



isec
Engenharia

**MESTRADO EM ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA**

**PROPOSTA DE MELHORIA NO SETOR
ELÉTRICO DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE**

Autor

Abdulay da Graça Ananias de Carvalho

OrientadorOrientador

Doutor Carlos Manuel Borralho Machado Ferreira

Coimbra, julho de 2021

INSTITUTO
POLITÉCNICO DE COIMBRA

INSTITUTO SUPERIOR
DE ENGENHARIA
DE COIMBRA



isec
Engenharia

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA

**PROPOSTA DE MELHORIA NO SETOR ELÉTRICO
DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE**

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia
Eletrotécnica

Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de
Energia

Autor

Abdulay da Graça Ananias de Carvalho

OrientadorOrientador

Doutor Carlos Manuel Borralho Machado Ferreira

INSTITUTO
POLITÉCNICO DE COIMBRA

INSTITUTO SUPERIOR
DE ENGENHARIA
DE COIMBRA

Coimbra, julho de 2021

AGRADECIMENTOS

O término deste percurso académico está enquadrado num projeto de formação pessoal. Contudo, ao longo deste percurso foram várias as pessoas que contribuíram para este culminar positivo às quais gostaria de expressar o meu mais profundo agradecimento.

Um agradecimento muito especial aos meus familiares e amigos que acompanharam esta caminhada e deram-me suporte e incentivo para sempre avançar, sem eles seria impossível este culminar.

Um agradecimento a esta instituição que me acolheu num projeto que se iniciou no CET em Energia e Automação e que agora culmina com o Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, aos professores em geral.

A todos, o meu muito obrigado!

RESUMO

O setor elétrico em São Tomé e Príncipe tem vivenciado frequentes crises nos mais diversos níveis. Desta forma, pretende-se com este trabalho de mestrado dar um contributo para a melhoria do setor elétrico santomense.

Para atingir este objetivo, pretende-se analisar o setor elétrico a busca de oportunidade de melhoria.

No que diz respeito a caracterização do setor elétrico santomense, esta centrou-se na análise do estado passado e presente do setor no domínio da produção, transporte, distribuição bem como da comercialização de energia elétrica. Nesta análise, verificou-se diversas necessidades de melhorias, nomeadamente, na utilização de centrais electroprodutoras pouco eficientes, pouca contribuição das energias renováveis, embora a taxa de eletrificação esteja na ordem dos 90%. Verificou-se, igualmente, a necessidade de modernização da rede, para responder mais rapidamente aos defeitos do sistema, a necessidade de adaptar o regulamento da qualidade de serviço à realidade santomense, bem como a necessidade de a fatura elétrica refletir os custos associados à produção de energia e a disponibilização deste bem aos consumidores finais.

Da análise feita, a produção de energia é identificada como sendo fator mais crítico. Desta forma, são apresentadas algumas possíveis soluções para a melhoria da matriz electroprodutora através de inclusão das energias renováveis, particularmente eólica e fotovoltaica. Neste sentido, a proposta de melhoria do setor apresentada consiste no reforço da matriz electroprodutora centrada nos recursos renováveis.

Atualmente o tarifário aplicado em São Tomé e Príncipe é de 0.22€/kWh. De acordo com a simulação feita para implementação da energia solar fotovoltaica na ilha do Príncipe, o custo de kWh rondaria os 0.09€.

Assumindo que a tarifa aplicada atualmente em São Tomé e Príncipe é inferior ao custo de produção, este resultado reforça a necessidade de diversificar a matriz electroprodutora.

Palavras-Chave: Energias Renováveis, Produção, Transporte e Distribuição, Comercialização, Normalização

ABSTRACT

The electricity sector in São Tomé and Príncipe has experienced crises at the most diverse levels. In this way, the aim of this master's work is to contribute to the improvement of the São Tomé electricity sector.

To achieve this goal, it is intended to analyse the electricity sector in search of opportunities for improvement.

About the characterization of the Santomean electricity sector, this focused on the analysis of the past and present state of the sector in the domain of production, transport, distribution, as well as the sale of electricity. In this analysis, there were several needs for improvement, namely, in the use of inefficient power plants, little contribution from renewable energies, although the electrification rate is in the order of 90%. It was also verified the need to modernize the network, to respond more quickly to system defects, the need to adapt the quality-of-service regulation to the reality of São Tomé, as well as the need for the electric bill to reflect the costs associated with energy production and making this good available to final consumers.

From the analysis carried out, energy production is identified as being the most critical factor. In this way, possible solutions are options for the improvement of the electro-production matrix through the inclusion of renewable energies, particularly wind and photovoltaic. In this sense, a proposal for improvement in the sector presented consists of strengthening the electro-production matrix centred on renewable resources.

Currently, the tariff paid in São Tomé and Príncipe is €0.22 / kWh. According to the simulation made for the implementation of photovoltaic solar energy on the island of Príncipe, the kWh cost would be around 0.09 €.

If the tariff currently applied in São Tomé and Príncipe is lower than the cost of production, this result reinforces the need to diversify the electro-production matrix.

Palavras-Chave: Renewable Energies, Production, Transport and Distribution, Commercialization, Standardization

“Quando nas nossas casas, é comutado o interruptor de uma lâmpada ou é utilizado qualquer outro eletrodoméstico, é provável que não se faça associação ao longo e complexo processo que nos permite usufruir, com toda a facilidade e simplicidade, do bem eletricidade”.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO.....	III
ABSTRACT.....	V
ÍNDICE	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE TABELAS.....	ix
SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS.....	x
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. MOTIVAÇÃO.....	1
1.2. OBJETIVO	2
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	2
2. REPÚBLICA DEMOCRÁTICA DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE – CARACTERIZAÇÃO.....	3
2.1.1. GEOGRAFIA E CLIMA DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE	4
2.1.2. CARATERÍSTICAS SOCIOECONÓMICAS	7
3. SETOR ELÉTRICO DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE	13
3.1. CARATERIZAÇÃO GERAL	13
3.1.1. ENQUADRAMENTO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO	14
3.1.2. NORMALIZAÇÃO	24
3.1.3. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	26
3.1.4. TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO.....	33
3.1.5. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	37
3.2. DESAFIOS DO SETOR ELÉTRICO DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE	39
3.2.1. NORMALIZAÇÃO	39
3.2.2. PRODUÇÃO DE ENERGIA.....	40
3.2.3. TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO.....	40

3.2.4.	COMERCIALIZAÇÃO.....	40
4.	OPORTUNIDADES DE MELHORIAS DO SETOR ELÉTRICO DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE.....	41
4.1.	PRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL - CONCEITOS	41
4.1.1.	PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA	41
4.1.2.	INFLUÊNCIA DA PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA NA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO.....	42
4.1.3.	SISTEMAS DE MONITORIZAÇÃO E CONTROLO	43
4.2.	ALTERNATIVAS RENOVÁVEIS PARA SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE	45
4.2.1.	ENERGIA EÓLICA.....	45
4.2.2.	ENERGIA FOTOVOLTAICA	55
4.3.	IMPORTÂNCIA DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE.....	64
5.	CASO DE ESTUDO	65
5.1.	OBJETIVO	65
5.2.	DIMENSIONAMENTO - PVSYST	66
5.2.1.	SISTEMA A IMPLEMENTAR	66
5.2.2.	LOCAL DE ESTUDO	67
5.2.3.	ORIENTAÇÃO DOS PAINÉIS SOLARES.....	70
5.2.4.	ESCOLHA DO PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO	71
5.2.5.	SELEÇÃO DO INVERSOR.....	72
5.2.6.	CONFIGURAÇÕES.....	74
5.2.7.	SIMULAÇÃO	79
6.	CONCLUSÃO	83
6.1.	CONCLUSÃO	83
6.1.1.	TRABALHO FUTURO	84
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	85
	ANEXO A – DATASHEET LG330N1C-A5	88
	ANEXO B - INVERSOR ABB PVS800-57-0100KW-A	90

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Divisão territorial das Ilhas de São Tomé e Príncipe por distritos para fins políticos e administrativos (Pinterest, s.d.)	3
Figura 2 - Caracterização das Ilhas de São Tomé e Príncipe (ALER, 2020)	4
Figura 3 - Precipitação e temperaturas observadas no Arquipélago de São Tomé e Príncipe (MINISTERIO DAS OBRAS PUBLICAS, 2019)	6
Figura 4 - Taxa de variação anual do PIB (%) (Lusa, 2019)	9
Figura 5 - Cadeia de valor do setor elétrico de São Tomé e Príncipe	13
Figura 6 - Organograma da DGRNE (DGRNE, 2021)	16
Figura 7 - Organograma da AGER (AGER, 2020)	18
Figura 8 - Estrutura de DGA (DGA, 2020)	22
Figura 9 - Qualidade de Serviço do setor elétrico	26
Figura 10 - Evolução da produção hidroelétrica (Maquengo, 2019)	28
Figura 11 - Comparação entre a evolução da produção hidroelétrica com a produção térmica (Maquengo, 2019)	28
Figura 12 - Evolução da produção de energia (Maquengo, 2019)	29
Figura 13 - Comparação entre a produção e o consumo (ALER, 2020)	29
Figura 14 - Taxa de eletrificação em STP (ALER, 2020)	34
Figura 15 - Rede de 6 kV em São Tomé e Príncipe (Ponte)	35
Figura 16 - Rede de 30 kV em São Tomé (Ponte)	35
Figura 17 - Global da rede de 6 kV e de 30 kV em São Tomé (Ponte)	36
Figura 18 - Rede de 6 kV na ilha do Príncipe (Ponte)	36
Figura 19 - Postos de transformação a verde representam postos conectados a rede de 30 kV, e a vermelho rede de 6 Kv (Ponte)	37
Figura 20 - Perfil entre uma produção centralizada (1) e descentralizada (2) (J. P. S. Paiva, 2015)	43
Figura 21 - Smart-Grids (Energy Efficiency Magazine, s.d.)	44
Figura 22- Cata-vento Holandês (Viagens e Turismo na cidade das Flores, s.d.)	46
Figura 23 - Curva de potência da turbina eólica (A. O., 2017)	47
Figura 24 - Exemplificação do limite de Betz (Minho, s.d.)	48
Figura 25 - Constituição de uma turbina eólica (J. P. S. Paiva, 2015)	49
Figura 26 - Rotor (offshore wind, 12)	50
Figura 27 - Cabina ou Nacelle (offshore wind, 12)	51
Figura 28 - Torre tubular (windpowermonthly, 27)	51
Figura 29 - Fundação eólica marítima (Helen Bailey, 2014)	52

Figura 30 - Distribuição dos custos da instalação de uma turbina eólica offshore (Pipeline, 2014)	54
Figura 31 - Estimativa do custo de uma central eólica offshore até 2022 (Pipeline, 2014)	54
Figura 32 - Comportamento da radiação solar (Generg, 2020)	56
Figura 33 - Pannel monocristalino (Solar, s.d.)	57
Figura 34 - Pannel policristalino (Solar, s.d.)	58
Figura 35 - Painéis de película fina (Solar, s.d.)	58
Figura 36 – Constituição de um Sistema fotovoltaico (Generg, 2020)	59
Figura 37 - Ângulo de incidência	61
Figura 38 – Exemplo tipo de um Diagrama de incidência solar em São Tomé e Príncipe (PVSyst)	62
Figura 39 – Definição do tipo de sistema	67
Figura 40 - Ilha do Príncipe	67
Figura 41 - Potencial para produção fotovoltaica em São Tomé e Príncipe (Global Solar Atlas, 2021)	67
Figura 42 - Irradiação horizontal global e direta global (Global Solar Atlas, 2021)	68
Figura 43 - Seleção da localização do parque e carregamento dos dados meteorológicos	69
Figura 44 - Definição do ângulo de inclinação dos painéis	70
Figura 45 - Módulo solar fotovoltaico LG330N1C-A5 de 330Wp e 28V	71
Figura 46 – Inserção do módulo fotovoltaico na Aplicação PVSyst	72
Figura 47 - Inversor escolhido (Manualslib, s.d.)	73
Figura 48 - Características do módulo inversor	74
Figura 49 - Configuração de um sistema com dois inversores	77
Figura 50 - Configurações do sistema em estudo	78
Figura 51 - Ponto de máxima potência do sistema em estudo	78
Figura 52 - Resultado da simulação	79
Figura 53 – Gráficos referentes a energia incidente no sistema e sua conversão em energia elétrica bem como o rendimento mensal do sistema	79
Figura 54 - Diagrama de perdas	80
Figura 55 - Configuração dos encargos	81
Figura 56 - Análise financeira do projeto	82
Figura 57 – Emissões de CO2 evitados durante a vida útil do sistema	82

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Enquadramento institucional do setor elétrico de São Tomé e Príncipe.....	14
Tabela 2 - Estrutura do mercado energético de São Tomé e Príncipe	24
Tabela 3 - Evolução do sistema Electroprodutor de São Tomé e Príncipe.....	27
Tabela 4 - Centrais interligadas a rede de transporte e distribuição de São Tomé.....	30
Tabela 5 - Centrais Isoladas interligada a rede de transporte e distribuição da Região Autónoma do Príncipe.....	31
Tabela 6 - Centrais Isoladas pertencente às Roças.....	31
Tabela 7 - Central privada interligada ao sistema electroprodutor de São Tomé e Príncipe	32
Tabela 8 - Potencia instalada, disponível e requerida em São Tomé e Príncipe.....	32
Tabela 9 - Tarifas elétricas aplicadas em São Tomé e Príncipe.....	38
Tabela 10 - Importação de Gasóleo/lubrificante usado para produção de eletricidade em centrais térmicas (Aler, 2018).....	45
Tabela 11 - Comparação de custos de instalação de duas tecnologias (onshore e offshore) (Pipeline, 2014)	53
Tabela 12 - Parâmetros elétricos para dimensionamento da cablagem.....	63
Tabela 13 - Irradiação média anual obtido no PVSyst para o ponto de instalação escolhida	69
Tabela 14 - Principais características do módulo selecionado.....	71
Tabela 15 - Características do Inversor selecionado.....	73

SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

STP - São Tomé e Príncipe;

ZEE - Zona Económica Exclusiva;

MARAPA - Mar Ambiente e a Pesca;

PALOP - Países de Língua Oficial Portuguesa;

CPLP - Comunidade de Países de Língua Portuguesa;

MOPIRNA - Ministério das Infra-Estruturas, Recursos Naturais e Ambiente;

DGRNE - Direção Geral dos Recursos Naturais e Energia;

AGER - Autoridade Geral de Regulação;

RAP - Região Autónoma do Príncipe;

EMAE - Empresa Nacional de Água e Eletricidade;

ANP - Agência Nacional do Petróleo;

DGA - Direção Geral do Ambiente;

AFAP - Agência Fiduciária de Administração de Projetos do Estado;

PNES - Plataforma Nacional de Energia Sustentável;

RJSE - Regulamento Jurídico do Setor Elétrico;

ONG - Organização Não Governamental;

BM - Banco Mundial;

EPA - Estatuto Político-Administrativo;

RQS - Regulamento da Qualidade de Serviço;

QS - Qualidade de Serviço;

CS - Continuidade de Serviço;

QEE - Qualidade de Energia Elétrica;

AT - Alta Tensão;

MT - Média Tensão;

BT - Baixa Tensão;

SEN - Sistema Elétrico Nacional;

BAD - Banco Africano para o Desenvolvimento;

SEP - Sistema Elétrico de Potência;

SCADA - Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados;

CAPEX - *Capital Expenditures*;

TLP - *Tension Leg Platform*;

DC - *Direct Current*;

AC - *Altern Current*;

TIR - Taxa Interna de Rentabilidade;

ROI - *Return of Investment*;

LCOE - *Levelized Cost of Energy*;

PeD – Ponto de Entrega;

END – Energia Não Distribuída;

MAIFI - Número Médio de Interrupções Momentâneas;

SAIDI - Duração Médio de Interrupções;

SAIFI - Número Médio de Interrupções;

TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada;

1. INTRODUÇÃO

Esta dissertação cujo tema, proposta de melhoria no setor elétrico de São Tomé e Príncipe, está a ser desenvolvida no âmbito de obtenção do grau de mestre em Engenharia Eletrotécnica no ramo de Automação e Comunicação em Sistemas de Energia, pelo Instituto Superior de Engenharia de Coimbra no ano letivo 2020/2021.

1.1. MOTIVAÇÃO

O setor elétrico de São Tomé e Príncipe tem vivenciado crises energéticas e cada vez mais frequentes e gravosas, tornando-se alvo de constantes reclamações por parte dos utilizadores finais.

Como causa destas crises, são apontados, défices na utilização de sistemas mais eficientes e modernos para a produção, o transporte, a distribuição de energia, afetando a disponibilidade e fiabilidade do sistema.

São Tomé e Príncipe é um país insular em desenvolvimento inserido na lista de países mais pobre e mais pequeno do mundo, como tal, o bom desempenho deste setor constitui um fator vital para a diversificação económica, com impacto positivo para a sociedade local. (Minuto, 2018) (Notícias, 2018)

O setor elétrico representa um dos setores primário e estratégicos que deve estar inserido no plano de desenvolvimento de qualquer política de desenvolvimento, garantindo o acesso ilimitado a este recurso e de forma sustentável. O acesso limitado a este recurso impõe um desafio acrescido ao desenvolvimento do país, nomeadamente na atração de investimentos, podendo levar a perdas económicas significativas.

Como resultados das demandas associadas aos conceitos da descarbonização e a sustentabilidade do planeta, é urgente a mudança comportamental referente a utilização de sistemas mais eficientes para a produção de eletricidade. Segundo a Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA), o processo de descarbonização exige uma mudança global nos investimentos, migrando estes investimentos das energias fósseis (convencionais) para as energias renováveis (não convencionais) e para tecnologias de controlo mais eficientes. (IRENA, 2019)

Neste contexto a produção de energia elétrica através de fontes renováveis tem assumido um papel fundamental como solução viável para aplicação em ilhas, permitindo a redução na dependência dos combustíveis fósseis, a redução dos custos de produção e consequentemente a redução do energético.

1.2. OBJETIVO

Com este trabalho pretende-se analisar o setor elétrico de São Tomé e Príncipe, nomeadamente, a caracterização do setor clarificando os desafios enfrentados quanto a qualidade de energia elétrica, bem como, identificar oportunidades de melhoria no referido setor.

De modo a alcançar o objetivo geral acima enunciado, propõe-se, ainda, atingir os seguintes objetivos específicos:

- Identificar instituições com intervenção no setor elétrico em São Tomé e Príncipe;
- Explorar o contexto normativo do setor;
- Analisar o estado atual do setor no domínio da produção, distribuição e comercialização;
- Identificar os desafios e apresentar proposta de melhoria para o setor elétrico.

1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em seis capítulos. O capítulo um, são apresentados os objetivos do trabalho, bem como a motivação por detrás do tema.

O capítulo dois, é feito uma breve introdução às ilhas de São Tomé e Príncipe no contexto socioeconómico, histórico e cultural.

O capítulo três, está centrado na caracterização do setor elétrico de São Tomé e Príncipe, abordando os desafios do setor nas diversas vertentes, nomeadamente, a produção, o transporte, distribuição e a comercialização.

O capítulo quatro, após a caracterização e identificação dos pontos de melhorias, procura-se explorar as oportunidades de melhoria do setor elétrico nas vertentes das energias renováveis, nomeadamente energia eólica e fotovoltaica, tendo em conta o potencial das ilhas de São Tomé e Príncipe nesse domínio.

Nos dois últimos capítulos é feito a apresentação de um estudo de caso baseado no dimensionamento de parque solar na ilha do Príncipe, para reforço do sistema electroprodutor existente. E por último, é apresentado uma pequena conclusão do trabalho.

2. REPÚBLICA DEMOCRÁTICA DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE – CARACTERIZAÇÃO

A República Democrática de São Tomé e Príncipe é um arquipélago constituído por duas ilhas principais situadas no Golfo da Guiné, afastada 380 km da costa ocidental de África (latitude 00° 04'N tem 010 41'N de longitude 06° 25'E a 07° 28'E). Estas ilhas ocupam uma extensão de 1001 km² e a distância entre as duas ilhas ronda os 150 km.

Segundo a legislação denominada “Lei da Divisão Administrativa” de 21 de novembro de 1980, que define a organização territorial do país, com fins políticos e administrativos, o país está subdividido em sete distritos: (Água Grande, Cantagalo, Caué, Lembá, Lobata, Mé-Zochi, Pague). Seis destes distritos está localizado na ilha de São Tomé e um está localizado na Príncipe como órgãos administrativos próprios (Câmaras Distritais). A ilha do Príncipe, atualmente, possui um estatuto de Região Autónoma. Cada distrito subdivide-se em aglomerações, cidades e vilas e estas em localidades. (Comunidades, s.d.)

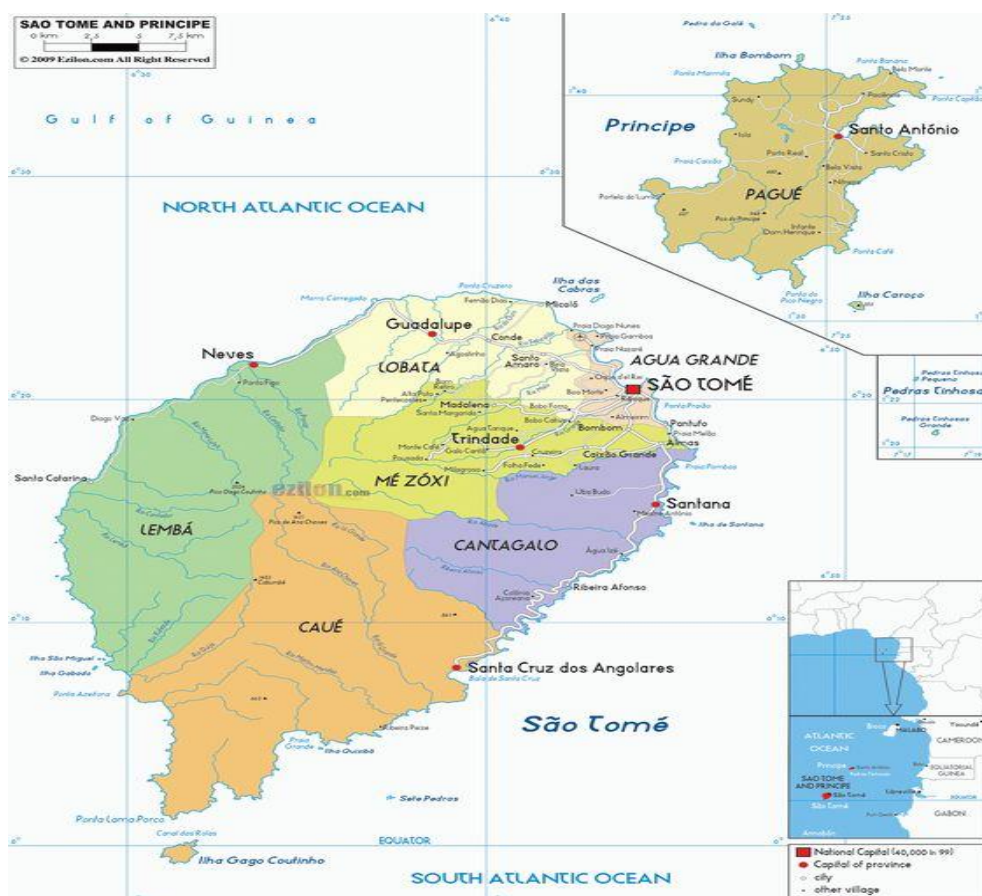


Figura 1 - Divisão territorial das Ilhas de São Tomé e Príncipe por distritos para fins políticos e administrativos (Pinterest, s.d.)

2.1.1. GEOGRAFIA E CLIMA DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE

As ilhas de São Tomé e Príncipe estão na continuação da linha vulcânica dos Camarões da África continental. Uma das cadeias de ilhas estende-se desde o Monte Camarões, no continente, até ao mar, no sentido sudoeste e até Bioko, passando pela ilha de Príncipe, São Tomé e Ano-Bom. São Tomé e Príncipe são ilhas oceânicas formadas por vulcões que se ergueram abruptamente desde o fundo do mar e rodeados por mares profundos. As ilhas foram formadas de meados ao final do período terciário.



Figura 2 - Caracterização das Ilhas de São Tomé e Príncipe (ALER, 2020)

A zona económica exclusiva do país faz fronteira com a Guiné Equatorial e o Gabão. No Noroeste, ela se sobrepõe à da Nigéria.

As ilhas são íngremes, com uma zona de planície limitada. No Sul e no Oeste existem altas montanhas de origem vulcânica, enquanto a paisagem se achata no extremo Norte. As montanhas estão fortemente erodidas. O solo, com basalto e fonólito, é relativamente fértil. O Pico Cão Grande é um grande pico vulcânico, ao sul de São Tomé. Ele eleva-se por mais de 300m acima do terreno circundante e o cume é a 663m acima do nível do mar. (Wikipédia, s.d.)

A ilha de São Tomé tem 50km de comprimento e 30km de largura, sendo a mais montanhosa das duas ilhas principais do arquipélago. Os seus picos atingem 2.024m denominando-se por Pico de São Tomé. A ilha de Príncipe tem cerca de 30km de comprimento

e 6km de largura, os seus picos atingem 948m conhecendo-se por Pico de Príncipe. O Equador fica imediatamente a sul da ilha de São Tomé, passando sobre o ilhéu das Rolas.

2.1.1.1. CLIMA

Todo o arquipélago de São Tomé e Príncipe está inserido na depressão tectónica da linha vulcânica dos Camarões. Com origem vulcânica, e devido a sua localização, São Tomé e Príncipe tem um clima equatorial, quente e húmido, com temperaturas médias anuais que variam entre os 22° C e os 31° C. É um país com uma multiplicidade de microclimas, definidos, principalmente, em função da pluviosidade, da temperatura e da localização. A temperatura varia em função da altitude e do relevo.

Do ponto de vista da pluviometria existem quatro principais estações do ano em São Tomé e Príncipe, nomeadamente:

- A “Gravana”: grande estação seca que dura de meados do mês de junho a meados de setembro. Durante esta estação, as precipitações são muito diminutas e o caudal dos cursos de água atinge o seu mínimo anual (estiagem).
- Uma estação de chuvas, que vai de meados de setembro a fim de dezembro, caracterizada por violentos temporais, que dão origem a cheias muito fortes e rápidas.
- Uma pequena estação seca, “Gravanita”, entre janeiro e fevereiro, nitidamente menos intensa que a Gravana propriamente dita. O caudal dos cursos de água diminui lentamente sem, no entanto, atingir os níveis mais baixos observados na Gravana.
- A segunda estação de chuvas, de março a meados de junho, caracterizada por violentas tempestades originando cheias extremamente fortes e rápidas.

Durante as estações das chuvas, o mar chega a atingir temperaturas na ordem dos 28° C.

Durante a grande Gravana e a pequena Gravanita, quando o tempo é mais seco, de menor pluviosidade, menos calor e humidade, a temperatura do mar desce significativamente, mantendo-se na ordem dos 24°C, consideravelmente agradáveis.

Deve-se destacar que a quantidade das precipitações aumenta substancialmente com a altitude. As massas de ar oceânico húmido que se esbatem contra as montanhas elevam-se na altitude, arrefecem, e causam fortes chuvas. Desta forma, quanto mais alto, mais chuvoso. A influência dos ventos dominantes é também muito marcante. As precipitações são mais fortes nas encostas Sul e Oeste tanto na ilha de São Tomé como na do Príncipe (3,000 a 5,000 e até 7,000 mm/ano) e apresentam-se menos elevadas nas encostas Norte e Leste (1,000 a 2,000 m/ano).

São escassos os dados históricos fiáveis sobre hidrometeorologia no país, mas estudos sobre o regime e oscilação inter-anual das chuvas nas ilhas de São Tomé e Príncipe comprovam a sua enorme regularidade, o que se deve à sua localização na proximidade imediata do Equador. De um ano para o outro, o nível e o regime das chuvas são relativamente estáveis.

Dados existentes comprovam que a Gravana ocorre sempre entre os meses de junho e setembro, nos outros meses as chuvas são intensas.

A sua orografia montanhosa proporciona vários microclimas. A Figura 3 mostra os detalhes de precipitação e temperaturas observadas no Arquipélago de São Tomé e Príncipe ao longo de um ano.

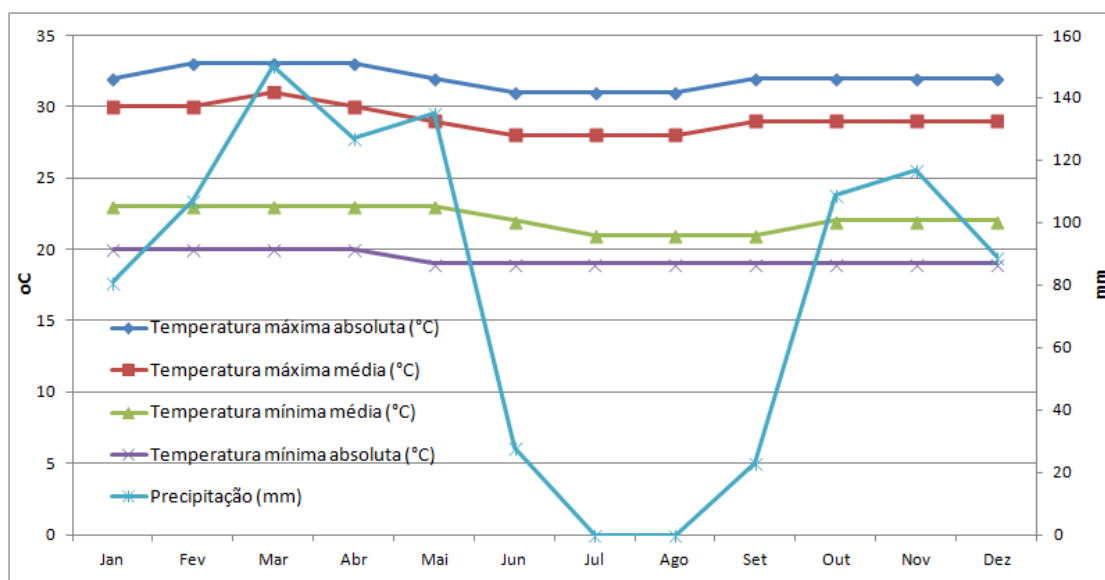


Figura 3 - Precipitação e temperaturas observadas no Arquipélago de São Tomé e Príncipe (MINISTERIO DAS OBRAS PUBLICAS, 2019)

2.1.1.2. HIDROLOGIA

As condições climáticas das ilhas de São Tomé e Príncipe caracterizam os seus recursos hídricos por excelentes, embora indevidamente aproveitados.

O regime dos cursos de água é irregular, o que está relacionado com a distribuição das chuvas conforme as zonas e as estações do ano. Os cursos de água, no país, recebem na sua superfície total cerca de 2,1 milhões de m³ de água, o equivalente a cerca de 10,000 m³ anuais/habitante.

A quantidade de água disponível por habitante é relativamente superior quando comparada com as outras regiões do mundo, principalmente no que diz respeito à África Subsaariana. As águas que são controladas pelo caprichoso relevo das ilhas, em especial em S. Tomé e no Pico do mesmo nome, formam, por vezes, belíssimas cascatas de pitoresco admirável. Muitos rios e ribeiras que correm nas ilhas são designados de “águas” pelos habitantes. Tal é o caso de Água Grande, Água-Izé, Água Abade e outras.

A rede hidrográfica de S. Tomé e Príncipe é formada por mais de 50 cursos de água com comprimento compreendido entre 5 e 27km.

Mais de 60% do caudal destes rios encontra-se localizado na parte sudoeste da ilha de São Tomé e quase todos os rios de São Tomé nascem no interior do Parque Nacional Obô.

Os principais cursos de água que se encontram em São Tomé são:

- O Rio Iô Grande, cuja nascente se localiza no monte Calvário, distrito de Caué, indo desaguar na praia, com um percurso de 24 km.;
- O Rio Abade, também, com origem no monte Calvário, com um percurso de 22km, alberga uma cascata que oferece boas possibilidades para a produção de energia elétrica;
- O Rio Manuel Jorge, que nasce na lagoa Amélia com um percurso de 21 km vai desaguar na localidade de Praia Melão;
- O Rio do Ouro, com origem na lagoa Amélia, que devido aos desníveis que encontra durante o seu curso de 19km, despenha-se em várias cascatas de que merece especial menção a da Boa Esperança;
- O Rio Água Grande, que, pelo seu caudal, é dos mais importantes cursos de água do país.
- O Rio Contador. (MINISTERIO DAS OBRAS PUBLICAS, 2019)

2.1.2. CARATERÍSTICAS SOCIOECONÓMICAS

As ilhas de São Tomé e Príncipe estiveram desabitadas até 1470, quando os navegadores portugueses João de Santarém e Pedro Escobar chegaram as ilhas. A partir do século XV e até à sua independência em 12 de julho de 1975, São Tomé e Príncipe foi colónia portuguesa.

Dos traços marcantes das histórias de São Tomé e Príncipe destacam a cultura da cana-de-açúcar e do cacau introduzidas nas ilhas o que esteve associado à importação de escravos africanos para o arquipélago. Consta que o declínio dos negócios do açúcar devido à concorrência com o Brasil tornou as ilhas em meros entrepostos de escravos e a economia foi dominada pelo cacau e as suas emblemáticas roças que perduraram até à independência em 1975.

Presentemente, um pouco acima de 95% da população do arquipélago de São Tomé e Príncipe vive na ilha de São Tomé, o que deixa apenas menos de 5% a viver na ilha do Príncipe. São Tomé é a principal área de concentração de atividades humanas, com todas as consequências benéficas e menos benéficas que disso advêm.

A densidade populacional do arquipélago é acima de 156 habitantes por km², sendo relativamente elevada quando comparada com os padrões da África Subsaariana.

O grau de urbanização da população é relativamente elevado situando-se em cerca de 65%. Isto traduz-se em concentrações de populações em pequenas áreas urbanas e sobretudo assentados na horizontal. Existem poucos edifícios em altura em São Tomé, à exceção, talvez, da cidade São Tomé, que junta pouco mais de 71,000 habitantes. A migração das zonas rurais foi fortemente fomentada pela desarticulação da indústria do cacau logo após a independência.

A população cresce a uma taxa de cerca de 1.84%, o que é relativamente baixo quando comparado com o resto de África. A crescente urbanização significa, entre outros, maiores necessidades de transporte, energia e pressão sobre os recursos naturais.

O uso de combustível lenhoso da madeira para energia e para a habitação são notáveis, o que representa uma significativa ameaça à sustentabilidade das florestas.

O acesso a água potável é de cerca de 90%. Nas áreas urbanas esse número sobe para perto dos 99%, o que é igualmente de nível consideravelmente elevado quando comparado com os padrões da África Subsaariana. Já as coberturas de saneamento (com base em serviços melhorados) são baixas e situadas numa média de 35% para o conjunto da população e em cerca de 41% para os meios urbanos. A restante população utiliza serviços não recomendados.

As deficiências nos serviços de saneamento do meio são igualmente visíveis e sensíveis nos centros urbanos em São Tomé sob a forma de concentrações de resíduos sólidos urbanos não recolhidos de forma regular e que se espalham desordenadamente nos espaços.

As principais indústrias e setores de ocupação da mão-de-obra são constituídos pela agricultura, sendo esta dominada pelo cacau, coco, café e baunilha e pela indústria propriamente dita, tendo esta como áreas de ocupação a construção ligeira, têxteis, processamento de peixe, madeiras, fabrico de sabões e de bebidas, principalmente cerveja. Está última ocorre na cidade de Neves, capital do Distrito de Lembá e é a única fábrica de cerveja do país.

O nível de desemprego está oficialmente calculado em 14% havendo uma força laboral que conta com cerca de 65,000 pessoas.

Mais de 63% da população de São Tomé e Príncipe tem entre 0 e 24 anos de idade, o que é revelador de muita juventude e de necessidades de crescimento (MINISTERIO DAS OBRAS PUBLICAS, 2019)

São Tomé e Príncipe está a testemunhar taxas de crescimento do PIB anual médio situadas perto dos 5% em termos reais e constitui-se numa das economias de crescimento um pouco acima da média em África e no mundo, com uma inflação reduzida (cerca de 4%). Isto deve-se a uma boa política de gestão macroeconómica, recuperação dos setores tradicionais da sua economia, como é o caso da produção e exportação do cacau assim como exploração de novas áreas tais como o turismo (Lusa, 2019).

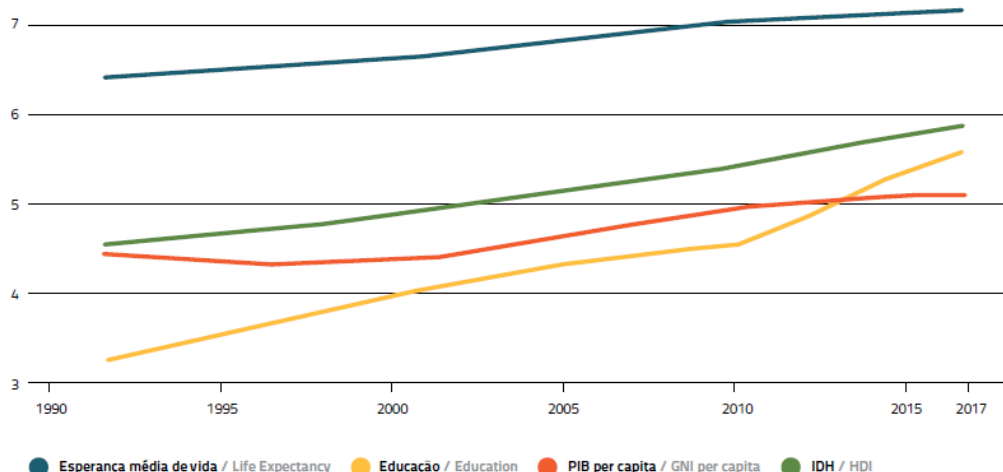


Figura 4 - Taxa de variação anual do PIB (%) (Lusa, 2019)

Nos últimos anos, extensas reservas de petróleo foram descobertas e estão em preparação ações para iniciar-se a sua exploração.

A mais recente aposta do país tem sido na expansão e desenvolvimento do turismo, sendo que a atividade pesqueira continua a ser uma das principais atividades económicas do país o que é também reforçado pela recuperação da agricultura, incluindo a produção do cacau. Os outros produtos agrários do país são coco/copra, palma, café, diversas frutas (banana, papaia, etc.) e feijões, sendo que na criação de animais se destacam as aves e outros animais de pequeno porte (ovelhas, cabritos, porcos) e o gado bovino se apresenta pouco expressivo.

2.1.2.1. AGRICULTURA

Em conformidade com as fases de desenvolvimento socioeconómico e político, a agricultura santomense constitui-se numa das áreas mais dinâmicas da economia.

Depois da cultura da cana-de-açúcar que esteve associada à importação de muitos escravos de diferentes partes do continente, típica dos primeiros anos da ocupação colonial, STP passou a ser um grande produtor e exportador de cacau. O cacau era produzido em grandes herdades dominadas por produtores privados denominados por “roças” que tinham ao seu serviço mão-de-obra local barata a coberto das leis discriminatórias do regime colonial.

No período colonial chegaram a existir 15 empresas agrícolas, que depois da independência foram nacionalizadas. Com o passar dos anos o novo regime de exploração mostrou-se ser ineficaz e insustentável.

Na esteira da adoção da economia de mercado nos anos 1990 e anos subsequentes, as propriedades estatais foram delegadas à gestão pelos agricultores que trabalhavam nessas roças. Este processo deu lugar a 3 categorias de explorações:

- Grandes empresas, de mais de 50 hectares;

- Médias empresas, com área entre 10 e 50 hectares;
- Parcelas familiares, com menos de 10 hectares.

Muito cedo notou-se que nas maiores explorações, os problemas de gestão continuaram e isso deu lugar a uma segunda onda de parcelamento, que dividiu e redimensionou uma vez mais algumas das grandes empresas. Nessa categoria de grandes empresas, hoje, ainda existem apenas duas: Diogo Vaz e Monte Café. Porém, na atualidade, o sistema agrícola são-tomense é maioritariamente dominado pelo setor familiar, com uma média de 2,5/3 hectares, por parcela.

No âmbito da reforma do setor agrário as autoridades do país reabilitaram vários sistemas de água potável e sistemas de água de rega. Estas intervenções limitaram-se às áreas de agricultura familiar e praticamente não se prestam ajuda às culturas de cacau: a política geral, consequente da crise alimentar que se viveu no país, principalmente em 1983, é a de reduzir as importações de alimentos com base no estímulo à produção nacional.

É de esperar que o desenvolvimento da agricultura venha a estabelecer a base para o surgimento de pequenas e médias indústrias de processamento e outros serviços.

Uma das áreas que terá de acompanhar as necessidades de crescimento e diversificação da agricultura, da indústria, dos serviços incluindo os promissores setor petrolífero e do turismo, é precisamente o da energia.

2.1.2.2. PESCA

O setor pesqueiro são-tomense é dominado pela pesca artesanal de pequena escala. Este setor está em crescimento, sendo a principal atividade das comunidades que vivem nas zonas costeiras do arquipélago, contribuindo com 4,7% do produto interno bruto e empregando cerca de 7% da população ativa.

Uma vez que não existe uma frota de pesca ao largo operacional, a pesca santomense vive na dependência exclusiva dos recursos pesqueiros existentes nas águas nacionais, em particular nas águas costeiras de ambas as ilhas. Os níveis de exploração atuais são substancialmente menores do que o potencial estimado, situando-se as capturas da pesca artesanal atualmente nas 3.500-4.000t/ano.

A estrutura institucional do setor das pescas santomense é ainda relativamente pouco desenvolvida. Entre as instituições estatais contam-se o ministério responsável pelas pescas e a respetiva direção-geral.

A vigilância marítima e o policiamento da zona económica exclusiva estão a cargo da guarda costeira, ao passo que a capitania dos portos tem responsabilidade pelo patrulhamento das zonas costeiras, assim como pela concessão e controlo das licenças de pesca. ((coord), 2013)

2.1.2.3. ASPETOS HISTÓRICOS E CULTURAIS

A ilha de Príncipe tem 31 milhões de anos, enquanto a ilha de São Tomé tem 15,7 milhões de anos.

Consta que a ilha do Príncipe foi dada como presente pelo rei D. Manuel I de Portugal. A língua oficial é o português, apesar de existirem três línguas nativas que são faladas no país. O fôro, que é falado em todo arquipélago santomense, a segunda mais falada é o lunguié que se fala na ilha do Príncipe e a terceira é o anguené, sendo esta última falada na região sul da ilha de São Tomé pelos angolares.

A partir do século XV um entreposto para comércio marítimo destinado ao tráfico de escravos, onde os portugueses estabeleceram aí uma economia de plantação visando a produção de cana-de-açúcar. Devido à escassez de colonos brancos e à ameaça de doenças tropicais foram encorajadas as uniões inter-raciais entre europeus e africanos e foram gradualmente concedidos direitos aos negros livres (mulatos) e forros, permitindo-lhes participar ativamente na economia e na vida política.

A população do arquipélago era composta por uma diversidade de pessoas oriundas de vários lugares e diferentes grupos étnicos. A par dos portugueses que compunham a sociedade colonial na altura, também havia brancos de todas as outras nacionalidades e de todas as esferas sociais (chegando também até brancos escravos). Contudo, o povoamento da ilha foi assegurado por escravos africanos de distintas etnias, havendo também negros ricos com escravos que adotaram costume europeus.

Os portugueses permaneceram no arquipélago por um período de 500 anos e colonizaram a ilha em dois períodos distintos: do século XV a XVI, dominado pelo ciclo de cana-de-açúcar e comércio de escravos; o segundo, em finais do XVIII a XX, dominado pelos ciclos de café e cacau.

Com a queda da produção da cana-de açúcar no século XVIII, dá-se início ao ciclo de cacau nas roças. Com a introdução da cultura do cacau, São Tomé e Príncipe torna-se o primeiro produtor mundial de cacau, o que fez com que a economia se tornasse próspera nas ilhas.

Para que os colonizadores pudessem ter grandes plantações de café e cacau, recorreram à expropriação das terras que eram dos nativos.

Devido aos desmandos do sistema, e sobretudo pelo facto de ter sido espoliada dos seus bens, a população nativa recusava trabalhar nas roças dos novos “senhores da terra”. É perante este fato que o sistema colonial implementa novas formas de escravatura, consubstanciadas na contratação de trabalhadores de várias regiões de África e do mundo, com destaque para Cabo-Verde. No mesmo período, países entre os quais a Inglaterra, já começava a exercer pressões sobre o trabalho escravo, o que viria a permitir a sua abolição em 1875.

Apesar de a escravatura ser abolida formalmente, a contratação de trabalhadores oriundos do continente africano para trabalharem nas plantações de café e cacau continuou, sob forma de trabalhadores contratados, o sistema de trabalho era forçado e as condições também não eram as mais favoráveis para os trabalhadores. Por volta de 1910, quando o arquipélago se tornou primeiro produtor de cacau, 90% das terras eram controladas pelos colonos portugueses e pelos bancos, onde dominavam pequenas propriedades familiares produtoras de cacau.

O ambiente que se vivia na ilha entre a metrópole e os naturais da ilha não era dos melhores. Em 1953, os naturais que já estavam descontentes com a situação social que se vivia, revoltam-se contra as políticas impostas aos nativos. Esse descontentamento levou os nativos a revoltarem-se contra o que consideravam injusto. Com essa revolta houve uma repressão por parte dos colonos, o que ficou a ser conhecido na história do país como massacre de Batepá ou massacre de 53.

Em consequência desse massacre de Batepá, o imposto indígena é abolido e novos cargos de administração foram progressivamente abertos aos nativos numa tentativa de conter a propaganda anticolonial.

Como antes do cacau se tornar o produto mais rentável na economia do arquipélago, o café era o principal produto, os fazendeiros viam o café como uma melhor aposta, principalmente porque a mão-de-obra era barata e a terra era favorável para o cultivo do café. Mas o cultivo de café viria a conhecer o seu declínio, devido à falta de investimentos por parte dos fazendeiros, à instabilidade mundial na produção do café, ao uso intensivo do solo e ao surgimento de muitas doenças que começavam a afetar os cacauzais.

Como os naturais da ilha, os forros se recusavam a trabalhar nas plantações de café houve a necessidade de a metrópole importar mão-de-obra de outros países como Cabo-Verde, Angola, Moçambique entre outros. Para o forro, desempenhar o trabalho nas roças era semelhante à escravatura e era menosprezado pela elite santomense. Com a evolução da sociedade aos nativos (forros e angolares) e cabo-verdianos é concedido o estatuto de cidadão, enquanto os restantes serviçais, tais como Guineenses, Angolanos e Moçambicanos, eram considerados indignos perante a lei portuguesa na época ultramarina. Com a agudização das relações entre os nacionais e os colonos, a negação dos nativos em trabalharem nas plantações de cacau e o bloqueio da exportação do cacau santomense ao estrangeiro por ser considerado “cacau de escravo”, o espírito nacionalista começava a despertar nos santomenses e assim começa luta contra o colonialismo, o que culminaria com a independência alcançada a 12 de Julho de 1975 e que traria consigo uma série de reformas políticas, sociais, culturais e económicas, que foram cruciais na determinação dos progressos e retrocessos que o país teve até a atualidade

Atualmente São Tomé e Príncipe é um dos membros da Comunidade dos Países de Língua Portuguesa (CPLP) e pertencente à Comunidade PALOP.

3. SETOR ELÉTRICO DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE

3.1. CARATERIZAÇÃO GERAL

Na década de 70 a produção e distribuição de água e eletricidade era assegurada pela Câmara Municipal do Concelho de São Tomé e pela Comissão Administrativa do Concelho do Príncipe, entretanto, São Tomé e Príncipe sempre viveu crises energética desde a época colonial, o que tem refletido no seu desenvolvimento até ao momento presente.

O penúltimo governador colonial Cecílio Gonçalves, quando confrontado com o aumento da população e a urgente necessidade de desenvolvimento territorial, frisou em 1972 para a necessidade de apostar no aumento da produção de energia elétrica, tirando partido das pequenas quedas de água dos principais rios, tais como: Quija Diogo Pena, Jô Grande (São Tomé) e Papagaio no (Príncipe) para produção hidroelétrica.

Além do défice na produção, a falta de mão de obra com qualificação nas áreas técnicas, foram e continuam a ser fatores com um peso significativo na degradação do fornecimento energético no país.

As autoridades santomenses reconhecendo a necessidade de melhoria deste setor e a sua importância para o desenvolvimento de São Tomé e Príncipe elaboraram um plano, entre 1991 e 1994, onde se estruturou as necessidades para o período de 1991 e 2010, cujo um dos objetivos principais consistia em acabar com a falta de energia no país. Entretanto o estado atual deste setor indica que as metas estabelecidas não foram alcançadas.

A dependência dos combustíveis fósseis para a produção de energia bem como a volatilidade do preço no mercado internacional associado ao pouco recurso do estado santomense representaram o maior desafio para o cumprimento destas metas.

Atualmente o setor elétrico em São Tomé e Príncipe é constituído por um conjunto complexo e variado de etapas e atividades, representadas na Figura 5.



Figura 5 - Cadeia de valor do setor elétrico de São Tomé e Príncipe

3.1.1. ENQUADRAMENTO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

As instituições do setor elétrico podem ser agrupadas em instituições do setor público e instituições do setor privado. No quadro do setor público, o Estado é o órgão de poder máximo, manifestando a sua atividade através da Direção Geral dos Recursos Naturais e Energia, no quadro do ministério responsável pelo setor.

Além do Estado, estão listados um conjunto de organismos dependentes do setor, empresas públicas, as autarquias locais e a Região Autónoma do Príncipe têm um papel importante no setor.

- Ministério das Infra-Estruturas, Recursos Naturais e Ambiente (MOPIRNA);
- Direção Geral dos Recursos Naturais e Energia (DGRNE);
- Autoridade Geral de Regulação (AGER);
- Região Autónoma do Príncipe (RAP);
- Distritos/Autarquias Locais;
- Empresa Nacional de Água e Eletricidade (EMAE);
- Agência Nacional do Petróleo (ANP);
- Direção Geral do Ambiente (DGA);
- Agência Fiduciária de Administração de Projetos do Estado (AFAP);
- Plataforma Nacional de Energia Sustentável (PNES).

Importa referir que a estrutura atual do setor reflete também o período de profundas reformas que o setor tem vindo a sofrer desde 2014, com a entrada em vigor do Regime Jurídico da Organização do Setor Elétrico (RJSE), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 26/2014, de 31 de dezembro, o que gera alguma incerteza sobre o papel de cada instituição. (Aler, 2018)

Tabela 1 - Enquadramento institucional do setor elétrico de São Tomé e Príncipe

Instituição	Legislação	Planos
MOPIRNA	Regime Jurídico do Setor Elétrico (RJSE) DL – 26/2014	Intenções de Contribuição Determinação a Nível Nacional (INDC)
DGRNE	Regulamento da Qualidade de Serviço (2017)	Previstos no Projeto PNUD: Políticas de ER; Planos Diretores, código de Rede; Procedimentos e PPAs Padronizados

RAP E Autarquias Locais	Em preparação: Regulamento de Acesso às Redes e Interligações; Regulamento da Produção por fontes de energias renováveis, entre outros.	Previstos no projeto GEF/UNIDO: PNAEE, PNAER, AA, IP
EMAE		
AGER		
DGA		
EFAP (Agência Fiduciária de Administração de Projetos do Estado)		

3.1.1.1. MINISTÉRIO DAS INFRA-ESTRUTURAS, RECURSOS NATURAIS E AMBIENTE

Além dos poderes gerais previstos na Constituição, o Governo na respetiva Lei Orgânica indica as competências dos diversos ministérios. O setor energético é tutelado tradicionalmente pelo Governo através do ministério competente para a área das infra-estruturas. Na estrutura do Governo atualmente em funções, aprovada pelo Decreto-Lei nº1/2019, de 30 de janeiro, o ministério competente é o MOPIRINA (Artigo 32.º).

Tratando-se de um setor bastante vasto, há competências gerais que recaem no âmbito do setor da normatividade técnica industrial o que determina uma esfera de competências que eventualmente podem ser exercidas pelo Ministério da Economia e Cooperação Internacional, atualmente Ministério das Finanças, Comércio e da Economia Azul. De acordo com a Orgânica do Governo Desenvolvida, aprovada pelo Decreto-Lei nº 1/2019, de 30 de janeiro, que aprova a Orgânica do Gabinete do primeiro-ministro e dos Ministérios que compõem o XVII Governo Constitucional, este último ministério também exerce a tutela sobre a EMAE.

No que respeita à energia elétrica, as competências exclusivas do Governo no seu conjunto estão bastante mais desenvolvidas no RJSE, que estabelece no artigo 10.º as seguintes:

- Definir políticas do estado para o setor;
- Planeamento e gestão do sistema elétrico nacional;
- Emitir licenças aos operadores do setor;
- Aprovar diplomas legais relativos ao desenvolvimento do RJSE;
- Autorizar as instalações elétricas de geração de potência instalada superior a 30 MW, previamente ao pedido de licença;
- Proceder às concessões.

Como já foi referido acima, no quadro do Governo podem ainda ser incluídas as diversas direções do MOPIRNA e as direções de outros ministérios, também com competências e responsabilidades no âmbito da energia, cuja organização e competências a seguir se detalham. (MINISTÉRIO DA JUSTIÇA, 2014)

3.1.1.2. DIREÇÃO GERAL DOS RECURSOS NATURAIS E ENERGIA (DGRNE)

De acordo com o Decreto-Lei n.º 1/2019, de 30 de janeiro, que aprova a Orgânica do Gabinete do primeiro-ministro e dos Ministérios que compõem o XVII Governo Constitucional, a DGRNE “é o órgão através do qual o Governo exerce a sua política para os setores dos recursos naturais e da energia”. Conforme detalhado, a DGRNE é composta por três direções: Direção de Água, Direção de Energia e Direção de Geologia e Minas. A estrutura é detalhada no organograma da Figura 6. (DGRNE, 2021)

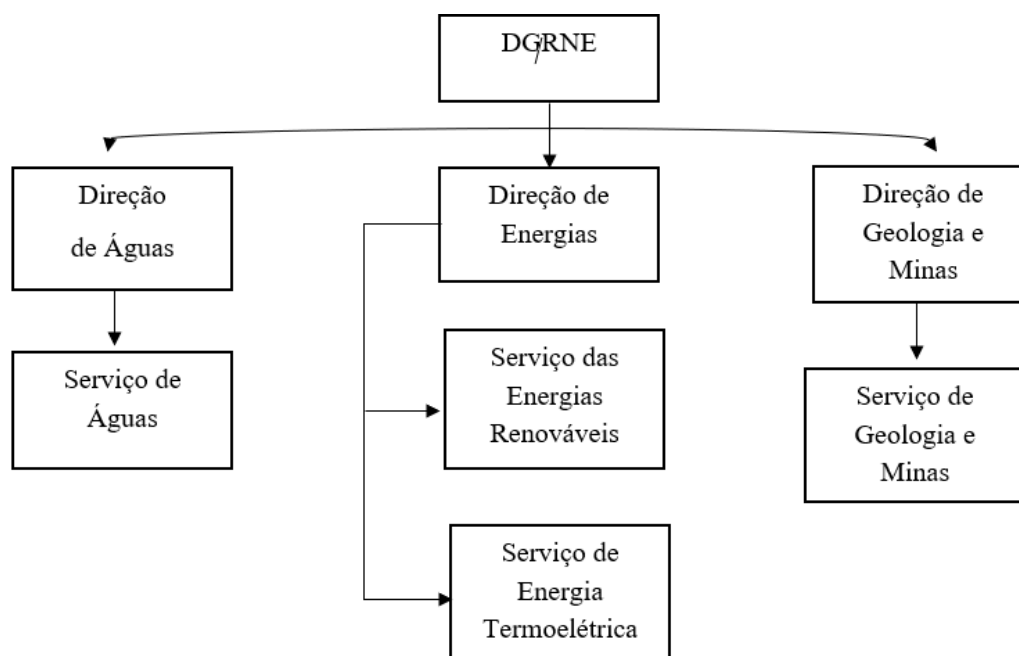


Figura 6 - Organograma da DGRNE (DGRNE, 2021)

Está igualmente em curso a elaboração de um documento orientador que define claramente o papel das diferentes instituições do setor energético nomeadamente a DGRNE, a AGER, a EMAE e a DGA. Espera-se com estas duas atividades mitigar as diversas barreiras e conflitos existentes ao nível das instituições a operar no setor.

As competências da DGRNE no setor da energia expressas no n.º 2 do artigo 123.º do Decreto-Lei n.º 4/2016, de 4 de julho, são as seguintes:

- Elaborar estudos e investigações sobre as características e condições dos recursos naturais do país, a sua distribuição territorial e o nível de aproveitamento;
- Analisar estudos e investigações recomendadas por orientações gerais sobre a utilização dos recursos naturais;
- Garantir a efetiva aplicação da política, leis e outros instrumentos de política do setor de recursos naturais e energia;
- Assegurar a gestão integrada dos recursos naturais e energéticos;
- Promover o envolvimento e a participação dos cidadãos, ONGs e outras instituições;
- Criar condições que permitam ao Estado orientar e controlar as atividades relativas à melhor utilização dos recursos energéticos;
- Promover e incentivar o aproveitamento racional e integrado dos recursos energéticos endógenos.

No contexto do setor da eletricidade, além da assessoria na execução das competências próprias do Governo, o RJSE também prevê como competência da DGRNE:

- Coordenar e executar a planificação do sistema elétrico (artigo 11.º);
- Definir os sítios para a instalação dos centros electroprodutores (Artigo 45.º);
- Emitir a autorização de produção para consumo próprio (RJSE, artigo 52.º, n.º 3);
- Emitir a autorização de produção de energia elétrica em localidades isoladas (RJSE, artigo 53.º);
- Dar suporte técnico para o exercício das competências exclusivas do Governo previstas no RJSE.

3.1.1.3. AUTORIDADE GERAL DE REGULAÇÃO (AGER)

O setor da energia no geral não está adstrito a um regulador específico. Apenas o sector da eletricidade é regulado pela AGER, criada pelo Decreto-Lei n.º 14/2005. A AGER foi criada como um organismo de regulação global para diversos sectores, em particular as telecomunicações, água, eletricidade e serviços postais. Até à presente data, a atividade de regulação da AGER é manifestamente mais intensa no setor das telecomunicações, onde o quadro legal está bastante desenvolvido. Embora a maioria das competências da AGER não estejam regulamentadas de forma detalhada, o RJSE estabelece claramente a AGER como Entidade Reguladora do setor elétrico no respetivo artigo 9.º. De acordo com o RJSE, cabe à AGER no domínio da eletricidade:

- Regular a organização e o funcionamento do mercado de
- produção de energia elétrica (artigo 12.º, al. a);
- Garantir os aspetos administrativos e técnicos para efeitos da emissão das licenças;
- Inspeccionar as condições técnicas estabelecidas nas instalações autorizadas;
- Sancionar as infrações cometidas (artigo 12. al. e);

- Aprovar os regulamentos que sejam da sua competência (artigos 13.º, al. c), 16.º e 20.º);
- Implementar as normas de qualidade de serviço do sector elétrico;
- Rever e aprovar as tarifas do sector (artigos 71.º e seguintes);
- Estipular tarifas e preços consistentes com as leis e regulamentos aplicáveis (artigo 71.º);
- Estimular a implementação da contabilidade analítica e da separação dos custos das atividades do setor elétrico (artigo 72.º).

A AGER está atualmente organizada para intervir no setor da eletricidade compreendendo na sua estrutura um departamento para este setor, no âmbito da Direção Técnica, como ilustra a Figura 7. Esse departamento também tem conduzido a algumas ações concretas no desenvolvimento e implementação da regulação do setor elétrico, em coordenação com o respetivo departamento jurídico e outros organismos públicos e privados, nacionais ou estrangeiros. A AGER é tutelada pelo Ministério responsável pelas Telecomunicações, é dotada de personalidade jurídica, com autonomia técnica, administrativa, financeira e patrimonial. (AGER, 2020)

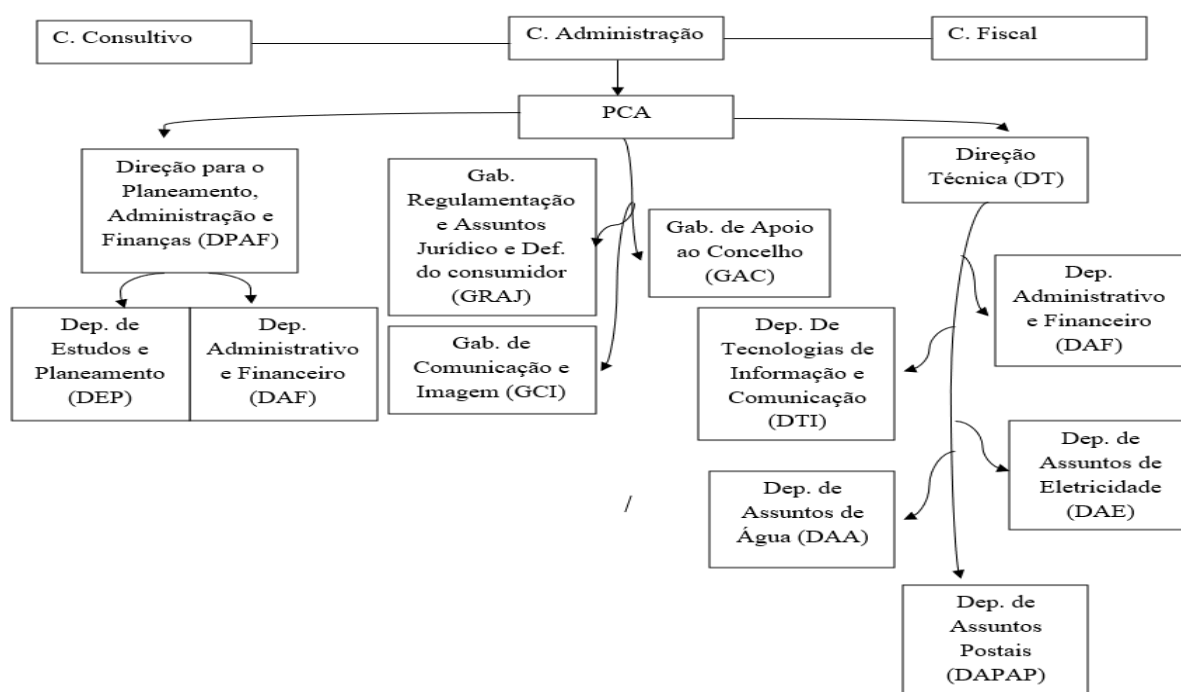


Figura 7 - Organograma da AGER (AGER, 2020)

O projeto do Banco Mundial (BM) prevê o reforço da AGER, nomeadamente através do apoio à capacitação por peritos internacionais, estruturação das funções de regulação, formação de técnicos que trabalhem na regulação do setor energético e elaboração de procedimentos de cooperação entre o MOPIRNA, EMAE e o regulador e possíveis futuros investidores privados. (AGER, 2020)

3.1.1.4. REGIÃO AUTÓNOMA DO PRÍNCIPE (RAP)

A RAP representa o poder regional da Ilha do Príncipe. A Ilha do Príncipe tem estatuto especial de uma região autónoma, dirigida por órgãos de poder autónomo próprios que são o Governo Regional e uma Assembleia Regional. A Assembleia Regional tem poderes legislativos limitados exclusivamente às matérias de interesse específico da região (Artigos 137.º da Constituição, supracitado).

De acordo com a Constituição e o seu Estatuto Político Administrativo, a RAP pode intervir e regular os setores da educação, saúde, agricultura, pescas, pecuária, desde que limitados ao território regional. As normas que regem a RAP estão definidas no seu Estatuto Político-Administrativo (EPA), aprovado pela Lei n.º 4/2010, de 18 de junho.

A região autónoma goza de autonomia administrativa, financeira e patrimonial nos termos do respetivo estatuto político-administrativo, o que lhe permite aprovar o seu próprio orçamento e executar as medidas e ações nele contidas de forma autónoma em relação ao Governo Central.

A Assembleia Regional tem poderes para aprovar Decretos Legislativos Regionais que se aplicam apenas ao território do Príncipe (Artigos 32º, 34º e 37º do EPA). Estes atos normativos tanto podem tratar de matéria de interesse específico da região autónoma como de matérias previstas noutras leis e que a RAP pretenda regulamentar.

O Governo Regional é o órgão executivo da região e a administração regional está dividida em secretarias de acordo com as áreas definidas pelo Governo Regional. O sector da energia está sob a alçada da Secretaria Regional das Infra-Estruturas.

No âmbito do setor da energia em particular, não foi identificada nenhuma regulamentação específica da Região Autónoma, ou seja, regulamentos aprovados pela Assembleia Regional nos termos dos artigos 32º, 34º e 37º do EPA e consequentemente aplicáveis exclusivamente ao território da RAP. Todavia, há uma intervenção ativa do Governo Regional em todas as matérias que se desenvolvem no território da ilha do Príncipe sendo, portanto, a Administração Regional competente no quadro da implementação da regulamentação nacional, em particular nos sectores da saúde, economia (agricultura e pescas) e ambiente.

Na prática, a EMAE na RAP é independente do Governo Regional funcionando como uma Delegação Regional nessa parte do território nacional. Apesar da AGER não possuir uma delegação regional, a regulação do setor energético no Príncipe é feita pela mesma e as suas competências são exercidas a partir de São Tomé. Dada à descontinuidade geográfica e também à própria dinâmica do poder regional em São Tomé e Príncipe, a tendência é que as competências do Governo (Administração Central, de outro modo da DGRNE) na RAP são exercidas pela Secretaria Regional das Infra-Estruturas, seguindo a lógica prevista no artigo 37.º do EPA.

Em síntese, é a Administração Regional que exerce as competências do Estado nestes setores ao nível da RAP, mesmo quando haja intervenção dos organismos do poder central. Por outro lado, o RJSE nada diz expressamente sobre o papel do Governo Regional em matéria de energia o que revela que há uma maior preponderância dos poderes do Estado no território da ilha do Príncipe. Contudo, este aspeto deve ser analisado com algumas nuances no que respeita à participação da RAP nos processos legislativos ou de adoção de documentos de planeamento.

Na prática, na ausência de uma disposição expressa sobre os poderes da RAP face aos poderes da DGRNE, pode-se aplicar o princípio da subsidiariedade que suporta claramente a intervenção da RAP no quadro do setor da energia em tudo quanto a sua atuação se demonstre mais efetiva que a intervenção do Estado. Portanto, é possível que os órgãos da RAP elaborem e aprovem planos no quadro do setor da energia, desde que se trate de um instrumento cujos princípios não contrariem os planos nacionais e a sua aplicação seja limitada ao território da RAP.

3.1.1.5. EMPRESA DE ÁGUA E ELETRICIDADE (EMAE)

A EMAE é a empresa que atualmente exerce as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade em São Tomé e Príncipe.

Na prática, a EMAE exerce as atividades numa lógica de monopólio verticalmente integrado, sendo de facto a única entidade comercializadora de eletricidade no país, através de uma rede exclusiva, já que mesmo no caso dos comercializadores independentes a lei obriga à venda de eletricidade à EMAE.

O estatuto da EMAE foi aprovado pelo Decreto n.º 40/2008, de 1 de dezembro, sendo estatutariamente uma entidade pública empresarial, ou seja, uma empresa Pública. Tal como as demais empresas públicas, a EMAE está sujeita ao Regime das Empresas Públicas e do Setor Empresarial do Estado, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 22/2011, de 30 de junho e os seus gestores estão sujeitos ao Estatuto dos Gestores Públicos, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 23/2011, de 30 de junho.

O Regime das Empresas Públicas estabelece a forma de organização e de gestão das empresas do Estado e assegura que o controlo e o exercício da tutela do Estado sobre as suas empresas são feitos através da Direção do Tesouro, do Ministério responsável pelo setor das Finanças, no que respeita à gestão financeira.

O Ministério do Planeamento, Finanças e Economia Azul é neste caso a entidade responsável pela tutela económica da EMAE. No entanto, apesar das contas da EMAE estarem consolidadas e publicadas no relatório anual, estas contas não são auditadas por nenhum órgão independente e os métodos contabilísticos são opacos.

Em dezembro de 2014, a AGER foi mandatada para a regulação do setor energético, incluindo a regulação das tarifas, licenças e para o planeamento do setor a longo prazo.

Em 2013 o Governo decidiu criar uma unidade especial dentro da EMAE que ficaria responsável por desenvolver formas de aumentar a contribuição das energias renováveis para a produção de energia a nível nacional, no entanto segundo a pesquisa realizada até à data, esta unidade ainda não foi criada formalmente.

No quadro da implementação do RJSE, a EMAE deverá ser convertida em Entidade Concessionária da Rede Elétrica Nacional, através de um contrato de concessão a ser celebrado com o Estado nos termos do Capítulo II do Regulamento, um processo ainda na fase de preparação. Após a sua implementação, e através do contrato de concessão de rede, a EMAE terá o direito de transportar e distribuir toda a eletricidade produzida e entregue à rede pelos produtores independentes e o direito também exclusivo de vender essa eletricidade ao consumidor final. Esta perspetiva resulta claramente das disposições legais do RJSE, em particular do artigo 7º. Contudo, como resulta também do artigo 125º, n.º 2, a EMAE deverá realizar as alterações estatutárias necessárias ao papel que deverá assumir no mercado pós implementação plena do RJSE.

No que respeita à atividade de produção, a EMAE poderá manter as instalações de produção que agora detém, desde que tenha as respetivas licenças, tal como qualquer outro produtor. Portanto, atualmente, a EMAE tem a responsabilidade sobre todas as atividades do setor até à implementação plena do RJSE. (MINISTÉRIO DA JUSTIÇA, 2014)

3.1.1.6. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP)

A Agência Nacional do Petróleo de São Tomé e Príncipe é o órgão público regulador e de promoção das atividades da indústria do petróleo e gás no território nacional criada pelo Decreto-Lei nº 5/2004 de 30 de junho de 2004, revogado pelo Decreto-Lei n.º 7/2014, de 25 de Abril de 2014.

De acordo com os seus estatutos e regulamento goza de plena autonomia técnica, administrativa, financeira e patrimonial exercendo as suas funções sob a tutela do Ministro responsável pela área dos hidrocarbonetos e da energia.

3.1.1.7. DIREÇÃO GERAL DO AMBIENTE (DGA)

A DGA está vinculada ao MOPIRNA, conforme prevê o artigo 122.º do Decreto-Lei n.º 4/2016, de 4 de julho, que a define como o órgão através do qual o Governo exerce a sua política versada para o meio ambiente na congregação de esforços para a preservação dos ecossistemas e da longevidade das espécies e da vida na terra. A DGA é composta por três direções e respetivos departamentos, como se ilustra na Figura 8.

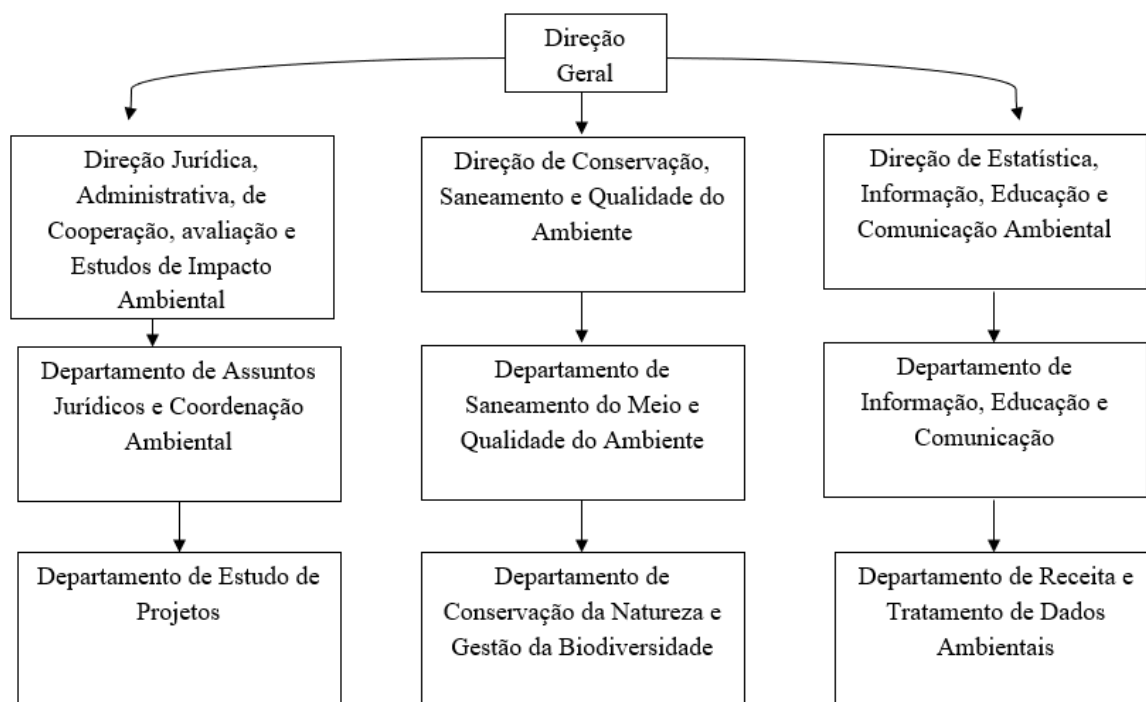


Figura 8 - Estrutura de DGA (DGA, 2020)

A DGA tem uma competência ampla e transversal que necessariamente toca o setor da energia. Nos termos do artigo 122º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 4/2016, de 4 de julho, compete à DGA:

- Garantir a efetiva aplicação das leis e de outros instrumentos de política ambiental, através da avaliação e monitorização;
- Colaborar na elaboração de uma política integrada do ambiente, garantindo uma coordenação multisectorial;
- Criar e coordenar o Sistema Nacional de Informação Ambiental e produzir indicadores estatísticos;
- Proceder à acreditação de empresas na área ambiental;
- Colaborar na definição da política de gestão de resíduos;
- Incentivar o desenvolvimento de novas tecnologias na área do ambiente;
- Coordenar a integração dos assuntos ambientais nas relações internacionais;
- Propor à tutela a designação de pontos focais para determinadas áreas ambientais e coordenar as suas ações.

No quadro do setor da energia as competências da DGA concentram-se claramente nos aspetos relacionados com a definição de políticas públicas, na aprovação de projetos e emissão de licenças ambientais, gestão de resíduos, produtos químicos, entre outros. Outras competências também resultam de instrumentos internacionais de que São Tomé e Príncipe é

parte, sendo por isso a Autoridade Nacional Designada ou o ponto focal, conforme os casos para os instrumentos de política abaixo discriminados:

- Autoridade Nacional Designada para os Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (Decreto n.º 12/2012);
- Plano de Ação Nacional para Adaptação às Mudanças Climáticas (PANA);
- Estratégia Nacional e Plano de Ação para a Biodiversidade;
- Plano de Ação de Gestão Integrada de Resíduos Sólidos Urbanos.

3.1.1.8. AGÊNCIA FIDUCIÁRIA DE ADMINISTRAÇÃO DE PROJETOS (AFAP)

É um órgão autónomo, criado desde 2004 para a Gestão Fiduciária de Projetos e tutelado pelo Ministério do Planeamento, Finanças e Economia Azul. É responsável pela administração dos fundos de projetos do Governo santomense financiados principalmente pelo Banco Mundial. Mais concretamente para o setor da energia, a AFAP gere o projeto de reabilitação do setor elétrico de São Tomé e Príncipe. (AFAP, 2020)

3.1.1.9. PLATAFORMA NACIONAL DE ENERGIA SUSTENTÁVEL (PNES)

No âmbito do projeto ONUDI/GEF é proposto o estabelecimento de uma Plataforma Nacional de Energia Sustentável (PNES). Sendo que a PNES deverá incluir representantes de instituições públicas e privadas que operam/participam direta e indiretamente no setor energético de São Tomé e Príncipe (incluindo ONGs e Organização da Sociedade Civil). Prevê-se que a PNES se reúna regularmente, que junte as seguintes instituições: MOPIRNA/DGRNE, MOPIRNA/DGA, AGER, EMAE, AFAP, PNUD, BAD, BEI e Instituto Nacional para a Promoção da Igualdade e da Equidade de Género (INPIEG) e deverá ser coordenada pelo MOPIRNA/DGRNE. A intenção de criação desta entidade já tinha sido demonstrada no passado pela anterior Direção Geral dos Recursos Naturais e pela EMAE, no sentido da criação de uma Entidade Autónoma de Energias Renováveis, embora até à presente data nunca tenha sido posta em prática.

3.1.1.10. ESTRUTURA DO MERCADO ELÉTRICO DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE

O mercado elétrico em São Tomé e Príncipe compreende as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia, bem como a sua regulamentação. Atualmente, o setor elétrico santomense está assente numa estrutura verticalmente integrada. Como resultado a produção, transporte, distribuição e comercialização está a cargo da Empresa de Água e Eletricidade (EMAE), que possui o monopólio do setor, no qual os consumidores finais não têm escolha. (MINISTÉRIO DA JUSTIÇA, 2014)

Tabela 2 - Estrutura do mercado energético de São Tomé e Príncipe

Produção	Monopólio
Transporte e Distribuição	Monopólio
Comercialização	Monopólio
Consumidores	Sem Escolha
Separação T/D	Nenhuma

3.1.2. NORMALIZAÇÃO

No campo da normalização, o setor mais desenvolvido em São Tomé e Príncipe é o setor de energia elétrica, tendo em conta o seu papel no desenvolvimento económico e social do país.

3.1.2.1. INSTRUMENTOS LEGAIS

Em São Tomé e Príncipe não existe uma lei geral sobre a energia, mas sim, diplomas legais focados nas diversas formas de captação ou aproveitamento de energia e muito recentemente focado na qualidade de energia.

A normalização do setor elétrico está subdividida em dois grupos. A normalização do setor elétrico referente a organização e do setor apresentado no Regime Jurídico do Setor Elétrico (RJSE) de São Tomé e Príncipe, e a normalização referente a qualidade de serviço apresentado no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). (AGER, 2020) (MINISTÉRIO DA JUSTIÇA, 2014)

3.1.2.2. REGIME JURÍDICO DO SETOR ELÉTRICO (RJSE)

O RJSE faz parte do diploma legal aplicado ao setor elétrico, publicado em dezembro de 2014. Este diploma estabelece as bases para a liberalização parcial do setor, define e clarifica as competências das diferentes organizações no setor, define os princípios tarifários a adotar, os espaços de comunicação entre os diferentes organizações e clientes do serviço e as possibilidades para operação de centrais isoladas.

Até a data presente o RJSE representa a lei base do setor elétrico em São Tomé e Príncipe definindo as bases da organização do sistema. O RJSE foi criado tendo por base três considerações:

- A primeira, prende-se com a necessidade de clarificação do quadro normativo para fazer face aos diversos desafios enfrentados pelo setor, com destaque para a necessidade de

melhoria da oferta de energia no país por forma a responder à crescente procura, aos sucessivos cortes decorrentes da fragilidade do sistema produtivo e das debilidades da rede já bastante obsoleta;

- Em segundo lugar, a definição de um quadro normativo facilitador do investimento privado com segurança e transparência para complementar a oferta de energia do produtor-tradicional EMAE;
- Em terceiro lugar, sem esgotar outros fatores que poderão ter contribuído, destaca-se também a forte vontade política de reforçar o quadro de regulação técnica e económica do setor.

O RJSE prevê ainda as normas gerais aplicáveis às atividades do setor elétrico incluindo a produção de energias através de fontes renováveis, entretanto essas normas gerais são na sua maioria prescritas e requerem desenvolvimento através de legislação complementar. De qualquer modo essa legislação define de forma clara as responsabilidades e competências dos organismos que intervêm no mercado, bem como as regras gerais sobre tarifas e proteção do consumidor. O RJSE também prevê a aplicação de sanções por fatos ilícitos praticados em violação das disposições legais. (MINISTÉRIO DA JUSTIÇA, 2014)

3.1.2.3. REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO.

A legislação complementar ao RJSE tem o objetivo de desenvolver cada um dos aspetos da organização do mercado, tais como as regras de produção, transporte e distribuição, comercialização e proteção do consumidor, bem como regras sobre relações comerciais. Neste campo, foi aprovado o Regulamento da Qualidade de Serviço, 29 de dezembro de 2017 (Resolução n.º 020/CA/217), que estabelece as obrigações de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial a que os serviços do sistema elétrico nacional devem obedecer.

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do setor elétrico estabelece os critérios de natureza técnica e comercial que caracterizam a Qualidade dos Serviços (QS) prestado no setor elétrico, pelas diversas entidades intervenientes no sector. A Qualidade de Serviço está dividido em Qualidade de Serviço de Natureza Técnica e Qualidade de Serviço de Natureza Comercial. A Qualidade de Serviço Técnica (QST) é determinada em função dos parâmetros referentes à Continuidade de Serviço (CS) e à Qualidade de Energia Elétrica (QEE).

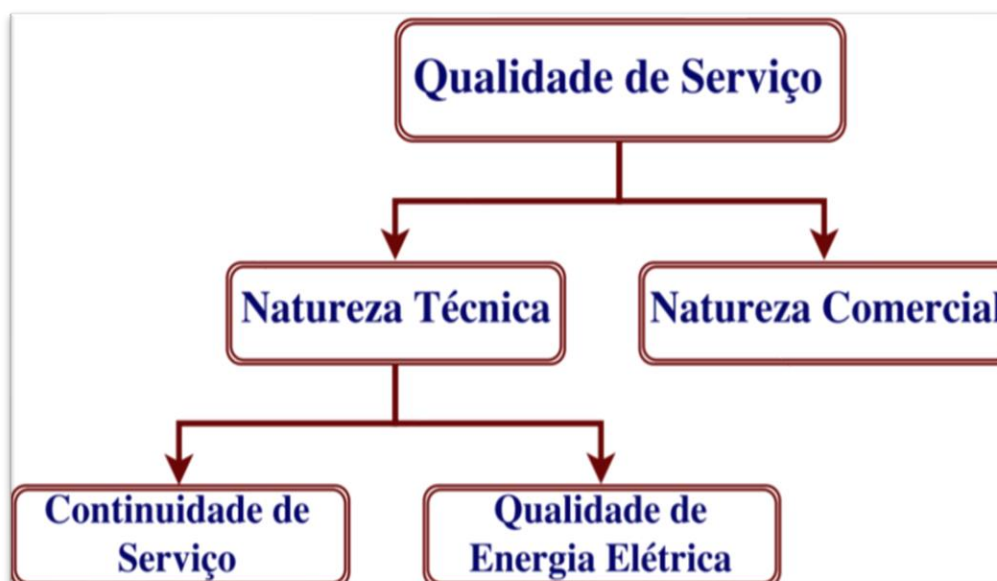


Figura 9 - Qualidade de Serviço do setor elétrico

A Continuidade de Serviço (CS) é normalmente associada ao fornecimento de energia, nomeadamente a sua fiabilidade e disponibilidade, avaliada pela frequência e duração das interrupções de alimentação nos pontos de entrega (PdE) através dos seguintes indicadores: END, MAIFI, SAIDI, SAIFI e TIEPI.

A Qualidade de Energia Elétrica (QEE) analisa, do ponto de vista da entrega da energia as características da tensão fornecida tendo em consideração os fenómenos contínuos (variação do valor eficaz, frequência, severidade da tremulação, desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e distorção harmónica) e os eventos de tensão (cavos de tensão e sobretensões).

Existe ainda em curso para aprovação outros diplomas complementares tais como o regulamento de acesso e interligações a rede, regulamento da produção por fontes de energias renováveis. (AGER, 2020)

3.1.3. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A produção de energia elétrica em São Tomé e Príncipe é a única atividade do setor aberto a livre concorrência, estando apenas dependente da obtenção de licenças junto de entidades administrativas competentes.

Segundo dados históricos a produção de eletricidade em São Tomé e Príncipe já teve na sua matriz uma participação significativa de energias renováveis. Nos dias de hoje isso não se verifica. A Tabela 3, apresenta a evolução do sistema electroprodutor de São Tomé e Príncipe entre o ano de 1929 e 2010, onde se verifica a mudança de cenário relativamente as contribuições tanto das centrais hídricas como das centrais térmicas.

Tabela 3 - Evolução do sistema Electroprodutor de São Tomé e Príncipe

Intervalo Temporal	Central Hídrica	Central Térmica	Demanda	Relação
1929	Mini-Hídrica das Roças	São Tomé		$H > T$
1945	Mini-Hídrica das Roças	São Tomé (+ geradores)		$H >> T$
	Guegue			
1967	Mini-Hídrica das Roças	São Tomé (++ geradores)		$H >> T$
	Guegue			
	Contador			
Anos Depois	Mini-Hídrica das Roças	São Tomé (+ geradores)		$H > T$
	Guegue			
	Contador			
Anos Depois da Independência	Guegue	São Tomé (++ geradores)		$H < T$
	Contador			
2002	Guegue	São Tomé (+++ geradores)		$H << T$
	Contador			
2008	Guegue	São Tomé (++++ geradores)		$H <<< T$
		Bobo Foro 1		
	Contador	Bobo Foro 2		
2010	Guegue	São Tomé (++++ geradores)		$H <<<< T$
		Bobo Foro 1		
	Contador	Sto. Amaro		

A produção de energia a partir de centrais hidroelétricas vai diminuindo entre o ano de 1980 e 2014 conforme a Figura 10.

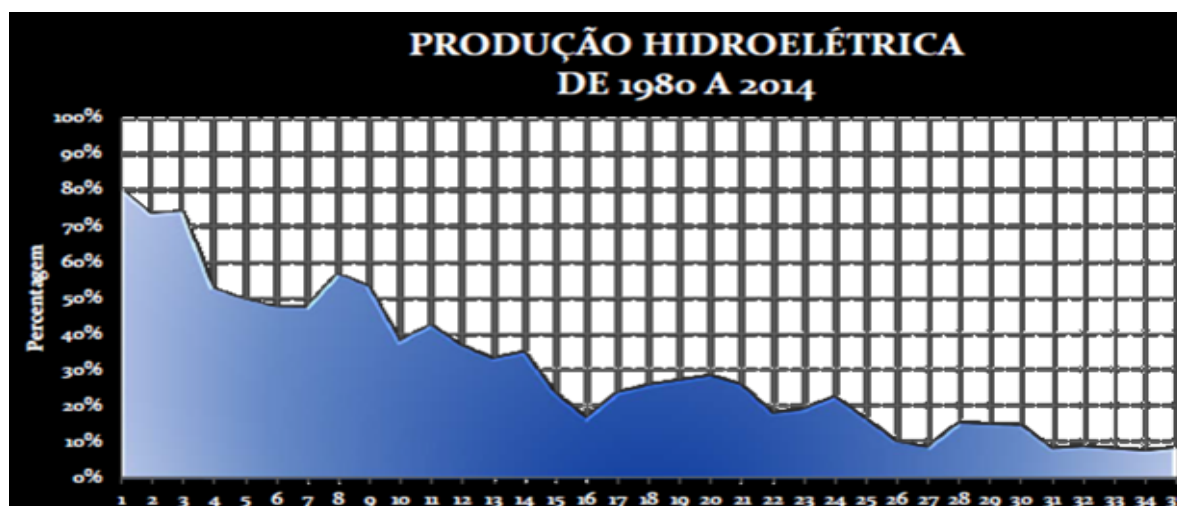


Figura 10 - Evolução da produção hidroelétrica (Maquengo, 2019)

No que diz respeito a produção de energia a partir de fontes térmicas, nomeadamente, produção a partir de derivados de petróleo, verifica-se uma tendência crescente entre o ano de 1980 e 2016.

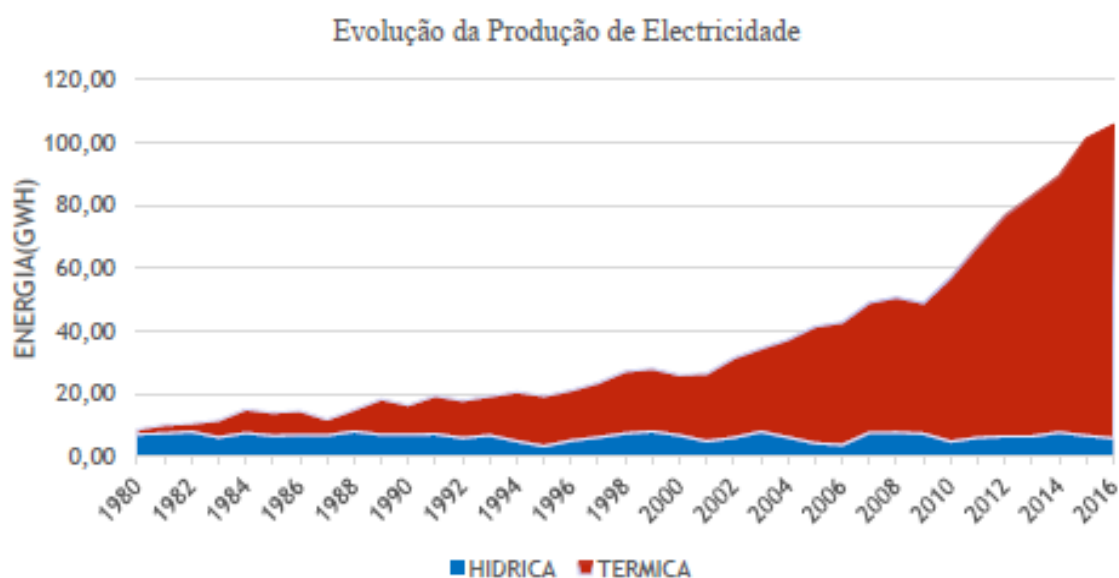


Figura 11 - Comparação entre a evolução da produção hidroelétrica com a produção térmica (Maquengo, 2019)

A tendência verificada ao nível produtivo tem sido sempre crescente, contudo não suficiente para fazer face às necessidades do consumo. A Figura 12 apresenta evolução da produção de energia elétrica entre o ano de 1980 e 2014.

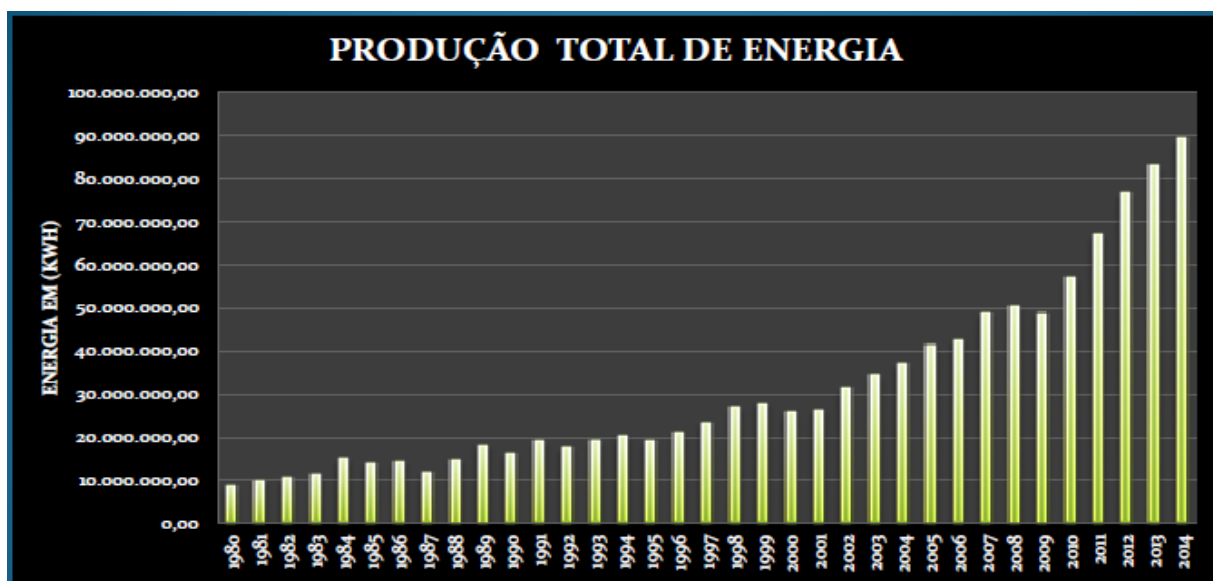


Figura 12 - Evolução da produção de energia (Maquengo, 2019)

A Figura 13 compara a produção e o consumo. Verifica-se uma tendência crescente do consumo entre o ano de 2006 a 2016. Esta tendência crescente do consumo implica uma resposta por parte do sistema electroprodutor, que tende a acompanhar a evolução do consumo.

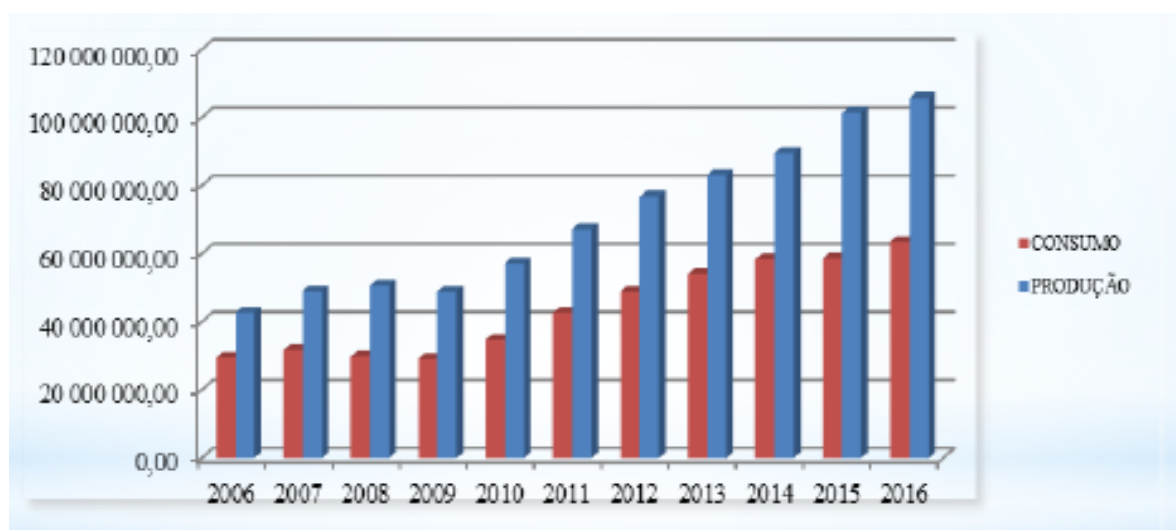


Figura 13 - Comparação entre a produção e o consumo (ALER, 2020)

3.1.3.1. CARATERÍSTICAS DAS CENTRAIS ELECTROPRODUTORAS

A matriz electroprodutora São Tomé e Príncipe é pouco diversificada sendo composto por seis centrais térmicas, das quais cinco encontram-se localizadas na ilha de São Tomé e uma na ilha do Príncipe. Quanto a utilização de fonte renovável, conta-se com central mini-hídrica. As centrais termoelétricas representam mais de 90% da capacidade instalada no país.

O sistema elétrico santomense é constituído por sistemas interligados e sistemas isolados.

É considerado sistemas interligados, sistemas electroprodutores interligados diretamente a rede de transporte e distribuição. Tendo em conta a distribuição Geográfica do país, os sistemas interligados a rede de transporte e distribuição localizam-se em São Tomé.

Os sistemas isolados, são os sistemas electroprodutores existentes na Região Autónoma do Príncipe e os centros electroprodutores instalados nas roças.

É apresentado na Tabela 4 de forma resumida as principais centrais electroprodutoras de São Tomé e Príncipe bem como as suas características. Relativamente aos sistemas interligados a rede de transporte e distribuição de energia conta-se com um total de potência instalada no valor de 20,475 KVA dos quais 15,514 KVA estão garantidas.

Tabela 4 - Centrais interligadas a rede de transporte e distribuição de São Tomé

Nome de Central	Tipo de Central	Item	Grupos	Potência Instalada (KVA)	Potência Garantida (KW)	Ano de Instalação
São Tomé	Térmica	1	ABC 2	1,250	900	1992
		2	ABC3	1,280	900	1992
		3	DEUTZ 1	1,812	1,232	2000
		4	DEUTZ 3	1,812	1,232	2000
		5	Caterpillar	2,250	1,200	2009
Total				7,124	5,464	
S. Amaro	Térmica	1	Himsen	2,126	1,626	2010
		2	Himsen	2,126	1,626	2010
		3	Himsen	2,126	1,626	2010
		4	Himsen	2,126	1,626	2010
		5	Himsen	2,126	1,626	2010
Total				10,631	8,130	
Contador e Guegue	Hídrica	1	Turbina 1	1,200	0,960	1967
		2	Turbina 2	1,200	0,960	1967
		3	Turbina 3	0,320	0	1941
Total				2,720	1,920	
Subtotal de Central Interligada em São Tomé				20,475	15,514	

A ilha do Príncipe possui uma única central térmica constituída por 4 grupos geradores e uma central hídrica obsoleta já fora de serviço. A potência total instalada nestas centrais soma-se 3,276 KVA dos quais apenas 2,880 KVA estão disponíveis.

Tabela 5 - Centrais Isoladas interligada a rede de transporte e distribuição da Região Autónoma do Príncipe

Nome da Central	Tipo de Central	Item	Grupos	Potência Instalada (KVA)	Potência Garantida (KW)	Ano de Instalação
Príncipe	Térmica	1	Caterpillar	900	720	2010
		2	Caterpillar	900	720	2014
		3	Caterpillar	900	720	2014
		4	Caterpillar	900	720	2014
	Hídrica	5	Turbina	80	0	
Subtotal Príncipe				3,276	2,880	

Quanto aos sistemas isolados instalados nas roças de São Tomé, existem cerca de 5 centrais térmicas com cerca de 864 KVA instalados e dos quais apenas 690 KVA estão disponíveis.

Tabela 6 - Centrais Isoladas pertencente às Roças

Nome da Central	Tipo de Central	Item	Grupos	Potência Instalada (KVA)	Potência Garantida (KW)
Porto Alegre	Térmica	1	Volvo	420	336
Angolares		2	Hermoinsa 1	128	102
Ribeira Peixe		3	Perkins	128	102
Santa Luzia		4	Perkins	60	48
Santa Catarina		5	Perkins	128	102
Subtotal Central Isolada				864	690

A concorrência no setor elétrico em STP é quase inexistente e está aberta apenas ao ramo da produção de energia. No domínio do setor privado existe apenas uma central térmica com potência instalada a rondar os 7,500KVA dos quais apenas 2,200 KVA estão disponíveis.

Tabela 7 - Central privada interligada ao sistema electroprodutor de São Tomé e Príncipe

Nome da Central	Tipo de Central	Item	Grupos	Potência Instalada (KVA)	Potência Garantida (KW)	Ano de Instalação
Bobo Forro 1	Térmica	1	Grupo 1	900	550	2008
		2	Grupo 2	900	550	2008
		3	Grupo 3	900	550	2008
		4	Grupo 4	900	550	2008
		5	Grupo 5	900	0	2008
		6	Grupo 6	900	0	2008
		7	Grupo 7	900	0	2008
		8	Grupo 8	900	0	2008
Subtotal Central Privada				7,500	2,200	

A Tabela 8, apresenta o panorama global de São Tomé e Príncipe quanto a potência instalada, disponível e requerida. Verifica-se um total de 31,795 KVA instalados dos quais apenas 21,284 KVA estão disponíveis.

Tabela 8 - Potencia instalada, disponível e requerida em São Tomé e Príncipe

	Potência		
	Instalada (KVA)	Disponível (KW)	Requerida (KW)
Príncipe	3,276	2,880	6
São Tomé	28,519	18,404	25
Total	31,795	21,284	31

Tendo em conta a potência requerida, verifica-se um grande défice no sistema electroprodutor, resultando numa distribuição seccionada para o consumidor final.

3.1.3.2. PROJETOS EM CURSO

Tendo em conta a temática ambiental que se vive na atualidade, São Tomé e Príncipe tem em carteiras alguns projetos para a melhoria da qualidade de serviço do setor elétrico, que passa por, diversificar as fontes primária de energia, reduzindo a dependência dos derivados de petróleo.

Dos projetos em curso destaca-se:

- Pequena central hidroelétrica da Roça Agostinho Neto;
- Pequena central hidroelétrica do Rio Contador (Extensão da capacidade);
- Pequena central hidroelétrica de Guegue;
- Mini-hídrica de Diogo Vaz;
- Mini-hídrica de Monte Café;
- Mini-hídrica do Rio Papagaio;
- Central Solar FV no Aeroporto do Príncipe

Além destes projetos estão em curso projetos no domínio da eficiência energética.

3.1.4. TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

As redes de transporte e distribuição em São Tomé e Príncipe têm como função levar a energia aos consumidores domésticos e industriais, em dois níveis de tensão, sendo eles, a baixa tensão onde são ligados diretamente os equipamentos e em média tensão, normalmente utilizado para transporte e distribuição de energia.

Estas redes também recebem as energias produzida pelos produtores independentes, que usam fontes renováveis, como, energia solar, energia proveniente da mini-hídrica, energia eólica, entre outras, e também podem receber energia produzida através de centrais de cogeração.

As redes de distribuição são normalmente aplicadas em curtas distâncias, poucos quilómetros, potências relativamente baixas.

Os níveis de tensão aplicados em São Tomé e Príncipe são, 30 kV, 6 kV para média tensão e 400 V para baixa tensão, apresentando uma topologia de rede em anel com exploração radial.

Segundo dados do INE e da EMAE, a taxa de eletrificação em São Tomé e Príncipe é crescente. Nos últimos anos verificou-se um aumento de 57,9% em 2012 para 74,5% em 2018. Atualmente a taxa de eletrificação em São Tomé é de 83.1%, enquanto na ilha Príncipe essa taxa é de 96.5%. A Figura 14 apresenta a taxa de eletrificação por distrito em São Tomé e Príncipe.

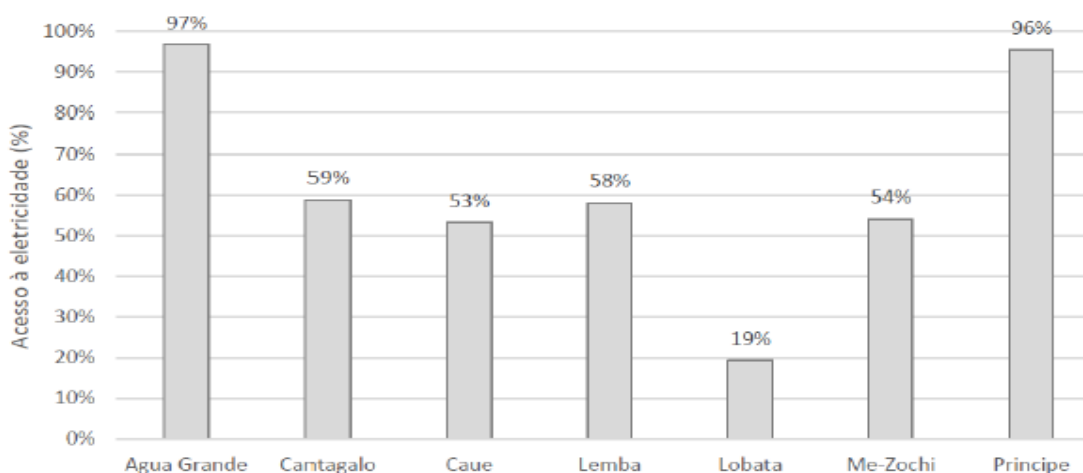


Figura 14 - Taxa de eletrificação em STP (ALER, 2020)

3.1.4.1. INFRAESTRUTURAS DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

As infraestruturas de transporte e distribuição comportam todas as logísticas utilizadas para disponibilização de energia até ao consumidor final, nomeadamente centrais de produção, rede de transporte e distribuição bem como comercialização. Neste subcapítulo serão abordados destes tópicos ligados ao transporte e distribuição de energia em São Tomé e Príncipe.

3.1.4.1.1. NÍVEIS DE TENSÃO

A rede media tensão de 6 kV em São Tomé é composta por uma parte de rede subterrânea que cobre toda a cidade capital e outra parte aérea nas zonas periféricas sul da cidade capital. A rede media tensão na ilha de príncipe é totalmente em 6 kV sendo uma parte em rede subterrâneo e outra em rede aérea. No que concerne a rede aérea temos parte da rede em cabo nu e outra em cabo troçada. A Figura 15 apresenta a rede de 6 kV em São Tomé e Príncipe.

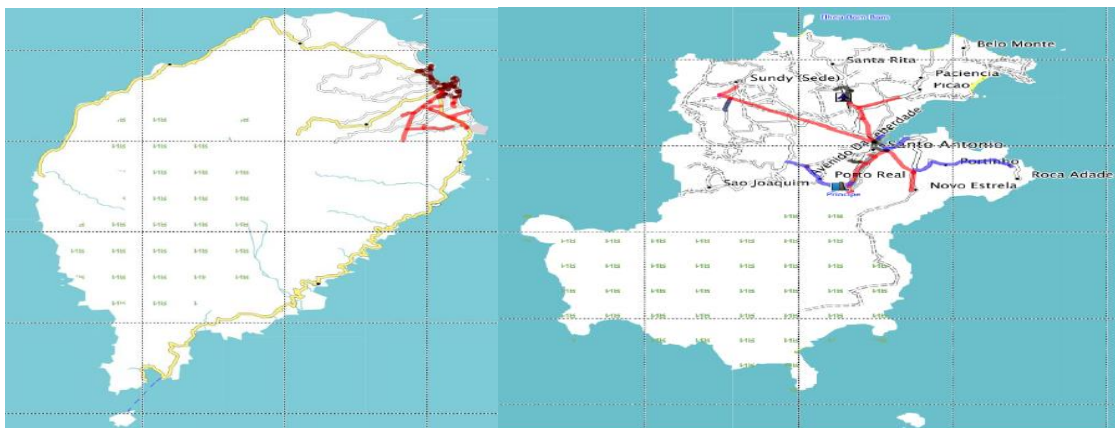


Figura 15 - Rede de 6 kV em São Tomé e Príncipe (Ponte)

O transporte e distribuição da energia elétrica em São Tomé é feita maioritariamente em 30 kV. Tendo em conta o nível de tensão aplicado para transporte e distribuição de energia, a rede de transporte e distribuição fundem-se entre si tornando assim um sistema elétrico bastante complexo, com existências de postos de transformação conectadas entre a linha que faz ligação entre duas subestações, postos de transformação na linha entre centrais e subestações e derivações ao longo da suposta linha de transporte tornando assim bastante difícil a gestão da rede elétrica nacional.

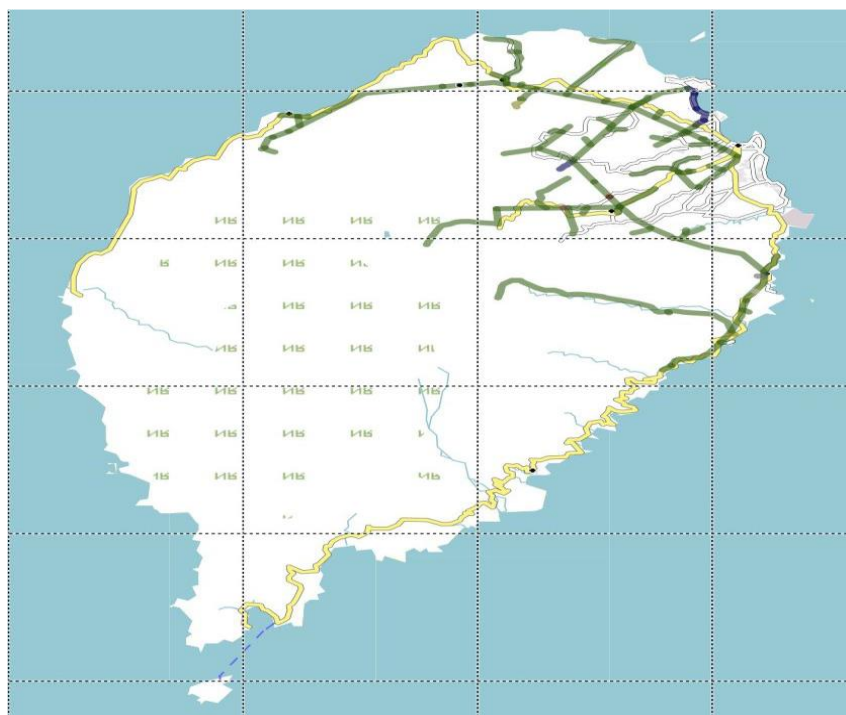


Figura 16 - Rede de 30 kV em São Tomé (Ponte)

A Figura 17 e 18 apresenta o global da rede de transporte e distribuição de energia em São Tomé e Príncipe para os níveis de tensão de 6 kV e 30 kV.

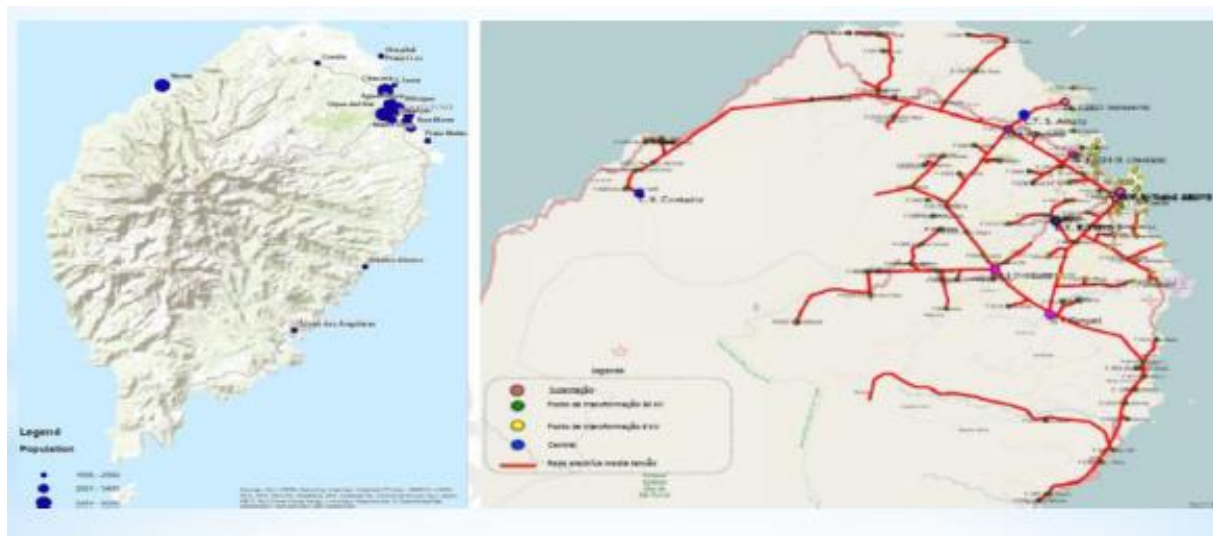


Figura 17 - Global da rede de 6 kV e de 30 kV em São Tomé (Ponte)

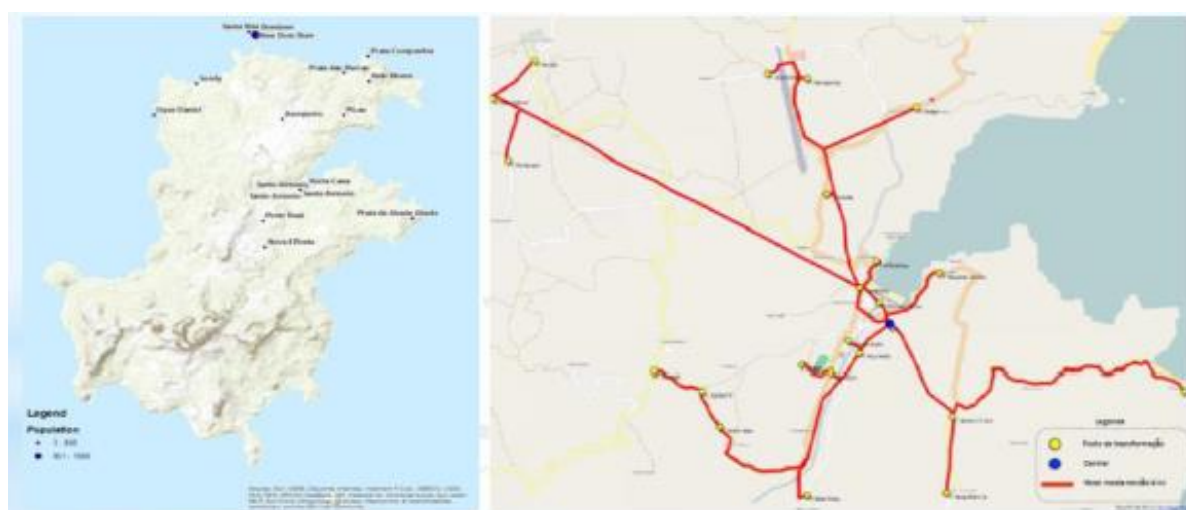


Figura 18 - Rede de 6 kV na ilha do Príncipe (Ponte)

Os consumidores em baixa tensão, recebem nas suas tomadas 230 V de tensão simples e 400 V de tensão composta. De acordo a base de dados dos consumidores da EMAE, o número de contratos de energia é de 40775 sendo 35039 clientes em BT.

Segundo os dados da EMAE referente ao ano de 2017 as redes de transporte e distribuição de eletricidade em São Tomé tem uma extensão estimada em 203 km de rede de MT de 30 kV e 300 km de BT. Na RAP a extensão da rede é estimada em 25 km de rede de MT e 25 km de BT.

3.1.4.1.2. POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

Quanto aos postos de transformação, contabiliza-se um total 149 posto de transformação em São Tomé, sendo 89 conectados a linha de 30 kV e 60 postos conectados a linha de 6 kV.

Dos postos conectados na linha de 30 kV, 50 são aéreos, 30 são cabines e 9 são cabines adaptadas. Na linha de 6 kV, 50 postos são aéreos, 30 são cabines e 9 são cabines altas.

Os postos de transformação da ilha do Príncipe, estão todos eles concebidos para um nível de tensão de 6 kV. Contabiliza-se, 23 postos de transformação, dos quais 20 são aéreos e 3 cabines.

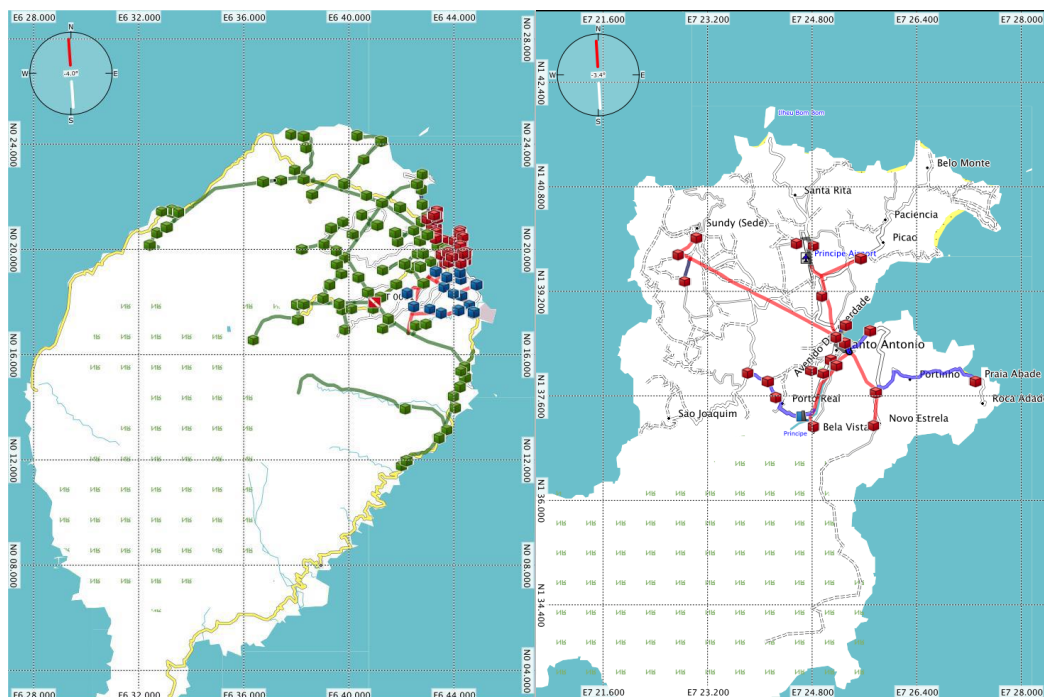


Figura 19 - Postos de transformação a verde representam postos conectados a rede de 30 kV, e a vermelho rede de 6 Kv (Ponte)

3.1.5. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A atividade de comercialização de energia elétrica constitui a última atividade da cadeia do fornecimento de energia elétrica.

No mercado elétrico preconizado pelo SEN, a produção da energia elétrica se realiza com o livre estabelecimento de produtores que, de acordo com os princípios da competição e concorrência, deve vender a eletricidade produzida a entidade comercializadora, negociando de forma livre os termos dos contratos de compra e venda de energia elétrica que venham a subscrever, respeitando as modalidades e os requisitos mínimos previstos no presente diploma e nos seus regulamentos.

A operação do sistema, o transporte, a distribuição e a comercialização da energia elétrica têm carácter de atividades reguladas, cujo regime económico e de funcionamento se ajustará aos princípios básicos previstos no regulamento, bem como as regras de concessão. O sistema elétrico pode incluir também as atividades de distribuição e venda de energia elétrica quando em regime integrado em localidades pequenas e isoladas.

3.1.5.1. REGIME DAS TARIFAS DE ENERGIA

A tarifa média de eletricidade aplicada em São Tomé e Príncipe é de 0,22 €/kWh correspondente à 5.5 nSTD/kWh. Estima-se que a categoria de clientes residenciais paga apenas 46% do valor referente aos custos de produção de energia elétrica 11.9 nSTP/kWh sem a subvenção do governo.

Atualmente não existem normas especiais sobre tarifas de energia, salvo algumas disposições aplicáveis ao sector da eletricidade.

De acordo com o RJSE, as tarifas estão enquadradas em dois grupos principais: a tarifa dos serviços concorrenciais e a tarifa dos serviços não concorrenciais. A primeira está sujeita às regras do mercado (Artigo 70.º), enquanto a segunda está no âmbito da regulação económica (Artigo 71.º). Nessa ordem de ideias, as tarifas das atividades de produção, que são totalmente liberalizadas, obedecem a um princípio de liberdade na sua fixação, sem distinção da fonte primária da energia. As tarifas não concorrenciais são definidas no âmbito do contrato de concessão e devem ser revistas de cinco em cinco anos pela entidade reguladora. A Tabela 9 apresenta algumas tarifas aplicadas em São Tomé e Príncipe.

Tabela 9 - Tarifas elétricas aplicadas em São Tomé e Príncipe

Tarifas por tipo de cliente		
Categoria de Clientes	Nº de Clientes	Faturação/Tarifas
Clientes domésticos	25971	
Primeiro Escalão <100KWh		1667.64
Segundo Escalão <300KWh		2452.28
Terceiro Escalão >300KWh		3841.52
Administração Pública e Autarquias	463	9868.29
Região Autónoma (Estado)	80	9868.29
Clientes Industriais	173	3429.93
Clientes Comerciais e Serviços	1720	3841.52
Empresas Públicas	19	6525.07
Embaixadas e Org. Interm.	27	6565.00
Trabalhadores da EMAE	215	1015.96

Outros Org. Privada	172	3841.52
Instituições Financeiras	35	6565.00
Companhia de Telecomunicações	23	6565.00
Companhias Aéreas	5	6565.00
Conceções EMAE	17	1067.31
Sistema de Pré-Pagamento	1861	3166.71
TOTAL	30781	

3.2. DESAFIOS DO SETOR ELÉTRICO DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE

A falta de recurso associado a insularidade bem como a ausência de plano estratégico para o sector energético tem constituído o maior desafio para desenvolvimento do setor elétrico santomense.

Segundo o relatório do BAD a insularidade representa um desafio ao desenvolvimento dos diversos sectores em São Tomé e Príncipe, imputando um sobrecusto estimados em 14% do PIB, em que 4% estão diretamente ligados às condições de importação e exportação via marítima, 3 % ao transporte aéreo de passageiros, 4,5 % à energia e mais de 2,5 % às comunicações.

Estes sobrecustos são ainda mais notáveis na ilha do Príncipe, onde os preços de todos os produtos importados são mais elevados devido a dupla insularidade.

3.2.1. NORMALIZAÇÃO

Neste subcapítulo o contexto de normalização está dividido em dois pontos, nomeadamente a instituições responsáveis pela fiscalização e normas do setor propriamente ditas.

3.2.1.1. INSTITUIÇÕES

A normalização constitui um ponto chave no desenvolvimento do setor elétrico e não só, entretanto, tanto a DGRNE como AGER ainda não estão dotadas de todos os recursos humanos e materiais para efetiva aplicação das responsabilidades legalmente definidas, o que impede o correto funcionamento das instituições com responsabilidade no domínio normativo e de fiscalização.

3.2.1.2. NORMA

Em São Tomé e Príncipe não existe uma lei base sobre a energia, desta forma os documentos com carácter regulatórios existentes parecem incompletos e pouco adequados à realidade do setor elétrico como é o caso do regulamento de qualidade de serviço.

3.2.2. PRODUÇÃO DE ENERGIA

A produção de eletricidade em São Tomé e Príncipe é um dos maiores desafios do setor elétrico santomense, tendo em conta a sua posição na cadeia de valor do sistema elétrico.

São inúmeros os fatores que fazem da produção de energia em São Tomé e Príncipe um dos pontos críticos e que necessita de intervenção, nomeadamente a capacidade instalada que é insuficiente face à procura, a matriz electroprodutora que é pouco diversificada, pouco eficiente e obsoleta resultando em apagões frequentes.

Entrevistas feitas a entidades com conhecimento de causa apontam para a produção de energia como sendo um dos pontos-chave a intervir para a melhoria do setor.

Neste trabalho centraremos na introdução das energias renováveis na matriz electroprodutora de São Tomé e Príncipe.

3.2.3. TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

O sistema elétrico de energia é constantemente alvo de incidentes, e muitos destes associados à rede de transporte e distribuição de energia. De forma a localizar e eliminar o defeito no menor intervalo de tempo possível de modo a assegurar a continuidade, segurança e qualidade de serviço, o sistema de transporte deverá ser dotado de sistema de controlo e supervisão com respostas rápidas. Isto só é possível através de um bom controlo e modernização constante da rede.

3.2.4. COMERCIALIZAÇÃO

A fatura energética é constituída por diversas parcelas e deve refletir todos os custos associados à disponibilização de energia ao consumidor final.

A estrutura tarifária aplicada em São Tomé e Príncipe é instituída pelo governo e tem um carácter social, não refletindo os custos de produção de eletricidade que por sua vez é 95,5% à base de combustível importado, nem os custos da infraestrutura e serviços associados ao uso global do sistema, como o uso da rede de transporte, uso da rede de distribuição, a operação e logística quanto ao comercializador tornando o sistema insustentável. Importa referir que as tarifas não são atualizadas desde 2007. (ALER, 2020)

4. OPORTUNIDADES DE MELHORIAS DO SETOR ELÉTRICO DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE

O capítulo anterior permitiu identificar alguns pontos cuja intervenção contribuiria significativamente para a melhoria do setor elétrico santomense.

Do conjunto de etapas necessária para disponibilização de energia ao consumidor final a produção de energia é o ponto mais crítico, onde se pode verificar défices na quantidade e na qualidade produzida.

Este capítulo centra-se na exploração de alternativas no domínio da produção de energia, tendo como foco a inclusão das energias renováveis na matriz electroprodutora de São Tomé e Príncipe. As energias renováveis como solar e eólica tem se mostrado como uma alternativa viável para implementação em ilhas, como forte aderência em todo mundo. Contudo em sistemas elétricos isolados, são caracterizados por uma baixa inércia comparativamente com os grandes sistemas interligados, podendo representar um risco para a operação segura do sistema elétrico, sendo necessário manter em funcionamento grupos térmicos por questões de segurança, limitando a produção renovável. A escolha da energia solar fotovoltaica e energia eólica deve-se ao forte potencial destas fontes em São Tomé e Príncipe.

4.1. PRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL - CONCEITOS

São apresentados neste subcapítulo alguns conceitos associados à produção de energia a partir de fonte renovável.

Com a introdução da produção de energia a partir de fonte renovável no sistema elétrico, foram introduzidas novas variáveis relativamente a gestão da rede elétrica. Estas variáveis podem ser descritas como, produção descentralizadas, controlo mais em tempo real do fluxo de energia na rede causado pela descentralização.

Em sistemas isolados, a natureza variável da produção renovável compromete a flexibilidade de operação das redes, tornando-as particularmente suscetíveis a problemas de estabilidade da frequência, facto que representa um risco para a continuidade e qualidade de serviço.

4.1.1. PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA

A produção descentralizada baseia-se num tipo de produção, que é geralmente composto por pequenas unidades de produção (centenas de kW a algumas dezenas de MW), que podem ser ligadas à rede BT, MT ou AT, de maneira dispersa. (J. P. S. Paiva, 2015)

A produção descentralizada, pela sua dispersão geográfica, é onde recentemente, têm sido desenvolvidos os conceitos de sistemas de controlo e comando inteligentes. (J. P. S. Paiva, 2015)

É o oposto da produção centralizada, que geralmente recorre a grandes centrais de produção, caracterizadas pela sua grande concentração de potência em determinados pontos da rede, previstos para serem comandados de maneira centralizada. (J. P. S. Paiva, 2015)

Existem vários aspetos a ter em conta, quando se integra produção distribuída ao nível das redes de distribuição:

- Considerar incertezas e previsões quanto aos cenários de consumo e níveis de produção, garantindo sempre a existência da continuidade de serviço;
- Identificar os locais onde pode-se obter maiores benefícios com a produção descentralizada;
- Considerar os custos e benefícios para todas as partes envolvidas;
- A produção descentralizada pode ser estruturada em duas categorias;
 - Autoconsumo;
 - Produção autónoma;

A autoconsumo corresponde às atividades de uma empresa ou residência(s), onde elas próprias são capazes de produzir a energia elétrica necessária, para cobrir em parte ou em totalidade, as suas necessidades energéticas. (J. P. S. Paiva, 2015)

A produção autónoma destina-se a empresas ou residência(s), cuja atividade principal é a produção de energia elétrica com a intenção de venda a um distribuidor ou, através de um intermediário, aos consumidores. Corresponde a fonte de energia elétrica conectada, mas não pertencente à rede. (J. P. S. Paiva, 2015)

A produção descentralizada traz várias vantagens que justificam a sua implementação como solução em ilhas:

- É necessário pouco espaço para instalação – devido à sua dispersão e é mais fácil encontrar sítios disponíveis para a sua instalação;
- Instalação próxima da carga, traduzindo-se numa redução de custos em perdas;
- Autonomia energética – permite o funcionamento independente da rede elétrica,
- prevenindo a falha do serviço de energia.

4.1.2. INFLUÊNCIA DA PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA NA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO

Na rede de distribuição MT e BT tradicional, o trânsito de potências ocorre sempre num único sentido, da fonte para os consumidores, e são constituídas por circuitos elétricos passivos,

devido aos fluxos de potência ativa e reativa serem determinados pelas cargas, e deslocam-se de níveis de tensão superiores para inferiores. (J. P. S. Paiva, 2015)

Os níveis de tensão, para essas redes de distribuição, têm os seus valores máximos próximos das fontes, e vai diminuindo à medida que a distância é maior.

Na rede de distribuição MT e BT descentralizadas o trânsito de potência e as tensões deixam de ser determinadas somente pelas cargas, mas também pelas fontes descentralizadas, podendo-se deslocar de tensões menores para tensões superiores. (J. P. S. Paiva, 2015).

Na Figura 20 temos a diferença da representação dos perfis de tensão de MT entre uma produção centralizada (1) e descentralizada (2).

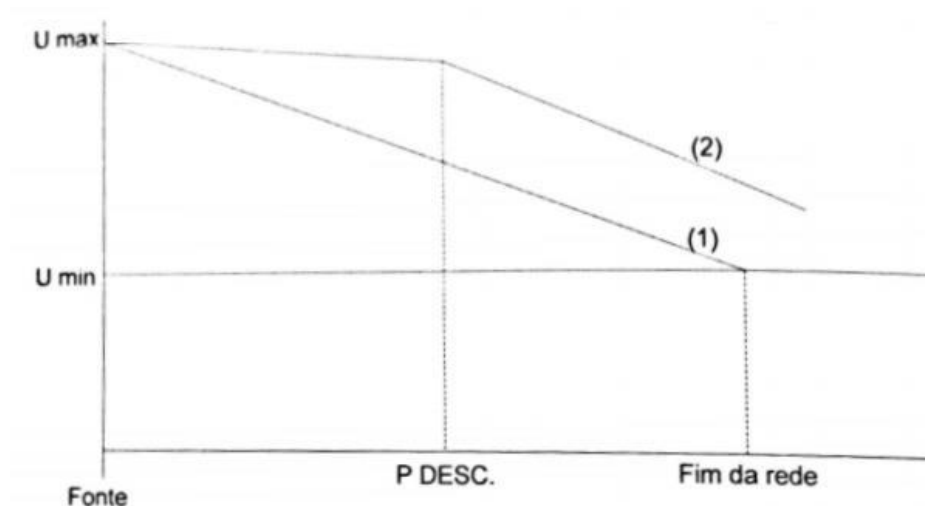


Figura 20 - Perfil entre uma produção centralizada (1) e descentralizada (2) (J. P. S. Paiva, 2015)

4.1.3. SISTEMAS DE MONITORIZAÇÃO E CONTROLO

De maneira a obter o melhor rendimento possível do sistema elétrico com integração renovável, é fundamental um bom sistema de controlo e monitorização, para a maximizar a eficiência do sistema. Atualmente, o conceito de redes elétricas inteligentes *smart-grids* reflete melhor este conceito.

As redes inteligentes permitem que os fornecedores e consumidores de eletricidade, compartilhem informações em tempo real, usando tecnologia de informação, de maneira a maximizar a eficiência energética, sustentar todas as opções de produção e armazenamento, antecipar e responder, de forma independente, a anomalias do sistema.

É uma evolução da rede, que permite fluxos bidirecionais de energia e recorre a comunicação bidirecional e com capacidades de controlo que garantem um vasto leque de aplicações e funcionalidades.

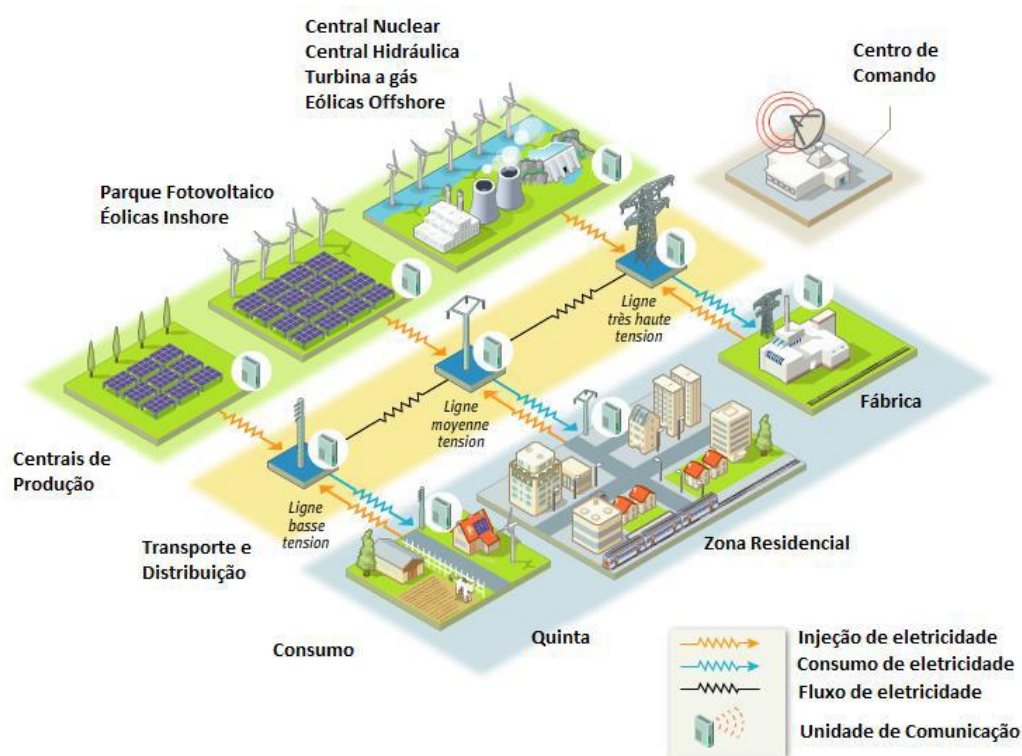


Figura 21 - Smart-Grids (Energy Efficiency Magazine, s.d.)

Em termos gerais, pode-se dizer que as redes inteligentes são a aplicação da tecnologia de informação para o sistema elétrico de potência (SEP), integrada aos sistemas de comunicação e infraestrutura da rede automatizada. Envolve a utilização de sensores nas linhas da rede de energia elétrica e um sistema de comunicação de duas vias dos diversos dispositivos e autómatos dos ativos.

Esses sensores detetam informações sobre a operação e desempenho da rede, tais como tensão e corrente, e são recebidos por um sistema analítico central, que analisa os dados e determina o que deve ser feito para melhorar o desempenho da rede.

Entre os seus benefícios encontram-se:

- Eficiência: implica um menor consumo de energia para fornecer o mesmo nível ou melhor qualidade do serviço aos seus clientes;
- Reduz os custos e as emissões de carbono;
- Fiabilidade: a rede inteligente irá detetar quando os ativos de uma rede têm falha total ou parcial, diminuindo o tempo de reparação/substituição;
- A rede elétrica inteligente permite isolar o impacto de uma falha ao nível dos clientes, de forma que o menor número possível de cliente seja afetado quando ocorre uma falha de energia;
- Capacidade de multisuporte a vários tipos de equipamentos de produção.

4.2. ALTERNATIVAS RENOVÁVEIS PARA SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE

As energias renováveis têm tido uma adaptação crescente ao longo dos anos, sendo vistas como a principal resposta à utilização de combustíveis fósseis poluentes.

As principais vantagens da utilização da energia renovável, devem-se ao fato de serem tecnicamente inesgotáveis, a sua característica não poluente e a sua capacidade em ser explorada localmente, permitindo diminuir a dependência energética relativamente a países cuja principal exportação é o gás natural e o petróleo.

A Tabela 10 representa o custo associado a importação do gásóleo para produção de energia em São Tomé e Príncipe.

Tabela 10 - Importação de Gasóleo/lubrificante usado para produção de eletricidade em centrais térmicas (Aler, 2018)

Diesel/Lubrificantes	2009	2010	2011	2012	2013
Diesel (litros)	11.743.334	9.473.229	13.315.861	18.101.521	19.095.025
Lubrificante (litros)	51.558	35.761	34.541	46.617	59.428
Custo Total (x 10 ³ Dobras)	137,176.456	113.291.754	193.367.754	267.024.011	289.494.914
Custo Total (USD)	7.838.655	6.473.815	11.049.586	15.258.515	16.542.567

Apesar das suas vantagens face às tecnologias de produção fósseis, a intermitência associada a baixa inercia é um dos principais problemas que envolvem as tecnologias de energias renováveis. Este problema está associado ao fato de que as condições adequadas para a produção de energia a partir de fonte renovável são fatores fora do nosso controle, como por exemplo céu nublado, ventos parados, mar calmo, etc.

O foco deste subcapítulo estará centrado no estudo de alternativas renováveis baseada nas energias eólicas e fotovoltaica. A escolha destas duas tecnologias deve-se ao facto destas tecnologias estarem bastante desenvolvidas e com aplicação em todo mundo.

4.2.1. ENERGIA EÓLICA

O primeiro registo histórico do aproveitamento da energia eólica sob o tipo de pás, tem origem na Pérsia, por volta de 200 A.C., e tinha como fim o bombeamento de água e moagem de grãos, sob a forma de cata-ventos (moinho de eixo vertical).

O conceito inicial persistiu até o século XII, quando começaram a ser utilizados moinhos de eixo horizontal na Inglaterra, França e Holanda, entre outros países.

Estes novos cata-ventos não só tinham com função o bombeamento de água, mas foram utilizados também para a produção de óleos vegetais, fabrico de papel, serrarias para processar madeiras, etc.



Figura 22- Cata-vento Holandês (Viagens e Turismo na cidade das Flores, s.d.)

O início da adaptação dos cata-ventos para geração de energia elétrica teve início no final do século XIX, onde poucas firmas americanas produziam esses cata-ventos modificados (capazes de produzir até 1000W de corrente contínua) e vendiam-nos a fazendeiros.

Ao longo do século XX, a tecnologia sofreu um avanço considerável, cada vez mais aumentando a sua capacidade de produção energética, de maneira a rivalizar a indústria dos produtores de energia fóssil.

Atualmente as energias renováveis encontra-se produzindo uma parte cada vez maior da energia global. A Alemanha é um dos mais importantes mercados de energia eólica, com a segunda maior quantidade de capacidade de energia eólica (23.903 MW em 2008), sendo que os EUA ocupam o primeiro lugar. Juntamente com a Alemanha e os EUA, a Espanha, a França, a Dinamarca, a China e a Índia são os maiores utilizadores de energia eólica para produção de eletricidade.

A indústria da energia eólica, com o crescente volume de exportações, tornou-se um importante mercado global e um fator económico. (Ammonit, 2019) (PE Desenvolvimento, s.d.)

4.2.1.1. CARATERÍSTICAS DA TURBINA EÓLICA

A Figura 23, representa a curva de potência típica de uma turbina eólica, subdividida em três zonas, caracterizada como zona de arranque, zona de funcionamento nominal e zona de corte.

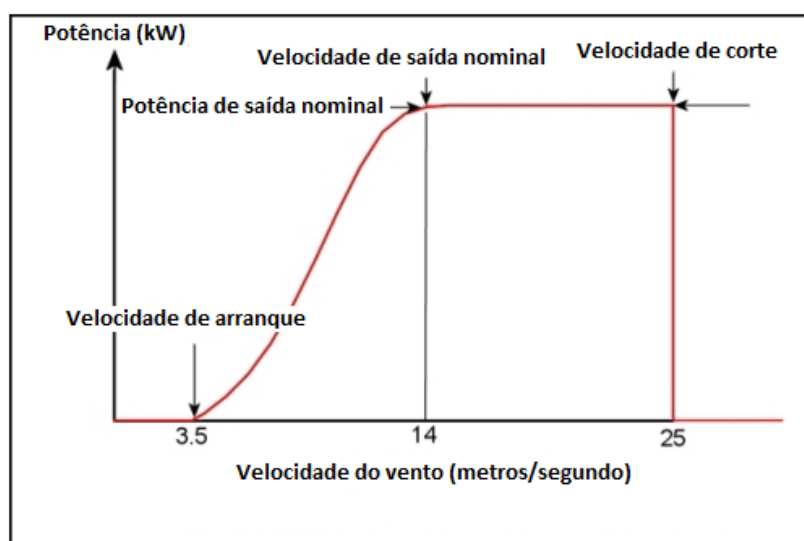


Figura 23 - Curva de potência da turbina eólica (A. O., 2017)

Na zona de arranque está compreendida a velocidade de vento de 3,5 e 14 m/s. Esta gama de velocidade representa a velocidade do vento necessária para que haja movimento na turbina, capaz de gerar energia elétrica.

A zona de funcionamento nominal é atingida quando se atinge a velocidade nominal e respetiva potência nominal de saída. A medida que a velocidade do vento aumenta em relação à velocidade de arranque, aumenta a potência elétrica de saída. No entanto, para velocidades de vento entre 12 e 17 m/s, é atingido o limite de potência de saída que o gerador elétrico é capaz de produzir.

A medida que a velocidade aumenta em relação à velocidade nominal, as forças que atuam sobre a estrutura da turbina continuam a aumentar, podendo originar danos ao rotor. Quando a velocidade é superior a 25 m/s, é utilizado um sistema de travagem para forçar a paragem do rotor. Essa velocidade é chamada de velocidade de corte a partir da qual se entra da zona de corte (Shields, 2016)

A potência disponível num fluxo de vento da mesma área de seção transversal que a turbina eólica pode ser facilmente demonstrada pela fórmula:

$$\frac{1}{2} \rho U^3 \frac{\pi d^2}{4} \quad \text{Equação 1}$$

Se a velocidade do vento U estiver em metros por segundo, a densidade ρ (kg/m³) e o diâmetro do rotor d (m), então a potência disponível terá de estar representada por watts. O coeficiente de potência (μ) da turbina eólica é definido como a potência real a dividir pela potência disponível.

$$\mu = \frac{\text{Potência}}{\frac{1}{2} \rho U^3 \frac{\pi d^2}{4}} \quad \text{Equação 2}$$

O limite teórico sobre a quantidade de energia que pode ser extraída por uma turbina eólica de uma corrente de ar, é denominado por limite de Betz:

$$\mu = \frac{16}{27} \approx 59\% \quad \text{Equação 3}$$

Este limite nada tem a ver com ineficiências no gerador, mas sim na própria natureza das turbinas eólicas

Os aerogeradores extraem energia ao desacelerar o vento. Para um aerogerador ser 100% eficiente, necessitaria de garantir uma paragem total na massa de ar em deslocação, mas nesse caso, seria necessária uma massa sólida que cobrisse 100% da área de passagem da massa de ar, impedindo a rotação do rotor, sendo impossível converter energia cinética em mecânica.

No outro caso, se tivéssemos um aerogerador com apenas uma pá de rotor, a maior parte do vento que atravessaria essa pá “falhava”, mantendo a sua energia cinética. Entre estes dois casos, existe um pico ou ponto máximo de rendimento, que é o limite de Betz. (Minho, s.d.)

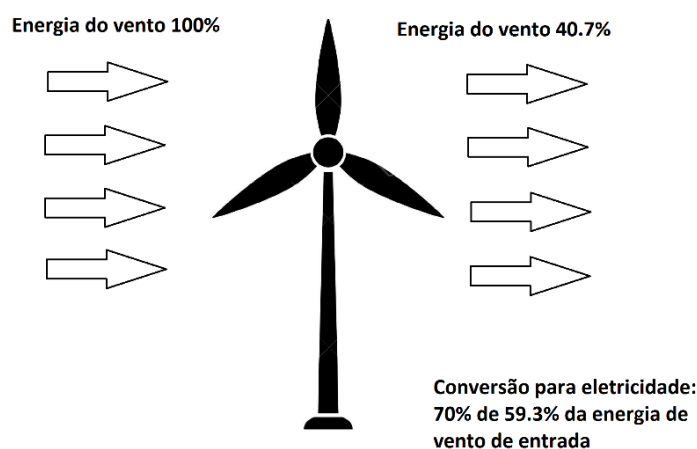


Figura 24 - Exemplificação do limite de Betz (Minho, s.d.)

Na Figura 24, a turbina eólica converte 70% do limite de Betz em eletricidade. Portanto, o coeficiente de potência desta turbina eólica seria $0,7 \times 0,59 = 0,41$. Portanto, esta turbina eólica converte 41% da energia eólica em eletricidade. As turbinas de vento encontram-se geralmente na escala 35-45%. (Minho, s.d.)

4.2.1.2. CONSTITUIÇÃO DA TURBINA EÓLICA

Na Figura 25, observa-se os principais componentes de uma turbina eólica típica, de eixo horizontal.

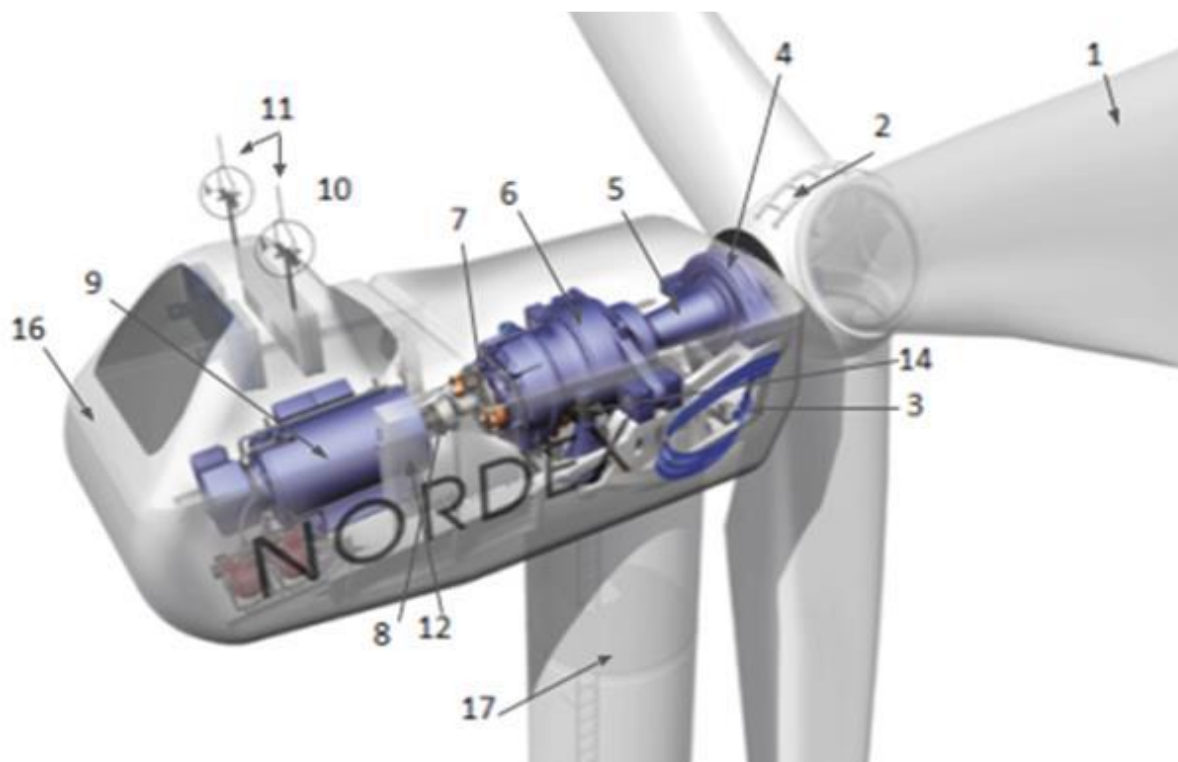


Figura 25 - Constituição de uma turbina eólica (J. P. S. Paiva, 2015)

Legenda: 1- Pás do rotor; 2- Cubo do rotor; 3 - Cabina; 4 - Chumaceira do rotor; 5- Veio do rotor; 6 - Caixa de velocidades; 7 - Travão de disco; 8 - Veio do gerador; 9 - Gerador; 10 - Radiador de arrefecimento; 11 - Anemómetro; 12 - Sistema de controlo; 14 - Mecanismo de orientação direcional; 16 - Cobertura da cabina; 17 - Torre.

Pode-se agrupar de uma forma simplificada, todos os componentes em três partes do sistema de conversão de energia eólica:

- a) Rotor;
- b) Cabina;
- c) Torre.

Seguidamente são explicados com mais detalhe os constituintes:

a) Rotor

Elemento de fixação das pás que transmite o movimento de rotação para o eixo de movimento lento. Um de seus principais componentes é o sistema hidráulico que permite o movimento das pás em distintas posições para otimizar a força do vento ou parar a turbina por completo. Os aerogeradores com rotor de eixo horizontal constituídos por 3 pás, são os mais conhecidos e os mais utilizados para a produção elétrica em grande escala, impulsionados apenas pela força da sustentação.

Estes apresentam também maior eficácia pela sua menor resistência ao ar, podendo atingir os 45% de eficiência. A gama de potências dos aerogeradores pode variar desde os 100 W (com comprimento das pás da ordem de 1 metro) até cerca de 8 MW (longitude das pás superiora 80 metros). (J. P. S. Paiva, 2015)



Figura 26 - Rotor (offshore wind, 12)

b) Cabina (Nacelle)

Na cabina encontram-se instalados o veio principal, o travão de disco, a caixa de velocidades (quando existe), o gerador e o mecanismo de orientação direcional. No topo da cabina temos instalado o anemómetro e sensor de direção do vento.

De modo a ser possível extrair a máxima energia possível, é necessário que o rotor fique alinhado com a direção do vento, logo, com o auxílio do mecanismo de orientação direcional,

este vai rodar a cabina (e o rotor instalado na mesma) para ficar corretamente posicionada. (J. P. S. Paiva, 2015)



Figura 27 - Cabina ou Nacelle (offshore wind, 12)

c) Torre

A torre é responsável por suportar a cabina e elevar o rotor até uma altura onde a velocidade do vento é maior, podendo atingir alturas superiores a 100 metros. Atualmente o tipo de torre mais utilizado é a torre tubular, geralmente constituídas por aço ou betão, onde os diversos troços são fixados no local com o auxílio de uma grua.

Estas torres têm de ser dimensionadas de forma a suportar cargas significativas e exposição ao ambiente ao longo do seu período de vida útil (20 anos). (J. P. S. Paiva, 2015)



Figura 28 - Torre tubular (windpowermonthly, 27)

4.2.1.3. FUNDAÇÕES

As fundações das turbinas podem ser caracterizadas como inshore, com uma profundidade do mar a variar entre 0 e 50 metros, e offshore, para profundidades superiores a 50 metros.

As fundações inshore costumam implicar obras de fixação no fundo oceânico, sendo normalmente utilizadas as estruturas do tipo monopilares e de tripé. Para as turbinas offshore, são utilizadas as estruturas flutuantes, que são um tipo de fundação que permite suportar a turbina, sem ser necessário fazer obras extensíveis no fundo oceânico, permitindo gerar eletricidade em profundidades de água onde torres montadas no fundo não são viáveis.

As estruturas normalmente utilizadas são do tipo “*Tension Leg Platform*”, *Semissubmersível* e *Spar buoy*.

Sendo o vento é mais consistente e mais forte sobre o mar, devido à ausência de características topográficas que interrompem o seu fluxo, as estruturas flutuantes têm um bom potencial de crescimento nesta indústria.

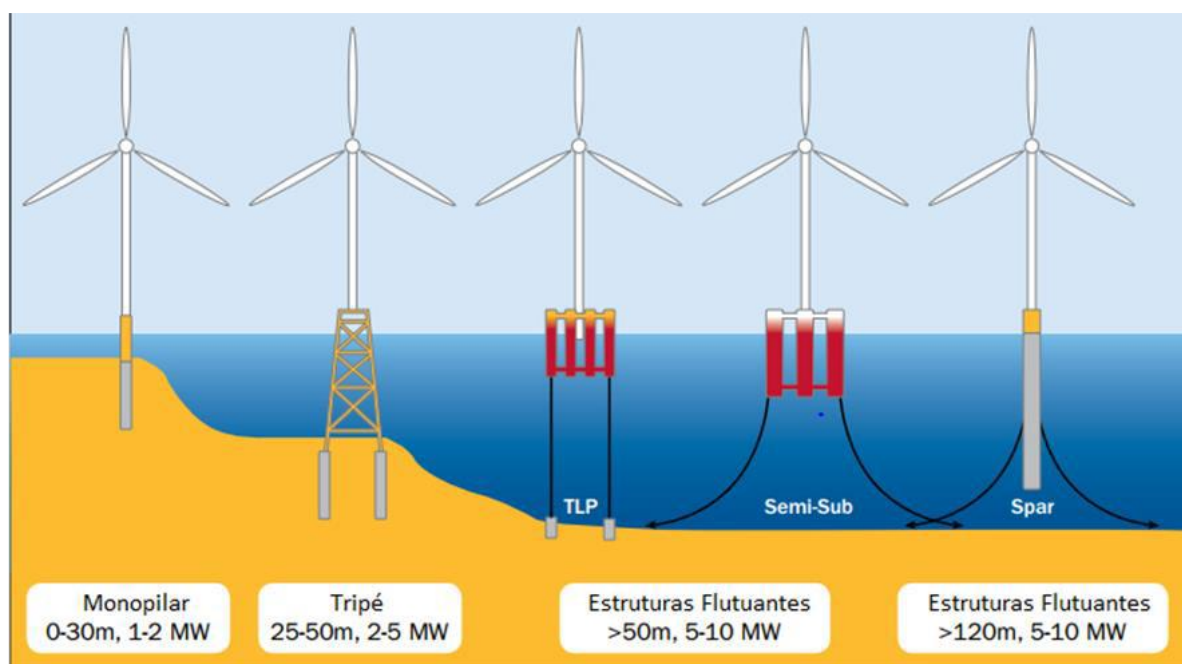


Figura 29 - Fundação eólica marítima (Helen Bailey, 2014)

- Monopilar: estrutura que recorre a um pilar de aço cilíndrico com um diâmetro entre 3,5 e 4,5 metros para suportar a turbina eólica. O pilar é introduzido entre 10 e 20 metros de profundidade do fundo oceânico. (Iberdrola, s.d.)
- Tripé: os pilares são instalados de maneira a serem capazes de ancorar o tripé ao fundo oceânico, transferindo o peso da torre por três pilares de aço. Os três pilares são instalados entre 10 a 20 metros de profundidade do fundo oceânico. (Iberdrola, s.d.)

- *Tension Leg Platform (TLP)*: estrutura semissubmersível que recorre à aplicação de bóias. A plataforma encontra-se fixada com cabos de amarre sob tensão à coluna central, ancorados ao fundo do oceano através de um sistema de âncoras para garantir flutuabilidade e estabilidade. (Iberdrola, s.d.)
- *Spar Buoy*: estrutura que recorre a uma grande boia cilíndrica que estabiliza a turbina eólica utilizando o lastro. O centro de gravidade é muito mais baixo na água do que o centro da flutuabilidade. Apesar de as partes inferiores da estrutura serem pesadas, as partes superiores são geralmente elementos vazios perto da superfície do mar, que provocam uma elevação no centro da flutuabilidade. (Iberdrola, s.d.)
- *Semi-Sub*: estrutura semissubmersível que recorre à combinação entre a tecnologia de flutuantes usadas pela TLP e SPAR para obter estabilidade. (Iberdrola, s.d.)

4.2.1.4. CUSTOS DE INSTALAÇÃO

Na Tabela 11, pode-se comparar entre as duas tecnologias de produção eólica existentes: a Onshore e a Offshore.

Tabela 11 - Comparação de custos de instalação de duas tecnologias (onshore e offshore) (Pipeline, 2014)

	Onshore	Off-shore
Custo de capital de investimento €/kW	1550-2240	3015-4570
Custo da turbina eólica (%) (1)	65-84	30-50
Custo de ligação à rede (%) (2)	9-14	15-30
Custo de Construção (%) (3)	4-16	15-25
Outros custos (%) (4)	4-10	8-30

(1) custos associados à turbina eólica incluem a sua produção, transporte e instalação.

(2) custos de ligação à rede incluem cablagem, subestações e edifícios.

(3) custos de construção incluem o transporte e a instalação da turbine e da torre eólica, bem como as suas fundações de suporte.

(4) os outros custos associados à instalação de uma central eólica podem incluir custos de desenvolvimento e engenharia, licenças e consultarias, processos de supervisão, controlo e aquisição de dados (SCADA) e sistemas de monitorização.

De acordo com os dados obtidos em 2014 pela “Clean Energy Pipeline”, no Figura 31 podemos observar de que forma as despesas de capital (CAPEX) estão distribuídas atualmente numa instalação de uma turbina eólica offshore.

Custos de instalação de uma eólica off-shore

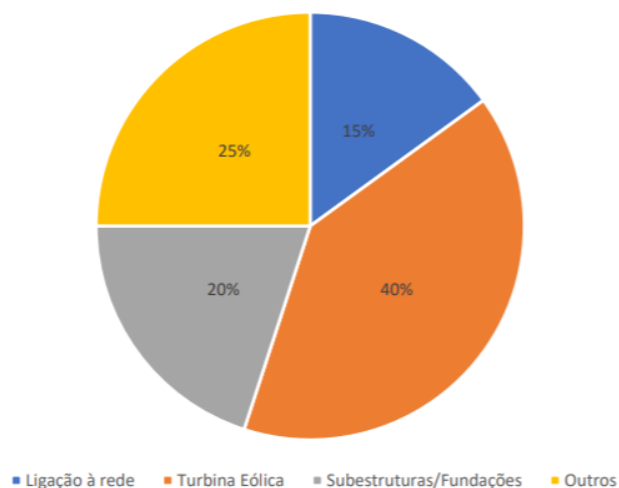


Figura 30 - Distribuição dos custos da instalação de uma turbina eólica offshore (Pipeline, 2014)

- Turbina eólica: inclui as lâminas, torre e transformador;
- Mão-de-obra: inclui custos de construção para a preparação do local e das fundações para as torres;
- Ligação à rede: inclui os transformadores e as subestações, e os cabos de ligação para o local de distribuição ou de transmissão da rede elétrica;
- Outros: pode incluir também a construção de infra-estruturas, centros de controlo, projetos de consultoria, etc.

Atualmente o custo de implementação da tecnologia eólica custa entre 3,3 e 3,8 milhões de euros. (Pipeline, 2014)

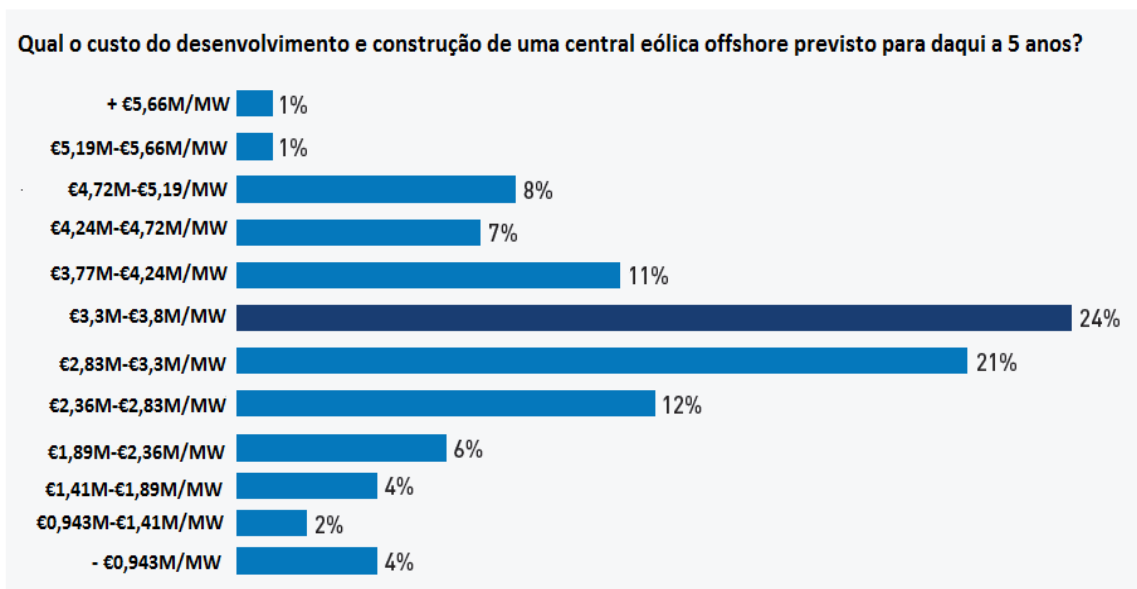


Figura 31 - Estimativa do custo de uma central eólica offshore até 2022 (Pipeline, 2014)

4.2.1.5. VANTAGENS E DESVANTAGENS

A energia eólica comporta numerosas vantagens face às energias tradicionais finitas, bem como outras na mesma área das renováveis. Contudo, apresenta também desvantagens e impactos significativos, principalmente no uso de grandes aerogeradores, parques.

Vantagens:

- Fonte inesgotável – só está dependente do movimento do vento;
- Zero emissão de gases/resíduos;
- Benefícios socioeconómicos – rápido retorno de investimento, criação de postos de trabalho, menores custos na compra de energia;
- Pouca manutenção – consegue ser operado de forma remota e não necessita de operação manual exceto em casos específicos;
- Fácil instalação - requer pouco espaço geográfico.

Desvantagens:

- Risco de incêndio – quando ocorre um incêndio, pode dar origem à perda total da unidade, sendo totalmente consumida e não podendo ser reparada;
- Condições climáticas extremas – esta situação inclui normalmente a existência de ventos fortes excessivos, relâmpagos, acumulação de gelo nas pás, o que pode provocar falhas nos travões e nas pás, levando à inatividade da máquina;
- Falhas nos equipamentos – defeitos de fabrico, falhas mecânicas, incumprimento das práticas de manutenção pode levar a uma avaria prejudicial, o que pode originar a falha no funcionamento;
- Poluição sonora - o som do vento bate nas pás produz um ruído constante de 43dB(A), o que pode implica a sua instalação longe das zonas habitacionais.

4.2.2. ENERGIA FOTOVOLTAICA

A radiação solar é a energia emitida pelo Sol, que chega à Terra sob a forma de radiação eletromagnética, e a sua unidade é caracterizada pelo W.

Devido à distância entre o Sol e a Terra, apenas uma pequena parte da radiação atinge a superfície da Terra (aproximadamente duas partes por milhão).

Esta energia atinge a nossa atmosfera terrestre com uma intensidade de cerca de 1,373 W/m², e parte dessa energia vai ser refletida novamente para o espaço ou absorvida pela atmosfera.

A radiação disponível à superfície terrestre é denominada como radiação global e pode ser dividida em três componentes:

- Direta - radiação que chega à superfície vinda diretamente do disco solar (cerca de 70% do total da radiação);
- Difusa - radiação que é difratada pelas nuvens e poeiras em suspensão (cerca de 28% do total da radiação);
- Refletida - radiação que chega à superfície ao ser refletida por uma outra superfície (cerca de 2% do total da radiação).

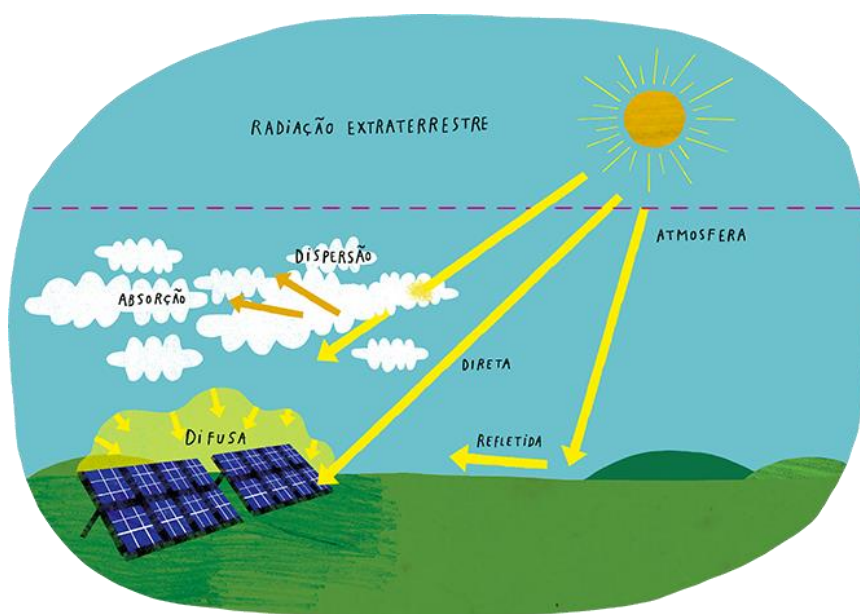


Figura 32 - Comportamento da radiação solar (Generg, 2020)

Esta energia, em cada hora, fornece uma quantidade capaz de igualar a energia usada nas atividades humanas num período de um ano, que é cerca de $4.6 \times 10^{20} J^1$. A intensidade com que a radiação solar atinge a Terra é designada por irradiância (W/m^2), não sendo constante de local para local, variando de acordo com diversos fatores tais como a posição geográfica na Terra, as condições meteorológicas, a distância entre o Sol e a Terra.

4.2.2.1. TIPO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICO

A escolha dos módulos a instalar é uma etapa importante no processo dimensionamento de um sistema fotovoltaico.

As tecnologias fotovoltaicas mais utilizada é baseada nas variações de silício, sendo a pureza do silício principal entre os diferentes tipos de painéis fotovoltaico. A capacidade de conversão de energia está diretamente relacionada com a pureza do silício.

É apresentado a descrição dos diferentes tipos de painéis fotovoltaico:

- Painéis fotovoltaicos monocristalinos;
- Painéis solares policristalinos;
- Painéis solares de película fina;
- Painéis solares híbridos.

a) Painéis monocristalino

Nos painéis solares monocristalinos, as células solares monocristalinas de silício (mono-Si) são bastante fáceis de reconhecer devido à sua coloração e aparência uniforme, o que indica alta pureza no silício.

Neste tipo de painéis fotovoltaicos, as células monocristalinas são feitas com blocos de silício ou lingotes, de forma cilíndrica.

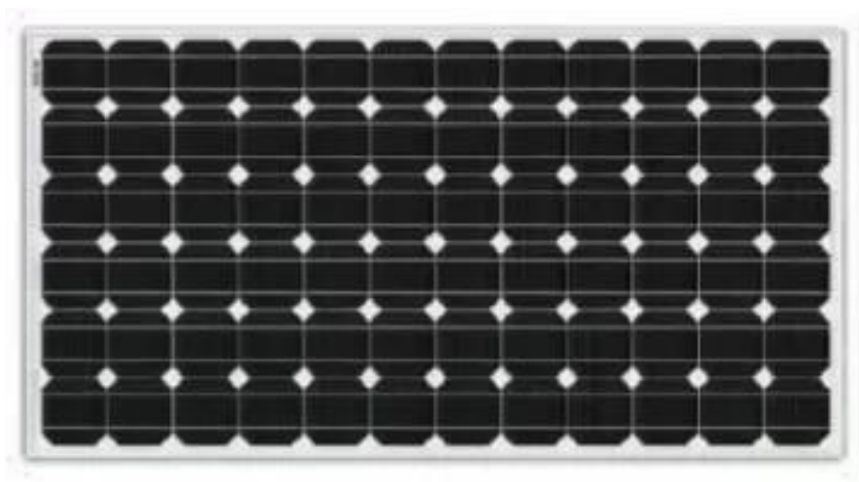


Figura 33 - Painel monocristalino (Solar, s.d.)

b) Painéis Policristalino

Estes painéis são igualmente fáceis de reconhecer devido a sua forma. O silício bruto é derretido e derramado em um molde quadrado. Em seguida, é resfriado e cortado em folhas perfeitamente quadradas.

Sua maior vantagem sobre as células monocristalinas começa no processo de produção de custo mais baixo, o que reduz o preço final desses sistemas. Por outro lado, elas têm algumas desvantagens nomeadamente a menor tolerância ao calor apresentando uma menor eficiência quando comparado com alternativa monocristalina. Devido a essa perda de eficiência para o mesmo rendimento os espaços exigidos para instalação destes painéis são ligeiramente maiores que os painéis monocristalinos.



Figura 34 - Painel policristalino (Solar, s.d.)

c) Painéis solares de película fina

A base desses painéis é depositar várias camadas de material fotovoltaico em uma base. Dependendo do material utilizado, pode-se encontrar painéis de camada fina de silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), cobre, índio, gálio e selênio (GIS / CIGS) ou células fotovoltaicas orgânicas (OPC).

Estes painéis têm grande potencial para uso doméstico.



Figura 35 - Painéis de película fina (Solar, s.d.)

d) Painéis solares híbridos

Este tipo de painel permite obter energia elétrica e energia solar térmica para água quente sanitária e aquecimento no mesmo painel solar.

No painel híbrido solar, a tecnologia fotovoltaica e a energia térmica solar são integradas. A energia solar fotovoltaica absorve a radiação solar, enquanto a parte que não é capaz de acumular calor térmico é recuperada através de um permutador de calor.

4.2.2.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um sistema de fotovoltaico é capaz de converter energia solar em energia elétrica. Um painel solar é constituído por várias células cristalinas interligadas, onde cada célula, é formada por pelo menos duas camadas de materiais semicondutores, e cada camada possui uma carga positiva e uma negativa.

Quando a luz atinge as células, a maior parte dos fotões que a constituem são refletidos, absorvidos ou passam através da célula. Quando a camada negativa da célula absorver fotões suficientes, os eletrões dessa mesma camada são libertados, migrando para a camada semicondutora positiva, ocorrendo o fenómeno de diferença de potencial (corrente elétrica).

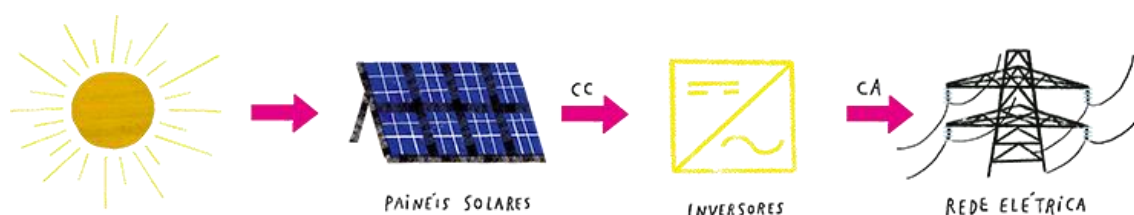


Figura 36 – Constituição de um Sistema fotovoltaico (Generg, 2020)

Existem 3 casos de tipo de sistemas de fotovoltaicos:

a) Sistemas conectados à rede (On-Grid Connection):

Os sistemas conectados à rede podem abranger desde uma residência até a um campo de produção de fotovoltaicos (elevado número de painéis fotovoltaicos conectados entre si), dispensando a utilização de sistemas de armazenamento de energia, e têm como objetivo injetar diretamente na rede toda a energia produzida. A energia produzida pelos painéis fotovoltaicos é compatível com a energia da rede através de um inversor. Esta energia é posteriormente contabilizada num contador de produção que mede toda a energia produzida injetada na rede.

b) Sistemas Isolados (Stand Alone):

Os sistemas isolados podem recorrer unicamente a um sistema de fotovoltaicos ou a conjunto de várias renováveis, onde a energia produzida será totalmente consumida.

Através de um controlador de carga a energia é armazenada nas baterias, sendo depois convertida de corrente contínua (DC) para corrente alternada (AC) por um inversor. Há também sistemas que não têm inversor.

Somente os dispositivos construídos para uso com corrente contínua podem ser operados neste sistema, geralmente 12 ou 24 V. Este sistema está completamente isolado da rede elétrica não havendo qualquer possibilidade de injeção de carga na rede, sendo o mais simples e adequado para pequenas instalações.

Sistemas Híbridos (*Hybrid Systems*):

Os sistemas híbridos normalmente estão incorporados a um conjunto de várias fontes de energia renováveis, e possuem as vantagens quer dos sistemas conectados à rede, quer dos sistemas isolados, garantindo a conveniência de um sistema conectado à rede acoplado a um sistema de armazenamento de baterias.

Os sistemas híbridos, ao combinar o armazenamento de energia com uma ligação à rede, dispõem da possibilidade de armazenar a energia produzida durante o dia, em vez de injetar na rede, tendo a opção de recorrer a esta energia em períodos cuja energia produzida é menor que à consumida.

Adicionalmente, também vai garantir que não injetamos a energia na rede em períodos nos quais as tarifas de injeção remunerativas são menores. A maioria destes sistemas são dimensionados de maneira a serem autónomos da rede elétrica, caso haja uma interrupção do serviço de distribuição (um sistema conectado à rede desligava nessa situação), garantindo haver um fornecimento contínuo de eletricidade.

Na ocorrência de a energia produzida pelo sistema fotovoltaico ser incapaz de garantir as necessidades do consumo energético, bem como garantir o carregamento das baterias, o sistema tem a capacidade de carregar as baterias nos períodos onde a taxa de compra de eletricidade é menor, bem como recorrer à rede para compensar desequilíbrios de carga que possam existir.

4.2.2.3. INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

De modo a aproveitar o potencial máximo dos nossos equipamentos fotovoltaicos, o nível de insolação tem de ser consistente e a instalação dos painéis tem de estar o melhor otimizada possível para essas condições.

Podemos dividir os requisitos de instalação em três partes:

a) Ângulo de orientação

O ângulo ideal para o painel, se estiver apontado diretamente ao sol, será igual ao ângulo da altura solar, no entanto, como a maior parte dos painéis não se movem, terá de existir um equilíbrio, em função da altura do ano.

b) Ângulo de inclinação

A inclinação do painel terá influência no valor da irradiação que nele incide. Dada a localização geográfica de São Tomé e Príncipe, a inclinação para maximização do rendimento dos painéis é de $\alpha = 0^\circ$, onde α representa o ângulo de inclinação relativamente ao plano horizontal permitindo maior incidência solar nos módulos fotovoltaicos.

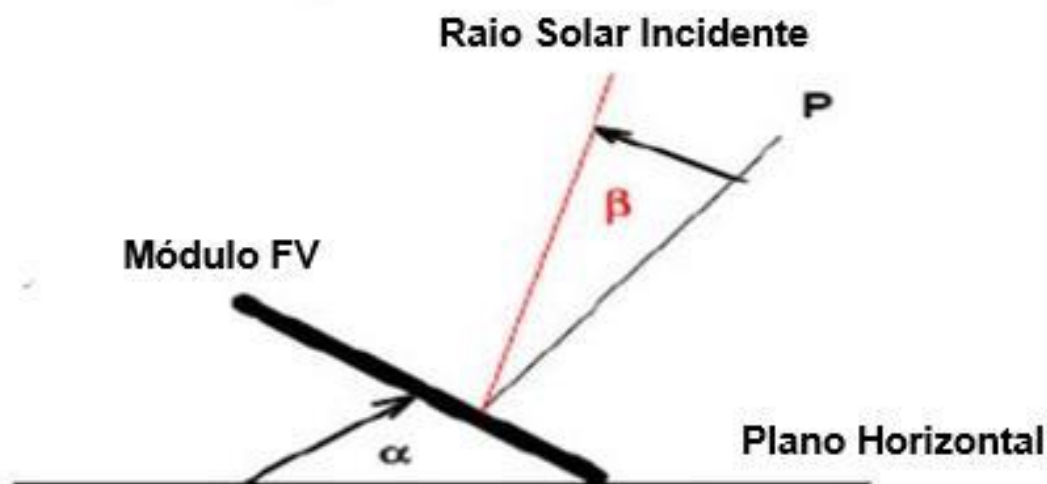


Figura 37 - Ângulo de incidência

Cálculo do ângulo de incidência: $\cos \beta = \sin \delta \times \sin \varphi \times \cos \alpha$

Equação 4

Onde:

β é o ângulo de incidência;

δ é a declinação solar;

φ é a latitude geográfica;

α é a inclinação do painel.

c) Zonas de sombreamento

O ambiente envolvente pode provocar ocorrência de sombras sobre os painéis afetando o rendimento dos mesmos.

É necessário verificar a existência de obstáculos capazes de impedir ou limitar a irradiação solar como muros, edifícios e vegetação.

Caso não seja possível contornar estes obstáculos, deve-se fazer os possíveis para que a sombra induzida por estes obstáculos seja limitada ou de curta duração.

De maneira a determinar a existência de possíveis zonas de sombreamento, bem como a sua duração, pode ser feita recorrendo a diagramas solares, capazes de fornecer a posição relativa a cada dia do ano e a cada hora do dia.

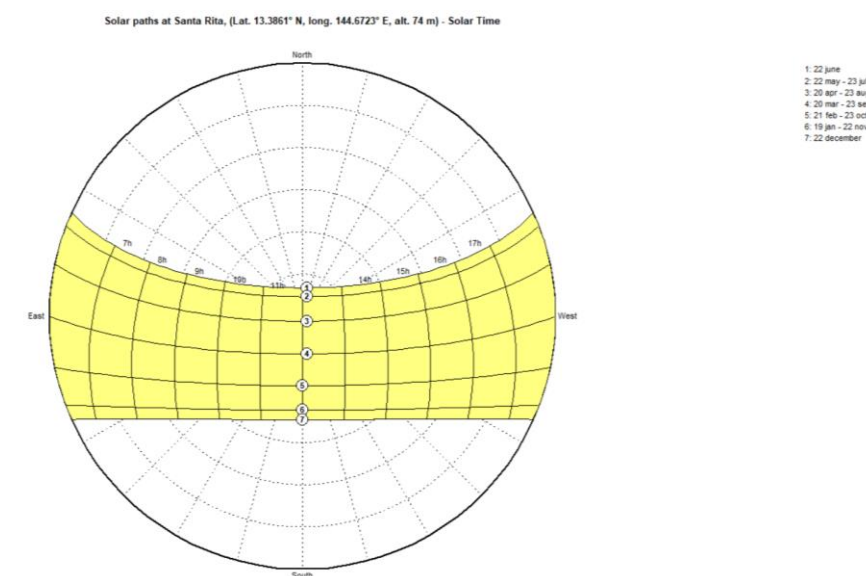


Figura 38 – Exemplo tipo de um Diagrama de incidência solar em São Tomé e Príncipe (PVSyst)

4.2.2.4. DIMENSIONAMENTO DAS CABLAGENS

Em primeiro lugar é importante referir que será efetuada uma abordagem muito superficial ao dimensionamento dos cabos elétricos para sistemas fotovoltaicos.

Esta opção justifica-se pelo facto de que o principal objetivo deste trabalho não visa desenvolver o estudo detalhado das instalações. Neste contexto, na instalação elétrica de um sistema fotovoltaico, deve-se apenas usar cabos que cumpram os requisitos para este tipo de aplicação, uma vez que em corrente contínua, as cablagens estão sujeitas à ação de forças de natureza eletromagnética (correntes paralelas de sentido inverso) e também ao aquecimento por efeito de Joule. Em primeiro lugar, é necessário distinguir entre os cabos de fileira, cabo principal DC e cabo do ramal AC.

Designam-se por cabos de fileira, os condutores que estabelecem a ligação elétrica entre os módulos individuais do gerador FV e a caixa de junção do gerador. Estes cabos são normalmente aplicados no exterior. De modo a garantir proteção contra a eventual ocorrência de falhas de terra, bem como de curto-circuitos, os condutores de polaridade positiva e negativa devem ser independentes e não devem ser agrupados lado a lado num só cabo.

O cabo principal DC estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor. Se a caixa de junção do gerador estiver localizada no exterior, estes cabos devem ser entubados, uma vez que não são resistentes aos raios ultravioletas. De igual modo, por razões associadas à proteção contra falhas de terra e de curto-circuitos, recomenda-se também que os condutores de polaridade positiva e negativa devem ser independentes e não devem ser agrupados lado a lado no mesmo cabo. Por razões que decorrem da prevenção da eventual ocorrência de falhas, ou para a execução de trabalhos de manutenção e de reparação, será necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico. Para tal, utiliza-se um interruptor principal DC, já que de acordo com

a norma IEC 60364-7-712, “Instalações elétricas nos edifícios – requisitos para instalações ou localizações especiais – sistemas solares fotovoltaicos”, é estipulada a necessidade de se instalar um aparelho de corte da ligação acessível entre o gerador fotovoltaico e o inversor.

O cabo do ramal AC é o cabo de ligação de corrente alternada que liga o inversor à rede recetora, através de um equipamento de proteção.

No processo de dimensionamento da secção dos cabos DC, deve também ter-se em consideração a necessidade de se reduzir quanto possível as perdas resistivas. A norma Alemã VDE 0100 Parte 712 (1998), sugere que a queda da tensão máxima admissível, no circuito condutor não deve ser superior a 3% da tensão de trabalho do inversor. Este critério limita a 3% as perdas de potência através dos cabos DC do sistema fotovoltaico. Para o cálculo do cabo de alimentação AC, assume-se uma queda de tensão de 1.5%. Os parâmetros a considerar para o dimensionamento da secção transversal dos cabos, são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Parâmetros eléctricos para dimensionamento da cablagem

<i>Parâmetros eléctricos</i>	<i>Símbolo</i>	<i>Unidade</i>
Comprimento do cabo (<i>condutor positivo+negativo</i>)	<i>L</i>	m
Secção transversal do cabo	<i>S</i>	mm ²
Condutividade eléctrica ($\sigma_{Cu} = 56$)	σ	m/($\Omega \cdot mm^2$)
Tensão de trabalho DC	$U = V_{INV}$	V
Corrente de trabalho DC	<i>I</i>	A
Queda de tensão (3% DC; 1.5% AC)	<i>e</i>	V
Potência	<i>P</i>	W

A equação que permite calcular a dimensão da secção transversal dos cabos, é escrita da seguinte maneira:

$$S = \frac{L \cdot P}{\sigma \cdot e \cdot U^2} \quad \text{Equação 5}$$

Os resultados obtidos devem ser arredondados para o maior valor aproximado das secções nominais dos cabos normalizados.

4.3. IMPORTÂNCIA DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE

São Tomé e Príncipe são ilhas insulares e a ilha do Príncipe é uma ilha caracterizada com dupla insularidade e cuja matriz energética está assente na utilização de grupos geradores para produção de eletricidade.

A produção de eletricidade a partir de grupos geradores como solução energética para São Tomé e Príncipe tem se mostrado ineficiente, além de ser uma solução com custo acrescido, tanto ao nível de energia primária e lubrificante que é atualmente 100% importada, como o custo de exploração e de manutenção.

A tecnologia renovável tem sido utilizada em todo mundo, e como solução para aplicação em ilhas tem se mostrado bastante eficientes.

Para São Tomé e Príncipe a energia renovável permitirá reduzir a dependência externa referente a importação de combustíveis fósseis como o caso do gasóleo e lubrificante, diversificar a matriz electroprodutora e reduzir os custos de produção.

5. CASO DE ESTUDO

Foram identificadas tanto para a ilha de São Tomé como para a ilha do Príncipe, a necessidade de melhoria e diversificação da matriz electroprodutora.

Neste estudo de caso, será elaborado estudos tendo como localização a ilha do Príncipe, de modo a satisfazer as crescentes necessidades energéticas, e a constante necessidade de mitigação dos efeitos da dupla insularidade que se faz sentir na ilha.

Conforme visto no subcapítulo 3.3.1 referente as características das centrais electroprodutoras, a ilha do Príncipe conta com uma potência total instalada de 3,276 kVA dos quais apenas 2,880 kW estão disponíveis.

Estima-se que atualmente a produção de energia elétrica na ilha do Príncipe rondará os 25,3MWh/ano. Este valor de energia produzida representa aproximadamente 50% da necessidade energética requerida.

Mediante estes dados, pretende-se estudar a possibilidade de o reforçar o sistema electroprodutor, a partir de centrais electroprodutoras renováveis nomeadamente o sistema fotovoltaico com 200kWp

5.1. OBJETIVO

Pretende-se recorrer a PVSyst para simular um sistema fotovoltaico conectados à rede elétrica (*On-Grid System Connection*).

A escolha deste *software* de modelação e dimensionamento prende-se com o fato do mesmo incorporar uma base de dados sólida sobre a radiação solar anual, temperatura ambiente e outros fatores condicionantes em diferentes cidades do globo terrestre. Existe sempre a possibilidade de adicionar dados sobre locais não referenciados no programa, ou até mesmo atualizar os dados de zonas já existentes. Estas informações são indispensáveis para determinar o potencial de produção da instalação numa determinada zona.

Para o dimensionamento de um sistema electroprodutor fotovoltaico, independentemente da ferramenta que se utiliza, estas representam as etapas a seguir:

- a) Determinação das necessidades de consumo e estimativa da potência a instalar;
- b) Seleção do módulo solar fotovoltaico;
- c) Seleção do inversor compatível com o sistema a implementar nomeadamente configuração e com o módulo;
- d) Estabelecer a configuração ótima entre módulo-inversor;
- e) Estimativa da energia produzida com base nos dados da radiação solar do local;
- f) Considerar aspetos adicionais tais como proteções contra sobrecarga.

5.2. DIMENSIONAMENTO - PVSYST

O processo de dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico através da aplicação PVSyst, passa por seguintes passos:

- Definir o tipo do sistema;
- Definir do local;
- Definir de inclinação;
- Escolher dos módulos fotovoltaico;
- Escolher do Inversor;
- Definir a configuração ótica do sistema;
- Gerar e interpretar os resultados;

Nos subcapítulos seguintes apresenta-se as diversas etapas do dimensionamento.

5.2.1. SISTEMA A IMPLEMENTAR

A interface inicial da aplicação, permite seleccionar os diversos tipos de sistema de acordo com a aplicação pretendida.

Para este caso de estudo, pretende-se estudar um sistema conectada a rede elétrica. De acordo com a Figura 39 esta aplicação permite estudar outros tipos de sistemas conectados a rede.

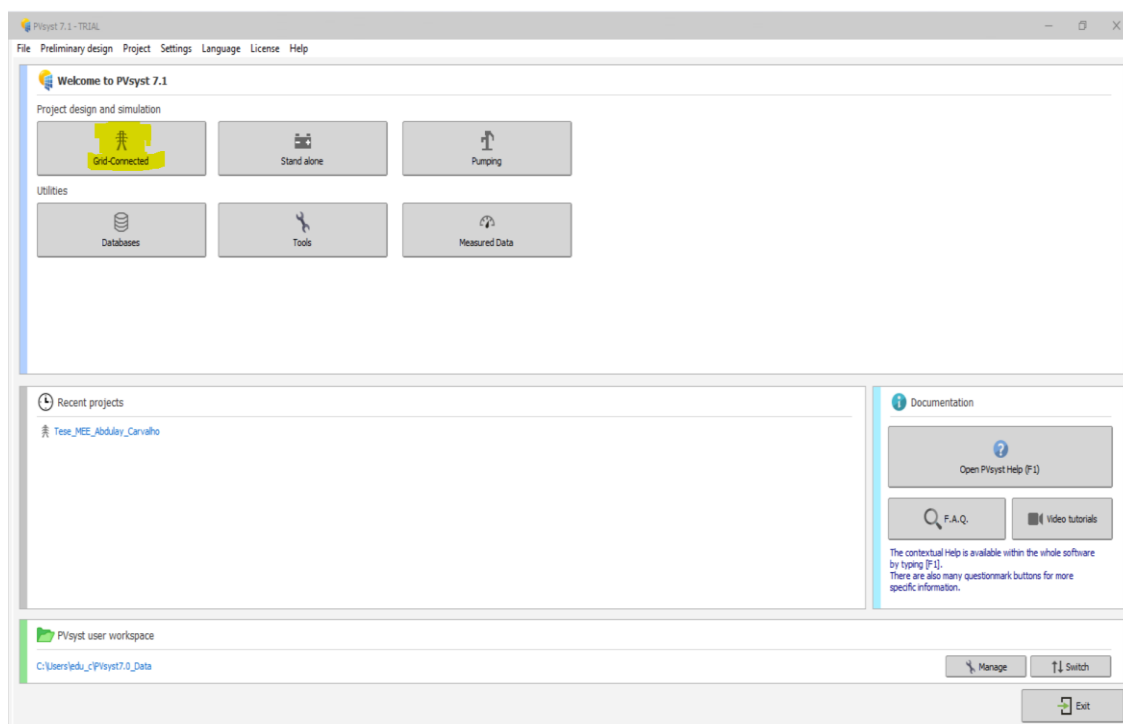


Figura 39 – Definição do tipo de sistema

5.2.2. LOCAL DE ESTUDO

A zona de Santa Rita é uma zona localizada a norte da ilha do Príncipe, próxima do aeroporto.

Embora a ilha do Príncipe seja caracterizada por regiões de relevo acidentado, a zona de Santa Rita é caracterizada por planície e pela boa exposição solar.



Figura 40 - Ilha do Príncipe

De acordo com a Figura 41 a zona norte da ilha do Príncipe onde se localiza a zona de Santa Rita, é caracterizada como tendo boa capacidade para produção de energia a partir de painel solar fotovoltaico.



Figura 41 - Potencial para produção fotovoltaica em São Tomé e Príncipe (Global Solar Atlas, 2021)

A Figura 42 e 43 apresenta a capacidade de irradiação global horizontal e direta anual. Verifica-se valores na ordem dos 1607 kWh/m^2 e 1747 kWh/m^2 respetivamente. Estes parâmetros representam os principais indicadores para aferir a potencialidade de uma determinada região para a produção solar fotovoltaica.

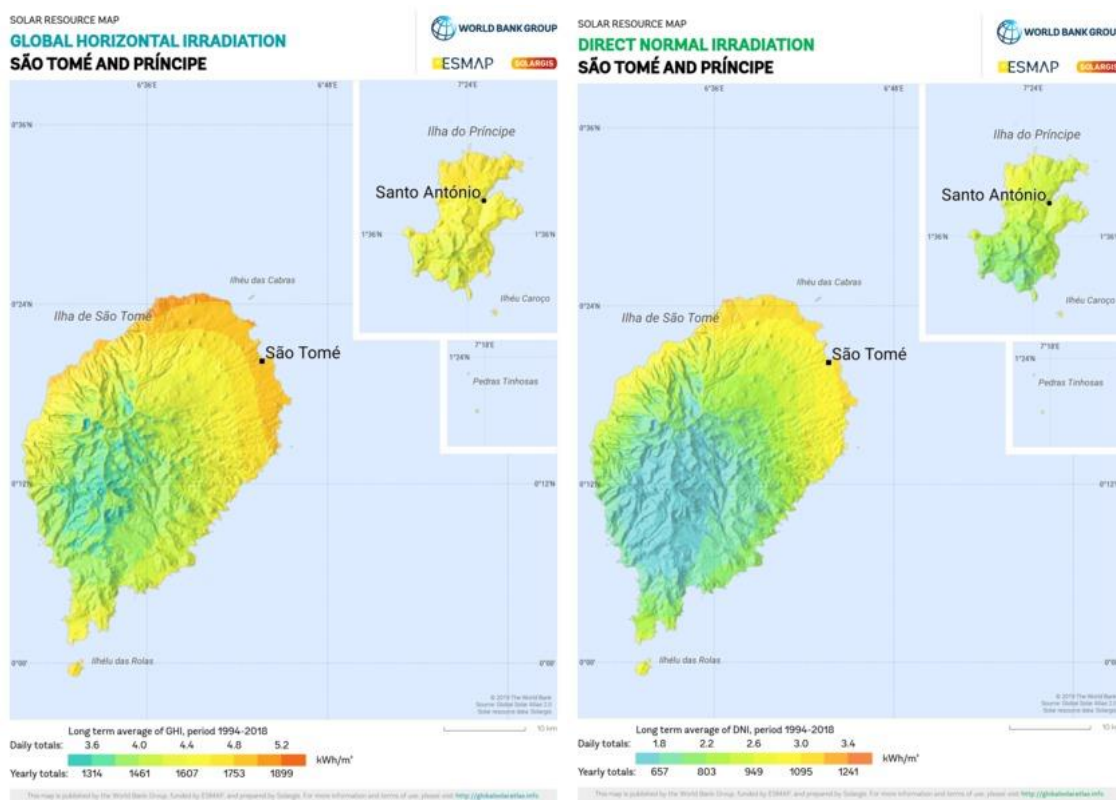


Figura 42 - Irradiação horizontal global e direta global (Global Solar Atlas, 2021)

A zona de Santa Rita está bem classificada quanto aos valores de irradiação horizontal e normal.

A aplicação PVSyst utiliza a base de dados *meteonorm* que fornece os dados meteorológicos para qualquer ponto da Terra, tais como Irradiação horizontal global (GHI ou GlobHor), Irradiação horizontal difusa (DiffHor), Velocidade do vento, Temperatura.

Na Figura 43, define-se a localização, e carrega-se os dados meteorológicos referente ao local.

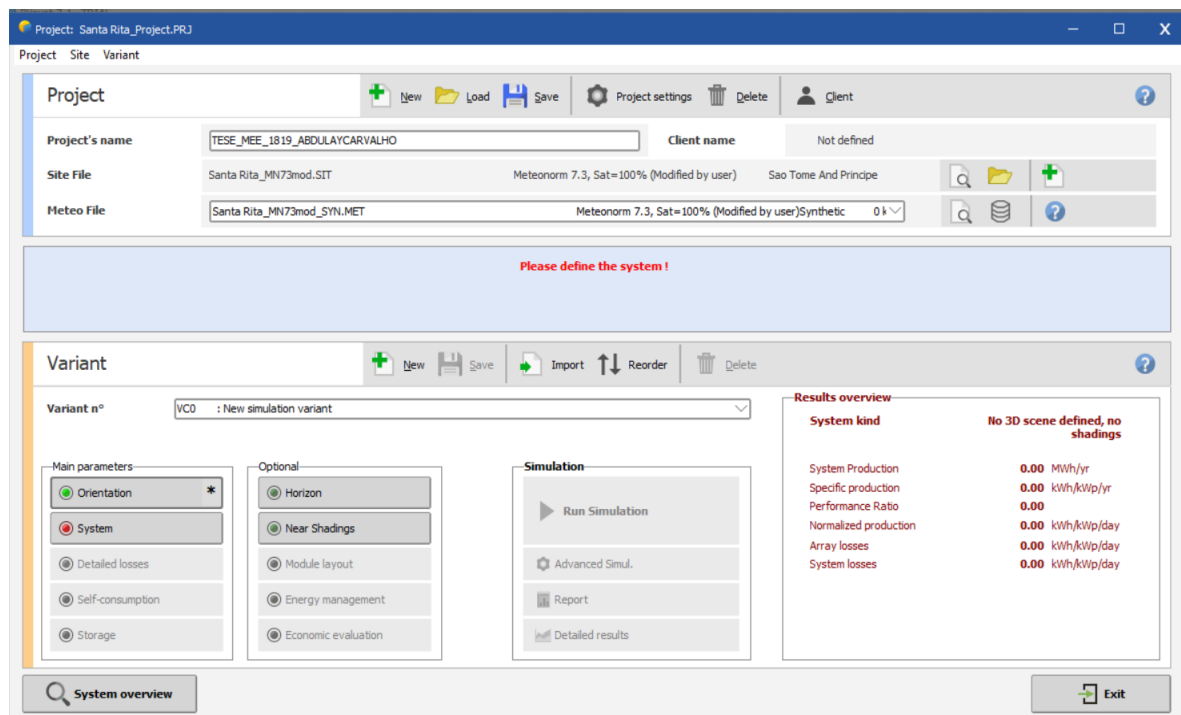


Figura 43 - Seleção da localização do parque e carregamento dos dados meteorológicos

A Tabela 13 apresenta o resultado obtidos para a irradiação média referente a localização do parque solar fotovoltaico. De acordo com os resultados obtidos pode-se aferir a potencialidade do local selecionado para a instalação do parque solar fotovoltaico.

Tabela 13 - Irradiação média anual obtido no PVSyst para o ponto de instalação escolhida

Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	153.0	90.00	27.06	152.9	148.8	25.99	25.18	0.821
February	143.0	85.00	27.63	143.0	139.6	24.27	23.51	0.820
March	164.0	93.00	27.77	163.9	160.3	27.79	26.94	0.819
April	163.0	86.00	27.00	162.8	159.0	27.55	26.71	0.818
May	155.0	79.00	27.07	154.8	150.9	26.43	25.62	0.825
June	131.0	85.00	25.45	130.8	127.0	22.54	21.81	0.831
July	137.0	78.00	25.07	136.9	133.4	23.74	22.98	0.837
August	145.0	87.00	25.09	144.9	141.1	24.95	24.15	0.831
September	150.0	83.00	25.41	149.9	145.9	25.52	24.71	0.822
October	155.0	77.00	26.17	154.9	151.1	26.46	25.62	0.824
November	150.0	67.00	26.08	150.0	146.1	25.58	24.78	0.824
December	145.0	85.00	26.96	144.9	141.0	24.78	24.00	0.826
Year	1791.0	995.00	26.39	1789.5	1744.1	305.59	296.02	0.824

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Os valores obtidos para a irradiação horizontal global, difusa e direta são valores aceitáveis bem como a estimativa de produção elétrica, com performance na ordem dos 0.824%.

O sistema solar fotovoltaico em estudo deverá refletir estes valores, tendo em conta que esta estimativa esta preparada para extrair o máximo rendimento do sistema.

5.2.3. ORIENTAÇÃO DOS PAINÉIS SOLARES

A orientação dos painéis tem bastante influência na energia solar captada e, consequentemente, na energia produzida.

Para este caso de estudo elege-se, instalação do tipo fixo com otimização anual, 0° de inclinação e 0° de azimuth, sendo esta orientação a que permite melhor aproveitamento do sol.

A escolha desta orientação tem como base a máxima captação solar e consequentemente a sua conversão em energia elétrica.

A Figura 44 pode-se verificar que é possível obter a uma perda de otimização de 0% e permitindo uma captação de energia na ordem de 1796kWh/m².

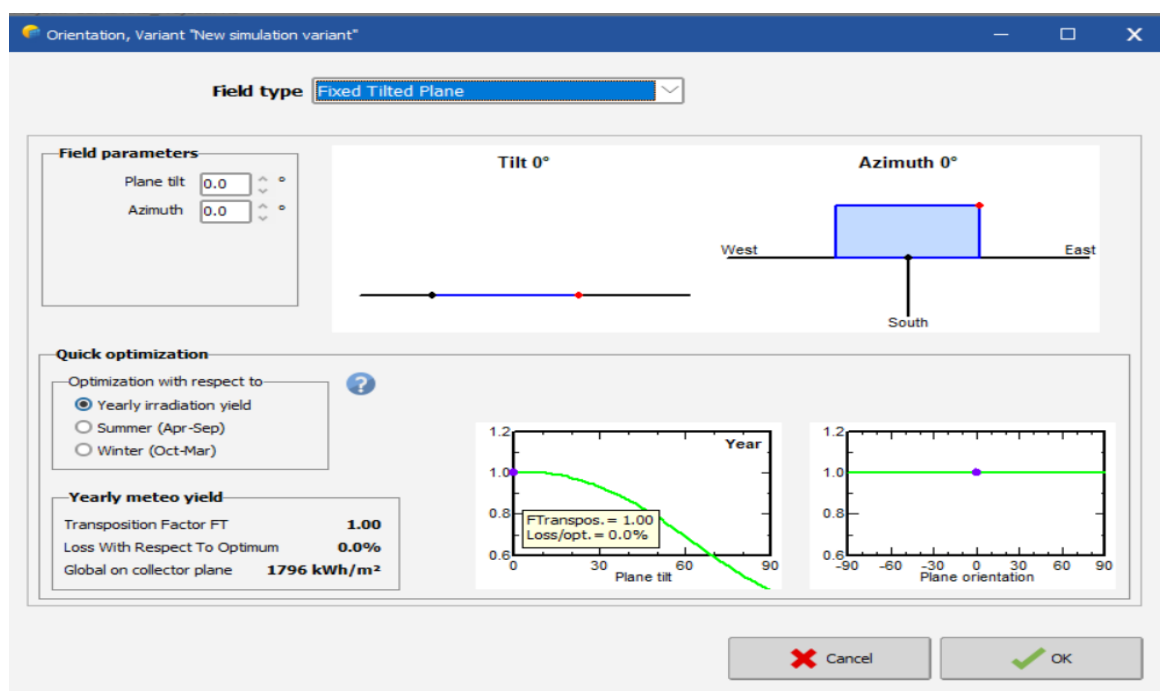


Figura 44 - Definição do ângulo de inclinação dos painéis

5.2.4. ESCOLHA DO PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO

Nos dias de hoje, tem-se verificado cada vez mais variedades de módulos solar fotovoltaico, contudo, cada módulo possui as suas características.

O módulo fotovoltaico selecionado é monocristalino da marca LG referência LG330N1C-A5 com uma potência de pico de 330Wp e 28V, constituído por 60 células (6x10) com 25 anos de garantia (datasheet em anexo A).

Embora em termos de relação preço haja opção mais barata, a escolha de um painel monocristalino recai na sua tolerância ao calor, onde apresentam maior eficiência face ao policristalinos.

A Figura 45, está representado módulo selecionado.

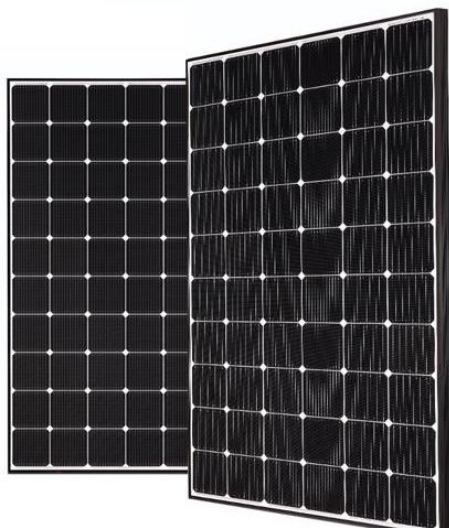


Figura 45 - Módulo solar fotovoltaico LG330N1C-A5 de 330Wp e 28V

Na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**¹⁴, estão disponibilizadas as caraterísticas mais relevantes a ter em conta na hora de escolher o módulo.

Estes valores são obtidos a partir das condições padrão de teste (STC), a uma temperatura de 25°C, radiação de 1000 W/m² e massa de ar (AM) de 1,5.

Tabela 14 - Principais características do módulo selecionado

Parâmetros	LG330N1C-A5
Tipo de células	Molicristalino
Eficiência (%)	19.3
Dimensões (mm)	1686 x 1016

Potência máxima nominal - $P_{m\acute{a}x}$ (Wp)	330
Tensão máxima – V_{mp} (V)	33,7
Corrente máxima – I_{mp} (A)	9.8
Corrente circuito aberto – I_{sc} (A)	10,45
Tensão circuito aberto – V_{oc} (V)	40.9

A Figura 46, apresenta a configuração do módulo fotovoltaico selecionado na aplicação PVSystem, bem como validação das características do módulo selecionado. Esta aplicação tem na sua base de dados uma gama variada de opções de painéis fotovoltaico, permitindo testar outros modelos de painéis.

The screenshot shows the PVSystem application interface for configuring a photovoltaic module. The 'Parâmetros modelo' tab is selected, displaying various input fields and calculated parameters. Key parameters include:

- Modelo:** LG 330 N1C-A5
- Fabricante:** LG Electronics
- Nome ficheiro:** LGElectronics_LG330_N1C_A5.PAN
- Potência nom. (em STC):** 330.0 Wp
- Tecnologia:** Si-mono
- Especificações do fabricante ou outras medidas:**
 - Condições de referência: GRef 1000 W/m², TRef 25 °C
 - Corrente de curto-circuito: Isc 10.450 A
 - Ponto de potência máx.: Impp 9.800 A
 - Coeficiente de temperatura: muIsc 3.1 mA/°C ou muIsc 0.030 %/°C
 - Circuito aberto Vco 40.90 V
 - Vmpp 33.70 V
 - N.º células: 60 em série
- Resultados do modelo interno:**
 - Condições de funcionamento: GOper 1000 W/m², TOper 25 °C
 - Ponto de potência máx.: Pmp 330.2 W
 - Corrente: Impp 9.84 A
 - Corrente de curto-circuito: Isc 10.45 A
 - Eficiência: 21.31 %
 - Coef. de temperatura: -0.37 %/°C
 - Tensão Vmpp 33.6 V
 - Circuito aberto Vco 40.9 V
 - Superf. módulo: 19.28 %
- Resumo do modelo:**
 - Parâmetros principais:** R paral. 250 Ω, Rparal(G=0) 1000 Ω, R série model 0.24 Ω, R série máx. 0.28 Ω, R série aparente 0.40 Ω
 - Parâmetros modelo:** Gama 1.057, IoRef 0.13 nA, muVco -120 mV/°C, muPMax fixo -0.37 /°C

The interface also includes buttons for 'Mostrar otimização', 'Copiar para a tabela', 'Imprimir', 'Anular', and 'OK'.

Figura 46 – Inserção do módulo fotovoltaico na Aplicação PVSystem

5.2.5. SELEÇÃO DO INVERSOR

É necessário escolher um inversor com potência compatível com o sistema calculado, sendo que o fator determinante para a escolha do valor de potência apropriado do inversor, é a potência do sistema fotovoltaico. Isto porque, o inversor deve ter capacidade para conseguir lidar com a energia produzida pelos painéis, uma vez que este terá de converter a corrente DC proveniente dos painéis em AC.

O dimensionamento do inversor é de extrema importância, visto que quando dimensionada de forma correta, a sua eficiência aumenta e em consequência permite aumentar a eficiência global do sistema fotovoltaico.

Foram escolhidos dois inversores da marca ABB com nominal de 100kW cada, referência PVS800-57-0100kW-A, de acordo com a Figura 47.



Figura 47 - Inversor escolhido (Manualslib, s.d.)

Toda a informação associada ao inversor utilizado neste sistema pode ser consultada no Anexo B, no entanto, na Tabela 15 estão apresentadas as características mais relevantes.

Tabela 15 - Características do Inversor selecionado

Tensão máxima DC (V)	825
Tensão mínima DC (V)	450
Potência máxima (W)	100 000
Potência máxima DC (W)	120 000
Número de MPPT	1
Número de <i>string</i> por MPPT	1
Eficiência (%)	98
Corrente máxima DC para cada MPPT-Idc máx (A)	245
Dimensão – A x L x P (mm)	1030x2130x690
Frequência (Hz)	50 / 60

Na Figura 48, é feito a inserção do inversor na aplicação PVSyst e validação das características.

Figura 48 - Características do módulo inversor

5.2.6. CONFIGURAÇÕES

Serão demonstrados neste ponto os cálculos realizados para a determinação do número de módulo por string, número de string bem como a potência do inversor

5.2.6.1. NÚMERO DE INVERSOR

O número do inversor a utilizar está relacionado com a potência individual do inversor e a potência total instalada.

Atendendo a que os inversores são fabricados para vários níveis de potência, e que a potência total do sistema fotovoltaico é determinada pela área útil disponível, utiliza-se uma razão entre as potências do sistema fotovoltaico e do inversor de 1:1. Qualquer eventual desvio deverá ser considerado com base nesta razão, e é definido para o seguinte intervalo de potência:

$$0.7 \times PFV < P_{max}^{INV} < 1.2 \times PFV \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

PFV representa a potência máxima (nominal) do painel fotovoltaico;

P_{max}^{INV} a potência DC máxima (nominal) do inversor.

Atendendo a razão de 1:1 entre a potência total do sistema fotovoltaico e a potência do inversor, tem-se:

$$N^{\circ} \text{ de Inversor} = \frac{\text{Potência total do sistema}}{\text{Potência do Inversor}} \quad \text{Equação 7}$$

$$N^{\circ} \text{ de Inversor} = \frac{200000}{100000} = 2 \text{ inversores}$$

5.2.6.2. NÚMERO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICO

O número de painéis a constituir o sistema em série e em paralelo relaciona diretamente a potência total do sistema com a potência individual máxima dos módulos.

$$N^{\circ} \text{ de paineis} = \frac{\text{Potência total do sistema}}{\text{Potência do painel FV}} \quad \text{Equação 8}$$

$$N^{\circ} \text{ de Paineis} = \frac{200000}{330} = 606 \text{ painéis}$$

5.2.6.3. NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS POR STRING

As fichas técnicas do inversor e do painel fotovoltaico fornecem informação muito importante para o dimensionamento e a configuração do sistema fotovoltaico. A configuração do sistema FV determina o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores. O valor da tensão de trabalho do inversor resulta do somatório das tensões individuais dos módulos que estão ligados em série numa fileira. Atendendo a que a tensão do módulo e por conseguinte, a tensão total do gerador fotovoltaico depende da temperatura.

O número mínimo de funcionamento de módulos por *string*, é calculado pela relação entre a tensão mínima de funcionamento do inversor ($V_{min.mppt}$) e a tensão mínima de funcionamento do módulo ($V_{mp}(70^{\circ}C)$).

A tensão mínima de funcionamento do módulo ocorre quando este funciona à temperatura máxima.

No verão verificam-se elevados níveis de radiação e estima-se que os módulos colocados nos telhados podem estar sujeitos a temperaturas que poderão atingir os $70^{\circ}C$, e por essa razão utilizou-se esta temperatura para o cálculo da tensão mínima.

Os valores apresentados na ficha técnica do módulo, são obtidos a partir das condições de referência (STC), a uma temperatura de 25°C, e por isso, é necessário fazer a diferença entre os 70°C e os 25°C.

Sendo assim, utilizou-se a equação 9 para se obter a tensão mínima, sendo que ΔU , corresponde ao valor do coeficiente de temperatura da tensão:

$$V_{mp}(70^{\circ}\text{C}) = \left(1 + \frac{(70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times \Delta U(\%)}{100}\right) \times V_{mp}(25^{\circ}\text{C}) \quad \text{Equação 9}$$

Onde:

$\Delta U(\%)$ é o coeficiente de temperatura da tensão;

$$V_{mp}(70^{\circ}\text{C}) = \left(1 + \frac{(70 - 25) \times (-0,37)}{100}\right) \times 33.7 = 28 \text{ V}$$

De acordo com o valor da tensão mínima calculado e com a tensão mínima de funcionamento do inversor, calcula-se o número mínimo de módulos em série.

$$N_{min \text{ serie}} \geq \frac{\text{Tensão min inv}}{V_{mp \text{ a } 70^{\circ}}} \quad \text{Equação 10}$$

$$N_{min \text{ serie}} \geq \frac{450}{28} \geq 16 \text{ painéis}$$

5.2.6.4. NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS POR STRING

Para efetuar o cálculo do número máximo de módulos em série é necessário calcular o valor máximo da tensão que o módulo poderá atingir (tensão de circuito aberto).

Este valor de tensão é atingido à temperatura mínima, -10°C, e uma vez que a informação presente no *datasheet* do módulo, são obtidos a partir das condições de referência (STC), a uma temperatura de 25°C, é necessário fazer a diferença entre os -10°C e os 25°C

$$V_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 + \frac{(-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times \Delta U(\%)}{100}\right) \times V_{oc}(stc) \quad \text{Equação 11}$$

$$V_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 + \frac{(-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times -0.37}{100}\right) \times 40.9 = 46 \text{ V}$$

De acordo com o valor da tensão máxima calculado e com a tensão máxima de funcionamento do inversor, calcula-se o número mínimo de módulos em série.

$$N_{max \text{ serie}} < \frac{\text{Tensão max inv}}{V_{oc}(-10^{\circ})} \quad \text{Equação 12}$$

$$N_{max \text{ serie}} \leq \frac{1000}{46} \leq 22 \text{ painéis}$$

5.2.6.5. NÚMERO MÁXIMO DE *STRINGS* EM PARALELO POR INVERSOR

O número máximo de string em paralelo NP máxima resulta do quociente entre a corrente máxima do inversor I_{FV} e a corrente que atravessa cada string de módulos.

De acordo com a ficha técnica o valor da corrente máxima admissível é de 245 A

$$\text{Painéis paralelo} = \frac{\text{Corrente inversor}}{\text{Corrente máx módulo}} = \frac{245}{10.45} \approx 23 \text{ painéis}$$

Tendo em conta que este inversor possui apenas uma entrada, e como serão utilizados dois inversores, será feito uma distribuição igual dos painéis por inversor tendo eles as mesmas configurações.

Cada inversor terá cerca de 16 módulo em série e 19 em paralelo perfazendo um total de 304 módulos por inversor.

O sistema a dimensionado será constituído por 608 painéis disposto em 16X19 painéis.

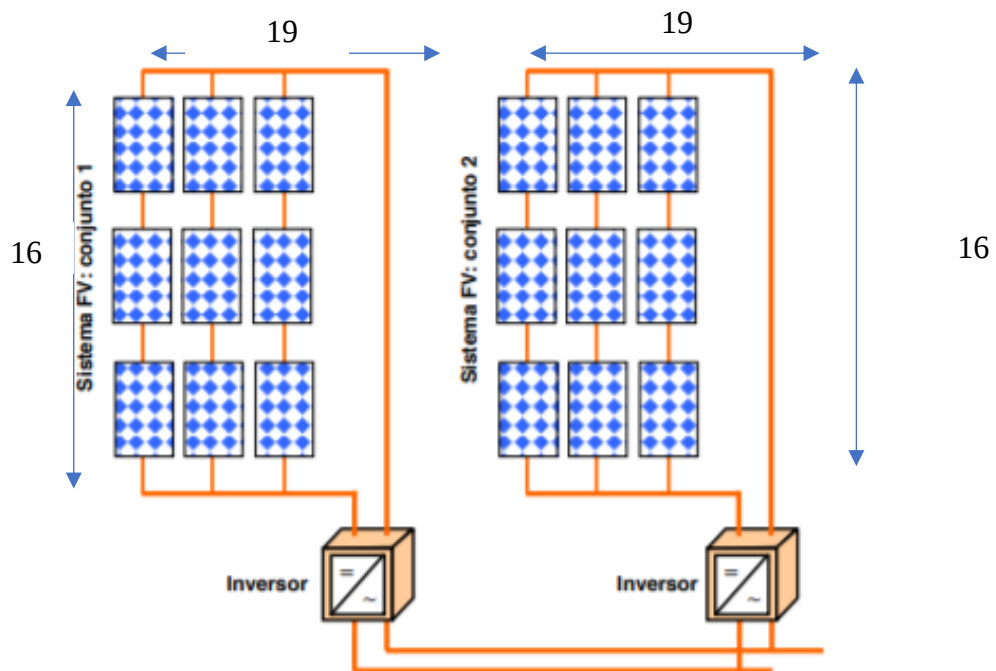


Figura 49 - Configuração de um sistema com dois inversores

A Figura 50, apresenta o resultado referente a configuração obtida pela aplicação PVSyst.

Sub-array

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

Pre-sizing Help: Enter planned power 200.0 kWp or available area(modules) 1038 m²

Select the PV module: LG Electronics, 330 Wp 28V, Si-poly, LG 330 N1C-A5, Since 2017, Manufacturer 2017

Sizing voltages: Vmpp (60°C) 29.2 V, Voc (-10°C) 45.0 V

Select the inverter: ABB, 100 kW, 450 - 825 V, TL, 50/60 Hz, PVS800-57-0100kW-A, Since 2010

Nb. of inverters: 2, Operating voltage: 450-825 V, Global Inverter's power: 200 kWac, Input maximum voltage: 1000 V

Design the array: Number of modules and strings, Mod. in series 19, Nb. strings 32, only possibility 32, Overload loss 0.0 %, Prom ratio 1.00, Show sizing

Operating conditions: Vmpp (60°C) 556 V, Vmpp (20°C) 650 V, Voc (-10°C) 855 V, Plane irradiance 1000 W/m², Imp (STC) 314 A, Isc (STC) 334 A, Max. operating power (at 1000 W/m² and 50°C) 182 kW, Array nom. Power (STC) 201 kWp

Global system summary: Nb. of modules 608, Module area 1041 m², Nb. of inverters 2, Nominal PV Power 201 kWp, Maximum PV Power 196 kWDC, Nominal AC Power 200 kWAC, Prom ratio 1.003

Figura 50 - Configurações do sistema em estudo

Após a finalização dos dados, a aplicação reconfigura de acordo com as características dos equipamentos (painéis e inversores) selecionado e apresenta em resumo com a configuração ótima.

Na disposição de número de painéis em série e em paralelo é importante que numa configuração mista o conjunto de módulo a associar em série e em paralelo tenham as mesmas características para o melhor funcionamento do sistema.

A Figura 51 apresenta o fator de forma para o sistema em estudo, que estabelece o ponto de funcionamento de máxima potência do sistema

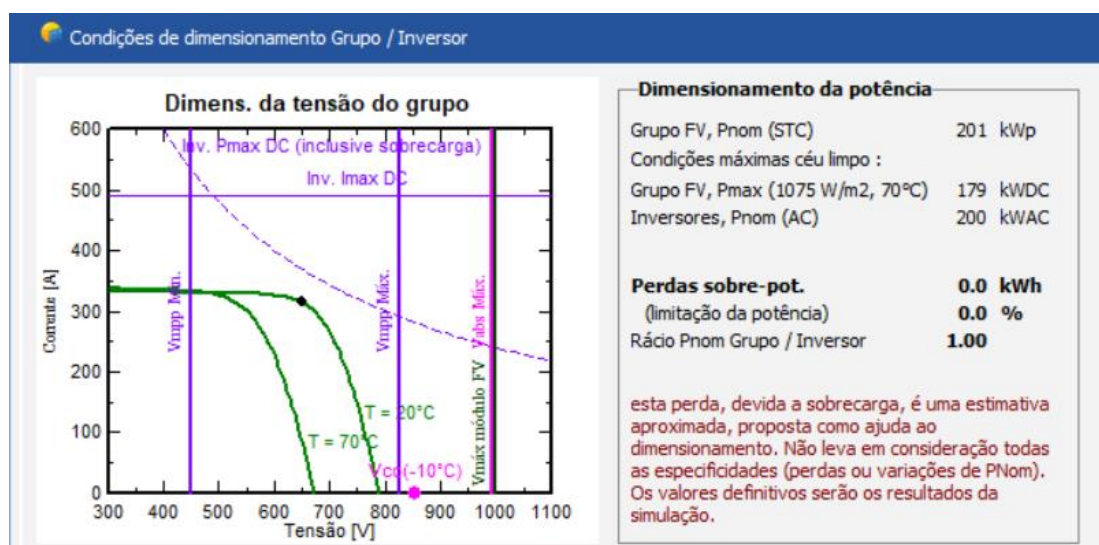


Figura 51 - Ponto de máxima potência do sistema em estudo

associadas a captação da irradiação que pode estar devido a má orientação dos módulos, perda de rendimento dos módulos e o seu agravamento com temperaturas elevada e perdas por efeito de joule a nível elétrico. A Figura 54, apresenta o diagrama das perdas.

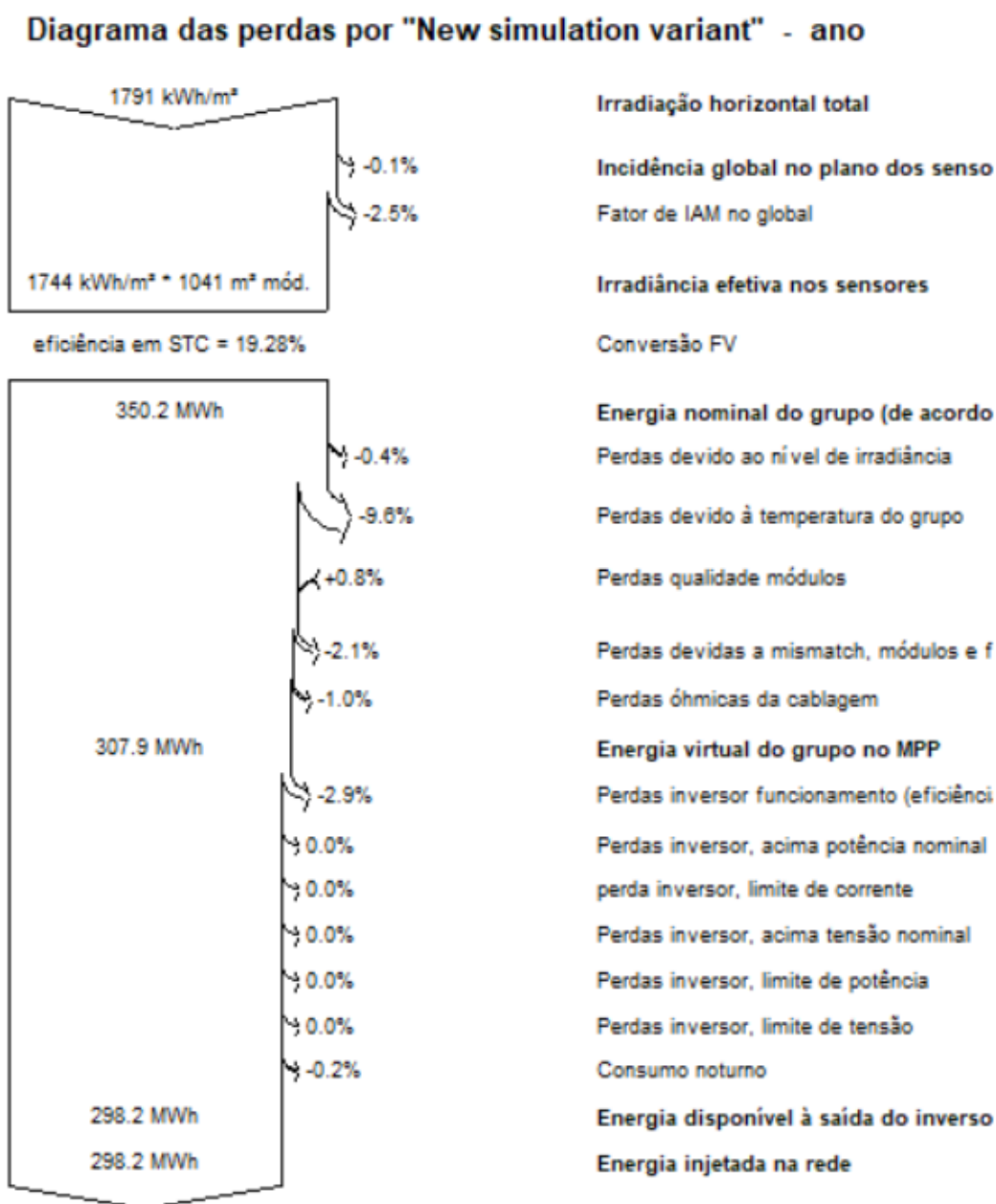


Figura 54 - Diagrama de perdas

O diagrama de perdas apresentado é de carater anual. Estas perdas assumem um valor global na ordem dos 19.6%.

5.2.7.1. ANÁLISE FINANCEIRA

A análise financeira de todo e qualquer projeto, permite avaliar a viabilidade económica do projeto mediante análise de indicadores num espectro temporal normalmente o ciclo de vida útil do projeto, estando estes na base da decisão de investir ou não investir.

De modo geral um projeto é viável quando é possível recuperar o capital investido, idealmente em menor tempo possível.

Os indicadores são calculados tendo em conta os custos do investimento inicial, e os custos de operação anual do sistema. Segue a descrição de alguns custos considerados:

- Custo dos painéis;
- Custo dos inversores;
- Custo dos estudos inerente a projeto, ambiental, licenças, e viabilidades económica;
- Custo da instalação;
- Custo do seguro;
- Custos de operação.

A Figura 55, está apresentado a configuração dos dados para o estudo da viabilidade económica a partir do *software* PvSyst.

Resumo do sistema

Projeto: TESE_MEE_1819_ABDULAYCARVALHO
 Grupo FV, Pnom = 201 kWp Sistema acoplado à rede
 Energia produzida 298 MWh/ano

Resumo financeiro

Custos da instalação 273'154.08 EUR
 Custo total anual 17'475.33 EUR/ano
 LCOE 0.089 EUR/kWh
 Período de amortização 5.7 anos

Investimento e encargos | Parâmetros financeiros | Tarifas | Resultados financeiros | Balanco CO2

Valores

☒ Global ☐ por Wp ☐ por m²

Moeda: EUR - Euro

Custos da instalação

Descrição	Quantidade	Preço unitário	Total	
Módulos FV			178'454.08	EUR
Inversores			14'000.00	EUR
Outros componentes			22'500.00	EUR
Estudos e análises			16'500.00	EUR
Instalação			40'200.00	EUR
Seguros			0.00	EUR
Custo do terreno			1'500.00	EUR
Encargos do empréstimo ban...	0.00	0.00	0.00	EUR
Impostos			0.00	EUR
Custo total de instalação			273'154.08	EUR
Bem amortizável			192'454.08	EUR

Custos de operação (anual)

Descrição	Custo anual	
Manutenção	17'000.00	EUR
Aluguer de terrenos	0.00	EUR
Seguros	150.00	EUR
Encargos bancários	0.00	EUR
Custos administrativos, cc	300.00	EUR
Impostos	0.00	EUR
Subsídios	0.00	EUR
Custos de operação (OPEX)	17'450.00	EUR/ano

Figura 55 - Configuração dos encargos

A janela temporal utilizada para esta análise é de 30 anos, com o preço de venda de energia fixo na ordem dos 0.22€/kWh.

Na Figura 56, pode ser observada parte da análise financeira do projeto, disponibilizada pelo software.

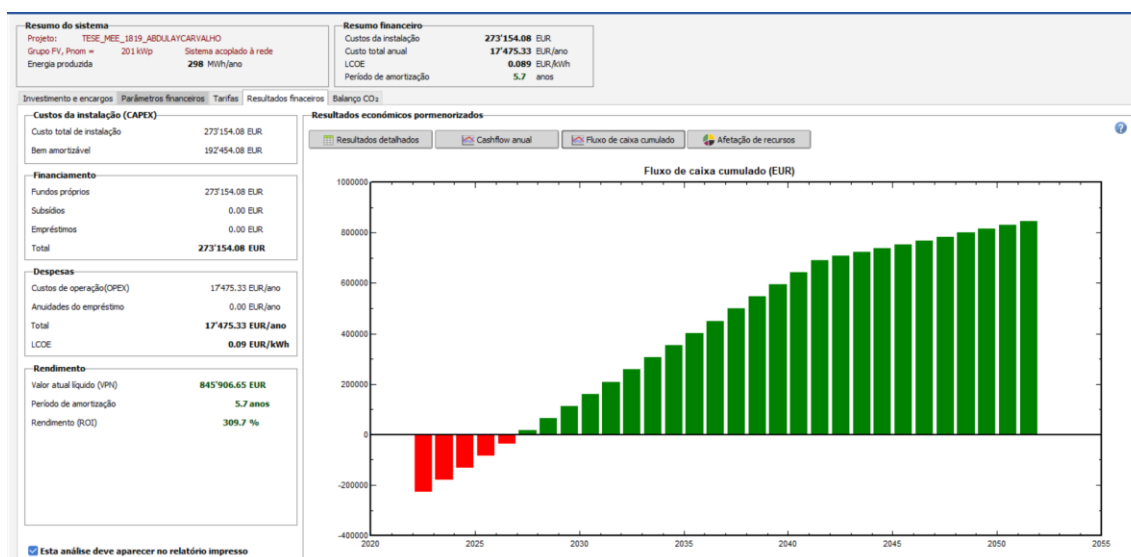


Figura 56 - Análise financeira do projeto

Como se pode observar na Figura 56, o valor total de investimento é de 273 154.08 €, com uma taxa interna de retorno de 309.6% e um prazo de retorno de investimento de 5.7 anos

É importante salientar o custo do kWh produzido durante a vida útil do projeto é bastante reduzido, na ordem dos 0.09€.

Do ponto de vista das emissões de CO_2 , o valor acumulado evitado ao longo da vida útil do sistema ronda as 2666.734 toneladas.

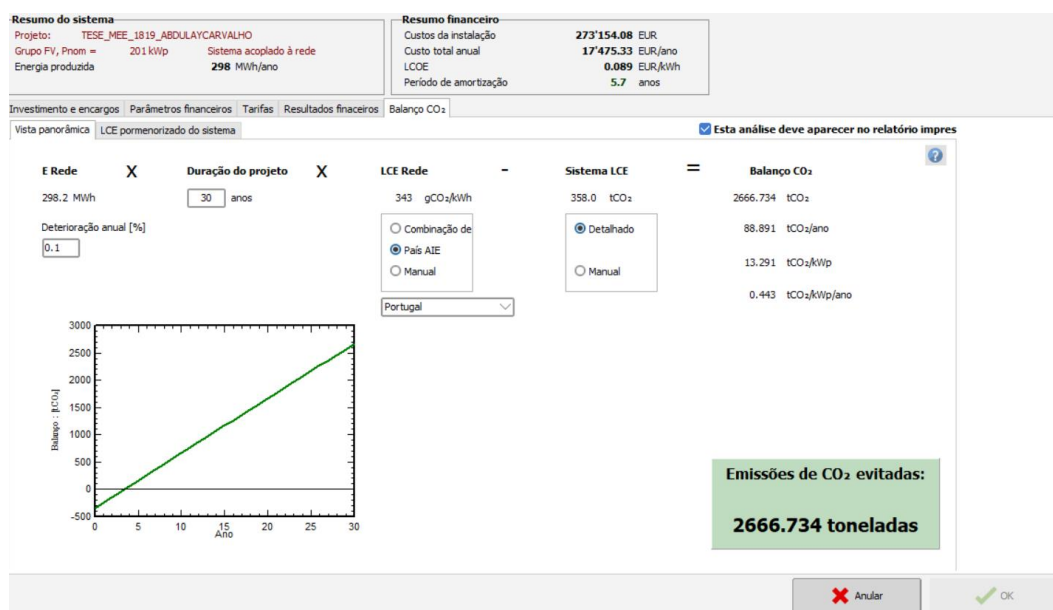


Figura 57 – Emissões de CO2 evitados durante a vida útil do sistema

6. CONCLUSÃO

O presente capítulo encontra-se dividido em dois subcapítulos. O primeiro referente às conclusões que podem ser retiradas do trabalho realizado o segundo referente trabalho futuro.

6.1. CONCLUSÃO

De forma global o objetivo inicialmente proposto foi cumprido, mediante caracterização do setor elétrico santomense, e apresentação de proposta melhoria para o referido setor.

A realização deste trabalho permitiu estudar o estudar o setor compreender melhor o setor elétrico santomense no contexto histórico e presente.

O setor elétrico é um dos pilares do desenvolvimento de São Tomé e Príncipe, devendo por isso ser caracterizado como o ponto estratégico para alavancamento da economia, e como tal é o setor onde a regulamentação está mais desenvolvida.

A fim de cumprir os objetivos propostos neste trabalho foram analisadas o setor elétrico santomense nas suas diversas vertentes, nomeadamente, institucional, produção, transporte e distribuição bem como comercialização. Foi ainda analisada o contexto normativo do setor.

Ao nível institucional o estado através o Estado é o órgão de poder máximo no setor, manifestando a sua atividade através da Direção Geral dos Recursos Naturais e Energia.

Relativamente a produção de energia, verificou-se uma matriz pouco diversificada e assente na produção termoelétrica a partir de grupo geradores. Além de pouco eficiente os custos do kW produzidos são elevados bem como a dependência de derivados de petróleo. Devido a insularidade estes custos são agravados.

Não há separação entre a rede de transporte e distribuição sendo a EMAE a empresa responsável por este processo. No que diz respeito eletrificação a taxa em São Tomé é de 83.1%, e na ilha Príncipe essa taxa é de 96.5%. Os níveis de tensão aplicados em São Tomé e Príncipe são de 30 kV e 6 kV para média tensão e 400 V para baixa tensão, apresentando uma topologia de rede em anel com exploração radial.

Do ponto de vista comercial, a tarifa média de eletricidade aplicada em São Tomé e Príncipe é de 0,22 €/kWh correspondente à 5.5 nSTD/kWh. Este valor está abaixo do custo de produção tendo um caráter social.

No contexto normativo, o RJSE publicado em dezembro de 2014, estabelece as bases para a liberalização parcial do setor. O RJSE define e clarifica as competências das diferentes entidades no setor, define ainda os princípios tarifários a adotar, os espaços de comunicação entre os diferentes organizações e clientes do serviço e as possibilidades para operação de centrais isoladas.

A caracterização global do setor permitiu identificar algumas necessidades de melhorias em torno de diversas etapas das cadeias de valor do setor elétrico santomense. No entanto, as propostas de melhoria apresentadas assentam na produção de anergia a partir de fonte renováveis.

As alternativas para energias renováveis apresentadas foram eólicas e fotovoltaicas que culminou com a elaboração de um caso de estudo para implementação de um parque solar conectado a rede elétrica na ilha de Príncipe.

A escolha destas tecnologias deve-se não só pela potencialidade destas mesmas tecnologias como solução para ilhas como pela sua evolução qualidade preço ao longo dos anos, permitindo investimentos e de menor valor e aumento de rentabilidade.

O caso de estudo apresentado, consistiu na instalação de um parque solar fotovoltaico de 200kWp localizado na zona de Santa Rita ilha do Príncipe.

O resultado obtido aponta para uma produção anual no valor de 298 MWh/ano e um rendimento acima de 80%.

O investimento total estimado no valor de 273 154.08 €, com uma taxa interna de retorno de 309.6% e um prazo de retorno de investimento de 5.7 anos.

Atualmente o tarifário aplicado em São Tomé e Príncipe é de 0.22€/kWh. De acordo com a simulação feita o custo de kWh rondaria os 0.09€.

Assumindo que a tarifa aplicada atualmente em São Tomé e Príncipe é inferior ao custo de produção, este resultado reforça a necessidade de diversificar a matriz electroprodutora.

6.1.1. TRABALHO FUTURO

A proposta para trabalho futuro assenta diversificação da matriz electroprodutora buscando a utilização massiva de energia renovável. A solução energética em São Tomé e Príncipe não está nas energias a base de geradores como se tem verificado ao longo de várias décadas.

Tendo em conta que no domínio das energias ainda há um caminho grande a percorrer, a proposta de trabalho futuro assenta no seguinte:

- Estudar a possibilidade de integração de armazenamento de energias produzida pelo sistema fotovoltaico para períodos de noite quando não há luz solar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (coord), B. R. (2013). Alterações Climáticas e suas repercussões sócio-ambientais.
- A. O., .. C. (2017). “*Power Loss Analysis for Wind Power Grid Integration Based on Weibull Distribution,*” vol. 10, n° 4,. Energies 2017.
- AFAP. (2 de 12 de 2020). *Agência Fiduciária de Administração de Projetos*. Obtido de AFAP: <https://www.afap.st/>
- AGER. (01 de 11 de 2020). *Autoridade Geral de Regulação*. Obtido de AGER: <https://www.ager-stp.org/>
- Aler. (2018). Relatório STP.
- ALER. (2020). *ENERGIAS RENOVÁVEIS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE - RELATÓRIO NACIONAL DO PONTO DE SITUAÇÃO*.
- Ammonit. (2019). Obtido em 01 de 11 de 2020, de <https://www.ammonit.com/pt/energia-eolica/energia-eolica>
- Comunidades, M. D. (s.d.). *Ministério Dos Negócios Estrangeiros e Comunidades*. Obtido em 05 de 20 de 2019, de <http://www.mnec.gov.st/index.php/o-pais?start=1>
- DGA. (1 de 12 de 2020). *Direção Geral do Ambiente*. Obtido de DGA: <http://dga.st/pt>
- DGRNE. (10 de 01 de 2021). *Direcção Geral dos Recursos Naturais e Energia*. Obtido de DGRNE: <https://dgrne.org/pt-pt/directorate/directorate-energy>
- Energy Efficiency Magazine*. (s.d.). Obtido em 28 de 10 de 2020, de <http://www.electrical-efficiency.com/2014/03/focus-smart-electric-grids/>
- Generg. (2020). *Generg - Energia Natural*. Obtido em 31 de 12 de 2020, de <http://www.generg.pt/pt/area-educativa/area-educativa-solar/>
- Helen Bailey, K. L. (10 de 2014). *researchgate*. Obtido em 30 de 11 de 2020, de https://www.researchgate.net/figure/Types-of-offshore-wind-turbine-foundations-reproduced-from-ref-102-source-Principle_fig4_266086383
- Iberdrola. (s.d.). *Iberdrola*. Obtido em 30 de 11 de 2020, de <https://www.iberdrola.com/sustainability/offshore-wind-turbines-foundations>
- IRENA. (16 de 04 de 2019). *IRENA*. Obtido de IRENA: <https://www.irena.org/DigitalArticles/2019/Apr/How-To-Transform-Energy-System-And-Reduce-Carbon-Emissions>
- J. P. S. Paiva. (2015). *Livro redes de energia elétrica – uma análise sistémica*.

LG. (s.d.). *LG*. Obtido em 16 de 01 de 2021, de <https://www.lg.com/us/business/solar-panels/lg-LG330N1C-A5#>

Lusa, A. (08 de 05 de 2019). *Observador*. Obtido em 23 de 05 de 2019, de <https://observador.pt/2019/05/08/sao-tome-e-principe-implementa-sistema-do-fmi-de-divulgacao-de-dados-economicos/>

Manualslib. (s.d.). *Manualslib*. Obtido em 16 de 01 de 21~, de <https://www.manualslib.com/manual/1382875/Abb-Pvs800-57-0100kw-A.html#manual>

Maquengo, E. G. (2019). *TRAJETÓRIA DO SETOR ELÉTRICO*. STP.

Minho, U. d. (s.d.). *Microeolica*. Obtido em 01 de 11 de 2020, de <https://microeolica.weebly.com/limite-de-betz.html>

MINISTÉRIO DA JUSTIÇA, A. P. (2014). *REGIME JURÍDICO DA ORGANIZAÇÃO DO SECTOR ELECTRÍCO NACIONAL*. São Tomé e Príncipe.

MINISTERIO DAS OBRAS PUBLICAS, I. R. (01 de 2019). Projeto de Desenvolvimento do Setor de Transportes e Proteção - Quadro de Gestão Ambiental e Social.

Minuto, M. a. (13 de 10 de 2018). *Munco ao Minuto*. Obtido em 10 de 05 de 2019, de <https://www.noticiasaminuto.com/mundo/1096815/quebras-de-eletricidade-em-sao-tome-preocupam-populacao-e-empresarios>

Notícias, D. d. (13 de 10 de 2018). *Diário de Notícias*. Obtido em 10 de 05 de 2019, de <https://www.dn.pt/lusa/interior/quebras-de-eletricidade-frequentes-em-sao-tome-preocupam-populacao-e-empresarios-9995042.html>

offshore wind. (12 de 07 de 12). Obtido em 29 de 11 de 2020, de <https://www.offshorewind.biz/2012/06/12/denmark-fyns-kran-udstyr-develops-hydraulic-yoke-for-wind-turbine-nacelles-lifting/>

PE Desenvolvimento. (s.d.). Obtido em 30 de 10 de 2020, de <https://pedesenvolvimento.com/2009/07/15/historia-da-energia-eolica-e-suas-utilizacoes/>

Pinterest. (s.d.). Obtido em 20 de 05 de 2019, de <https://www.pinterest.pt/pin/435582595204935802/?lp=true>

Pipeline, C. E. (2014). *Pipeline, Clean Energy*. Obtido em 20 de 12 de 2020, de <https://cleanenergypipeline.com/>

Ponte, A. (s.d.). *Energia Elétrica em São Tomé e Príncipe*.

Shields, G. (10 de 2016). *Silo.Tips*. Obtido em 01 de 11 de 2020, de <https://silo.tips/download/no-title-14572>

Solar, E. (s.d.). *Energia Solar*. Obtido em 16 de 01 de 2021, de <https://pt.solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/painel-fotovoltaico/tipos-de-paineis-fotovoltaicos>

Viagens e Turismo na cidade das Flores. (s.d.). Obtido em 01 de 11 de 2020, de http://viagemeturismoemholambra.blogspot.com/2011/02/holambra-cidade-das-flores_11.html

Wikipédia. (s.d.). *Wikipédia*. Obtido em 20 de 05 de 2019, de https://pt.wikipedia.org/wiki/S%C3%A3o_Tom%C3%A9_e_Pr%C3%ADncipe#Geografia

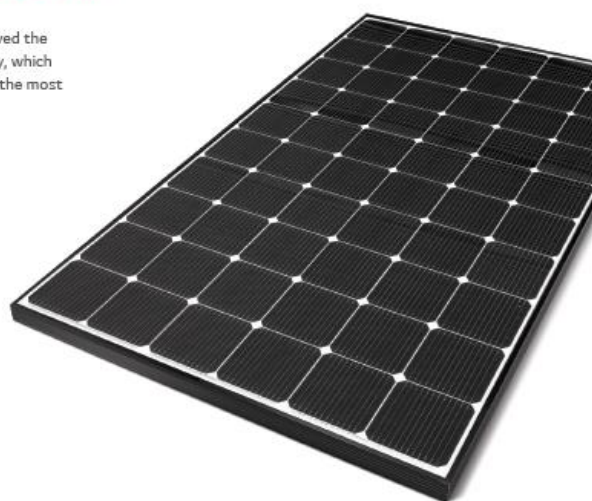
windpowermonthly. (2010 de 08 de 27). Obtido em 29 de 11 de 2020, de <https://www.windpowermonthly.com/article/1024890/wind-tower-advances-lift-hub-height-restrictions>

ANEXO A – DATASHEET LG330N1C-A5



340W | 335W | 330W | 325W

The LG NeON[®] 2 is LG's best-selling solar module. The NeON[®] 2 received the acclaimed 2015 Intersolar AWARD for featuring LG's Cello Technology, which increases power output and reliability and makes the NeON[®] 2 one of the most powerful and versatile modules on the market.



Feature



Enhanced Performance Warranty

LG NeON[®] 2 has an enhanced performance warranty. The annual degradation has fallen from -0.6 %/yr to -0.5%/yr. Even after 25 years, the cell guarantees 2.4% more output than the previous LG NeON[®] 2 modules.



High Power Output

Compared with previous models, the LG NeON[®] 2 has been designed to significantly enhance its output efficiency, thereby making it efficient even in limited space.



Roof Aesthetics

LG NeON[®] 2 has been designed with aesthetics in mind, using thinner wires that appear all black at a distance.



Outstanding Durability

With its newly reinforced frame design, LG has extended the warranty of the NeON[®] 2 from 15 years to 25 years, including labor. In addition, LG NeON[®] 2 can endure a front load up to 6000 Pa, and a rear load up to 5400 Pa.



Improved Performance on Sunny Days

LG NeON[®] 2 now performs better on sunny days, thanks to its improved temperature coefficient.



Near Zero LID (Light Induced Degradation)

The n-type cells used in LG NeON[®] 2 have almost no boron. This leads to less LID (Light Induced Degradation) right after installation.

About LG Electronics

LG Electronics is a global big player, committed to expanding its operations with the solar market. The company first embarked on a solar energy source research program in 1985, supported by LG Group's vast experience in the semi-conductor, LCD, chemistry and materials industries. In 2010, LG Solar successfully released its first Mono[®] series to the market, which is now available in 32 countries. The NeON[®] (previous Mono[®] NeON), NeON[®]2, NeON[®]2 BiFacial won the "Intersolar AWARD" in 2013, 2015 and 2016, which demonstrates LG Solar's lead, innovation and commitment to the industry.



LG NeON[®]2

LG340N1C-A5 | LG335N1C-A5 | LG330N1C-A5 | LG325N1C-A5

Mechanical Properties

Cells	6 x 10
Cell Vendor	LG
Cell Type	Monocrystalline / N-type
Cell Dimensions	161.7 x 161.7 mm / 6 inches
# of Busbar	12 (Multi Wire Busbar)
Dimensions (L x W x H)	1,696 x 1,016 x 40 mm
Front Load	6,000Pa / 125 psf*
Rear Load	5,400Pa / 113 psf*
Weight	18 kg / 39.68 lb
Connector Type	MC4 (MC), PV-JM601A(JMTHY)
Junction Box	IP68 with 3 Bypass Diodes
Cables	1,000 mm x 2 ea / 39.37 in x 2 ea
Glass	Tempered Glass with AR Coating
Frame	Anodized Aluminium

* Please refer to the installation manual for the details.

Certifications and Warranty

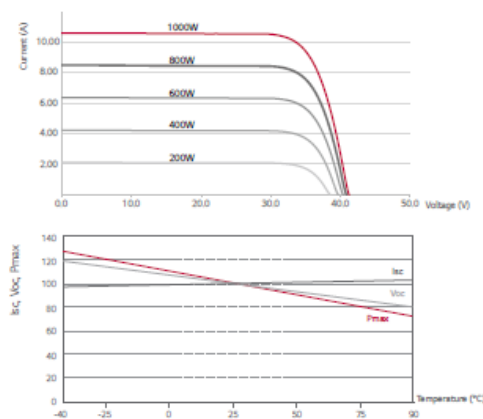
Certifications	IEC 61215, IEC 61730-1/-2 UL 1703 IEC 61701 (Salt mist corrosion test) IEC 62716 (Ammonia corrosion test) ISO 9001
Module Fire Performance	Type 1 (UL 1703)
Fire Rating	Class C (ULC/ORD C 1703, IEC 61730)
Product Warranty	25 Years
Output Warranty of Pmax	Linear Warranty*

* 1) 1st year: 98%, 2) After 1st year: 0.5% annual degradation 3) 86% for 25 years

Temperature Characteristics

NOCT	[°C]	45 ± 3
Pmax	[%/°C]	-0.37
Voc	[%/°C]	-0.27
Isc	[%/°C]	0.03

Characteristic Curves



Electrical Properties (STC*)

Model		LG340N1C-A5	LG335N1C-A5	LG330N1C-A5	LG325N1C-A5
Maximum Power (Pmax)	[W]	340	335	330	325
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	34.5	34.1	33.7	33.3
MPP Current (Impp)	[A]	9.86	9.83	9.80	9.77
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	41.1	41.0	40.9	40.8
Short Circuit Current (Isc)	[A]	10.53	10.49	10.45	10.41
Module Efficiency	[%]	19.8	19.6	19.3	19.0
Operating Temperature	[°C]	-40 ~ +90			
Maximum System Voltage	[V]	1000 (UL / IEC)			
Maximum Series Fuse Rating	[A]	20			
Power Tolerance	[%]	0 ~ +3			

* STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM 1.5

The nameplate power output is measured and determined by LG Electronics at its sole and absolute discretion.

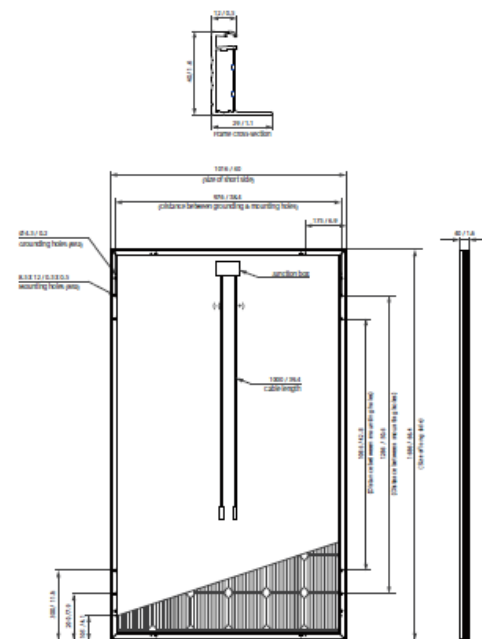
The Typical change in module efficiency at 200 W/m² in relation to 1000 W/m² is -2.0%.

Electrical Properties (NOCT*)

Model		LG340N1C-A5	LG335N1C-A5	LG330N1C-A5	LG325N1C-A5
Maximum Power (Pmax)	[W]	251	247	243	240
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	31.9	31.5	31.2	30.8
MPP Current (Impp)	[A]	7.86	7.83	7.81	7.78
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	38.3	38.2	38.1	38.0
Short Circuit Current (Isc)	[A]	8.47	8.44	8.41	8.38

* NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s

Dimensions (mm / inch)



* The distance between the center of the mounting/grounding



North America Solar Business Team
LG Electronics U.S.A. Inc.
1000 Sylvan Ave, Englewood Cliffs, NJ 07632
Contact: lg.solar@lge.com
www.lgsolarusa.com

Product specifications are subject to change without notice.
DS-NS-60-C-G-F-EN-80308

© 2018 LG Electronics. All rights reserved.



ANEXO B - INVERSOR ABB PVS800-57-0100KW-A

Solar inverters

ABB central inverters PVS800 100 to 1000 kW



ABB central inverters raise reliability, efficiency and ease of installation to new levels. The inverters are aimed at system integrators and end users who require high performance solar inverters for large photovoltaic (PV) power plants. The inverters are available from 100 up to 1000 kW, and are optimized for cost-efficient multi-megawatt power plants.

World's leading inverter platform

The ABB central inverters have been developed on the basis of decades of experience in the industry and proven technology platform. Unrivalled expertise from the world's market and technology leader in frequency converters is the hallmark of this solar inverter series.

Based on ABB's highly successful platform and the most widely used frequency converters on the market – the inverters are the most efficient and cost-effective way to convert the direct current (DC) generated by solar modules into high-quality and CO₂-free alternating current (AC) that can be fed into the power distribution network.

Solar inverters from ABB

ABB central inverters are ideal for large PV power plants but are also suitable for large-sized power plants installed in commercial or industrial buildings. High efficiency, proven components, compact and modular design and a host of life cycle services ensures ABB central inverters provide a rapid return on investment.

Highlights

- High total performance
- Modular and compact product design
- Extensive DC and AC side protection
- Full grid support functionality
- Fast and easy installation
- Complete range of industrial-type data communication options, including remote monitoring
- Life cycle service and support through ABB's extensive global service network

Power and productivity
for a better world™



ABB central inverters

PVS800

100 to 1000 kW



High total performance

- High efficiency
- Low auxiliary power consumption
- Efficient maximum power point tracking
- Long and reliable service life of at least 20 years

Modular industrial design

- Compact and easy-to-maintain product design
- Fast and easy installation
- Integrated and flexible DC input cabinet

Full grid support functionality

- Reactive power compensation also during the night time
- Active power limitation
- Low voltage ride through with current feed in

Extensive protections

- DC and AC side protection with built-in fuses, surge protection and filters
- Increased reliability and safety with DC and AC side contactors
- Heavy-duty surge protection

Grid code compatibility

- Wide country-specific grid code compliance
- Adjustability to various local utility requirements

Proven technology

- Based on ABB's market-leading technology platform used in frequency converters

Life cycle service and support

- ABB's extensive global service network
- Extended warranties
- Service contracts
- Technical support throughout the service life

Wide communication options

- Complete range of industrial-type data communication options
 - Ethernet/Internet protocol
 - Remote monitoring
-

Product flyer for PVS800 | ABB solar inverters

ABB central inverters

PVS800

100 to 1000 kW



Technical data and types

Type designation	-0100kW-A	-0250kW-A	-0315kW-B	-0500kW-A	-0630kW-B	-0875kW-B	-1000kW-C
PVS800-57	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Input (DC)							
Maximum input power (P_{NDC}) ¹⁾	120 kWp	300 kWp	378 kWp	600 kWp	756 kWp	1050 kWp	1200 kWp
DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$)	450 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V	525 to 825 V	600 to 850 V
Maximum DC voltage ($U_{DC, max}$)	1000 V	1000 V	1000 V	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Maximum DC current ($I_{DC, max}$)	245 A	600 A	615 A	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Number of protected DC inputs	1 (+/-) / 4 ²⁾	2, 4, 8 (+/-)	2, 4, 8 (+/-)	4 to 15 (+/-)	4 to 15 (+/-)	8 to 20 (+/-)	8 to 20 (+/-)
Output (AC)							
Nominal power (P_{NAC}) ³⁾	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Maximum output power ⁴⁾	100 kW	250 kW	345 kW	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Power at $\cos\phi = 0.95$ ⁵⁾	96 kW	240 kW	300 kW	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Nominal AC current (I_{NAC})	195 A	485 A	520 A	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Nominal output voltage (U_{NAC}) ⁶⁾	300 V	300 V	350 V	300 V	350 V	350 V	400 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁷⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type ⁸⁾	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency							
Maximum ⁹⁾	98.0%	98.0%	98.6%	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ¹⁰⁾	97.5%	97.6%	98.3%	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Power consumption							
Own consumption in operation	310 W	310 W	310 W	490 W	490 W	650 W	650 W
Standby operation consumption	60 W	60 W	60 W	65 W	65 W	65 W	65 W
External auxiliary voltage ¹¹⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions and weight							
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	1030/2130/690	1830/2130/680	1830/2130/680	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Weight appr. ¹²⁾	550	1100	1100	1800	1800	2320	2320

¹⁾ Recommended maximum input power

²⁾ Optional MCB inputs, 80 A inputs

³⁾ 100 and 250 kW units at 40 °C. 315 and 630 kW at 45 °C. 500, 875 and 1000 kW at 50 °C.

⁴⁾ At 25 °C. See the user manual for details.

⁵⁾ +/- 10%

⁶⁾ At nominal power

⁷⁾ Inverter side must be IT type

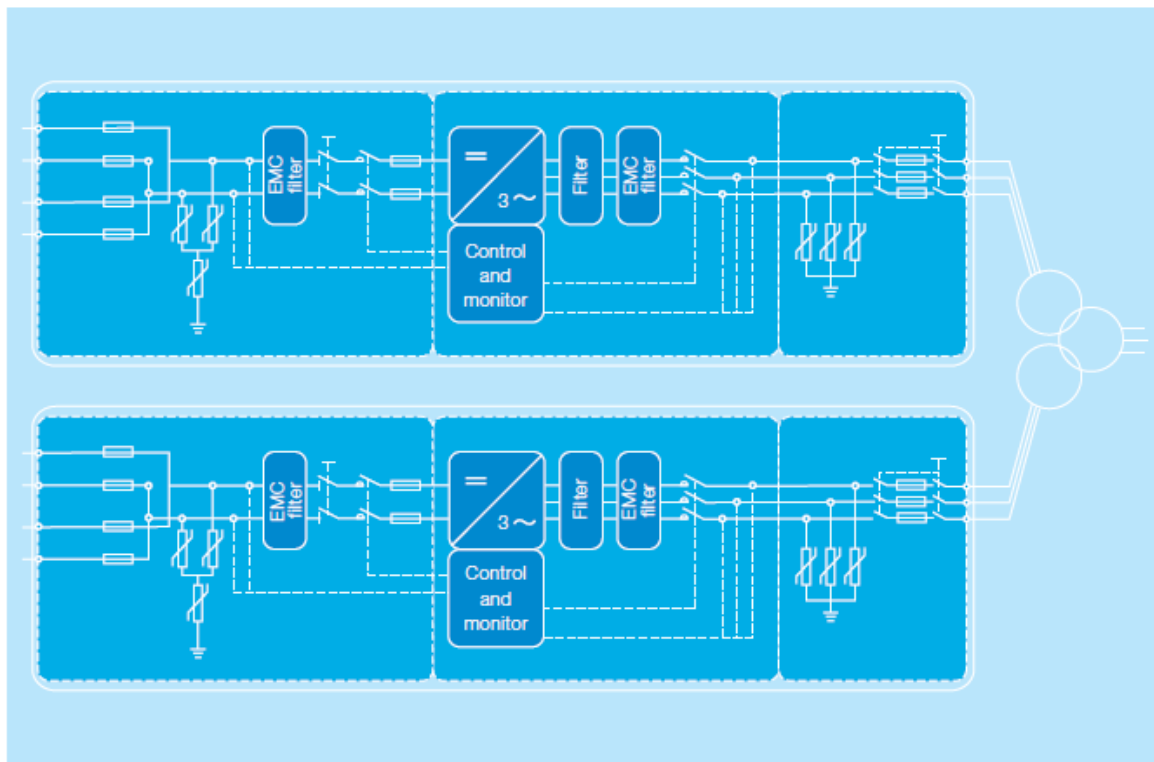
⁸⁾ Without auxiliary power consumption at min U_{DC}

⁹⁾ 115 V, 60 Hz optional

¹⁰⁾ For the smallest number of protected inputs. See the user manual for details.

Product flyer for PVS800 | ABB solar inverters

ABB central inverter design and power network connection



Technical data and types

Type designation	-0100kW-A	-0250kW-A	-0315kW-B	-0500kW-A	-0630kW-B	-0875kW-B	-1000kW-C
PVS800-57	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Environmental limits							
Degree of protection	IP42	IP42	IP42	IP42	IP42	IP42	IP42
Ambient temp. range (nom. ratings) ¹⁾	-15 to +40 °C	-15 to +40 °C	-15 to +45 °C	-15 to +50 °C	-15 to +45 °C	-15 to +50 °C	-15 to +50 °C
Maximum ambient temperature ¹²⁾	+50 °C	+50 °C	+55 °C	+55 °C	+55 °C	+55 °C	+55 °C
Relative humidity, not condensing	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%
Maximum altitude (above sea level) ¹³⁾	2000 m ¹⁴⁾	2000 m ¹⁴⁾	2000 m ¹⁴⁾	4000 m	4000 m	4000 m	4000 m
Maximum noise level	75 dBA	75 dBA ¹⁵⁾	75 dBA ¹⁵⁾	75 dBA ¹⁵⁾	75 dBA ¹⁵⁾	75 dBA ¹⁵⁾	75 dBA ¹⁵⁾
Maximum air flow of the inverter section	1300 m³/h	2500 m³/h	2500 m³/h	5000 m³/h	5000 m³/h	7950 m³/h	7950 m³/h
Protection							
Ground fault monitoring ¹⁶⁾	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Grid monitoring	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Anti-islanding	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
DC reverse polarity	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
AC and DC short circuit and over current	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
AC and DC over voltage and temperature	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
User interface and communications							
Local user interface	ABB local control panel						
Analog inputs/outputs	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
Digital inputs/relay outputs	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1
Fieldbus connectivity	Modbus, PROFIBUS, EtherNet						
Product compliance							
Safety and EMC	CE conformity according to LV and EMC directives						
Certifications and approvals ¹⁷⁾	VDE, CEI, UNE, RD, EDF, P.O. 12.3, BDEW, GOST, AS, ZA						
Grid support and grid functions	Reactive power compensation ¹⁸⁾ , Power reduction, LVRT, HVRT, Anti-islanding						

¹⁾ Frosting is not allowed. May need optional cabinet heating.

¹²⁾ Power derating after 40 °C/45 °C/50 °C

¹³⁾ Power derating above 1000 m

¹⁴⁾ With option 2000 to 4000 m

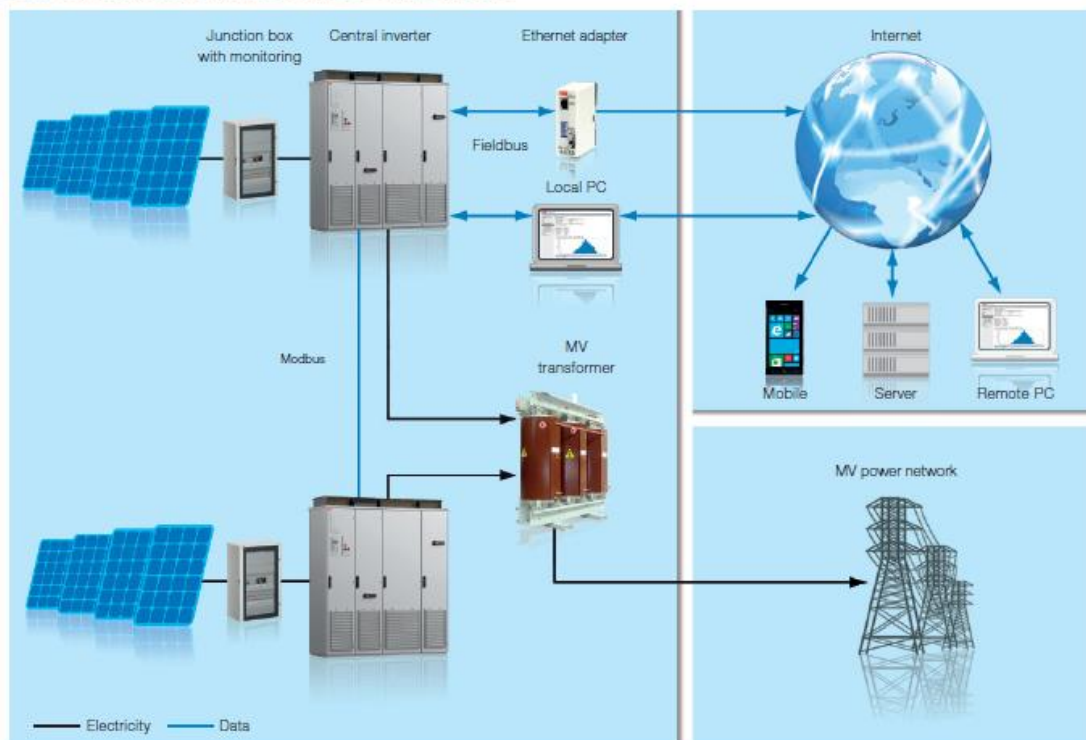
¹⁵⁾ At partial power typically < 70 dBA

¹⁶⁾ Optional

¹⁷⁾ More detailed information, please contact ABB

¹⁸⁾ Also during the night

Data communication principle for ABB central inverters



Options

- Integrated and flexible DC input extension cabinets
- Cabinet heating
- I/O extensions
- DC grounding (negative and positive)
- Fieldbus and Ethernet connections
- Current measurement to each DC input
- Warranty extensions
- Solar inverter care contracts

Accessories

- Solar array junction boxes with string monitoring
- Remote monitoring solutions

Support and service

ABB supports its customers with a dedicated service network in more than 60 countries and provides a complete range of life cycle services from installation and commissioning to preventative maintenance, spare parts, repairs and recycling.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com

© Copyright 2014 ABB. All rights reserved.
 Specifications subject to change without notice.



Power and productivity
for a better world™ **ABB**

3AUAC000067380 REV L EN 4.9.2014 #17237

