, uma estratégia de intervenção que assegurou a disponibilidade permanente de pelo menos, dois grupos geradores, encontrando-se hoje a central a debitar no mínimo 180 MW.

Estão em fase de avaliação, as propostas apresentadas para a reabilitação do A.H. das Mabubas.

Estão instaladas na zona adjacente a subestação do Cazenga cinco turbinas a gás (GTG1: 24,4 MW; GTG2: 28,8 MW; GTG3: 40 MW; GTG4: 24,5 MW; GTG5: 24,5 MW) perfazendo um total de 142,2 MW, dos quais apenas 22 MW estão disponíveis.

As duas primeiras linhas de transporte a 220 kV Cambambe-Luanda transportam apenas 60% da sua capacidade nominal, estando em reabilitação.

A terceira linha de transporte entre Cambambe e Luanda a 220 kV já está em serviço industrial, contudo nem toda a energia produzida pelas fontes hídricas sobre o rio Kwanza pode ser transportada para a região de Luanda. Esperando-se que esta limitação do sistema de transporte seja ultrapassada com a construção (em finalização) da linha de transporte à 400 kV.

De uma forma geral as cidades que compõem este sistema, cresceram rapidamente e as redes de transporte e distribuição não acompanharam este crescimento, pelo que, verifica-se um alto índice de energia reprimida, de difícil quantificação e conseqüentemente a fiabilidade e qualidade de fornecimento está ainda muito aquém dos padrões aceitáveis [3].

2.1.2. Sistema Centro

O A.H. de Lomaum construído no rio Catumbela encontrou-se fora de serviço desde 1983, após recente reabilitação, encontra-se a debitar 60 MW.

O A.H. do Biópio que está fortemente dependente do regime hidrológico do rio Catumbela, encontra-se em serviço parcial, carecendo de reabilitação integral do corpo da barragem.

O fornecimento de energia elétrica à província de Benguela está fortemente dependente da central térmica a gás (CTG) do Biópio, durante algum tempo a capacidade disponível somada, não era suficiente para cobrir a ponta do sistema, originando severas restrições. Este défice de capacidade disponível foi colmatado com a instalação de uma turbina a gás com cerca de 80 MW na zona adjacente da subestação da Quileva.

As linhas de transporte e as subestações associadas carecem de reabilitação e expansão da sua capacidade nominal instalada.

O valor da carga reprimida é elevado, devido fundamentalmente a esse défice de capacidade de atendimento e à falta de redes de distribuição nas zonas periurbanas. A fiabilidade e qualidade no fornecimento de energia nas zonas urbanas são afetadas pela idade da rede de distribuição existente.

Está em construção a linha de transporte a 220 kV Quileva-Huambo, e a 60 kV Huambo-Caala e subestações associadas, o que permitirá o fornecimento regular de energia elétrica a província do Huambo, que atualmente apenas dispõe de grupos térmicos locais, sem

capacidade de cobertura da ponta do sistema. Igualmente está em reabilitação a rede de distribuição elétrica da cidade do Huambo e Caala [3].

2.1.3. Sistema Sul

Este sistema está dependente do A.H. da Matala, sobre o rio Cunene, com um ciclo hidrológico irregular por falta de regularização. Esta situação poderá perdurar até sensivelmente o ano 2015, altura que se prevê a conclusão da reabilitação e motorização do A.H. pelo Governo.

Os grupos térmicos locais não têm capacidade de atendimento da carga base, originando restrições no sistema. As linhas de transporte e subestações carecem de reabilitação e ampliação quer pela vida útil dos equipamentos, como pelo crescimento da solicitação da procura de energia elétrica.

As redes de distribuição das cidades do Lubango, Namibe e Tômbwa foram recentemente reabilitadas na sua primeira fase, aguardando-se outras fases subseqüentes para a reabilitação e expansão completa, e conseqüentemente a melhoria da qualidade no fornecimento de energia elétrica a estas cidades.

Está em fase de construção, o A.H. de Baynes (4x 130 MW), sobre o rio Cunene, com custo avaliado de USD 500.000.000,00 e previsão de entrada em serviço no biénio 2013/2014. Sendo um projeto binacional (Angola e Namíbia) e ao abrigo do protocolo existente entre os dois países espera-se que estejam disponíveis cerca de 260 MW para Angola.

Associado a este projeto está prevista uma linha de transporte em alta tensão a 400 kV que interligará este A.H. ao centro de carga do Lubango e as respetivas subestações [3].

2.1.4. Sistemas Isolados

Fora dos sistemas acima referenciados todas as outras províncias são consideradas sistemas isolados, De uma forma geral os sistemas isolados caracterizam-se por pequenos centros de produção térmicos diretamente ligados a rede de distribuição.

Estes Grupos térmicos têm sido submetidos a um regime muito intensivo de exploração e isto faz com que as máquinas sofram uma degradação acelerada, com a conseqüente perda de fiabilidade e aumento de custos de exploração.

As redes de distribuição destas cidades foram dimensionadas de acordo com os pressupostos e índices de penetração existentes há mais de 30 anos. Com o crescimento acelerado das cidades originou que atualmente, de uma forma geral, as solicitações de potência não sejam compatíveis com a capacidade de transformação e a secção dos condutores instalados, originando enormes sobrecargas e interrupções constantes no fornecimento regular de energia elétrica nestas cidades.

Há que destacar o sistema elétrico da Lunda-Norte, com base no A.H. do Luachimo. Este sistema era utilizado, com maior preponderância, para as atividades mineiras de exploração de diamantes. No entanto, há a perspectiva de interligação deste aproveitamento com o A.H. de Chicapa 1 e aos outros futuros A.H. de Chicapa 2, Luapasso, Vuca e Chiumbe-Dala, constituindo-se desta forma o Sistema Leste.

Outros sistemas isolados de maior destaque são os de Cabinda, Huambo e Uíge.

Há que referir que existem, a nível provincial, diversas unidades de produção de energia elétrica, direta ou indiretamente sob responsabilidade dos Governos Provinciais. Todavia, a ENE tem a seu cargo a produção, transporte e distribuição de energia elétrica em 15 capitais de província [3].

2.2. Sector das energias renováveis

Está em fase de conclusão a estratégia das energias renováveis “Livro Azul”, por um grupo de trabalho composto por responsáveis do MINEA, IRSE, ENE, EDEL e GAMEK. O documento ainda não está publicamente apresentado, devido a recolha de dados, as contribuições do grupo de trabalho e alguns dados em falta dos Ministérios dos petróleos, da Saúde e da Agricultura Desenvolvimento Rural e Pescas.

A falta de infraestrutura nos municípios e comunas, tem efeitos drásticos na vida das populações porque contribuem para o aumento de doenças, do êxodo populacional, do analfabetismo, da criminalidade, etc. Como é óbvio, as fontes térmicas de produção de energia elétrica existentes nessas localidades não são fiáveis no fornecimento regular de energia elétrica. Assim, para minimizar esta carência, a implementação do programa indicativo 2001-2002, priorizou a instalação de painéis solares, sob a forma de experiências piloto, nas províncias consideradas mais críticas, nomeadamente: Kuando Kubango, Zaire, Uíge, Malange e Bié [3].

As províncias do Bengo e Huíla beneficiaram de alguns projetos com financiamentos da UNESCO, do OGE/MINEA e recentemente da BP Solar em conjunto com a Embaixada Britânica em Angola.

Com o advento da paz, as condições melhoraram para uma ação de eletrificação rural planificada com fontes de energias renováveis, especialmente a energia fotovoltaica e as mini, micro, pico e pequenos aproveitamentos hidroelétricos.

Contudo, o programa 2008/2013, lida com a eletrificação descentralizada dos pontos do País que precisam urgentemente de serviços de energia elétrica para a sua reconstrução. Neste âmbito, o programa propõe o desenvolvimento das seguintes ações:

- Construção de mini, micro, pico e pequenos aproveitamentos Hidroelétricos;
- Capacitação, formação de quadros, investigação científica e industrial;
- Energia solar através de instalação de Painéis Fotovoltaicos;
- Estudo das potencialidades eólicas e instalação dos respetivos sistemas;
- Racionalização do uso da energia tradicional;
- Conservação, poupança e aplicação de Normas energéticas.

Eólica

Realizaram-se estudos referentes a avaliação do potencial eólico na província do Namibe, tendo sido encontrado um forte potencial eólico (velocidade média do vento 5,2 m/s a uma altura de 40 m). Prevê-se a instalação em regime de parcerias público privadas (PPP's) de um parque eólico de 100 MW no Tômbwa e de um sistema híbrido (eólica 23,6 MW, Solar 4,2 MW e térmico 2MW) na Baía dos Tigres.

Aguarda-se o lançamento do concurso para elaboração do mapa de ventos de Angola, a fim de se determinar os potenciais locais para produção de energia eólica [4].

Solar

Todas as províncias do País têm potencial solar, por enquanto o Executivo avançou apenas com o projeto “Aldeia Solar”, programa dirigido à instalação de painéis solares em

comunidades rurais, que na primeira fase abrangeu 18 aldeias. Este ano, arranca a segunda fase que abrangerá 42 comunas.

Ainda referente ao programa de implementação dos sistemas solares fotovoltaicos para a eletrificação rural, realizou-se o projeto em duas fases cuja primeira contemplou as seguintes províncias: Malange, Bié, Moxico e Kuando Kubango. De realçar que o principal objetivo do projeto é de eletrificar algumas infraestruturas sociais, nomeadamente, escolas, postos de saúde, postos policiais, administrações, casa dos administradores, bem comojangos comunitários e a iluminação pública [4].

Biomassa

O projeto mais avançado visa o aproveitamento florestal do planalto central, ao longo do traçado do caminho-de-ferro de Benguela. A exploração será feita através da concessão de áreas florestais a reabilitar, a privados. Em estudo existem também, a produção de energia elétrica através da combustão de resíduos sólidos urbanos, assim como perspectivas de utilização de bagaço de cana para produção de eletricidade [4].

2.3. Capacidade nacional de produção de energia elétrica

2.3.1. Potencial hidroelétrico

Angola tem recursos hídricos abundantes, constituídos por 47 bacias hidrográficas, considerado um dos mais elevados na África Austral. A antiga administração portuguesa realizou extensos levantamentos sobre os recursos hídricos do país. As estimativas do potencial hidroelétrico economicamente disponível são variáveis, mas pensa-se que esteja situada à volta dos 18 GW, com a possibilidade de produzir cerca de 72 TWh por ano, embora de acordo com algumas fontes, este valor ascenda a 150 TWh. Isto sugere que a atual capacidade instalada corresponda a apenas aproximadamente 6,7% do potencial do país. Na **Tabela 1** é apresentado este levantamento [2].

Tabela 1 Potencial hidroelétrico das principais bacias hidrográficas

| Bacia | Área (Km²) | Potencial (MW) | Potencial (GWh) | Instalada (MW) | % Do potencial |
|---------------------------------------|----------------------------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Kwanza | 147.738 | 8.199 | 34.746 | 700 | 8,5 % |
| Longa | 23.320 | 1.190 | 4.796 | | |
| Queve | 23.000 | 3.020 | 11.786 | | |
| N'Gunza, Quicombo, Evale e Balombo | 17.270 | 1.086 | 3.488 | | |
| Catumbela | 16.640 | 1.930 | 10.660 | 60 | 3,1 % |
| Cunene | 128.600 | 2.492 | 6.225 | 320 | 12,8 % |
| Cubango | 148.860 | 350 | 592 | | |
| Total | 505.428 | 18.267 | 72.293 | 1080 | 5,91 % |

De acordo com o MINEA, existem pelo menos sete locais adicionais no Rio Cuanza, entre as barragens do Cambambe e de Capanda, que são adequadas para a instalação de grandes centrais hidroelétricas, tendo já entrado em fase de construção o A.H. de Laúca assim como o A.H. de Cacúlo-Cabaça, que virão a ser mais importantes que o A.H. de Capanda (520 MW), atualmente o maior do país. O potencial para unidades hidroelétricas de pequena dimensão, nomeadamente as mini-hídricas mantém-se praticamente inexplorado.

2.3.2. Capacidade instalada

A ENE é atualmente responsável por grande parte dos equipamentos de produção de energia no país. As principais exceções são a capacidade e o número desconhecido de um conjunto de pequenos sistemas isolados de produção, explorados por algumas autoridades locais para abastecer redes municipais, bem como os geradores de recurso, utilizados pela maioria das indústrias e muitos consumidores domésticos.

A **Tabela 2** radiografa a capacidade instalada (em MW) nos A.H. no ano de 2012, assim como a perspetiva evolutiva do sector para o ano de 2017.

Com vista a colmatação do défice de energia elétrica, o sector é fortemente assistido por centrais térmicas, sendo apresentado na **Tabela 3**, a capacidade termoelétrica instalada (em MW).

Está em fase de construção e com previsão de entrada em funcionamento para 2015, a central térmica à gás natural do Soyo, é uma central de ciclo combinado que vai queimar parte do gás produzido, pelo projeto Angola LNG (gás natural liquefeito), terá uma capacidade de 750 MW, a par da central está também em curso a construção do sistema de transporte [5].

Tabela 2 Aproveitamentos hidroelétricos

| Bacias hidrográficas | 2012 | 2017 |
|-----------------------------|----------------|----------------|
| Rio Kwanza | | |
| A.H. Capanda | 520 MW | 520 MW |
| A.H. Laúca | - | 2069 MW |
| A.H. Cacúlo-Cabaça | - | 2047 MW |
| A.H. Cambambe | 180 MW | 960 MW |
| Total | 700 MW | 5596 MW |
| Rio Cunene | | |
| A.H. Gove | 60 MW | 60 MW |
| A.H. Matala | 20 MW | 40 MW |
| A.H. Jamba Ia Mina | - | 126 MW |
| A.H. Jamba Ia Oma | - | 50 MW |
| Ruacaná | 240 MW | 240 MW |
| Total | 320 MW | 516 MW |
| Outras | | |
| A.H. Luachimo (L. Norte) | 4 MW | 36 MW |
| A.H. Chicapa (Lunda Sul) | 18 MW | 36 MW |
| A.H. Chiumbe Dala (L. | - | 12 MW |
| A.H. Mabubas (Bengo) | 26 MW | 26 MW |
| A.H. Lomaum (Benguela) | 60 MW | 60 MW |
| Total | 108 MW | 170 MW |
| Total Global | 1208 MW | 6282 MW |

Tabela 3 Centrais térmicas instaladas

| | |
|---------------------|---------------|
| Luanda | |
| CFL | 120 MW |
| Boavista | 100 MW |
| Cazenga | 100 MW |
| Benfica | 40 MW |
| Morro Bento | 40 MW |
| Km 9, Viana | 40 MW |
| Morro da Luz | 30 MW |
| Quartéis | 30 MW |
| Viana | 18 MW |
| Total | 518 MW |
| Províncias | |
| Namibe | 20 MW |
| Lubango | 80 MW |
| Moxico | 15 MW |
| Dundo | 30 MW |
| Menongue | 10 MW |
| Cabinda | 70 MW |
| Bié | 10 MW |
| Cunene | 10 MW |
| Huambo | 15 MW |
| Benguela | 22 MW |
| Uíge | 3 MW |
| Total | 285 MW |
| Total Global | 803 MW |

Com base nos dados apresentados pelas tabelas 2 e 3, assim como as informações referentes ao sector das energias renováveis desenvolveu-se o gráfico percentual da capacidade eléctrica instalada em Angola, como mostra a **Figura 2**.

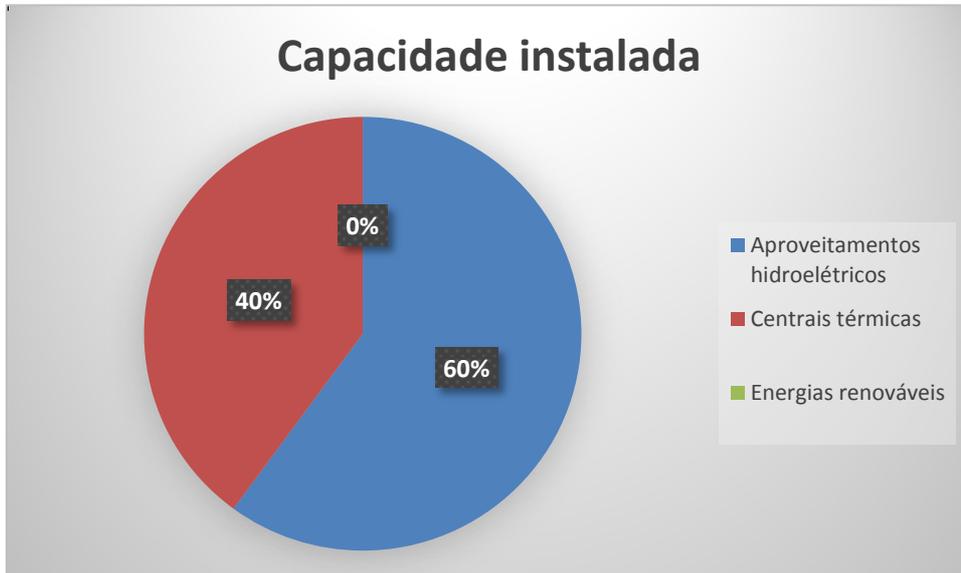


Figura 2 Capacidade instalada

2.4. Lei Geral de Eletricidade (Lei nº14-A/96 de 31 de Maio)

Nesta secção é feito o enquadramento legislativo deste sector para Angola, no contexto da produção, transporte e distribuição, focando alguns decretos vigentes, desenvolvidos pelos Centros de Decisão do Poder Central, com vista à regularização do sector da energia. Para tal, apresentam-se de seguida algumas referências sobre Decretos-Lei, Diplomas elaborados e apresentados de forma oficial pelo governo de Angola.

2.4.1. Capítulo 1 (Disposições Gerais)

Artigo 3.º

1. O exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica tem como objetivos fundamentais o desenvolvimento económico nacional e o bem-estar dos cidadãos e das comunidades, o que pressupõe:

- a) A permanente oferta de energia em termos adequados as necessidades dos consumidores e do desenvolvimento nacional, sob os aspetos qualitativos e quantitativos e de acordo com os princípios do desenvolvimento sustentável;
 - b) A progressiva redução dos custos através da racionalidade e eficácia dos meios utilizados nas diversas fases, desde a produção ao consumo;
 - c) A conceção e gestão dos projetos, bem como o exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica em geral, tendo em atenção a proteção ambiental;
 - d) A conceção e a implementação de projetos bem com a utilização de equipamentos e métodos de acordo com as normas para segurança de pessoas e bens e no respeito pelos direitos de propriedade;
 - e) A permanente procura de melhores níveis de produção com vista a diminuição dos desperdícios de recursos naturais, de produção e acumulação de resíduos.
2. A todos os interessados no exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, bem como a todos os consumidores é assegurada a igualdade de tratamento e de oportunidades, sendo de garantir vantagens económicas aos que recorram a fonte de energia renováveis e ou promovam formas de poupança de energia ou implementem projetos sociais e de proteção ambiental, em complemento ao exercício da atividade concessionada ou licenciada.
3. O transporte e a distribuição de eletricidade, são caracterizados como serviços públicos sendo a produção, quando destinada total ou parcialmente ao abastecimento público, considerada de interesses geral, como serviços de utilidade pública e deve estar devidamente enquadrada nas normas legais e regulamentares que asseguram o seu normal funcionamento gozando, deste modo, da necessária proteção dos poderes públicos.
4. O Estado, no contexto geral do desenvolvimento e das prioridades nacionais, deve promover a implementação de uma política tendente a eletrificação global do país, criando mecanismo para o efeito, promovendo o abastecimento e uso generalizado da eletricidade nos centros urbanos e a eletrificação no meio rural, garantindo a igualdade de direitos e deveres para todos os consumidores, produtores e

distribuidores sem prejuízo dos benefícios que se impõem, tendo em vista o desenvolvimento harmonioso do território nacional.

5. A política nacional em matéria de fornecimento de energia elétrica, deve visar a promoção da concorrência nos mercados de produção e distribuição, o fomento da iniciativa privada, o incentivo ao abastecimento e uso eficiente da energia elétrica, fixando metodologias tarifárias adequadas [6].

2.4.2. Capítulo III (Concessões)

Artigo 17.º (Âmbito)

1. As concessões são atribuídas pelo Estado a pessoa coletiva de direito público ou privado, que em regime de serviço público, exercerão as atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica.
2. As concessões classificam-se em:
 - a) De produção de energia elétrica;
 - b) De transporte de energia elétrica;
 - c) De distribuição de energia elétrica.

Artigo 18.º (Aprovação e atribuição das concessões)

1. A aprovação das concessões, bem como a sua atribuição, são da competência do Conselho de Ministros.
2. A adjudicação das concessões é precedida de concurso público, realizado nos termos da legislação aplicável.

Artigo 19.º (Duração da concessão)

1. A duração da concessão é estabelecida de acordo com a sua natureza e especificidade, não podendo exceder cinquenta (50) anos, contados a partir da data do ato que a outorga.
2. A concessão pode ser renovada através da renegociação com a concessionária, a pedido desta, desde que o interesse público o justifique.

Artigo 21.º (Incentivos)

As empresas concessionárias podem gozar de benefícios tendentes a incentivar e valorizar a exploração da concessão, nos termos fixados no respetivo contrato [6].

2.4.3. Capítulo III (Licenças)

Artigo 29.º (Âmbito)

1. Para além do transporte em regime de concessão, o acesso as atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, pode ter lugar mediante licença a atribuir nos termos da presente lei e da demais legislação aplicável.
2. As licenças regem as atividades de abastecimento público a localidades isoladas, não abrangidas pelas áreas de concessão, de auto-produção e de abastecimento privativo. São as seguintes categorias de licenças a atribuir:
 - a) De produção de energia elétrica;
 - b) De transporte de energia elétrica;
 - c) De distribuição de energia elétrica.

Artigo 32.º (Atribuição de licença)

1. É da competência das autoridades do poder local a atribuição de licenças na sua área de jurisdição, tendo estas por objeto a produção, transporte ou distribuição em regime de serviço público, a auto-produção ou o abastecimento privativo.
2. O Governo pode, em legislação complementar, face a importância económica e social das atividades e segundo critérios de equilíbrio, de expansão e de racionalidade técnica e económica do serviço público de energia elétrica, reservar estas atividades ao regime de concessão, nos termos da presente lei e demais legislação aplicável.
3. As competências estabelecidas no presente artigo compreendem igualmente o poder de revogação das licenças.

4. O disposto no presente artigo não prejudica as atribuições e competências de outros órgãos, designadamente no que se refere a fiscalização, autorizações e emissão de pareceres.

Artigo 33.º (Duração da Licença)

1. A duração da licença é estabelecida de acordo com a sua natureza e especificidade, sendo o prazo máximo de 30 dias.
2. Quando se trata de uma licença de produção, o prazo mínimo de duração é de quinze (15) anos.
3. Se uma mesma entidade possuir simultaneamente duas ou mais licenças, de alguma forma interdependentes, os respetivos prazos de duração podem ser harmonizados, de modo a assegurar uma maior coordenação e racionalidade de meios no exercício das atividades licenciadas.
4. O prazo de duração pode ser prorrogado nos termos estabelecidos no respetivo regulamento [6].

Decreto nº 47/01 de 20 de julho de 2001

Artigo 3.º (Fontes de energia) – Para a produção de energia elétrica é permitida a utilização de qualquer fonte de energia, desde que se assegure o cumprimento das regras de segurança, de proteção do ambiente e demais legislação aplicável [7].

2.5. Caracterização da ZEE Luanda-Bengo

A Zona Económica Especial (ZEE) Luanda/Bengo, está localizada no quilómetro 30 (em Viana), foi criada em 2005, numa área total de 8.300 hectares, onde foram projetadas 73 fábricas, orçadas em 50 milhões de dólares norte-americanos. A ZEE surge da necessidade de diversificação da economia nacional, e de se impulsionar o desenvolvimento do País.

A Sonangol EP participa no projeto ZEE, através da sua subsidiária Sonangol Investimentos Industriais (SIIND) tanto na definição de estratégias sobre a implementação e na cedência de recursos humanos qualificados, como no apoio técnico, material e financeiro.

Em termos de necessidades de energia, a Sociedade de Desenvolvimento da ZEE estruturou o seu abastecimento em várias etapas, sendo a primeira que vai até o ano de 2014 com 60 MVA, na segunda que será de 2014 a 2017 as necessidades estão projetadas para 60 a 150 MVA e na terceira etapa de 2017 a 2025 em termos de procura está projetada de 150 a 400 MVA. A ZEE conta ainda com um grupo de geradores alternativos.

A reserva industrial da ZEE de Viana conta com uma subestação própria que é alimentada por uma linha de transmissão de 160 kV proveniente da barragem de Capanda, dois transformadores de 32 MVA cada, perfazendo 62 MVA no total, e uma rede de distribuição à média tensão de 30 kV com cerca de 15 quilómetros.

Tendo em conta o seu crescimento atual, a ZEE, propriamente a reserva industrial de Viana, prevê até 2014 aumentar a capacidade em termos de transformação de energia, com a instalação de mais um transformador de 32 MVA e ascendendo assim, neste período à capacidade de 96 MVA [8].

3. Tecnologia fotovoltaica

3.1. Energia Solar

O Sol fornece energia solar à Terra sobre a forma de radiação, energia esta que é um fator indispensável para existência de vida na Terra. A energia é gerada no núcleo do Sol pela fusão de átomos de hidrogénio com átomos de hélio. Parte da massa do hidrogénio é convertida em energia, podendo-se assim comparar o sol a um enorme reator nuclear. Devido a fatores como a distância solar (Terra-Sol) e a difusão esférica do Sol (fazendo com que a maior parte da radiação seja dissipada pelo espaço), chega a terra apenas uma pequena porção de radiação, que ainda assim chega a ser 10 mil vezes maior que a necessidade energética global atual, conseqüentemente seria necessário apenas 0,01 por cento da radiação solar para suprir a procura mundial atual [9].

A intensidade da radiação solar que atinge a atmosfera terrestre depende diretamente da distância entre o Sol e a Terra, esta que ao longo do ano varia entre $1,47 \times 10^8$ a $1,52 \times 10^8$ km. Como resultado, a irradiação E_0 varia entre 1325 e 1412 W/m^2 . A média que é normalmente mencionada como a constante solar é:

$$\text{Constante Solar: } E_0 = 1367 \text{ W/m}^2$$

Esta quantidade de radiação não é toda recebida pela superfície da terra. A atmosfera reduz a insolação através de fenômenos de reflexão, absorção (pelo oxigênio, ozono, dióxido de carbono, vapor de água,) e dispersão (causada pelas moléculas de ar, partículas de poeiras), como se pode verificar na **Figura 3**. Com boas condições climáticas, ao meio dia a irradiação pode atingir 1000 W/m^2 na superfície terrestre. Este valor é relativamente independente da localização. A insolação máxima ocorre em dias pouco nublados, dias de céu limpo. Como resultado da radiação refletida pela passagem das nuvens, a insolação pode vir a atingir picos de 1400 W/m^2 por curtos períodos [9].

Algumas regiões perto do equador experimentam radiações de 2300 kWh/m^2 por ano, em detrimento de regiões na zona sul da europa que atingem radiações máximas anuais de 1700 kWh/m^2 . Na europa existem variações sazonais bastante significantes observando-se com grande sensibilidade as diferenças entre as insolações no verão e no inverno [9].

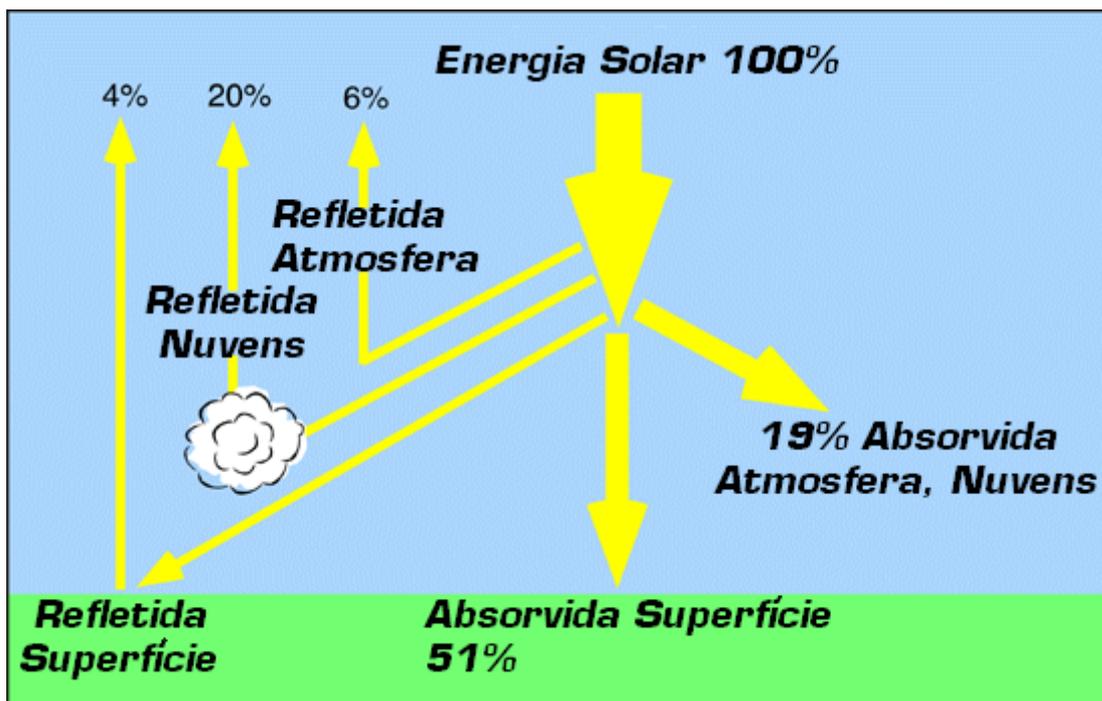


Figura 3 Dispersão da radiação solar [10]

3.2. Funcionamento das células solares

3.2.1. Conceitos básicos

Toda a matéria existente na Natureza é constituída por átomos, sendo os átomos assim constituídos:

- Núcleo- carga positiva;
- Eletrões- Carga negativa;
- Protões- Carga Positiva;
- Neutrões.

Os eletrões giram a volta do núcleo (ver **Figura 4**) em distintas bandas de energia e aos pares com protões, formando um conjunto eletricamente estável e neutro.

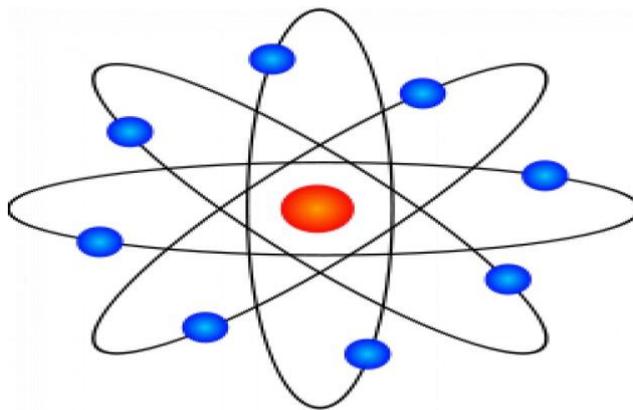


Figura 4 Modelo do átomo [11]

Os eletrões da última banda (mais externa) são chamados de eletrões de valência e relacionam-se entre si formando uma rede cristalina.

No ramo da eletricidade, existem três tipos de materiais, a considerar:

- Condutores;
- Semicondutores;
- Isolantes.

São de interesse dentro do contexto, os materiais semicondutores pois são os mesmos que constituem as células fotovoltaicas.

3.2.2. Efeito fotoelétrico

O termo fotoelétrico, ou por preferência fotovoltaico advém da conversão direta da luz em energia elétrica com recurso às células solares. Para a produção das células solares são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, telureto de cádmio ou disseleneto de cobre e índio. As células solares cristalinas de silício são as mais usadas a nível mundial, representando 95 % do total.

Quando a Luz incide sobre certas substâncias, há a libertação de eletrões, que circulando livremente de átomo para átomo, formam uma corrente que pode ser armazenada.

As células fotovoltaicas são feitas de Silício (Si) que tem número atómico 14, com uma distribuição eletrónica 2-8-4, significando que possui quatro eletrões de valência, procurando ligar-se com 4 átomos de Si de maneira a ficar quimicamente estável.

O Si, como substância simples, não conduz corrente elétrica, pois não possui eletrões de valência. Assim, adicionam-se ao Si, dois tipos de elementos: o Boro (B) e o Fósforo (P).

Tendo o Boro o número atómico 5, a sua distribuição eletrónica é 2-3. O que significa que possui três eletrões de valência e, ao forçar-se a adição com o Si, fica com um eletrão desemparelhado o que se designa por lacuna.

O Fósforo tem o número atómico 15, tendo assim a distribuição eletrónica 2-8-5. Com 5 eletrões de valência e ao forçar-se a adição com o Si, fica com um eletrão desemparelhado mas desta vez em excesso.

À junção Si-P chama-se junção negativa (-) pois existe um “excesso” de eletrões desemparelhados. Pelo “défice” de eletrões desemparelhados à junção Si-B é denominada de junção positiva (+).

O facto de termos estas duas camadas faz com que exista uma diferença de potencial que vai fazer com que os eletrões libertados por efeito fotoelétrico se movam, processo este que é exemplificado na **Figura 5**.

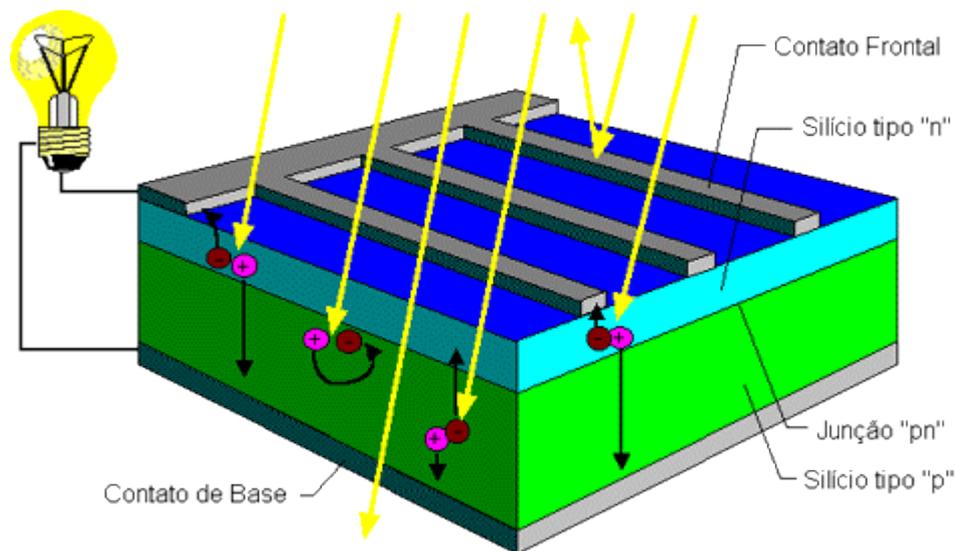


Figura 5 Efeito fotoelétrico [10]

O material utilizado nas células fotovoltaicas deve ter um grau de pureza o mais elevado possível. Para o conseguir, é necessário realizar sucessivas etapas na produção química. O silício apresenta-se normalmente na natureza como areia.

Ao incidir a luz sobre a célula fotovoltaica, os fótons que a integram chocam com os elétrons da estrutura do silício, dando-lhes energia e conseqüentemente transformando-os em condutores. Devido ao campo elétrico gerado na união P-N, os elétrons são orientados e fluem da camada P para a camada N.

Por meio de um condutor externo, conecta-se a camada negativa à positiva gerando-se assim um fluxo de elétrons (corrente elétrica). Enquanto a luz continuar a incidir sobre a célula, o fluxo de elétrons manter-se-á. A intensidade da corrente gerada variará proporcionalmente a intensidade da radiação solar incidente na célula fotovoltaica.

Se não estiver nenhuma carga ligada à célula fotovoltaica, a tensão obtida aos seus terminais é denominada de tensão em circuito aberto (V_{ca}).

Cada elétron que sai do módulo fotovoltaico é substituído por um outro que regressa, pelo exemplo do modelo da bateria, o cabo de ligação entre o módulo fotovoltaico e a bateria contém o fluxo de elétrons, de modo a que, quando um elétron abandona a última célula do módulo e se encaminha para a bateria, outro elétron entra na primeira célula do módulo fotovoltaico a partir da bateria.

3.3. Tipos de células fotovoltaicas e módulos

As células solares fotovoltaicas são classificadas segundo o material utilizado no seu fabrico, sendo monocristalinas, policristalinas e amorfas. No entanto existem novas tecnologias em fase de desenvolvimento e comercialização, servindo de exemplo as denominadas células de película fina. De seguida é feita uma breve descrição sobre as diferentes tecnologias das células solares fotovoltaicas.

Células monocristalinas

O silício monocristalino é o material mais utilizado na composição das células fotovoltaicas, atingindo cerca de 60 % do mercado. A uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico. As células monocristalinas foram as primeiras a serem elaboradas a partir de um bloco de silício cristalizado num único cristal. Apresentam-se sob a forma de placas redondas, quadradas ou pseudo quadradas. Contudo, têm a desvantagem de terem um preço elevado, e como consequência um período de retorno do investimento superior. Na **Figura 6** é apresentada uma célula monocristalina.



Figura 6 Célula monocristalina [12]

Células policristalinas (Figura 7)

O silício policristalino, constituído por um número muito elevado de pequenos cristais da espessura de um cabelo humano, dispõe de uma quota de cerca de 30 %. As descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de eletrões e encorajam a recombinação com as lacunas, o que reduz a potência de saída. O processo de fabricação é mais barato do que o do silício monocristalino.

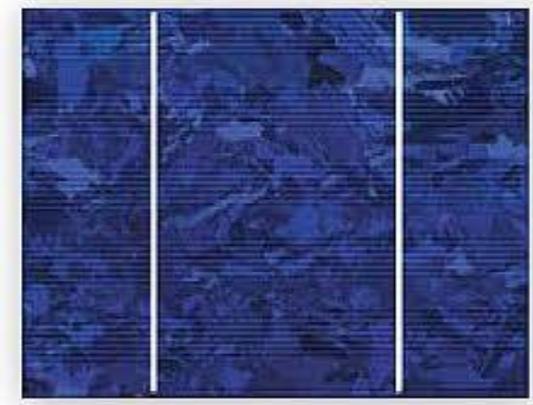


Figura 7 Célula policristalina [12]

Células amorfas (Figura 8)

As células amorfas são compostas por um suporte de vidro ou outra matéria sintética, na qual é deposta uma camada fina de silício (a organização dos átomos já não é regular como num cristal). O rendimento deste tipo de células é mais baixo do que nas células cristalinas mas, mesmo assim, a corrente produzida é razoável.

A sua gama de aplicações são os pequenos produtos de consumo como relógios, calculadoras, mas podem também ser utilizadas em instalações solares. Apresentam como vantagem o facto de reagirem melhor à luz difusa e à luz fluorescente e portanto, apresentam melhores desempenhos a temperaturas elevadas.



Figura 8 Célula amorfa [13]

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por associações de células em série e/ou em paralelo de forma a se obter os valores desejáveis de tensão e corrente. Nas associações em série, as células são percorridas pela mesma corrente, conseguindo-se assim, para a mesma corrente diferentes níveis de tensão, como mostra a **Figura 9**. Por sua vez nas associações em paralelo as células são submetidas à mesma tensão, e a corrente final é obtida pelo somatório das correntes à saída de cada célula, como é ilustrado na **Figura 10**.

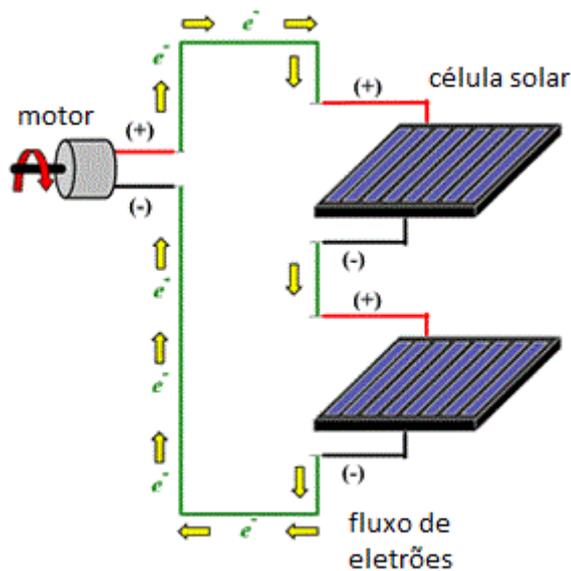


Figura 9 Células associadas em série [33]

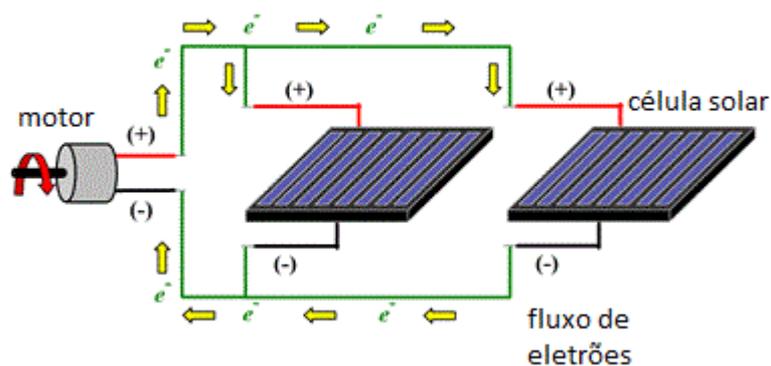


Figura 10 Células associadas em paralelo [33]

3.4. Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser agrupados em sistemas isolados e sistemas conectados a rede. Nos sistemas isolados a energia produzida é de acordo com as necessidades energéticas da instalação. Quando a energia produzida não acompanha as necessidades das cargas conectadas, são utilizados geralmente sistemas adicionais de armazenagem (baterias). Se o sistema fotovoltaico for suportado por uma fonte adicional de energia – por exemplo geradores eólicos ou a *diesel*, ficam conhecidos como sistemas híbridos.

Nos sistemas conectados a rede, toda a energia produzida é injetada na rede, a rede elétrica funciona como um comprador de energia.

Na Alemanha (maior produtor de energia fotovoltaica), maior parte dos sistemas fotovoltaicos estão conectados a rede. Porque existe uma tarifa bonificada pela injeção de eletricidade proveniente de fonte solar na rede, toda a energia gerada pelos sistemas solares é absorvida pela rede. A previsão para os próximos 40 anos é que as fotovoltaicas venham a representar cerca de um terço da produção de eletricidade na Alemanha.

Sistemas Isolados

Os sistemas isolados (ver Figura 11) geralmente requerem um sistema de armazenamento de energia porque a energia produzida não é normalmente requerida ao mesmo tempo que é gerada (por ex. a energia solar está disponível durante o dia, e os sistemas de iluminação são normalmente utilizados de noite). Baterias recarregáveis são utilizadas para o

armazenamento da eletricidade. Contudo, com baterias, no sentido de as proteger, aumentar o seu rendimento e a sua longevidade é essencial o uso de um controlador de carga que serve também de unidade gestora da energia. Sendo assim constituído um sistema fotovoltaico típico [10]:

1. Módulos Fotovoltaicos conectados em paralelo ou series-paralelo;
2. Controladores de Carga;
3. Bateria ou banco de baterias;
4. Carga (s);
5. Inversor – em sistemas em que o consumo da energia é feito em corrente alternada.

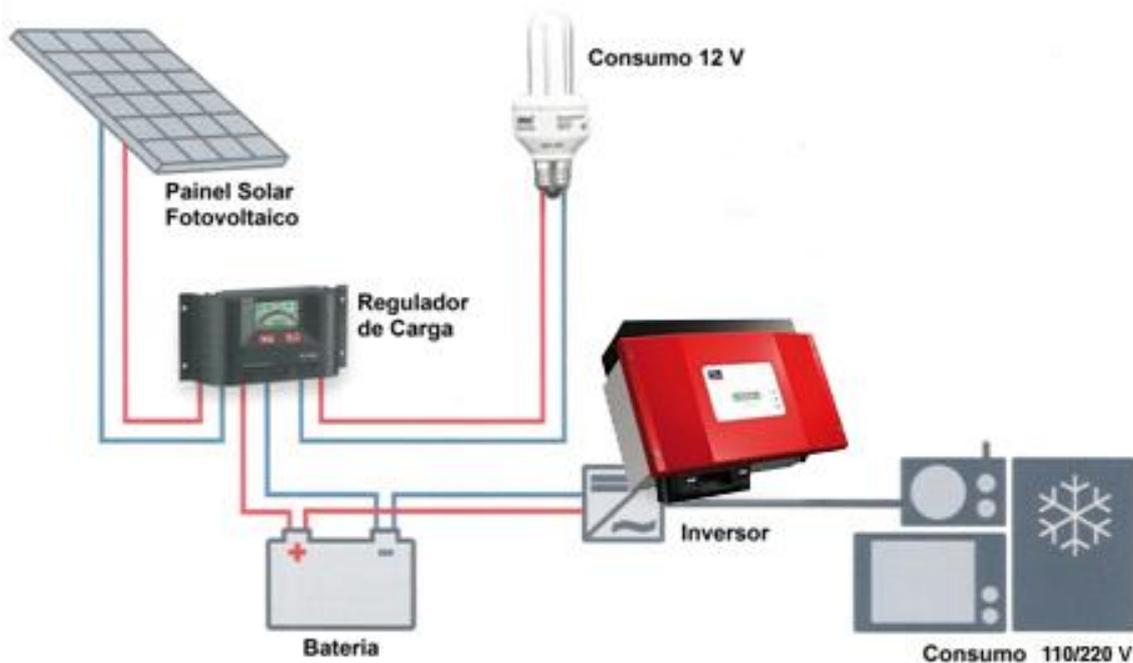


Figura 11 Exemplo de um sistema isolado [14]

Sistemas conectados a rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica (ver Figura 12), podem ser de grande porte (as centrais fotovoltaicas, acima de 1 MW) ou de pequeno porte (descentralizada e instalado nos telhados ou fachadas de edificações urbanas ou industriais). A quantidade de eletricidade produzida dependerá da quantidade de painéis instalados [10].

Um sistema conectado a rede contempla essencialmente os seguintes componentes:

1. Módulos fotovoltaicos/fileira (múltiplos módulos conectados em series ou paralelos com estrutura de montagem);
2. Combinador de fileiras/ caixa de junção (com equipamento de proteção);
3. Cablagem de corrente contínua (CC);
4. Interruptor geral (CC);
5. Inversor;
6. Cablagem (CA);
7. Armário com sistema de distribuição, contador e conexão a rede.

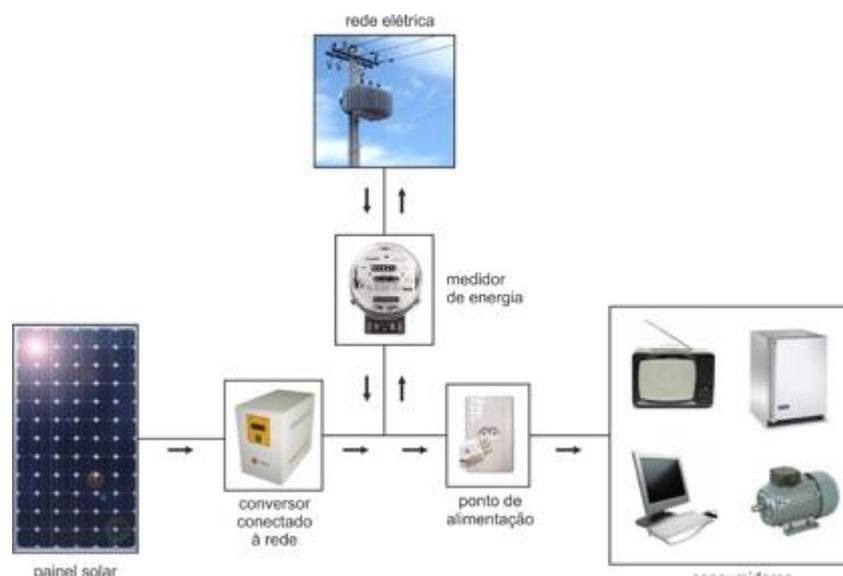


Figura 12 Exemplo de sistema FV conectado a rede [15]

3.5. Construção integrada de sistemas fotovoltaicos

Um *Building Integrated Photovoltaic Systems* consiste na integração de módulos FV na própria estrutura do edifício (ver **Figura 13**), como por exemplo em telhados ou em fachadas. Os elementos FV para edifícios combinam, num único componente, diversas funções, nomeadamente, produção local de energia, isolamento térmico, *design*

arquitetónico, sombreamento e proteção solar. Estes sistemas representam uma das mais promissoras fontes de aplicações de produtos FV.

Existem duas principais vantagens nesta abordagem: em primeiro lugar a aparência visual e estética de um edifício que integre elementos FV, geralmente, é melhor quando comparado com os restantes edifícios, devido à aparência que se revela bastante atrativa dos módulos; em segundo lugar, existe uma poupança em termos de custo dos materiais normalmente utilizados (janelas, telhas, fachadas). Estes sistemas podem ser integrados tanto em edifícios residenciais, como em edifícios comerciais (shoppings, fábricas, escritórios, entre outros) [16].

As vantagens são várias, enumerando algumas tem-se:

- **Eliminação de perdas de transmissão e distribuição** – com estes sistemas, produz-se energia perto dos locais de consumo, eliminando assim as perdas de transmissão e distribuição da rede elétrica;
- **“Redução” dos custos dos módulos** – os custos dos módulos FV são parcialmente reduzidos, pois acabam por substituir materiais de construção (telhas, janelas, materiais envidraçados) evitando assim custos associados a estes materiais;
- **Abolição de estruturas de suporte e terrenos** – deixam de ser necessárias as estruturas de suporte para a montagem dos componentes FV, uma vez que estes passam a fazer parte do envelope do edifício;
- **Diminuição da ponta do diagrama de cargas** – com estes sistemas consegue-se diminuir a ponta do diagrama de cargas, devido à produção de energia elétrica proveniente do próprio sistema.



Figura 13 Exemplo do sistema [16]

Os sistemas FV também podem ser integrados em edifícios já existentes, designados de *Building Mounted*. Hoje em dia a maior parte dos sistemas FV são montados nos edifícios, ou seja, não são integrados nos edifícios, tomando por isso esta designação. Porém, quando se comparam, a nível económico, estes dois sistemas verifica-se que os sistemas *Building Mounted* são mais dispendiosos [17]. Esses custos adicionais devem-se sobretudo a:

- **Cablagem** – todos os sistemas FV requerem a cablagem adequada, contudo os sistemas *Building Mounted* requerem uma cablagem adicional pois esta terá de ser adaptada e integrada na instalação elétrica do edifício;
- **Estruturas de montagem e suporte** – estas estruturas de suporte são necessárias para a orientação e inclinação dos módulos FV;
- **Reforços do telhado** – os telhados dos edifícios existentes, na sua generalidade, não foram projetados para suportar o peso adicional que um sistema FV acarreta, nomeadamente, os próprios componentes do sistema, acumulação de gelo e neve, assim como questões relacionadas com a manutenção.

A cobertura dos edifícios na sua generalidade permitem a transformação dos mesmos em pequenas centrais FV. Em países, como Estados Unidos, Espanha, Alemanha, Suíça e Japão, os edifícios comerciais novos incorporaram materiais fotovoltaicos às suas fachadas para a produção de eletricidade. Pela aparência externa, nada indica que as vidraças e janelas sejam, na realidade, geradores elétricos. Estas instalações dispõem de contadores de energia de duplo canal, vendendo eletricidade à concessionária local quando têm excesso, e adquirindo-a quando há insuficiência. Com este sistema o proprietário da instalação torna-se também num produtor de energia, dono e responsável pelo processo de produção.

Consumidores convencionais produzem parte da própria energia que consomem. Em detrimento da produção de eletricidade em grandes centrais, neste processo, a eletricidade é produzida no próprio local de uso, reduzindo-se os impactos ambientais das grandes instalações de produção e de transmissão [18].

Em Angola não existem ainda instalações fotovoltaicas conectadas diretamente à rede (até ao momento não existem dados oficiais), cenário este, que poderá ser alterado com políticas públicas implantadas especificamente com essa finalidade. Uma política de incentivo iria promover a produção de energia fotovoltaica no território nacional, e assim diversificar e complementar a matriz elétrica. E os exemplos para a promoção desta tecnologia são dados pelas experiências de outros países que incluem desde subsídios (prémios e linhas especiais de crédito); medidas de apoio como campanhas públicas, e educação ambiental; incentivos fiscais e obrigação legal de instalação ou preparação do local para a instalação dos equipamentos em novas edificações.

3.6. Programas de Simulação

PVsyst V6.12

O PVsyst é um programa para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados a rede ou autónomos. O PVsyst foi desenvolvido pelo departamento de energia do Instituto de Ciências Ambientais da Universidade de Genebra, fazendo dele um programa aberto, ou seja, permite combinar diferentes marcas de equipamentos (módulos, inversores) o que é uma mais-valia face aos programas comerciais disponibilizados de forma gratuita pelos fabricantes de inversores (ex. Sunny Design, MaxDesign), pois estes permitem apenas o uso dos inversores fabricados pelas respetivas marcas [19].

Sunny Design 3

O *Sunny Design 3*, é um *software* para o planeamento e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, concebido para inversores da marca SMA. O *Sunny Design* permite ao utilizador obter uma recomendação para um possível dimensionamento do seu sistema fotovoltaico. O *Sunny Design* propõe ao utilizador uma combinação de gerador(es)

fotovoltaicos e de inversor(es), que se adaptam o mais possível ao sistema fotovoltaico planeado, p. ex., no que diz respeito à classe de potência e ao rendimento energético, além disso tem a possibilidade de simular diferentes cenários.

Além disso, pode efetuar uma estimativa do seu potencial consumo de energia produzida pelo sistema fotovoltaico planeado e visualizá-la em gráfico [20].

4. Dimensionamento

4.1. Identificação do local

Neste capítulo, é feito o estudo do local onde será instalado o sistema FV. O sistema será instalado nas coberturas das naves industriais da ZEE, cujas coberturas estão isentas de sombreamentos diretos e obstáculos. Os Coberturas são em duas águas, dispostas de forma circular, distribuídas pelos quatro quadrantes, na **Figura 14**, marcadas a vermelho mostra-se a disposição das naves de um dos sectores da ZEE, assim como a orientação segundo o norte geográfico.



Figura 14 Sector da ZEE Luanda-Bengo usado para o projeto [21]

As coberturas oferecem uma grande área para a montagem de módulos FV. Para as coordenadas geográficas do Sector da ZEE em estudo o ângulo ótimo para inclinação dos painéis é de 14° orientados para norte (hemisfério sul). As águas das coberturas têm uma inclinação de 5° (praticamente planas) que segundo o estudo realizado no PVGIS, que se apresenta no Anexo B, e parcialmente na **Tabela 4**, esta diferença provocará perdas que serão inferiores a 1%. Constata-se na **Figura 14** que as coberturas assumem diferentes azimutes, valores estes que oscilam entre 0 a 180° ou 0 a -180° para a água oposta. Segundo estudos [22] para esta inclinação e diferenças de azimutes as perdas serão no máximo de 10 %, como se pode ver na **Figura 15**.

Tabela 4 Radiação global incidente sobre o sector da ZEE a ser dimensionado

| Mês | Hh | Hopt | H (5°) | Iopt |
|--------------|-----------|-------------|---------------|-------------|
| Jan. | 5850 | 5360 | 5680 | -21° |
| Fev. | 5820 | 5520 | 5720 | -9° |
| Mar. | 5530 | 5510 | 5540 | 7° |
| Abr. | 5440 | 5710 | 5550 | 23° |
| Mai. | 5620 | 6250 | 5860 | 36° |
| Jun. | 5490 | 6270 | 5780 | 41° |
| Jul. | 5450 | 6150 | 5710 | 39° |
| Ago. | 5390 | 5790 | 5550 | 29° |
| Set. | 5330 | 5410 | 5370 | 13° |
| Out. | 4560 | 4420 | 4520 | -3° |
| Nov. | 5110 | 4760 | 4990 | -17° |
| Dez. | 5270 | 4810 | 5120 | -23° |
| Anual | 5400 | 5500 | 5450 | 14° |

Onde:

Hh - Irradiação no plano horizontal ($Wh/m^2 \cdot dia$);

Hopt -Irradiação sobre plano otimamente inclinado ($Wh/m^2 \cdot dia$);

H (5°) – Irradiação no plano inclinado a 5° ($Wh/m^2 \cdot dia$)

Iopt – Inclinação ótima dos módulos (graus).

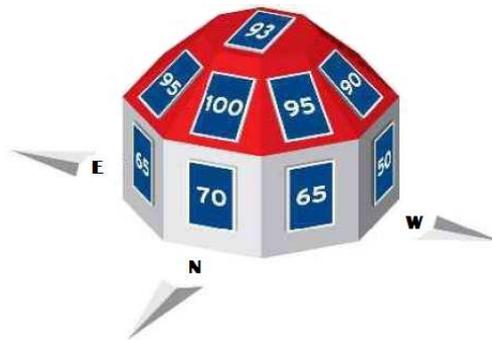


Figura 15 Variação da eficiência dos módulos com inclinação e orientação [22]

Área disponível para o gerador fotovoltaico

Pela falta dos dados técnicos das infraestruturas no momento de conceção do projeto recorreu-se a ferramenta informática *Google Earth*, com o poder de resolução da mesma retiraram-se as medidas da água da cobertura de uma das naves como mostra a **Figura 16** e **Figura 17**.

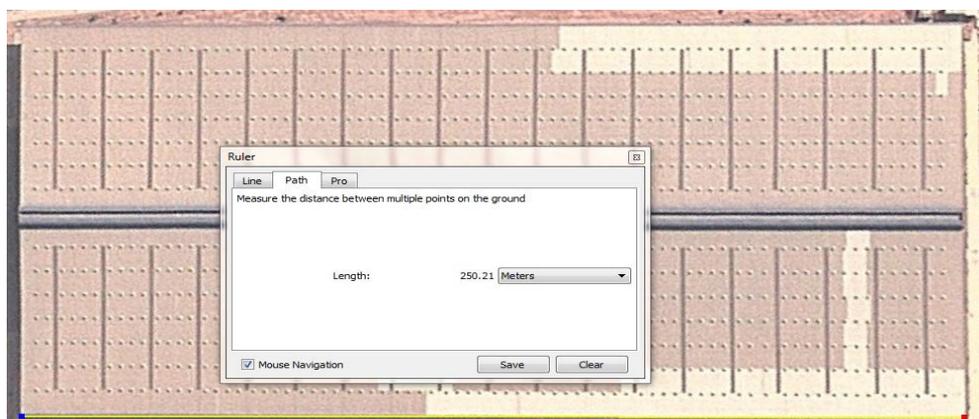


Figura 16 Comprimento da cobertura [21]

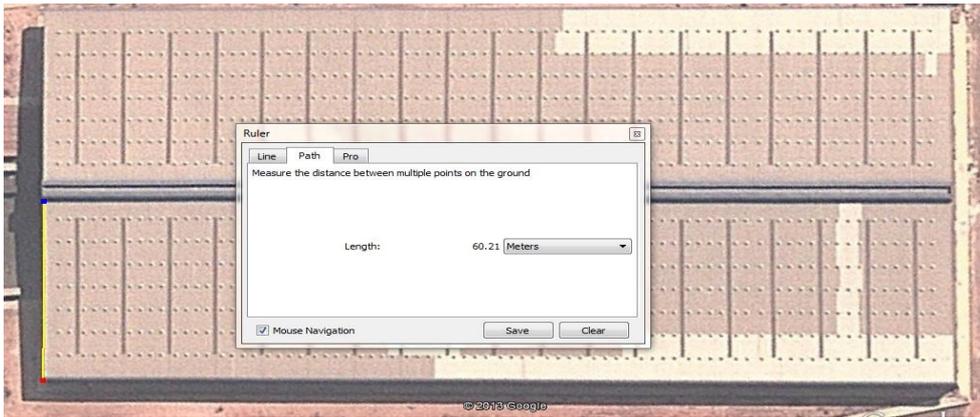


Figura 17 Largura de uma das águas da cobertura [21]

Tabela 5 Quadro resumo das dimensões da água da cobertura

| Comprimento | Largura | Área |
|--------------------|----------------|--------------|
| 250 m | 60 m | 15.000 m^2 |

Estimativa do número de módulos:

Para a disposição dos painéis na cobertura foi considerado um espaçamento mínimo de três centímetros (3 cm) entre os módulos adjacentes para compensar a expansão térmica da caixilharia de alumínio que compõe os módulos, e para que haja circulação de ar entre os módulos. Para que durante as manutenções se evite que os operadores transitem sobre os módulos, foram criados corredores de um metro e meio (1,5 m) por cada conjunto de 4 filas de módulos adjacentes, exceto nos extremos, que por razões de espaço e segurança projetou-se um conjunto de 2 filas.

Utilizando o *Autocad*, com a imagem e escala dada pelo *Google Earth* da cobertura, fez-se a disposição dos módulos segundo as suas dimensões e considerações enumeradas no parágrafo anterior. Ainda na mesma perspectiva, na **Figura 18** é apresentada parte da simulação da disposição dos módulos na cobertura, estando a simulação completa no **Error! Reference source not found..**

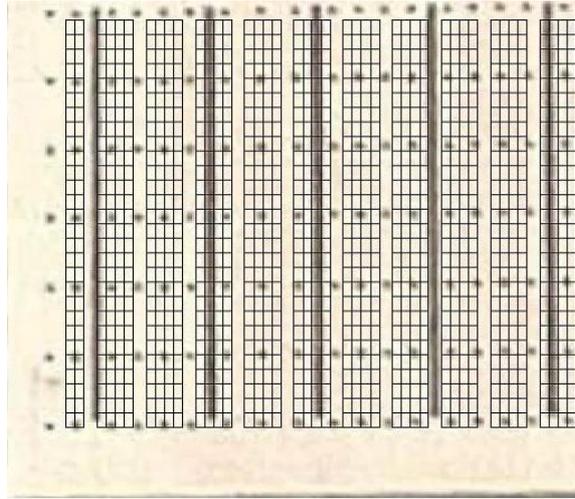


Figura 18 Vista parcial da disposição dos módulos na cobertura [23]

Pelo que através desta configuração tem-se:

$$44 \times 4 \times 28 = 4928 \text{ módulos} \quad (1)$$

Serão utilizados 4928 módulos por água e 9856 por cobertura.

4.2. Simulações com *Sunny Design 3*

Dependendo da configuração a adotar, o processo de projeto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos envolve a avaliação das soluções possíveis. O mínimo e máximo número de módulos, a potência de pico do painel, o tipo de módulos ou de inversor pode ter que ser modificado. Este procedimento pode ter que ser repetido várias vezes, com auxílio do programa *Sunny Design 3* [20], para se estimar a melhor solução.

Foram simuladas sob as mesmas condições de inclinação do módulo (5°) e azimute (0° norte, 180° Sul),como é mostrado na **Figura 19**.

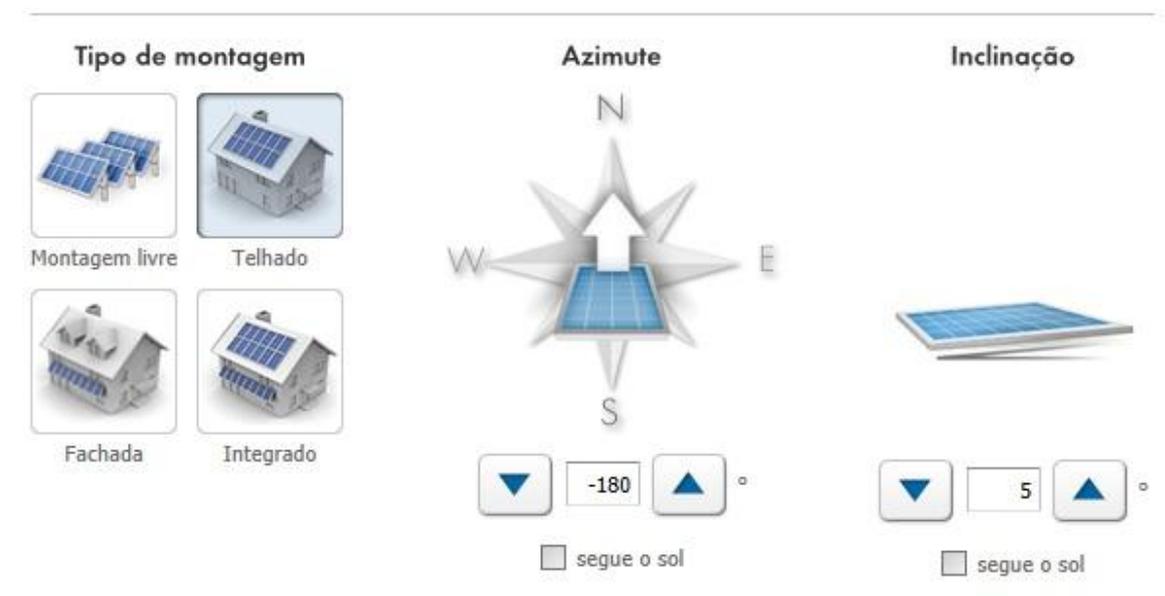


Figura 19 Orientação e inclinação dos módulos [20]

Para efeito de dimensionamento e análise financeira foram dimensionados 4 sistemas, doravante designados por Sistema 1 a 4. Os quatro sistemas serão dimensionados com os módulos selecionados logo a seguir no ponto 4.2.1, e com inversores da marca SMA.

4.2.1. Módulos fotovoltaicos

Sendo o módulo responsável pela captação da radiação solar e conseqüentemente a sua conversão em energia elétrica, assume uma importância vital no sistema.

São diversos os módulos solares FV disponíveis no mercado. Enfrenta-se uma complicada tarefa de selecionar os módulos mais adequados às necessidades. Para este projeto a seleção foi simplificada pela consulta das especificações técnicas, pela certificação de qualidade dos módulos, cumprimento dos requisitos e normas internacionais do sector, e como fator principal a área disponível.

Fez-se a escolha dos módulos fotovoltaicos tendo em conta os seguintes fatores:

- Qualidade - com uma inspeção visual pode-se verificar se as características construtivas do módulo são fiáveis. O carimbo de certificação do módulo por si, já deve garantir que o módulo foi construído segundo as normas. Por outro lado, o próprio fabricante dos módulos por norma já é um fator que influencia a escolha do módulo;

- Tipo de célula solar – foram escolhidas as células monocristalinas, por apresentarem um melhor rendimento;
- Questão da eficiência - ao analisar a eficiência das células fotovoltaicas verifica-se que quanto maior é o valor da eficiência menor vai ser a área ocupada por kW produzido.

Na **Tabela 6** são apresentadas em forma de resumo as principais características dos módulos escolhidos (ver **Figura 20**), para uma consulta mais pormenorizada, no Anexo C estão disponibilizadas as folhas de características dos mesmos.



Figura 20 Módulos C-SI M 60 e SPR-X21-345

Tabela 6 Características dos módulos FV

| Marca | SUNPOWER | BOSCH |
|--|-----------------|----------------|
| Modelo | SPR-X21-345 | C-SI M 60 |
| Tipo de célula | Monocristalino | Monocristalino |
| Potência (mpp) | 345 W | 250 W |
| Eficiência | 21,5 % | 16 % |
| Tensão (V_{mpp}) | 57,3 V | 30,31V |
| Corrente (I_{mpp}) | 6,02 A | 8,25A |
| Tensão (V_{ca}) | 68,2 V | 37,90 V |
| Corrente (I_{cc}) | 6,39 A | 8,82 A |
| Tensão máxima | 1000 V | 1000 V |
| Coefficientes de Temperatura | | |
| Potência (P) | - 0,30 % | - 0,46 % |
| Tensão (Voc) | - 167,4 mV | - 0,32 % |
| Corrente (Isc) | 3,5 mA | 0,032 % |
| Comprimento | 1559 mm | 1660 mm |
| Largura | 1046 mm | 990 mm |
| Espessura | 46 mm | 50 mm |
| Peso | 18,6 kg | 21 kg |

4.2.2. Inversores

Quando se está perante potências elevadas (superior à 100 kW), é usual utilizarem-se vários inversores, fazendo com que a soma da sua potência perfaça a potência total da instalação. A convergência da potência total em uma só unidade provoca uma redução da eficiência no inversor, pelo facto de este se encontrar a trabalhar com um baixo valor de carga na maior parte do tempo [24].

Para se determinar a potência do inversor deve-se ter em conta, o facto de a eficiência do inversor ser alta para cargas elevadas, o facto de o inversor suportar sobrecargas de 20 % ou mais, assim como, o facto de o mesmo encontrar-se à potência máxima em muito poucas situações [24]. Desta forma, na **Tabela 7**, são apresentadas algumas características consideradas relevantes dos inversores utilizados nos dimensionamentos.

Tabela 7 Características dos inversores seleccionados para o projeto

| Fabricante | SMA | SMA | SMA |
|--------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Modelo | 500CP XT | 760CP XT | 20000TL |
| Potência máxima | 560 kW | 853 kW | 20,450 kW |
| Tensão máxima | 1000 V | 1000 V | 1000 V |
| Corrente máxima | 1250 A | 1400 A | 36 A |
| Tensão mínima e máxima no PPM | 449-850 V | 609-850 V | 580-800 V |
| Consumo em <i>standby</i> | <100 W | < 100 W | 1 W |
| Potência nominal | 500 kVA | 760 kVA | 20 kW |
| Potência máxima | 550 kVA | 836 kVA | 20 kVA |
| Corrente Máxima | 1176 A | 1411 A | 29 A |
| Rendimento | 98,6 % | 98,6 % | 98,5 % |

4.2.3. Sistemas 1 e 2

Nesta secção são apresentados os parâmetros dos sistemas 1 e 2, dimensionados com o módulo SPR-X21-345. Para o sistema 1 será utilizado o inversor da SMA SC 760CP XT, e para o sistema 2 o inversor também da SMA STP 20000TLEE-10.

| Resumo do sistema | | | |
|---|--------------|---|--------------|
| 4928 x Sunpower X21-345 (04/2013) (Gerador da água 1) | | | |
| Azimute: -180°, Inclinação: 5°, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 1,70 MWp | | | |
| 4928 x Sunpower X21-345 (04/2013) (Gerador da água 2) | | | |
| Azimute: 0°, Inclinação: 5°, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 1,70 MWp | | | |
|  1 x SC 760CP XT | |  1 x SC 760CP XT | |
|  1 x SC 760CP XT | |  1 x SC 760CP XT | |
| Dados do dimensionamento | | | |
| Quantidade total de módulos FV: | 9856 | Performance Ratio (aprox.):* | 86,3 % |
| Potência nominal CA: | 3,04 MW | Rendimento energético espec. (aprox.):* | 1603 kWh/kWp |
| Potência de pico: | 3,40 MWp | Perdas em linha (em % de energia FV): | 2,27 % |
| Número de inversores: | 4 | Carga desequilibrada: | 0,00 VA |
| Potência activa CA: | 3,04 MW | Consumo próprio: | --- |
| Relação de potência activa: | 89,4 % | Quota de consumo próprio: | --- |
| Rendimento energético anual (aprox.):* | 5.449,21 MWh | Grau de autonomia (em % do consumo de energia): | --- |
| Factor de utilização da energia: | 100 % | | |

Figura 21 Resumo do Sistema 1 [20]

| Resumo do sistema | | | |
|---|--------------|---|--------------|
| 4928 x Sunpower X21-345 (03/2013) (Gerador água 1) | | | |
| Azimute: 180°, Inclinação: 5°, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 1,70 MWp | | | |
| 4928 x Sunpower X21-345 (03/2013) (Gerador água 2) | | | |
| Azimute: 0°, Inclinação: 5°, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 1,70 MWp | | | |
|  88 x STP 20000TLEE-10 | |  88 x STP 20000TLEE-10 | |
| Dados do dimensionamento | | | |
| Quantidade total de módulos FV: | 9856 | Performance Ratio (aprox.):* | 86,4 % |
| Potência nominal CA: | 3,52 MW | Rendimento energético espec. (aprox.):* | 1610 kWh/kWp |
| Potência de pico: | 3,40 MWp | Perdas em linha (em % de energia FV): | 0,50 % |
| Número de inversores: | 176 | Carga desequilibrada: | 0,00 VA |
| Potência activa CA: | 3,52 MW | Consumo próprio: | --- |
| Relação de potência activa: | 103,5 % | Quota de consumo próprio: | --- |
| Rendimento energético anual (aprox.):* | 5.472,83 MWh | Grau de autonomia (em % do consumo de energia): | --- |
| Factor de utilização da energia: | 100 % | | |

Figura 22 Resumo do Sistema 2 [20]

Como se pode ver na **Figura 21** o sistema 1 é constituído por 4928 módulos SPR-X21-345 em cada água, e quatro inversores, a potência instalada será de 3,4 MWp, com uma produção anual de 5.449,21 MWh.

O sistema 2 (ver **Figura 22**), utiliza os mesmos módulos, mas neste caso a simulação é realizada com 176 os inversores SMA 20000TLEE-10. Em relação ao sistema 1 a produção é ligeiramente superior (5.472,83 MWh), devido ao maior rendimento que os inversores de fileira oferecem face aos inversores centrais.

4.2.4. Sistemas 3 e 4

Nesta secção são apresentados os parâmetros dos sistemas 3 e 4, dimensionados com o módulo BOSCH C-SI M 60. Para o sistema 2 será utilizado o inversor da SMA SC 500CP XT, e para o sistema 3 o inversor também da SMA STP 20000TLEE-10.

| Resumo do sistema | | | |
|---|--------------|---|--------------|
| 4920 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30117/EU30123-250 (10/2012) (Gerador água 1) | | | |
| Azimute: 180°, Inclinação: 5°, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 1,23 MWp | | | |
| 4920 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30117/EU30123-250 (10/2012) (Gerador água 2) | | | |
| Azimute: 0°, Inclinação: 5°, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 1,23 MWp | | | |
|  1 x SC 500CP XT | |  1 x SC 500CP XT | |
|  1 x SC 500CP XT | |  1 x SC 500CP XT | |
| Dados do dimensionamento | | | |
| Quantidade total de módulos FV: | 9840 | Performance Ratio (aprox.):* | 83,8 % |
| Potência nominal CA: | 2,00 MW | Rendimento energético espec. (aprox.):* | 1557 kWh/kWp |
| Potência de pico: | 2,46 MWp | Perdas em linha (em % de energia FV): | 2,14 % |
| Número de inversores: | 4 | Carga desequilibrada: | 0,00 VA |
| Potência activa CA: | 2,00 MW | Consumo próprio: | --- |
| Relação de potência activa: | 81,3 % | Quota de consumo próprio: | --- |
| Rendimento energético anual (aprox.):* | 3.829,89 MWh | Grau de autonomia (em % do consumo de energia): | --- |
| Factor de utilização da energia: | 99,8 % | | |

Figura 23 Resumo do Sistema 3 [20]

Como se pode ver na **Figura 23** o sistema 3 é constituído por 4922 módulos BOSCH C-SI M 60 em cada água, e quatro inversores, a potência instalada será de 2,46 MWp, com uma produção anual de 3.829,89 MWh.

O sistema 4 (ver **Figura 24**), utiliza 4896 módulos BOSCH C-SI M 60, mas neste caso a simulação é realizada com 102 os inversores SMA 20000TLEE-10. Em relação ao sistema 1 a produção é ligeiramente superior (3.801,55 MWh), devido ao maior rendimento que os inversores de fileira oferecem face aos inversores centrais.

| Resumo do sistema | | | |
|--|--------------|--|--------------|
| 4896 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30117/EU30123-250 (10/2012) (Gerador água 1) | | | |
| Azimute: -180°, Inclinação: 5°, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 1,22 MWp | | | |
| 4896 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30117/EU30123-250 (10/2012) (Gerador água 2) | | | |
| Azimute: 0°, Inclinação: 5°, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 1,22 MWp | | | |
|  51 x STP 20000TLEE-10 | |  51 x STP 20000TLEE-10 | |
| Dados do dimensionamento | | | |
| Quantidade total de módulos FV: | 9792 | Performance Ratio (aprox.):* | 83,8 % |
| Potência nominal CA: | 2,04 MW | Rendimento energético espec. (aprox.):* | 1553 kWh/kWp |
| Potência de pico: | 2,45 MWp | Perdas em linha (em % de energia FV): | 1,51 % |
| Número de inversores: | 102 | Carga desequilibrada: | 0,00 VA |
| Potência activa CA: | 2,04 MW | Consumo próprio: | --- |
| Relação de potência activa: | 83,3 % | Quota de consumo próprio: | --- |
| Rendimento energético anual (aprox.):* | 3.801,55 MWh | Grau de autonomia (em % do consumo de energia): | --- |
| Factor de utilização da energia: | 99,3 % | | |

Figura 24 Resumo do Sistema 4 [20]

4.3. Configuração das fileiras

O valor máximo de tensão nos módulos FV é atingido no Cacimbo (estação fria) e o mínimo no Verão, que é a altura em que se verificam as temperaturas mais altas. Segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia de Angola (INAMET) (ver **Figura 25**) a mínima de temperatura é de 17°C, atingida no mês de Agosto, e a máxima é de 31,3°C, esta por sua vez é atingida no mês de Março. Por este motivo, no *Sunny Design* foram adicionadas para efeito de dimensionamento a temperatura mínima de 8°C (abaixo da temperatura mínima) e a máxima de 40°C (acima da temperatura máxima) para dar uma margem a possíveis vagas de frio ou calor. Estes valores são necessários no dimensionamento, nomeadamente para o cálculo do número máximo e mínimo de módulos por fileira, assim como o número de fileiras.

O *Sunny Design* permite o dimensionamento dos parâmetros enumerados, mediante os valores das temperaturas de funcionamento das células (ver **Figura 26**), e a temperatura ambiente (ver **Figura 27**).

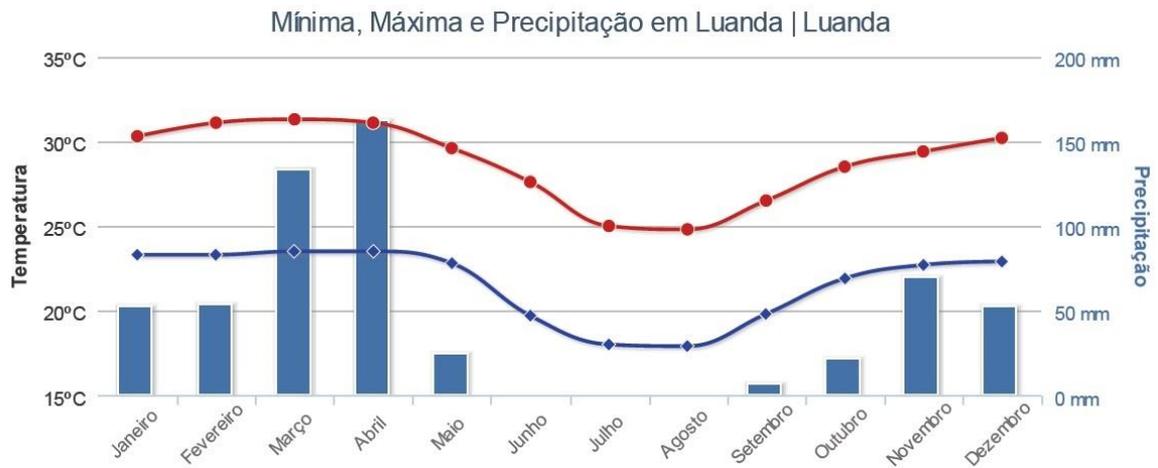


Figura 25 Médias de temperatura, e precipitação para Luanda

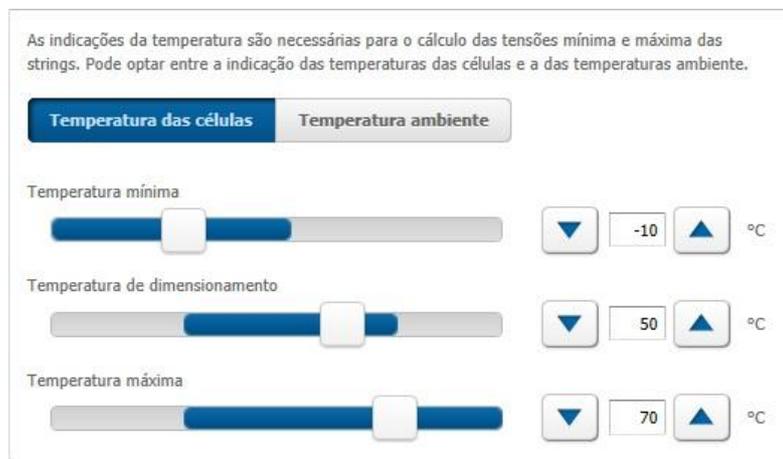


Figura 26 Temperatura das células [20]

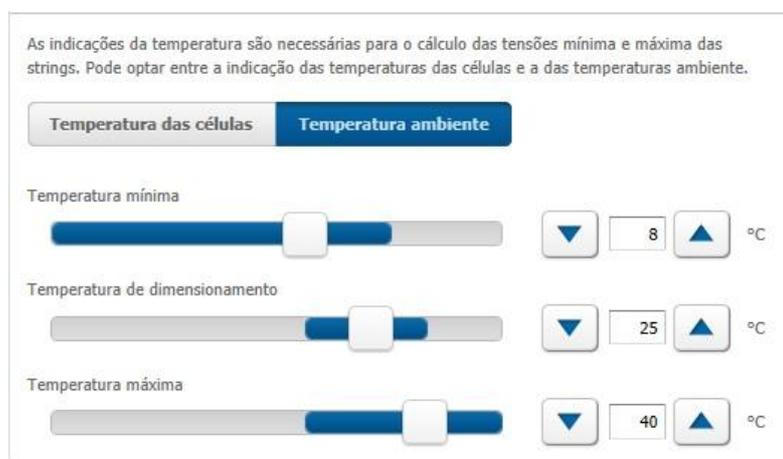


Figura 27 Temperatura ambiente [20]

Na **Figura 28**, é possível observar que as fileiras para o Sistema 1 serão constituídas por 14 módulos, cada inversor terá ligado 176 fileiras, cada água é composta por dois inversores, logo serão 352 fileiras por água e 704 fileiras no total.



Figura 28 Configuração de fileiras para o Sistema 1 (por inversor) [20]

Para o Sistema 2 (ver **Figura 29**), é possível observar que as fileiras serão constituídas por 14 módulos, cada inversor terá conectado 4 fileiras, cada água é composta por 88 inversores, logo serão 352 fileiras por água e 704 fileiras no total.

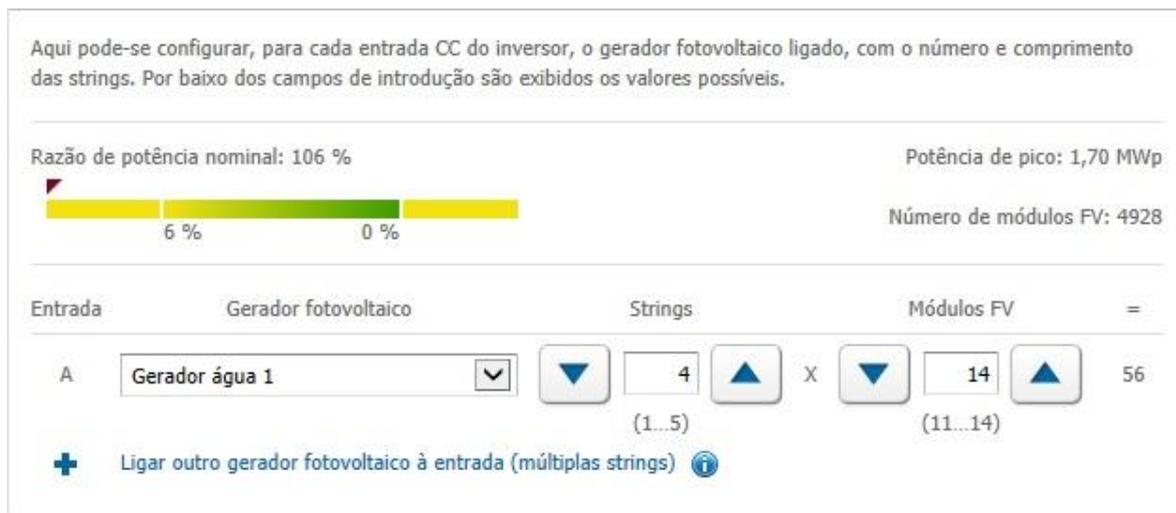


Figura 29 Configuração de fileiras para o Sistema 2 (por inversor) [20]

Na **Figura 30**, constata-se que as fileiras para o Sistema 3 serão constituídas por 24 módulos, para este caso (e por água), um inversor terá conectado 103 fileiras e o segundo 102 fileiras, cada água é composta por 2 inversores, logo serão 205 fileiras por água e 410 fileiras no total.



Figura 30 Configuração de fileiras para o Sistema 3 (por inversor) [20]

Por último o Sistema 4 (ver **Figura 31**), terá as fileiras constituídas por 24 módulos, cada inversor terá conectado 4 fileiras, cada água é composta por 51 inversores, logo serão 204 fileiras por água e 408 fileiras no total.

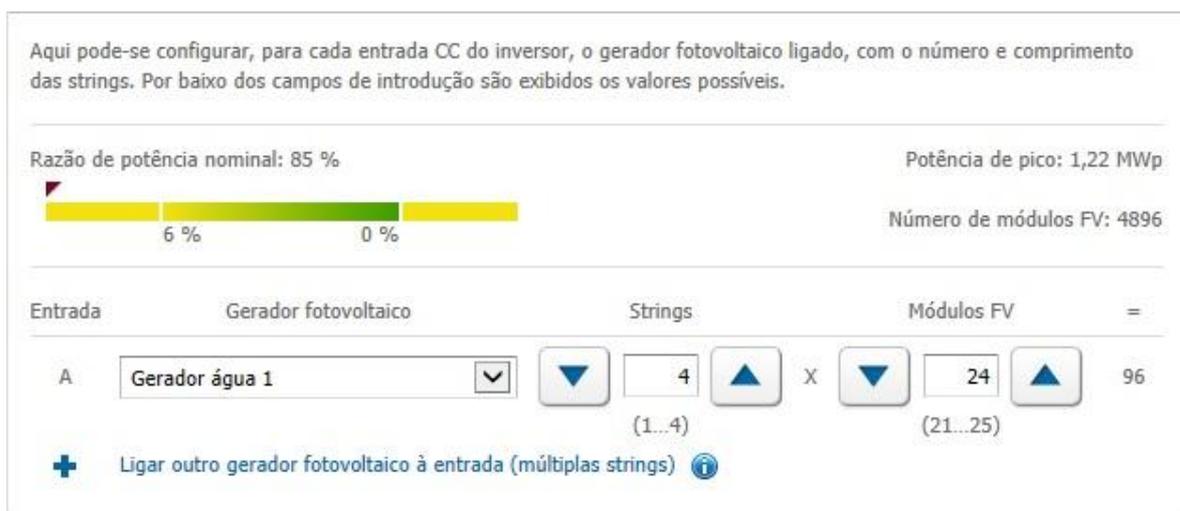


Figura 31 Configuração de fileiras para o Sistema 4 (por inversor) [20]

4.4. Verificação dos inversores

Como se pode ver na tabela 8, para os 4 sistemas, a potência do inversor foi dimensionada, respeitando princípio enunciado pela equação 2, por forma a garantir uma boa eficiência do sistema [9].

$$0,8 \times P_{FV} < P_{INV DC} < 1,2 \times P_{FV} \quad (2)$$

Tabela 8 Verificação das potências dos inversores

| $0,8 \times P_{FV}$ | $P_{INV DC}$ | $1,2 \times P_{FV}$ |
|---------------------|--------------|---------------------|
| Sistema 1 | | |
| 2720 kW | 3040 kW | 4080 kW |
| Sistema 2 | | |
| 2720 kW | 3020 kW | 4080 kW |
| Sistema 3 | | |
| 1968 kW | 2000 kW | 2952 kW |
| Sistema 4 | | |
| 1958 kW | 2040 kW | 2938 kW |

4.5. Dimensionamento das caixas de ligações

Nesta subsecção são apresentados os cálculos para o dimensionamento das caixas de ligações. As caixas foram dimensionadas segundo as orientações dadas pelo fabricante na folha de características respectivas caixas de ligações.

4.5.1. Caixas de ligações do Sistema 1

1. Número de entradas controladas (N_{STRM}) – cada caixa de ligação tem 48 entradas, nas quais serão ligadas as fileiras (uma por cada) combinando duas a duas internamente.

$$N_{STRM} = \frac{N_{STRSSM}}{N_{STRFUSE} \times 2} = \frac{48}{2} = 24 \quad (3)$$

2. Número de caixas de ligações (N_{SSM24}) – é calculado tendo em conta o número total de fileiras.

$$N_{SSM24} = \frac{N_{STR}}{N_{STRSSM}} = \frac{704}{48} = 14,7 \quad (4)$$

Pré casa decimal = 14: serão utilizadas 14 caixas SSM24.

Pós casa decimal $\geq 0,5$: será utilizada 1 caixa SSM16.

3. Dimensões dos fusíveis de fileiras para as caixas

$$I_{DCfuseSTR} = \frac{N_{STRFUSE} \times I_{DCmppSTR}}{F_{red}} = \frac{1 \times 6,02 A}{0,55} = 10,94 \approx 12 A \quad (5)$$

4. Corrente à saída das caixas de ligações:

$$I_{DCSSM} = I_{DCmppSTR} \times N_{STRSSM} = 6,02 A \times 48 = 289 A \quad (6)$$

$$I_{maxSSM} < I_{DCSSM} \quad (7)$$

$$280 A < 289 A$$

Como a corrente de saída das caixas de ligações (289 A) é superior à máxima permitida (280 A), as entradas restantes da caixa SSM16, serão aproveitadas para albergar todas as

fileiras a serem retiradas em grupos de dois, das caixas SSM24, baixando assim a corrente máxima à saída das caixas SSM24 para 276,96 A.

4.5.2. Caixas de ligações do Sistema 2

1. Número de entradas controladas (N_{STRM}) - cada caixa de ligação tem 48 entradas, nas quais serão ligadas as fileiras (uma por cada) combinando duas a duas internamente.

$$N_{STRM} = \frac{N_{STRSSM}}{N_{STRFUSE} \times 2} = \frac{4}{2} = 2 \quad (8)$$

2. Número de caixas de ligações (N_{SSM8}) - é calculado tendo em conta o número total de fileiras.

$$N_{SSM8} = \frac{N_{STR}}{N_{STRSSM}} = \frac{704}{4} = 176 \quad (9)$$

Serão utilizadas 176 caixas SSM8.

3. Dimensões dos fusíveis de fileiras para as caixas:

$$I_{DCfuseSTR} = \frac{N_{STRFUSE} \times I_{DCmppSTR}}{F_{red}} = \frac{1 \times 6,02 A}{0,55} = 10,94 \approx 12 A \quad (10)$$

4. Corrente à saída das caixas de ligações:

$$I_{DCSSM} = I_{DCmppSTR} \times N_{STRSSM} = 6,02 A \times 4 = 24 A \quad (11)$$

$$I_{maxSSM} > I_{DCSSM} \quad (12)$$

$$280 A > 24 A$$

A corrente de saída (24 A) cumpre com a corrente máxima especificada para a caixa de ligações (280 A).

4.5.3. Caixas de ligações do Sistema 3

1. Número de entradas controladas (N_{STRM}) - cada caixa de ligação tem 48 entradas, nas quais serão ligadas as fileiras (uma por cada) combinando duas a duas internamente.

$$N_{STRM} = \frac{N_{STRSSM}}{N_{STRFUSE} \times 2} = \frac{32}{2} = 16 \quad (13)$$

2. Número de caixas de ligações (N_{SSM16}) - é calculado tendo em conta o número total de fileiras.

$$N_{SSM16} = \frac{N_{STR}}{N_{STRSSM}} = \frac{410}{32} = 12,8 \quad (14)$$

Pré casa decimal = 12: serão utilizadas 12 caixas SSM16.

Pós casa decimal $\geq 0,5$: faz com que no lugar de 12 sejam utilizadas 13 caixas SSM16.

3. Dimensões dos fusíveis de fileiras para as caixas:

$$I_{DCfuseSTR} = \frac{N_{STRFUSE} \times I_{DCmppSTR}}{F_{red}} = \frac{1 \times 8,25 A}{0,55} = 15 A \quad (15)$$

4. Corrente à saída das caixas de ligações:

$$I_{DCSSM} = I_{DCmppSTR} \times N_{STRSSM} = 8,25 A \times 32 = 264 A \quad (16)$$

$$I_{maxSSM} > I_{DCSSM} \quad (17)$$

$$280 A > 264 A$$

A corrente de saída (264 A) cumpre com a corrente máxima especificada para a caixa de ligações (280 A).

4.5.4. Caixas de ligações do Sistema 4

1. Número de entradas controladas (N_{STRM}) - cada caixa de ligação tem 48 entradas, nas quais serão ligadas as fileiras (uma por cada) combinando duas a duas internamente.

$$N_{STRM} = \frac{N_{STRSSM}}{N_{STRFUSE} \times 2} = \frac{4}{2} = 2 \quad (18)$$

2. Número de caixas de ligações (N_{SSM8}) - é calculado tendo em conta o número total de fileiras.

$$N_{SSM8} = \frac{N_{STR}}{N_{STRSSM}} = \frac{408}{4} = 102 \quad (19)$$

Serão utilizadas 102 caixas SSM8.

3. Dimensões dos fusíveis de fileiras para as caixas:

$$I_{DCfuseSTR} = \frac{N_{STRFUSE} \times I_{DCmppSTR}}{F_{red}} = \frac{1 \times 8,25 A}{0,55} = 15 A \quad (20)$$

4. Corrente à saída das caixas de ligações:

$$I_{DCSSM} = I_{DCmppSTR} \times N_{STRSSM} = 8,25 A \times 4 = 33 A \quad (21)$$

$$I_{maxSSM} > I_{DCSSM} \quad (22)$$

$$280 A > 33 A$$

A corrente de saída (33 A) cumpre com a corrente máxima especificada para a caixa de ligações (280 A).

4.5.5. Resumo do dimensionamento das caixas de ligações

Tabela 9 Quadro resumo das caixas de ligações

| Descrição | Variável | Sistema 1 | Sistema 2 | Sistema 3 | Sistema4 |
|-----------------------------|-----------------|-----------|-----------|-----------|----------|
| Nº de fileiras | N_{STR} | 704 | 704 | 410 | 408 |
| Nº de fileiras por entrada | N_{STRM} | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Nº de fileiras por fusível | $N_{STRFUSE}$ | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Nº de fileiras por caixa | N_{STRSSM} | 48 | 4 | 32 | 4 |
| Fusível de fileira | $I_{DCfuseSTR}$ | 12 A | 12 A | 15 A | 15 A |
| Fator de redução | F_{red} | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| Corrente nominal (fileira) | $I_{DCmppSTR}$ | 6,02 A | 6,02 A | 8,25 A | 8,25 A |
| Corrente de saída da caixa | I_{DCSSM} | 277 A | 24 A | 264 A | 33 A |
| Corrente máxima da caixa | I_{maxSSM} | 280 A | 280 A | 280 A | 280 A |
| Nº de caixas ($\times 2$) | N_{SSMi} | 30 | 352 | 26 | 204 |

4.6. Dimensionamento da cablagem

Nesta subsecção, sempre que possível foram dimensionados os cabos pelo programa *Sunny Design*, observando três critérios essenciais: o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal e pela intensidade de corrente máxima admissível do cabo, e a minimização das perdas na linha.

4.6.1. Cablagem CC

Fileira/Caixa de Ligações

Os cabos CC devem estar capacitados para transportar a máxima corrente produzida pelo sistema fotovoltaico. Em geral, são dimensionados para ser 1,25 vezes superior à corrente de curto-circuito do sistema sobre CTS, de acordo com a Norma IEC 60364-7-712.

Os cabos CC terão um comprimento máximo de 80 metros, que corresponde aos 60 metros da largura da água da cobertura mais os 20 metros de altura do edifício (com a pretensão de se instalar as caixas de ligações na base do edifício), para os inversores dos Sistemas 1 e 3, para os Sistemas 2 e 4 os comprimentos foram reduzidos pra 35 metros, pretendendo-se instalar os inversores nas platibandas das naves. Com estas diferenças pretende-se criar uma alternativa para o caso de os inversores centrais virem a ocupar espaços úteis. A seguir é demonstrado o dimensionamento das secções transversais dos cabos e respetivas perdas.

| Cabos de CC | | | Cabos CA1 | | | Cabos CA2 | | | |
|--|------------------|--------------------------------|-------------------|---------------------|----------|-----------------|-------------------------|--------|---|
| | Material do cabo | Comprimento simples por string | Secção por String | Corrente | Tensão | Queda de tensão | Potência dissipada rel. | | |
| ▼ ZEE_Mestrado1 | | | | | | | 0,75 % | ✓ | |
| ▼ Painel SunPower_X21-345 | | | | | | | 0,75 % | ✓ | |
|  1x SC 760CP XT | A | Cobre | 80,00 m | 2,5 mm ² | 966,09 A | 802,2 V | 6 V | 0,75 % | ✓ |
|  1x SC 760CP XT | A | Cobre | 80,00 m | 2,5 mm ² | 966,09 A | 802,2 V | 6 V | 0,75 % | ✓ |
|  1x SC 760CP XT | A | Cobre | 80,00 m | 2,5 mm ² | 966,09 A | 802,2 V | 6 V | 0,75 % | ✓ |
|  1x SC 760CP XT | A | Cobre | 80,00 m | 2,5 mm ² | 966,09 A | 802,2 V | 6 V | 0,75 % | ✓ |

Figura 32 Cabos CC do Sistema 1 [20]

| Cabos de CC | | Cabos CA1 | Cabos CA2 | | | | | |
|----------------------|------------------|--------------------------------|-------------------|---------------------|---------|-----------------|-------------------------|--------|
| | Material do cabo | Comprimento simples por string | Secção por String | Corrente | Tensão | Queda de tensão | Potência dissipada rel. | |
| ▼ ZEE_Mestrado3 | | | | | | | 0,36 % | |
| ▼ Projecto parcial 1 | | | | | | | 0,36 % | |
| 88x STP 20000TLEE-10 | A | Cobre | 35,00 m | 2,5 mm ² | 24,08 A | 802,2 V | 2,9 V | 0,36 % |
| 88x STP 20000TLEE-10 | A | Cobre | 35,00 m | 2,5 mm ² | 24,08 A | 802,2 V | 2,9 V | 0,36 % |

Figura 33 Cabos CC do Sistema 2 [20]

| Cabos de CC | | Cabos CA1 | Cabos CA2 | | | | | |
|----------------------|------------------|--------------------------------|-------------------|-------------------|----------|-----------------|-------------------------|--------|
| | Material do cabo | Comprimento simples por string | Secção por String | Corrente | Tensão | Queda de tensão | Potência dissipada rel. | |
| ▼ ZEE_Mestrado2 | | | | | | | 0,65 % | |
| ▼ Projecto parcial 1 | | | | | | | 0,65 % | |
| 1x SC 500CP XT | A | Cobre | 80,00 m | 4 mm ² | 699,71 A | 727,4 V | 4,7 V | 0,64 % |
| 1x SC 500CP XT | A | Cobre | 80,00 m | 4 mm ² | 699,71 A | 727,4 V | 4,7 V | 0,65 % |
| 1x SC 500CP XT | A | Cobre | 80,00 m | 4 mm ² | 699,71 A | 727,4 V | 4,7 V | 0,64 % |
| 1x SC 500CP XT | A | Cobre | 80,00 m | 4 mm ² | 699,71 A | 727,4 V | 4,7 V | 0,65 % |

Figura 34 Cabos CC do Sistema 3 [20]

| Cabos de CC | | ⚠ Cabos CA1 | Cabos CA2 | | | | | |
|----------------------|------------------|--------------------------------|-------------------|---------------------|---------|-----------------|-------------------------|--------|
| | Material do cabo | Comprimento simples por string | Secção por String | Corrente | Tensão | Queda de tensão | Potência dissipada rel. | |
| ▼ ZEE_Mestrado4 | | | | | | | 0,47 % | |
| ▼ Projecto parcial 1 | | | | | | | 0,47 % | |
| 51x STP 20000TLEE-10 | A | Cobre | 35,00 m | 2,5 mm ² | 28,11 A | 727,4 V | 3,4 V | 0,47 % |
| 51x STP 20000TLEE-10 | A | Cobre | 35,00 m | 2,5 mm ² | 28,11 A | 727,4 V | 3,4 V | 0,47 % |

Figura 35 Cabos CC do Sistema 4 [20]

Caixa de Ligações/inversor

A secção transversal do cabo DC entre as caixas de ligações e os inversores deve ser seleccionada de acordo com capacidade de transporte de corrente permitida no cabo. A secção do cabo pode ser otimizada em termos de energia usando as equações 23 e 24. Mais

uma vez é assumida uma perda no cabo máxima de 1 % em relação a potência nominal do Sistema fotovoltaico. Sendo a secção transversal $A_{DC\ cabo}$ derivada da fórmula seguinte [24]:

$$A_{DC\ cabo} = \frac{2 \times L_{DC\ cabo} \times I_n^2}{(v \times P_{FV} - P_{dc1}) \times k} \quad (23)$$

Onde:

$A_{DC\ cabo}$ – Secção transversal do cabo (mm^2);

$L_{DC\ cabo}$ – Comprimento do cabo (m);

I_n – Corrente de saída das caixas de ligações;

v – Percentagem de perdas (1%);

P_{FV} – Potência de pico do gerador fotovoltaico;

P_{dc1} – Perdas nos cabos de fileira/caixa de ligações;

k – Condutibilidade elétrica ($56\ m/\Omega mm^2$ para o cobre).

O valor calculado para a secção transversal do cabo DC principal é arredondado para o valor normalizado mediatamente acima ($2,5mm^2$, $4mm^2$, $6mm^2$, $10mm^2$, $16mm^2$, $25mm^2$, $35mm^2$, etc.). A perda atual no cabo DC principal $P_{DC\ cabo}$ é calculada para a Secção transversal calculada, como se segue [9]:

$$P_{DC\ cabo} = \frac{2 \times L_{DC\ cabo} \times I_n^2}{A_{DC\ cabo} \times k} \quad (24)$$

Onde:

$P_{DC\ cabo}$ – Perdas no cabo (%).

Tabela 10 Dimensionamento dos cabos CC da caixa de ligações ao inversor

| Parâmetro | Sistema 1 | Sistema 2 | Sistema 3 | Sistema 4 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| LDC cabo | 10.00 | 55.00 | 10.00 | 55.00 |
| I _{n DC} | 280.00 | 30.00 | 280.00 | 40.00 |
| V _n | 802.20 | 802.20 | 727.44 | 727.44 |
| n | | | | |
| ADC cabo | 5.70 | 3.40 | 6.30 | 5.00 |
| ADC cabo(normalizada) | 6.00 | 4.00 | 10.00 | 6.00 |
| PDC cabo | 4.12 | 4.58 | 2.96 | 4.37 |

4.6.2. Cablagem CA

Para o cálculo da secção transversal do cabo para conexão CA assumiu-se uma queda de 3 % face a tensão nominal da rede [9]. Sendo assim calculado para um sistema trifásico simétrico:

$$A_{AC\ cabo} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC\ cabo} \times I_{n\ AC} \times \cos \phi}{3\%V_n \times k} \quad (23)$$

Onde:

$A_{AC\ cabo}$ – Secção transversal do cabo (mm^2);

$L_{AC\ cabo}$ - Comprimento do condutor (m);

$I_{n\ AC}$ - Corrente nominal do inversor (A);

V_n - Tensão nominal da rede (V).

Para o cálculo da perda $P_{AC\ cabo}$ no cabo para a secção transversal calculada, e para um sistema trifásico, foi utilizada a seguinte equação [9]:

$$P_{AC\ cabo} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC\ cabo} \times I_{n\ AC}}{V_n \times k \times \cos \phi} \times P_n = \frac{3 \times L_{AC\ cabo} \times I_{n\ AC}^2}{A_{AC\ cabo} \times k} \quad (24)$$

Onde:

$P_{AC\ cabo}$ – Perdas no cabo (%).

Pelo programa *Sunny Design 3* ainda não é possível dimensionar os cabos CA para inversores da gama CP XT, utilizados nos Sistemas 1 e 3, sendo assim salvo os Sistemas 2 e 4, os Sistemas 1 e 3 foram dimensionados segundo as equações 23 e 24, e os resultados apresentados na **Tabela 11**.

Tabela 11 Dimensionamento dos cabos CA dos Sistemas 1 e 3

| Parâmetro | Sistema 1 | Sistema 3 |
|-----------------------|-----------|-----------|
| LAC cabo | 50.00 | 50.00 |
| In AC | 1411.00 | 1176.00 |
| V _n | 300.00 | 300.00 |
| n | | |
| AAC cabo | 218.21 | 181.87 |
| AAC cabo(normalizada) | 240.00 | 185.00 |
| PAC cabo | 1.31 | 1.63 |

| Cabos de CC | | Cabos CA1 | | Cabos CA2 | | | | | |
|--|------------------|---------------------|--------------------|-----------|---------|-----------------|-------------------------|---|--|
| | Material do cabo | Comprimento simples | Secção | Corrente | Tensão | Queda de tensão | Potência dissipada rel. | | |
| ▼ ZEE_Mestrado3 | | | | | | | 0,38 % | ✓ | |
| ▼ Projecto parcial 1 | | | | | | | 0,38 % | ✓ | |
|  88x STP 20000TLEE-10 | Cobre | 50,00 m | 25 mm ² | 79,04 A | 3~240 V | 906,3 mV | 0,38 % | ✓ | |
|  88x STP 20000TLEE-10 | Cobre | 50,00 m | 25 mm ² | 79,04 A | 3~240 V | 906,3 mV | 0,38 % | ✓ | |

Figura 36 Cabos CA do Sistema 2 [20]

| Cabos de CC | | Cabos CA1 | | Cabos CA2 | | | | | |
|--|------------------|---------------------|--------------------|-----------|---------|-----------------|-------------------------|---|--|
| | Material do cabo | Comprimento simples | Secção | Corrente | Tensão | Queda de tensão | Potência dissipada rel. | | |
| ▼ ZEE_Mestrado4 | | | | | | | 0,43 % | ✓ | |
| ▼ Projecto parcial 1 | | | | | | | 0,43 % | ✓ | |
|  51x STP 20000TLEE-10 | Cobre | 50,00 m | 25 mm ² | 86,96 A | 3~230 V | 997,1 mV | 0,43 % | ✓ | |
|  51x STP 20000TLEE-10 | Cobre | 50,00 m | 25 mm ² | 86,96 A | 3~230 V | 997,1 mV | 0,43 % | ✓ | |

Figura 37 Cabos CA do Sistema 4 [20]

4.7. Manutenção da Instalação

A manutenção caracteriza-se como um conjunto de operações necessárias para assegurar o correto funcionamento de uma instalação fotovoltaica de uma forma constante e com o melhor rendimento energético possível, conservando permanentemente a segurança do serviço e a defesa do meio-ambiente. Em resumo, a manutenção é uma simples conservação dos equipamentos [25].

Os objetivos de uma boa manutenção são:

- Contribuir para um melhor nível de serviço, garantindo a segurança pessoal;
- Prolongar a vida útil da instalação;
- Evitar gastos desnecessários ocasionados por perdas e depreciação de equipamentos.

Uma adequada manutenção de uma instalação será o resultado da interação de 3 fatores que deverão ser realizados de uma forma complementar. Estes são:

- Plano de vigilância;
- Plano de manutenção preventiva;
- Plano de manutenção corretiva.

Plano de vigilância

No plano de vigilância, recorre-se aos procedimentos que permitem assegurar que os valores operacionais da instalação estejam corretos. É um plano de observação simples, de parâmetros funcionais (energia produzida, tensões, correntes, e outros) para verificar o correto funcionamento da instalação, incluindo a limpeza dos módulos no caso de ser necessário.

Este mesmo plano é realizado, normalmente, no equipamento da instalação que visa fundamentalmente a produção elétrica da instalação e por conseguinte, a produção económica diretamente relacionada com a capacidade de absorver a energia do sol pelas células fotovoltaicas e com a ausência de anomalias que poderão causar a desconexão da instalação. Assim sendo, as operações básicas a realizar pelo operador da instalação (produtor) são: Leitura do contador (diária), limpeza dos módulos (segundo necessidade) [25].

Plano de manutenção preventiva

A manutenção preventiva define as atividades necessárias para impedir que os equipamentos possam avariar e assim criarem demoras, com as consequentes perdas na produção. Intervenções como lubrificação, calibração e substituições periódicas habituais, limpezas, verificações e análises dos elementos, fornecerão dados vitais para uma posterior correção de parâmetros no sistema de produção de energia.

Este tipo de manutenção deverá ser realizado por um técnico altamente qualificado para o efeito.

Plano de manutenção corretiva

A manutenção corretiva é a que surge aquando do aparecimento de uma falha na instalação, tendo como objetivo a eliminação da mesma bem como a reparação ou substituição do elemento avariado.

Esta manutenção inicia-se uma vez extinguido o período de garantia, quando o utilizador encontre um defeito de funcionamento na instalação, bem como o resultado de uma inspeção preventiva.

Um exemplo deste tipo de uma manutenção corretiva não planificada é a habitual reparação urgente que advém de uma obrigação de paragem imediata da instalação [25].

5. Equipamento

5.1. Estrutura de suporte

A eficiência de um sistema solar está diretamente associada com o rendimento que os módulos fotovoltaicos têm, mas não é apenas suficiente possuir excelentes módulos. Para melhoria da eficiência, costumam ser utilizados seguidores solares (*trackers*), que permitem ao módulo converter a máxima potência possível em todos os instantes. Para este projeto, visando uma integração harmoniosa com arquitetura dos edifícios, serão utilizadas estruturas fixas para a fixação dos módulos as coberturas das naves, segundo a inclinação das respectivas águas. Foi escolhido sistema da EXTRUSAL PRO SOLAR (ver **Tabela 12**), devido a sua experiência acumulada de três décadas na indústria de extrusão de ligas de alumínio, e facilidade de montagem do seu sistema, reduzindo tempo e custos de instalação.

Tabela 12 Especificações Técnicas do sistema de fixação

| Características da estrutura de suporte | |
|--|--|
| FABRICANTE | EXTRUSAL PRO SOLAR |
| MODELO | TRIAL 1 |
| EIXOS | Fixo |
| MATERIAL DOS PERFIS E ACESSÓRIOS DE ALUMÍNIO | Alumínio anodizado na classe dos 20 microhns |
| MATERIAL DOS ELEMENTOS DE FIXAÇÃO | Aço inox AISI304 ou A2 |
| MÓDULOS A INSTALAR | Qualquer e possibilidade de produção adaptada aos projetos/instalações |
| VENTOS MÁXIMOS | 131 à 206 km/h |
| NORMAS | -EN 1991-1 (Euro código 1) -EN 1999-1 (Euro código 9) |

5.2. Transformador

Cada nave da ZEE conta com o seu próprio posto de transformação, de acordo com as suas necessidades de potência, mas achou-se por bem fazer-se um dimensionamento completo com novos transformadores.

Os transformadores *Compact Station* prometem ser ideais para estabelecer a ligação entre os inversores centrais da SMA e a rede de média tensão, existem soluções completas (ou seja chave na mão) que incluem no mesmo monobloco seccionadores CC e CA, inversor e transformador. Na **Tabela 13** são apresentados dois modelos de transformadores.

Tabela 13 Características elétricas dos transformadores

| Características Elétricas | | |
|--------------------------------------|------------|------------|
| Marca | SMA | SMA |
| Modelo | 1000SC | 1600SC |
| Potencia | 1100 kVA | 1760 kVA |
| Tensão no Primário | 30-36 kV | 30-36 kV |
| Frequência da rede | 50 Hz | 50 Hz |
| Tensão no Secundário em vazio | 270 V | 360 V |
| Corrente de entrada | 2 × 1070 A | 2 × 1283 A |
| Seccionadores no secundário | 2 | 2 |
| Nível de proteção | IP43 | IP43 |

Outras características poderão ser consultadas no Anexo C.

Para as quatro simulações mostradas anteriormente, serão necessários 2 transformadores do modelo 1600SC para os sistemas 1e 2 e dois transformadores do modelo 1000SC para os Sistemas 3 e 4.

5.3. Cablagem

A cablagem é formada por elementos condutores que transmitem elétrons através dela. Através do dito movimento de elétrons, por melhor que seja a condutividade elétrica do material, irão sempre ocorrer perdas que geram calor nos cabos e que se traduzem em quedas de tensão nos mesmos. A queda de tensão dependerá da resistência do condutor e da intensidade que o percorre.

Cablagem CC

No projeto desta instalação fotovoltaica, o cabo CC estabelecerá a ligação entre os módulos FV aos inversores. Os cabos são fornecidos frequentemente nas cores vermelha, azul e preta, de forma a permitir uma maior compreensão do desenho da instalação. Abaixo na **Tabela 14** são indicadas as características mais usuais deste tipo de cabos, especificando-se que género de cabo deveremos utilizar nestas instalações.

Tabela 14 Características mecânicas dos cabos CC

| | |
|--|--|
| Estabilidade mecânica | Compressão, tensão, torção e dureza |
| Condições ambientais | Resistência aos raios UV e ao ozono num traçado exterior desprotegido, bom comportamento térmico, suportar temperaturas superiores a 70°C. |
| Proteção contra contactos diretos e indiretos | Linha individual com duplo isolamento |

A cablagem CC dever ser levada em consideração com extremo cuidado. A fraca qualidade dos contactos elétricos pode levar ao aparecimento de arcos e, conseqüentemente, ao aumento do risco de incêndio. Os condutores de polaridade positiva e negativa devem ser independentes e não agrupados num só cabo.

Sempre que houver possibilidade de opção, os cabos de policloreto de vinilo (PVC) não deverão ser usados no exterior. O material halogeneizado PVC é frequentemente utilizado nas instalações elétricas. Tendo em consideração os impactes no ambiente, deverão ser escolhidos produtos isentos de halogéneo [24].

Por razões associadas à proteção contra falhas de terra e curto-circuitos, recomenda-se o uso de cabos monocondutores isolados para as linhas positivas e negativas. Se forem usados cabos multicondutores, o condutor de proteção verde/amarelo não deverá estar sujeito a qualquer tensão



Figura 38 Exemplo de cabo FV [24]

Como a Central fotovoltaica está exposta ao risco de incidência de relâmpagos, deverão ser usados cabos blindados (ver **Figura 38**), Os cabos devem ser encaminhados de modo a que a sua integridade mecânica nunca seja posta em causa (por exemplo, pela ação de roedores). Na **Tabela 15** são apresentadas as características elétricas da cablagem CC.

Tabela 15 Características elétricas do cabo CC

| |
|---|
| Tensão nominal, Un |
| Normalmente entre 300 a 1000 V; |
| Previstas para a temperatura de -10°C. |
| Corrente admissível, Iz |
| De acordo com a IEC 60364-7-712, deverá ser: $I_z \geq 1,25 \times I_{CC (STC)}$ e protegida contra falhas à terra e curto circuitos. |
| Secções transversais do dos cabos fileira / caixa de ligações |
| 2,5 mm ² para os Sistemas 1,2 e 4 |
| 4 mm ² para o Sistema 3 |
| Secções transversais do dos cabos caixa de ligações / inversor |
| 10 mm ² para os Sistemas 1,... 4 |
| Quedas de tensão |
| Quedas de tensão máxima de 1%; |

Cablagem CA

Aludindo aos cabos CA, estes serão responsáveis pela conexão dos inversores à portinhola da instalação ou transformador para ligação a rede.

Reconsiderando as principais recomendações para a cablagem CC, a cablagem CA deverá na mesma levar em consideração os pressupostos relativos a secção, para que se reduzam as quedas de tensão e aquecimentos, as características elétricas do cabo são apresentadas na **Tabela 16**.

Tabela 16 Características elétricas do Cabo CA

| |
|---------------------------------|
| Tensão nominal, Un |
| Normalmente entre 300 a 1000 V; |
| Secções transversais |
| 240 mm^2 para os Sistemas 1 |
| 25 mm^2 para o Sistema 2 |
| 185 mm^2 para os Sistemas 3 |
| 25 mm^2 para os Sistemas 4 |
| Quedas de tensão |
| Quedas de tensão máxima de 3%; |

5.4. Proteções

5.4.1. Fusíveis de fileira

A utilização de fusíveis de fileira deve ser feita em sistemas de 4 ou mais fileiras. Estes devem ser incluídos nos circuitos positivos e negativos dos cabos de fileira.

Com a utilização destes fusíveis, é possível o isolamento elétrico das fileiras. Tornando-se essencial, pois se houver um defeito em alguma fileira, esta poderá ser isolada, abrindo o respetivo circuito.

5.4.2. Acoplamento eletromagnético

O raio provocado por uma tempestade ou outro fenómeno é portador de fortes campos eletromagnéticos que produzem uma corrente bastante elevada. Este raio pode ser acoplado indutivamente nos módulos fotovoltaicos, nos cabos dos módulos e ainda no cabo CC principal.

No intuito de reduzir o efeito de espira nos condutores ativos, cada condutor ativo de uma fileira (positivo e negativo) deve estar tão próximo um do outro quanto possível, isto é, a área formada pelos condutores deve ser a mais pequena possível. Quanto menor for a área, menor será o valor da tensão induzida pela corrente da descarga nos cabos dos módulos FV [24].

5.4.3. Equipamento de corte e seccionamento

Segundo a norma IEC 60364-7-712, é exigido um interruptor de corte geral entre o gerador FV e o inversor, tanto nos lados CC e CA. Para um isolamento eficaz do circuito positivo e negativo do gerador, o interruptor CC a instalar deverá ser bipolar, possuindo ainda um elevado poder de corte para que, aquando da sua abertura, esta seja efetuada de forma mais segura possível. O interruptor CC é inserido na caixa de junção do gerador FV, instalado antes do inversor. Da mesma forma, no lado em CA dever-se-á utilizar um interruptor ou disjuntor que seja indicado para a corrente e tensão de serviço.

A interrupção de correntes no lado CA é menos exigente que a interrupção de correntes no lado CC. Como é sabido, em CA temos passagem por zero; logo, não existe o risco de faíscas no corte ou fecho do interruptor geral.

É recomendável que se opere o interruptor CC após o isolamento do circuito CA.

5.4.4. Proteção contra descargas atmosféricas

Neste tipo de sistemas, onde existe uma interligação com o sistema da rede de distribuição, as potências utilizadas são elevadas. Como a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos é metálica, é aconselhável a ligação dessa mesma estrutura à terra.

A equipotencialização e a ligação à terra dos módulos FV deve ser garantida, uma vez que na associação destes temos valores de tensão acima dos 120 V CC.

A proteção com o descarregador de sobretensões deve ser garantida, tanto no lado CC como CA, isto é, na caixa de ligações dos módulos FV e junto do inversor, caso a distância da caixa ao inversor seja grande.

Os inversores da gama CP XT da SMA possuem em ambos os seus lados proteções contra sobretensões no seu interior, logo é dispensável a utilização da DST no lado CA, nestes.

5.5. Caixa de ligações

Os cabos das fileiras dos módulos FV deverão ser ligados nestas caixas, juntamente com as proteções em DC (por exemplo seccionadores, descarregadores de sobretensões, etc..) para o projeto serão usadas as caixas *Sunny String-Monitor* (**Figura 39**), na

Tabela 17 são apresentadas as suas características mecânicas e elétricas consideradas relevantes.

O SMA *String-Monitor* é uma caixa de ligação do gerador FV, à qual é possível ligar várias fileiras fotovoltaicas em paralelo. O *Sunny String-Monitor* monitoriza as correntes de entrada das fileiras fotovoltaicas e deteta falhas, podendo assim contribuir para a minimização das perdas de potência e de rendimento. As correntes de entrada das fileiras fotovoltaicas são monitorizadas através da placa de medição *String-Monitor Unit* (SMU) que se encontra no *Sunny String-Monitor*.

O *Sunny String-Monitor* é adequado à utilização no exterior e no interior. É possível adquirir o *Sunny String-Monitor* para montagem na parede ou sobre uma base. Um aparelho de parede pode ser posteriormente instalado sobre uma base e vice-versa.



Figura 39 Caixa de Ligações *Sunny String-Monitor* [20]

Tabela 17 Características das caixas de ligações

| Caixa | |
|-------------------------------|--------------------------------------|
| Instalação no exterior | À sombra |
| Material | Plástico reforçado em fibra de vidro |
| Isolamento de proteção | Sim |
| Dados elétricos | |
| Tensão de entrada CC máxima | 1000 V _{CC} |
| Corrente de saída máxima | 280 A |
| Características dos fusíveis | _g PV |
| Interruptor-Seccionador de CC | 280 A |
| Descarregador de sobretensões | Tipo 2 / combinado (1/2) |
| Categoria de sobretensão | II |

5.6. Monitorização

Será criada uma rede emalhada de comunicação de dados, para congregar toda a produção descentralizada. Será instalado um sistema de monitorização da SMA, que consiste numa mini estação meteorológica em cada água, que irá registar os valores da temperatura ambiente, velocidade do vento, da temperatura dos painéis, e da radiação solar do local. Com os dados recolhidos por este dispositivo, juntamente com os dados das caixas *Sunny String-Monitor*, e dados dos inversores, é possível analisar os dados de produção de cada inversor avaliando a performance dos mesmos. Esta interface além de permitir a recolha de dados, também permite a atuação remota (envio de comandos) sobre todos os equipamentos com a mesma interface no sistema. Os dados poderão ser consultados em qualquer altura, via Web, através do portal da SMA. O sistema será assim constituído:

SMA METEO STATION- dispositivo para aquisição de dados meteorológicos (ver **Figura 40**).

Sunny Portal- O *Sunny Portal* é um portal da internet para monitorização de sistemas, bem como para visualização e apresentação de dados de sistemas.

Sunny WEBBOX- É um dispositivo de registo de dados que recolhe os dados de um sistema fotovoltaico, regista-os e disponibiliza-os para consulta. O *Sunny WebBox* pode receber especificações do operador de rede através da *Power Reducer Box* e transmiti-las

aos inversores do sistema fotovoltaico. O *Sunny WebBox* é adequado para a monitorização de sistemas fotovoltaicos de qualquer dimensão.

Enquanto interface de comunicação central, o *Sunny WebBox* estabelece a ligação entre o sistema fotovoltaico e o respetivo operador. O *Sunny WebBox* recolhe e documenta todos os dados dos aparelhos ligados, permitindo a monitorização completa do sistema fotovoltaico. Através de uma ligação à internet ou através de um *modem* GSM, o *Sunny WebBox* disponibiliza ao operador todos os dados recolhidos.

Além disso, o *Sunny WebBox* representa para o operador uma ferramenta de alta capacidade para configuração de sistemas e diagnóstico à distância através de computador. Permite a monitorização contínua do sistema fotovoltaico e a deteção atempada de falhas operacionais. Deste modo, o *Sunny WebBox* ajuda a otimizar os rendimentos do sistema fotovoltaico [26].



Figura 40 SMA METEO STATION

6. Estudo económico

6.1. Estimativa de Produção

6.1.1. Rendimento energético da instalação (PR)

O rendimento energético da instalação (PR) é a eficiência da instalação em condições normais de trabalho, onde é levado em consideração aspetos como:

- Variação da eficiência com a temperatura;
- Perdas na cablagem;
- Perdas por poeiras e sujidade nos módulos;
- Perdas por erros no seguimento do ponto de potência máxima;
- Eficiência energética do inversor.

O PR pode englobar outros fatores considerados relevantes pelos estudos de engenharia, a fim de se quantificar a eficiência da instalação o mais próximo das condições reais de funcionamento, sendo o PR calculado pela seguinte equação:

$$PR(\%) = 100 - A - P_{temp} \times B \times C \times D \quad (25)$$

Onde:

A – Coeficiente de perdas no Gerador;

P_{temp} – Coeficiente de perdas por variação da temperatura;

B – Coeficiente de perdas na cablagem;

C – Coeficiente de perdas por disponibilidade;

D – Coeficiente por perdas no inversor.

Sendo de seguida calculado cada coeficiente levado em consideração, para posterior cálculo do PR [27].

Perdas por efeito do Pó e sujidade nos módulos (A1)

Este é um valor muito variável, pois depende da localização da instalação, ou seja, uma instalação próximo a de uma via asfaltada se encontrará mais afetada pela poeira do que outra instalação situada numa zona urbanizada, o mesmo espera-se da poluição nas cidades.

Este coeficiente varia entre 1% para instalações pouco afetadas por poeiras e sujidades, até 8% para as situações de maior influencia. Para efeito de cálculo neste projeto será considerado o valor de 4 % que facilmente se apropria para uma situação moderada de poeiras e sujidades.

Perdas por reflectância angular e espectral (A2)

O acabamento superficial da célula FV tem influência sobre este coeficiente, apresentam menores perdas as células com capas anti reflexivas em relação as células texturizadas, a latitude também influi sobre este fator.

Assume valores entre 2% à 6%, assumiu-se um valor de 1,5 % para este coeficiente, devido a ausência de dados na folha de características do módulo escolhido.

Fator de sombras (A3)

O fator de sombras varia entre 1% (valor mínimo por defeito) à 10 % que é o valor máximo a partir da qual as sombras têm uma repercussão negativa no correto funcionamento da instalação. Como as coberturas não apresentam objetos obstrutivos, nem edifícios na proximidade que pudessem causar algum sombreamento, o fator de sombra será unicamente dependente das condições climatéricas (neblina) será considerado um fator de 1%.

Perdas totais no gerador (A)

O somatório de perdas no gerador FV (A) é a soma dos coeficientes de perdas por efeito de poeira e sujidade (A1), perdas por reflectância angular e espectral (A2), e por sombreamentos (A3):

$$A = A1 + A2 + A3 \quad (26)$$

$$A = 4 \% + 1,5 \% + 1 \% = 6,5 \% \quad (27)$$

Perdas na cablagem (B)

As perdas na cablagem foram já calculadas na subsecção 4.6, com base nos valores obtidos nesta subsecção, o respetivo coeficiente foi assim calculado:

$$B = 100 - P_{cabo\ CC} + P_{cabo\ CA} \quad (28)$$

Com a equação 28 foram calculados os coeficientes de perdas na cablagem para os 4 Sistemas, a seguir na **Tabela 18** mostram-se os resultados.

Tabela 18 Coeficientes de perdas na cablagem (B)

| Sistema | Perda cabo CC | Perda cabo CA | B |
|------------------|----------------------|----------------------|----------|
| Sistema 1 | 4,87 | 1,3 | 93,83 |
| Sistema 2 | 4,94 | 0,38 | 94,68 |
| Sistema 3 | 3,61 | 1,6 | 94,79 |
| Sistema 4 | 4,84 | 0,43 | 94,73 |

Perdas por disponibilidade (C)

As perdas por disponibilidade da instalação, é a ausência parcial ou total da rede, é devida a falhas na mesma, que podem ser causadas por avarias, manutenções, etc. Um valor adequado para as perdas por disponibilidade é o valor de 5 %, sendo assim virá:

$$C = 1 - 0,05 = 0,95 \% \quad (29)$$

Perdas por rendimento no inversor (D)

São as perdas ocasionadas pelo rendimento do inversor, será considerado o rendimento segundo a norma europeia dada pelo fabricante (98,4 %) e não a potência máxima também dada pelo fabricante (98,6%).

Perdas por temperatura (P_{temp})

As perdas médias anuais devidas ao efeito da temperatura sobre as células FV são calculadas pela seguinte equação [27]:

$$P_{temp} \% = 100 - 100 \times 1 - \Delta P_{mpp}/^{\circ}C \times T_c - 25 \quad (30)$$

Sendo T_c a temperatura de trabalho das células FV [28]:

$$T_c \text{ } ^\circ\text{C} = T_{amb} + \frac{E T_{ONC} - 20}{800} \quad (31)$$

Onde:

T_{amb} = Temperatura ambiente em $^\circ\text{C}$;

T_{ONC} = Temperatura de operação nominal do módulo, dado pelo fabricante;

E = Irradiancia solar em W/m^2 ;

$\Delta P_{mpp}/^\circ\text{C}$ = Coeficiente de perda de potência por variação de temperatura.

A temperatura das células FV ultrapassa a temperatura ambiente de forma proporcional a irradiância incidente, o que tem como consequência uma redução do rendimento das mesmas.

A temperatura é um fator bastante importante a ter em conta no momento de estudar o local da instalação. Lugares ventilados reduzem a temperatura de operação dos módulos FV, apresentando maiores rendimentos que aquelas instalações que carecem de uma boa ventilação.

Pode dar-se o caso de a máxima produção da instalação não corresponder com o período de verão, mas sim com o período de cacimbo, onde os índices de radiação são bons e a temperatura ambiente é menor que no verão, apesar de este contar com uma maior radiação.

Com base nas equações 25, 30 e 31 e nas irradiancias mensais para Luanda (ver Figura 41), foram calculadas as temperaturas de funcionamento das células, para de seguida ser calculado o devido coeficiente de perdas, e por sua vez o PR para cada mês e Sistema sendo os resultados demonstrados na Tabela 19.

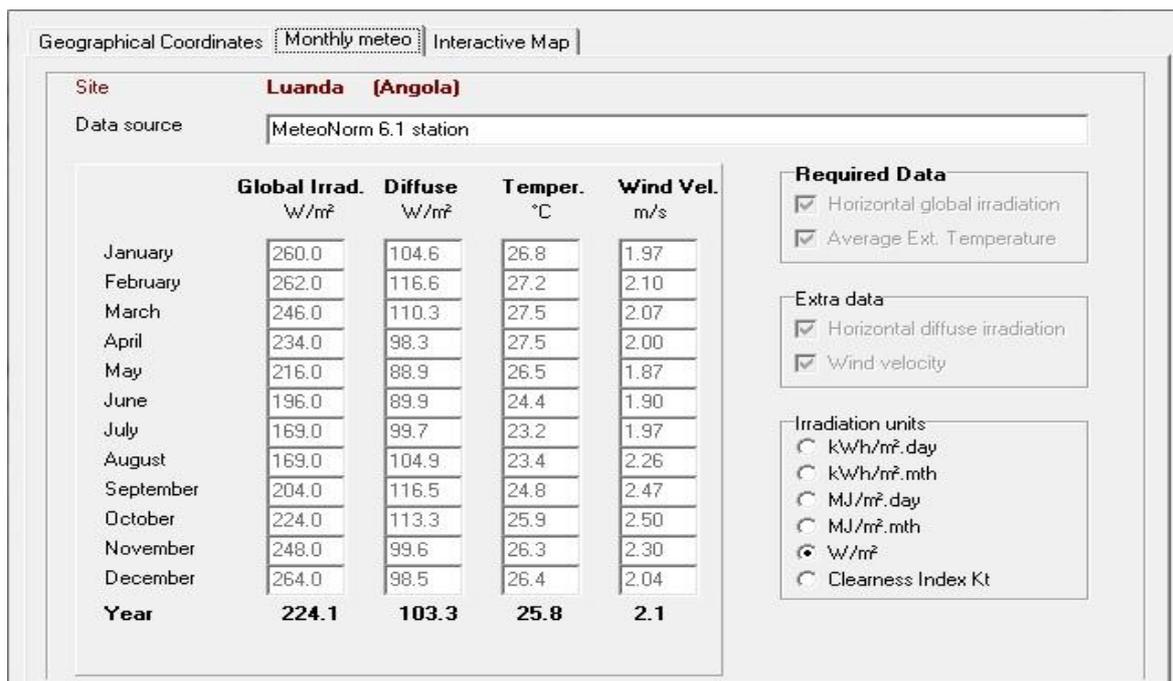


Figura 41 Irradiâncias mensais em Luanda (W/m²) [19]

Tabela 19 Resultados para as perdas por variação de temperatura e PR

| Mês | T(°) | E (W/m ²) | T _c 1 e 2 | P _{temp} 1 e 2 | T _c 3 e 4 | P _{temp} 3 e 4 | PR 1 (%) | PR 2 (%) | PR 3 (%) | PR 4 (%) |
|-----------|------|-----------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|----------|----------|----------|----------|
| Janeiro | 30.3 | 260 | 38.43 | 4.03 | 39.53 | 4.36 | 78.16 | 78.87 | 78.67 | 78.62 |
| Fevereiro | 31.1 | 262 | 39.29 | 4.29 | 40.40 | 4.62 | 77.93 | 78.64 | 78.44 | 78.39 |
| Março | 31.3 | 246 | 38.99 | 4.20 | 40.03 | 4.51 | 78.01 | 78.72 | 78.53 | 78.48 |
| Abril | 31.1 | 234 | 38.41 | 4.02 | 39.41 | 4.32 | 78.16 | 78.87 | 78.70 | 78.65 |
| Maio | 29.6 | 216 | 36.35 | 3.41 | 37.27 | 3.68 | 78.70 | 79.42 | 79.27 | 79.22 |
| Junho | 27.6 | 196 | 33.73 | 2.62 | 34.56 | 2.87 | 79.39 | 80.11 | 79.98 | 79.93 |
| Julho | 25 | 169 | 30.28 | 1.58 | 31.00 | 1.80 | 80.29 | 81.02 | 80.92 | 80.87 |
| Agosto | 24.8 | 169 | 30.08 | 1.52 | 30.80 | 1.74 | 80.35 | 81.07 | 80.98 | 80.93 |
| Setembro | 26.5 | 204 | 32.88 | 2.36 | 33.74 | 2.62 | 79.61 | 80.34 | 80.20 | 80.15 |
| Outubro | 28.5 | 224 | 35.50 | 3.15 | 36.45 | 3.44 | 78.93 | 79.64 | 79.48 | 79.43 |
| Novembro | 29.4 | 248 | 37.15 | 3.65 | 38.20 | 3.96 | 78.49 | 79.20 | 79.02 | 78.97 |
| Dezembro | 30.2 | 264 | 38.45 | 4.04 | 39.57 | 4.37 | 78.15 | 78.86 | 78.66 | 78.61 |
| Anual | 28.8 | 224.3 | 35.79 | 3.24 | 36.75 | 3.52 | 78.85 | 79.56 | 79.40 | 79.35 |

6.1.2. Energia produzida esperada

Para a estimacão da energia injetada na rede (E_p), será necessário conhecer a radiao incidente sobre a superfície do gerador, e o rendimento global da instalao dimensionada, A estimacão da energia mensal injetada na rede, realizar-se- de acordo com a seguinte equao:

$$E_p = \frac{G_{dm(\alpha,\beta)} \times P_{FV} \times PR}{G_{cem}} \times D \quad (32)$$

Onde:

$G_{dm(\alpha,\beta)}$ - Valor médio mensal da irradiancia sobre os módulos FV, nas condioes de orientao e inclinao ($Wh/m^2 dia$);

P_{FV} - Potência de pico do gerador Fotovoltaico;

G_{cem} - Constante de valor $1000 W/m^2$;

D - Número de dias do Mês.

Sendo assim usando a equao 32, e com recurso a folha de cálculo Excel, na Tabela 20 são apresentados os resultados das produoes esperadas para cada mês e anual, para os 4 Sistemas.

Tabela 20 Produo Anual

| Ms | $G_{dm(\alpha,\beta)}$ | Dias/mês | Sist. 1 (kWh/Ano) | Sist. 2 (kWh/Ano) | Sist. 3 (kWh/Ano) | Sist. 4 (kWh/Ano) |
|-----------|------------------------|-------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Janeiro | 5680 | 31 | 467962.2 | 472201.5 | 340749.2 | 338872.4 |
| Fevereiro | 5720 | 28 | 424421.2 | 428266.0 | 309032.4 | 307330.2 |
| Março | 5540 | 31 | 455567.1 | 459694.0 | 331787.8 | 329960.4 |
| Abril | 5550 | 30 | 442520.3 | 446529.1 | 322343.4 | 320568.0 |
| Mai | 5860 | 31 | 486151.0 | 490555.0 | 354223.8 | 352272.8 |
| Junho | 5780 | 30 | 468102.1 | 472342.6 | 341177.9 | 339298.7 |
| Julho | 5710 | 31 | 483279.5 | 487657.5 | 352383.2 | 350442.3 |
| Agosto | 5550 | 31 | 470044.1 | 474302.2 | 342733.1 | 340845.4 |
| Setembro | 5370 | 30 | 436117.8 | 440068.6 | 317832.8 | 316082.2 |
| Outubro | 4520 | 31 | 376044.7 | 379451.3 | 273968.5 | 272459.5 |
| Novembro | 4990 | 30 | 399553.8 | 403173.3 | 290991.6 | 289388.8 |
| Dezembro | 5120 | 31 | 421789.7 | 425610.7 | 307110.8 | 305419.2 |
| Anual | 5450 | | 5331553.4 | 5379851.6 | 3884334.4 | 3862939.7 |
| | | Anual (MWh) | 5331.6 | 5379.9 | 3884.3 | 3862.9 |

Tabela 21 Comparação dos resultados obtidos nos cálculos com valores dados pelo *software*

| Sistema | Sunny Design (MWh) | Dimen. Manual (MWh) | Desvio (%) |
|------------------|--------------------|---------------------|------------|
| Sistema 1 | 5.449,21 | 5.331,6 | 2,2 |
| Sistema 2 | 5.472,83 | 5.379,9 | 1,7 |
| Sistema 3 | 3.829,89 | 3.884,3 | 1,4 |
| Sistema 4 | 3.801,55 | 3.862,9 | 1,6 |

Como se pode observar na **Tabela 21**, constataram-se desvios mínimos, entre os resultados obtidos pela simulação no *Sunny Design 3*, e os resultados desta secção. O Sistema 1 é o que apresentou maior desvio (2,2 %), já o Sistema 3 apresenta o menor desvio (1,4 %). Os desvios são considerados relativos, visto que, os coeficientes de perdas tendem a variar segundo a ótica do projetista. O que não permite uma comparação direta entre os dois métodos utilizados, mas sim ter uma maior sensibilidade sobre os resultados dos métodos utilizados.

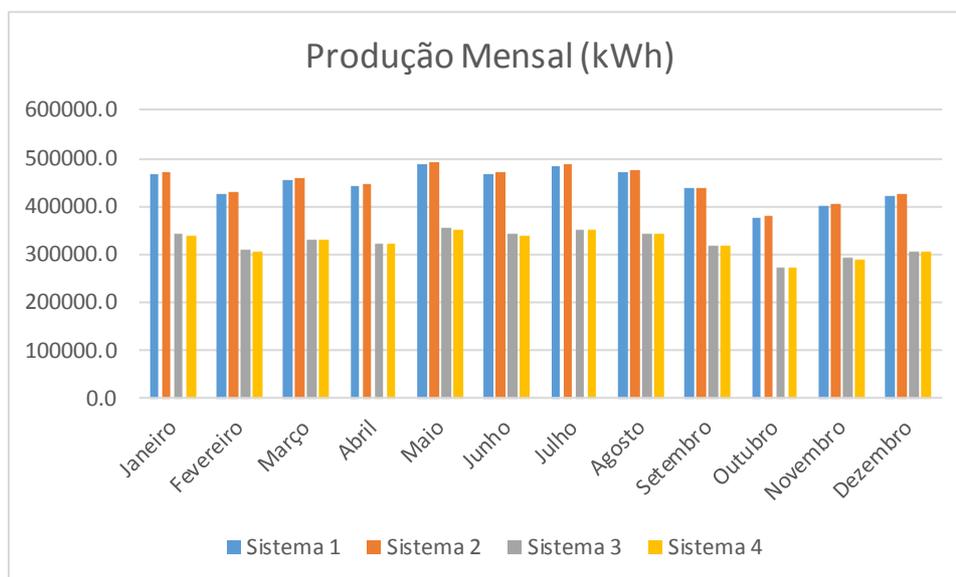


Figura 42 Gráfico da Produção Mensal

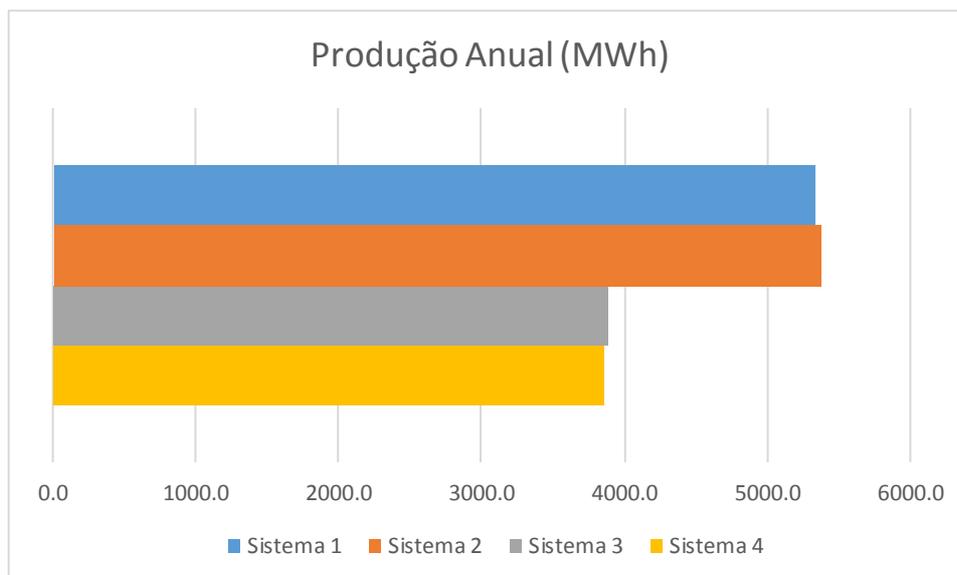


Figura 43 Gráfico da Produção Anual

6.2. Análise financeira

6.2.1. Orçamentos dos Sistemas

Neste ponto é feito o orçamento para cada sistema, para o orçamento são levados em consideração os equipamentos com maior relevância orçamental neste tipo de projeto.

Tabela 22 Orçamento para o Sistema 1

| Equipamento | Modelo | Fornecedor | Preço Unitário (€) | Quantidade | Preço Total (€) |
|----------------|---------------|---------------|--------------------|------------|------------------|
| Módulo FV | SPR-345-X21 | FF SOLAR | 587.79 | 9856.0 | 5793258.2 |
| Estrutura Fix. | TRIAL 1 | EXTRUSAL | 197.22 | 704.0 | 138842.9 |
| Caix. ligações | SSM24 | PROINSO | 3080.00 | 28.0 | 86240.0 |
| Caix. ligações | SSM16 | PROINSO | 2464.00 | 2.0 | 4928.0 |
| Inversor | 760CP XT | PROINSO | 99682.93 | 4.0 | 398731.7 |
| Transform. | TSC 1600SC | PROINSO | 52080.00 | 2.0 | 104160.0 |
| Cabo CC | XXI RZ1-k(AS) | General Cable | 2732.40 | 0.2 | 409.9 |
| Cabo CC | XXI H07Z1-K | General Cable | 465.00 | 225.3 | 104755.2 |
| Cabo CA | XXI RZ1-k(AS) | General Cable | 41957.70 | 0.2 | 6293.7 |
| Comunicação | S. WEBBOX | PROINSO | 382.44 | 1.0 | 382.4 |
| Mão de obra | | | 0.17 | 3400320.0 | 578054.4 |
| TOTAL | | | | | 7216056.4 |

Tabela 23 Orçamento para o Sistema 2

| Equipamento | Modelo | Fornecedor | Preço Unitário (€) | Quantidade | Preço Total (€) |
|----------------|---------------|---------------|--------------------|------------|-----------------|
| Módulo FV | SPR-345-X21 | FF SOLAR | 587.79 | 9856.0 | 5793258.2 |
| Estrutura Fix. | TRIAL 1 | EXTRUSAL | 197.22 | 704.0 | 138842.9 |
| Caix. ligações | SSM8 | PROINSO | 1857.06 | 352.0 | 653685.1 |
| Inversor | 20000 TLEE | PROINSO | 3203.05 | 176.0 | 563736.8 |
| Transform. | TSC 1600SC | PROINSO | 52080.00 | 2.0 | 104160.0 |
| Cabo CC | XXI RZ1-k(AS) | General Cable | 1932.70 | 17.6 | 34015.5 |
| Cabo CC | XXI H07Z1-K | General Cable | 465.00 | 98.6 | 45830.4 |
| Cabo CA | XXI RZ1-k(AS) | General Cable | 4750.20 | 26.4 | 125405.3 |
| Comunicação | S. WEBBOX | PROINSO | 382.44 | 1.0 | 382.4 |
| Mão de obra | | | 0.17 | 3400320.0 | 578054.4 |
| TOTAL | | | | | 8037371.1 |

Tabela 24 Orçamento para o Sistema 3

| Equipamento | Modelo | Fornecedor | Preço Unitário (€) | Quantidade | Preço Total (€) |
|----------------|---------------|---------------|--------------------|------------|-----------------|
| Módulo FV | C-SI M60 250 | FF SOLAR | 250.00 | 9840.0 | 2460000.0 |
| Estrutura Fix. | TRIAL 1 | EXTRUSAL | 197.22 | 410.0 | 80860.2 |
| Caix. ligações | SSM16 | PROINSO | 2464.00 | 26.0 | 64064.0 |
| Inversor | 500CP XT | PROINSO | 72158.54 | 4.0 | 288634.2 |
| Transform. | TSC 1000SC | PROINSO | 45750.00 | 2.0 | 91500.0 |
| Cabo CC | XXI RZ1-k(AS) | General Cable | 4448.30 | 0.1 | 578.3 |
| Cabo CC | XXI H07Z1-K | General Cable | 722.00 | 131.2 | 94726.4 |
| Cabo CA | XXI RZ1-k(AS) | General Cable | 31857.80 | 0.2 | 4778.7 |
| Comunicação | S. WEBBOX | PROINSO | 382.44 | 1.0 | 382.4 |
| Mão de obra | | | 0.17 | 2460000.0 | 418200.0 |
| TOTAL | | | | | 3503724.1 |

Tabela 25 Orçamento para o Sistema 4

| Equipamento | Modelo | Fornecedor | Preço Unitário (€) | Quantidade | Preço Total (€) |
|----------------|---------------|---------------|--------------------|------------|-----------------|
| Módulo FV | C-SI M60 250 | FF SOLAR | 250.00 | 9792.0 | 2448000.0 |
| Estrutura Fix. | TRIAL 1 | EXTRUSAL | 197.22 | 408.0 | 80465.8 |
| Caix. ligações | SSM8 | PROINSO | 1857.06 | 204.0 | 378840.2 |
| Inversor | 20000 TLEE | PROINSO | 3203.05 | 102.0 | 326711.1 |
| Transform. | TSC 1000SC | PROINSO | 45750.00 | 2.0 | 91500.0 |
| Cabo CC | XXI RZ1-k(AS) | General Cable | 2732.40 | 10.2 | 27870.5 |
| Cabo CC | XXI H07Z1-K | General Cable | 465.00 | 57.1 | 26560.8 |
| Cabo CA | XXI RZ1-k(AS) | General Cable | 4750.20 | 15.3 | 72678.1 |
| Comunicação | S. WEBBOX | PROINSO | 382.44 | 1.0 | 382.4 |
| Mão de obra | | | 0.17 | 2448000.0 | 416160.0 |
| TOTAL | | | | | 3869168.9 |

6.2.2. Estudo de viabilidade

O Capital investido deve ser entendido como o montante monetário que é necessário aplicar para implementar o investimento e garantir as adequadas condições de funcionamento das atividades operacionais que lhe estão associadas [29].

Para este projeto será feita uma análise financeira à três variáveis, ou seja, será avaliada a viabilidade económica do mesmo com base no VAL, TIR e PAYBACK PERIOD, fazendo-se antes, uma descrição das mesmas.

Custos de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção, são os gastos necessários, para o normal funcionamento da Instalação fotovoltaica, estando nela incluídos despesas com pessoal técnico/administrativo, reparações e manutenções previstas para este tipo de instalação.

Os custos de operação e manutenção (C_{om}) podem ser considerados semi-fixos, ou seja, uma percentagem (i') do investimento [30]:

$$C_{om} = i' \times C_p \times P_n \quad (33)$$

Onde:

C_p - Custo unitário da potência instalada (€/MW);

P_n - Potência nominal da instalação (MW).

VAL

O Valor Atual Líquido (VAL) de um determinado investimento corresponde à diferença dos valores atualizados, para um momento comum (normalmente para o momento zero), de todos os custos e proveitos inerentes a um determinado projeto de investimento, ao longo do prazo de vida útil do projeto.

O prazo de vida útil, deverá ser entendido e assumido, como o prazo em que o investimento assegura um desempenho económica e qualitativamente competitivo. Em rigor, o tempo de vida útil deverá ser contado a partir do início da exploração, isto é, deverá excluir o tempo de construção e montagem [31].

Tendo-se assim:

$$VAL = \sum_{j=1}^n P_j 1 + i^{-j} + C_n 1 + i^{-n} - \sum_{j=1}^n C_j 1 + i^{-j} + C_0 ; j = 1, 2, \dots, n \quad (34)$$

Onde:

C_0 - Corresponde ao investimento inicial do projeto;

C_n - Corresponde ao valor residual do investimento em capital fixo e capital circulante;

n - Prazo de Vida útil do investimento;

P_j - *Cash-flows* de exploração;

C_j - *Cash-flows* do investimento em capital fixo e capital circulante depois do início do mesmo.

Quando o $VAL > 0$, significa que a taxa de rentabilidade do investimento é superior à taxa de referência (i) aplicada ou seja, que o investimento gera um excedente para o investidor.

Inversamente, se o $VAL < 0$, a taxa de rentabilidade do investimento é inferior à taxa de referência (i) ou seja, o investimento não gera os proveitos mínimos para remunerar os capitais investidos.

TIR

A taxa interna de rentabilidade (i_r) representa a taxa de rendimento do projeto de investimento. Não é, pois, uma taxa previamente definida, mas sim aquela que torna os fluxos de custos e proveitos descontados iguais.

Virá então:

$$0 = \sum_{j=1}^n P_j 1 + i_r^{-j} + C_n 1 + i^{-n} - \sum_{j=1}^n C_j 1 + i_r^{-j} + C_0 ; j = 1, 2, \dots, n \quad (35)$$

Sendo a taxa interna de rentabilidade a variável da equação (i_r), a resolução da mesma equação em ordem à variável, ou seja, determinação desta taxa processa-se por aproximações sucessivas e interpolação.

A taxa interna de rentabilidade compara-se com as taxas de referência ou com as taxas consideradas mínimas para que o risco do investimento seja assumido pelo investidor.

Assim, se a taxa interna de rentabilidade de um investimento é inferior à de uma aplicação financeira sem risco ou de risco significativamente inferior ao do investimento em análise, é normal rejeitar este investimento.

Na TIR assume-se, implicitamente, que os *cash – flows* gerados são reinvestidos a essa mesma taxa de remuneração [31].

Comparação entre VAL e TIR

O valor atual líquido, quando positivo, representa o excedente gerado pelo investimento em relação ao valor da remuneração mínima requerida pelo investidor e representada pela taxa de juro i .

Neste cenário, a taxa interna de rentabilidade do investimento, i_r , será superior à taxa de juro de referência, isto é, o investimento gera um prémio de risco.

Se o valor atual líquido, for nulo, então as duas taxas são iguais, isto é, $i = i_r$ e, conseqüentemente, não haverá remuneração do risco.

Se o valor atual líquido for menor que zero, então o investimento não assegura a remuneração mínima do capital e, naturalmente, a taxa interna de rentabilidade, será inferior à dita taxa de referência.

Estas considerações têm subjacente o pressuposto de que o VAL e a TIR conduzem ao mesmo resultado de avaliação de um investimento. No entanto, há situações em que tal se não verifica, ou seja, em que há incompatibilidades entre o VAL e a TIR.

As razões para a ocorrência daquelas incompatibilidades radicam ou em diferenças de escala dos investimentos (dimensão), ou em diferenças no perfil temporal dos *cash – flows*, ou seja, das diferenças dos montantes dos fluxos mais próximos e mais afastados no tempo [31].

PAYBACK PERIOD

Entende-se por *PAYBACK PERIOD* ou prazo de recuperação, o espaço de tempo necessário para que o investidor efetue o reembolso do capital investido.

Por outras palavras, o prazo de recuperação, corresponde ao número de períodos em que o somatório dos fluxos líquidos de caixa (FLC) periódicos seja igual ao capital investido, através da soma algébrica simples ou, depois de atualizados os valores a uma taxa de juro definida [31].

Deste modo, o prazo de recuperação t , é dado pela equação:

$$\sum_{j=1}^t CFE_j 1 + i^{-j} + C_n 1 + i^{-n} = \sum_{j=0}^n C_j 1 + i^{-j} + C_0 ; j = 0,1,2, \dots, n, \dots t; \text{ se } n < t \quad (36)$$

Onde:

t - Prazo de recuperação;

CFE_j - Fluxo líquido de caixa (Cash-Flow) de exploração, no período j ;

C_j - Capital investido no período j ;

C_n - Valor residual do investimento a recuperar no final;

n - Prazo de realização dos investimentos;

i - Taxa de juro adotada.

Em Angola a energia injetada na rede é comprada pela ENE ao preço de 1,87 \$/kWh (cerca de 1,39 € ao cambio de 1,34 \$ o euro), foi considerada uma taxa de atualização anual de 10 % Os custos de operação e manutenção já assumidos como fixos foram estabelecidos como 5 % do investimento.

Tendo como base as equações 33, 34, 35 e 36, através da folha de cálculo Excel, foram calculadas as variáveis acima referidas, sendo de seguida exibido os resultados.

Tabela 26 Análise financeira do Sistema 1

| Ano | n | E (MWh) | CFL (€) | CFLactualizados (€) | VAL (€) | TIR |
|------|----|---------|------------|---------------------|------------|------|
| 2014 | 0 | | -7216056.4 | -7216056.4 | -7216056.4 | |
| 2015 | 1 | 5331553 | 7050056.5 | 6409142.2 | -806914.2 | -11% |
| 2016 | 2 | 5310227 | 7020413.0 | 5801994.2 | 4995080.1 | 44% |
| 2017 | 3 | 5288986 | 6990888.2 | 5252357.7 | 10247437.8 | 65% |
| 2018 | 4 | 5267830 | 6961481.4 | 4754785.5 | 15002223.3 | 73% |
| 2019 | 5 | 5246759 | 6932192.3 | 4304346.0 | 19306569.3 | 76% |
| 2020 | 6 | 5225772 | 6903020.3 | 3896575.0 | 23203144.2 | 78% |
| 2021 | 7 | 5204869 | 6873965.0 | 3527430.9 | 26730575.2 | 79% |
| 2022 | 8 | 5184049 | 6845025.9 | 3193255.1 | 29923830.3 | 79% |
| 2023 | 9 | 5163313 | 6816202.6 | 2890735.3 | 32814565.6 | 79% |
| 2024 | 10 | 5142660 | 6787494.6 | 2616873.0 | 35431438.6 | 79% |
| 2025 | 11 | 5122089 | 6758901.4 | 2368953.7 | 37800392.3 | 79% |
| 2026 | 12 | 5101601 | 6730422.6 | 2144520.0 | 39944912.3 | 79% |
| 2027 | 13 | 5081195 | 6702057.7 | 1941347.4 | 41886259.7 | 79% |
| 2028 | 14 | 5060870 | 6673806.2 | 1757421.8 | 43643681.4 | 79% |
| 2029 | 15 | 5040626 | 6645667.8 | 1590920.0 | 45234601.5 | 79% |
| 2030 | 16 | 5020464 | 6617641.9 | 1440191.7 | 46674793.2 | 79% |
| 2031 | 17 | 5000382 | 6589728.1 | 1303742.6 | 47978535.7 | 79% |
| 2032 | 18 | 4980380 | 6561926.0 | 1180220.1 | 49158755.8 | 79% |
| 2033 | 19 | 4960459 | 6534235.1 | 1068399.7 | 50227155.5 | 79% |
| 2034 | 20 | 4940617 | 6506654.9 | 967172.8 | 51194328.3 | 79% |
| 2035 | 21 | 4920855 | 6479185.1 | 875536.0 | 52069864.2 | 79% |
| 2036 | 22 | 4901171 | 6451825.2 | 792580.7 | 52862445.0 | 79% |
| 2037 | 23 | 4881567 | 6424574.6 | 717484.7 | 53579929.6 | 79% |
| 2038 | 24 | 4862040 | 6397433.1 | 649503.2 | 54229432.9 | 79% |
| 2039 | 25 | 4842592 | 6370400.2 | 587962.4 | 54817395.3 | 79% |

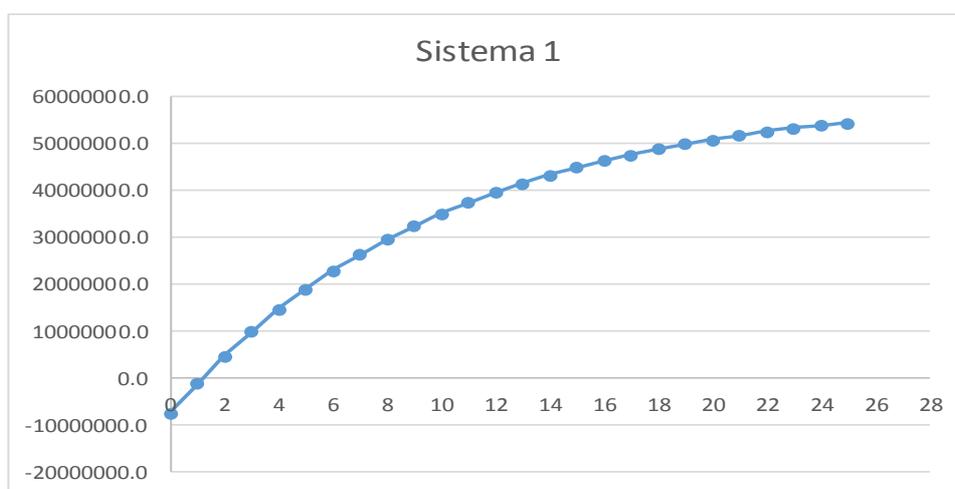


Figura 44 Evolução do investimento no Sistema1

Tabela 27 Análise financeira do Sistema 2

| Ano | n | E (MWh) | CFL (€) | CFLactualizados (€) | VAL (€) | TIR |
|------|----|---------|------------|---------------------|------------|------|
| 2014 | 0 | | -8037371.1 | -8037371.1 | -8037371.1 | |
| 2015 | 1 | 5379852 | 7076125.2 | 6432841.1 | -1604530.0 | -20% |
| 2016 | 2 | 5358332 | 7046213.2 | 5823316.7 | 4218786.8 | 34% |
| 2017 | 3 | 5336899 | 7016420.9 | 5271540.9 | 9490327.7 | 54% |
| 2018 | 4 | 5315551 | 6986747.8 | 4772042.7 | 14262370.4 | 63% |
| 2019 | 5 | 5294289 | 6957193.3 | 4319869.7 | 18582240.1 | 67% |
| 2020 | 6 | 5273112 | 6927757.1 | 3910538.2 | 22492778.3 | 69% |
| 2021 | 7 | 5252019 | 6898438.5 | 3539989.7 | 26032768.0 | 70% |
| 2022 | 8 | 5231011 | 6869237.3 | 3204549.9 | 29237318.0 | 70% |
| 2023 | 9 | 5210087 | 6840152.9 | 2900892.6 | 32138210.5 | 70% |
| 2024 | 10 | 5189247 | 6811184.8 | 2626006.6 | 34764217.1 | 70% |
| 2025 | 11 | 5168490 | 6782332.6 | 2377166.2 | 37141383.3 | 70% |
| 2026 | 12 | 5147816 | 6753595.8 | 2151903.7 | 39293287.1 | 71% |
| 2027 | 13 | 5127225 | 6724973.9 | 1947985.4 | 41241272.5 | 71% |
| 2028 | 14 | 5106716 | 6696466.6 | 1763388.9 | 43004661.4 | 71% |
| 2029 | 15 | 5086289 | 6668073.2 | 1596283.7 | 44600945.1 | 71% |
| 2030 | 16 | 5065944 | 6639793.5 | 1445012.5 | 46045957.6 | 71% |
| 2031 | 17 | 5045680 | 6611626.8 | 1308075.1 | 47354032.7 | 71% |
| 2032 | 18 | 5025497 | 6583572.8 | 1184113.4 | 48538146.2 | 71% |
| 2033 | 19 | 5005395 | 6555631.1 | 1071898.1 | 49610044.2 | 71% |
| 2034 | 20 | 4985374 | 6527801.1 | 970316.0 | 50580360.3 | 71% |
| 2035 | 21 | 4965432 | 6500082.4 | 878359.8 | 51458720.1 | 71% |
| 2036 | 22 | 4945571 | 6472474.6 | 795117.4 | 52253837.6 | 71% |
| 2037 | 23 | 4925788 | 6444977.2 | 719763.2 | 52973600.7 | 71% |
| 2038 | 24 | 4906085 | 6417589.8 | 651549.6 | 53625150.4 | 71% |
| 2039 | 25 | 4886461 | 6390312.0 | 589800.2 | 54214950.6 | 71% |

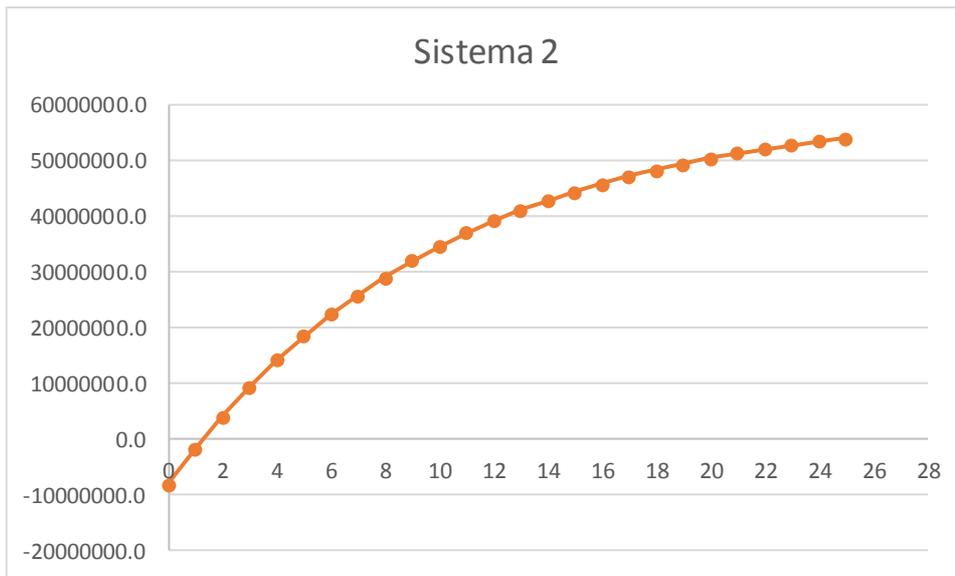


Figura 45 Evolução do investimento no Sistema 2

Tabela 28 Análise financeira do Sistema 3

| Ano | n | E (MWh) | CFL (€) | CFLactualizados (€) | VAL (€) | TIR |
|------|----|---------|------------|---------------------|------------|------|
| 2014 | 0 | | -3503724.1 | -3503724.1 | -3503724.1 | |
| 2015 | 1 | 3884334 | 5224038.6 | 4749126.0 | 1245401.9 | 36% |
| 2016 | 2 | 3868797 | 5202441.7 | 4299538.6 | 5544940.5 | 98% |
| 2017 | 3 | 3853322 | 5180931.2 | 3892510.3 | 9437450.8 | 116% |
| 2018 | 4 | 3837909 | 5159506.8 | 3524012.5 | 12961463.4 | 122% |
| 2019 | 5 | 3822557 | 5138168.0 | 3190398.1 | 16151861.4 | 125% |
| 2020 | 6 | 3807267 | 5116914.6 | 2888364.9 | 19040226.3 | 126% |
| 2021 | 7 | 3792038 | 5095746.2 | 2614923.5 | 21655149.8 | 126% |
| 2022 | 8 | 3776870 | 5074662.4 | 2367367.5 | 24022517.3 | 126% |
| 2023 | 9 | 3761762 | 5053663.0 | 2143246.5 | 26165763.8 | 126% |
| 2024 | 10 | 3746715 | 5032747.6 | 1940342.1 | 28106105.8 | 126% |
| 2025 | 11 | 3731728 | 5011915.9 | 1756646.0 | 29862751.8 | 126% |
| 2026 | 12 | 3716801 | 4991167.5 | 1590339.8 | 31453091.6 | 126% |
| 2027 | 13 | 3701934 | 4970502.1 | 1439777.4 | 32892869.0 | 126% |
| 2028 | 14 | 3687126 | 4949919.3 | 1303468.5 | 34196337.4 | 126% |
| 2029 | 15 | 3672378 | 4929418.9 | 1180063.7 | 35376401.1 | 126% |
| 2030 | 16 | 3657688 | 4909000.5 | 1068341.5 | 36444742.7 | 126% |
| 2031 | 17 | 3643058 | 4888663.7 | 967196.1 | 37411938.7 | 126% |
| 2032 | 18 | 3628485 | 4868408.3 | 875626.0 | 38287564.8 | 126% |
| 2033 | 19 | 3613971 | 4848234.0 | 792725.0 | 39080289.8 | 126% |
| 2034 | 20 | 3599515 | 4828140.3 | 717672.3 | 39797962.0 | 126% |
| 2035 | 21 | 3585117 | 4808127.0 | 649724.9 | 40447687.0 | 126% |
| 2036 | 22 | 3570777 | 4788193.7 | 588210.3 | 41035897.3 | 126% |
| 2037 | 23 | 3556494 | 4768340.2 | 532519.4 | 41568416.8 | 126% |
| 2038 | 24 | 3542268 | 4748566.1 | 482101.0 | 42050517.8 | 126% |
| 2039 | 25 | 3528099 | 4728871.1 | 436455.9 | 42486973.6 | 126% |

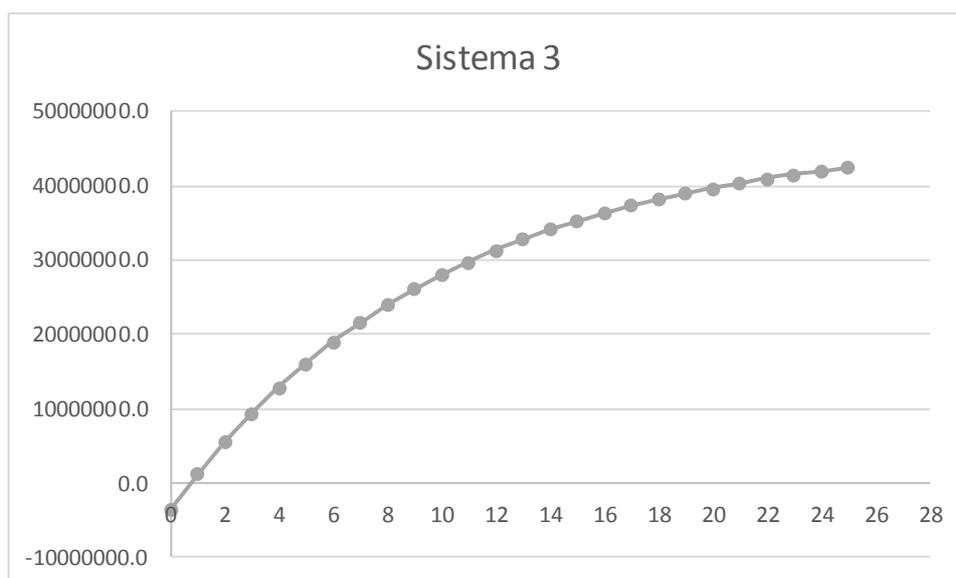


Figura 46 Evolução do investimento no Sistema 3

Tabela 29 Análise financeira do Sistema 4

| Ano | n | E (MWh) | CFL (€) | CFLactualizados (€) | VAL (€) | TIR |
|------|----|---------|------------|---------------------|------------|------|
| 2014 | 0 | | -3869168.9 | -3869168.9 | -3869168.9 | |
| 2015 | 1 | 3862940 | 5176027.8 | 4705479.8 | 836310.9 | 22% |
| 2016 | 2 | 3847488 | 5154549.9 | 4259958.6 | 5096269.5 | 82% |
| 2017 | 3 | 3832098 | 5133157.8 | 3856617.4 | 8952886.9 | 101% |
| 2018 | 4 | 3816770 | 5111851.4 | 3491463.3 | 12444350.2 | 108% |
| 2019 | 5 | 3801503 | 5090630.1 | 3160880.8 | 15605231.0 | 110% |
| 2020 | 6 | 3786297 | 5069493.8 | 2861597.1 | 18466828.1 | 111% |
| 2021 | 7 | 3771151 | 5048442.0 | 2590649.0 | 21057477.0 | 112% |
| 2022 | 8 | 3756067 | 5027474.4 | 2345353.9 | 23402830.9 | 112% |
| 2023 | 9 | 3741042 | 5006590.6 | 2123283.2 | 25526114.1 | 112% |
| 2024 | 10 | 3726078 | 4985790.4 | 1922238.0 | 27448352.1 | 112% |
| 2025 | 11 | 3711174 | 4965073.4 | 1740227.9 | 29188580.1 | 112% |
| 2026 | 12 | 3696329 | 4944439.3 | 1575450.7 | 30764030.8 | 112% |
| 2027 | 13 | 3681544 | 4923887.7 | 1426274.9 | 32190305.7 | 112% |
| 2028 | 14 | 3666818 | 4903418.3 | 1291223.3 | 33481529.0 | 112% |
| 2029 | 15 | 3652151 | 4883030.8 | 1168958.8 | 34650487.7 | 112% |
| 2030 | 16 | 3637542 | 4862724.9 | 1058270.6 | 35708758.3 | 112% |
| 2031 | 17 | 3622992 | 4842500.1 | 958062.8 | 36666821.2 | 112% |
| 2032 | 18 | 3608500 | 4822356.3 | 867343.2 | 37534164.3 | 112% |
| 2033 | 19 | 3594066 | 4802293.0 | 785213.3 | 38319377.6 | 112% |
| 2034 | 20 | 3579690 | 4782310.0 | 710859.9 | 39030237.5 | 112% |
| 2035 | 21 | 3565371 | 4762407.0 | 643546.8 | 39673784.3 | 112% |
| 2036 | 22 | 3551109 | 4742583.5 | 582607.3 | 40256391.6 | 112% |
| 2037 | 23 | 3536905 | 4722839.3 | 527438.0 | 40783829.6 | 112% |
| 2038 | 24 | 3522757 | 4703174.1 | 477492.6 | 41261322.2 | 112% |
| 2039 | 25 | 3508666 | 4683587.6 | 432276.4 | 41693598.6 | 112% |

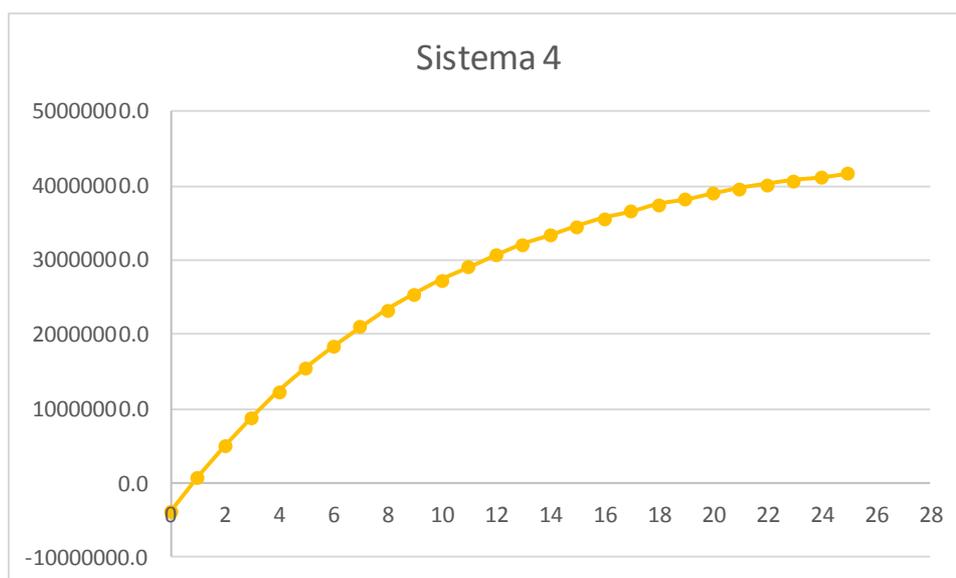


Figura 47 Evolução do Investimento no Sistema 4

Da observação da Tabela 26 à Tabela 29, podemos ver que os Sistemas 1 e 2 pelo seu custo de implementação mais elevado começam a gerar excedentes a partir do 2º ano de implementação dos mesmos, em detrimento dos Sistemas 3 e 4 que geram excedentes logo no 1º ano de exploração. Contudo, apesar desta diferença ao 3º ano os excedentes gerados pelos Sistemas 1 e 2 superam os gerados pelos Sistemas 3 e 4 e assim continuarão durante toda a vida útil dos investimentos, e aqui deve ser relevado a garantia dada pelos fabricantes dos seus módulos, de uma potência 10% superior aos módulos da concorrência, ao fim de 25 anos de exploração dos módulos.

No que concerne a taxa interna de rentabilidade (TIR), não há espaço para dúvidas que do ponto de vista do investidor, caso o capital a investir seja o fator condicionante do investimento, a opção recairá sobre os investimentos nos Sistemas 3 e 4, pois estes têm um custo inicial menor, mas com as taxas internas de rentabilidade a rondar os 3 dígitos gerarão mais benefícios (em valor) que permitirão recuperar os recursos aplicados mais rapidamente.

7. Conclusões

As energias renováveis têm vindo cada vez mais a serem consideradas as “energias do futuro”, em detrimento das energias provenientes de combustíveis fósseis, que além de degradarem o ecossistema, são bastante onerosas.

Contatou-se que Angola ainda é um grande consumidor de energia elétrica de proveniência térmica. Tem vindo a aumentar a produção de eletricidade com a construção de novos aproveitamentos hidroelétricos para contrariar esta tendência, e a criar condições para o incentivo ao uso de energia eólica e solar fotovoltaica para colmatar a sua dependência energética.

Focando no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede, o presente projeto visou o dimensionamento de diferentes sistemas para implementação na Zona Económica Especial Luanda-Bengo, fazendo-se assim um aproveitamento energético das coberturas das naves industriais, atualmente subaproveitadas, que segundo o dimensionamento garantem um elevado potencial. Os sistemas dimensionados além de permitirem um rápido retorno financeiro, fruto do elevado preço do kWh. Poderá ser uma via de capitalização da ZEE, e irá adicionar valor aos produtos produzidos com o consumo de uma energia limpa, sem impactos ambientais, diminuindo-se assim o impacto ambiental no ciclo de vida dos produtos finais (propriamente na fase da transformação).

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico é relativamente complexo, uma vez que existem diversos fatores a considerar. Assim, este projeto, foi desenvolvido com o auxílio de ferramentas computacionais como o Autocad, Google Earth, Sunny Design, de forma interativa. Com o dimensionamento de 4 sistemas, foi possível fazer uma comparação relativa a análise financeira dos mesmos, no que concerne o custo/benefício.

O projeto desenvolvido é uma versão preliminar, que deverá ser aperfeiçoado e complementado, no que concerne o estudo pormenorizado dos aspetos construtivos das naves industriais, estudo das instalações elétricas, assim como os espaços úteis que não poderão de forma alguma sofrer influências diretas ou indiretas com a implementação do sistema.

Destaca-se também nas melhorias, a análise mais pormenorizada da viabilidade económica por pessoas com maior conhecimento do mercado fotovoltaico.

Referências Documentais

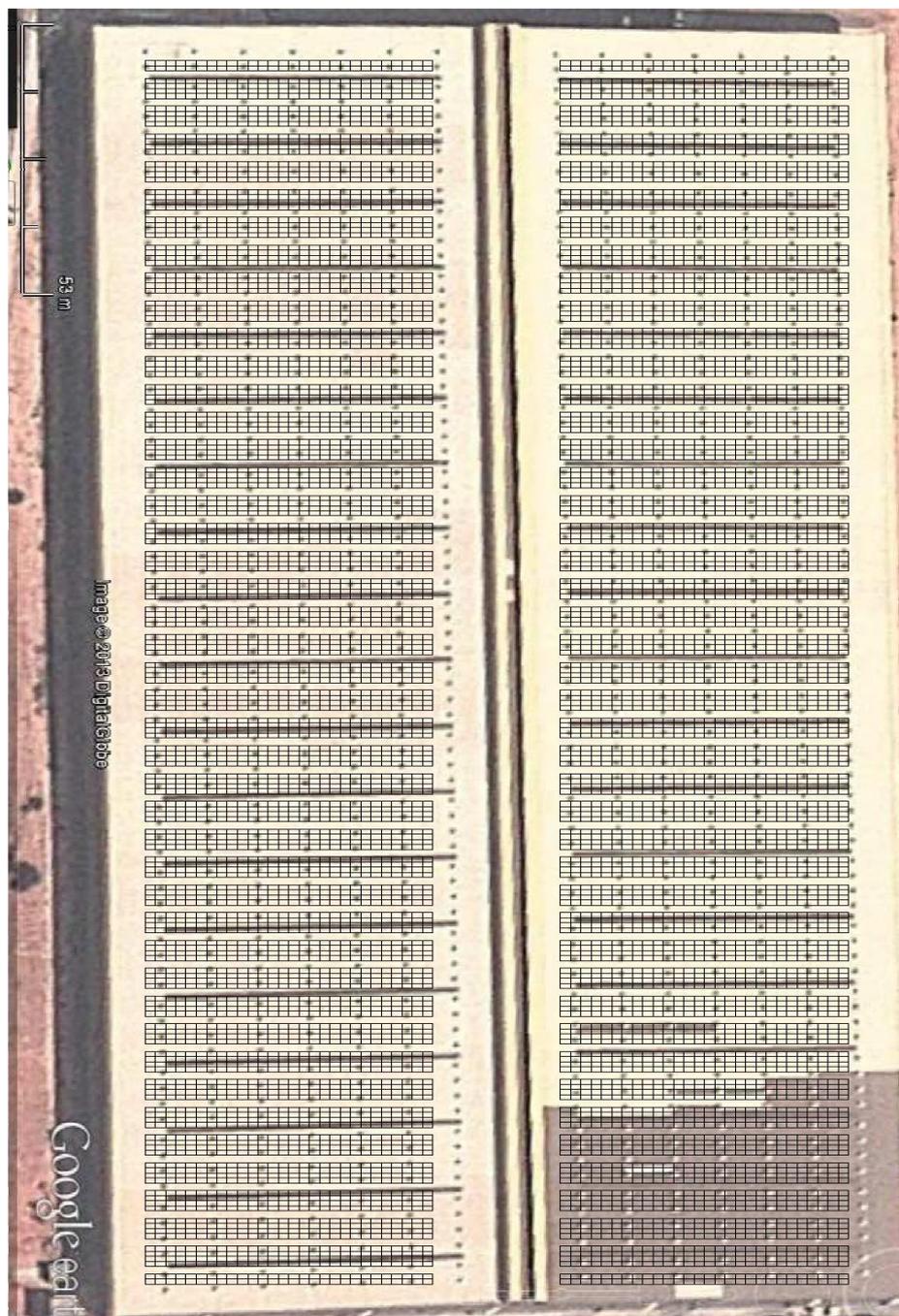
- [1] SolarMax, “References,” [Online]. Available: <http://www.solarmax.com/en/company/references/>. [Acedido em Novembro 2013].
- [2] AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA AIE, “Angola, Desenvolvimento de uma estratégia para a energia,” IEA PUBLICATIONS, France, 2006.
- [3] Ministério da Energia e Águas, “Programa de Desenvolvimento do Sector de Energia 2008-2013,” MINEA, Luanda, 2007.
- [4] S. D. N. d. E. R. Cristovão, “Fontes de Energias Renováveis no Contexto Angolano,” Seminário sobre Energia Elétrica, Luanda, 2011.
- [5] J. B. M. d. E. e. Á. Borges, Interviewee, *Revolução Elétrica*. [Entrevista]. 17 Abril 2013.
- [6] Instituto Regulador do Sector Eléctrico IRSE, “Legislação Sobre o Sector Eléctrico,” Imprensa Nacional-E.P., Luanda.
- [7] Imprensa Nacional-E.P., Angola, “Decreto n.º47/01 de 20 de Julho,” *Diário da República*, p. 534, 20 Julho 2001.
- [8] Agência Angola PRESS, “Baixa produção de energia eléctrica do Capanda não afecta ZEE,” 9 Outubro 2012. [Online]. Available: <http://www.portalangop.co.ao>. [Acedido em Outubro 2013].
- [9] DGS LV Berlin BRB, Planning & Installing Photovoltaic Systems, Second Edition ed., UK: Earthscan, 2008.
- [10] S. S. A. Freitas, “Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos,” Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2008.
- [11] Logomancer, “modelo do atomo,” Openclipart, 2011. [Online]. Available: http://br.freepik.com/vetores-gratis/modelo-do-atomo_517035.htm.
- [12] Margarita, “Laminas Solares,” ENFORCE, 17 Janeiro 2012. [Online].
- [13] EcoVolts, “Células fotovoltaicas,” [Online]. Available: <http://ecovolts.webnode.pt/celulas-fotovoltaicas/constituicao/>.
- [14] “Sistemas Autônomos,” Face Norte Aquecedores, [Online]. Available: <http://www.facenorteaquecedores.com.br/projetos-instalacoes/sistemas-autonomos.html>. [Acedido em Novembro 2013].
- [15] Engenharia Arquitectura, “Energia,” 2011. [Online]. Available: <http://www.engenhariaarquitectura.com.br/noticias/53/Tecnologia-nacional-permite-conexao->

de-paineis-solares-a-rede-eletrica.aspx.

- [16] S. Strong, “Building Integrated Photovoltaics (BIPV),” Solar Design Associates, 27 Dezembro 2011. [Online]. Available: <http://www.wbdg.org/resources/bipv.php>. [Acedido em Outubro 2013].
- [17] N. Wolter, “Options for Integrating PV into your Building,” 2003. [Online]. Available: <http://www.ecw.org>. [Acedido em Outubro 2013].
- [18] H. S. Costa e S. Diniz, “Geração de eletricidade solar nos telhados das edificações urbanas,” Grupo SENDES-Soluções em Energia e Design, 25 Setembro 2009. [Online]. Available: <http://paulorubem.com.br/geracao-de-eletricidade-solar-nos-telhados-das-edificacoes-urbanas/>. [Acedido em Outubro 2013].
- [19] PVsyst SA, “Software,” 2013. [Online]. Available: <http://www.pvsyst.com/en/software/functionalities>.
- [20] SMA, “Plant Planning,” 2013. [Online]. Available: <http://www.sma.de/en/products/plant-planning.html>.
- [21] Google, “Google Earth,” 2013. [Online]. Available: <http://www.google.com/intl/pt-PT/earth/>.
- [22] M. F. C. Pereira, “Estimativa da Produção de Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edifícios,” FEUP, Porto, 2009.
- [23] Autodesk, “Autocad,” 2013. [Online]. Available: <http://www.autodesk.com/education/free-software/autocad>.
- [24] F. A. d. S. Pereira e M. Â. S. Oliveira, Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica, Porto: Publindústria, Edições Técnicas, 2011.
- [25] F. Pereira, Guia de Manutenção de Instalações Fotovoltaicas, Porto: Publindústria, Edições Técnicas, 2012.
- [26] SMA, “SUNNY WEBBOX Manual de Utilização,” SMA, Niestetal, 2013.
- [27] E. P. Borao, “HUERTO SOLAR FOTOVOLTAICO DE 1MW CON CONEXIÓN A RED DE M.T.,” UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA, Zaragoza, 2010.
- [28] R. M. Castro, Introdução a Energia Fotovoltaica, Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa, 2002.
- [29] I. Soares, J. Moreira, C. Pinho e J. Couto, Decisões de Investimento Análise Financeira de Projectos, 3ª Edição ed., Lisboa: Edições Sílabo, LDA, 2012.
- [30] F. Azevedo, “Análise Económico Financeira,” Produção Distribuída de Energia (PRODE), ISEP, 2011/2012.
- [31] R. Rodrigues, “Análise de Projectos de Investimentos”.
- [32] C. Rocha, “Módulos Solares Fotovoltaicos Qualidade Crescente,” *Renováveis magazine*, p. 48, N°12 2012.

- [33] makeitsolar, "What are photovoltaic (PV) Panels ?," 2012. [Online]. Available: <http://www.makeitsolar.com/solar-energy-information/06-pv-panels.htm>. [Accessed 21 Outubro 2013].
- [34] Master D, "Dimensionamento, montagem e manutenção de uma instalação fotovoltaica autónoma," Unidade didáctica 10.

Anexo A. Disposição dos módulos (Autocad)



Anexo B. Irradiação Incidente do Sector da ZEE



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Incident global irradiation for the chosen location

Location: 8°57'21" South, 13°26'9" East, Elevation: 142 m a.s.l.,

Optimal inclination angle is: 14 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.1 %

| Month | Hh | Hopt | H(5) | lopt |
|-------|------|------|------|------|
| Jan | 5850 | 5360 | 5680 | -21 |
| Feb | 5820 | 5520 | 5720 | -9 |
| Mar | 5530 | 5510 | 5540 | 7 |
| Apr | 5440 | 5710 | 5550 | 23 |
| May | 5620 | 6250 | 5860 | 36 |
| Jun | 5490 | 6270 | 5780 | 41 |
| Jul | 5450 | 6150 | 5710 | 39 |
| Aug | 5390 | 5790 | 5550 | 29 |
| Sep | 5330 | 5410 | 5370 | 13 |
| Oct | 4560 | 4420 | 4520 | -3 |
| Nov | 5110 | 4760 | 4990 | -17 |
| Dec | 5270 | 4810 | 5120 | -23 |
| Year | 5400 | 5500 | 5450 | 14 |

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)

Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)

H(5): Irradiation on plane at angle: 5deg. (Wh/m²/day)

lopt: Optimal inclination (deg.)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

Anexo C. Folhas de Características dos Equipamentos

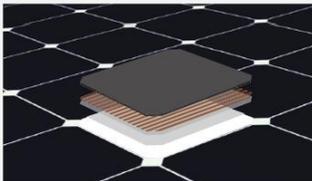
SUNPOWER

MORE ENERGY. FOR LIFE.™

X-SERIES SOLAR PANELS



- **21.5% efficiency**
Ideal for roofs where space is at a premium or where future expansion might be needed.
- **Maximum performance**
Designed to deliver the most energy in demanding real world conditions, in partial shade and hot rooftop temperatures.^{1, 2, 3}
- **Premium aesthetics**
SunPower® Signature™ Black X-Series panels blend harmoniously into your roof. The most elegant choice for your home.



Maxeon® Solar Cells: Fundamentally better.
Engineered for performance, designed for durability.

Engineered for peace of mind
Designed to deliver consistent, trouble-free energy over a very long lifetime.^{4, 5}

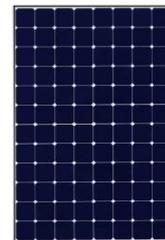
Designed for durability
The SunPower Maxeon Solar Cell is the only cell built on a solid copper foundation. Virtually impervious to the corrosion and cracking that degrade Conventional Panels.^{4, 5}

Same excellent durability as E-Series panels.
#1 Ranked in Fraunhofer durability test.¹⁰
100% power maintained in Atlas 25+ comprehensive PVDI Durability test.¹¹

UNMATCHED PERFORMANCE, RELIABILITY & AESTHETICS



SIGNATURE™ BLACK
X21 - 335 PANEL



X21 - 345 PANEL



HIGHEST EFFICIENCY⁶

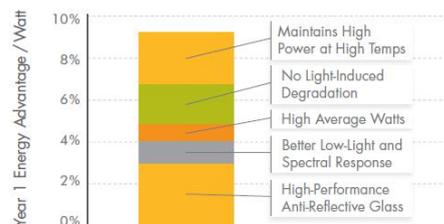
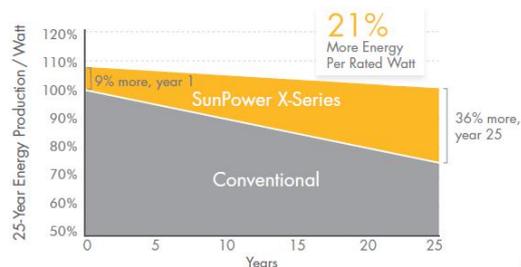
Generate more energy per square foot

X-Series residential panels convert more sunlight to electricity producing 44% more power per panel,¹ and 75% more energy per square foot over 25 years.^{3, 4}

HIGHEST ENERGY PRODUCTION⁷

Produce more energy per rated watt

High year one performance delivers 8-10% more energy per rated watt.³ This advantage increases over time, producing 21% more energy over the first 25 years to meet your needs.⁴

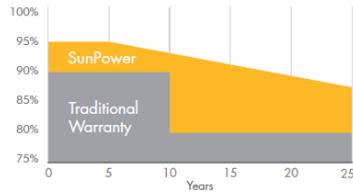


Awarded to SunPower E-Series. X-Series delivers even more energy.⁷

sunpowercorp.com

SUNPOWER OFFERS THE BEST COMBINED POWER AND PRODUCT WARRANTY

POWER WARRANTY



More guaranteed power: 95% for first 5 years, -0.4%/yr. to year 25. ⁸

PRODUCT WARRANTY



Combined Power and Product Defect 25 year coverage that includes panel replacement costs. ⁹

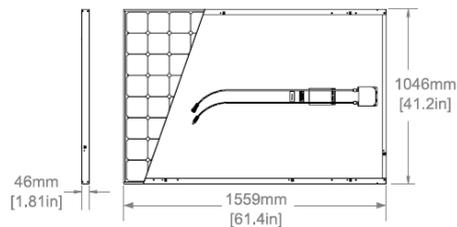
| | ELECTRICAL DATA | |
|---|-----------------------|---------|
| | X21-335-BLK | X21-345 |
| Nominal Power ¹² (P _{nom}) | 335 W | 345 W |
| Power Tolerance | +5/-0% | +5/-0% |
| Avg. Panel Efficiency ¹³ | 21.1% | 21.5% |
| Rated Voltage (V _{mpp}) | 57.3 V | 57.3 V |
| Rated Current (I _{mpp}) | 5.85 A | 6.02 A |
| Open-Circuit Voltage (V _{oc}) | 67.9 V | 68.2 V |
| Short-Circuit Current (I _{sc}) | 6.23 A | 6.39 A |
| Maximum System Voltage | 600 V UL ; 1000 V IEC | |
| Maximum Series Fuse | 20 A | |
| Power Temp Coef. (P _{mpp}) | -0.30% / °C | |
| Voltage Temp Coef. (V _{oc}) | -167.4 mV / °C | |
| Current Temp Coef. (I _{sc}) | 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 Moxeon 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 |

REFERENCES:

- All comparisons are SPR-X21-345 vs. a representative conventional panel: 240W, approx. 1.6 m², 15% efficiency.
- PVEvolution Labs "SunPower Shading Study," Feb 2013.
- Typically 8-10% more energy per watt, BEW/DNV Engineering "SunPower Yield Report," Jan 2013, with CFV Solar Test Lab Report # 12063, Jan 2013 temp. coef. calculation.
- SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel. Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate." SunPower white paper, Feb 2013; Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Oct 2012.
- "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower white paper, Feb 2013. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
- Higher than E Series which is highest of all 2600 panels listed in Photon Int'l, Feb 2012.
- 1% more energy than E-Series panels, 8% more energy than the average of the top 10 panel companies tested in 2012 (151 panels, 102 companies), Photon Int'l, Mar 2013.
- Compared with the top 15 manufacturers. SunPower Warranty Review, Feb 2013.
- Some exclusions apply. See warranty for details.
- X-Series same as E-Series, 5 of top 8 panel manufacturers were tested by Fraunhofer ISE, "PV Module Durability Initiative Public Report," Feb 2013.
- Compared with the non-stress-tested control panel. X-Series same as E-Series, tested in Atlas 25+ Durability test report, Feb 2013.
- Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C).
- Based on average of measured power values during production.



See <http://www.sunpowercorp.com/facts> for more reference information.

For further details, see extended datasheet: www.sunpowercorp.com/datasheets Read safety and installation instructions before using this product.

© April 2013 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo, MAXEON, MORE ENERGY, FOR LIFE, and SIGNATURE are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

sunpowercorp.com

Document # 504828 Rev A /LTR_EN

| Comprimento [x] | Largura [y] | Altura da moldura [z] | Peso | Tomada de ligação | Tipo de tomada de ligação | Cabo [I] | Superfície do vidro frontal |
|-----------------|-------------|-----------------------|------|-------------------|---------------------------|---------------|-----------------------------|
| 1660,0 | 990,0 | 50,0 | 21 | Spelsberg | MC4 | -800 +1200 | Estruturada |

x, y, l em mm, ±2; z em mm, ±0,3; peso em kg ±0,5

| Módulo solar cristalino | |
|---------------------------|---|
| Classes de potência | 235 Wp, 240 Wp, 245 Wp, 250 Wp |
| Gradação de potência | -0/+4,99 Wp |
| Estrutura | Laminado de vidro-película ► Moldura de alumínio anodizado ► Tomada de ligação (IP 65) com 3 diodos de derivação ► Película posterior resistente às intempéries (branca) |
| Células | 60 células solares monocristalinas no formato de 156 mm x 156 mm |
| Carga mecânica admissível | 5400 Pa de carga à superfície, 2400 Pa de carga do vento, segundo IEC 61215 (ensaio alargado) |

Características eléctricas em STC¹:

| Designação | P _{mpp} [Wp] | V _{mpp} [V] | I _{mpp} [A] | V _{oc} [V] | I _{sc} [A] | Resistência à corrente inversa I _r [A] |
|------------|-----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---|
| 250 | 250 | 30,31 | 8,25 | 37,90 | 8,82 | 25 |
| 245 | 245 | 30,10 | 8,20 | 37,70 | 8,70 | 25 |
| 240 | 240 | 30,00 | 8,10 | 37,40 | 8,60 | 25 |
| 235 | 235 | 29,90 | 8,00 | 37,10 | 8,50 | 25 |

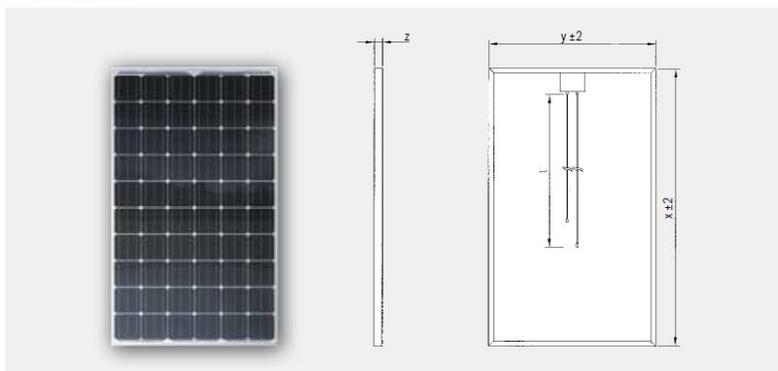
Redução da eficiência do módulo em caso de diminuição da intensidade de radiação de 1000 W/m² para 200 W/m² (a 25 °C): -0,33% (absoluta); tolerância de medição P_{mpp} ±3%

Características eléctricas em NOCT¹:

| Designação | P _{mpp} [W] | V _{mpp} [V] | V _{oc} [V] | I _{sc} [A] |
|------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|
| 250 | 182 | 27,36 | 34,82 | 7,11 |
| 245 | 177 | 27,07 | 34,09 | 6,92 |
| 240 | 173 | 26,98 | 34,00 | 6,84 |
| 235 | 169 | 26,87 | 33,89 | 6,76 |

NOCT: Normal Operation Cell Temperature 48,4 °C; intensidade de radiação 800 W/m², AM 1,5, temperatura 20 °C, velocidade do vento 1m/s, tensão em circuito aberto

Dimensões²:



¹ Os parâmetros eléctricos reflectem valores médios típicos obtidos com base em dados de produção históricos. Não garantimos que estes dados estejam corretos para futuras cargas de produção.

² Os desenhos não são apresentados à escala. Para obter medidas e tolerâncias pormenorizadas, ver acima.

Nota relativa à montagem:

- Consultar o manual de montagem e operação em: www.bosch-solarenergy.com.pt/produtos
- Possibilidade de montagem horizontal e vertical
- Tensão máxima do sistema até 1000 V
- Gama de temperaturas operacionais -40 bis 85 °C

Comportamento em condições de luminosidade fraca:

| Intensidade [W/m ²] | V _{mpp} [%] | I _{mpp} [%] |
|---------------------------------|----------------------|----------------------|
| 800 | 0,0 | -20 |
| 600 | 0,0 | -40 |
| 400 | -0,4 | -60 |
| 200 | -3,2 | -80 |
| 100 | -6,0 | -90 |

Os dados eléctricos são aplicáveis a 25 °C e AM 1,5.

Características térmicas:

| Coefficiente de temperatura | TK [%/K] |
|-----------------------------|----------|
| P _{mpp} | -0,46 |
| U _{oc} | -0,32 |
| I _{sc} | 0,032 |

Robert Bosch Unipessoal Lda
 Av. Infante D. Henrique Lt 2E e 3E
 1801-805 Lisboa
 Portugal
 Phone: +351 (21) 8500-132
 Fax: +351 (21) 8500-173
sales.se@pt.bosch.com
www.bosch-solarenergy.com.pt

As instruções do manual de montagem e operação da Bosch Solar Energy AG devem ser escrupulosamente respeitadas. A Bosch Solar Energy AG declina qualquer responsabilidade por danos em equipamentos utilizados com módulos solares da Bosch Solar Energy AG, nomeadamente nos casos em que não sejam respeitadas as fichas técnicas. Reservado o direito de proceder a modificações técnicas no âmbito da evolução do produto, assim como para correcção de falhas e erros.

Versão: 07/2012

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL

ECONOMIC EXCELLENCE

○ especialista económico para instalações industriais com muito rendimento

Desempenho de ponta por um preço específico significativamente mais baixo: o novo Sunny Tripower TL Economic Excellence é o desenvolvimento lógico da série Sunny Tripower no que diz respeito à relação preço-desempenho. Por um lado, reduz consideravelmente os custos de investimento e, por outro, garante uma eficácia extraordinariamente elevada com o seu rendimento de 98,5 por cento. Assim, o Sunny Tripower TL Economic Excellence é a solução ideal de inversor para sistemas fotovoltaicos com uma estrutura homogénea de dimensionamento médio até muito grande. Concentração no essencial, que preenche todos os requisitos - inclusive disponibilização de potência reactiva e participação na gestão da rede.

| Dados técnicos provisórios | Sunny Tripower 15000TL | Sunny Tripower 20000TL |
|--|--|---|
| Entrada (CC) | | |
| Potência CC máx. (@ cos φ=1) | 15260 W | 20450 W |
| Tensão máx. de entrada | 1000 V | 1000 V |
| Gama de tensão MPP @ 230 V tensão de rede / tensão estipulada de entrada | 580 V - 800 V / 580 V | 580 V - 800 V / 580 V |
| Tensão mín. de entrada / Tensão de entrada inicial | 570 V / 620 V | 570 V / 620 V |
| Corrente máx. de entrada | 36 A | 36 A |
| Corrente máx. de entrada por string | 36 A | 36 A |
| Número de entradas MPP independentes / Strings por entrada MPP | 1 / 6 | 1 / 6 |
| Saída (CA) | | |
| Potência estipulada (@ 230 V, 50 Hz) | 15000 W | 20000 W |
| Potência aparente CA máx. | 15000 VA | 20000 VA |
| Tensão nominal CA | 3 / N / PE; 230 V / 400 V | 3 / N / PE; 230 V / 400 V |
| Gama de tensão nominal CA | 160 V a 280 V | 160 V a 280 V |
| Frequência de rede CA / gama | 50 Hz, 60 Hz / -6 Hz, +5 Hz | 50 Hz, 60 Hz / -6 Hz, +5 Hz |
| Frequência de rede estipulada / tensão de rede estipulada | 50 Hz / 230 V | 50 Hz / 230 V |
| Corrente máx. de saída | 24 A | 29 A |
| Factor de potência na potência estipulada | 1 | 1 |
| Factor de desfasamento ajustável | 0,8 sobreexcitado a 0,8 subexcitado | 0,8 sobreexcitado a 0,8 subexcitado |
| Fases de injeção / fases de ligação | 3 / 3 | 3 / 3 |
| Rendimento | | |
| Rendimento máx. / Euro-eta | 98,5% / 98,3% | 98,5% / 98,2% |
| Dispositivos de segurança | | |
| Ponto de seccionamento no lado CC | ○ | ○ |
| Monitorização da ligação à terra / Monitorização da rede | ● / ● | ● / ● |
| Descarregador de sobretensões CC de tipo II integrável | - | - |
| Protecção contra inversão de polaridade CC / Resistência a curtos-circuitos CA / Galvanicamente separado | ● / ● / - | ● / ● / - |
| Unidade de monitorização de corrente residual sensível a todos os tipos de corrente | ● | ● |
| Classe de protecção (conforme a IEC 62103) / categoria de sobretensão (conforme a IEC 60664-1) | I / III | I / III |
| Dados gerais | | |
| Dimensões (L / A / P) | 665 / 680 / 265 mm (26,2 / 26,8 / 10,4 inch) | 665 / 680 / 265 mm (26,2 / 26,8 / 10,4 inch) |
| Peso | 45 kg (99,2 lb) | 45 kg (99,2 lb) |
| Gama de temperatura de serviço | -25°C a +60°C (-13°F a +140°F) | -25°C a +60°C (-13°F a +140°F) |
| Emissões sonoras, típicas | 51 dB(A) | 51 dB(A) |
| Consumo próprio (noite) | 1 W | 1 W |
| Topologia / Conceito de refrigeração | Sem transformador / OptiCool | Sem transformador / OptiCool |
| Grau de protecção (conforme a IEC 60529) | IP65 | IP65 |
| Classe de condições ambientais (conforme a IEC 60721-3-4) | 4K4H | 4K4H |
| Valor máximo admissível da humidade relativa (sem condensação) | 100% | 100% |
| Equipamento | | |
| Ligação CC / Ligação CA | SUNCLIX / Borne de mola | SUNCLIX / Borne de mola |
| Visor | Gráfico | Gráfico |
| Interfaces: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect | ○ / ● / ○ | ○ / ● / ○ |
| Relé multifunções / Power Control Module | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Garantia: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 anos | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | ● / ○ / ○ / ○ / ○ |
| Certificados e homologações (mais a pedido) | AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438*, G59/2, IEC 61727, IEC 62109-1/-2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105 | |
| Designação do modelo | STP 15000TLEE-10 | STP 20000TLEE-10 |

SUNNY CENTRAL

500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT

| Dados técnicos | Sunny Central 500CP XT | Sunny Central 630CP XT |
|--|--|--|
| Entrada (CC) | | |
| Potência CC máx. (@ $\cos \varphi = 1$) | 560 kW | 713 kW |
| Tensão máx. de entrada ¹ | 1000 V / 1100 V opcional | 1000 V / 1100 V opcional |
| Tensão mínima de entrada / U_{MPPT} a $I_{MPPT} < I_{CCmax}$ | 429 V / 430 V | 498 V / 500 V |
| Intervalo de tensão MPPT (@ 25°C / @ 50°C a 50 Hz) | 449 V - 850 V / 430 V - 850 V ² | 529 V - 850 V / 500 V - 850 V ² |
| Intervalo de tensão MPPT (@ 25°C / @ 50°C a 60 Hz) | 449 V - 850 V / 436 V - 850 V ² | 529 V - 850 V / 505 V - 850 V ² |
| Tensão estipulada de entrada | 449 V | 529 V |
| Corrente máx. de entrada | 1250 A | 1350 A |
| Número de entradas MPPT independentes | 1 | 1 |
| Número de entradas CC | 9 / 32 (Optiprotect) | 9 / 32 (Optiprotect) |
| Saída (CA) | | |
| Potência estipulada (@ 25°C) / Potência nominal CA (@ 50°C) | 550 kVA / 500 kVA | 700 kVA / 630 kVA |
| Tensão nominal CA / intervalo de tensão nominal CA | 270 V / 243 V - 297 V | 315 V / 284 V - 347 V |
| Frequência de rede CA / intervalo | 50 Hz, 60 Hz / 47 Hz a 63 Hz | 50 Hz, 60 Hz / 47 Hz a 63 Hz |
| Frequência de rede estipulada / tensão de rede estipulada | 50 Hz / 270 V | 50 Hz / 315 V |
| Corrente máx. de saída | 1176 A | 1283 A |
| Taxa máx. de distorção harmónica total | < 3% | < 3% |
| Factor de potência na potência estipulada / factor de deslocamento regulável | 1 / 0,9 sobrecarregado a 0,9 subexcitado | |
| Fases de injeção na rede / fases de ligação | 3 / 3 | 3 / 3 |
| Grau de rendimento³ | | |
| Grau de rendimento máx. / grau de rendimento europeu / grau de rendimento CEC | 98,6% / 98,4% / 98,5% | 98,7% / 98,5% / 98,5% |
| Dispositivos de segurança | | |
| Ponto de desconexão no lado de entrada | Interruptor-sectionador/disjuntor motorizado (Optiprotect) | |
| Ponto de desconexão no lado de saída | Disjuntor de CA | |
| Protecção contra sobretensão da CC | Descarregador de sobretensões do tipo I | |
| Protecção contra descargas atmosféricas (conforme a IEC 62305-1) | Classe de protecção contra descargas atmosféricas III | |
| Monitorização da rede | ● | ● |
| Monitorização de defeitos à terra / Monitorização de defeitos à terra por controlo remoto | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Monitorização do isolamento | ○ | ○ |
| Descarregador de sobretensões, alimentação auxiliar | ● | ● |
| Classe de protecção (conforme a IEC 62103) / categoria de sobretensão (conforme a IEC 60664-1) | I / III | I / III |
| Dados Gerais | | |
| Dimensões (L / A / P) | 2562 / 2272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inch) | |
| Peso | 1900 kg / 4200 lb | |
| Intervalo de temperatura operacional | -25°C a +62°C / -13°F a +144°F | |
| Emissões sonoras ⁵ | 60 db(A) | |
| Consumo próprio máx. (operação) / consumo próprio (noite) | 1700 W ⁴ / < 100 W | |
| Tensão de alimentação auxiliar externa | 230 / 400 V (3/N/PE) | |
| Princípio de refrigeração | Opticool | |
| Grau de protecção electrónica / área de ligação (conforme a IEC 60529) | IP54 / IP43 | |
| Grau de protecção (conforme a IEC 60721-3-4) | 4C2, 4S2 | |
| Área de aplicação | Desprotegido ao ar livre | |
| Valor máximo permitido da humidade relativa (sem condensação) | 15% a 95% | |
| Altitude operacional máxima acima do nível médio do mar | 2000 m | |
| Ar fresco necessário (Inversor) | 3000 m ³ /h | |
| Equipamento | | |
| Ligação CC | Terminal em anel / borne de gaiola (Optiprotect) | |
| Ligação CA | Terminal em anel | Terminal em anel |
| Visor | Visor táctil HMI | Visor táctil HMI |
| Comunicação/protocolos | Ethernet (fibra óptica opcional), Modbus | |
| Comunicação Sunny String-Monitor | RS485 / não necessário (Optiprotect) | |
| SC Com | ● | |
| Cor caixa, porta, base, tecto | RAL 9016 / 9016 / 7005 / 7004 | |
| Garantia: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 anos | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Certificados e homologações (mais a pedido) | EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, conformidade CE, conformidade CEE, BDEW-MSRL / FGW / TR8 ⁶ , Améné du 23/04/08, R.D. 1.663 / 2000, R.D. 661 / 2007 / IEEE 1547 ⁸ | |
| ● Equipamento de série ○ Opcional – Não está disponível | | |
| Designação do modelo | SC 500CP.10 | SC 630CP.10 |

- 1) Arranque com tensão de CC < 1000 V
- 2) Com $1,05 U_{CA, nominal}$ e $\cos \phi = 1$
- 3) Outras tensões CA, tensões CC e potências configuráveis
- 4) Consumo próprio durante o funcionamento nominal
- 5) Nível de pressão sonora a uma distância de 10 m
- 6) Com total apoio dinâmico à rede
- 7) Grau de rendimento medido sem alimentação própria
- 8) Projecto e ensaio de tipo de acordo com o IEC 1547, testes de série possíveis como opção.

| Dados técnicos | Sunny Central 720CP XT | Sunny Central 760CP XT |
|--|--|--|
| Entrada (CC) | | |
| Potência CC máx. (@ $\cos \phi = 1$) | 808 kW | 853 kW |
| Tensão máx. de entrada ¹ | 1000 V / 1100 V opcional | 1000 V / 1100 V opcional |
| Tensão mínima de entrada / $U_{MPP, min}$ a $I_{MPP} < I_{CC, max}$ | 485 V / 485 V | 510 V / 510 V |
| Intervalo de tensão MPP (@ 25°C / @ 50°C a 50 Hz) | 577 V - 850 V / 525 V - 850 V ^{2,3} | 609 V - 850 V / 554 V - 850 V ^{2,3} |
| Intervalo de tensão MPP (@ 25°C / @ 50°C a 60 Hz) | 577 V - 850 V / 525 V - 850 V ^{2,3} | 609 V - 850 V / 554 V - 850 V ^{2,3} |
| Tensão estipulada de entrada | 577 V | 609 V |
| Corrente máx. de entrada | 1400 A | 1400 A |
| Número de entradas MPP independentes | 1 | 1 |
| Número de entradas CC | 9 / 32 (Optiprotect) | 9 / 32 (Optiprotect) |
| Saída (CA) | | |
| Potência estipulada (@ 25°C) / Potência nominal CA (@ 50°C) | 792 kVA / 720 kVA | 836 kVA / 760 kVA |
| Tensão nominal CA / intervalo de tensão nominal CA | 324 V / 292 V - 356 V ³ | 342 V / 308 V - 376 V ³ |
| Frequência de rede CA / intervalo | 50 Hz, 60 Hz / 47 Hz a 63 Hz | 50 Hz, 60 Hz / 47 Hz a 63 Hz |
| Frequência de rede estipulada / tensão de rede estipulada | 50 Hz / 324 V | 50 Hz / 342 V |
| Corrente máx. de saída | 1411 A | 1411 A |
| Taxa máx. de distorção harmónica total | < 3% | < 3% |
| Factor de potência na potência estipulada / factor de deslocamento regulável | 1 / 0,9 sobreexcitado a 0,9 subexcitado | |
| Fases de injeção na rede / fases de ligação | 3 / 3 | 3 / 3 |
| Grau de rendimento⁷ | | |
| Grau de rendimento máx. / grau de rendimento europeu / grau de rendimento CEC | 98,6% / 98,4% / 98,5% | 98,6% / 98,4% / 98,5% |
| Dispositivos de segurança | | |
| Ponto de desconexão no lado de entrada | Interruptor-seccionador/disjuntor motorizado (Optiprotect) | |
| Ponto de desconexão no lado de saída | Disjuntor de CA | |
| Protecção contra sobretensões da CC | Descarregador de sobretensões do tipo I | |
| Protecção contra descargas atmosféricas (conforme a IEC 62305-1) | Classe de protecção contra descargas atmosféricas III | |
| Monitorização da rede | ● | ● |
| Monitorização de defeitos à terra / Monitorização de defeitos à terra por controlo remoto | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Monitorização do isolamento | ○ | ○ |
| Descarregador de sobretensões, alimentação auxiliar | ● | ● |
| Classe de protecção (conforme a IEC 62103) / categoria de sobretensão (conforme a IEC 60664-1) | I / III | I / III |
| Dados Gerais | | |
| Dimensões (L / A / P) | 2562 / 2272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inch) | |
| Peso | 1900 kg / 4200 lb | |
| Intervalo de temperatura operacional | -25°C a +62°C / -13°F a +144°F | |
| Emissões sonoras ⁵ | 60 db(A) | |
| Consumo próprio máx. (operação) / consumo próprio (noite) | 1700 W ⁴ / < 100 W | |
| Tensão de alimentação auxiliar externa | 230 / 400 V (3/N/PE) | |
| Princípio de refrigeração | Opticool | |
| Grau de protecção electrónica / área de ligação (conforme a IEC 60529) | IP54 / IP43 | |
| Grau de protecção (conforme a IEC 60721-3-4) | 4C2, 4S2 | |
| Área de aplicação | Desprotegido ao ar livre | |
| Valor máximo permitido da humidade relativa (sem condensação) | 15% a 95% | |
| Altitude operacional máxima acima do nível médio do mar | 2000 m | |
| Ar fresco necessário (inversor) | 3000 m ³ /h | |
| Equipamento | | |
| Ligação CC | Terminal em anel / borne de gaiola (Optiprotect) | |
| Ligação CA | Terminal em anel | Terminal em anel |
| Visor | Visor táctil HMI | Visor táctil HMI |
| Comunicação/protocolos | Ethemet (fibra óptica opcional), Modbus | |
| Comunicação Sunny String-Monitor | RS485 / não necessário (Optiprotect) | |
| SC Com | ● | ● |
| Cor caixa, porta, base, tecto | RAL 9016 / 9016 / 7005 / 7004 | |
| Garantia: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 anos | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Certificados e homologações (mais a pedido) | EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, conformidade CEM, conformidade CE, BDEW-MSRL / FGW / TR8 ⁸ BZ, Amé 6 du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007 / IEC 1547 ⁸ | |
| ● Equipamento de série ○ Opcional – Não está disponível | | |
| Designação do modelo | SC 720CP-10 | SC 760CP-10 |

TRANSFORMER COMPACT STATION

1000SC / 1250SC / 1600SC / 1800SC

| Technical data | Transformer Compact Station 1000SC | Transformer Compact Station 1250SC |
|---|--|--|
| Medium-voltage side | | |
| Rated power (@ 25 °C) | 1100 kVA | 1375 kVA |
| Nominal AC power (@ 40 °C) | 1000 kVA | 1250 kVA |
| Rated grid voltage ¹ | 22 kV / 33 kV | 22 kV / 33 kV |
| Nominal AC voltage range | 20 kV ... 24 kV, 30 kV ... 36 kV | 20 kV ... 24 kV, 30 kV ... 36 kV |
| Rated power frequency | 50 Hz | 50 Hz |
| Nominal output current | 26.2 A / 17.5 A | 33.1 A / 22.0 A |
| Low-voltage side | | |
| Nominal input voltage | 270 V | 315 V |
| 2.5 % ² | – | – |
| 5.0 % ² | – | – |
| 7.5 % ² | – | – |
| 10.0 % ² | – | – |
| 12.5 % ² | – | – |
| Nominal input current | 2 x 1070 A | 2 x 1155 A |
| Dimensions and weight | | |
| Dimensions (W / H / D) | 4200 / 3020 / 2300 mm (165.4 / 118.9 / 90.6 inch) | 4200 / 3020 / 2300 mm (165.4 / 118.9 / 90.6 inch) |
| Weight ³ | –10.6 t | –11.1 t |
| Features | | |
| Low-voltage switchgear | 2 x LV/HRC switch-disconnector | 2 x LV/HRC switch-disconnector |
| Oil hermetical medium-voltage transformer | Iron core | Iron core |
| Degree of protection and ambient conditions | | |
| Degree of protection (according to SANS 60529) | IP43 | IP43 |
| Application | In unprotected outdoor environments | In unprotected outdoor environments |
| Use in a chemically aggressive environment ⁷ | ● | ● |
| Operating temperature range ⁵ | -5 °C ... +40 °C | -5 °C ... +40 °C |
| Max. permissible value for relative humidity (non-condensing) | 15% ... 98% | 15% ... 98% |
| Max. operating altitude above MSL | 1800 m | 1800 m |
| Options | | |
| Transformer for auxiliary power supply | 6 kVA ⁴ | 6 kVA ⁴ |
| Medium-voltage switchgear ⁶ | RET1 / RET2 / C-C11 / C-C2 | RET1 / RET2 / C-C11 / C-C2 |
| Communit | ○ | ○ |
| Low-voltage switchgear | 2 circuit breakers | 2 circuit breakers |
| Pre-assembled cable set | 7.5 m / 10 m / 15 m | 7.5 m / 10 m / 15 m |
| Transport and Sunny Central CP XT connection | ○ | ○ |
| Certificates and approvals (more available on request) | SANS IEC 62271-202 | SANS IEC 62271-202 |

¹ Additional voltage available: 11 kV

² Adjustable using a tap changer on the transformer

³ Data may vary depending upon medium-voltage level and options

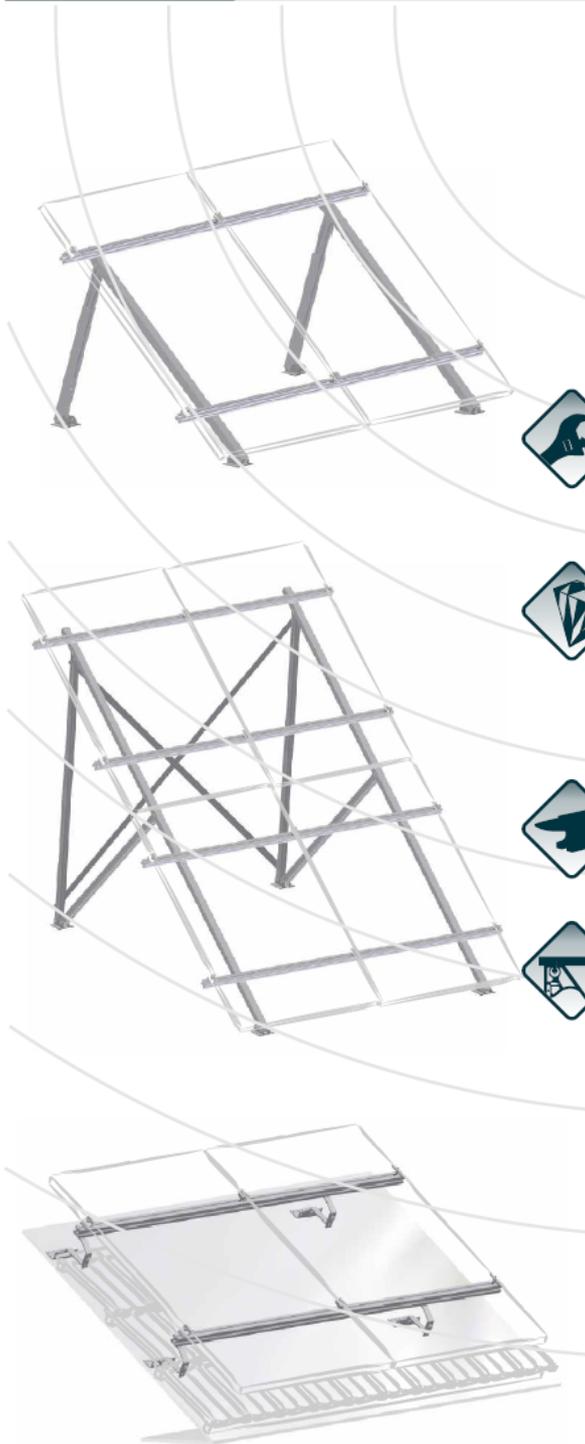
⁴ Additional power classes available on request

⁵ Rated for the following AC performance ratio: Transformer performance = 0,8 ⁴ PV Park performance (fix-mounted PV modules)

⁶ At voltage level 11 kV medium-voltage switchgears RE-T2 and C-C-T2 (with vacuum circuit breaker) are applied

⁷ Example of a chemically aggressive environment: a seaside installation

| Technical data | Transformer Compact Station 1600SC | Transformer Compact Station 1800SC |
|---|--|--|
| Medium-voltage side | | |
| Rated power (@ 25 °C) | 1760 kVA | 1980 kVA |
| Nominal AC power (@ 40 °C) | 1600 kVA | 1800 kVA |
| Rated grid voltage ¹ | 22 kV / 33 kV | 22 kV / 33 kV |
| Nominal AC voltage range | 20 kV ... 24 kV, 30 kV ... 36 kV | 20 kV ... 24 kV, 30 kV ... 36 kV |
| Rated power frequency | 50 Hz | 50 Hz |
| Nominal output current | 42.0 A / 28.0 A | 47.2 A / 31.5 A |
| Low-voltage side | | |
| Nominal input voltage | 360 V | 405 V |
| 2.5 % ² | 351 V | 395 V |
| 5.0 % ² | 342 V | 386 V |
| 7.5 % ² | 333 V | 377 V |
| 10.0 % ² | 324 V | 368 V |
| 12.5 % ² | 315 V | — |
| Nominal input current | 2 x 1283 A | 2 x 1283 A |
| Dimensions and weight | | |
| Dimensions (W / H / D) | 4200 / 3020 / 2300 mm (165.4 / 118.9 / 90.6 inch) | 4200 / 3020 / 2300 mm (165.4 / 118.9 / 90.6 inch) |
| Weight ³ | -12.0t | -12.2t |
| Features | | |
| Low-voltage switchgear | 2 x LV/HRC switch-disconnector | 2 x LV/HRC switch-disconnector |
| Oil hermetical medium-voltage transformer | Iron core | Iron core |
| Degree of protection and ambient conditions | | |
| Degree of protection (according to SANS 60529) | IP43 | IP43 |
| Application | In unprotected outdoor environments | In unprotected outdoor environments |
| Use in a chemically aggressive environment ⁷ | ● | ● |
| Operating temperature range ⁵ | -5 °C ... +40 °C | -5 °C ... +40 °C |
| Max. permissible value for relative humidity (non-condensing) | 15% ... 98% | 15% ... 98% |
| Max. operating altitude above MSL | 1800 m | 1800 m |
| Options | | |
| Transformer for auxiliary power supply | 6 kVA ⁴ | 6 kVA ⁴ |
| Medium-voltage switchgear ⁶ | RE-T1 / RE-T2 / C-C-T1 / C-C-T2 | RE-T1 / RE-T2 / C-C-T1 / C-C-T2 |
| Commut | ○ | ○ |
| Low-voltage switchgear | 2 circuit breakers | 2 circuit breakers |
| Pre-assembled cable set | 7.5 m / 10 m / 15 m | 7.5 m / 10 m / 15 m |
| Transport and Sunny Central CP XT connection | ○ | ○ |
| Certificates and approvals (more available on request) | SANS IEC 62271-202 | SANS IEC 62271-202 |



EXTRUSAL PRO SOLAR propõe-se levar até si todo o "know how", acumulado há mais de 3 décadas na indústria de extrusão de ligas de alumínio, oferecendo-lhe inovadoras estruturas em alumínio para a montagem dos seus painéis ou colectores solares.

A FACILIDADE DE MONTAGEM, a ELEVADA DURABILIDADE, a MAXIMIZAÇÃO DA RESISTÊNCIA e a CAPACIDADE DE PERSONALIZAÇÃO são os quatro vectores essenciais que caracterizam as n/ estruturas em alumínio "triAL 1".



A FACILIDADE DE MONTAGEM, que foi um dos objectivos sempre presente ao longo do n/ processo de desenvolvimento do projecto das n/ estruturas em alumínio, é conseguida através da simplificação das operações de montagem, quer se trate de instalações em telhado inclinado ou em solo plano.



A ELEVADA DURABILIDADE, que é o corolário esperado pelo "know how" acumulado e disponibilizado pela n/ organização, assenta sobretudo no eficaz tratamento de superfície de anodização acetinada com espessura anódica de 20 μ especialmente adequada para ambientes agressivos executada sobre os perfis de alumínio do sistema "triAL 1". Naturalmente que para os componentes de fixação a n/ escolha recaiu sobre materiais produzidos em aço inox.



A MAXIMIZAÇÃO DA RESISTÊNCIA, característica chave do sistema de alumínio "triAL 1", foi conseguida através do "know How", já referido anteriormente, e da escolha especializada das melhores ligas de alumínio para cada tipo de perfil tendo em conta a sua função no sistema.



A CAPACIDADE DE PERSONALIZAÇÃO do sistema de alumínio "triAL 1" da EXTRUSAL PRO SOLAR é um trunfo essencial oferecido por este produto/sistema pois vai oferecer ao Cliente, através de um serviço especializado, a adequação das estruturas em alumínio aos produtos/painéis ou colectores solares do próprio Cliente.

O sistema "triAL1" para estruturas em alumínio da EXTRUSAL PRO SOLAR permite-lhe a adopção, por "outsourcing", das melhores soluções de montagem em alumínio para os seus painéis solares, sejam eles de painéis fotovoltaicos ou colectores solares térmicos e oferece-lhe a oportunidade de melhorar as garantias oferecidas ao seu Cliente.

Confie-nos o seu estudo e responderemos com as melhores soluções de montagem em alumínio para os v/ painéis ou colectores solares.

EXTRUSAL PRO SOLAR

TRIAL 1



Informação Técnica

Caracterização:

- Sistema em alumínio anodizado para instalação de painéis solares fotovoltaicos ou colectores solares térmicos.

Normas

- Regulamento de Segurança e Acções em Estruturas de Edifícios e Pontes (DL 235/83 de 31 de Maio).
 - EN 1991-1 (Eurocódigo 1)
 - EN 1999-1 (Eurocódigo 9)

Tipos de solo:

- Sobre telhado inclinado
 - Sobre solo plano

Resistência à força dinâmica do vento:

Modelo referência: ESO108004 $Q_w = 1183\text{Pa}$ (158 Km/h)^a
 Modelo referência: ESO108005 $Q_w = 2015\text{Pa}$ (206 Km/h)^b
 Modelo referência: ESO108006 $Q_w = 809\text{Pa}$ (131 Km/h)^c

Resistência à carga da neve:

Modelo referência: ESO108004 $Q_s = 1,51\text{ KN/m}^2$
 Modelo referência: ESO108005 $Q_s = 2,58\text{ KN/m}^2$ ^b
 Modelo referência: ESO108006 $Q_s = 1,10\text{ KN/m}^2$ ^c

Ângulo de inclinação:

- Estrutura variável: 30 a 60°
 - Estrutura fixa: 40° (ou outra inclinação convencionada).

Configuração base da estrutura

- Distância máxima entre triângulos de apoio: 1600mm

Elementos de fixação:

- Em aço inox

Perfis de alumínio:

- Liga de alumínio: EN AW 6060 (AlMgSi) segundo as normas EN 573-3:2009 e EN 755-2:2008.

- Tratamento de superfície: Acetinado à cor natural a 20μ de acordo com as Directivas QUALANOD.

- a) 1x9 PVV - 1 Linhas
- b) 2x9 PVH - 2 Linhas
- c) 2x9 PVV - 2 Linhas

Outubro 2010



SUNNY STRING-MONITOR

Insurance for energy yields

Reliability and precision in monitoring systems: the Sunny String-Monitor compares and analyzes individual string currents, which enables you to precisely and reliably monitor your solar energy yields. Thanks to the numerous system variants available, plant design becomes even more flexible. The Sunny String-Monitor can guarantee the highest level of plant safety and protection for modules by immediately disconnecting defect strings. Yet another benefit is the new combination arrester that provides excellent lightning and overvoltage protection. It is ideally suited for wall and base mounting thanks to the robust unisize enclosure. Likewise, it is able to withstand extreme ambient conditions due to the glass-fiber reinforced plastic.

| Technical Data | Sunny String-Monitor 8 | Sunny String-Monitor 16 | Sunny String-Monitor 24 |
|---|---|---|---|
| Input (DC) | | | |
| Max. input voltage | 1,000 V | 1,000 V | 1,000 V |
| Number of measuring channels | 8 | 16 | 24 |
| Max. string current per measuring channel | 25 A | 25 A | 25 A |
| Nominal string fuse current | 6 A, 10 A, 12 A, 15 A, 20 A, 25 A, 30 A | 6 A, 10 A, 12 A, 15 A, 20 A, 25 A, 30 A | 6 A, 10 A, 12 A, 15 A, 20 A, 25 A, 30 A |
| Fuse characteristics | gPV | gPV | gPV |
| Fuse layout | 10 x 38 | 10 x 38 | 10 x 38 |
| Number of string inputs | 8 / 16 / 24 / 32 / 48 | 16 / 32 / 48 | 24 / 48 |
| Number of string fuses | 8 / 16 / 24 / 32 / 48 | 16 / 32 / 48 | 24 / 48 |
| String cable connection | Cable gland / connector | Cable gland / connector | Cable gland / connector |
| Sealing range of the cable gland | 5 mm to 10 mm | 5 mm to 10 mm | 5 mm to 10 mm |
| Plug connector type | Sunclix 6 mm ² / Sunclix 16 mm ² | Sunclix 6 mm ² / Sunclix 16 mm ² | Sunclix 6 mm ² / Sunclix 16 mm ² |
| Output (DC) | | | |
| Max. output voltage | 1,000 V | 1,000 V | 1,000 V |
| Max. output current | 200 A | 280 A | 280 A |
| DC output | Busbar / terminal | Busbar / terminal | Busbar / terminal |
| Terminal type | V-box terminal Al / Cu | V-box terminal Al / Cu | V-box terminal Al / Cu |
| Wire size | 25 mm ² to 400 mm ² | 25 mm ² to 400 mm ² | 25 mm ² to 400 mm ² |
| Connection to busbars | Ring terminal lug M12 | Ring terminal lug M12 | Ring terminal lug M12 |
| Number of DC outputs | 1 / 2 | 1 / 2 | 1 / 2 |
| General Data | | | |
| Degree of protection (according to IEC 60529) | IP54 | IP54 | IP54 |
| Enclosure material | Glass-fiber reinforced plastic | Glass-fiber reinforced plastic | Glass-fiber reinforced plastic |
| Protection class (according to IEC 62103) | II | II | II |
| Wall unit dimensions (W/H/D) | 1,058 mm / 848 mm / 245 mm (41.65 / 33.39 / 9.65 inch) | 1,058 mm / 848 mm / 245 mm (41.65 / 33.39 / 9.65 inch) | 1,058 mm / 848 mm / 245 mm (41.65 / 33.39 / 9.65 inch) |
| Wall unit weight (depends on configuration) | 70 kg / 154.3 lb | 70 kg / 154.3 lb | 70 kg / 154.3 lb |
| Operating temperature range | -25 °C to +50 °C | -25 °C to +50 °C | -25 °C to +50 °C |
| Max. permissible value for relative humidity (condensing) | 0% to 95% | 0% to 95% | 0% to 95% |
| Max. operating altitude above mean sea level | 2,000 m | 2,000 m | 2,000 m |
| Communications | RS485 | RS485 | RS485 |
| Data recording | synchronized via broadcast | synchronized via broadcast | synchronized via broadcast |
| Features | | | |
| Switch-disconnector | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Switch-disconnector with alarm contact | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Switch-disconnector with remote triggering | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Surge arresters | Type 2 / combi (1/2) | Type 2 / combi (1/2) | Type 2 / combi (1/2) |
| Base mounting | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Digital input | Monitoring Surge arrester | Monitoring Surge arrester | Monitoring Surge arrester |

PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Tensão máxima 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC



Para instalações móveis, com condutor de Cobre estanhado de classe 5 e livre de halogéneos, com isolamento e bainha reticuladas. O condutor estanhado melhora a resistividade das conexões (a qual devido ao elevado número de ligações influencia bastante o comportamento da instalação).

EXZHELLENT SOLAR FZZ (frt, zh) / ZZ-F (AS) 1,5 (1,8) kV DC - 0,6/1 kV AC

Condutor: Cobre estanhado de classe 5 (-F)
 Isolação: Composto reticulado livre de halogéneos (Z)
 Bainha exterior: Composto reticulado livre de halogéneos (Z)
 Especificação: TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

| Resistência a temperaturas extremas | Resistência às condições climáticas | Excelente resistência mecânica | Cabos de elevada segurança |
|---|---|----------------------------------|--|
| <p>Máxima no condutor: 120 °C IEC 60216-1 Máxima ambiente: 90 °C Mínima: -40 °C IEC 60811-1-4</p> | <p>Resistência às intempéries</p> <p>Resistência aos raios ultravioletas (UV) UL 1581</p> <p>Resistência ao ozono IEC 60811-2-1</p> <p>Resistência à absorção de água IEC 60811-1-3</p> | <p>Elevada proteção mecânica</p> | <p>Não propagação da chama EN 60332-1</p> <p>Não propagação do incêndio EN 60332-3</p> <p>Isento de Halogéneos EN 50267-2-1</p> <p>Baixa emissão de fumos EN 61034</p> <p>Baixa emissão de gases tóxicos e corrosivos EN 50267-2-2</p> |

| Código ⁽¹⁾ | Secção | Côr ⁽²⁾ | Diâmetro exterior | Peso | Raio de curvatura mínimo | Máx. condutor resistência a 20°C | Intensidade admissível ar livre ⁽³⁾ | Queda tensão DC |
|-----------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-------|--------------------------|----------------------------------|--|-----------------|
| | mm ² | | mm ² | kg/km | mm ² | Ω/km | A | V/A.km |
| 1614106 | 1x1,5 | ■ ■ | 4,3 | 35 | 18 | 13,7 | 30 | 38,17 |
| 1614107 | 1x2,5 | ■ ■ | 5,0 | 50 | 20 | 8,21 | 41 | 22,87 |
| 1614108 | 1x4 | ■ ■ | 5,6 | 65 | 23 | 5,09 | 55 | 14,18 |
| 1614109 | 1x6 ⁽⁴⁾ | ■ ■ | 6,3 | 85 | 26 | 3,39 | 70 | 9,445 |
| 1614110 | 1x10 | ■ ■ | 7,9 | 140 | 32 | 1,95 | 96 | 5,433 |
| 1614111 | 1x16 | ■ ■ | 8,8 | 200 | 35 | 1,24 | 132 | 3,455 |
| 1614112 | 1x25 | ■ ■ | 10,5 | 295 | 42 | 0,795 | 176 | 2,215 |
| 1614113 | 1x35 | ■ ■ | 11,8 | 395 | 47 | 0,565 | 218 | 1,574 |

Disponível até 1x300

(1) *** (Côr da bainha): NGP - preto; RJP - vermelho

(2) Disponível também com bainha exterior na côr azul ■

(3) Ao ar a 40 °C de acordo com TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

(4) Disponível em rolos de 100m.

PARQUES SOLARES

Tensão máxima 1,8 kV DC - 0.6/1 kV AC



A MELHOR PROTECÇÃO MECÂNICA DURANTE A COLOCAÇÃO, INSTALAÇÃO E SERVIÇO

EXZHELLENT SOLAR FXZ13AZ1 (frt, zh) / XZ1FA3Z-K (AS) 1,5 (1,8) kV DC - 0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre de classe 5 (-K)
 Isolação: Polietileno reticulado (X)
 Bainha interior: Poliolefina livre de halogénios (Z1)
 Armadura: Alumínio corrugado (FA3)
 Bainha exterior: Poliolefina reticulada cor preta livre de halogénios (Z)
 Especificação: AENOR EA 0038

Para instalações fixas, com condutor de Cobre de classe 5, com isolação de polietileno reticulado, bainha interior zero halogéneo poliolefínica, armadura de Alumínio corrugado (FA3) e bainha exterior de poliolefina reticulada (Z).

| Resistência a temperaturas variáveis | Resistência às condições climáticas | Excelente resistência mecânica | Cabos de elevada segurança |
|--|---|---|--|
| <p>Máxima: 90 °C Mínima: -40 °C IEC 60811-1-4</p> | <p>Resistência às Intempéries</p> <p>Resistência aos raios ultravioletas (UV) UL 1581</p> <p>Resistência ao ozono IEC 60811-2-1</p> <p>Resistência à absorção de água IEC 60811-1-3</p> | <p>Proteção anti-roedores</p> <p>Elevada protecção mecânica</p> | <p>Não propagação da chama EN 60332-1</p> <p>Não propagação do incêndio EN 60332-3</p> <p>Isento de Halogénios EN 50267-2-1</p> <p>Baixa emissão de fumos EN 61034</p> <p>Baixa emissão de gases tóxicos e corrosivos EN 50267-2-2</p> |

| Código ⁽¹⁾ | Secção | Diâmetro exterior | Peso | Raio de curvatura mínimo | Intensidade admissível ar livre ⁽²⁾ | Intensidade admissível enterrado ⁽³⁾ | Queda tensão DC |
|-----------------------|-----------------|-------------------|-------|--------------------------|--|---|-----------------|
| | mm ² | mm ² | kg/km | mm ² | A | A | V/A.km |
| 1618110 ●●● | 1x10 | 12,0 | 230 | 120 | 80 | 77 | 4,87 |
| 1618111 ●●● | 1x16 | 13,0 | 290 | 130 | 107 | 100 | 3,09 |
| 1618112 ●●● | 1x25 | 14,8 | 405 | 150 | 140 | 128 | 1,99 |
| 1618113 ●●● | 1x35 | 15,9 | 510 | 160 | 174 | 154 | 1,41 |
| 1618114 ●●● | 1x50 | 17,5 | 665 | 175 | 210 | 183 | 0,984 |
| 1618115 ●●● | 1x70 | 19,8 | 895 | 200 | 269 | 224 | 0,694 |
| 1618116 ●●● | 1x95 | 21,6 | 1.125 | 220 | 327 | 265 | 0,525 |
| 1618117 ●●● | 1x120 | 23,6 | 1.390 | 240 | 380 | 302 | 0,411 |
| 1618118 ●●● | 1x150 | 25,6 | 1.695 | 260 | 438 | 342 | 0,329 |
| 1618119 ●●● | 1x185 | 27,5 | 2.010 | 275 | 500 | 383 | 0,270 |
| 1618120 ●●● | 1x240 | 30,8 | 2.615 | 310 | 590 | 442 | 0,204 |
| 1618121 ●●● | 1x300 | 34,4 | 3.245 | 345 | 659 | 500 | 0,163 |

(1) ●●● (Côr da bainha): NGP - preto; RJP - vermelho

(2) Ao ar a 40 °C de acordo com IEC 60364-5-52 Tabela A.52-1 Método F, 2 condutores energizados

(3) Enterrado a 25 °C, 0,7 m profundidade, 1,5 km/W de acordo com IEC 60364-5-52 Tabela A.52-2 Método D