

# Dimensionamento de cobertura solar em São Tomé e Príncipe



## **Declaração de exoneração de responsabilidade**

Este relatório foi preparado pela Global Sustainable Energy Solutions India Pvt. Ltd. (GSES India) sob de um acordo contratual com a International Solar Alliance (ISA). O conteúdo deste documento destina-se ao uso exclusivo do cliente da GSES India e de outros destinatários contratualmente acordados. O relatório, no seu todo ou em parte, só pode ser disponibilizado a terceiros com o consentimento da ISA e numa base de independência. A GSES India não se responsabiliza perante terceiros pela integridade e exatidão da informação nele contida.

As opiniões expressas neste relatório baseiam-se na investigação e análise de dados primários recolhidos no local e nos departamentos governamentais relevantes e em dados secundários disponíveis nos sítios Web, relatórios e publicações mencionados na lista de referências. A GSES India e a ISA não assumem responsabilidade e declinam expressamente qualquer responsabilidade por perdas, lesões, danos, despesas ou inconvenientes sofridos por quaisquer utilizadores deste relatório ou em relação a quaisquer informações ou dados contidos neste relatório.

novembro de 2024

Preparado por:

Global Sustainable Energy Solutions India Pvt. Ltd.

Complexo FIEE, A - 46, Rés do chão superior

Zona Industrial de Okhla Fase II

Nova Deli - 110020, Índia

[www.gses.in](http://www.gses.in)

Contacte:

Dwipen Boruah

e-mail: [dwipen.boruah@gses.in](mailto:dwipen.boruah@gses.in)

Telefone: +91-11- 41040534

Telemóvel: +91 9560550075

**Foto da capa:** Sistema fotovoltaico de garagem num edifício governamental em São Tomé e Príncipe.

**Foto da contracapa:** Sistema fotovoltaico no telhado de um edifício governamental em São Tomé e Príncipe.

**Crédito da foto:** Dwipen Boruah



## ÍNDICE DE CONTEÚDOS

RESUMO EXECUTIVO .....	1
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>8</b>
<b>2 PERFIL ENERGÉTICO DO PAÍS .....</b>	<b>9</b>
2.1 Consumo .....	9
2.2 Perfil de carga .....	10
2.3 Geração.....	11
2.4 Quadro institucional.....	12
2.5 Política e regulamentos.....	13
2.6 Iniciativas no domínio das energias renováveis.....	14
2.7 Transmissão e distribuição .....	16
2.8 DIFERENÇA DA DEMANDA E DA OFERTA .....	19
2.9 Recurso solar .....	19
2.10 Temperatura e velocidade do vento.....	21
<b>3 ESTUDO DE VIABILIDADE DE PROJECTOS DE TELHADOS .....</b>	<b>23</b>
3.1 Avaliação do sítio e recolha de dados.....	23
3.2 Avaliação da capacidade das centrais fotovoltaicas de telhado propostas.....	25
3.3 Concessão do projeto e disposição das instalações .....	26
3.4 Capacidade agregada das centrais fotovoltaicas.....	98
3.5 Estimativa da produção de energia .....	98
3.6 Redução das emissões de gases com efeito de estufa .....	99
3.7 Avaliação da integração da rede .....	99
3.8 Modernização da rede eléctrica.....	101
<b>4 ANÁLISE ECONÓMICA E DE CUSTO-BENEFÍCIO.....</b>	<b>103</b>
4.1 Custo nivelado da eletricidade .....	104
4.2 Benefícios financeiros para os consumidores.....	104
4.3 Benefícios financeiros para a empresa de serviços públicos EMAE .....	107
4.4 Necessidade de armazenamento de energia .....	111
4.5 Estratégia para minimizar a importação de gasóleo .....	113
<b>5 ROTEIRO DE IMPLEMENTAÇÃO DO PROJECTO.....</b>	<b>119</b>
5.1 Implementação de sistemas solares distribuídos .....	119
5.2 Implementação de sistemas solares centralizados .....	123

5.3	Quadro de contagem de energia.....	127
5.4	Sistema de gestão de energia.....	128
6	PLANO DE DESENVOLVIMENTO DE CAPACIDADES.....	130
7	AVALIAÇÃO E ATENUAÇÃO DOS RISCOS.....	132
8	RECOMENDAÇÕES.....	134
9	REFERÊNCIAS.....	138
10	APÊNDICES.....	140
10.1	Apêndice 1: Demonstração de resultados.....	140
10.2	Apêndice 2: Custo de produção, período de retorno do investimento e TIR.....	141
10.3	Anexo 3: Lista de empresas de energia solar em STP.....	142

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1: CATEGORIA DE CONSUMIDORES DE ELETRICIDADE DA EMAE E CONSUMO ESTIMADO .....	9
TABELA 2: CAPACIDADE INSTALADA DAS CENTRAIS ELÉCTRICAS EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE .....	11
<b>TABELA 3: OBJETIVO DE INSTALAÇÃO DE ENERGIA SOLAR DE ACORDO COM O PANER [2].....</b>	<b>15</b>
TABELA 4: OBJETIVO DE INSTALAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NÃO SOLARES DE ACORDO COM O PANER [2] .....	15
TABELA 5: DETALHES DA REDE DA ILHA DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE [4].....	16
TABELA 6: ESTRUTURA TARIFÁRIA DA ENERGIA PÓS-PAGA DA EMAE .....	17
TABELA 7: ESTRUTURA TARIFÁRIA DA ENERGIA PRÉ-PAGA DA EMAE .....	17
TABELA 8: DADOS DE TEMPERATURA E VELOCIDADE DO VENTO DA NASA-POWER.....	22
TABELA 9: RESUMO DOS SÍTIOS PRÉ-SELECIONADOS .....	23
TABELA 10: RESUMO DA CAPACIDADE ESTIMADA DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS DOS SÍTIOS ESTUDADOS .....	25
TABELA 11: RESUMO DA CAPACIDADE DA CENTRAL FOTOVOLTAICA, RENDIMENTO ENERGÉTICO E REDUÇÃO DE GEE DE TODOS OS LOCAIS.....	97
TABELA 12: RESUMO DOS EDIFÍCIOS COM CAPACIDADE DE LIGAÇÃO À REDE .....	100
TABELA 13: ENTRADAS E PRESSUPOSTOS COMUNS PARA A ANÁLISE FINANCEIRA.....	103
TABELA 14: CUSTO NIVELADO DA ELETRICIDADE .....	104
TABELA 15: CONSUMO DE COMBUSTÍVEL DO GERADOR A GASÓLEO E ECONOMIAS COM DIFERENTES CARGAS .....	105
TABELA 16: RESUMO DAS ECONOMIAS E DO PERÍODO DE RECUPERAÇÃO SIMPLES PARA OS SÍTIOS IDENTIFICADOS.....	105
TABELA 17: CAPACIDADE DE PRODUÇÃO CENTRAL A GASÓLEO DISPONÍVEL EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE EM 2022 [7] .....	107
TABELA 18: RESUMO DAS ECONOMIAS DE GASÓLEO NA ILHA DE SÃO TOMÉ .....	109
TABELA 19: RESUMO DAS ECONOMIAS DE GASÓLEO NA ILHA DO PRÍNCIPE .....	109
TABELA 20: PROJEÇÃO DA POTÊNCIA ELÉCTRICA E DA DEMANDA DE ENERGIA EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE.....	114
TABELA 21: RESUMO DA CAPACIDADE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS EM DIFERENTES CENÁRIOS .....	117
TABELA 22: RESUMO DA PRODUÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS EM DIFERENTES CENÁRIOS .....	118
TABELA 23: RESUMO DA FRAÇÃO DE ER E DAS ECONOMIAS DE GASÓLEO EM DIFERENTES CENÁRIOS .....	118
TABELA 24: CALENDÁRIO DE IMPLEMENTAÇÃO PARA PROJECTOS FOTOVOLTAICOS EM TELHADOS ATÉ CERCA DE 250 kW DE CAPACIDADE...	121
TABELA 25: CALENDÁRIO DE IMPLEMENTAÇÃO PARA PROJECTOS FOTOVOLTAICOS AGREGADOS EM TELHADOS .....	123
TABELA 26: PARÂMETROS FINANCEIROS PARA A CENTRAL SOLAR CENTRAL .....	126
TABELA 27: CALENDÁRIO DE IMPLEMENTAÇÃO DE CENTRAIS ELÉCTRICAS FOTOVOLTAICAS À ESCALA DA REDE PÚBLICA.....	126
TABELA 28: LISTA DE FERRAMENTAS, EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES PARA O CENTRO DE FORMAÇÃO SOLAR DE SÃO TOMÉ .....	131

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: ACESSO À ELETRICIDADE DE ACORDO COM AS ÁREAS POPULARIZADAS (FONTE: COMISSÃO AFRICANA DA ENERGIA) .....	9
FIGURA 2: PROCURA DE ENERGIA POR TIPO DE COMBUSTÍVEL - CENÁRIO "BUSINESS AS USUAL" (FONTE: PANER) .....	10
FIGURA 3: PROCURA DE ENERGIA POR TIPO DE SECTOR - CENÁRIO "BUSINESS AS USUAL" (FONTE: PANER).....	10
FIGURA 4: PERFIL DE CARGA MÉDIA ANUAL DA REDE PRINCIPAL DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE [4].....	11
FIGURA 5: CAPACIDADE INSTALADA DAS CENTRAIS ELÉCTRICAS E MATRIZ ENERGÉTICA.....	12
FIGURA 6 : CRESCIMENTO DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM GWh (FONTE: PANER).....	12
FIGURA 7: QUADRO INSTITUCIONAL DO SECTOR DA ELETRICIDADE EM STP .....	13
FIGURA 8: REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉCTRICA DE SÃO TOMÉ (FONTE: RICARDO ENERGY & ENVIRONMENT, 2018) .....	18
FIGURA 9: REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉCTRICA DO PRÍNCIPE (FONTE: RICARDO ENERGY & ENVIRONMENT, 2018).....	18
FIGURA 10 : IRRADIÂNCIA GLOBAL NUMA SUPERFÍCIE INCLINADA EM kWh/M /DIA <sup>2</sup> .....	20
FIGURA 11 : POTENCIAL SOLAR EM STP [ <a href="https://globalsolaratlas.info/download/sao-tome-and-principe">HTTPS://GLOBSOLARATLAS.INFO/DOWNLOAD/SAO-TOME-AND-PRINCIPE</a> ].....	21
FIGURA 12: SUPREMO TRIBUNAL DE JUSTIÇA (EDIFÍCIO 1) .....	28
FIGURA 13: SUPREMO TRIBUNAL DE JUSTIÇA (EDIFÍCIO 2).....	29
FIGURA 14: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO SUPREMO TRIBUNAL DE JUSTIÇA (EDIFÍCIO 2) .....	29
FIGURA 15 : DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO SUPREMO TRIBUNAL DE JUSTIÇA (EDIFÍCIO 2) .....	29
FIGURA 16: DIREÇÃO DO ENSINO PRIMÁRIO.....	30
FIGURA 17: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO LOCAL DA DIREÇÃO DO ENSINO PRIMÁRIO.....	31
FIGURA 18: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO PARA A DIREÇÃO DO ENSINO PRIMÁRIO.....	31
FIGURA 19: PROCURADOR/MINISTÉRIO PÚBLICO.....	32
FIGURA 20: FOTOS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO PROCURADOR/MINISTÉRIO PÚBLICO.....	33
FIGURA 21: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO PARA O PROCURADOR/MINISTÉRIO PÚBLICO .....	33
FIGURA 22: MINISTÉRIO DA DEFESA .....	35
FIGURA 23: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO MINISTÉRIO DA DEFESA .....	35
FIGURA 24: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO MINISTÉRIO DA DEFESA .....	35
FIGURA 25: AUTORIDADE GERAL DE REGULAÇÃO (AGER).....	37
FIGURA 26: FOTOS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO AUTORIDADE GERAL DE REGULACA (AGER) .....	37
FIGURA 27: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO PARA A AUTORIDADE GERAL DE REGULAÇÃO (AGER).....	37
FIGURA 28: HOSPITAL DR. AIRES DE MENEZES.....	39
FIGURA 29: FOTOS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO HOSPITAL DR. AIRES DE MENEZES .....	39
FIGURA 30: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO HOSPITAL DR. AIRES DE MENEZES .....	40
FIGURA 31: MINISTÉRIO DAS FINANÇAS E ECONOMIA AZUL .....	42
FIGURA 32: FOTOS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO MINISTÉRIO DAS FINANÇAS E ECONOMIA AZUL .....	42
FIGURA 33: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO PARA O MINISTÉRIO DAS FINANÇAS E ECONOMIA AZUL .....	42
FIGURA 34: LICEU NACIONAL.....	44

FIGURA 35: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO LICEU NACIONAL.....	44
FIGURA 36: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO LICEU NACIONAL .....	45
FIGURA 37: MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO .....	47
FIGURA 38: FOTOS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO .....	47
FIGURA 39: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO PARA O MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO.....	48
FIGURA 40: TRIBUNAL DE CONTAS.....	50
FIGURA 41: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO LOCAL DO TRIBUNAL DE CONTAS (COM O SISTEMA FOTOVOLTAICO EXISTENTE NO LOCAL) .....	50
FIGURA 42: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO TRIBUNAL DE CONTAS .....	50
FIGURA 43: LICEU NACIONAL DE SANTANA .....	51
FIGURA 44: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO DO LICEU NACIONAL DE SANTANA .....	52
FIGURA 45: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO LICEU NACIONAL DE SANTANA.....	52
FIGURA 46: CENTRO POLIVALENTE DE CAUÉ.....	54
FIGURA 47: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO CENTRO POLIVALENTE DE CAUÉ .....	54
FIGURA 48: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO CENTRO POLIVALENTE DE CAUÉ .....	54
FIGURA 49: ESCOLA SECUNDARIA DE SÃO JOÃO DOS ANGOLARES .....	56
FIGURA 50: FOTO DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO ESCOLA SECUNDARIA DE SÃO JOÃO DOS ANGOLARES .....	56
FIGURA 51: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DA ESCOLA SECUNDÁRIA DE SÃO JOÃO DOS ANGOLARES .....	56
FIGURA 52: POSTO DE SAÚDE .....	58
FIGURA 53: FOTO DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO POSTO DE SAÚDE.....	58
FIGURA 54: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO POSTO DE SAÚDE .....	58
FIGURA 55: MERCADO DE BOBO FORO .....	60
FIGURA 56: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO DO MERCADO DE BOBO FORO .....	60
FIGURA 57: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO PARA O MERCADO DE BOBO FORO.....	60
FIGURA 58: ESCOLA SECUNDÁRIA MARIA MANUELA MARGARIDO .....	62
FIGURA 59: FOTOS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO ESCOLA SECUNDARIA MARIA MANUELA MARGARIDO.....	62
FIGURA 60: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DA ESCOLA SECUNDÁRIA MARIA MANUELA MARGARIDO .....	62
FIGURA 61: ESCOLA PRIMÁRIA DE TRINDADE .....	64
FIGURA 62: FOTOS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO DA ESCOLA PRIMÁRIA DE TRINDADE.....	64
FIGURA 63: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DA ESCOLA PRIMÁRIA DE TRINDADE .....	64
FIGURA 64: LICEU MÉ CHINHÔ (ESCOLA) .....	66
FIGURA 65: FOTOS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO DO LICEU MÉ CHINHÔ .....	66
FIGURA 66: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO LICEU MÉ CHINHÔ.....	66
FIGURA 67: CENTRO HOSPITALAR DE LOBATA .....	68
FIGURA 68: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO LOCAL DO CENTRO HOSPITALAR DE LOBATA.....	68
FIGURA 69: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO CENTRO HOSPITALAR DE LOBATA.....	68

FIGURA 70: CÂMARA DISTRITAL DE LOBATA.....	70
FIGURA 71: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO CAMARA DISTRITAL DE LOBATA.....	70
FIGURA 72: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DA CÂMARA DISTRITAL DE LOBATA.....	70
FIGURA 73: ESCOLA SECUNDÁRIA DE NEVES .....	71
FIGURA 74: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO ESCOLA SECUNDÁRIA DE NEVES.....	72
FIGURA 75: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DA ESCOLA SECUNDÁRIA DE NEVES.....	72
FIGURA 76: ESCOLA SECUNDÁRIA DE SANTA CATARINA.....	74
FIGURA 77: FOTOS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO ESCOLA SECUNDÁRIA DE SANTA CATARINA .....	74
FIGURA 78: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DA ESCOLA SECUNDÁRIA DE SANTA CATARINA .....	74
FIGURA 79: POSTO DE SAUDE DE LEMBÁ .....	76
FIGURA 80: FOTOS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO DO POSTO DE SAÚDE DE LEMBÁ .....	76
FIGURA 81: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO POSTO DE SAÚDE DE LEMBÁ .....	77
FIGURA 82: CÂMARA DISTRITAL DE LEMBÁ (EDIFÍCIO N.º 1).....	78
FIGURA 83: CÂMARA DISTRITAL DE LEMBÁ (EDIFÍCIO N.º 2).....	79
FIGURA 84: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO LOCAL DA CÂMARA DISTRITAL DE LEMBÁ (EDIFÍCIO N.º 1).....	79
FIGURA 85: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO LOCAL DA CÂMARA DISTRITAL DE LEMBÁ (EDIFÍCIO N.º 2).....	79
FIGURA 86: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DA CÂMARA DISTRITAL DE LEMBÁ.....	80
FIGURA 87: FABRICA DE CHOCOLATE .....	82
FIGURA 88: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO FABRICA DE CHOCOLATE .....	82
FIGURA 89: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DA FABRICA DE CHOCOLATE .....	82
FIGURA 90: DIREÇÃO REGIONAL DE AMBIENTE E CONSERVAÇÃO DA NATUREZA DO PRÍNCIPE .....	84
FIGURA 91: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO DA DIREÇÃO REGIONAL DO AMBIENTE E CONSERVAÇÃO DA NATUREZA DO PRÍNCIPE .....	84
FIGURA 92: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DA DIREÇÃO REGIONAL DO AMBIENTE E CONSERVAÇÃO DA NATUREZA DO PRÍNCIPE .....	84
FIGURA 93: ESCOLA DE PADRÃO.....	86
FIGURA 94: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO ESCOLA DE PADRÃO.....	86
FIGURA 95: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DA ESCOLA DE PADRÃO.....	86
FIGURA 96: BANCO INTERNACIONAL DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE (BISTP).....	88
FIGURA 97: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO BANCO INTERNACIONAL DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE (BISTP).....	88
FIGURA 98: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO BANCO INTERNACIONAL DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE .....	88
FIGURA 99: CASA DA CULTURA.....	90
FIGURA 100: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO CASA DA CULTURA .....	90
FIGURA 101: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DA CASA DA CULTURA.....	91
FIGURA 102: ESCOLA DE SANTO ANTÓNIO .....	93
FIGURA 103: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO ESCOLA DE SANTO ANTÓNIO .....	93



FIGURA 104: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DA ESCOLA DE SANTO ANTÓNIO.....	93
FIGURA 105: HOSPITAL DR. MANUEL QUARESMA DIAS DA GRAÇA.....	95
FIGURA 106: FOTOGRAFIAS DO LEVANTAMENTO DO SÍTIO DO HOSPITAL DR. MANUEL QUARESMA DIAS DA GRAÇA.....	95
FIGURA 107: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO TELHADO DO HOSPITAL DR. MANUEL QUARESMA DIAS DA GRAÇA.....	96
FIGURA 108: CONSUMO DE COMBUSTÍVEL DO GRUPO ELETROGÊNICO A GASÓLEO CATERPILLAR CAT 3516 (FONTE: CATERPILLAR).....	108
FIGURA 109: CONSUMO DE COMBUSTÍVEL DO GERADOR A GASÓLEO VERSUS CARGA (CENTRAL DE 1 MW) (FONTE: CATERPILLAR).....	108
FIGURA 110: PERFIL DE CARGA NUM DIA TÍPICO E CONTRIBUIÇÃO MÉDIA DA ENERGIA SOLAR.....	110
FIGURA 111: PERFIL DA PRODUÇÃO DE ENERGIA SOLAR - MÉDIA E EFECTIVA NUM DIA TÍPICO.....	111
FIGURA 112: COBERTURA DIURNA DE NUVENS DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE (FONTE: NASA).....	112
FIGURA 113 : EXCEDENTE E DÉFICIT DE ENERGIA DA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW <sub>p</sub> EM RELAÇÃO AO VALOR MÉDIO.....	112
FIGURA 114 : NÚMERO DE OCASIÕES DE DÉFICIT DE POTÊNCIA EM RELAÇÃO AO VALOR MÉDIO EM DIFERENTES NÍVEIS.....	113
FIGURA 115: IMPORTAÇÃO PROJECTADA DE GASÓLEO CONSIDERANDO 2019 COMO ANO DE REFERÊNCIA.....	114
FIGURA 116: CENÁRIO DE OFERTA E DEMANDA DE ELETRICIDADE EM STP (CASO DE BASE - DIA TÍPICO).....	115
FIGURA 117: CENÁRIO DE OFERTA E DEMANDA DE ELETRICIDADE EM STP (CENÁRIO 1 - DIA TÍPICO).....	116
FIGURA 118: CENÁRIO DE OFERTA E DEMANDA DE ELETRICIDADE EM STP (CENÁRIO 2 - DIA TÍPICO).....	116
FIGURA 119: CENÁRIO DE OFERTA E DEMANDA DE ELETRICIDADE EM STP (CENÁRIO 3 - DIA TÍPICO).....	117
FIGURA 120: IMPLEMENTAÇÃO DE PROJECTOS DE ENERGIA SOLAR EM STP DE ACORDO COM O PANER.....	119
FIGURA 121 : MODELO DE NEGÓCIO CAPEX PARA A INSTALAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.....	120
FIGURA 122 : MODELO DE NEGÓCIO OPEX (UTILIZADOR ÚNICO) PARA INSTALAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.....	121
FIGURA 123 : MODELO DE NEGÓCIO OPEX (UTILIZADORES AGREGADOS) PARA INSTALAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.....	122
FIGURA 124 : MODELO DE NEGÓCIO CAPEX PARA EMPRESA DE SERVIÇOS PÚBLICOS.....	123
FIGURA 125 : MODELO DE NEGÓCIO CAPEX PARA PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA (IPP).....	124
FIGURA 126 : LOCALIZAÇÕES PROVISÓRIAS PARA CENTRAIS SOLARES CENTRAIS COM BESS EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE.....	125
FIGURA 127: LOCAL N.º 15 (MERCADO DE BOBO FORO) COM UMA CAPACIDADE FOTOVOLTAICA ESTIMADA DE 937 kW <sub>p</sub> .....	125
FIGURA 128 : DISPOSIÇÃO DOS CONTADORES BRUTOS.....	127
FIGURA 129 : ACORDO DE CONTAGEM LÍQUIDA.....	128

## ABREVIATURAS

AFREC	Comissão Africana da Energia
AC	Corrente alternativa
ALER	Associação Lusófona de Energias Renováveis
BOS	Equilíbrio do sistema
CUF	Fator de utilidade da capacidade
CAPEX	Despesas de capital
CERC	Comissão Central de Regulação da Eletricidade
c-Si	Silício cristalino
°C	Grau Celsius
DPR	Relatório pormenorizado do projeto
DC	Corrente contínua
DGRNE	Direção-Geral dos Recursos Naturais e da Energia
DISCOM	Empresa de distribuição
EE	Eficiência energética
EMAE	Empresa de Água e Eletricidade (Empresa de Água e Eletricidade)
EPC	Engenharia, aprovisionamento e construção
GW	Giga watt
GWh	Gigawatt hora
GSES	Soluções globais de energia sustentável
IGEE	Inventário de Gases com Efeito de Estufa (Inventário de Gases com Efeito de Estufa)
IP	Proteção contra a entrada
CEI	Comissão eletrotécnica internacional
IRENA	Agência Internacional para as Energias Renováveis
ISA	Aliança Solar Internacional
kW	Quilo watt
kV	Kilovolt
kWh	Kilowatt-hora
kWp	Kilowatt-pico
MPPT	Seguimento do ponto de potência máxima
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
MWp	Megawatt-pico
m	Contador
NASA - SSE	NASA Meteorologia de superfície e energia solar
NEB	Balço energético nacional
NEEAP	Plano de Ação Nacional para a Eficiência Energética
NREAP	Plano de Ação Nacional para as Energias Renováveis
O&M	Funcionamento e manutenção
OPEX	Despesas operacionais
RP	Taxa de desempenho
PV	Fotovoltaico
PPA	Contrato de aquisição de energia
RE	Energias renováveis
RESCO	Empresa de serviços de energias renováveis
STP	São Tomé e Príncipe

Isc	Corrente de curto-circuito
SRRA	Avaliação da radiação dos recursos solares
m <sup>2</sup>	Metro quadrado
STC	Condições de teste padrão
STP	São Tomé e Príncipe
TWh	Terawatt-hora
TES	Fornecimento total de energia
ONUDI	Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial
V	Tensão
V <sub>mp</sub>	Tensão à potência máxima
V <sub>oc</sub>	Tensão em circuito aberto
W <sub>p</sub>	Watt de pico

## RESUMO EXECUTIVO

São Tomé e Príncipe (STP) depende fortemente de combustíveis fósseis importados. A eletricidade é produzida principalmente através de geradores a diesel. A demanda de eletricidade estimada para o país é de cerca de 108 GWh por ano. 94% da eletricidade é fornecida por centrais eléctricas a gásóleo, 5% por pequenas centrais hidroeléctricas e 1% por geradores a gásóleo isolados. Devido à grande dependência de combustíveis fósseis importados para os geradores a gásóleo, a tarifa de eletricidade é muito elevada. Cerca de 77% da população tem acesso à eletricidade no país. O governo de São Tomé e Príncipe estabeleceu o objetivo de atingir 100% de acesso à eletricidade até 2030.

O objetivo do estudo era realizar um estudo detalhado de viabilidade técnico-económica e preparar um relatório detalhado do projeto (DPR) para a instalação de sistemas solares fotovoltaicos em locais selecionados para reduzir o consumo de eletricidade da rede e fornecer energia fiável.

Este relatório descreve o potencial da energia solar fotovoltaica em telhados em locais selecionados em São Tomé e Príncipe (STP). Foi realizada uma avaliação abrangente do local e um inquérito de recolha de dados em 31 locais para avaliar a sua adequação para a instalação de energia solar fotovoltaica em telhados. O processo de recolha de dados envolveu a obtenção de informações cruciais para cada edifício, assegurando uma compreensão completa do espaço livre de sombras disponível para a instalação de matrizes fotovoltaicas no telhado do edifício e no espaço aberto/área de estacionamento nas instalações do edifício. O software ARKA 360 (Solar Labs) foi utilizado para a concessão do projeto, planeamento da disposição dos painéis fotovoltaicos e avaliação da capacidade, com as seguintes considerações: Seleção do módulo fotovoltaico, ângulo de inclinação, orientação, análise de sombras e espaçamento entre filas, tamanho da estrutura, provisão para manutenção, espaçamento entre módulos e folga de borda para telhados inclinados.

A tabela seguinte apresenta os nomes dos locais, a capacidade fotovoltaica dos telhados, a produção de energia estimada e o potencial de redução das emissões de GEE:

Sítio Não.	Nome do sítio	Capacidade da central fotovoltaica (kW) <sub>p</sub>	Estimativa Produção de energia (MWh/ano)	Emissões de gases com efeito de estufa toneladas métricas de redução (25 anos)
<b>Ilha de São Tomé</b>				
1	Supremo Tribunal de Justiça	107	139	2068
2	Direção do Ensino Primário	32	42	622
3	Procurador/ Ministério público	14	19	275
4	Ministério da Defesa	86	111	1652
5	Autoridade Geral de Regulação (AGER)	13	17	257
6	Hospital Dr. Aires de Menezes	211	299	4440
7	Ministério das Finanças e Economia Azul	169	218	3238
8	Liceu Nacional	272	358	5315
9	Ministério da Educação	23	30	445



Sítio Não.	Nome do sítio	Capacidade da central fotovoltaica (kW) <sub>p</sub>	Estimativa Produção de energia (MWh/ano)	Emissões de gases com efeito de estufa toneladas métricas de redução (25 anos)
10	Tribunal de Contas	34	44	656
11	Liceu Nacional de Santana	93	117	1739
12	Centro Polivalente de Caué	73	104	1543
13	Escola Secundária de São João dos Angolares	24	31	455
14	Posto de Saúde	53	74	1097
15	Mercado de Bobo Foro	937	1318	19547
16	Escola Secundária Maria Manuela Margarido (MMM)	208	270	4005
17	Escola Primária de Trindade	132	172	2558
18	Liceu Mé Chinhô	249	321	4763
19	Centro Hospitalar de Lobata	8	11	162
20	Câmara Distrital de Lobata	48	62	922
21	Escola Secundária de Neves	96	133	1968
22	Escola Secundária de Santa Catarina	75	106	1567
23	Posto de Saúde de Lembá	48	70	1036
24	Câmara Distrital de Lembá	47	66	975
25	Fábrica de Chocolate	121	171	2535
	Total para a ilha de São Tomé	3173	4303	63840
	<b>Ilha do Príncipe</b>			
26	Direção Regional de Ambiente e Conservação da Natureza Príncipe	33	48	708
27	Escola de Padrão	114	164	2436
28	Banco Internacional de São Tomé e Príncipe (BISTP)	70	98	1461
29	Casa da Cultura	24	31	461
30	Escola de Santo António	78	110	1632
31	Hospital DR. Manuel Quaresma Dias Da Graça	75	99	1474
	Total para Príncipe	394	550	8172
	<b>Total para São Tomé e Príncipe</b>	<b>3567</b>	<b>4853</b>	<b>72012</b>

Este relatório resume as conclusões do estudo do local, a concessão da central e a disposição em 3D, a capacidade do projeto, a estimativa da produção de energia e a estimativa da redução dos gases com efeito de estufa. As estimativas foram efectuadas utilizando o software para a capacidade do conjunto fotovoltaico e o potencial de produção de energia. A capacidade total do sistema fotovoltaico ascendeu a um total de 3567 kW<sub>p</sub>, com 3173 kW<sub>p</sub> para a ilha de São Tomé e 394 kW<sub>p</sub> na ilha do Príncipe e a produção total de energia de todos os 31 sítios foi estimada em 4853 MWh/ano (para o primeiro ano). Além disso, considerando a degradação da produção de energia fotovoltaica a 0,5% por ano, a redução total estimada das emissões de CO<sub>2</sub> durante os 25 anos de vida do projeto para os 31 locais é de 72012 toneladas métricas.

Foi efectuada uma análise de custo-benefício do ciclo de vida para todos os sistemas propostos para cada local, considerando a capacidade de ligação à rede existente. As economias resultantes da substituição da eletricidade da rede, a redução do consumo de combustível da geração a diesel, o período de retorno e o custo nivelado da eletricidade fotovoltaica foram calculados utilizando um modelo financeiro. Além disso, uma vez que a maioria dos consumidores utiliza geradores a gásóleo para o fornecimento de energia de reserva durante as falhas de energia, foi calculada a redução do consumo de gásóleo com base nas economias médias com cargas mais baixas dos grupos geradores a gásóleo e nas horas de funcionamento durante as falhas de energia, após a integração de um sistema fotovoltaico na sua rede eléctrica. O custo de capital inicial para projectos fotovoltaicos em telhados sem instalações de armazenamento de energia em baterias foi estimado com base em projectos estabelecidos e em curso no país e nos custos de desenvolvimento de projectos de sistemas fotovoltaicos em telhados prevalectes na região da África Ocidental. Não existem direitos de importação e imposto sobre o valor acrescentado (IVA) sobre os produtos de produção de energia renovável no país.

A tabela abaixo apresenta os dados e pressupostos da análise financeira para determinar o custo nivelado de energia (LcoE) e o período de retorno do investimento para os sistemas de telhado em locais seleccionados.

Sl. Não.	Particularidades	Unidade	Valor
1	Custo de capital inicial para sistemas fotovoltaicos	US\$/kW <sub>p</sub>	1300
2	Produção anual de eletricidade	kWh/kW /ano <sub>p</sub>	1365
3	Custo dos sistemas de armazenamento de energia em baterias	US\$/kWh	500
4	Tarifa de eletricidade utilizada para o cálculo das economias	US\$/kWh	0.25
5	Preço de varejo do gásóleo utilizado para o cálculo das economias	US\$/litro	1.50
6	Taxa de conversão de moeda	USD : STN	1 : 23.41
7	Escalada do preço da eletricidade	% por ano	1%
8	Redução anual da produção devido à degradação	%	0.75%
9	Custos de exploração e manutenção	% do custo do projeto	1.20%
10	Escalada em O & M	%	3%
11	Taxa de juro do empréstimo a prazo [ <a href="https://www.bistp.st/inicio/institucional/quem-somos/relatorio-contas/">https://www.bistp.st/inicio/institucional/quem-somos/relatorio-contas/</a> ]	%	10%
12	Taxa de juro dos empréstimos para fundo de manejo	%	10%
13	Lacuna de viabilidade Financiamento do Governo/doador	% do custo do projeto	0%



Sl. Não.	Particularidades	Unidade	Valor
14	Vida útil das instalações considerada para efeitos de amortização	Ano	25
15	Valor residual	%	10%
16	Amortização das instalações (método linear)	Percentagem por ano	3.60%
17	Património	% do custo do projeto	30%
18	Empréstimo a prazo	% do custo do projeto	70%
19	Período do empréstimo a prazo	Anos	10.00
20	Fator de desconto	%	10.22%

O custo nivelado de energia sem BESS é de US\$ 6,68 por kWh (STN 1,54 por kWh) e US\$ 17,20 por kWh (STN 3,24 por kWh) com 3 horas de backup a plena carga do BESS. Estes valores são muito mais baixos do que a tarifa de eletricidade para clientes comerciais e institucionais, que é de 6,03 STN por kWh e 7,03 STN por kWh em São Tomé e 9,87 STN por kWh no Príncipe no momento do levantamento do local.

Adicionalmente, o relatório descreve os benefícios financeiros para os consumidores resultantes da economia de eletricidade da rede, da redução do consumo de gásóleo e dos períodos de retorno dos seus investimentos em projectos fotovoltaicos em telhados. Foi observado que, na ilha de São Tomé, o período de retorno típico é de cerca de cinco (5) anos com economias de eletricidade da rede e redução do consumo de gásóleo. Os locais sem gerador a gásóleo terão um período de retorno de cerca de seis (6) anos, uma vez que não há economias adicionais resultantes da redução do consumo de gásóleo. Da mesma forma, na Ilha do Príncipe, o período de retorno com um gerador a gásóleo é de cerca de três (3) anos; sem um gerador a gásóleo, o mesmo é de cerca de quatro (4) anos.

A economia de gásóleo é calculada com base no consumo específico de combustível dos grupos electrogéneos a gásóleo com diferentes cargas, quando a energia fotovoltaica no telhado está instalada. A economia de gásóleo em diferentes cargas é apresentada na tabela abaixo.

Tamanho do gerador (kW)	25% Carga (l/hora)	50% Carga (l/hora)	75% Carga (l/hora)	100% Carga (l/hora)	Economia a 75% da carga (l/hora)	Economia a 50% da carga (l/hora)	Economia a 25% de carga (l/hora)
20	2.27	3.41	4.92	6.06	1.14	2.65	3.79
30	4.92	6.81	9.08	10.98	1.89	4.16	6.06
40	6.06	8.71	12.11	15.14	3.03	6.44	9.08
60	6.81	10.98	14.38	18.17	3.79	7.19	11.36
75	9.08	12.87	17.41	23.09	5.68	10.22	14.01
100	9.84	15.52	21.96	28.01	6.06	12.49	18.17
125	11.73	18.93	26.88	34.45	7.57	15.52	22.71
135	12.49	20.44	28.77	37.10	8.33	16.66	24.61

Tamanho do gerador (kW)	25% Carga (l/hora)	50% Carga (l/hora)	75% Carga (l/hora)	100% Carga (l/hora)	Economia a 75% da carga (l/hora)	Economia a 50% da carga (l/hora)	Economia a 25% de carga (l/hora)
150	13.63	22.33	31.80	41.26	9.46	18.93	27.63

A secção seguinte do relatório também discute os benefícios financeiros para a empresa de serviços públicos EMAE, tais como os benefícios da redução do consumo de gasóleo, da produção evitada e da modernização diferida da rede. Para São Tomé, estima-se que as centrais solares em telhados de 1080 kW<sub>p</sub> produzirão 1,47 GWh de eletricidade por ano e pouparão 329 000 litros de gasóleo anualmente. Do mesmo modo, no Príncipe, as centrais solares de telhado de 185 kW<sub>p</sub> produziram 0,27 GWh de eletricidade por ano e poupariam 61 180 litros de gasóleo por ano. Estas economias são adicionais às economias de gasóleo para clientes individuais com sistemas solares instalados.

A transição para a produção de energias renováveis com armazenamento de energia em baterias reduzirá substancialmente o consumo de gasóleo para a produção de eletricidade. Este relatório demonstrou três cenários para estimar a potencial redução do consumo de gasóleo, considerando a atual demanda de eletricidade e o consumo de gasóleo como cenário de base. O cenário de base é 2024-25, e os três cenários foram criados com base na demanda de eletricidade projectada para 2029-30.

Para analisar diferentes cenários de demanda e oferta de energia para o país, foi criado um perfil de carga com uma base de blocos de tempo de 15 minutos com base no perfil de carga existente do relatório ALER 2020 e na demanda de energia projectada de acordo com o PANER 2022. Foi criado um modelo baseado numa folha de Excel para analisar os perfis de demanda e oferta 365 dias por ano com 96 blocos horários por dia. Dada a indisponibilidade de dados de carga em tempo real para todo o ano e a variabilidade mínima dos padrões climáticos no país, o perfil da demanda foi considerado semelhante para todo o ano. Foram criados perfis de oferta de energia com produção de energia em blocos horários de 15 minutos para energia solar, hídrica e biomassa, tal como planejado no PANER 2022, criando 3 cenários até 2030. A diferença entre a demanda e a oferta numa base de blocos de tempo de 15 minutos foi obtida através da correspondência entre os perfis de oferta dos projectos de energias renováveis planejados e o perfil de demanda do país. As economias de gasóleo são calculadas com base no carregamento de centrais geradoras a gasóleo em diferentes níveis de integração das ER na rede.

A necessidade de armazenamento de energia é calculada com base no número de blocos de tempo de déficit de energia quando a demanda não é satisfeita por fontes de ER. Os perfis de abastecimento destes projectos são adicionados (sobrepostos) ao perfil de demanda projetado para determinar a quota de energias renováveis em todos os cenários. A necessidade máxima de capacidade de armazenamento foi calculada com base na potência máxima de déficit. A demanda de energia de armazenamento foi calculada com base no número de blocos de tempo com déficit de energia durante um dia.

Os resultados da análise dos cenários são apresentados em seguida:

Parâmetros	Caso de base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Estimativa da demanda de eletricidade (GWh/ano)	110	177	177	177
Fração da demanda de eletricidade satisfeita pelas ER (% da demanda total de eletricidade)	10.70%	35.23%	50.94%	90.10%



Parâmetros	Caso de base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Estimativa da economia de gásóleo devido à produção de energia solar (quilolitros/ano)	1000	5380	10440	15320
Estimativa da economia de gásóleo devido à produção de energia hidroelétrica (quilolitros/ano)	1320	6920	9520	22720
Estimativa da economia de gásóleo devido à produção de energia a partir de biomassa (quilolitros/ano)	-	-	-	4100
Economia total de gásóleo devido à produção de eletricidade a partir de energias renováveis (quilolitros/ano)	2320	12300	19960	42140
Montante total poupado com a redução da importação de gásóleo para a produção de eletricidade (milhões de USD/ano)	3.48	18.45	29.94	63.21
Receitas públicas poupadas por se evitar a subvenção do gásóleo para a produção de eletricidade (milhões de USD/ano)	2.32	12.30	19.96	42.14

**Nota: O governo de STP concede um subsídio à EMAE de 1,00 USD por litro de gásóleo**

Os projectos solares fotovoltaicos em São Tomé e Príncipe podem ser implementados através de sistemas de produção distribuída e centrais de produção centralizada. Este relatório também analisa a forma como os sistemas solares distribuídos em São Tomé e Príncipe podem ser implementados através do modelo de negócio Capital Expenditure (CAPEX) ou Operating Expenditure (OPEX), que é desenvolvido na secção 4 deste relatório.

Foram também desenvolvidos os principais requisitos funcionais de um SGE (sistema de gestão de energia) e os dois tipos de disposições de contagem utilizados para medir a produção e a utilização de energia de uma central solar fotovoltaica ligada à rede, a contagem bruta e a contagem líquida.

Com base no plano de execução do projeto fotovoltaico em São Tomé e Príncipe, o relatório define as actividades prioritárias de reforço das capacidades. Estas incluem -

- Criação de um centro de formação para a formação prática, equipando-o com as instalações essenciais, e organização de formação técnica e de gestão de projectos para os principais funcionários da agência.
- Organizar workshops e seminários sobre o potencial das energias renováveis, a regulamentação política, os benefícios económicos e o cálculo dos custos dos projectos.
- A organização de workshops de sensibilização para clientes comerciais e institucionais de eletricidade visa educá-los sobre as opções tecnológicas e os benefícios económicos da energia fotovoltaica em telhados, enquanto os empresários serão alvo de sessões sobre tecnologias fotovoltaicas, oportunidades de negócio e fontes de financiamento.
- Além disso, poderiam ser organizadas acções de formação de formadores, visitas de exposição e sessões de formação técnica, centradas em vários aspectos do desenvolvimento de projectos fotovoltaicos, avaliações do local, concessão do sistema, instalação, funcionamento e manutenção. Isto asseguraria o desenvolvimento de competências abrangentes entre as partes interessadas e facilitaria a implementação bem sucedida de projectos solares na região.

A implementação bem sucedida de projectos solares fotovoltaicos em São Tomé e Príncipe depende de estratégias eficazes de gestão de riscos para garantir um retorno satisfatório do investimento. Os principais riscos que podem afetar os projectos solares nas duas ilhas também foram descritos, incluindo -



preocupações com a garantia de qualidade, como o planeamento inadequado do local e a seleção de equipamentos, que podem ser atenuadas através de iniciativas abrangentes de reforço das capacidades e da contratação de empresas de engenharia terceiras para o controlo da qualidade. A operação e a manutenção colocam desafios devido a factores ambientais e exigem uma limpeza regular e pessoal qualificado para maximizar o desempenho do sistema. Os quadros políticos e regulamentares devem apoiar a conectividade à rede e a determinação das tarifas para os projectos comerciais, enquanto os riscos financeiros decorrem dos elevados custos dos projectos e da perceção de risco por parte dos investidores. A estabilidade da infraestrutura da rede é crucial para um funcionamento ininterrupto, em especial no caso dos sistemas centrais de energia solar, enquanto os climas rigorosos exigem medidas para combater a corrosão e os danos ambientais nos módulos fotovoltaicos e na infraestrutura, sublinhando a importância da seleção de materiais duráveis e da implementação de práticas eficazes de drenagem e manutenção.

A secção final do relatório apresenta recomendações para que os projectos solares fotovoltaicos sejam implementados com êxito em São Tomé e Príncipe. Estas incluem medidas a tomar relativamente ao quadro político e regulamentar nas ilhas, a implementação de projectos fotovoltaicos utilizando os modelos de negócio sugeridos e as fontes de financiamento, a seleção da tecnologia, incluindo códigos e normas a seguir, a viabilidade técnico-económica global, a redução da importação de gasóleo, a redução das emissões determinada a nível nacional, a infraestrutura de veículos eléctricos e o reforço das capacidades.

# 1 INTRODUÇÃO

A Aliança Solar Internacional (ISA) lançou o programa "*Scaling of Solar Rooftop*" em março de 2018. Este programa tem como objetivo promover, avaliar o potencial, harmonizar a demanda e reunir recursos para uma rápida implantação e expansão do Rooftop Solar (tanto fora da rede como ligado à rede) nos países membros da ISA. O programa "Dimensionamento de cobertura solar em São Tomé and Príncipe" (inglês: *Scaling of Solar Rooftop in São Tomé and Príncipe*) faz parte deste programa e tem como objetivo a realização de estudos de viabilidade e a preparação de relatórios de projeto detalhados (DPR) financiáveis para os locais identificados no país.

São Tomé e Príncipe é um país membro da ISA, que depende fortemente do gásóleo importado para produzir eletricidade. Devido à grande dependência de combustíveis fósseis importados para os geradores a gásóleo, a tarifa de eletricidade é muito elevada. Cerca de 77% da população tem acesso à eletricidade no país. O governo estabeleceu o objetivo de atingir 100% de acesso à eletricidade até 2030.

A ISA contratou a Global Sustainable Energy Solutions India Pvt. Ltd. para realizar um estudo de viabilidade técnico-económica e preparar um relatório de projeto detalhado para a instalação de projectos de energia solar em trinta e um (31) locais selecionados em São Tomé e Príncipe no âmbito do programa "Scaling of Solar Rooftop". O objetivo da missão era realizar uma avaliação abrangente do sector da energia e da eletricidade e efetuar uma avaliação detalhada dos locais identificados, da sua procura de energia, da compatibilidade das infra-estruturas e das áreas adequadas para a instalação de centrais solares fotovoltaicas. As outras actividades no âmbito deste projeto consistiram na recolha de dados técnicos, comerciais e financeiros, na revisão das políticas relevantes e na realização de análises de custo-benefício dos projectos solares propostos nos locais selecionados.

O presente relatório pormenorizado do projeto (DPR) é o resultado do estudo encomendado pelo ISA. O presente relatório é apresentado em oito capítulos, a seguir mencionados:

Capítulo 1: Introdução

Capítulo 2: Perfil energético do país

Capítulo 3: Estudo de viabilidade de projectos de telhados

Capítulo 4: Análise económica e de custo-benefício

Capítulo 5: Roteiro de implementação do projeto

Capítulo 6: Plano de desenvolvimento de capacidades

Capítulo 7: Avaliação e atenuação dos riscos

Capítulo 8: Recomendações



## 2 PERFIL ENERGÉTICO DO PAÍS

São Tomé e Príncipe (STP) é um país insular da África Central com uma população de 227 380 habitantes em 2022 [1]. O panorama energético do país caracteriza-se por desafios e dependências significativos. Sendo um dos países da África subsaariana com um dos custos de produção de energia mais elevados, STP lida com a importação de todos os seus combustíveis fósseis devido à ausência de produção local. Esta dependência das importações torna o país suscetível às flutuações dos preços internacionais e acentua a sua dependência de fontes externas. O sector da energia, marcado por subsídios e tarifas que não reflectem os custos, agrava ainda mais a questão, uma vez que a empresa nacional de serviços públicos, a Empresa de Água e Eletricidade (EMAE), luta para recuperar os seus custos [2]. Os desafios estendem-se a um sistema de transmissão e distribuição antigo e a uma matriz de produção de energia fortemente dependente do dispendioso gásóleo [3]. A produção descentralizada de energia, particularmente no sector do turismo, é comum no país.

### 2.1 CONSUMO

Cerca de 77% da população tem acesso à eletricidade. O consumo de eletricidade per capita é de cerca de 376 kWh/pessoa. A política energética de São Tomé e Príncipe tem como objetivo atingir 100% de eletrificação até 2030 [3].

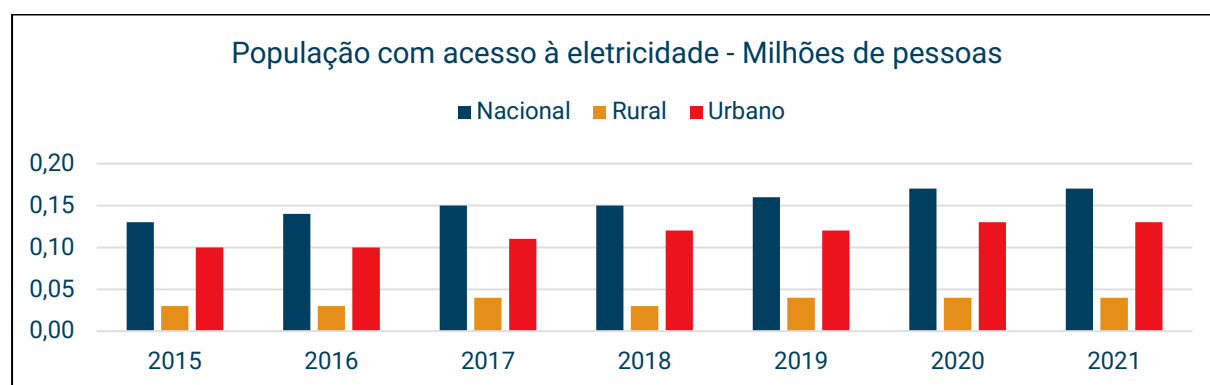


Figura 1: Acesso à eletricidade de acordo com as áreas popularizadas (Fonte: Comissão Africana da Energia)

O consumo de eletricidade dos consumidores de eletricidade da EMAE está agrupado em quatro categorias, mencionadas no quadro seguinte, que mostra o consumo estimado de eletricidade por cliente e a percentagem do consumo total.

Tabela 1: Categoria de consumidores de eletricidade da EMAE e consumo estimado

Sl. Não.	Categoria de consumidores	Consumo (kWh/cliente)	Consumo total
1	Residencial	970	52 %
2	Pequena empresa comercial	4423	29 %
3	Grandes superfícies comerciais e industriais	11057	15 %
4	Consumidores institucionais, estatais e outros	10160	4 %

Fonte: EMAE

São Tomé e Príncipe não produz combustíveis fósseis. Por conseguinte, todos os combustíveis consumidos no país são importados. Devido à ausência de uma refinaria de petróleo, todos os produtos petrolíferos, incluindo o combustível para aviação, a gasolina e o querosene, têm de ser importados. O sector residencial tem a maior procura de energia, seguido do sector industrial e dos transportes. Com base nos dados do



Inventário de Gases com Efeito de Estufa (IGEE), o sector dos transportes, especificamente a subcategoria dos transportes terrestres, é o segundo maior consumidor. Esta categoria representa 80% da gasolina e 17% do gasóleo nas percentagens globais de consumo [3].

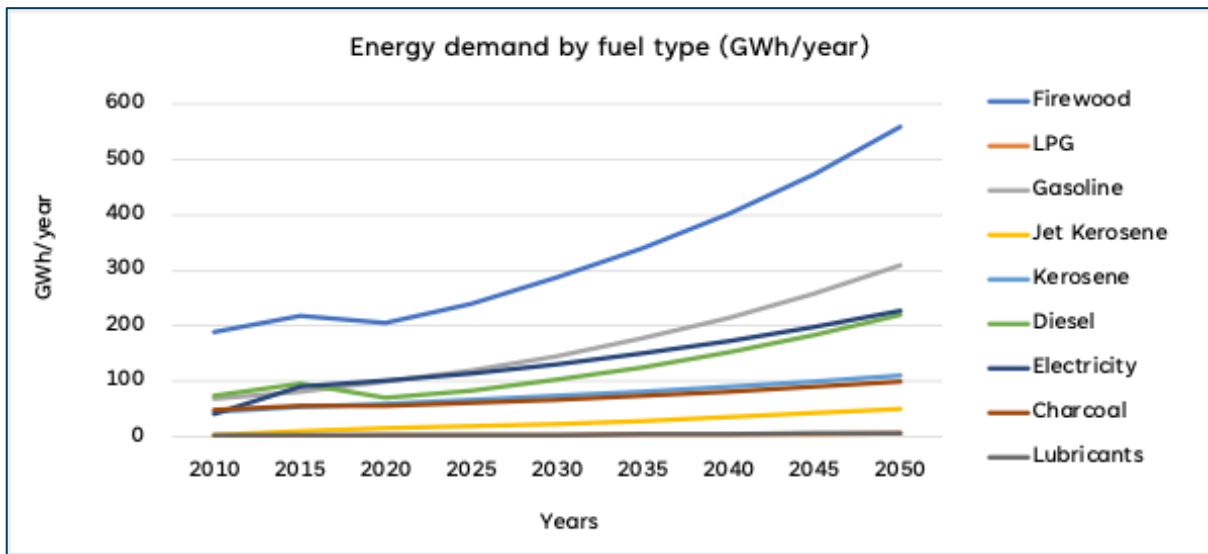


Figura 2: Procura de energia por tipo de combustível - Cenário "business as usual" (Fonte: PANER)

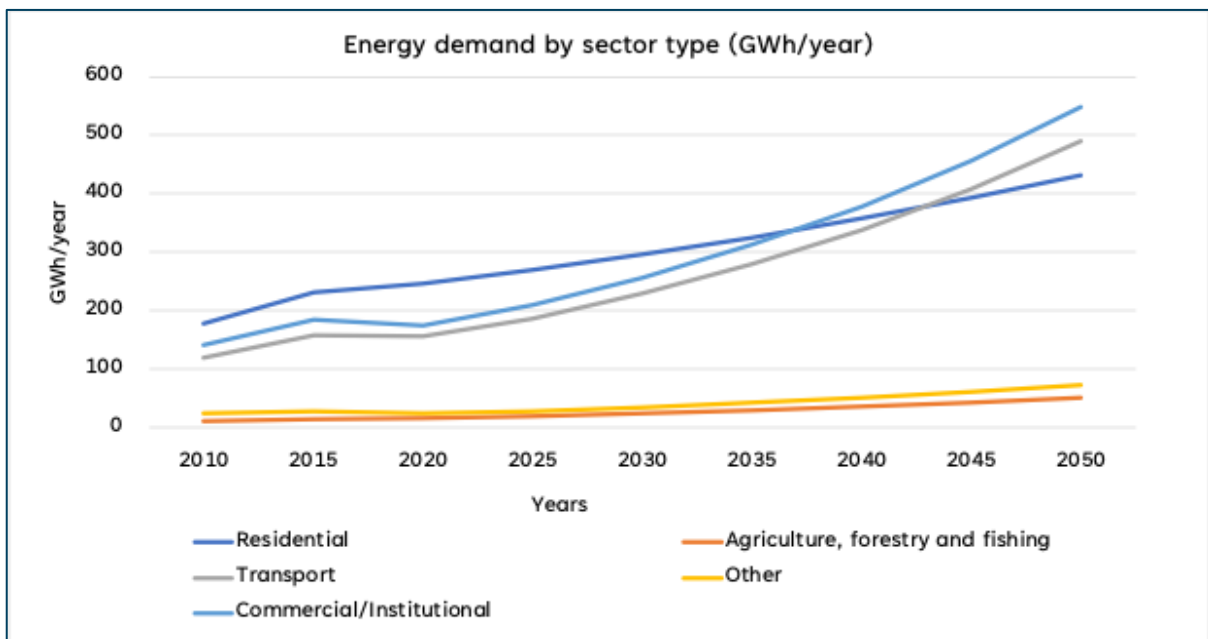


Figura 3: Procura de energia por tipo de sector - Cenário "business as usual" (Fonte: PANER)

## 2.2 PERFIL DE CARGA

O perfil de carga médio anual da rede primária de São Tomé é apresentado na figura abaixo. O perfil de carga diário indica que o pico de consumo ocorre tipicamente entre as 18 e as 21 horas, mantendo-se relativamente estável durante o resto do dia. A procura média de energia é de 13 MW, e a procura mínima e



máxima de energia durante o dia é de 11 MW e 17 MW, respetivamente. O pico máximo da procura de eletricidade à noite é 32% superior à procura média de eletricidade durante o dia.

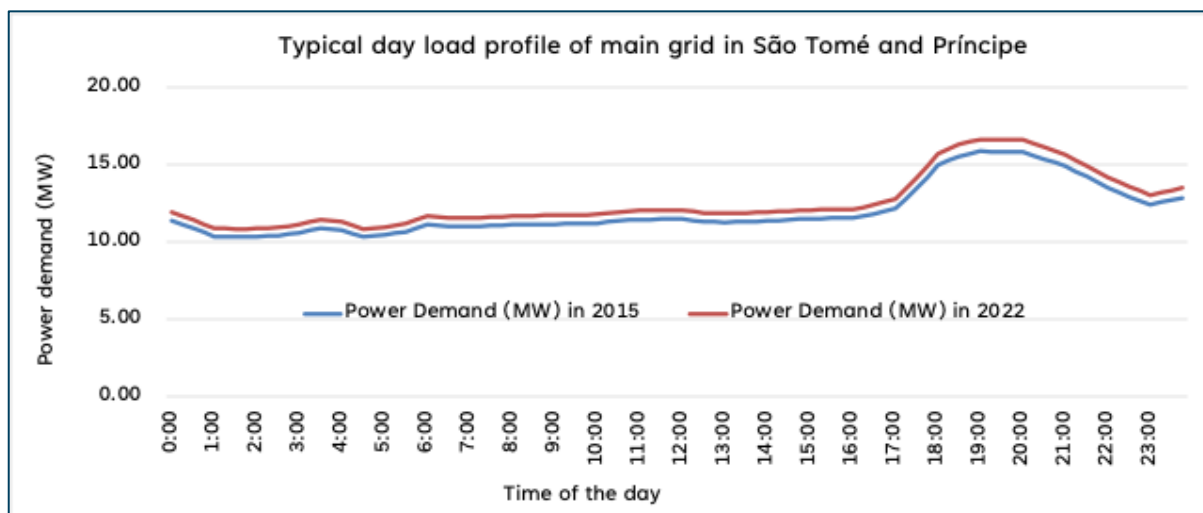


Figura 4: Perfil de carga média anual da rede principal de São Tomé e Príncipe [4]

## 2.3 GERAÇÃO

A capacidade instalada de produção de eletricidade em São Tomé e Príncipe era de 30,22 MW, com uma capacidade disponível de 19,24 MW. Os pormenores da capacidade de produção e da capacidade disponível são apresentados no Tabela 2. Todas as centrais eléctricas são alimentadas por gasóleo importado. O fator de carga médio das centrais de produção é de 41%.

A geração total de energia elétrica da EMAE é de 108,15 GWh, sendo 101,77 GWh (94%) gerados por usinas a diesel, 5,83 GWh (5%) por usinas hidrelétricas e 0,551 (1%) GWh por geradores isolados a diesel. A produção de energia a partir das centrais solares é estimada em 0,051 GWh por ano.

Tabela 2 : Capacidade instalada das centrais eléctricas em São Tomé e Príncipe

São Tomé e Príncipe					
Tipo de central eléctrica	Potência instalada (MW)	Capacidade disponível (MW)	Disponibilidade e da potência instalada (%)	Energia Produzida (MWh)	Fator de utilização da capacidade
Central eléctrica a diesel	24.96	16.89	67.7%	96605	44%
Central hidroeléctrica	1.92	1.22	63.6%	5833	35%
Gerador diesel isolado	0.54	0.18	32.7%	551	12%
<b>Total</b>	<b>27.42</b>	<b>18.29</b>	<b>66.7%</b>	<b>102990</b>	<b>43%</b>
Príncipe					
Central eléctrica a diesel	2.80	1.82	65.1%	5160	21%
São Tomé e Príncipe					

Total	30.22	20.11	66.5%	108149	41%
-------	-------	-------	-------	--------	-----

Fonte: EMAE

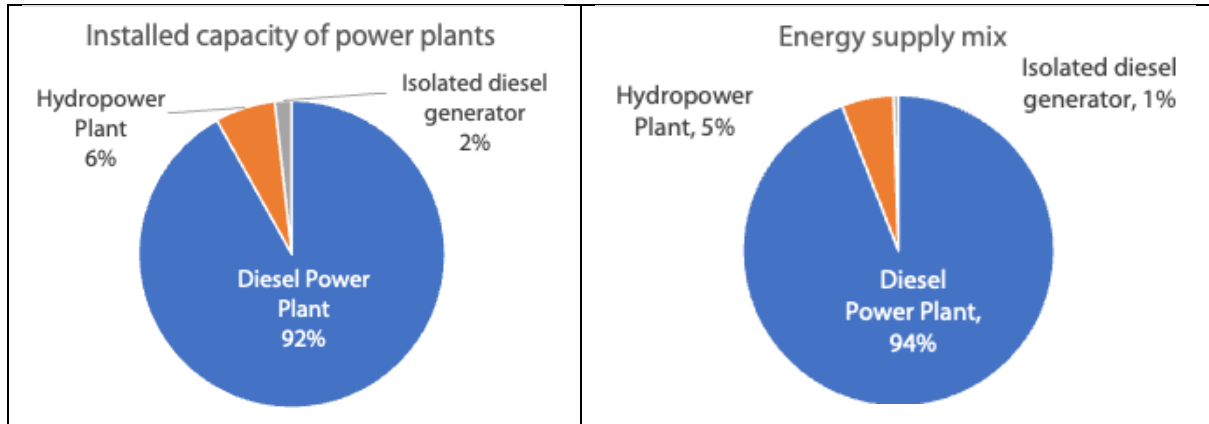


Figura 5: Capacidade instalada das centrais eléctricas e matriz energética

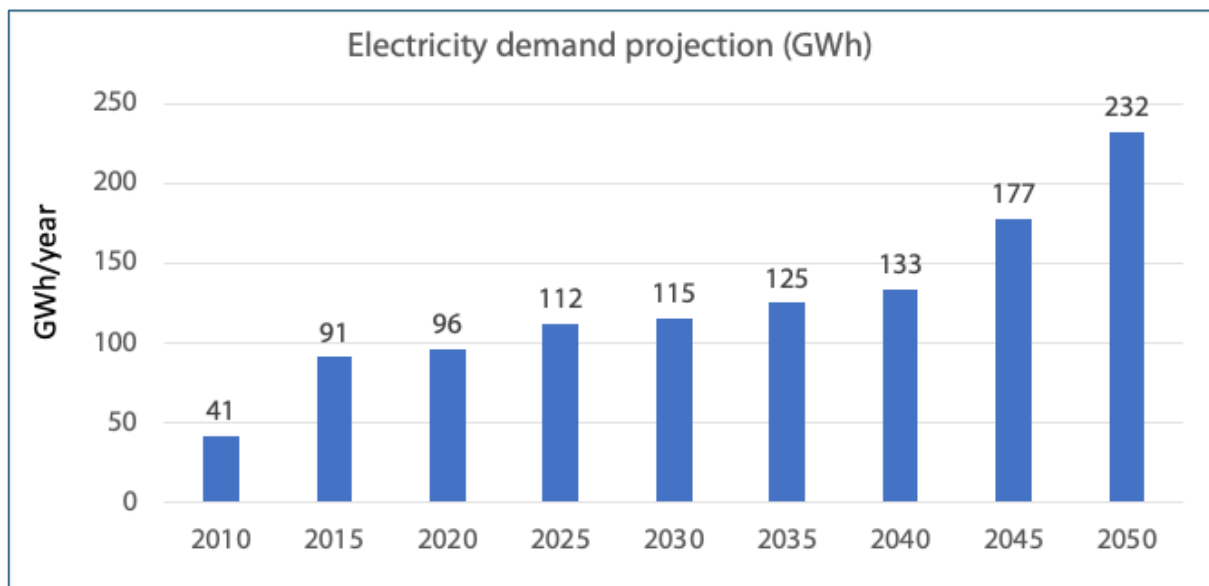


Figura 6 : Crescimento da produção de eletricidade em GWh (Fonte: PANER)

## 2.4 QUADRO INSTITUCIONAL

O sector da energia em São Tomé e Príncipe está sob a tutela do Ministério das Infraestruturas e Recursos Naturais (MIRN). A Direcção Geral dos Recursos Naturais e Energia (DGRNE) é responsável por todas as actividades na ilha de São Tomé e Príncipe. A Secretaria Regional de Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (SRADS) é responsável pelas actividades na Região Autónoma do Príncipe (RAP). As autoridades distritais têm poderes de regulação no domínio da energia e participam ativamente na concessão das políticas públicas e na regulação do sector.



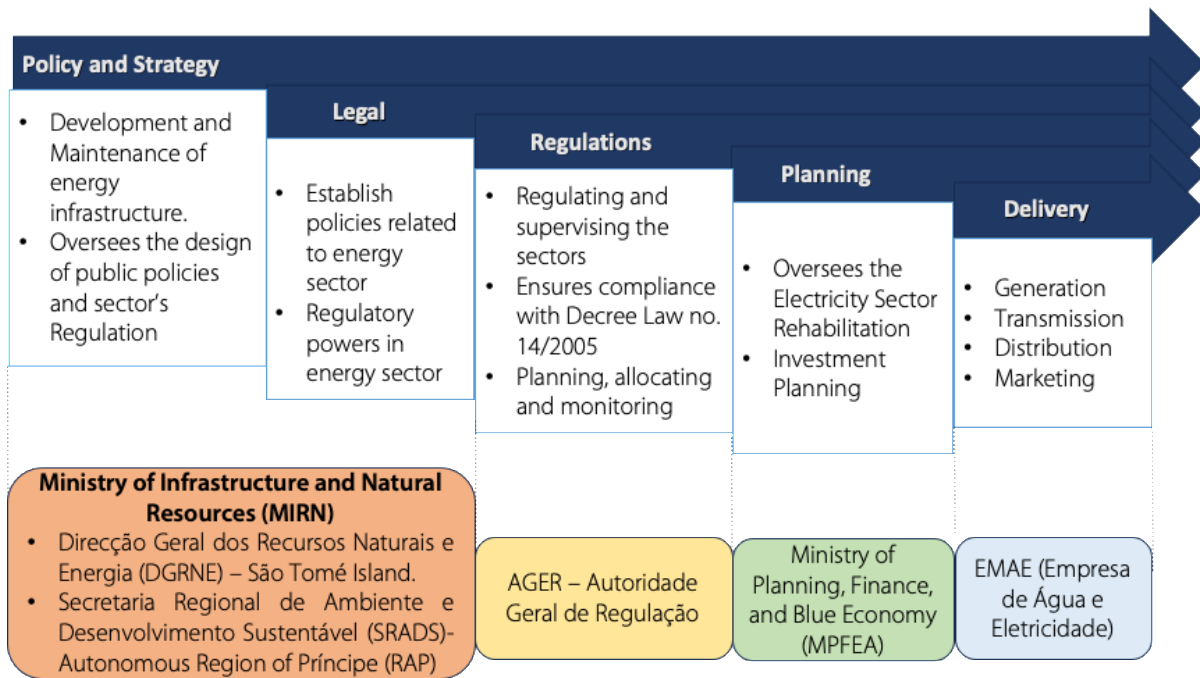


Figura 7: Quadro institucional do sector da eletricidade em STP

O sector elétrico é regulado pela Autoridade Geral de Regulação (AGER), criada pelo Decreto-Lei n.º 14/2005. A empresa pública EMAE (Empresa de Água e Eletricidade) realiza a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de energia elétrica em regime de monopólio verticalmente integrado. É a única entidade pública que distribui e vende eletricidade no país.

Para além das instituições acima referidas, o sector energético inclui ainda a Agência Nacional do Petróleo (ANP), que é o organismo público que regula e promove as actividades da indústria do petróleo e do gás no território nacional e a Direção Geral do Ambiente (DGA), que está ligada ao MIRN e é o organismo através do qual o Governo exerce a sua política ambiental. A DGA tem uma competência ampla e transversal que abrange o sector da energia.

A AFAP (Agência Fiduciária de Administração de Projectos) é um organismo autónomo do Ministério do Planeamento, Finanças e Economia Azul (MPFEA-Ministério do Planeamento, Finanças e Economia Azul) que gere o Projeto de Reabilitação do Setor Elétrico no país.

Um Comité de Coordenação do Programa de Transformação do Setor Elétrico (CC- PTSE) e o Grupo Técnico de apoio ao Programa de Transformação do Setor Elétrico (GT- PTSE), apoiam o Governo na implementação do Programa de Transformação do Setor Elétrico.

Foi formado um Comité de Direção nos Ministros das Finanças e da Economia Azul para o Programa de Transformação do Setor Elétrico (CP-PTSE - Comité Piloto do Programa de Transformação do Setor Elétrico).

A Plataforma Nacional de Energia Sustentável (PNES) foi criada no âmbito do projeto UNIDO/GEF. A PNES inclui representantes de instituições públicas e privadas que operam/participam direta e indiretamente no sector energético de STP.

## 2.5 POLÍTICA E REGULAMENTOS

São Tomé e Príncipe não dispõe de um quadro legal para incentivos às energias renováveis nem de regras específicas de acesso para a produção independente ao abrigo de um regime específico. O Plano de Ação Nacional para as Energias Renováveis (PANER) recomenda a atualização dos regulamentos e políticas actuais





para atingir os objectivos desejados. As seguintes medidas são necessárias para atingir os objectivos mencionados nestes planos de desenvolvimento:

- Deve ser estabelecida uma regulamentação para as instalações de baixa tensão.
- Devem ser estabelecidas normas para a qualidade dos materiais utilizados nas instalações eléctricas de baixa, média e alta tensão.
- Devem ser estabelecidos regulamentos para as ligações à rede, contratos-modelo e tarifas.
- Regulamentação para a incorporação de energia solar em projectos de infra-estruturas imobiliárias.

O Decreto-Lei n.º 26/2014 é a Lei de Bases do Setor Elétrico de STP. Define as políticas do Estado, o planeamento, a gestão, a atribuição de licenças de produção, as concessões e os regulamentos legais sancionatórios. O Regime Jurídico do Setor Elétrico (RJSE) foi desenvolvido por três razões principais: clarificar os regulamentos para enfrentar os desafios do sector, tais como questões de fornecimento de energia, para incentivar o investimento privado ao lado do principal produtor, a EMAE, e para reforçar os regulamentos técnicos e económicos do sector. O RJSE define a regulamentação geral para o sector da eletricidade, incluindo a produção de energia renovável, no artigo 50º e nos pontos seguintes.

No entanto, os quadros existentes no Decreto-Lei n.º 26/2014 servem como facilitadores de políticas para a produção de ER. A atual organização do mercado ainda não está totalmente alinhada com o RJSE, o que indica a necessidade de melhorar o quadro jurídico, apoiar as partes interessadas e atrair o investimento privado. É necessário um maior desenvolvimento do RJSE através de legislação complementar, especialmente no que respeita à produção de energia renovável e à integração na rede.

O artigo nº 52 promove a geração de autoconsumo no país. Define o seguinte enquadramento para a produção de autoconsumo/consumo cativo e produção em locais isolados:

- Não são necessárias licenças, o que permite um acesso simplificado à produção dessas centrais
- O acesso não está limitado aos pontos de entrega. Isto exclui os produtores que pretendam vender parte da sua energia produzida à rede. No entanto, esses produtores devem consumir pelo menos 60 % da sua energia produzida.
- Não é fixado qualquer limite para a potência máxima a instalar para autoconsumo.

Nos termos do artigo 53º, um produtor situado num local isolado pode produzir até 150 kVA de eletricidade. No entanto, o sistema não deve estar ligado à rede eléctrica nacional e deve vender a eletricidade produzida na zona local [2].

## 2.6 INICIATIVAS NO DOMÍNIO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS

São Tomé e Príncipe tem demonstrado uma forte dedicação para atingir os seus objectivos de Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC). O país implementa ativamente projectos de energias renováveis em várias regiões para atingir estes objectivos. Esta iniciativa visa diminuir a dependência das centrais eléctricas a gásóleo, cujos custos estão sujeitos às flutuações dos preços do gásóleo importado de outros países.

A Direção Geral dos Recursos Naturais e Energia (DGRNE), o governo de São Tomé e Príncipe, em colaboração com a ONUDI, estabeleceu metas para as energias renováveis delineadas no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PANER) publicado em 2022. O PANER estabelece várias metas e acções a serem alcançadas até 2030 e 2050.



O principal objetivo do PANER é aumentar a utilização de fontes de energia renováveis para a produção de eletricidade através de sistemas ligados à rede e fora da rede. O PANER tem como objetivo atingir 72% da capacidade total instalada a partir de energias renováveis até 2030. Isto inclui 49% de energia solar, 18% de energia hidroelétrica e 5% de biomassa. O PANER pretende manter estes objetivos até 2050. O objetivo é garantir 100% de acesso à eletricidade até 2030 e continuar a mantê-lo indefinidamente.

O PANER planeia atingir a seguinte capacidade instalada de energias renováveis até 2030.

- 1) Capacidade da central de energia solar: 49,35 MW
- 2) Capacidade da central hidroelétrica: 17,30 MW
- 3) Capacidade da central eléctrica a biomassa: 4,68 MW

A Tabela 5 apresenta os pormenores dos objetivos de instalação de energia solar de acordo com o PANER e a Tabela 6 apresenta os pormenores dos objetivos de instalação de energias renováveis não solares.

Uma central solar fotovoltaica de 550 kW<sub>p</sub> foi colocada em funcionamento em 2022, e outra central solar fotovoltaica de 1,6 MW<sub>p</sub> está em construção e deverá ser colocada em funcionamento em 2024. Ambas as centrais fotovoltaicas estão localizadas na central de produção de energia a gásóleo em Santo Amaro, na ilha de São Tomé.

Existem planos para instalar sistemas fotovoltaicos ligados à rede nos telhados dos dois aeroportos de São Tomé e Príncipe. No entanto, estes projectos ainda não foram implementados. No momento da elaboração deste relatório, não havia sistemas fotovoltaicos ligados à rede no país. Em alguns edifícios governamentais estão instalados sistemas fora da rede com armazenamento de baterias para fornecer energia de reserva. Estes sistemas são novos e estão a funcionar. Um destes sistemas, instalado numa escola na Ilha do Príncipe, tem estado inativo devido à falta de manutenção. Muitos sistemas solares domésticos e lanternas solares são utilizados nas zonas rurais para iluminação e carregamento de telemóveis.

Tabela 3: Objetivo de instalação de energia solar de acordo com o PANER [2]

Período	Projectos previstos	Capacidade (MW)	Localização
2020-2022	Hibridação da central fotovoltaica de Santo Amaro 1ª fase 0,54 MW	0.54	São Tomé e Príncipe
2020-2023	Hibridação da central fotovoltaica de Santo Amaro 2ª fase 1,66 MW	1.66	São Tomé e Príncipe
2020-2025	Construção da central solar fotovoltaica Água Casada Lobata, de 15 MW, com um banco de baterias de 2 MW	15	São Tomé e Príncipe
2020-2025	Construção da central solar fotovoltaica Água Casada Lobata, de 15 MW, com um banco de baterias de reserva	15	São Tomé e Príncipe
2021-2025	Construção do parque solar fotovoltaico Água Casada Lobata de 10 MW	10	São Tomé e Príncipe
2021-2024	Construção da central solar fotovoltaica - 4,75 MW <sub>p</sub> com 3,5 MWh de armazenamento	4.75	Príncipe
2021-2030	Instalação de uma central solar fotovoltaica doméstica (800 agregados familiares / 3 kW) (incluindo a energia fotovoltaica no telhado e as energias renováveis para os consumidores industriais)	2.4	São Tomé e Príncipe
	<b>Total</b>	<b>49.35</b>	

Tabela 4 : Objetivo de instalação de energias renováveis não solares de acordo com o PANER [2]



Período	Projectos previstos	Capacidade (MW)	Localização
2020-2024	Reabilitação com aumento de potência da central mini-hídrica de 2 MW do Contador	2	São Tomé e Príncipe
2020-2025	Reabilitação com aumento de potência da central mini-hídrica de Papagaio de 1,1 MW	1.1	São Tomé e Príncipe
2020-2023	Reabilitação da central mini-hídrica Agostinho Neto 1,2 MW	1.2	São Tomé e Príncipe
2020-2024	Reabilitação da central mini-hídrica de Guegué com um aumento de 1 MW	1	São Tomé e Príncipe
2020-2025	Construção da central eléctrica a biomassa de 4,68 MW	4.68	São Tomé e Príncipe
2020-2030	Construção de centrais hidroeléctricas no rio lô Grande e em Bombaim, num total de 10 MW	10	São Tomé e Príncipe
2021-2030	Construção de uma central mini-hídrica de 2 MW em Claudino Faro	2	São Tomé e Príncipe
	<b>Total</b>	<b>21.98</b>	

## 2.7 TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

A rede de transporte e distribuição de eletricidade de São Tomé e Príncipe é constituída por vários níveis de tensão, incluindo 30 kV e 6 kV para a média tensão (MT), 0,4 kV para a baixa tensão (BT) e subestações de 30/6 kV, conforme apresentado no Tabela 5.

Tabela 5 : Pormenores da rede da ilha de São Tomé e Príncipe [4]

Sl. Não.	Ilha	Detalhes da infraestrutura de rede	Nível de tensão da rede	Comprimento do trajeto
1	São Tomé e Príncipe	Média tensão	30 kV e 6 kV	203 km
		Baixa tensão	0,40 kV	300 km
		Subestações e postos de seccionamento	30 kV/6 kV	
2	Príncipe	Média tensão	6 kV	25 km
		Baixa tensão	0,40 kV	25 km

A rede de São Tomé tem componentes aéreas e subterrâneas, sendo que a rede de MT cobre a maior parte da ilha. O Príncipe, por outro lado, tem uma rede de MT de 6 kV, composta por secções aéreas e subterrâneas. A EMAE serve cerca de 70.000 clientes com o fornecimento de eletricidade e água. Existem diferentes categorias de tarifas classificadas pela EMAE, que são descritas a seguir:

- As categorias tarifárias variam entre a taxa subsidiada de STN 1,67/kWh (US\$0,071\$US/kWh) (tarifa social para consumidores que consomem até 100 kWh/mês) e STN 3,84 /kWh (US\$0,16\$US/kWh) (também subsidiada) para clientes comerciais e serviços.
- A tarifa mais elevada, STN 9,87 /kWh (US\$0,42\$US/kWh), aplicava-se aos clientes classificados como "Administração Pública", "Administração Regional", "Região Autónoma (Estado)" e "Autarquias Locais".



- A tarifa média de eletricidade em São Tomé e Príncipe era de STN 5,5/kWh (US\$0,23 \$US/kWh)

Os clientes são também classificados com base nas facilidades de faturação pós-paga e de faturação pré-paga. A estrutura tarifária para a faturação pós-paga e a faturação pré-paga é apresentada no Tabela 6 e Tabela 7.

Tabela 6 : Estrutura tarifária da energia pós-paga da EMAE

Categorias de clientes	Preço por kWh no STN (US\$)		
	≤ 100 kWh	≤ 300 kWh	> 300 kWh
Doméstico	1.67 (0.071)	2.45 (0.10)	3.84 (0.16)
Industrial	3.43 (0.15)		
Comércio e serviços	3.84 (0.16)		
Empresas e instituições estatais	6.03 (0.26)		
Embaixadas e organizações internacionais	7.03 (0.30)		
Inst. Finanças. (Bancos e Companhias de Seguros)			
Empresas de telecomunicações			
Agências de viagens			
Região Autónoma	9.87 (0.42)		

Tabela 7 : Estrutura tarifária da energia pré-paga da EMAE

Categorias de clientes	Preço por tipo de contador no STN	
	Monofásico	Trifásico
Doméstico	2.75 (0.12)	3.35 (0.14)
Industrial	3.43 (0.15)	
Comércio e serviços	3.84 (0.16)	
Empresas e instituições estatais	6.03 (0.26)	
Embaixadas e organizações internacionais	6.56 (0.28)	
Inst. Finanças. (Bancos e Companhias de Seguros)		
Empresas de telecomunicações		
Agências de viagens		
Região Autónoma	9.87 (0.42)	

1 STN = 23,41



Figura 8: Rede de distribuição eléctrica de São Tomé (Fonte: Ricardo Energy & Environment, 2018)

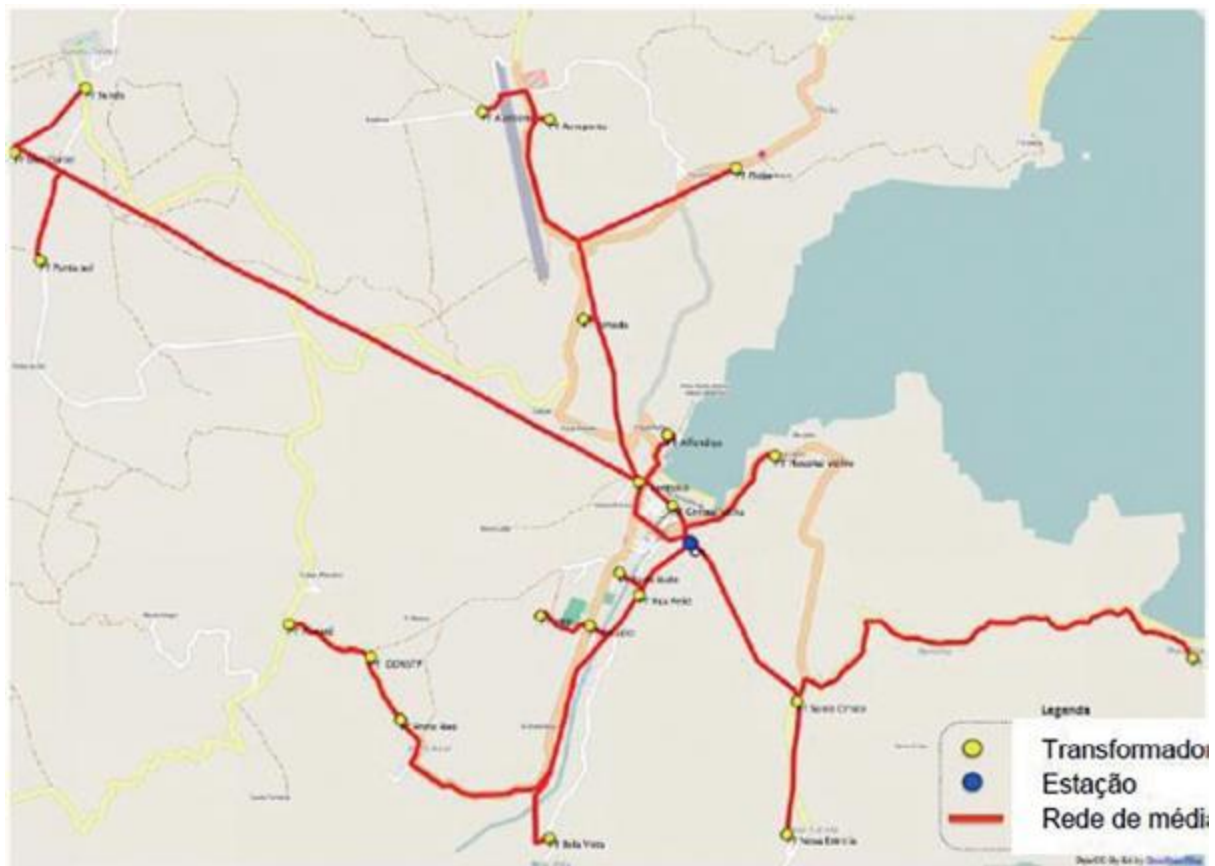


Figura 9: Rede de distribuição eléctrica do Príncipe (Fonte: Ricardo Energy & Environment, 2018)



## 2.8 DIFERENÇA DA PROCURA E DA OFERTA

Existe uma diferença considerável entre a procura e a oferta de eletricidade em São Tomé e Príncipe devido a várias razões, tais como perdas no sistema elétrico, escassez de gasóleo e falhas no sistema de distribuição. Muitos consumidores comerciais e institucionais utilizam geradores a gasóleo como fonte de energia de reserva.

Os consumidores da empresa de serviços públicos EMAE enfrentam graves cortes de energia em São Tomé e Príncipe, principalmente devido à falta de combustível para fazer funcionar as centrais eléctricas a gasóleo e à falha da rede de distribuição. A duração e a frequência dos cortes de eletricidade são imprevisíveis na ilha de São Tomé, podendo ir de 1 a 2 horas a várias horas, consoante a disponibilidade de combustível. Na ilha do Príncipe, o corte de eletricidade é programado para 6 a 7 horas por dia, entre a meia-noite e a manhã. Os geradores a diesel são comuns para os consumidores de eletricidade comerciais e institucionais como sistema de abastecimento de energia de reserva para fazer face a cortes de energia. No entanto, foi observado que muitos geradores a gasóleo não estão a funcionar devido à falta de manutenção ou de peças sobressalentes para substituição.

## 2.9 RECURSO SOLAR

Os dados sobre a radiação solar foram recolhidos e analisados a partir de fontes baseadas em satélites, nomeadamente a NASA, a Meteonorm e o Global Solar Atlas (Banco Mundial). Os dados solares recolhidos a partir destas fontes foram comparados.

**NASA-POWER (Previsão dos recursos energéticos mundiais):** O arquivo de dados NASA-POWER pode produzir dados numa rede global de "1/2 x 1/2" graus através do Visualizador de Acesso a Dados habilitado para GIS, serviços de imagem ArcGIS, etc.

**Solar Meteonorm 7.3:** A base de dados Meteonorm inclui mais de 8000 estações meteorológicas, 5 satélites geoestacionários e uma climatologia de aerossóis calibrada a nível mundial. Utiliza um período padrão de 1991-2010 ou 1996-2015 para dados de irradiação e 2000-2009 para outros parâmetros. A Figura 10 apresenta a irradiação global numa superfície inclinada a 10° (kWh/m<sup>2</sup> /dia).

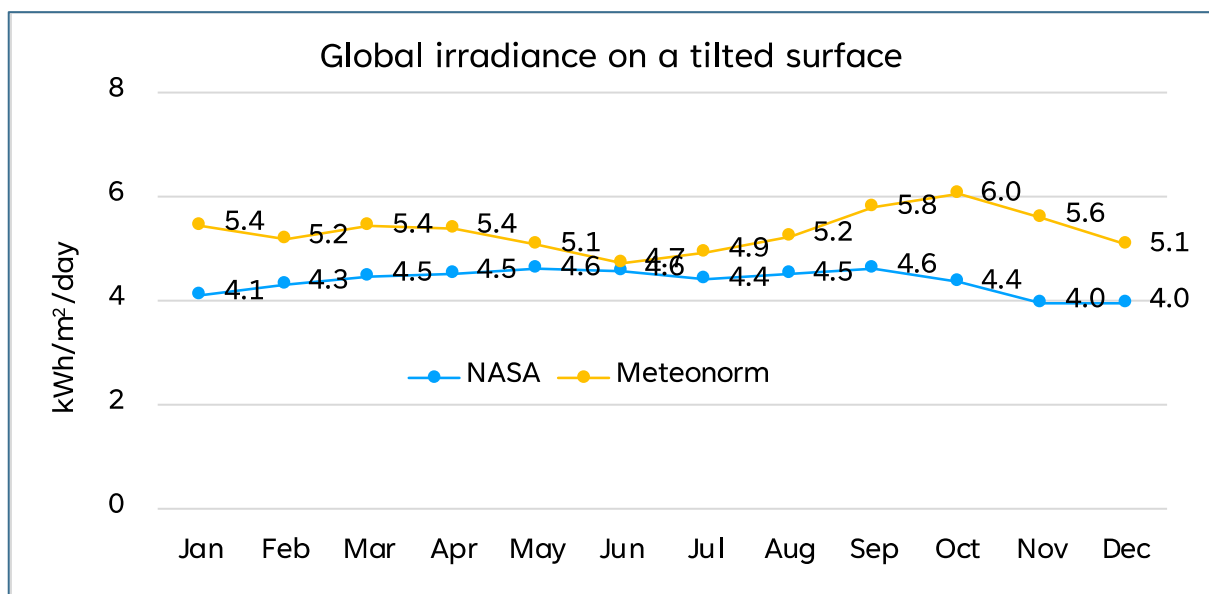


Figura 10 : Irradiância global numa superfície inclinada em kWh/m /dia<sup>2</sup>

O **Atlas Solar Global (Banco Mundial)**: Solargis, financiado pelo Banco Mundial, fornece mapas de recursos solares por país para apoiar a expansão global da energia solar. Este trabalho é financiado pelo Programa de Assistência à Gestão do Setor Energético – inglês: *Energy Sector Management Assistance Program* (ESMAP). O mapa de recursos solares de São Tomé e Príncipe é apresentado na Figura 11.



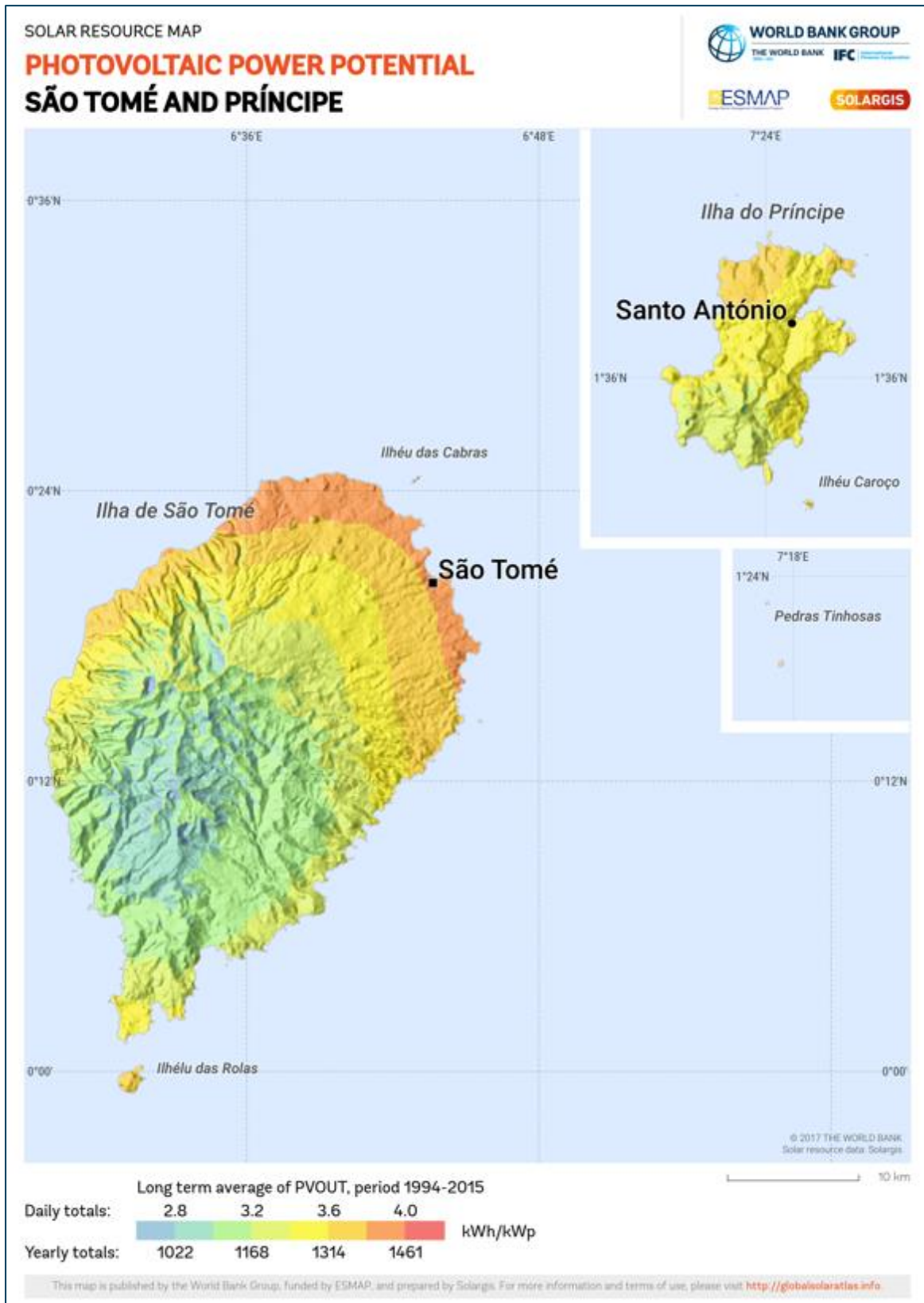


Figura 11 : Potencial solar em STP [<https://globalsolaratlas.info/download/sao-tome-and-principe>]

## 2.10 TEMPERATURA E VELOCIDADE DO VENTO

As temperaturas ambiente máxima e mínima em São Tomé e Príncipe e a velocidade máxima do vento foram retiradas do arquivo de dados NASA-POWER. Os valores são apresentados no Tabela 8. A média anual da





temperatura ambiente máxima é de 28,3°C, e a média anual da temperatura ambiente mínima é de 24°C, indicando uma variação muito baixa da temperatura ao longo do ano. A velocidade máxima do vento ocorre em outubro com um valor de 10 m/s, enquanto a velocidade máxima média do vento é de 8,6 m/s.

Tabela 8 : Dados sobre a temperatura e a velocidade do vento provenientes da NASA-POWER

Meses	Temperatura ambiente máxima °C	Temperatura ambiente mínima °C	Velocidade máxima do vento (m/s)
janeiro	29.2	24.7	9.0
fevereiro	29.5	25.1	9.0
março	29.7	25.5	9.5
abril	29.3	25.1	8.4
maio	28.9	23.9	8.1
junho	27.4	22.7	8.4
julho	26.9	21.9	8.1
agosto	26.8	22.4	8.3
setembro	27.3	23.0	8.3
outubro	27.7	24.4	10.0
novembro	28.3	24.4	8.1
dezembro	28.5	24.9	8.0
Média	28.3	24.0	8.6

### 3 ESTUDO DE VIABILIDADE DE PROJECTOS DE TELHADOS

Em consulta com a Direção-Geral dos Recursos Naturais e da Energia de São Tomé e Príncipe, foram selecionados 31 sítios em duas ilhas para levantamento e avaliação. Estes locais estão situados em seis distritos de São Tomé e na Região Autónoma do Príncipe. A Tabela 9 apresenta os tipos de instituições abrangidas em cada distrito.

Tabela 9 : Resumo dos sítios pré-selecionados

Sl. Não	Ilha	Distrito	Número de sítios pré-selecionados	Tipos de instituições
1	São Tomé e Príncipe	Água Grande	10 sítios	Escritório do governo: 8, Hospital: 1, Escola: 1
2	São Tomé e Príncipe	Cantagalo	1 sítio	Escola: 1
3	São Tomé e Príncipe	Caué	3 sítios	Gabinete do Governo: 1, Hospital: 1, Escola: 1
4	São Tomé e Príncipe	Mé Zochi	3 sítios	Mercado: 1, Escola: 2
5	São Tomé e Príncipe	Lobata	3 sítios	Escritório do governo: 1, Hospital: 1, Escola: 1
6	São Tomé e Príncipe	Lembá	5 sítios	Escritório do governo: 1, Hospital: 1, Escola: 2, Empresa privada: 1
7	Príncipe	Região Autónoma do Príncipe	6 sítios	Escritório do governo: 2, Hospital: 1, Escola: 2, Banco: 1
			31 sítios	

Foi adoptada uma metodologia abrangente para realizar o levantamento do local e a avaliação da viabilidade da instalação solar fotovoltaica no telhado nos locais pré-selecionados. O processo de recolha de dados envolveu a obtenção de informações sobre cada edifício, assegurando uma compreensão completa do espaço livre de sombras disponível para a instalação de painéis fotovoltaicos no telhado do edifício e no espaço aberto/área de estacionamento nas instalações do edifício. As condições estruturais e a adequação dos telhados dos edifícios para a instalação de painéis fotovoltaicos foram verificadas durante a visita ao local. Os dados foram recolhidos através de exame físico e consulta das partes interessadas no local. A abordagem para a avaliação do local e os resultados da recolha de dados para cada local são apresentados na Secção 3.1. As secções seguintes incluem resumos de todos os locais estudados, incluindo a capacidade fotovoltaica, a concessão do projeto, a integração na rede, a economia de gásóleo, a redução das emissões de gases com efeito de estufa, o custo do projeto e a análise financeira.

#### 3.1 AVALIAÇÃO DO SÍTIO E RECOLHA DE DADOS

Para a realização desta tarefa, foi adoptada a seguinte metodologia.

##### Etapa 1: Avaliação do local



Foi elaborada uma lista de controlo para a recolha de dados. Os seguintes elementos foram recolhidos para cada local durante o levantamento do local:

- Foi anotado o número de edifícios inspeccionados, bem como as suas coordenadas geográficas exactas e os nomes e endereços dos sítios.
- O tipo de cobertura do edifício e os materiais de cobertura foram observados juntamente com a idade do edifício, e as condições estruturais do edifício e da cobertura foram observadas e registadas.
- O tipo de telhado e a inclinação foram observados para os edifícios com telhados inclinados. A composição do material do telhado e da estrutura de suporte, bem como a idade do edifício/telhado, foram avaliadas para determinar a sua durabilidade e o potencial impacto na viabilidade da instalação.
- A presença de objectos próximos capazes de projetar sombras, tais como árvores, edifícios vizinhos ou quaisquer objectos no telhado do edifício, foi registada e considerada para a realização da análise de sombras.
- A acessibilidade ao telhado foi examinada para garantir a praticabilidade para efeitos de instalação, ao mesmo tempo que se confirmava se o espaço do telhado estava desobstruído e era adequado para acomodar os painéis fotovoltaicos.
- Foi observada a localização do quadro elétrico principal e a capacidade de transporte de corrente do quadro elétrico existente, tendo sido identificados os pontos de ligação à rede.
- As localizações óptimas para a instalação dos inversores foram identificadas com base no painel elétrico principal e na localização do painel fotovoltaico.
- O tipo de ligação à rede (monofásica ou trifásica), a carga ligada e os dados de consumo/procura de eletricidade foram recolhidos para avaliar a compatibilidade e a capacidade do sistema para ligação à rede.
- A fiabilidade do fornecimento de eletricidade e a incidência e duração dos cortes de energia foram inquiridas e registadas. A disponibilidade e a capacidade da fonte de alimentação de reserva durante as falhas de energia também foram registadas.

## Passo 2: Determinação da capacidade do gerador fotovoltaico

A capacidade da central fotovoltaica para um edifício específico foi estimada com base no seguinte

- (1) Tipo de edifício e de telhado
- (2) Dimensão e orientação das coberturas dos edifícios
- (3) Área sem sombras adequada para a instalação de painéis fotovoltaicos
- (4) Disposição óptima dos painéis fotovoltaicos para obter o máximo desempenho e comodidade operacional

## Passo 3: Estimativa do rendimento energético anual

Uma vez finalizado o esquema do conjunto fotovoltaico, a marca e o modelo adequados e disponíveis do inversor são selecionados a partir da base de dados do software. Os inversores são selecionados com base no planeamento da disposição do conjunto fotovoltaico para minimizar as perdas por incompatibilidade. O sobredimensionamento da capacidade CC em relação à capacidade do inversor é mantido em menos de 10%. Os relatórios mensais e anuais de produção de energia foram gerados através de simulação no software, ajustando os parâmetros de perda de acordo com as condições do local.

## Passo 4: Criação do Data Room

Foi criada uma sala de dados baseada na Web no One Drive, contendo as seguintes informações para cada local. Serão criadas pastas separadas para cada local do projeto.



1. Coordenadas geográficas e ficheiro .kmz para cada sítio
2. Relatório de simulação de laboratório solar
3. Esquema de matriz fotovoltaica 3-D
4. Capacidade estimada da central fotovoltaica
5. Estimativa da produção anual de energia
6. Estimativa da redução das emissões de CO<sub>2</sub>
7. Fotografias de edifícios/sítios

### 3.2 AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS DE TELHADO PROPOSTAS

A capacidade dos painéis fotovoltaicos para todos os sítios foi estimada utilizando o software Solar Lab e os dados do inquérito aos sítios, como se mostra no Tabela 10. A capacidade fotovoltaica agregada estimada para os 31 sítios é de 3567 kW<sub>p</sub>.

Tabela 10 : Resumo da capacidade estimada das centrais fotovoltaicas dos sítios estudados

Número do sítio	Nome do sítio	Distrito	Coordenadas	Capacidade da central fotovoltaica (kW <sub>p</sub> )
<b>Ilha de São Tomé</b>				
1	Supremo Tribunal de Justiça	Água Grande	0.339007, 6.736160	107
2	Direção do Ensino Primário	Água Grande	0.340270, 6.734672	32
3	Procurador/ Ministério público	Água Grande	0.340045, 6.734872	14
4	Ministério da Defesa	Água Grande	0.344186, 6.736427	86
5	Autoridade Geral de Regulação (AGER)	Água Grande	0.343074, 6.736117	13
6	Hospital Dr. Aires de Menezes	Água Grande	0.356086, 6.722450	211
7	Ministério das Finanças e Economia Azul	Água Grande	0.345539, 6.737110	169
8	Liceu Nacional	Água Grande	0.339048, 6.739914	272
9	Ministério da Educação	Água Grande	0.340066, 6.735176	23
10	Tribunal de Contas	Água Grande	0.340502, 6.735445	34
11	Liceu Nacional de Santana	Cantagalo	0.263781, 6.743511	93
12	Centro Polivalente de Caué	Caué	0.133876, 6.648637	73
13	Escola Secundária de São João dos Angolares	Caué	0.133062, 6.648472	24
14	Posto de Saúde	Caué	0.133114, 6.648135	53
15	Mercado de Bobo Foro	Mé Zochi	0.324577, 6.705579	937
16	Escola Secundária Maria Manuela Margarido (MMM)	Mé Zochi	0.295383, 6.668566	208



Número do sítio	Nome do sítio	Distrito	Coordenadas	Capacidade da central fotovoltaica (kW) <sub>p</sub>
17	Escola Primária de Trindade	Mé Zochi	0.296825, 6.680038	132
18	Liceu Mé Chinhô	Lobata	0.375658, 6.650231	249
19	Centro Hospitalar de Lobata	Lobata	0.378000, 6.636840	8
20	Câmara Distrital de Lobata	Lobata	0.379155, 6.637134	48
21	Escola Secundária de Neves	Lembá	0.357505, 6.545040	96
22	Escola Secundária de Santa Catarina	Lembá	0.270007, 6.472640	75
23	Posto de Saúde de Lembá	Lembá	0.357927, 6.553228	48
24	Câmara Distrital de Lembá	Lembá	0.358654, 6.544597	47
25	Fábrica de Chocolate	Lembá	0.389749, 6.629590	121
			<b>Total em São Tomé</b>	<b>3173</b>
<b>Ilha do Príncipe</b>				
26	Direção Regional de Ambiente e Conservação da Natureza Príncipe	Príncipe	1.622401, 7.402924	33
27	Escola de Padrão	Príncipe	1.641298, 7.419496	114
28	Banco Internacional de São Tomé e Príncipe (BISTP)	Príncipe	1.641208, 7.421017	70
29	Casa da Cultura	Príncipe	1.637300, 7.418969	24
30	Escola de Santo António	Príncipe	1.634786, 7.416313	78
31	Hospital DR. Manuel Quaresma Dias Da Graça	Príncipe	1.645163, 7.421525	75
			<b>Total em Príncipe</b>	<b>394</b>
			<b>Total geral</b>	<b>3567</b>

### 3.3 CONCESSÃO DO PROJETO E DISPOSIÇÃO DAS INSTALAÇÕES

O software Solar Lab foi utilizado para a concessão do projeto, planejamento da disposição dos painéis fotovoltaicos e avaliação da capacidade, com as seguintes considerações

- (1) **Seleção do módulo fotovoltaico:** Um módulo fotovoltaico de alta eficiência, como um módulo monocristalino PERC/TOPCon de meio corte, foi selecionado a partir da base de dados do software. A disponibilidade do módulo no mercado também foi considerada durante o processo de seleção.
- (2) **Ângulo de inclinação:** Os módulos solares fotovoltaicos recebem a irradiação média anual máxima quando estão inclinados num ângulo igual à latitude do local. Com base no ângulo de latitude do local, o ângulo de inclinação deve, idealmente, ser próximo de 0°. No entanto, o ângulo do telhado



tem sido considerado o ângulo de inclinação para os painéis fotovoltaicos em telhados inclinados. Para telhados planos e instalação de carports, foi considerada uma inclinação de 10° virada para sul para facilitar a auto-limpeza.

- (3) **Orientação (Azimute):** Para localizações no hemisfério norte, os módulos solares fotovoltaicos devem ser colocados virados para sul para receberem a irradiação máxima. A orientação dos módulos foi mantida virada para sul ou alinhada com a orientação do edifício.
- (4) **Análise de sombras e espaçamento entre filas:** A análise de sombras foi realizada para qualquer objeto ou peça de construção no telhado ou perto do edifício que possa potencialmente lançar uma sombra sobre os painéis fotovoltaicos, considerando a sombra mais longa no dia 21<sup>st</sup> de dezembro (hora do sol 9:30 e 15:30). Com base nesta abordagem, foi considerado o espaçamento entre filas.
- (5) **Tamanho da estrutura:** Uma estrutura de montagem de módulos pode conter um ou vários módulos fotovoltaicos. Um grupo de módulos ligados a uma estrutura deste tipo é designado por quadro. Foi considerado um único tamanho de estrutura de módulo (1 x 1) para manter o tamanho da estrutura flexível.
- (6) **Disposições para a manutenção:** Os painéis fotovoltaicos foram dispostos/colocados de modo a que haja espaço suficiente para que o pessoal de manutenção se possa deslocar sem pisar os módulos para limpeza e outros trabalhos de manutenção.
- (7) **Espaçamento entre módulos:** Será considerado um espaçamento de 25 mm entre módulos adjacentes para o fluxo de ar natural e a fixação de braçadeiras intermédias para fixar o módulo à estrutura.
- (8) **Distância entre bordos para telhados inclinados:** Foi considerado um espaço livre nas extremidades para minimizar o impacto do vento na estrutura.

As páginas seguintes apresentam um resumo das conclusões do estudo do local, da concessão da central e da disposição em 3-D, da capacidade do projeto, da produção estimada de energia e da redução estimada de gases com efeito de estufa.

## SÍTIO 1: SUPREMO TRIBUNAL DE JUSTIÇA

Edifício n.º	Edifício n.º 1	Edifício n.º 2
<b>Distrito</b>	Distrito de Agua Grande	Distrito de Agua Grande
<b>Coordenadas</b> geográficas	0.339346, 6.735500	0.339779, 6.733508
<b>N.º de edifícios</b>	1 (três partes anexas)	1 (três partes anexas)
<b>Tipo de telhado</b>	Inclinação (15° tilt) (a parte pequena é plana)	Inclinação (15° tilt)
<b>Materiais</b> do telhado	Telhas (estrutura de madeira)	Telhas (estrutura de madeira)
Orientação do telhado (azimute)	291° , 20° ,110° ,213° , 30°	167° , 347° (Consulte o documento de concessão)
<b>Idade do telhado</b>	>15 anos	>15 anos (o telhado é novo)
Área útil do telhado	491 m <sup>2</sup>	715 m <sup>2</sup>
<b>Condição</b> física	Bom	Bom
<b>Ligação</b> à rede	Carga: 20 kVA (trifásico)	Carga: 25 kVA (trifásico)
Pico de procura	20 kVA	25 kVA
Carga crítica	5 kVA (aparelhos de escritório, Internet)	5 kVA (aparelhos de escritório, Internet)
Estimativa da demanda de energia	49 MWh/ano	65 MWh/ano
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês	50 a 60 horas por mês
<b>Energia</b> de reserva	Não	25 kVA
<b>Capacidade</b> fotovoltaica	42 kW <sub>p</sub>	65 kW <sub>p</sub>
<b>Produção</b> estimada	55 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)	84 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	35 MWh/ano	47 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	20 MWh/ano	37 MWh/ano
<b>Redução</b> das emissões de CO <sub>2</sub>	815 toneladas (vida útil)	1253 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 50 kVA a instalar	Painel de baixa tensão de 75 kVA a instalar



Figura 12: Supremo Tribunal de Justiça (Edifício 1)



Imagem 3-D da instalação fotovoltaica (vista do sul)





Figura 13: Supremo Tribunal de Justiça (Edifício 2)



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 14: Fotografias do levantamento do sítio Supremo Tribunal de Justiça (Edifício 2)

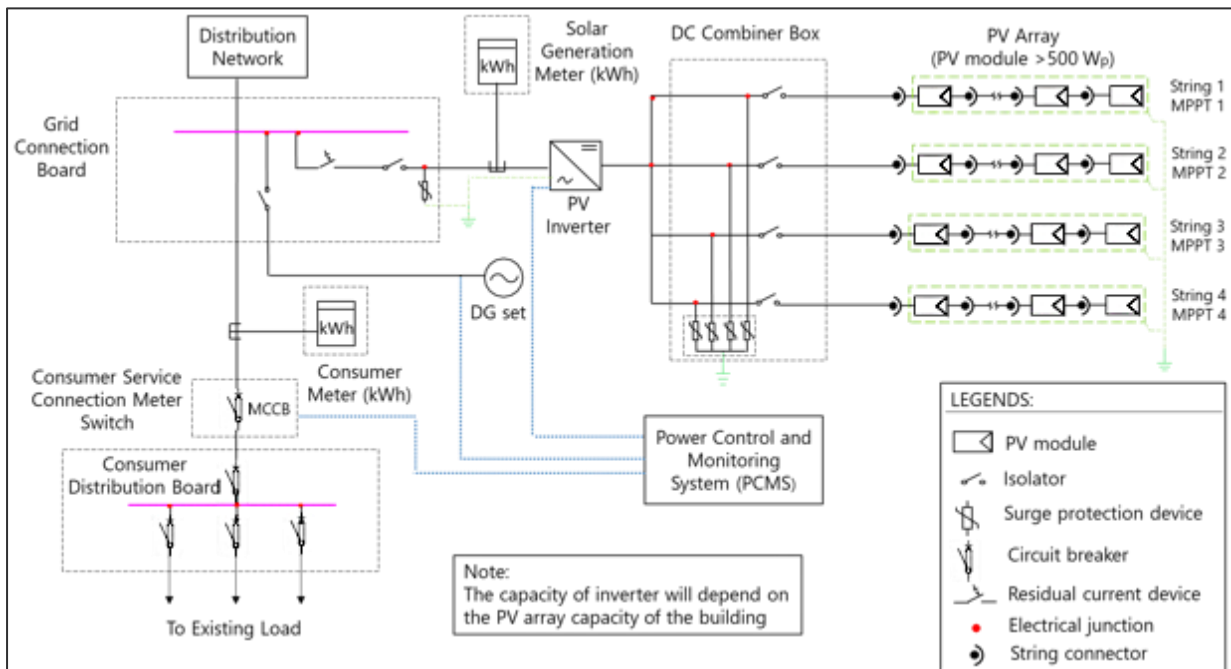


Figura 15 : Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Supremo Tribunal de Justiça (Edifício 2)

O diagrama unifilar para os edifícios do Supremo Tribunal de Justiça (Edifício 1) será semelhante a Figura 15 apenas o gerador a gásóleo não estará presente.



## SÍTIO 2: DIREÇÃO DO ENSINO PRIMÁRIO

Distrito	Distrito de Agua Grande
Coordenadas geográficas	0.340270, 6.734672
N.º de edifícios	1
Tipo de telhado	Plano
Materiais do telhado	Betão
Orientação do telhado (azimute)	152° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>30 anos
Área útil do telhado	352 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	Carga ≈ 20 kVA (3 fases)
Pico de procura	20 kVA
Estimativa da procura de energia	52 MWh/ano
Carga crítica	3 kVA (aparelhos de escritório, Internet)
Falta de eletricidade	50 - 60 horas por mês
Energia de reserva	25 kVA
Capacidade fotovoltaica	32 kWp
Produção estimada	42 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	29 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	13 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	622 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 40 kVA a instalar para ligação à rede

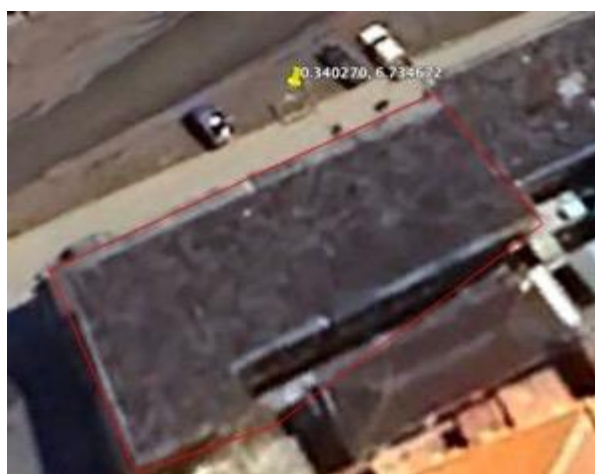
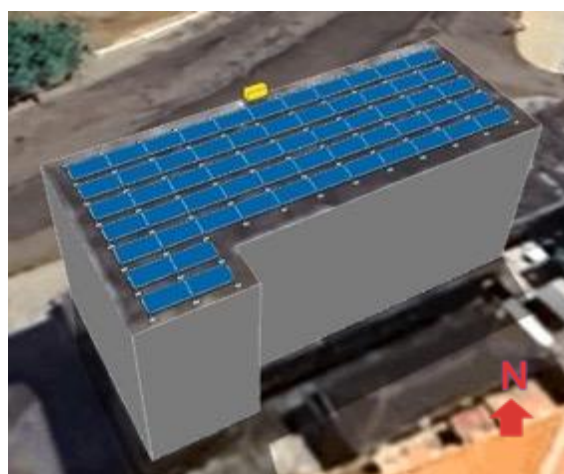


Figura 16: Direção do Ensino Primário



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 17: Fotografias do levantamento do local da Direção do Ensino Primário

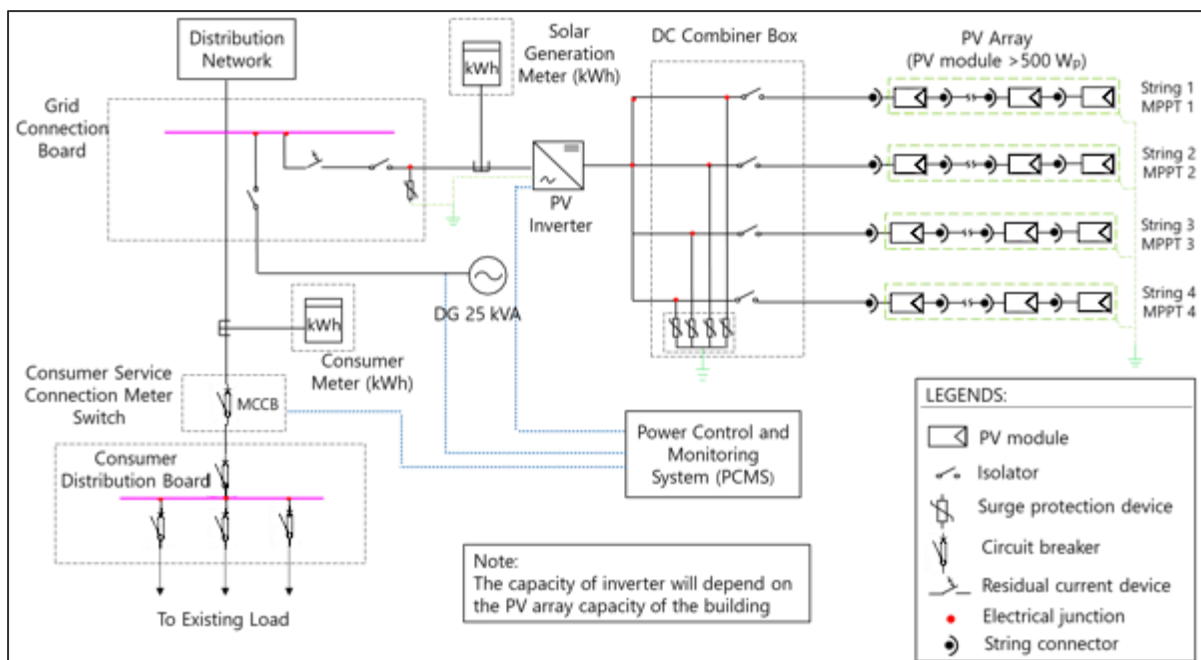


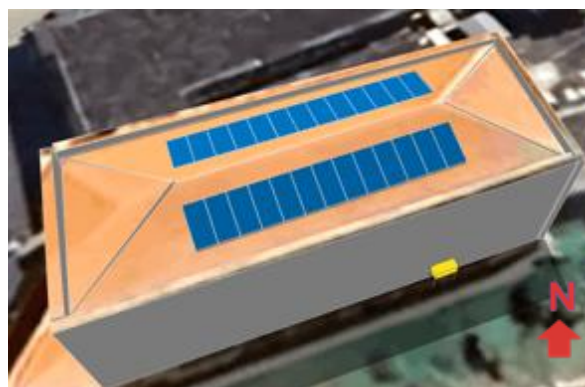
Figura 18: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado para a Direção do Ensino Primário

### SÍTIO 3: PROCURADOR/MINISTÉRIO PÚBLICO

Distrito	Água Grande
Coordenadas geográficas	0.340045, 6.734872
N.º de edifícios	2 (em anexo)
Tipo de telhado	Inclinação (15 ) °
Materiais do telhado	Cimento amianto
Orientação do telhado (azimute)	159° , 339° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>15 anos
Área útil do telhado	185 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	15 kVA, trifásico
Pico de demanda	15 kVA
Estimativa da procura de energia	39 MWh/ano
Carga crítica	3 kVA (aparelhos de escritório, Internet)
Falta de eletricidade	50 - 60 horas por mês
Energia de reserva	Sim (20 kVA)
Capacidade fotovoltaica	14 kWp
Produção estimada	19 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	14 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	5 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	275 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Nenhum



Figura 19: Procurador/Ministério Público



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 20: Fotos do levantamento do sítio Procurador/Ministério Público

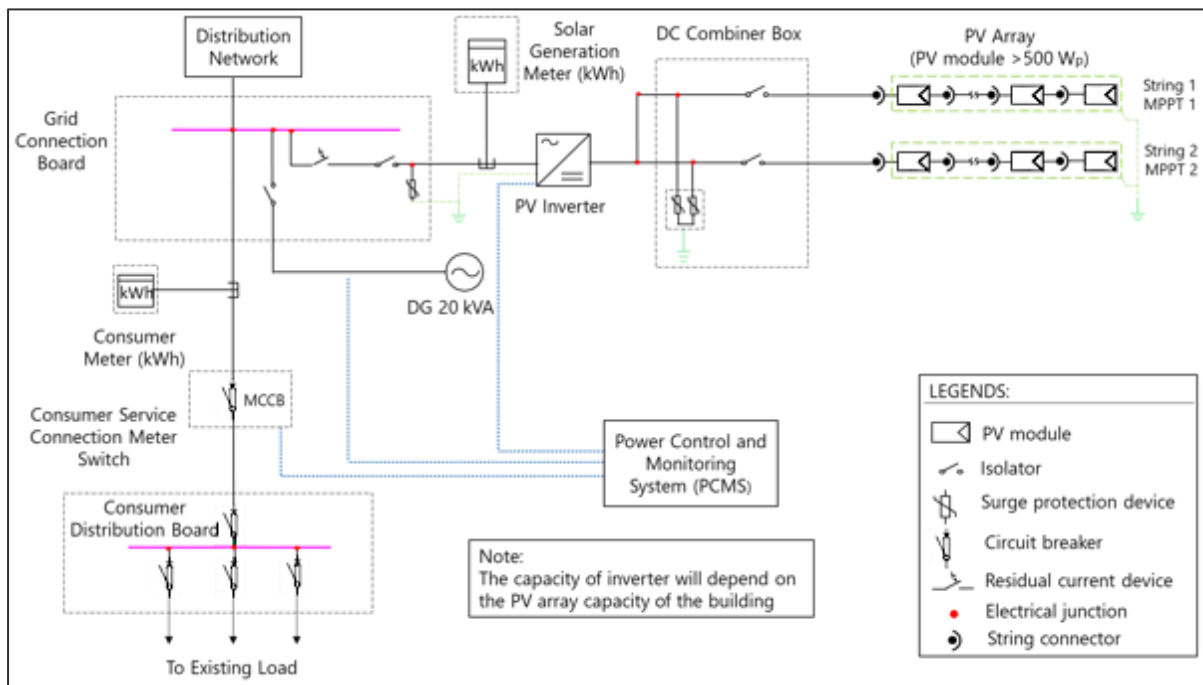


Figura 21: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado para o Procurador/Ministério Público



#### SÍTIO 4: MINISTÉRIO DA DEFESA

Distrito	Água Grande
Coordenadas geográficas	0.344186, 6.736427
N.º de edifícios	6
Tipo de telhado	1 edifício - apartamento 4 edifícios - inclinados (15° tilt) 1 edifício - curvo (12° curva)
Materiais do telhado	Concreto Armado - 1 edifício Amianto - 4 edifícios Chapa de ferro - 1 edifício
Orientação do telhado (azimute)	132°, 221° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>30 anos
Área útil do telhado	1024 m <sup>2</sup>
Condição física	Não é bom
Ligação à rede	25 kVA, trifásico
Pico de procura	25 kVA
Estimativa da procura de energia	65 MWh/ano
Carga crítica	10 kVA (aparelhos de escritório, sistema de comunicação, Internet)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	Sim
Capacidade fotovoltaica	86 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	111 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	49 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	62 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	1651 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Painel de baixa tensão de 100 kVA a instalar para ligação à rede



Figura 22: Ministério da Defesa

Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 23: Fotografias do levantamento do sítio Ministério da Defesa

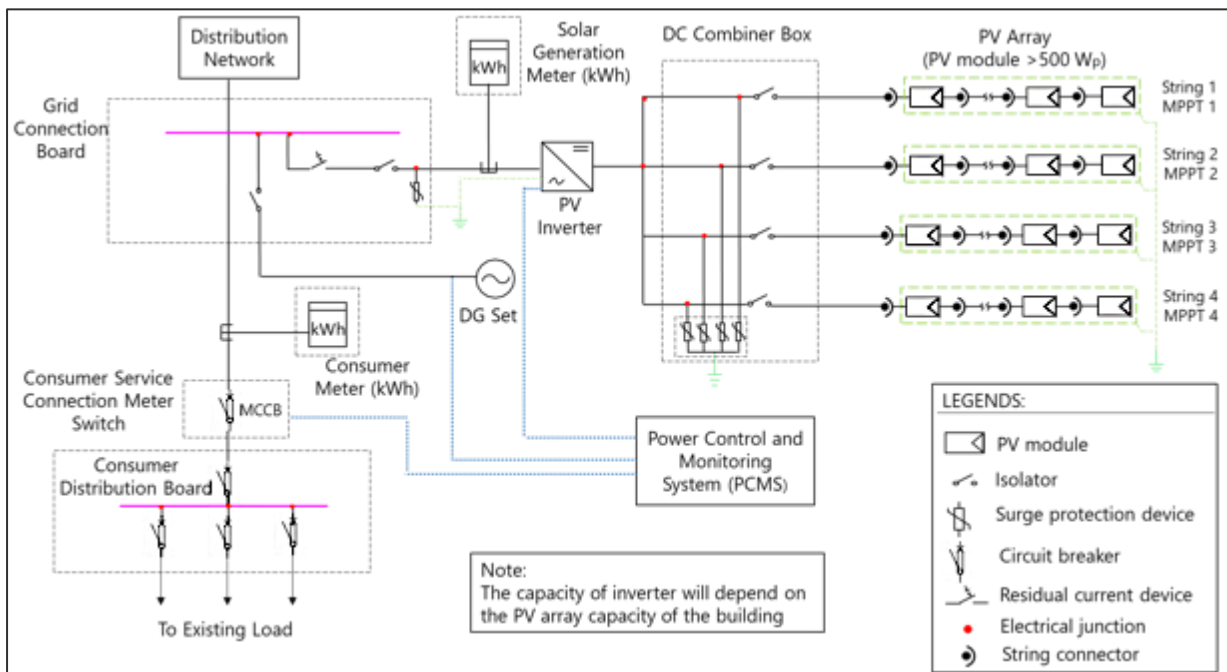


Figura 24: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Ministério da Defesa



## SÍTIO 5: AUTORIDADE GERAL DE REGULAÇÃO (AGER)

Distrito	Água Grande
Coordenadas geográficas	0.343106, 6.736071
N.º de edifícios	1
Tipo de telhado	Plano
Materiais do telhado	CCR
Orientação do telhado (azimute)	204° , 205° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	7-8 anos
Área útil do telhado	200 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	15 kVA, trifásico
Pico de demanda	15 kVA
Estimativa da demanda de energia	39 MWh/ano
Carga crítica	5 kVA (aparelhos de escritório, Internet)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	16 kVA
Capacidade fotovoltaica	13 kWp
Produção estimada	17 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	12 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	5 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	257 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Nenhum





Figura 25: Autoridade Geral de Regulação (AGER)



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 26: Fotos do levantamento do sítio Autoridade Geral De Regulaça (AGER)

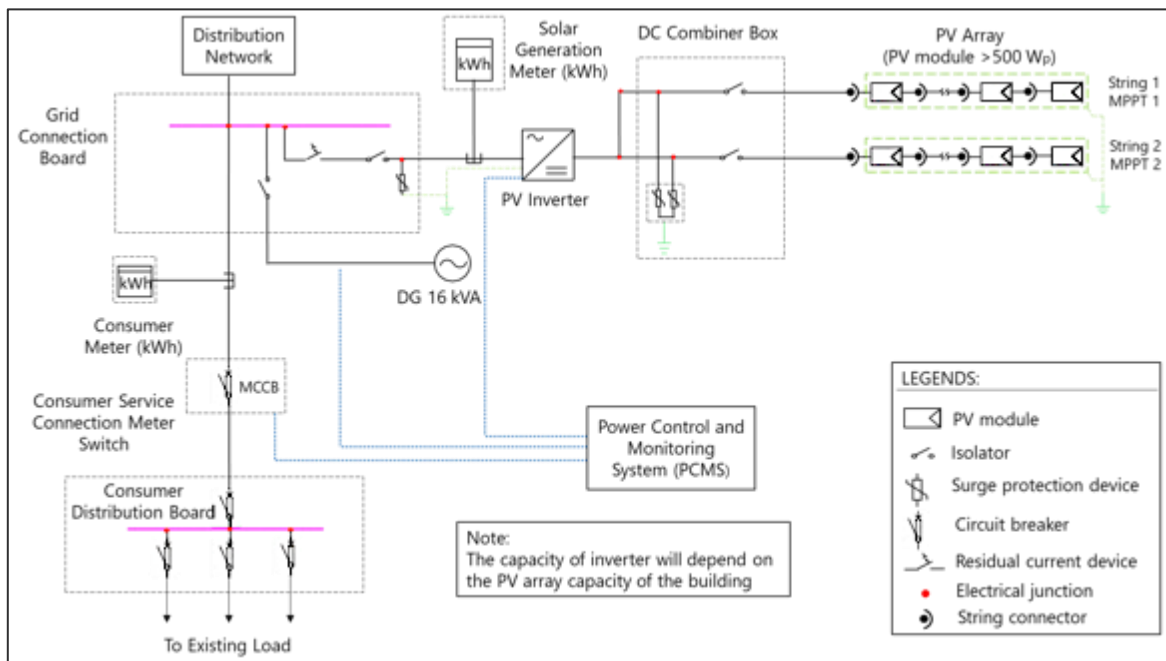


Figura 27: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado para a Autoridade Geral de Regulação (AGER)



## SÍTIO 6: HOSPITAL DR. AIRES DE MENEZES

Distrito	Água Grande
Coordenadas geográficas	0.356086, 6.722450
N.º de edifícios	18
Tipo de telhado	Inclinada (16 edifícios) e plana (2 edifícios)
Materiais do telhado	Amianto (12 edifícios) (12° tilt) Azulejos (4 edifícios) (12° tilt) Apartamento Concreto Armado (2 edifícios)
Orientação do telhado (azimute)	199° , 193° , 198° , 20° , 289° , 15° , 197° , 109° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	10 a 40 anos
Área útil do telhado	1898 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	300 kVA
Pico de demanda	300 kVA
Estimativa da demanda de energia	1529 MWh/ano
Carga crítica	100 kVA (equipamento de cuidados intensivos, refrigeração, comunicações)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	500 kVA, 40 kVA
Capacidade fotovoltaica	211 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	299 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	299 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	0 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	4440 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Nenhum
Comentários	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A maioria dos telhados dos edifícios é feita de amianto e tem mais de 20 anos.</li> <li>• Dois edifícios de concreto armado com telhado plano e dois edifícios recém-construídos com telhado de amianto são considerados para a instalação do sistema fotovoltaico.</li> </ul>



Figura 28: Hospital Dr. Aires de Menezes



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 29: Fotos do levantamento do sítio Hospital Dr. Aires de Menezes

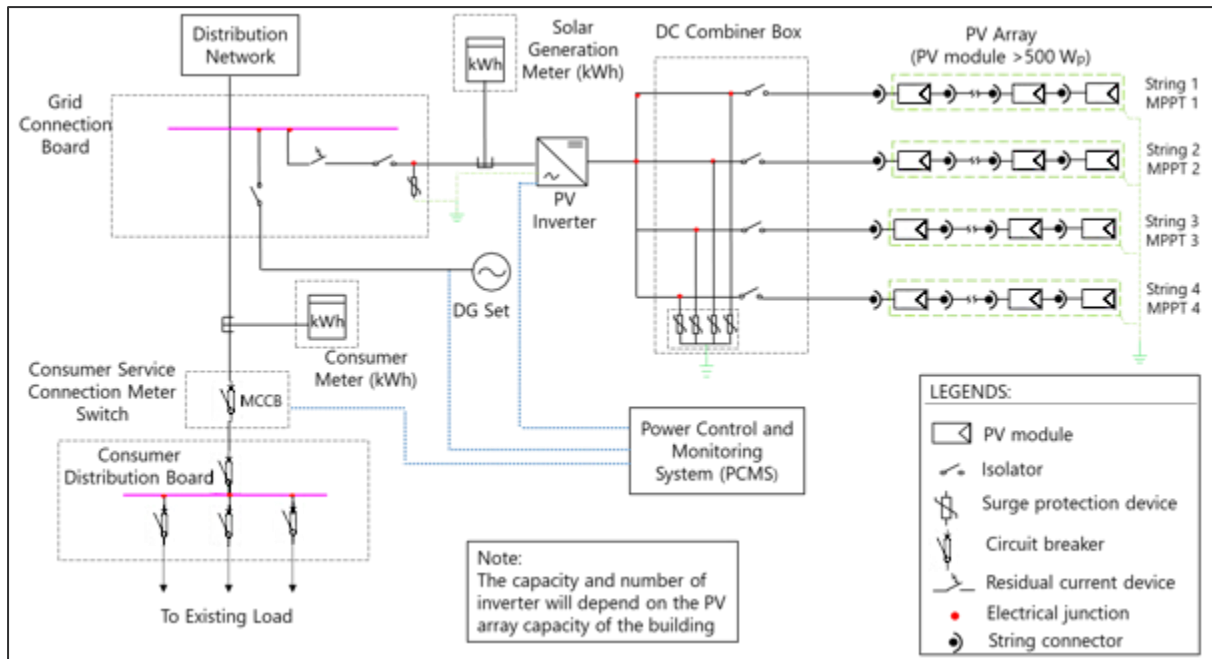


Figura 30: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Hospital Dr. Aires de Menezes

## SÍTIO 7: MINISTÉRIO DAS FINANÇAS E ECONOMIA AZUL

Distrito	Distrito de Agua Grande
Geo. Coordenadas	0.345784, 6.736942
N.º de edifícios	1
Tipo de telhado	Inclinação (15° tilt)
Materiais do telhado	Amianto
Orientação do telhado (azimute)	160° , 70° ,251° , 340° ,162° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>20 anos
Área útil do telhado	1466 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	Carga: ≈ 50 kVA (trifásico)
Pico de demanda	50 kVA
Estimativa da demanda de energia	131 MWh/ano
Carga crítica	10 kVA
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	2 x 50 kVA
Capacidade fotovoltaica	169 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	218 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	97 kWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	121 kWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	3238 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Painel de baixa tensão de 200 kVA a instalar para ligação à rede
Comentários	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os telhados dos edifícios principais são de amianto e têm mais de 20 anos.</li> <li>Podem instalar PV de garagem nos lados sul e norte do edifício.</li> </ul>





Figura 31: Ministério Das Finanças E Economia Azul

Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 32: Fotos do levantamento do sítio Ministério Das Finanças E Economia Azul

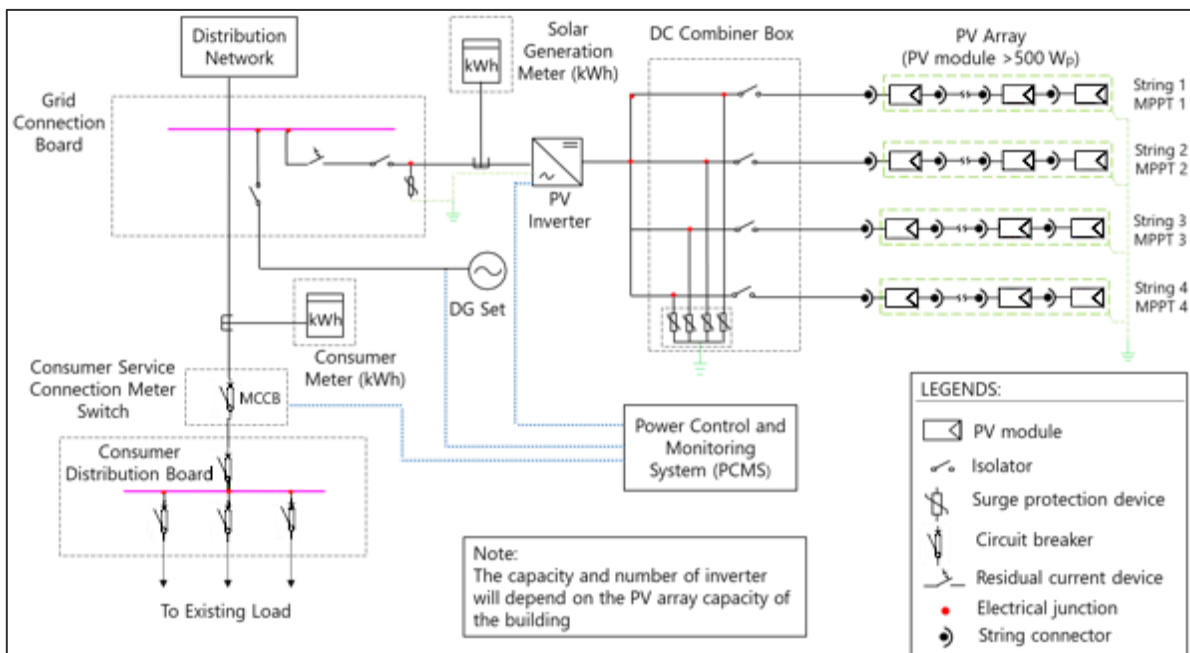


Figura 33: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado para o Ministério das Finanças e Economia Azul

## SÍTIO 8: LICEU NACIONAL

Distrito	Água Grande
Geo. Coordenadas	0.339048, 6.739914
N.º de edifícios	Três edifícios ligados entre si
Tipo de telhado	Plano
Materiais do telhado	CCR
Orientação do telhado (azimute)	183º , 182º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	Cerca de 15 anos
Área útil do telhado	2918 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	25 kVA, trifásico
Pico de demanda	25 kVA
Estimativa da demanda de energia	523 MWh/ano
Carga crítica	3 kVA (computadores, impressoras)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	Sim (40 kVA)
Capacidade fotovoltaica	272 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	358 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	46 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	312 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	5315 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Painel de baixa tensão de 340 kVA a instalar para ligação à rede
Comentários	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os edifícios têm telhados planos de concreto armado.</li> <li>• A ligação à rede deve ser melhorada para instalar a capacidade fotovoltaica total</li> </ul>



Figura 34: Liceu Nacional



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 35: Fotografias do levantamento do sítio Liceu Nacional

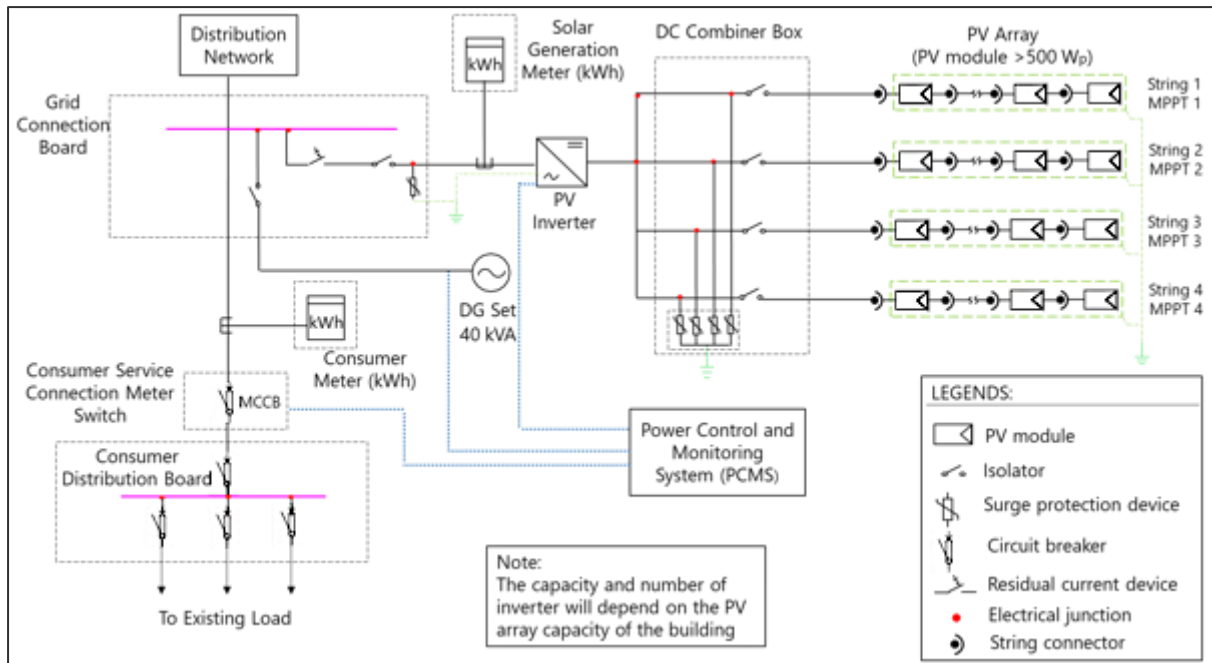


Figura 36: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Liceu Nacional

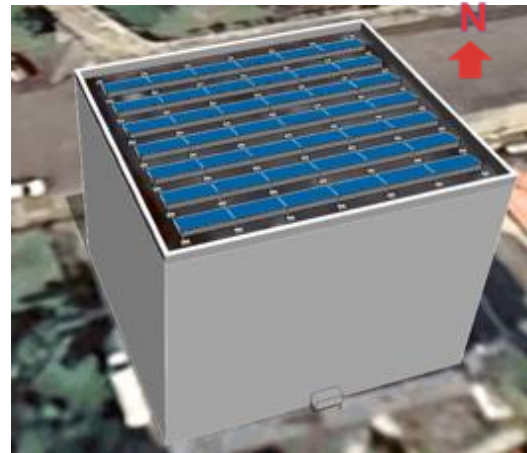


## SÍTIO 9: MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO

Distrito	Água Grande
Coordenadas geográficas	0.340066, 6.735176
N.º de edifícios	1
Tipo de telhado	Plano
Materiais do telhado	CCR
Orientação do telhado (azimute)	166º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>15 anos
Área útil do telhado	247 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	25 kVA, trifásico
Pico de demanda	25 kVA
Estimativa da demanda de energia	65 MWh/ano
Carga crítica	3 kVA (aparelhos de escritório, Internet)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	40 kVA
Capacidade fotovoltaica	23 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	30 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	21 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	9 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	445 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Nenhum
Comentários	Recomenda-se uma estrutura de montagem do tipo balastro.



Figura 37: Ministério da Educação



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 38: Fotos do levantamento do sítio Ministério Da Educação

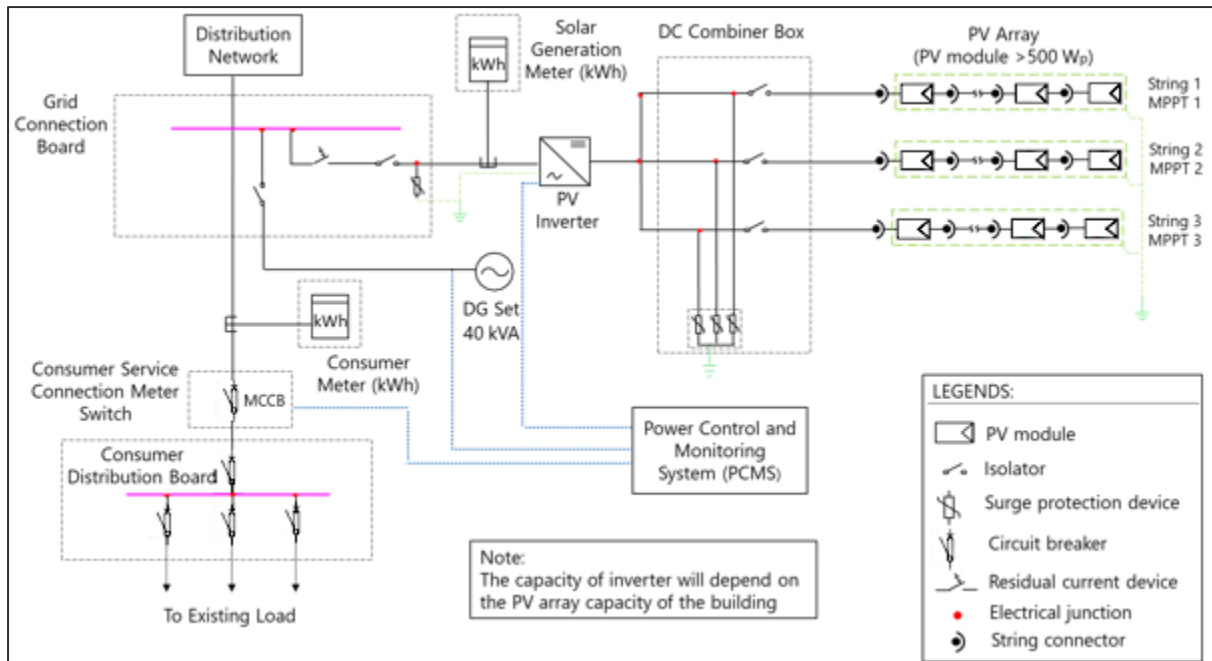


Figura 39: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado para o Ministério da Educação

## SÍTIO 10: TRIBUNAL DE CONTAS

Distrito	Água Grande
Coordenadas geográficas	0.340502, 6.735445
N.º de edifícios	1
Tipo de telhado	Plano
Materiais do telhado	CCR
Orientação do telhado (azimute)	198º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	6 anos (2018)
Área útil do telhado	500 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	50 kVA
Pico de demanda	50 kVA
Estimativa da demanda de energia	131 MWh/ano
Carga crítica	10 kVA (aparelhos de escritório, Internet)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	100 kVA
Capacidade fotovoltaica	34 kW <sub>p</sub>
Capacidade BESS	100 kWh
Produção estimada	44 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	44 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	0 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	656 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Nenhum
Comentários	Para evitar sombras, deve ter em conta a possibilidade de colocar colunas mais compridas no telhado. Recomenda-se um sistema de montagem de balastro.

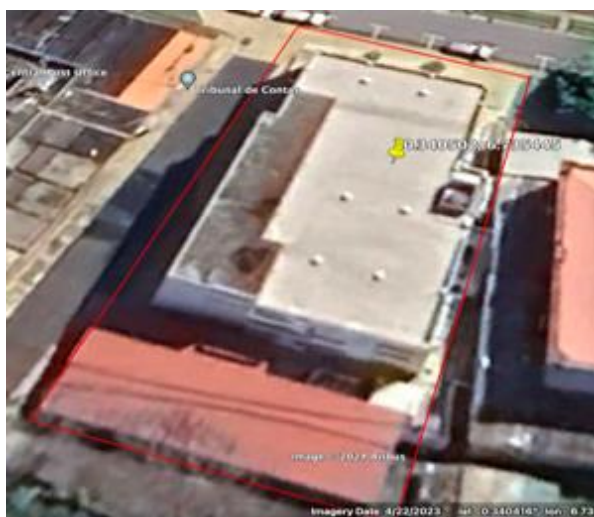




Figura 40: Tribunal de Contas

Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 41: Fotografias do levantamento do local do Tribunal de Contas (com o sistema fotovoltaico existente no local)

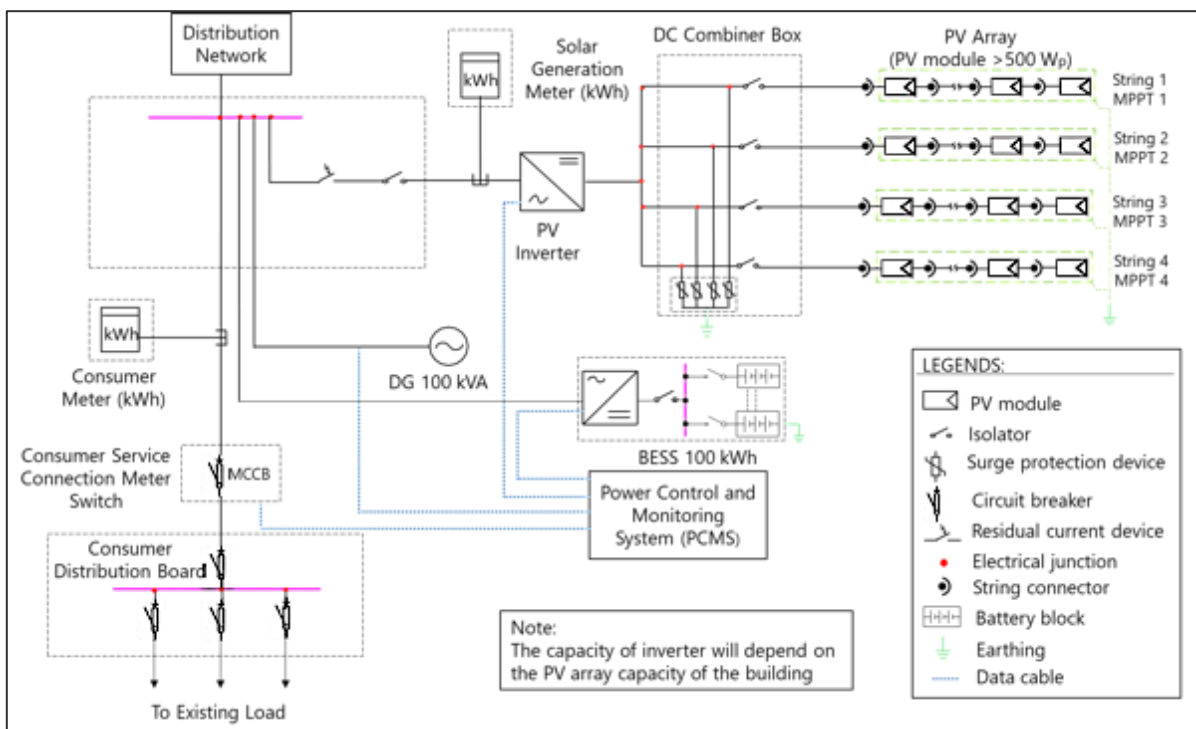


Figura 42: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Tribunal de Contas



## SÍTIO 11: LICEU NACIONAL DE SANTANA

Distrito	Cantagalo
Coordenadas geográficas	0.263781, 6.743511
N.º de edifícios	1 (em forma de L)
Tipo de telhado	Plano
Materiais do telhado	CCR
Orientação do telhado (azimute)	130°, 129° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	35 anos
Área útil do telhado	903 m <sup>2</sup>
Condição física	Pobres
Ligação à rede	25 kVA
Pico de demanda	25 kVA
Estimativa da demanda de energia	52 MWh/ano
Carga crítica	3 kVA (computadores, impressoras)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	Não
Capacidade fotovoltaica	93 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	117 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	46 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	71 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	1739 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Painel de baixa tensão de 110 kVA a instalar para ligação à rede
Comentários	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evitar a penetração no telhado</li> <li>• Recomenda-se um sistema de montagem de balastro.</li> </ul>



Figura 43: Liceu Nacional de Santana



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 44: Fotografias do levantamento do sítio do Liceu Nacional de Santana

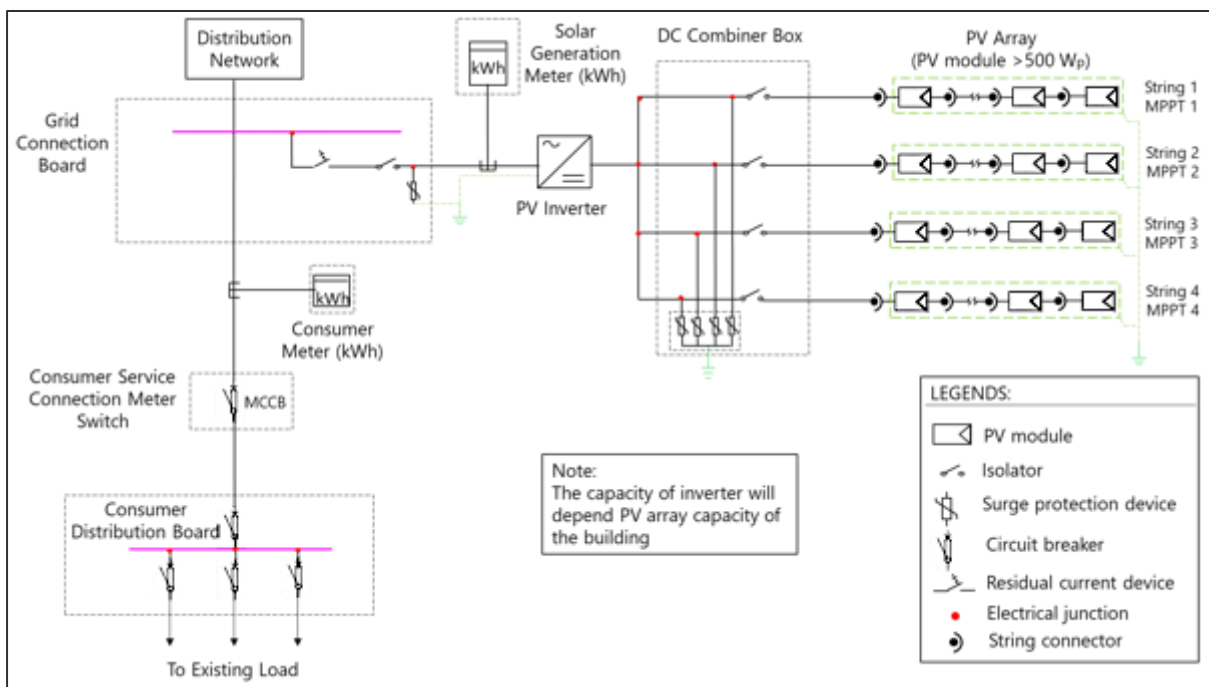


Figura 45: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Liceu Nacional de Santana



## SÍTIO 12: CENTRO POLIVALENTE DE CAUÉ

Distrito	Distrito de Caué
Coordenadas geográficas	0.133876, 6.648637
N.º de edifícios	3
Tipo de telhado	Edifício 1 & 2: inclinado (20 °) Edifício 3: plano
Materiais do telhado	Edifício 1: Azulejos Edifício 2: Chapas trapezoidais Lysaght Edifício 3: CCR
Orientação do telhado (azimute)	360º , 87º ,267º , 178º ,177º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	Edifício 1: >20 anos Edifício 2: cerca de 10 anos Edifício 3: >15 anos
Área útil do telhado	746 m <sup>2</sup>
Condição física	O telhado do edifício 1 é antigo. Não é recomendada a sua instalação
Ligação à rede	Edifício 1: 3 kVA, 3 fases Edifício 2: 3 kVA, 3 fases Edifício 3: 25 kVA, 3 fases
Pico de demanda	Edifício 1: 3 kVA, edifício 2: 3 kVA, edifício 3: 25 kVA
Estimativa da demanda de energia	81 MWh/ano
Carga crítica	Edifício 3: 5 kVA (computadores, impressoras)
Energia de reserva	Nenhum
Capacidade fotovoltaica	73 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	104 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	58 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	46 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	1543 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 100 kVA a instalar para ligação à rede
Comentários	Edifício 1: Edifício antigo com telhado de telha considerado não adequado para instalação fotovoltaica





Figura 46: Centro Polivalente de Caué



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 47: Fotografias do levantamento do sítio Centro Polivalente De Caué

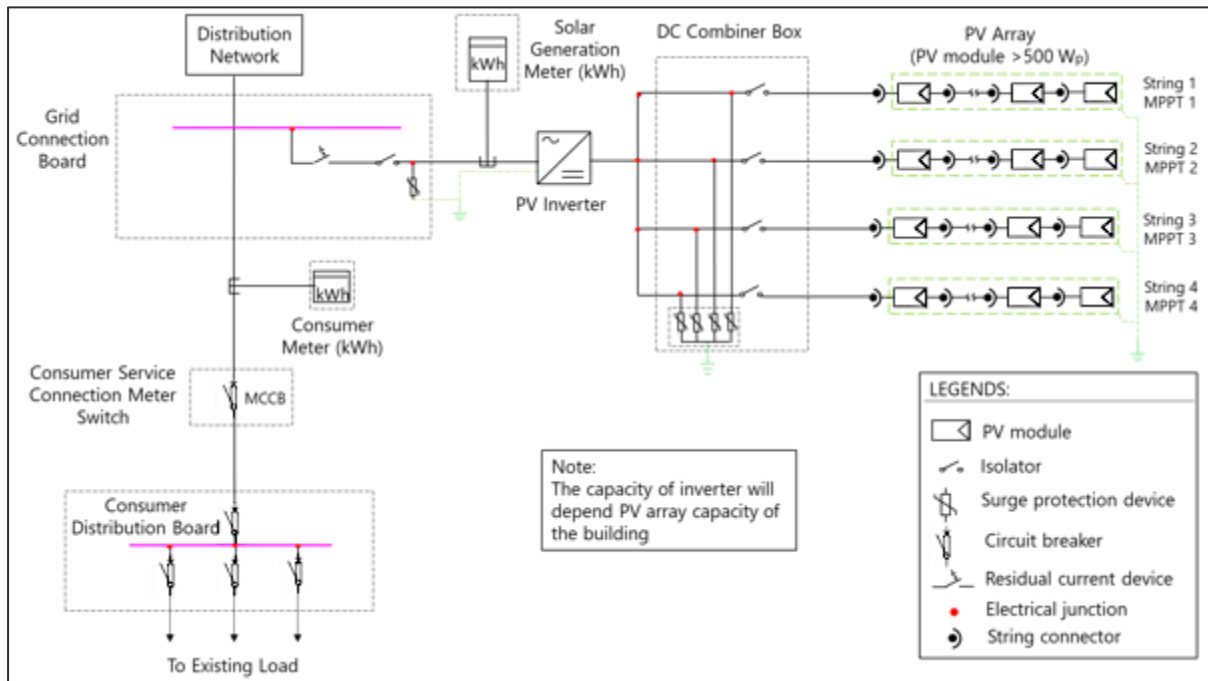


Figura 48: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Centro Polivalente de Caué

### SÍTIO 13: ESCOLA SECUNDÁRIA DE SÃO JOÃO DOS ANGOLARES

Distrito	Caué
Coordenadas geográficas	0.133062, 6.648472
N.º de edifícios	1
Tipo de telhado	Inclinação (20 )º
Materiais do telhado	Azulejos
Orientação do telhado (azimute)	175º , 355º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	Construído em 1962
Área útil do telhado	314 m <sup>2</sup>
Condição física	O estado dos azulejos não é bom, mas o estado da estrutura é bom
Ligação à rede	5 kVA, trifásico
Pico de demanda	5 kVA
Estimativa da demanda de energia	10 MWh/ano
Carga crítica	1 kVA (computadores, impressoras)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	Não
Capacidade fotovoltaica	24 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	31 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	9 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	22 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	455 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Painel de baixa tensão de 30 kVA a instalar para ligação à rede
Comentários	Poderá ser necessário substituir alguns azulejos para a instalação fotovoltaica.

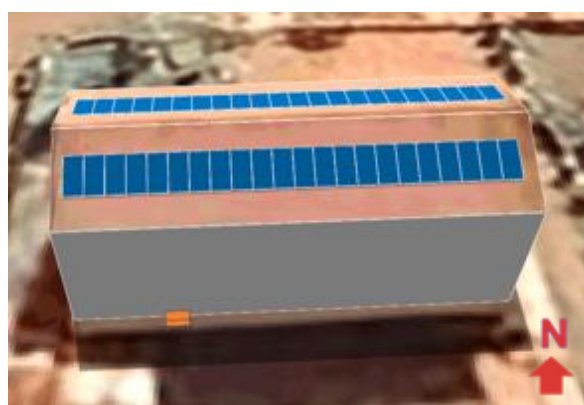


Figura 49: Escola Secundaria De São João Dos Angolares

Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 50: Foto do levantamento do sítio Escola Secundaria De São João Dos Angolares

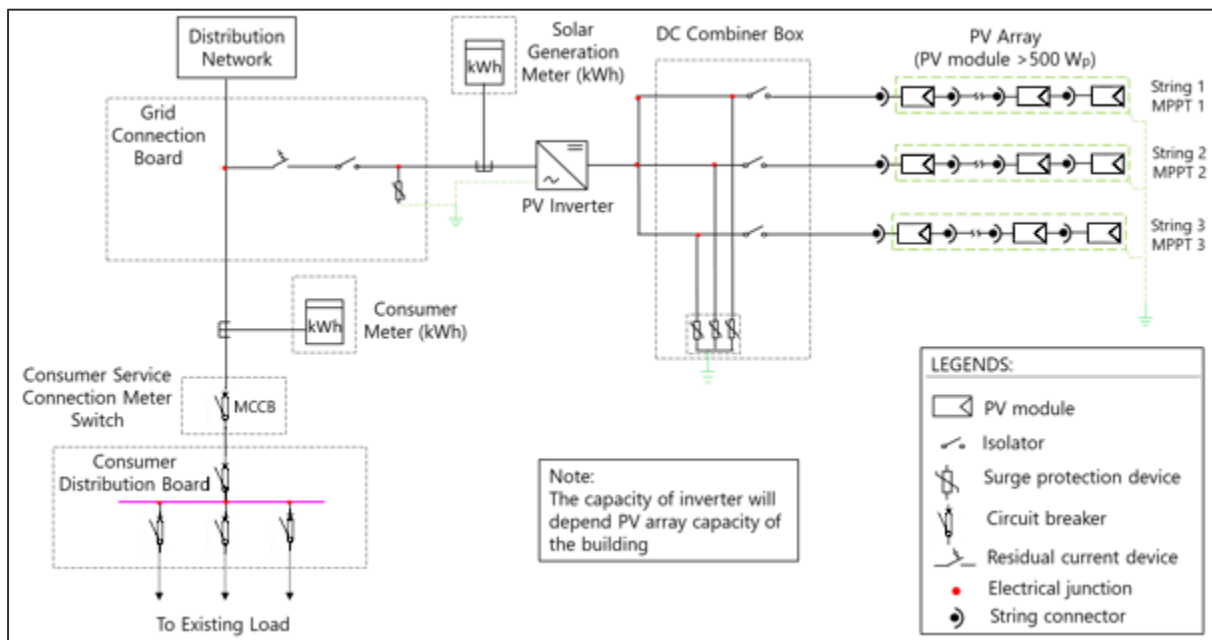


Figura 51: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado da Escola Secundária de São João dos Angolares



## SÍTIO 14: POSTO DE SAÚDE

Distrito	Caué
Coordenadas geográficas	0.133114, 6.648135
N.º de edifícios	3
Tipo de telhado	inclinação (14 )º
Materiais do telhado	Metal (chapas trapezoidais Lysaght)
Orientação do telhado (azimute)	178º , 359º , 269º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>30 anos
Área útil do telhado	516 m <sup>2</sup>
Condição física	Não é bom
Ligação à rede	15 kVA
Pico de demanda	15 kVA
Estimativa da demanda de energia	76 MWh/ano
Carga crítica	3 kVA (equipamento de cuidados intensivos, refrigeração, iluminação)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	20 kVA
Capacidade fotovoltaica	53 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	74 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	45 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	29 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	1097 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 65 kVA a ser instalado para ligação à rede

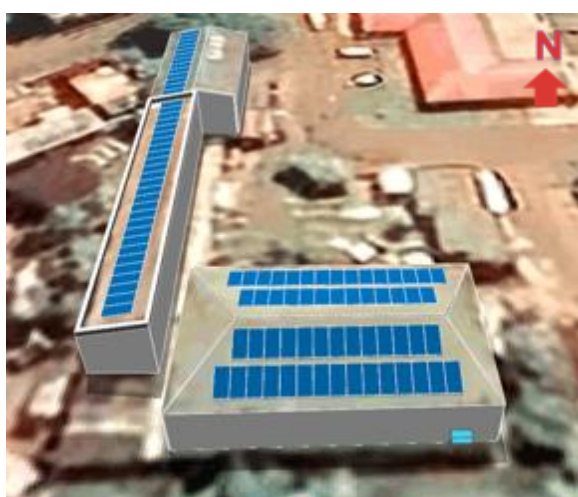


Figura 52: Posto de Saúde

Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 53: Foto do levantamento do sítio Posto De Saúde

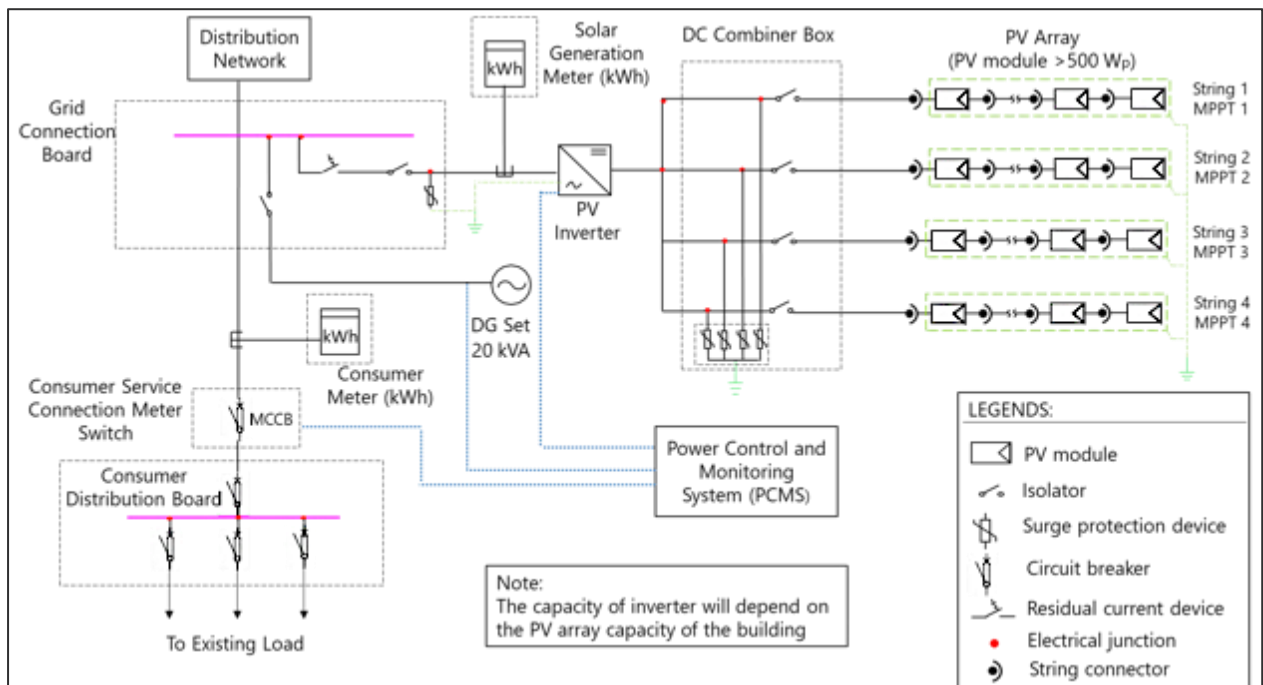


Figura 54: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado Posto de Saúde

## SÍTIO 15: MERCADO DE BOBO FORO

Distrito	Mé Zochi
Geo. Coordenadas	0.324577, 6.705579
N.º de edifícios	8
Tipo de telhado	Inclinação (10)º
Materiais do telhado	Chapas trapezoidais lisaght
Orientação do telhado (azimute)	113º, 112º, 292º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	6-7 anos
Área útil do telhado	10252 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	100 kVA
Pico de demanda	100 kVA
Estimativa da demanda de energia	375 MWh/ano
Carga crítica	10 kVA (bomba de água, refrigeração)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	Não
Capacidade fotovoltaica	937 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	1318 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	310 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	1008 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	19547 toneladas métricas
Requisito adicional	A energia pode ser evacuada para a subestação de 6 kV mais próxima, utilizando um transformador de 1 MVA, 0,4/6 kV e um painel LT com um comutador no local e uma linha de transmissão de tração para a subestação
Comentários	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O telhado do edifício principal do lado leste é afetado pelas sombras das árvores, que podem ser aparadas.</li> <li>• A capacidade fotovoltaica total não pode ser ligada à rede no local</li> </ul>





Figura 55: Mercado de Bobo Foro

Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 56: Fotografias do levantamento do sítio do Mercado de Bobo Foro

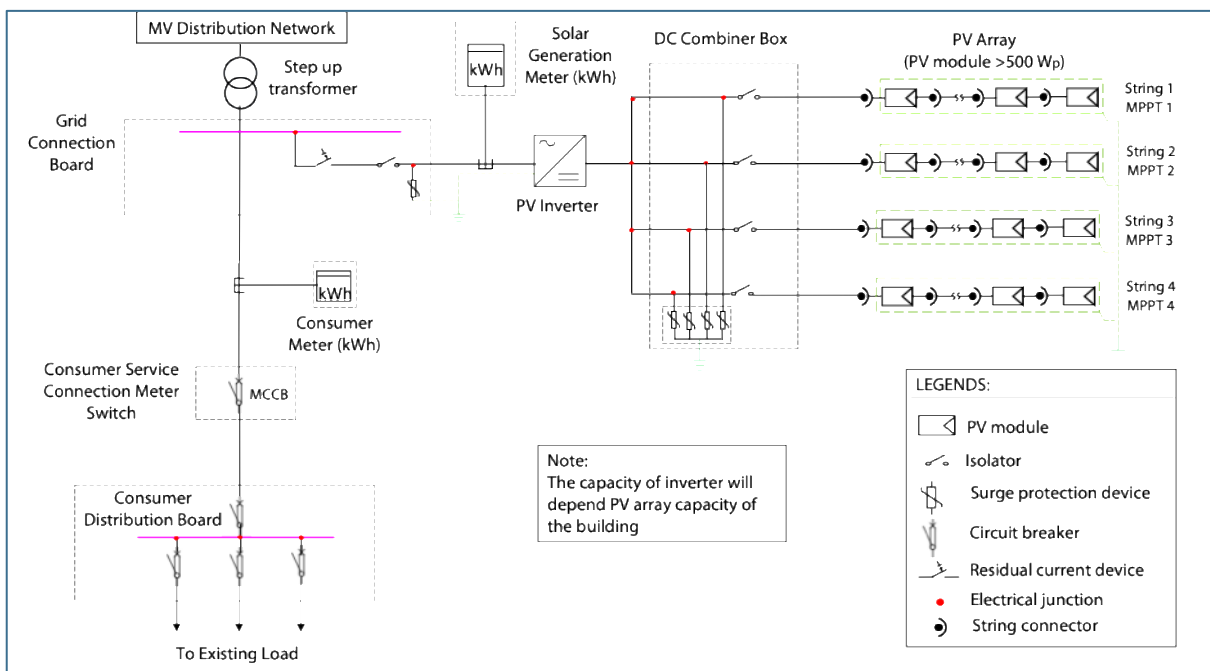


Figura 57: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado para o Mercado De Bobo Foro

## SÍTIO 16: ESCOLA SECUNDÁRIA MARIA MANUELA MARGARIDO (MMM)

Distrito	Distrito de Mé Zochi
Coordenadas geográficas	0.295383, 6.668566
N.º de edifícios	3 edifícios
Tipo de telhado	Inclinação (7 )º
Materiais do telhado	Chapas trapezoidais Lysaght (Metal)
Orientação do telhado (azimute)	185º , 5º , 184º , 4º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	12 anos
Área útil do telhado	2044 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	Carga: 150 kVA (trifásico)
Pico de demanda	150 kVA
Estimativa da demanda de energia	314 MWh/ano
Carga crítica	5 kVA (computadores, impressoras, Internet)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	Conjunto DG: 150 kVA
Capacidade fotovoltaica	208 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	270 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	184 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	86 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	4005 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Painel de baixa tensão de 250 kVA a instalar para ligação à rede





Figura 58: Escola Secundária Maria Manuela Margarido



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 59: Fotos do levantamento do sítio Escola Secundaria Maria Manuela Margarido

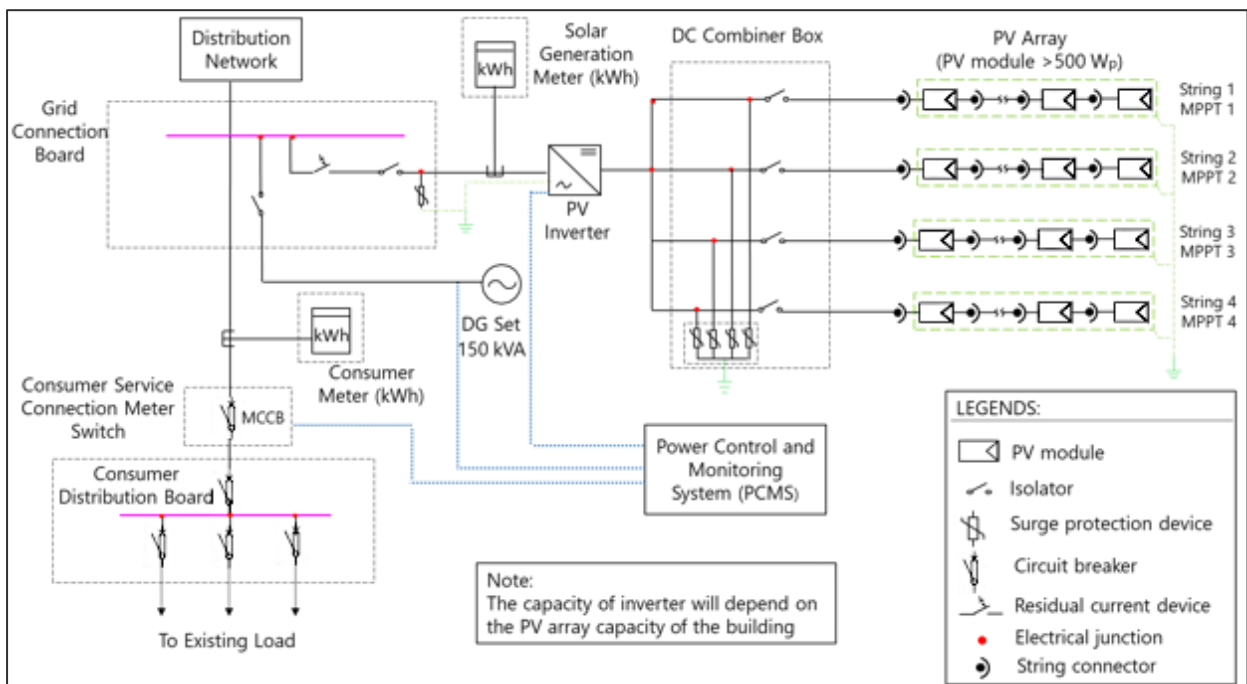


Figura 60: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado da Escola Secundária Maria Manuela Margarido

## SÍTIO 17: ESCOLA PRIMÁRIA DE TRINDADE

Distrito	Mé Zochi
Coordenadas geográficas	0.296825, 6.680038
N.º de edifícios	2 edifícios principais, 2 edifícios mais pequenos
Tipo de telhado	Inclinação (15 )º
Materiais do telhado	Azulejos e metal
Orientação do telhado (azimute)	12º , 191º , 192º , 281º , 99º , 280º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>15 anos
Área útil do telhado	1215 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	25 kVA
Pico de demanda	25 kVA
Estimativa da demanda de energia	52 MWh/ano
Carga crítica	3 kVA (computadores, impressoras)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	Não
Capacidade fotovoltaica	132 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	172 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	46 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	126 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	2558 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 150 kVA a instalar para ligação à rede

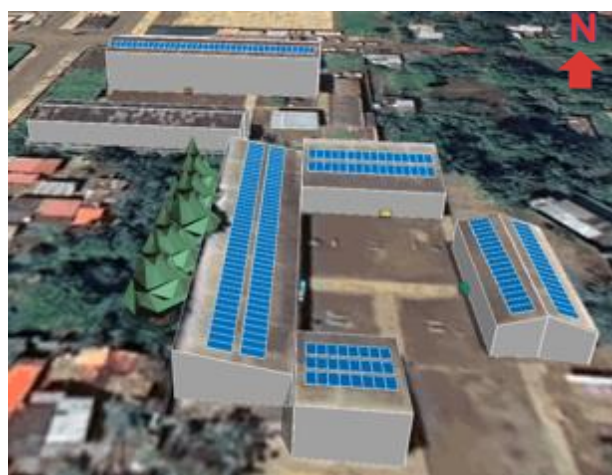


Figura 61: Escola Primária De Trindade

Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 62: Fotos do levantamento do sítio da Escola Primária de Trindade

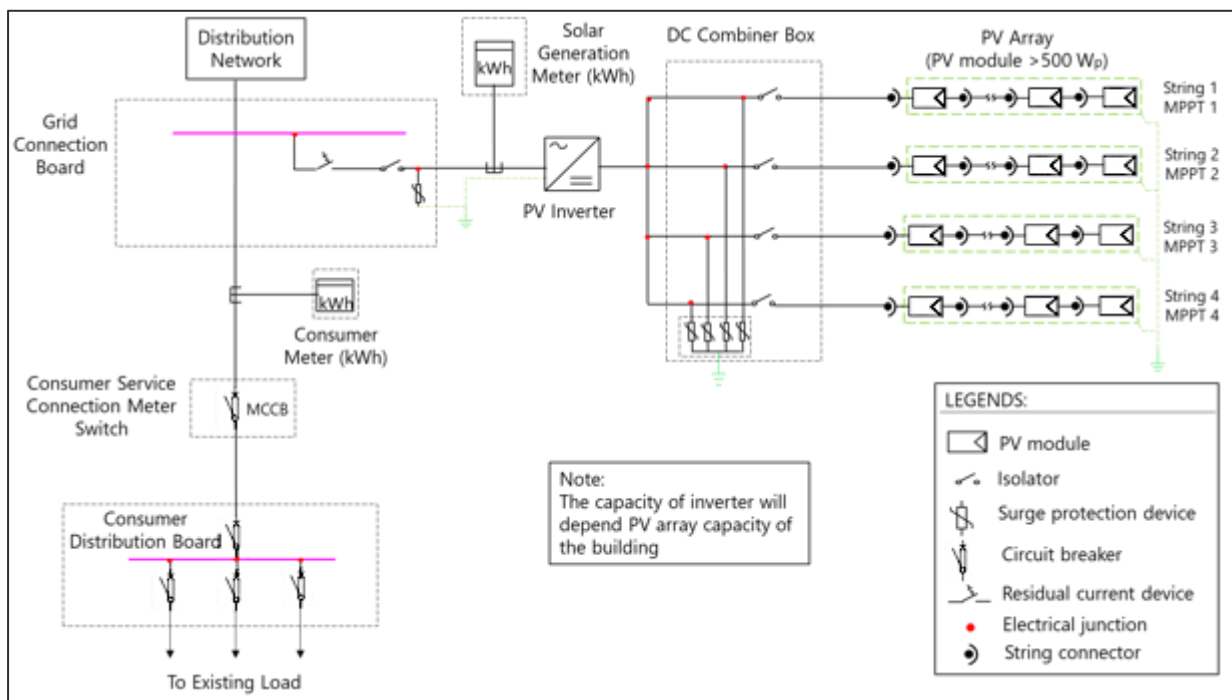


Figura 63: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado da Escola Primária de Trindade



## SÍTIO 18: LICEU MÉ CHINHÔ (ESCOLA)

Distrito	Lobata
Coordenadas geográficas	0.375658, 6.650231
N.º de edifícios	3
Tipo de telhado	Inclinação (10 )º
Materiais do telhado	Metal
Orientação do telhado (azimute)	252º , 72º ,161º , 341º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	4-5 anos
Área útil do telhado	2094 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	Carga: 150 kVA (trifásico)
Pico de demanda	150 kVA
Estimativa da demanda de energia	314 MWh/ano
Carga crítica	10 kVA (computadores, impressoras, Internet)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	Conjunto DG: 150 kVA
Capacidade fotovoltaica	249 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	321 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	216 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	105 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	4763 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Painel de baixa tensão de 300 kVA a instalar para ligação à rede

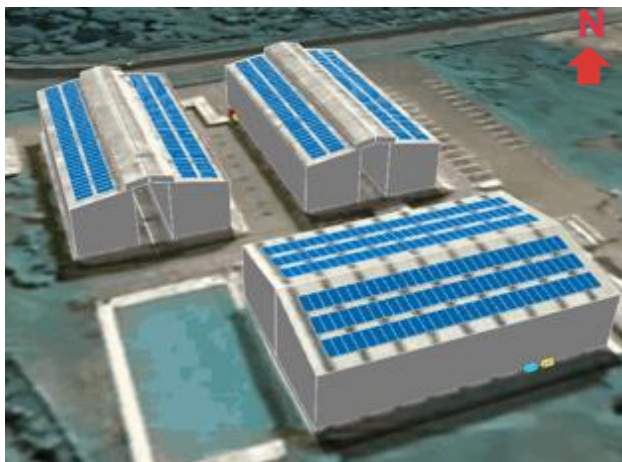


Figura 64: Liceu Mé Chinhô (Escola)

Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 65: Fotos do levantamento do sítio do Liceu Mé Chinhô

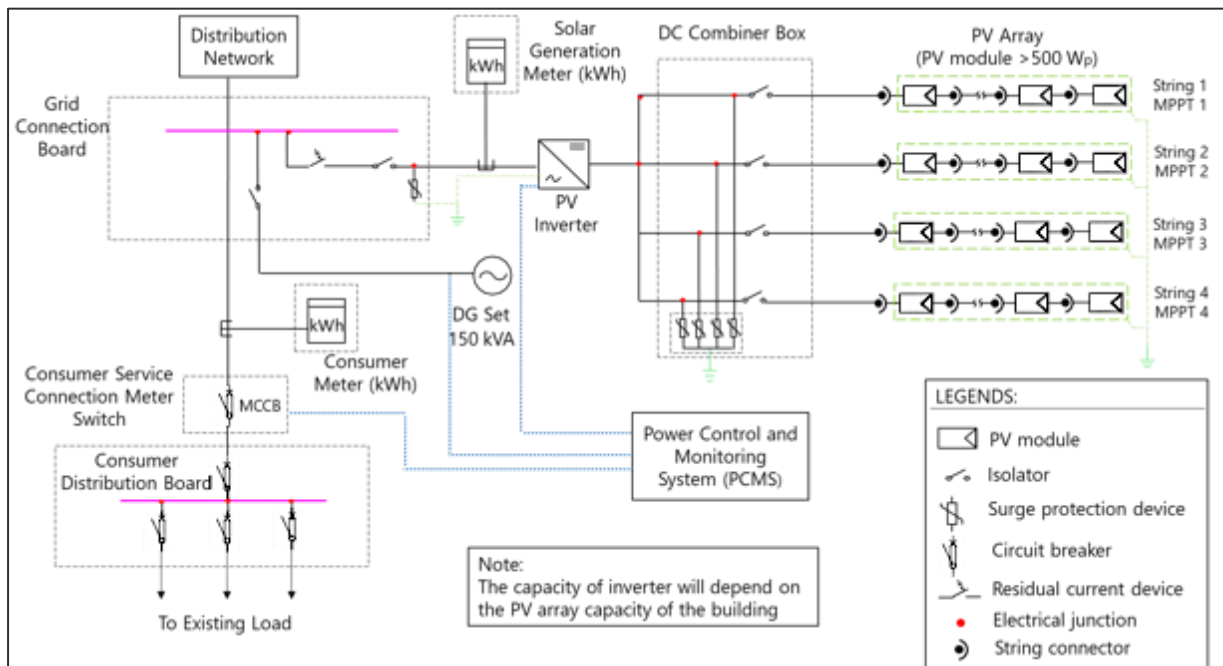


Figura 66: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Liceu Mé Chinhô

## SÍTIO 19: CENTRO HOSPITALAR DE LOBATA

Distrito	Lobata
Coordenadas geográficas	0.378000, 6.636840
N.º de edifícios	Um edifício em quatro partes diferentes
Tipo de telhado	Três partes inclinadas (10°)/uma pequena parte plana
Materiais do telhado	Três partes principais - Amianto; parte plana concreto armado
Orientação do telhado (azimute)	166° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>40 anos
Área útil do telhado	77 m <sup>2</sup>
Condição física	Os telhados de amianto não estão em bom estado
Ligação à rede	10 kVA
Pico de demanda	10 kVA
Estimativa da demanda de energia	51 MWh/ano
Carga crítica	5 kVA (equipamento de cuidados intensivos, frigoríficos)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	15 kVA
Capacidade fotovoltaica	8 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	11 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	11 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	0 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	162 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Nenhum
Comentários	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os telhados do edifício são feitos de amianto e são antigos. Não é considerado adequado para a instalação de módulos fotovoltaicos.</li> <li>O telhado plano do edifício da frente pode ser utilizado para instalar um número limitado de módulos fotovoltaicos.</li> </ul>

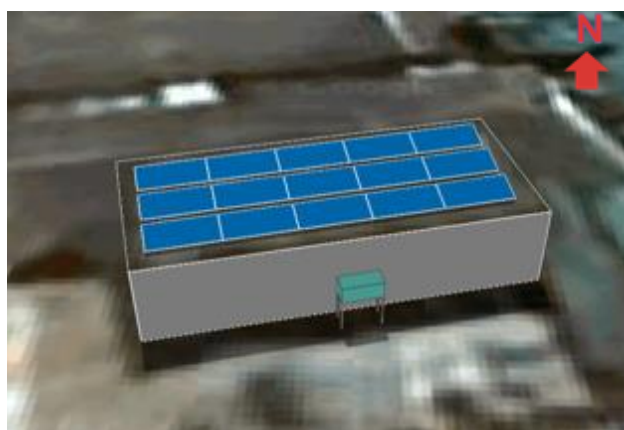




Figura 67: Centro Hospitalar de Lobata



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 68: Fotografias do levantamento do local do Centro Hospitalar de Lobata

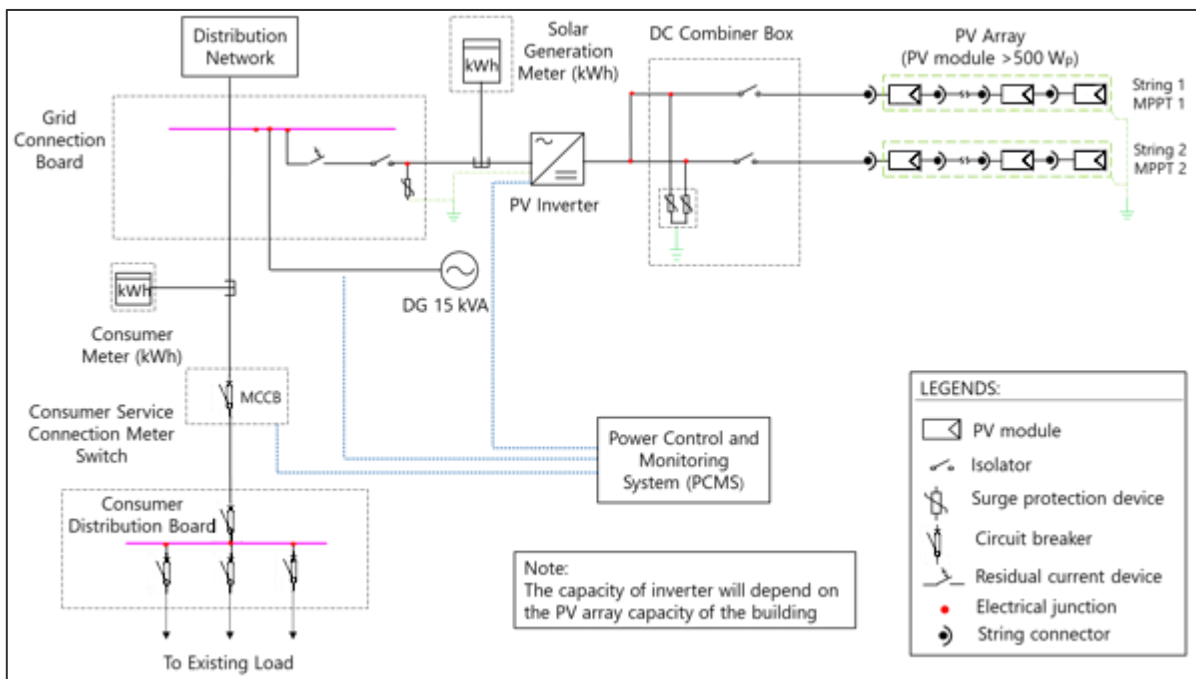


Figura 69: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Centro Hospitalar de Lobata

## SÍTIO 20: CÂMARA DISTRITAL DE LOBATA

Distrito	Lobata
Coordenadas geográficas	0.379155, 6.637134
N.º de edifícios	3 edifícios
Tipo de telhado	Inclinação (15º e 20 º)
Materiais do telhado	Edifício 1: Chapas trapezoidais de Lisaght (20º tilt) Edifício 2: Amianto (15º tilt) Edifício 3: Azulejos (15º tilt)
Orientação do telhado (azimute)	352º , 170º ,176º , 358º ,167º , 350º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	Edifício 1: 10-15 anos Edifício 2: > 15 anos Edifício 3: < 10 anos
Área útil do telhado	466 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	Edifício 1: 3 kVA, trifásico Edifício 2: 3 kVA, trifásico Edifício 3: 5 kVA, trifásico
Pico de demanda	Edifício 1: 3 kVA, edifício 2: 3 kVA, edifício 3: 5 kVA
Estimativa da demanda de energia	29 MWh/ano
Carga crítica	Edifício 1: 1 kVA (aparelhos de escritório, Internet)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	40 kVA
Capacidade fotovoltaica	48 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	62 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	22 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	40 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	922 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Painel de baixa tensão de 60 kVA a instalar para ligação à rede
Comentários	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Um edifício não é adequado para a instalação de um sistema fotovoltaico.</li> <li>• Os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados na sede do distrito e no edifício do mercado.</li> <li>• Existe um gerador a gás/óleo no complexo do mercado e a energia é fornecida aos edifícios de escritórios durante as falhas de energia.</li> </ul>



Figura 70: Câmara Distrital de Lobata



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 71: Fotografias do levantamento do sítio Camara Distrital De Lobata

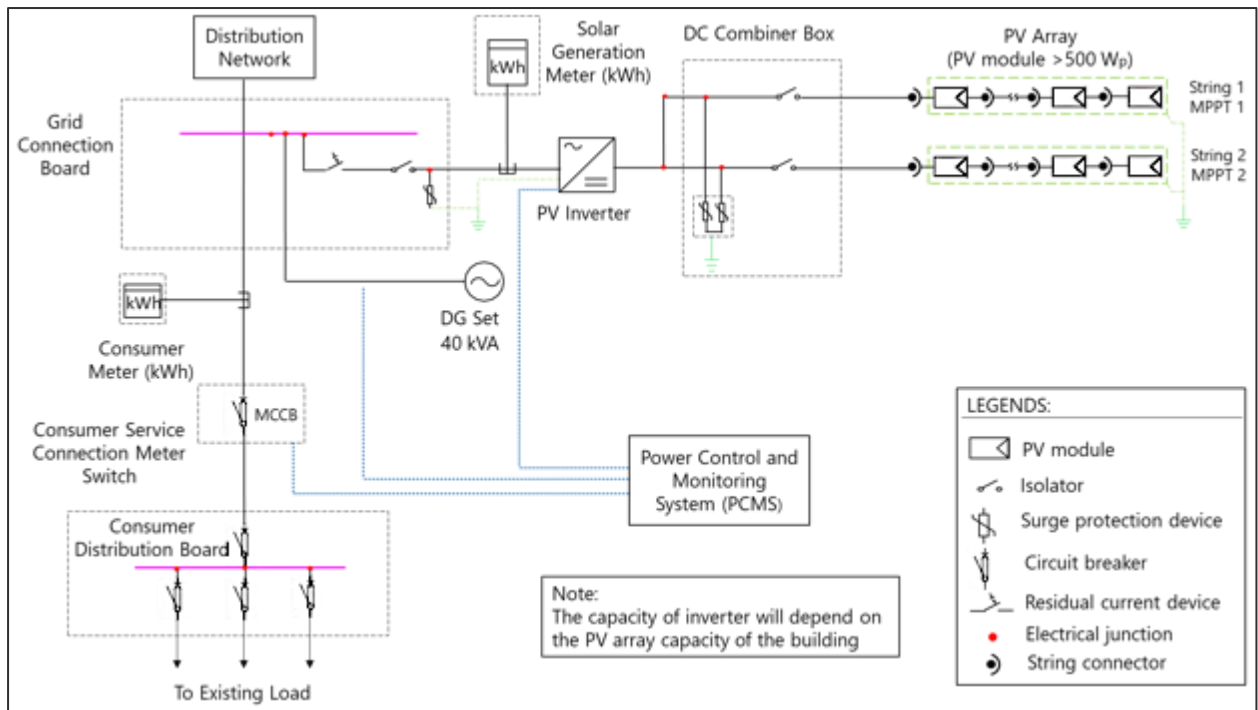


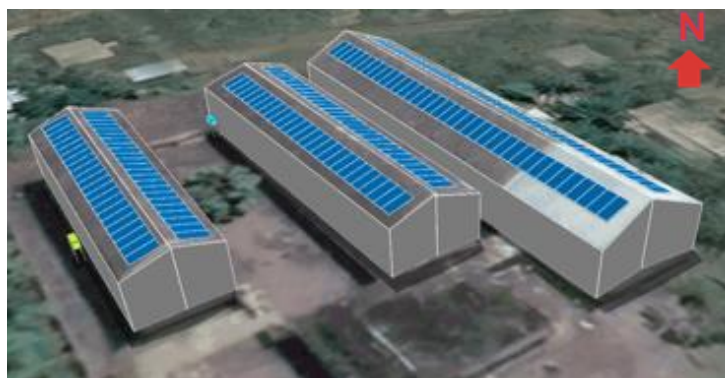
Figura 72: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado da Câmara Distrital de Lobata

## SÍTIO 21: ESCOLA SECUNDÁRIA DE NEVES

Distrito	Lembá
Coordenadas geográficas	0.357505, 6.545040
N.º de edifícios	4
Tipo de telhado	3 inclinados (15°), 1 plano
Materiais do telhado	Amianto, Metal e concreto armado
Orientação do telhado (azimute)	234°, 53°, 233°, 52°, 232° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	27 anos
Área útil do telhado	1008 m <sup>2</sup>
Condição física	Sim (o telhado do edifício concreto armado está danificado) Um telhado de amianto partido
Ligação à rede	10 kVA
Pico de demanda	10 kVA
Estimativa da demanda de energia	21 MWh/ano
Carga crítica	1 kVA (computadores)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	Não
Capacidade fotovoltaica	96 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	133 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	18 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	115 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	1968 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 120 kVA a instalar para ligação à rede



Figura 73: Escola Secundária De Neves



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)





Figura 74: Fotografias do levantamento do sítio Escola Secundária de Neves

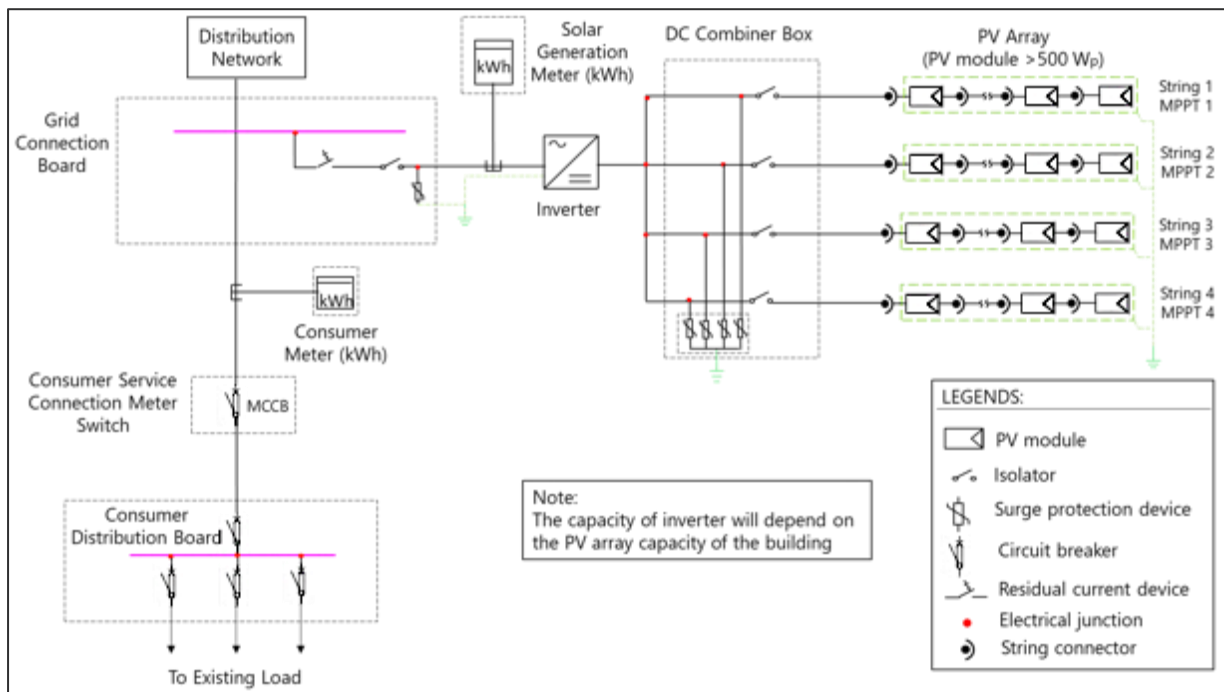


Figura 75: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado da Escola Secundária de Neves

## SÍTIO 22: ESCOLA SECUNDÁRIA DE SANTA CATARINA

Distrito	Lembá
Coordenadas geográficas	0.270007, 6.472640
N.º de edifícios	4
Tipo de telhado	Edifício 1: inclinado (15°), edifício 2: plano, edifício 3: inclinado (15°), edifício 4: inclinado (15°)
Materiais do telhado	Edifício 1: Amianto, edifício 2: concreto armado, edifício 3: Metal, edifício 4: Lisaght
Orientação do telhado (azimute)	231° , 51° , 319° , 137° , 53° , 141° , 144° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>20 anos
Área útil do telhado	378 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	10 kVA
Pico de demanda	10 kVA (computadores)
Estimativa da demanda de energia	21 MWh/ano
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Carga crítica	1 kVA
Energia de reserva	Não
Capacidade fotovoltaica	75 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	106 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	18 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	88 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	1567 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Painel de baixa tensão de 90 kVA a instalar para ligação à rede





Figura 76: Escola Secundária De Santa Catarina



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 77: Fotos do levantamento do sítio Escola Secundária de Santa Catarina

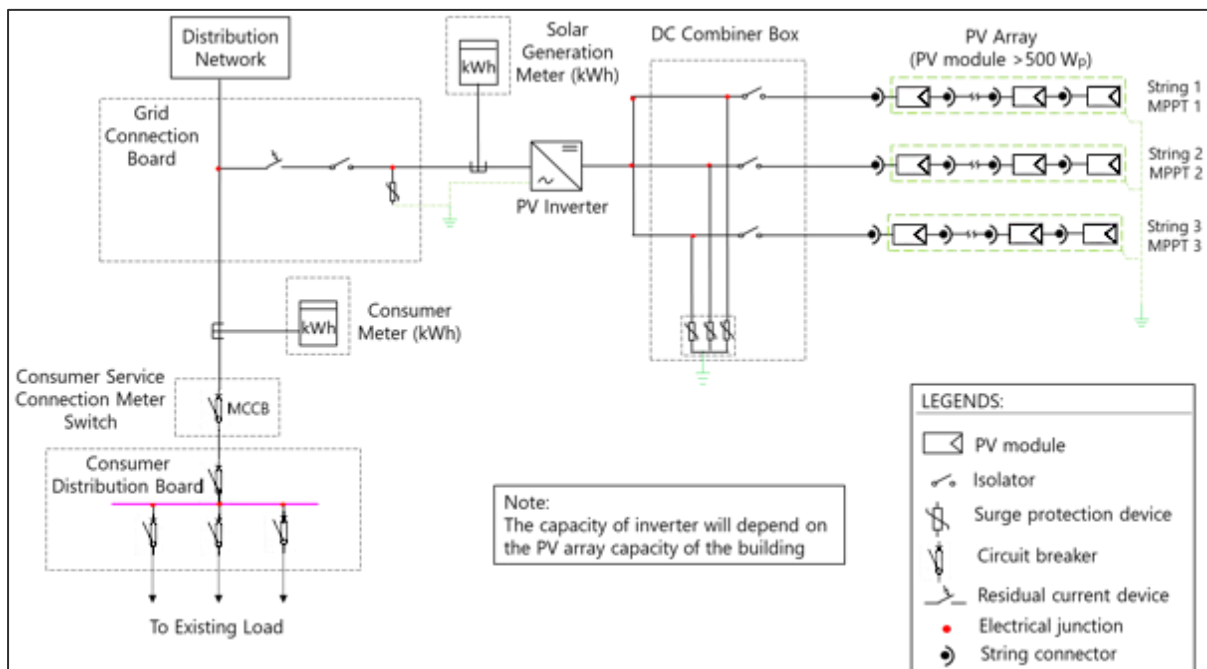


Figura 78: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado da Escola Secundária de Santa Catarina

### SÍTIO 23: POSTO DE SAÚDE DE LEMBÁ

Distrito	Lembá
Coordenadas geográficas	0.357927, 6.553228
N.º de edifícios	9
Tipo de telhado	2 edifícios com telhado plano 7 edifício com telhado inclinado
Materiais do telhado	Edifícios planos: CCR Edifícios inclinados: Amianto e metal
Orientação do telhado (azimute)	188º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>30 anos
Área útil do telhado	391 m <sup>2</sup>
Condição física	O estado dos telhados de amianto não é bom. Os telhados de CCR são adequados.
Ligação à rede	20 kVA
Pico de demanda	20 kVA
Estimativa da demanda de energia	102 MWh/ano
Carga crítica	7 kVA (equipamento de cuidados intensivos, frigoríficos)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	Não
Capacidade fotovoltaica	48 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	70 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	57 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	13 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	1036 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 60 kVA a instalar para ligação à rede
Comentários	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os edifícios com telhados de amianto não são considerados para a instalação de sistemas fotovoltaicos.</li> <li>Dois edifícios concreto armado com telhado plano são considerados para a instalação do sistema fotovoltaico.</li> </ul>



Figura 79: Posto De Saude De Lembá



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 80: Fotos do levantamento do sítio do Posto de Saúde de Lembá

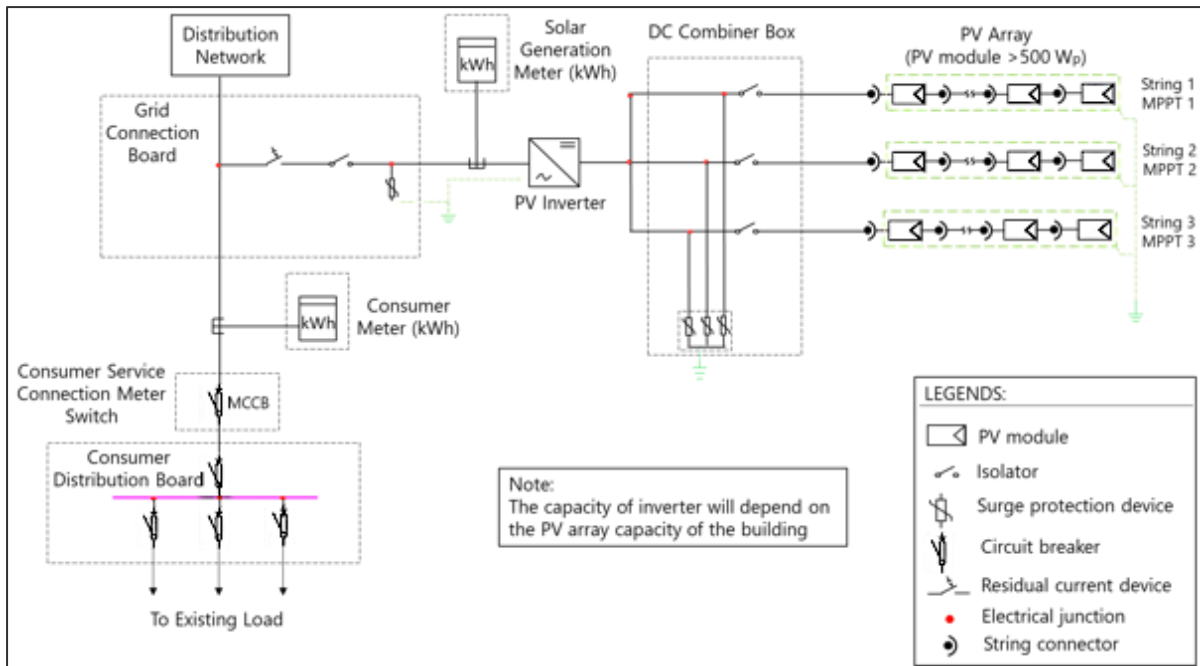


Figura 81: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Posto de Saúde de Lembá



## SÍTIO 24: CAMARA DISTRITAL DE LEMBÁ

Edifício n.º	Edifício n.º 1	Edifício n.º 2
Distrito	Lembá	Lembá
Coordenadas geográficas	0.358654, 6.544597	0.358654, 6.544597
N.º de edifícios	1	1
Tipo de telhado	Inclinação (20) °	Inclinação (12) °
Materiais do telhado	Azulejos e amianto	Metal (chapas de lisaght)
Orientação do telhado (azimute) (consulte o documento de projeto)	135° , 226° , 317° , 45°	178° , 358° , 356° , 179° , 360°
Idade do telhado	40 anos	5-6 anos
Área útil do telhado	210 m <sup>2</sup>	247 m <sup>2</sup>
Condição física	Ótimo	Bom
Ligação à rede	3 kVA, trifásico	5 kVA, trifásico (carga de congelação)
Pico de demanda	3 kVA	5 kVA
Estimativa da demanda de energia	8 MWh/ano	13 MWh/ano
Carga crítica	1 kVA (aparelhos de escritório)	5 kVA (Refrigeração)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	Não	Não
Capacidade fotovoltaica	22 kW <sub>p</sub>	25 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	30 MWh/ano (1º ano)	36 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	6 MWh/ano	10 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	24 MWh/ano	26 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	448 toneladas (vida útil)	527 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Painel de baixa tensão de 30 kVA a ser instalado para ligação à rede em ambos os edifícios	

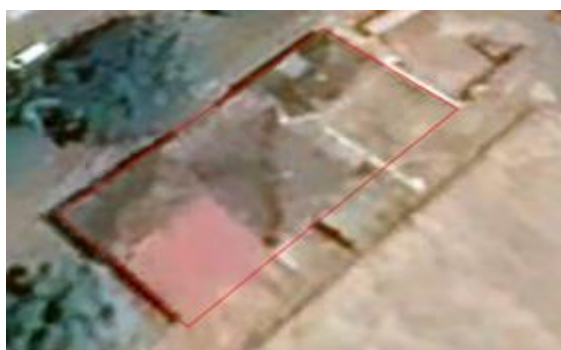
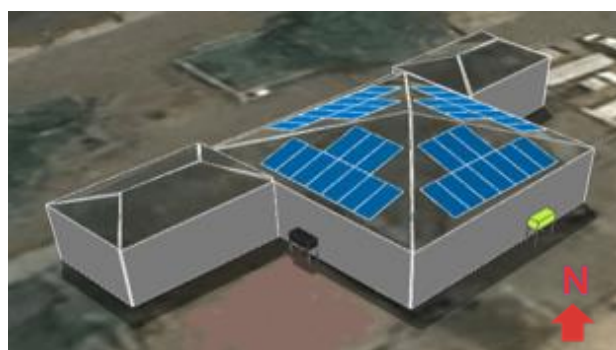


Figura 82: Câmara Distrital de Lembá (Edifício n.º 1)

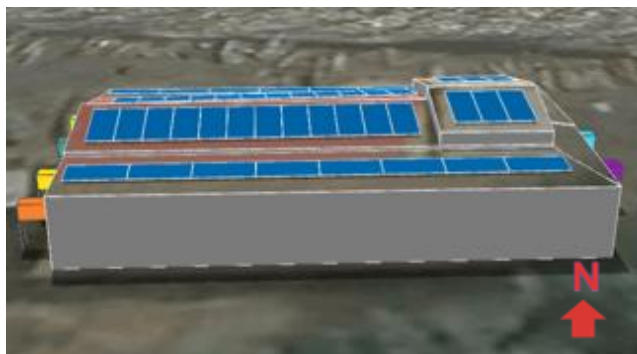


Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)





Figura 83: Câmara Distrital de Lembá (Edifício n.º 2)



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 84: Fotografias do levantamento do local da Câmara Distrital de Lembá (Edifício n.º 1)



Figura 85: Fotografias do levantamento do local da Câmara Distrital de Lembá (Edifício n.º 2)

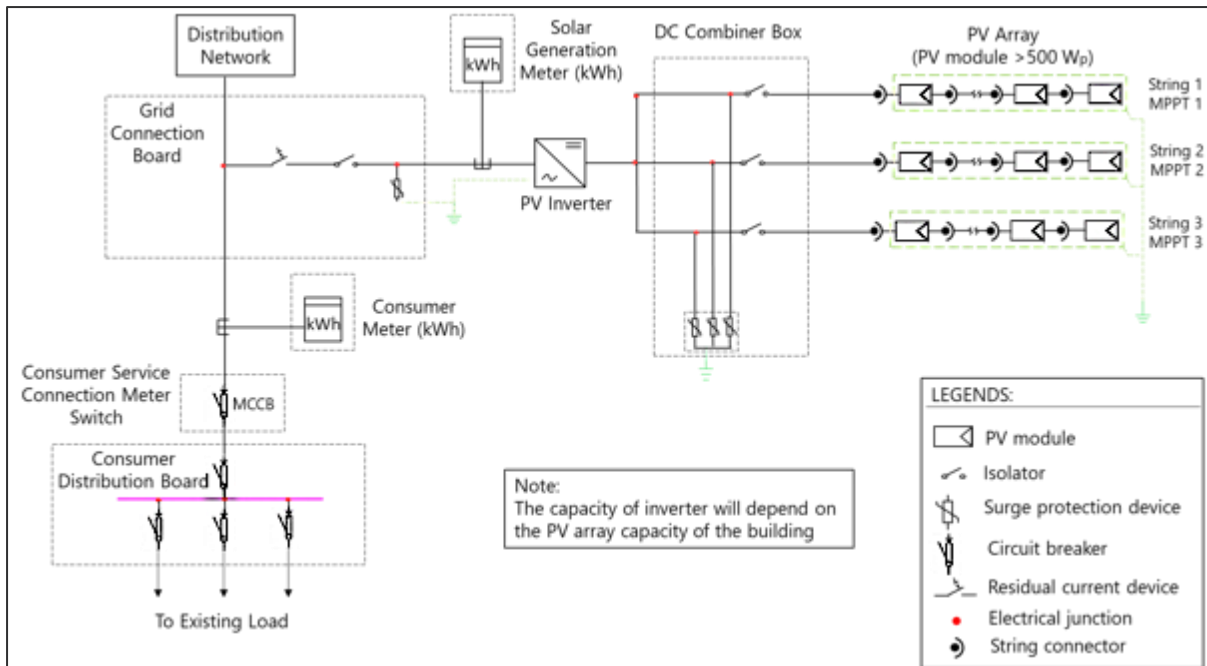


Figura 86: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado da Câmara Distrital de Lembá

## SÍTIO 25: FÁBRICA DE CHOCOLATE

Distrito	Lembá
Coordenadas geográficas	0.389749, 6.629590
N.º de edifícios	2
Tipo de telhado	Inclinação (15 )º
Materiais do telhado	Metal (chapas trapezoidais Lysaght)
Orientação do telhado (azimute)	82º , 262º , 287º , 106º , 285º , 96º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	2-3 anos
Área útil do telhado	1385 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	50 kVA, trifásico
Pico de demanda	50 kVA
Estimativa da demanda de energia	131 MWh/ano
Carga crítica	15 kVA (equipamento de processo, refrigeração)
Falta de eletricidade	50 a 60 horas por mês
Energia de reserva	3 x 20 kVA; 1 x 25 kVA
Capacidade fotovoltaica	121 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	171 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)
<b>Capacidade BESS</b>	150 kWh
Eletricidade fotovoltaica consumida	149 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	22 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	2535 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 150 kVA a instalar para ligação à rede





Figura 87: Fabrica De Chocolate



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 88: Fotografias do levantamento do sítio Fabrica De Chocolate

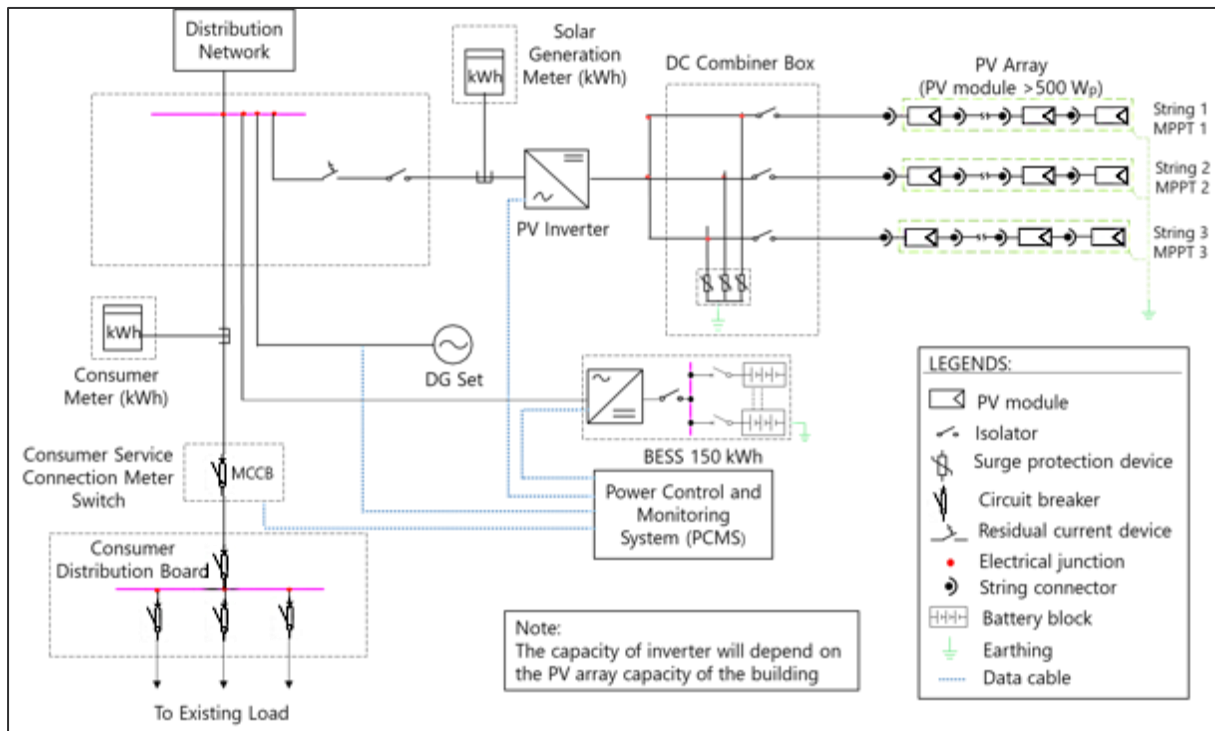


Figura 89: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado da Fabrica De Chocolate

**SÍTIO 26: DIREÇÃO REGIONAL DE AMBIENTE E COSERVAÇÃO DA NATUREZA PRÍNCIPE**

Distrito	Região Autónoma do Príncipe (RAP)
Coordenadas geográficas	1.622401, 7.402924
N.º de edifícios	1
Tipo de telhado	Inclinação (15 )º
Materiais do telhado	Azulejos
Orientação do telhado (azimute)	121º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	6-7 anos
Área útil do telhado	246 m <sup>2</sup>
Condição física	Não é bom
Ligação à rede	5 kVA, trifásico
Pico de demanda	5 kVA
Estimativa da demanda de energia	13 MWh/ano
Carga crítica	1 kVA (aparelhos de escritório, Internet)
Falta de eletricidade	180 - 200 horas por mês (da meia-noite à manhã)
Energia de reserva	Não (corte de energia diário durante 6 -8 horas, fim de semana sem energia 1-2 dias)
Capacidade fotovoltaica	33 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	48 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	10 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	38 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	708 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 40 kVA a instalar para ligação à rede
Comentários	Sugere-se a instalação num porto automóvel.

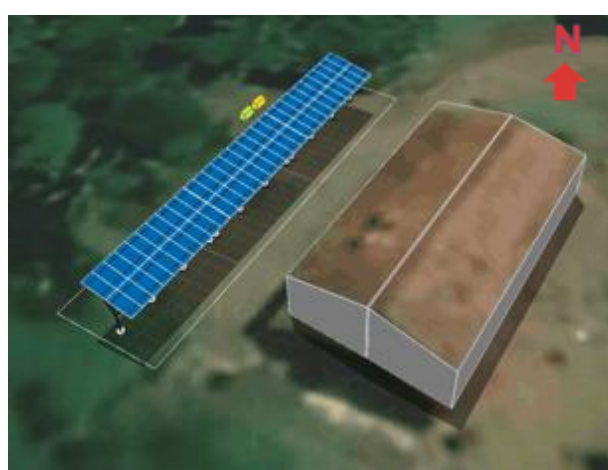




Figura 90: Direção Regional de Ambiente e Conservação da Natureza do Príncipe



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 91: Fotografias do levantamento do sítio da Direção Regional do Ambiente e Conservação da Natureza do Príncipe

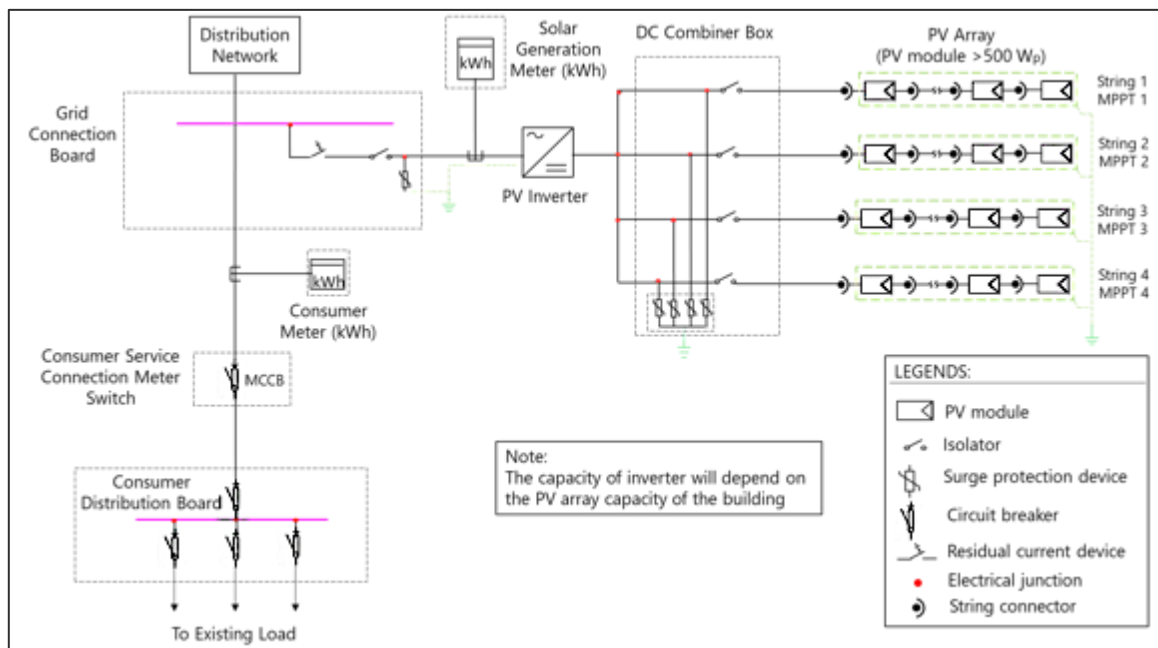


Figura 92: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico da Direção Regional do Ambiente e Conservação da Natureza do Príncipe

## SITE 27: ESCOLA DE PADRÃO

Distrito	Região Autónoma do Príncipe (RAP)
Coordenadas geográficas	1.641298, 7.419496
N.º de edifícios	2
Tipo de telhado	Novo edifício: inclinado (15 °) Edifício antigo: Apartamento em concreto armado
Materiais do telhado	Novo edifício: Chapas trapezoidais Lysaght Edifício antigo: concreto armado
Orientação do telhado (azimute)	34° , 214° ,190° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	Novo edifício: 3 anos Edifício antigo: 30 anos
Área útil do telhado	873 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	10 kVA, trifásico
Pico de demanda	10 kVA
Estimativa da demanda de energia	21 MWh/ano
Carga crítica	1 kVA (computadores)
Falta de eletricidade	180 - 200 horas por mês (da meia-noite à manhã)
Energia de reserva	Não
Capacidade fotovoltaica	114 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	164 MWh/ano (1º ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	19 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	145 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	2436 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 140 kVA a instalar para ligação à rede



Figura 93: Escola De Padrão

Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 94: Fotografias do levantamento do sítio Escola de Padrão

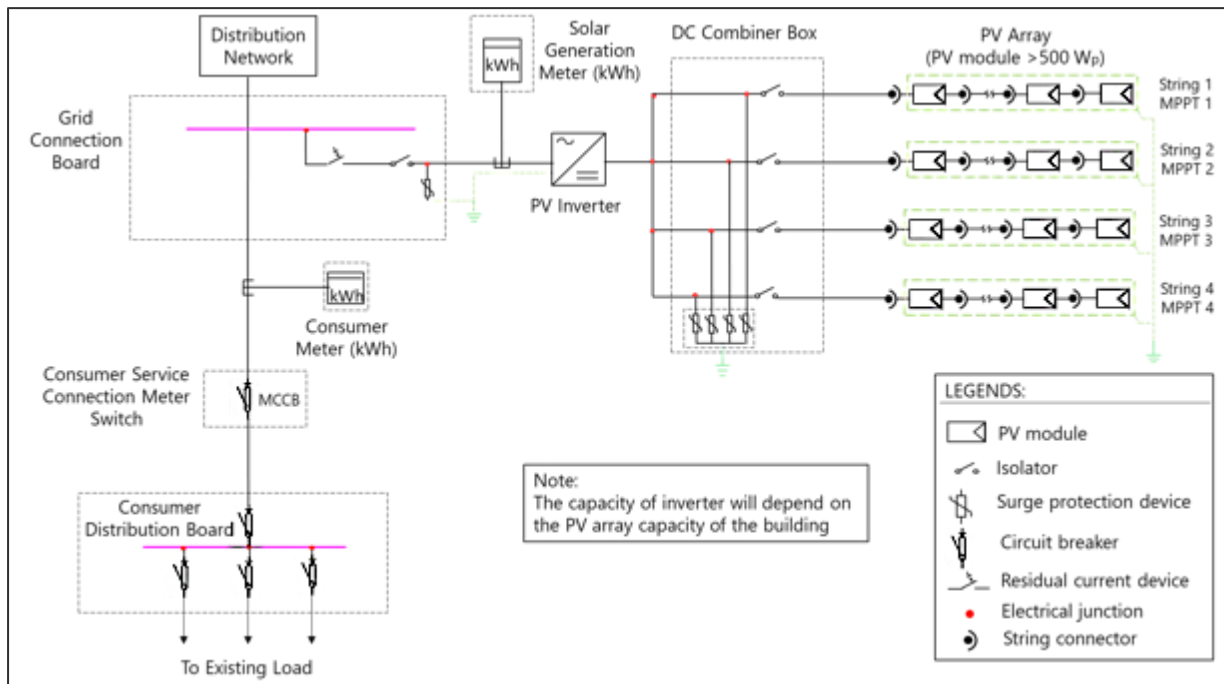


Figura 95: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado da Escola de Padrão



## SÍTIO 28: BANCO INTERNACIONAL DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE (BISTP)

Distrito	Região Autónoma do Príncipe (RAP)
Coordenadas geográficas	1.641280, 7.421113
N.º de edifícios	1
Tipo de telhado	Inclinação (20 )º
Materiais do telhado	Metal (chapas trapezoidais Lysaght)
Orientação do telhado (azimute)	315º , 135º , 223º , 134º , 48º , 316º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	9 anos
Área útil do telhado	731 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	100 kVA, trifásico
Pico de demanda	100 kVA
Estimativa da demanda de energia	262 MWh/ano
Carga crítica	25 kVA (aparelhos de escritório, Internet, luzes)
Falta de eletricidade	180 - 200 horas por mês (da meia-noite à manhã)
Energia de reserva	2 x 150 kVA
Capacidade fotovoltaica	70 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	98 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)
Capacidade BESS	300 kWh
Eletricidade fotovoltaica consumida	98 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	0 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	1461 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Nenhum
Comentários	Existe uma área de clarabóias que deve ser evitada para a instalação de módulos fotovoltaicos.

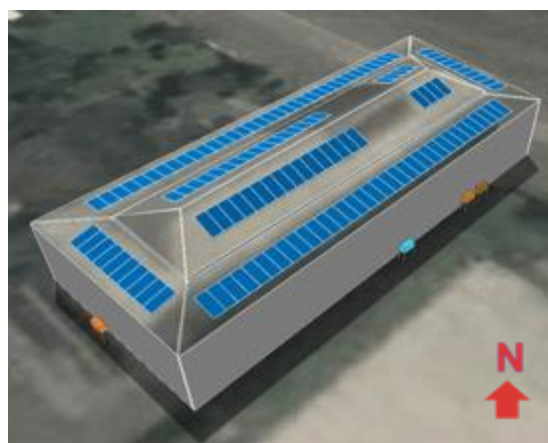


Figura 96: Banco Internacional de São Tomé e Príncipe (Bistp)



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 97: Fotografias do levantamento do sítio Banco Internacional de São Tomé e Príncipe (Bistp)

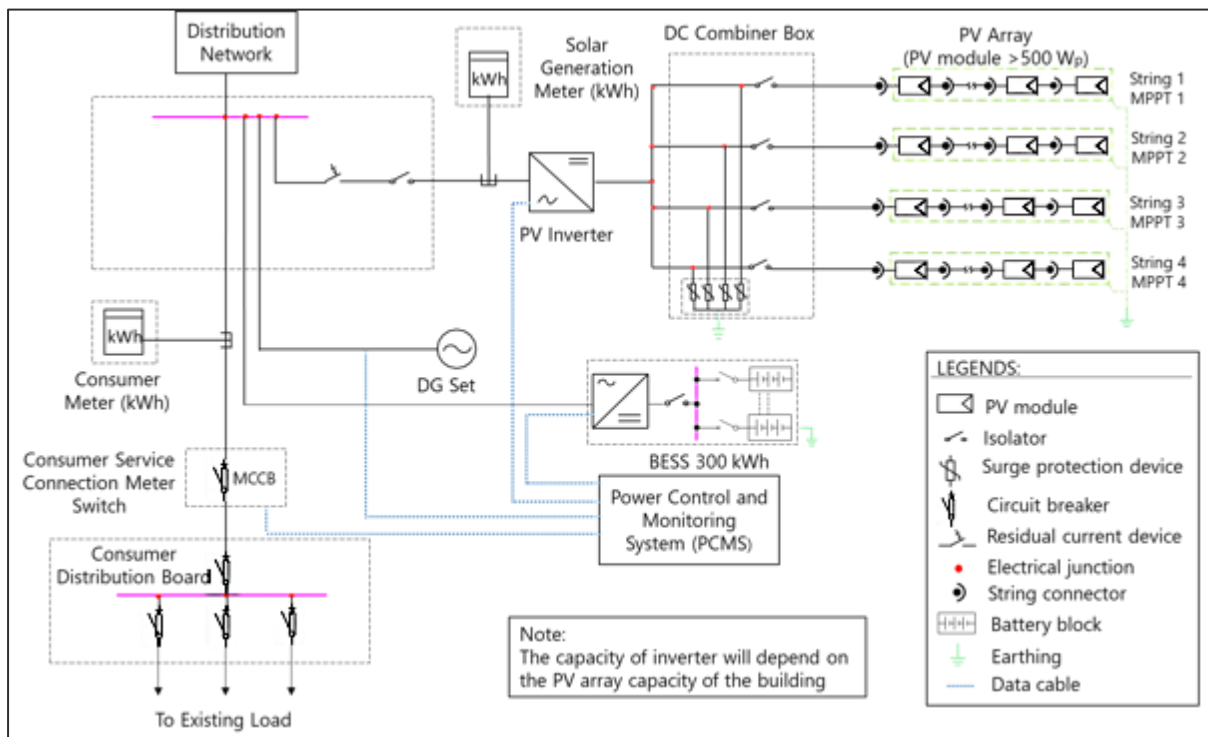


Figura 98: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Banco Internacional de São Tomé e Príncipe



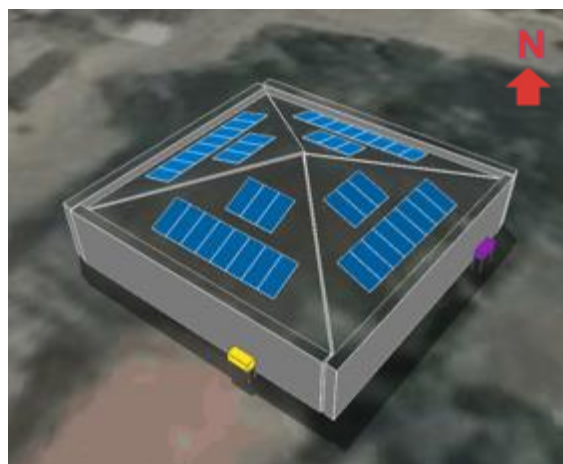


**SITE 29: CASA DA CULTURA**

Distrito	Região Autónoma do Príncipe (RAP)
Coordenadas geográficas	1.637300, 7.418969
N.º de edifícios	1
Tipo de telhado	Inclinação (20 )º
Materiais do telhado	Azulejos
Orientação do telhado (azimute)	217º , 311º , 130º , 32º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	14 anos
Área útil do telhado	225 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	10 kVA, trifásico
Pico de demanda	10 kVA
Estimativa da demanda de energia	26 MWh/ano
Carga crítica	1 kVA (computadores, luzes)
Falta de eletricidade	180 - 200 horas por mês (da meia-noite à manhã)
Energia de reserva	Sim (Não está a funcionar)
Capacidade fotovoltaica	24 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	31 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	18 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	13 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	461 toneladas (vida útil)
Requisito adicional	Painel de baixa tensão de 30 kVA a instalar para ligação à rede
Comentários	Os coqueiros em crescimento podem fazer sombra na parte inferior do telhado.



Figura 99: Casa da Cultura



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 100: Fotografias do levantamento do sítio Casa da Cultura

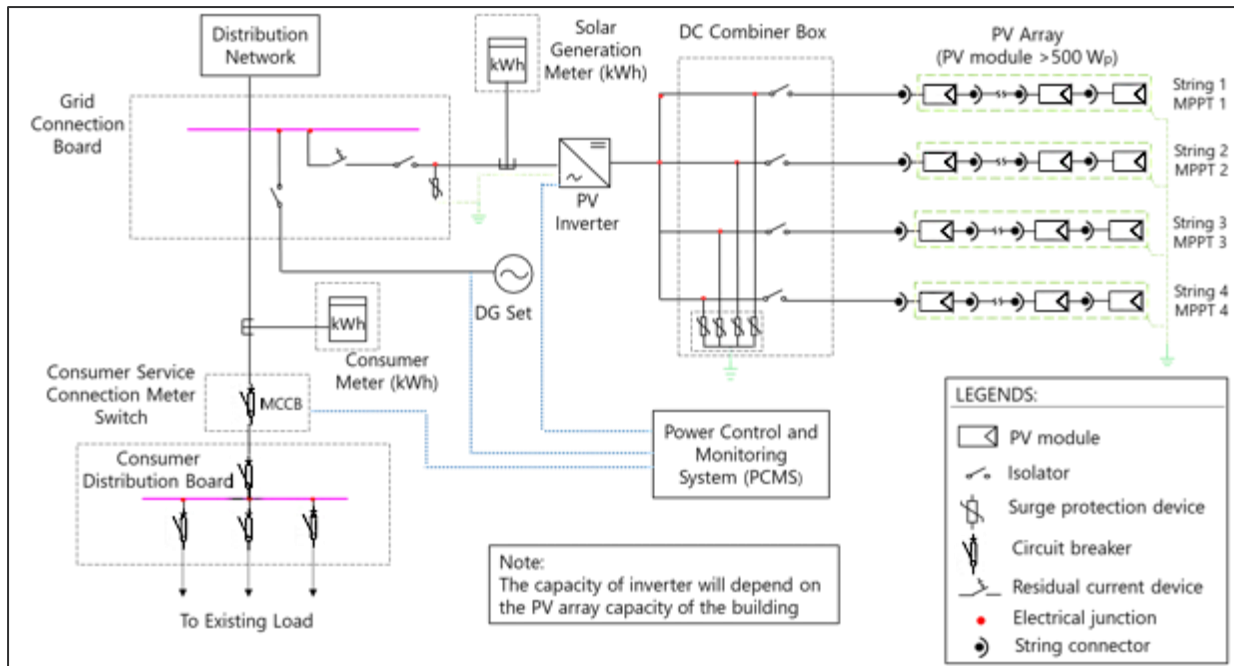


Figura 101: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado da Casa da Cultura

### SÍTIO 30: ESCOLA DE SANTO ANTÓNIO

Distrito	Região Autónoma do Príncipe (RAP)
Coordenadas geográficas	1.634786, 7.416313
N.º de edifícios	4
Tipo de telhado	3 grandes edifícios: inclinação (15 )° 1 pequeno edifício: apartamento
Materiais do telhado	Dois edifícios: Amianto Um edifício Lysaght Um edifício: CCR
Orientação do telhado (azimute)	200°, 20°, 197°, 18°, 14°, 193° (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>15 anos
Área útil do telhado	780 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	10 kVA, 3 fases
Pico de demanda	10 kVA
Estimativa da demanda de energia	21 MWh/ano
Carga crítica	1 kVA (computadores)
Falta de eletricidade	180 - 200 horas por mês (da meia-noite à manhã)
Energia de reserva	Nenhum
Capacidade fotovoltaica	78 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	110 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)
Eletricidade fotovoltaica consumida	19 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	91 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	1632 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 100 kVA a instalar para ligação à rede
Comentários	Um pequeno sistema fotovoltaico instalado num edifício que não está a funcionar.



Figura 102: Escola de Santo António



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 103: Fotografias do levantamento do sítio Escola de Santo António

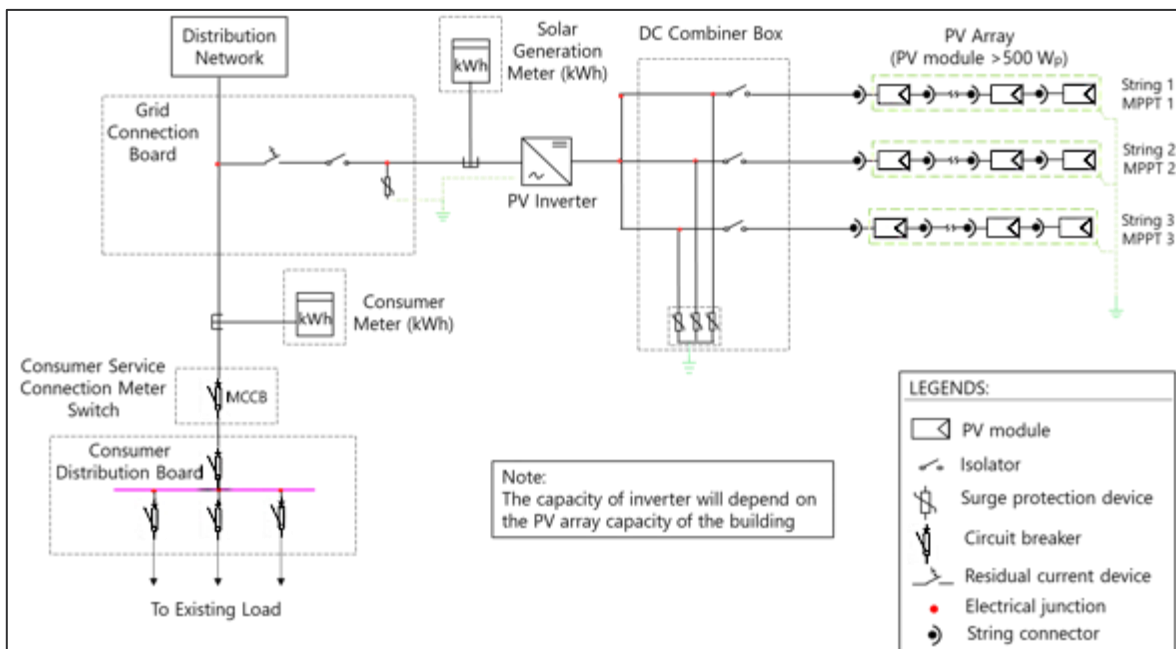


Figura 104: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado da Escola de Santo António

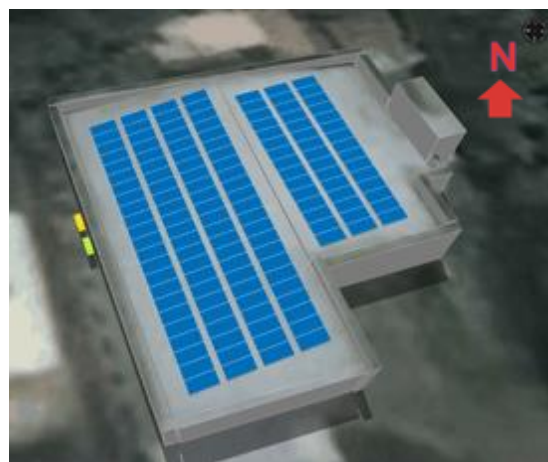


### SÍTIO 31: HOSPITAL DR. MANUEL QUARESMA DIAS DA GRAÇA

Distrito	Região Autónoma do Príncipe (RAP)
Coordenadas geográficas	1.645163, 7.421525
N.º de edifícios	2 edifícios anexos
Tipo de telhado	Inclinação (4 )º
Materiais do telhado	Amianto e metal (Lysaght)
Orientação do telhado (azimute)	246º , 64º (Consulte o documento de concessão)
Idade do telhado	>20 anos (telhado de amianto) >10 anos (telhado metálico)
Área útil do telhado	531 m <sup>2</sup>
Condição física	Bom
Ligação à rede	25 kVA, trifásico
Pico de demanda	25 kVA
Estimativa da demanda de energia	127 MWh/ano
Carga crítica	15 kVA (equipamento de cuidados intensivos, frigoríficos, luzes)
Falta de eletricidade	180 - 200 horas por mês (da meia-noite à manhã)
Energia de reserva	Gerador a gasóleo de 40 kVA
Capacidade fotovoltaica	75 kW <sub>p</sub>
Produção estimada	99 MWh/ano (1 <sup>st</sup> ano)
Capacidade BESS	150 kWh
Eletricidade fotovoltaica consumida	99 MWh/ano
Eletricidade fotovoltaica alimentada à rede	0 MWh/ano
Redução das emissões de CO <sub>2</sub>	1474 toneladas (vida útil)
Requisitos adicionais	Painel de baixa tensão de 100 kVA a instalar para ligação à rede
Comentários	Recomenda-se um sistema fotovoltaico integrado com BESS



Figura 105: Hospital Dr. Manuel Quaresma Dias da Graça



Esquema 3-D da central fotovoltaica (vista do sul)



Figura 106: Fotografias do levantamento do sítio do Hospital Dr. Manuel Quaresma Dias da Graça

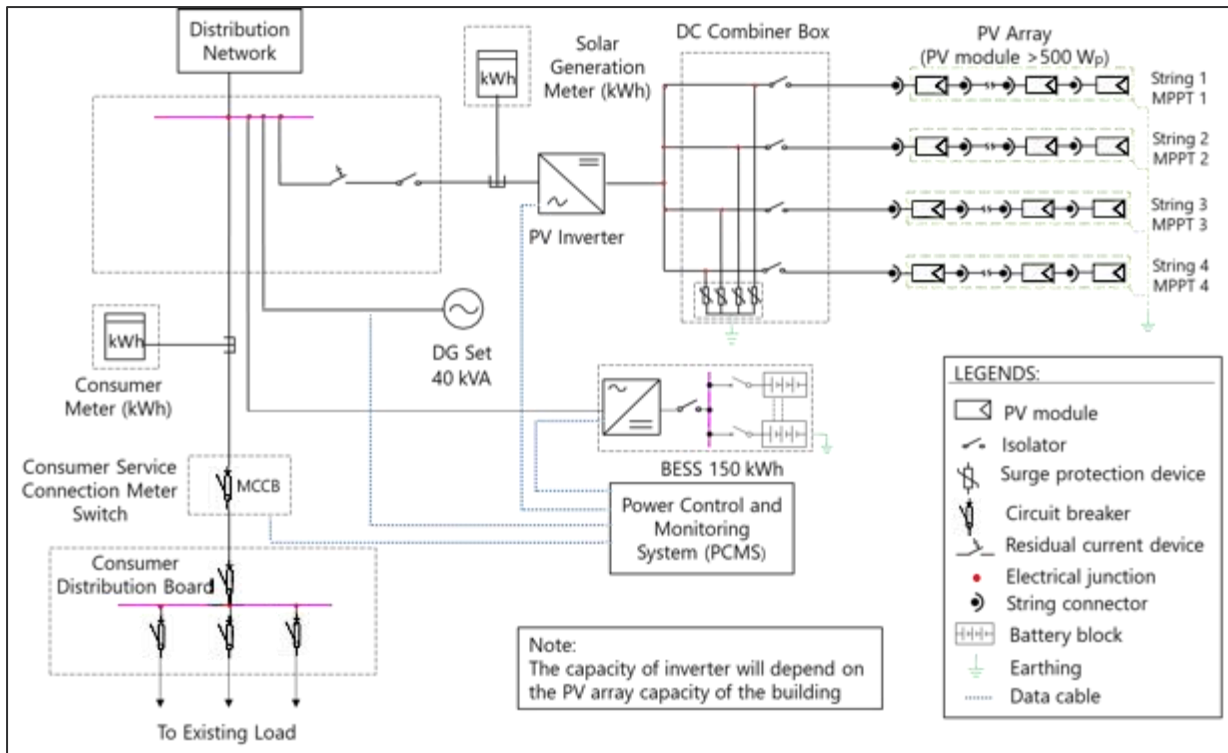


Figura 107: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico no telhado do Hospital Dr. Manuel Quaresma Dias da Graça

Tabela 11 : Resumo da capacidade da central fotovoltaica, rendimento energético e redução de GEE de todos os sítios

Sítio Não.	Nome do sítio	Capacidade da central fotovoltaica (kW) <sub>p</sub>	Estimativa Produção de energia (MWh/ano)	Emissões de gases com efeito de estufa toneladas métricas de redução (25 anos)
	<b>Ilha de São Tomé</b>			
1	Supremo Tribunal de Justiça	107	139	2068
2	Direção do Ensino Primário	32	42	622
3	Procurador/ Ministério público	14	19	275
4	Ministério da Defesa	86	111	1652
5	Autoridade Geral de Regulação (AGER)	13	17	257
6	Hospital Dr. Aires de Menezes	211	299	4440
7	Ministério das Finanças e Economia Azul	169	218	3238
8	Liceu Nacional	272	358	5315
9	Ministério da Educação	23	30	445
10	Tribunal de Contas	34	44	656
11	Liceu Nacional de Santana	93	117	1739
12	Centro Polivalente de Caué	73	104	1543
13	Escola Secundária de São João dos Angolares	24	31	455
14	Posto de Saúde	53	74	1097
15	Mercado de Bobo Foro	937	1318	19547
16	Escola Secundária Maria Manuela Margarido (MMM)	208	270	4005
17	Escola Primária de Trindade	132	172	2558
18	Liceu Mé Chinhô	249	321	4763
19	Centro Hospitalar de Lobata	8	11	162
20	Câmara Distrital de Lobata	48	62	922
21	Escola Secundária de Neves	96	133	1968
22	Escola Secundária de Santa Catarina	75	106	1567
23	Posto de Saúde de Lembá	48	70	1036
24	Câmara Distrital de Lembá	47	66	975

Sítio Não.	Nome do sítio	Capacidade da central fotovoltaica (kW) <sub>p</sub>	Estimativa Produção de energia (MWh/ano)	Emissões de gases com efeito de estufa toneladas métricas de redução (25 anos)
25	Fábrica de Chocolate	121	171	2535
	Total para a ilha de São Tomé	3173	4303	63840
<b>Ilha do Príncipe</b>				
26	Direção Regional de Ambiente e Conservação da Natureza Príncipe	33	48	708
27	Escola de Padrão	114	164	2436
28	Banco Internacional de São Tomé e Príncipe (BISTP)	70	98	1461
29	Casa da Cultura	24	31	461
30	Escola de Santo António	78	110	1632
31	Hospital DR. Manuel Quaresma Dias Da Graça	75	99	1474
	Total para o Príncipe	394	550	8172
	<b>Total para São Tomé e Príncipe</b>	<b>3567</b>	<b>4853</b>	<b>72012</b>

### 3.4 CAPACIDADE AGREGADA DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

A capacidade da central fotovoltaica foi determinada para cada local após a concessão do layout da central com base nas áreas livres de sombras disponíveis adequadas para a instalação de matrizes fotovoltaicas. A capacidade da central fotovoltaica para cada local é apresentada na Tabela 11. A capacidade fotovoltaica agregada que pode ser instalada em 31 locais estudados é de 3567 kWp com 3173k Wp no total para a Ilha de São Tomé e 394 kWp na Ilha do Príncipe. No entanto, nem todos os locais são adequados para a instalação da capacidade fotovoltaica total devido à limitação da atual infraestrutura de ligação à rede. Com base na infraestrutura de ligação à rede disponível, é possível instalar 1265 kWp de capacidade fotovoltaica sem atualizar a instalação de ligação à rede no local. Na secção 3.3 são feitas recomendações específicas para cada local.

### 3.5 ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA

A estimativa da produção de energia para cada local foi simulada separadamente utilizando o software Solar Lab. Foram gerados relatórios separados para cada local e carregados para a sala de dados criada no OneDrive. A estimativa da produção de energia para cada sítio é apresentada na Tabela 13. A produção total de energia de todos os 31 locais é estimada em 4853 MWh por ano (primeiro ano). A produção de energia das centrais fotovoltaicas sofrerá uma degradação, que é considerada de 0,5% por ano.





### 3.6 REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA

O quarto Inventário de Emissões e Remoções de Gases com Efeito de Estufa (IGEE) para São Tomé e Príncipe é compilado utilizando a metodologia descrita nas diretrizes do Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas (IPCC) de 2006, em contraste com os inventários anteriores que se basearam nas diretrizes do IPCC de 1996. Os gases contabilizados no cálculo das emissões de gases com efeito de estufa incluem o Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ), o Metano ( $\text{CH}_4$ ), o Óxido Nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) e os Hidrofluorocarbonetos (HFC).

De acordo com o Plano Nacional de Ação para a Adaptação às Alterações Climáticas, São Tomé e Príncipe emite 568.663,87 toneladas métricas de  $\text{CO}_2$  equivalente, enquanto absorve 1.544.545,2 toneladas métricas de  $\text{CO}_2$  equivalente. As duas maiores fontes de emissão de gases com efeito de estufa são os sectores da energia e dos transportes, principalmente devido à utilização de combustíveis fósseis e à queima de lenha [1].

O Plano de Ação Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas de São Tomé e Príncipe propõe ainda as seguintes soluções para a mitigação das emissões de gases com efeito de estufa no sector da energia:

- Aplicar medidas para parar a degradação das florestas, adoptando tecnologias que diminuam a dependência da lenha para fins energéticos, tais como fogões melhorados.
- Criar estações de água equipadas com tecnologias e conhecimentos acessíveis à escala nacional.
- Diversificar as fontes de energia renováveis para além da hidroeletricidade, incluindo a biomassa, a energia solar, a energia eólica e outras, para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis. Isto implica a realização de uma avaliação exaustiva dos recursos energéticos disponíveis.

A implementação do PANER e do PANEE destina-se a trazer vantagens ambientais substanciais, diminuindo nomeadamente as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) no sector da energia. O objetivo é cumprir a meta delineada nas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC) para 2021, visando uma redução de 27% nas emissões até 2030.

De acordo com o relatório de recomendação de linha de base normalizada da CQNUAC, o fator de emissão para sistemas de eletricidade de rede aplicável a projectos solares e eólicos é de 0,660  $\text{tCO}_2/\text{MWh}$  para São Tomé e Príncipe. Este valor é utilizado para estimar a redução das emissões de  $\text{CO}_2$  dos projectos solares propostos.

A Tabela 13 mostra a redução estimada das emissões de gases com efeito de estufa de cada sítio estudado (em toneladas métricas equivalentes de  $\text{CO}_2$ ). A produção estimada de energia solar a partir da capacidade agregada das centrais fotovoltaicas de 3567  $\text{kW}_p$  é de 4853 MWh por ano, contribuindo para uma redução das emissões de gases com efeito de estufa de 3203  $\text{tCO}_2$  equivalente. Considerando a degradação da produção de energia fotovoltaica a 0,5% por ano, a redução total estimada das emissões de  $\text{CO}_2$  durante os 25 anos de vida do projeto para os 31 locais é de 72012 toneladas métricas. Isto contribuirá para uma redução de 0,51% da atual emissão equivalente de  $\text{CO}_2$  por ano.

### 3.7 AVALIAÇÃO DA INTEGRAÇÃO DA REDE

A secção 3.3 apresenta a carga ligada à rede de cada local estudado. Todos os locais estudados têm ligações à rede trifásica. As centrais fotovoltaicas com capacidade equivalente podem ser instaladas sem qualquer alteração na infraestrutura de ligação à rede. Para os locais onde a capacidade potencial da central fotovoltaica é marginalmente superior à carga ligada, são necessárias actualizações da infraestrutura da rede dentro das instalações. Para os locais onde a capacidade da central fotovoltaica é substancialmente superior à carga ligada, a ligação de toda a capacidade da central fotovoltaica nas instalações do edifício não será



viável. Nesses casos, são necessárias actualizações da infraestrutura da rede até ao nível em que os sistemas FV devem ser ligados. Tabela 12 resume a capacidade estimada da central fotovoltaica, a capacidade de ligação à rede sem grandes alterações ou actualizações e a capacidade instalada do gerador a gásóleo de reserva nos locais estudados.

Tabela 12 : Resumo dos edifícios com capacidade de ligação à rede

Sítio Não.	Nome do sítio	Capacidade da central fotovoltaica (kW) <sub>p</sub>	Capacidade de ligação à rede (kVA)	Gerador diesel instalado (kVA)
	<b>Ilha de São Tomé</b>			
1	Supremo Tribunal de Justiça <b>SÍTIO</b>	107	45	25
2	Direção do Ensino Primário	32	20	25
3	Procurador/ Ministério público	14	14	25
4	Ministério da Defesa	86	25	25
5	Autoridade Geral de Regulação (AGER)	13	13	16
6	Hospital Dr. Aires de Menezes	211	211	540
7	Ministério das Finanças e Economia Azul	169	50	100
8	Liceu Nacional	272	25	40
9	Ministério da Educação	23	23	40
10	Tribunal de Contas	34	34	100
11	Liceu Nacional de Santana	93	25	0
12	Centro Polivalente de Caué	73	31	0
13	Escola Secundária de São João dos Angolares	24	5	0
14	Posto de Saúde	53	15	20
15	Mercado de Bobo Foro	937	100	0
16	Escola Secundária Maria Manuela Margarido (MMM)	208	150	150
17	Escola Primária de Trindade	132	25	0
18	Liceu Mé Chinhô	249	150	125
19	Centro Hospitalar de Lobata	8	8	25
20	Câmara Distrital de Lobata	48	11	40
21	Escola Secundária de Neves	96	10	0
22	Escola Secundária de Santa Catarina	75	10	0
23	Posto de Saúde de Lembá	48	20	40
24	Câmara Distrital de Lembá	47	10	0

Sítio Não.	Nome do sítio	Capacidade da central fotovoltaica (kW) <sub>p</sub>	Capacidade de ligação à rede (kVA)	Gerador diesel instalado (kVA)
25	Fábrica de Chocolate	121	50	85
	Total para a ilha de São Tomé	3173	1080	1421
	<b>Ilha do Príncipe</b>			
26	Direção Regional de Ambiente e Conservação da Natureza Príncipe	33	5	0
27	Escola de Padrão	114	10	0
28	Banco Internacional de São Tomé e Príncipe (BISTP)	70	100	300
29	Casa da Cultura	24	10	25
30	Escola de Santo António	78	10	0
31	Hospital DR. Manuel Quaresma Dias Da Graça	75	50	40
	Total para o Príncipe	394	185	365
	<b>Total para São Tomé e Príncipe</b>	<b>3567</b>	<b>1265</b>	<b>1786</b>

### 3.8 MODERNIZAÇÃO DA REDE ELÉCTRICA

De acordo com o Plano de Ação Nacional para a Eficiência Energética (PANEE) e o Plano de Ação Nacional para as Energias Renováveis (PANER), o sistema de rede em São Tomé e Príncipe tem perdas de cerca de 33%, das quais 11% são perdas técnicas e os restantes 22% são perdas comerciais (EMAE 2019). O PANEE refere que o governo de STP tem como objetivo reduzir as perdas totais da rede para 30% até 2030 e 8% até 2050, limitando as perdas técnicas a 5% e as perdas comerciais a 3%. Em resumo, há imenso espaço para melhorar a infraestrutura de rede do país. O relatório também recomenda a introdução de normas de EE e a redução da procura de energia, o que terá um impacto positivo na penetração das ER na rede. As principais razões para as perdas técnicas são a monitorização, inspeção e manutenção inadequadas dos activos da rede.

Será necessária a seguinte atualização/manutenção da rede para integrar os sistemas fotovoltaicos distribuídos nos telhados nos sistemas de distribuição e as centrais fotovoltaicas centralizadas na rede de transporte ao nível de média tensão.

- 1) **Pequenas melhorias nas instalações dos consumidores:** Inclui a instalação de uma caixa de ligação à rede adicional com um disjuntor manual, um dispositivo de corrente residual (RCD), um dispositivo de protecção contra sobretensões (SPD), um contador de energia e um dispositivo de exportação zero na ausência de um quadro de contagem líquida.
- 2) **Grande atualização no ponto de interconexão (POI):** Isto é necessário quando a capacidade do sistema FV é maior do que a atual capacidade de transporte da ligação à rede existente nas instalações/edifício. Neste caso, a instalação fotovoltaica tem de ser ligada num local onde exista uma capacidade de transporte de corrente adequada. Dependendo da capacidade do sistema FV, este ponto de interconexão (POI) pode ser ao nível da BT mas fora do edifício/instalações ou a um nível de tensão mais



elevado no transformador de distribuição ou subestação. Por exemplo, se a capacidade do sistema FV for tal que não possa ser integrada na rede do edifício mas possa ser integrada na rede de distribuição mais próxima, tem de ser criada uma linha de ligação separada com uma capacidade de transporte de corrente adequada desde as instalações do edifício até à linha de distribuição. No caso de um sistema fotovoltaico de grandes dimensões, que deve ser ligado ao nível da MT, deve ser instalado um transformador elevador e uma linha de transporte separados do sistema fotovoltaico para o POI.

- 3) **Atualização/substituição de transformadores:** Quando a capacidade da central fotovoltaica é superior à capacidade do transformador no POI, mas a linha de transporte pode transportar a energia da central fotovoltaica, o transformador deve ser substituído por um de capacidade adequada ou deve ser instalado um transformador adicional.
- 4) **Manutenção regular da rede de transporte e distribuição:** Pode ser necessária uma linha de transmissão adicional para a evacuação de energia para integrar uma grande central fotovoltaica. Uma vez que a disponibilidade da rede é essencial para o funcionamento fiável das centrais fotovoltaicas ligadas à rede, a disponibilidade de energia na rede de transporte e distribuição é fundamental para o sucesso dos projectos de energia solar. Por conseguinte, deve ser assegurada a monitorização, inspeção e manutenção regular adequadas da rede de transporte e distribuição.

## 4 ANÁLISE ECONÓMICA E DE CUSTO-BENEFÍCIO

O custo de capital inicial para projectos fotovoltaicos em telhados é estimado com base em projectos estabelecidos e em curso no país e nos custos de desenvolvimento de projectos de sistemas fotovoltaicos em telhados prevaletentes na região da África Ocidental. O custo de capital inicial estimado abrange todos os custos associados à concessão, fornecimento, instalação e colocação em funcionamento dos sistemas fotovoltaicos sem instalações de armazenamento de energia em baterias. Foi efectuada uma análise de custo-benefício do ciclo de vida para todos os sistemas propostos para cada local, considerando a capacidade de ligação à rede existente. As economias resultantes da substituição da eletricidade da rede, a redução do consumo de combustível para a produção de gásóleo, o período de retorno do investimento e o custo nivelado da eletricidade FV foram calculados utilizando um modelo financeiro. Tabela 13 apresenta os dados e pressupostos considerados para a análise financeira.

Tabela 13 : Entradas e pressupostos comuns para a análise financeira

Sl. Não.	Particularidades	Unidade	Valor
1	Custo de capital inicial para sistemas fotovoltaicos	US\$/kW <sub>p</sub>	1300
2	Produção anual de eletricidade	kWh/kW /ano <sub>p</sub>	1365
3	Custo dos sistemas de armazenamento de energia em baterias	US\$/kWh	500
4	Tarifa de eletricidade utilizada para o cálculo das economias	US\$/kWh	0.25
5	Preço de varejo do gásóleo utilizado para o cálculo das economias	US\$/litro	1.50
6	Taxa de conversão de moeda	USD : STN	1 : 23.41
7	Escalada do preço da eletricidade	% por ano	1%
8	Redução anual da produção devido à degradação	%	0.75%
9	Custos de exploração e manutenção	% do custo do projeto	1.20%
10	Escalada em O & M	%	3%
11	Taxa de juro do empréstimo a prazo [https://www.bistp.st/inicio/institucional/quem-somos/relatorio-contas/]	%	10%
12	Taxa de juro dos empréstimos para fundo de manejo	%	10%
13	Lacuna de viabilidade Financiamento do Governo/doador	% do custo do projeto	0%
14	Vida útil das instalações considerada para efeitos de amortização	Ano	25
15	Valor residual	%	10%
16	Amortização das instalações (método linear)	Percentagem por ano	3.60%
17	Património	% do custo do projeto	30%
18	Empréstimo a prazo	% do custo do projeto	70%
19	Período do empréstimo a prazo	Anos	10.00



Sl. Não.	Particularidades	Unidade	Valor
20	Fator de desconto	%	10.22%

**Nota:** O custo do projeto inclui todos os impostos e taxas. Atualmente, São Tomé e Príncipe não está sujeito a direitos de importação ou a um imposto sobre o valor acrescentado sobre os produtos de energias renováveis. Um imposto sobre serviços de 15% é aplicável a actividades como a instalação, operação e manutenção de sistemas de energias renováveis. A taxa de juro dos empréstimos a prazo é considerada 10% ao ano, podendo variar entre 8% e 12% consoante o prazo do empréstimo, o montante do empréstimo e o banco.

## 4.1 CUSTO NIVELADO DA ELETRICIDADE

A seguinte fórmula foi utilizada para determinar o custo nivelado da eletricidade (LCOE) para a produção de energia.

$$LCOE = \frac{NPV \text{ of total cost over 25 years of project life}}{NPV \text{ of electrical energy generated over 25 years}}$$

O VAL do custo total ao longo da vida do projeto foi estimado considerando o custo de operação e manutenção, a escalada, os juros do empréstimo bancário e a depreciação. O VAL da energia eléctrica produzida ao longo da vida do projeto é considerado com uma degradação da produção de 0,75% por ano. Tabela 14 apresenta o CUSTO NIVELADO DE ELETRICIDADE para sistemas fotovoltaicos com e sem sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS).

Tabela 14 : Custo nivelado da eletricidade

Tipo de sistemas fotovoltaicos	US¢ por kWh	STN por kWh
CUSTO NIVELADO DE ELETRICIDADE sem BESS	6.68	1.56
CUSTO NIVELADO DE ELETRICIDADE com BESS para 3 horas de reserva em plena carga	17.20	4.02

## 4.2 BENEFÍCIOS FINANCEIROS PARA OS CONSUMIDORES

Existem dois benefícios diretos para os consumidores de eletricidade que instalam sistemas fotovoltaicos em telhados no modelo CAPEX.

- 1) Benefícios das economias rede-eletricidade
- 2) Beneficia da redução do consumo de gásóleo quando funciona com uma carga mais baixa

Os benefícios da redução do consumo de eletricidade da rede basear-se-ão na categoria de clientes mencionada na Tabela 6. Os benefícios da redução do consumo de gásóleo serão baseados nas horas de corte de energia.

Uma vez que a maioria dos consumidores utiliza geradores a gásóleo para o fornecimento de energia de reserva durante as falhas de energia, a redução do consumo de gásóleo foi calculada após a integração do sistema fotovoltaico na sua rede eléctrica. A redução do consumo de gásóleo foi calculada com base nas economias médias a uma carga mais baixa dos grupos geradores a gásóleo e nas horas de funcionamento



durante as falhas de energia. Considera-se um período cumulativo de 60 horas de funcionamento por mês. A redução do consumo de combustível em diferentes cargas de geradores a gásóleo é apresentada na Tabela 15.

Tabela 15 : Consumo de combustível do gerador a gásóleo e economia com diferentes cargas

Tamanho do gerador (kW)	25% Carga (l/hora)	50% Carga (l/hora)	75% Carga (l/hora)	100% Carga (l/hora)	Economia a 75% da carga (l/hora)	Economia a 50% da carga (l/hora)	Economia a 25% de carga (l/hora)
20	2.27	3.41	4.92	6.06	1.14	2.65	3.79
30	4.92	6.81	9.08	10.98	1.89	4.16	6.06
40	6.06	8.71	12.11	15.14	3.03	6.44	9.08
60	6.81	10.98	14.38	18.17	3.79	7.19	11.36
75	9.08	12.87	17.41	23.09	5.68	10.22	14.01
100	9.84	15.52	21.96	28.01	6.06	12.49	18.17
125	11.73	18.93	26.88	34.45	7.57	15.52	22.71
135	12.49	20.44	28.77	37.10	8.33	16.66	24.61
150	13.63	22.33	31.80	41.26	9.46	18.93	27.63

Tabela 16 resume os benefícios financeiros para os consumidores resultantes da economia de eletricidade da rede, da redução do consumo de gásóleo e dos períodos de retorno dos seus investimentos em projectos fotovoltaicos em telhados. Observou-se que, na Ilha de São Tomé, o período de retorno típico é de cerca de cinco (5) anos com economias de eletricidade da rede e redução do consumo de gásóleo. Os locais sem gerador a gásóleo terão um período de retorno de cerca de seis (6) anos, uma vez que não há economias adicionais resultantes da redução do consumo de gásóleo. Da mesma forma, na Ilha do Príncipe, o período de retorno com um gerador a gásóleo é de cerca de três (3) anos; sem um gerador a gásóleo, o mesmo é de cerca de quatro (4) anos. Esta diferença deve-se ao facto de a tarifa de eletricidade da rede ser mais elevada na ilha do Príncipe.

Tabela 16 : Resumo das economias e do período de recuperação simples para os sítios identificados

Número do sítio	Nome do sítio	Capacidade fotovoltaica	PV estimado Produção (MWh/ano)	Eletricidade fotovoltaica diretamente consumida	Tarifa de eletricidade (USD/kWh)	Economia de eletricidade com contagem líquida (USD/ano)	Economia de eletricidade sem contagem líquida (USD/ano)	Economias do conjunto de DG sob carga (USD/ano)	Custo do sistema fotovoltaico (USD)	Período de retorno simples com net metering (Anos)	Período de retorno simples sem net metering (Anos)
<b>Ilha de São Tomé</b>											
1	Supremo Tribunal de Justiça	107	139	82	0.26	36140	21320	2621	139100	3.59	5.81
2	Direção do Ensino Primário	32	42	29	0.26	10920	7540	1742	41600	3.29	4.48

Número do sítio	Nome do sítio	Capacidade fotovoltaica	PV estimado Produção (MWh/ano)	Eletricidade fotovoltaica diretamente consumida	Tarifa de eletricidade (USD/kWh)	Economia de eletricidade com contagem líquida (USD/ano)	Economia de eletricidade sem contagem líquida (USD/ano)	Economias do conjunto de DG sob carga (USD/ano)	Custo do sistema fotovoltaico (USD)	Período de retorno simples com net metering (Anos)	Período de retorno simples sem net metering (Anos)
3	Procurador/ Ministério público	14	19	14	0.26	4940	3640	1383	18200	2.88	3.62
4	Ministério da Defesa	86	111	49	0.26	28860	12740	1742	111800	3.65	7.72
5	Autoridade Geral de Regulação (AGER)	13	17	12	0.26	4420	3120	1383	16900	2.91	3.75
6	Hospital Dr. Aires de Menezes	211	299	299	0.26	77740	77740	15805	274300	2.93	2.93
7	Ministério das Finanças e Economia Azul	169	218	97	0.26	56680	25220	4149	219700	3.61	7.48
8	Liceu Nacional	272	358	46	0.26	93080	11960	1729	353600	3.73	25.83
9	Ministério da Educação	23	30	21	0.26	7800	5460	1729	29900	3.14	4.16
10	Tribunal de Contas (com BESS)	34	44	44	0.26	11440	11440	2074	84200	6.23	6.23
11	Liceu Nacional de Santana	93	117	46	0.26	30420	11960	0	120900	3.97	10.11
12	Centro Polivalente de Caué	73	104	58	0.26	27040	15080	0	94900	3.51	6.29
13	Escola Secundária de São João dos Angolares	24	31	9	0.26	8060	2340	0	31200	3.87	13.33
14	Posto de Saúde	53	74	45	0.26	19240	11700	1383	68900	3.34	5.27
15	Mercado de Bobo Foro	937	1318	310	0.26	342680	80600	0	1218100	3.55	15.11
16	Escola Secundária Maria Manuela Margarido (MMM)	208	270	184	0.26	70200	47840	12910	270400	3.25	4.45
17	Escola Primária de Trindade	132	172	46	0.26	44720	11960	0	171600	3.84	14.35
18	Liceu Mé Chinhô	249	321	216	0.26	83460	56160	12910	323700	3.36	4.69
19	Centro Hospitalar de Lobata	8	11	11	0.26	2860	2860	1037	10400	2.67	2.67
20	Câmara Distrital de Lobata	48	62	22	0.26	16120	5720	864	62400	3.67	9.48
21	Escola Secundária de Neves	96	133	18	0.26	34580	4680	0	124800	3.61	26.67
22	Escola Secundária de Santa Catarina	75	106	18	0.26	27560	4680	0	97500	3.54	20.83
23	Posto de Saúde de Lembá	48	70	57	0.26	18200	14820	1729	62400	3.13	3.77
24	Câmara Distrital de Lembá	47	66	16	0.26	17160	4160	0	61100	3.56	14.69
25	Fabrica de Chocolate (com BESS)	121	171	149	0.26	44460	38740	5426	217300	4.36	4.92
<b>Ilha do Príncipe</b>											
26	Direção Regional de Ambiente e Conservação da Natureza Príncipe	33	48	10	0.26	12480	2600	0	42900	3.44	16.50
27	Escola de Padrão	114	164	19	0.26	42640	4940	0	148200	3.48	30.00
28	Banco Internacional de São Tomé e Príncipe E Príncipe (BISTP) (com BESS)	70	98	98	0.42	41160	41160	9404	211000	4.17	4.17
29	Casa da Cultura	24	31	18	0.26	8060	4680	691	31200	3.57	5.81



Número do sítio	Nome do sítio	Capacidade fotovoltaica	PV estimado Produção (MWh/ano)	Eletricidade fotovoltaica diretamente consumida	Tarifa de eletricidade (USD/kWh)	Economia de eletricidade com contagem líquida (USD/ano)	Economia de eletricidade sem contagem líquida (USD/ano)	Economias do conjunto de DG sob carga (USD/ano)	Custo do sistema fotovoltaico (USD)	Período de retorno simples com net metering (Anos)	Período de retorno simples sem net metering (Anos)
30	Escola de Santo António	78	110	19	0.26	28600	4940	0	101400	3.55	20.53
31	Hospital DR. Manuel Quaresma Dias da Graça (com BESS)	75	99	99	0.42	41580	41580	2634	157500	3.56	3.56

Os sistemas fotovoltaicos com BESS permitirão obter economias adicionais de gásóleo, uma vez que o BESS substituirá o gerador a gásóleo durante um determinado período de tempo, com base na capacidade do BESS e na duração das falhas de energia. No entanto, o período de retorno do investimento será mais longo devido ao custo adicional do BESS. Estes locais foram selecionados com base em discussões com os respectivos clientes.

### 4.3 BENEFÍCIOS FINANCEIROS PARA A EMPRESA DE SERVIÇOS PÚBLICOS EMAE

#### Beneficia da redução do consumo de gásóleo:

A capacidade disponível de geradores a gásóleo na ilha de São Tomé é de 16,93 MW e de 1,1 MW na ilha do Príncipe, conforme apresentado na Tabela 17.

Tabela 17: Capacidade de produção central a gásóleo disponível em São Tomé e Príncipe em 2022 [7]

Plantas	Capacidade disponível (MW)
Centrais termoelétricas de São Tomé e Príncipe	1.40
Santo Amaro I	5.10
Santo Amaro II	3.30
Santo Amaro III	6.40
Bobo Forro II	0.728
Príncipe	1.10

O consumo de combustível num gerador a gásóleo varia quando este funciona com diferentes cargas ou capacidades. O consumo de combustível diminui quando um gerador a gásóleo funciona com uma carga mais baixa. No entanto, o consumo específico de combustível, ou seja, o consumo de gásóleo por kWh de produção de eletricidade, aumenta com uma carga mais baixa. Por exemplo, quando funciona em contínuo, um gerador a gásóleo Caterpillar Cat 3516 consome 326,3 litros por hora a 100% de carga e 181,5 litros por hora a 50% de carga (Figura 108). Assim, a 50% de carga, o gerador consome menos 44,38% de combustível. No entanto, o consumo específico de combustível do gerador será de 0,255 litros/kWh a 100% de carga e de



0,284 litros/kWh a 50% de carga, o que representa um aumento de 11,37%. Assim, se este gerador funcionar durante 24 horas a 100% de carga, consumirá 7831,2 litros de gasóleo e produzirá 30720 kWh de eletricidade. Quando o gerador funcionar a 50% de carga, consumirá 4356 litros de gasóleo, produzindo 15360 kWh de eletricidade.

Performance	Standby	Mission Critical	Prime	Continuous
Frequency	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Gen set power rating with fan	1600 ekW	1600 ekW	1460 ekW	1280 ekW
Gen set power rating with fan @ 0.8 power factor	2000 kVA	2000 kVA	1825 kVA	1600 kVA
Emissions	Low Fuel	Low Fuel	Low Fuel	Low Fuel
Performance number	DM7961-03	EM0609-01	DM7962-03	DM7963-02
Fuel Consumption				
100% load with fan – L/hr (gal/hr)	405.7 (107.2)	405.7 (107.2)	370.6 (97.9)	326.3 (86.2)
75% load with fan – L/hr (gal/hr)	305.7 (80.8)	305.7 (80.8)	282.8 (74.7)	252.3 (66.6)
50% load with fan – L/hr (gal/hr)	217.3 (57.4)	217.3 (57.4)	203.1 (53.7)	181.5 (48.0)
25% load with fan – L/hr (gal/hr)	126.4 (33.4)	126.4 (33.4)	119.5 (31.6)	109.0 (28.8)

Figura 108: Consumo de combustível do grupo eletrogéneo a gasóleo Caterpillar Cat 3516 (Fonte: Caterpillar)

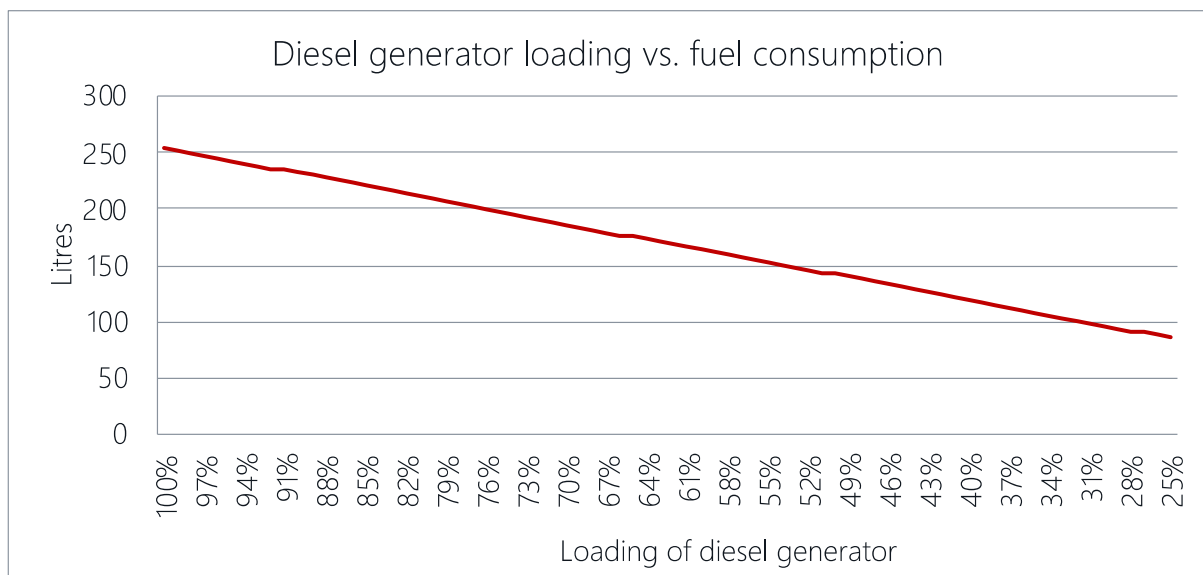


Figura 109: Consumo de combustível do gerador a gasóleo versus carga (central de 1 MW) (Fonte: Caterpillar)

As economias de gasóleo são calculadas considerando a instalação de sistemas fotovoltaicos em telhados de 1080 kW<sub>p</sub> na ilha de São Tomé e 160 kW<sub>p</sub> na ilha do Príncipe. A carga do gerador diesel é estimada com base no perfil de carga e na energia solar disponível num bloco de tempo de 15 minutos. Para a ilha de São Tomé, estima-se que as centrais solares de 1080 kW<sub>p</sub> no telhado produzirão 1,47 GWh de eletricidade anualmente e pouparão 329 000 litros de gasóleo por ano. Considerando o preço de varejo do gasóleo como STN 35 ((\$US 1,5) por litro, o montante total poupado pela EMAE com a redução do consumo de gasóleo será de cerca de US\$ 500.000 por ano. No entanto, a EMAE também perderá receitas devido ao menor consumo de eletricidade, @STN 6,03/kWh, e a perda total de receitas será de cerca de US\$ 385700. Portanto, o benefício financeiro líquido para a EMAE será de US\$ 114.300 por ano.

Do mesmo modo, na Ilha do Príncipe, as centrais solares de telhado de 185 kW<sub>p</sub> gerarão 0,27 GWh de eletricidade anualmente e pouparão 61.180 litros de gasóleo por ano. Considerando o preço de varejo do gasóleo como STN 35 por litro, o montante total poupado pela EMAE com a redução do consumo de gasóleo será de cerca de US\$ 93.100 por ano, e a perda de receitas de 270.000 kWh de eletricidade solar a STN 9,87



por kWh será de cerca de US\$ 115.865 por ano. Portanto, a perda financeira líquida para a EMAE será de US\$ 22.765 por ano.

Tabela 18 apresenta a procura mensal de eletricidade, a produção de energia solar e a economia de gásóleo na ilha de São Tomé. Tabela 19 apresenta a procura mensal de eletricidade, a produção de energia solar e a economia de gásóleo na ilha do Príncipe.

Tabela 18 : Resumo das economias de gásóleo na ilha de São Tomé

Meses	Procura de eletricidade em São Tomé (GWh)	Produção de energia solar de 1,08 MW <sub>p</sub> (GWh)	Consumo estimado de combustível sem energia solar [A] (quilo litro)	Consumo estimado de combustível a carga reduzida com energia solar [B] (quilolitro)	Economia de combustível [A]-[B] (quilo litro)
janeiro	8.42	0.13	2145	2116	28
fevereiro	7.61	0.11	1937	1913	24
março	8.42	0.13	2145	2117	28
abril	8.15	0.12	2076	2048	27
maio	8.42	0.12	2145	2118	27
junho	8.15	0.11	2076	2051	24
julho	8.42	0.12	2145	2119	26
agosto	8.42	0.12	2145	2117	28
setembro	8.15	0.13	2076	2046	30
outubro	8.42	0.14	2145	2113	32
novembro	8.15	0.13	2076	2047	28
dezembro	8.42	0.12	2145	2118	27
<b>Total</b>	<b>99.15</b>	<b>1.47</b>	<b>25252</b>	<b>24923</b>	<b>329</b>

Tabela 19 : Resumo das economias de gásóleo na ilha do Príncipe

Meses	Procura de eletricidade no Príncipe (GWh)	Produção de energia solar a partir de 185 kW <sub>p</sub> (GWh)	Consumo estimado de combustível sem energia solar [A] (quilo litro)	Consumo estimado de combustível a carga reduzida com energia solar [B] (quilolitro)	Economia de combustível [A]-[B] (quilo litro)
janeiro	0.94	0.02	238	233	5.33
fevereiro	0.85	0.02	215	211	4.55
março	0.94	0.02	238	233	5.31



Meses	Procura de eletricidade no Príncipe (GWh)	Produção de energia solar a partir de 185 kW <sub>p</sub> (GWh)	Consumo estimado de combustível sem energia solar [A] (quilo litro)	Consumo estimado de combustível a carga reduzida com energia solar [B] (quilolitro)	Economia de combustível [A]-[B] (quilo litro)
abril	0.91	0.02	231	226	5.09
maio	0.94	0.02	238	233	4.95
junho	0.91	0.02	231	226	4.46
julho	0.94	0.02	238	234	4.74
agosto	0.94	0.02	238	233	5.12
setembro	0.91	0.02	231	225	5.44
outubro	0.94	0.03	238	232	5.94
novembro	0.91	0.02	231	225	5.30
dezembro	0.94	0.02	238	233	4.95
<b>Total</b>	<b>11.02</b>	<b>0.27</b>	<b>2806</b>	<b>2745</b>	<b>61.18</b>

### Beneficie da produção evitada:

Quando a energia solar está disponível durante o dia, a carga nos geradores a diesel será reduzida, reduzindo o consumo de combustível, como explicado na secção anterior. Quando vários geradores funcionam em paralelo, é possível desligar certos geradores com base na procura de energia e na energia solar disponível durante o dia, como mostra a Figura 110. No entanto, para garantir a estabilidade do fornecimento de energia, a produção de energia solar deve ser estável e firme, o que é diferente em situações reais.

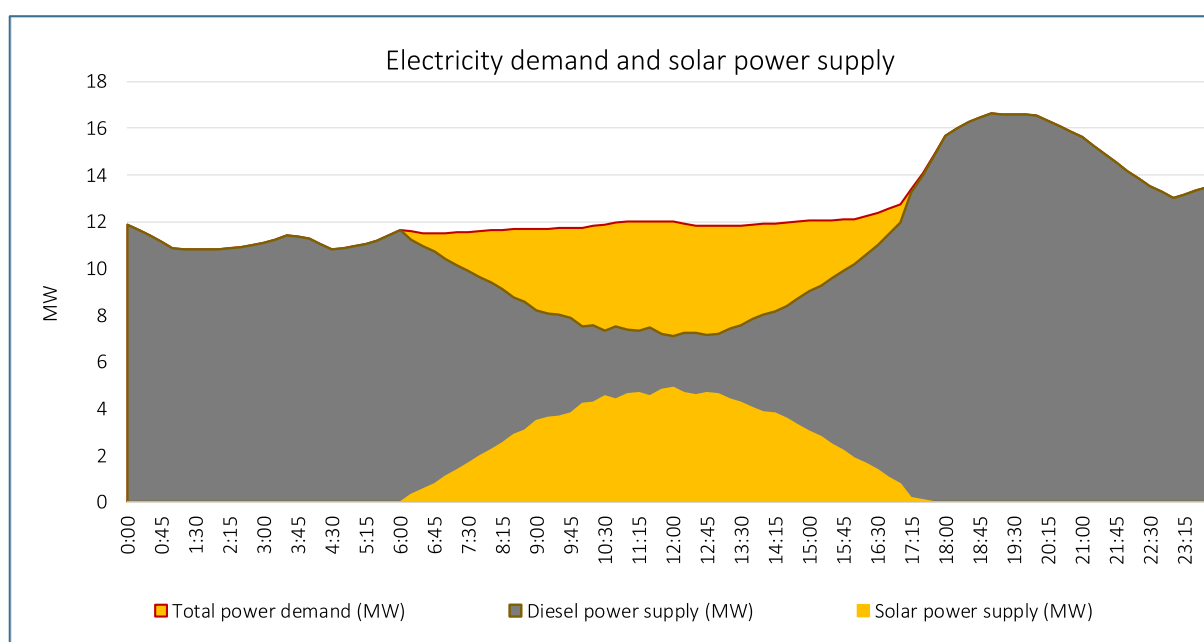


Figura 110: Perfil de carga num dia típico e contribuição média da energia solar



Um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) é uma opção viável para estabilizar esta variação da produção de energia solar e assegurar um perfil de produção de energia solar suave. A capacidade de armazenamento de energia das baterias para estabilizar a energia solar é determinada com base na cobertura diurna de nuvens no céu, que é discutida na secção seguinte.

### Beneficie da atualização diferida da rede:

O sistema de distribuição de energia eléctrica de São Tomé e Príncipe necessita de renovação e de grandes actualizações para integrar os grandes geradores de energia renovável. A instalação de sistemas distribuídos de energia renovável, como os sistemas fotovoltaicos nos telhados, aliviará a carga do sistema de distribuição, uma vez que estes geram e consomem energia localmente. Isto reduzirá a perda óhmica, melhorará o descongestionamento do sistema de distribuição e estabilizará os componentes da rede. Por conseguinte, a instalação de sistemas fotovoltaicos distribuídos nos telhados, com ou sem BESS, adiará o investimento necessário para a modernização da rede.

## 4.4 NECESSIDADE DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Figura 111 abaixo mostra o perfil médio de geração solar derivado dos valores médios diários de radiação solar. No entanto, a disponibilidade da radiação solar é variável devido à presença de nuvens na atmosfera. Por conseguinte, a produção das centrais de energia solar também será variável. Um perfil típico diário de produção de energia solar é sobreposto ao perfil médio de produção na Figura 111.

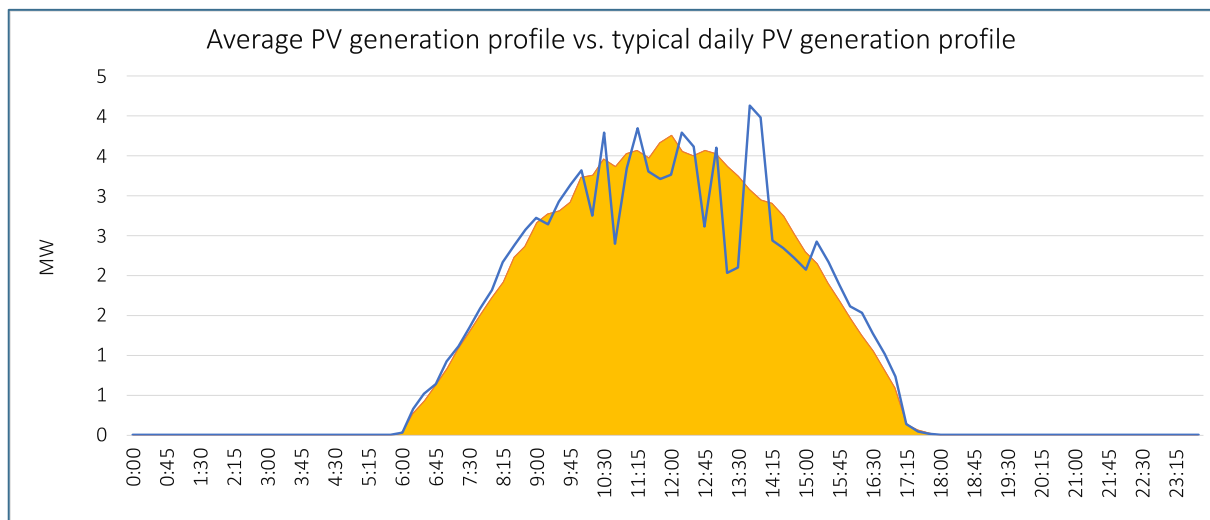


Figura 111: Perfil da produção de energia solar - média e efectiva num dia típico

A quantidade de variação ou mudança na produção de energia num determinado momento será determinada pela presença de nuvens no céu. Figura 112 apresenta a cobertura diurna de nuvens em São Tomé e Príncipe; a cobertura máxima entre as 8 e as 16 horas é de 78%.

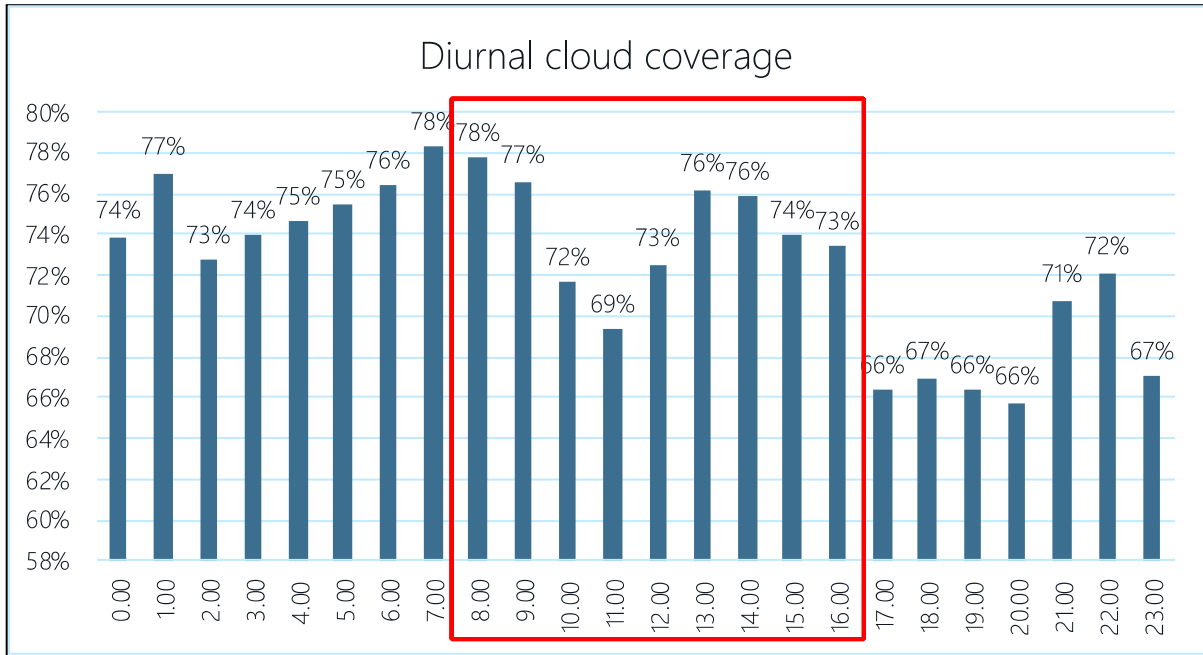


Figura 112: Cobertura diurna de nuvens de São Tomé e Príncipe (Fonte: NASA)

Para ultrapassar a variação na produção de energia, pode ser utilizado um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) para suavizar o perfil de produção. Por conseguinte, a utilização de BESS numa localização central ou na extremidade dos consumidores é necessária para fornecer energia firme a partir das centrais solares num perfil de produção previsto. O funcionamento dos grupos geradores a gásóleo pode ser programado com uma produção de energia solar firme e programável.

Figura 113 apresenta o excedente e o déficit de produção de energia solar em relação à produção média estimada de energia de uma central solar de 1 MW<sub>p</sub>.

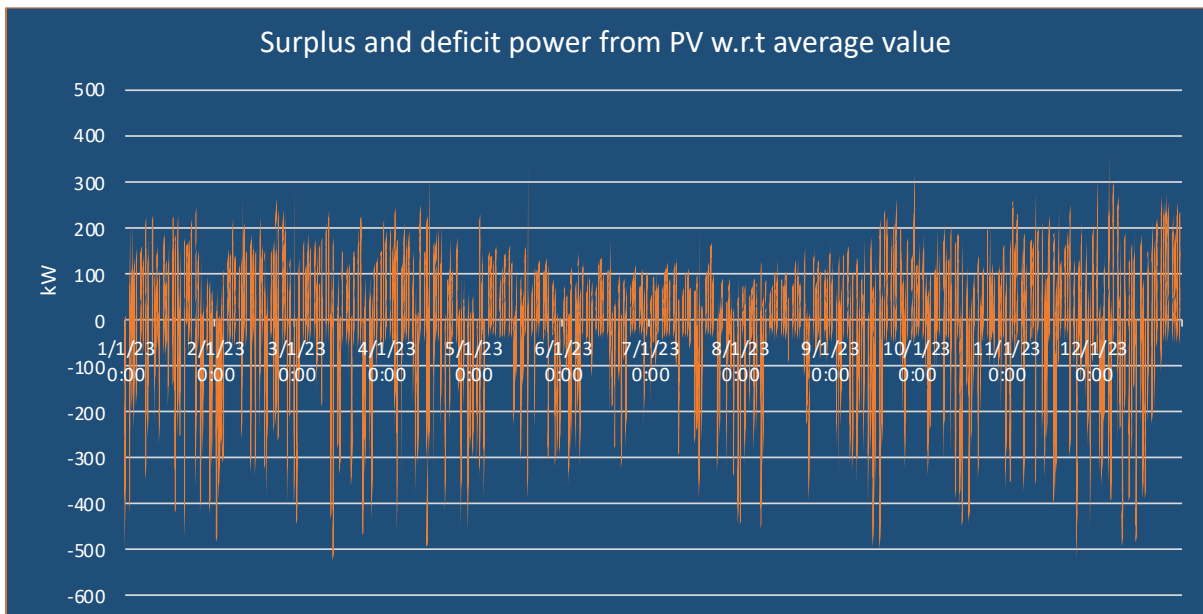


Figura 113 : Excedente e déficit de energia da central fotovoltaica de 1 MW<sub>p</sub> em relação ao valor médio

O déficit máximo de potência em relação ao valor médio é de 526 kW para um intervalo de 15 minutos de dados solares. No entanto, as ocasiões de déficit de potência de 500 kW, ou mais, ocorrem apenas 3 vezes por ano. Figura 114 mostra o número de ocasiões de déficit de potência a diferentes níveis. Os

proprietários/operadores do projeto podem decidir em que nível de déficit de energia pretendem fazer funcionar a central de energia solar com uma energia firme pré-determinada com base no custo do sistema de baterias e/ou com base em requisitos regulamentares.

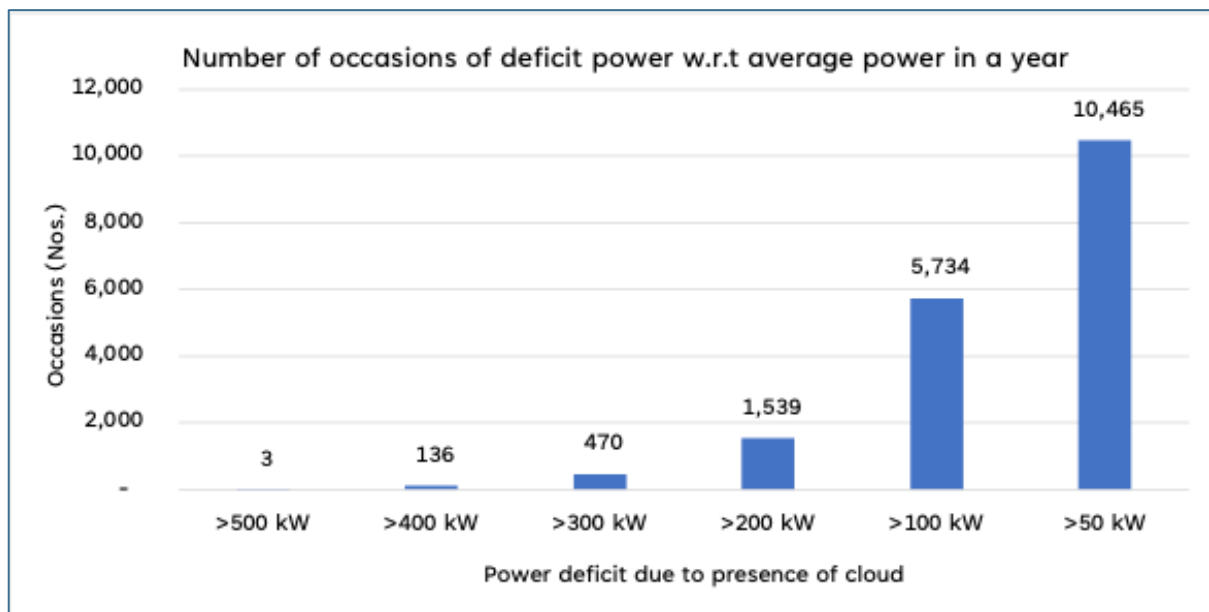


Figura 114 : Número de ocasiões de déficit de potência em relação ao valor médio em diferentes níveis

Por outro lado, a capacidade de energia da bateria necessária basear-se-á na duração do déficit de potência em relação à potência firme média que se pretende fornecer. Para este efeito, a capacidade de energia das baterias é dimensionada para um dia típico, considerando o pior dia (com um déficit de energia mais elevado e com maiores ocasiões de déficit de energia) num ano. Este exercício foi efectuado utilizando a ferramenta interna de dimensionamento de baterias do GSES para uma central de energia solar à escala da rede pública para 365 dias de um ano típico com um intervalo de tempo de 15 minutos. Com base na análise, estima-se que a capacidade máxima de armazenamento de baterias necessária por MW<sub>p</sub> de central fotovoltaica instalada em STP seja de 3200 kWh com cobertura máxima de nuvens, e a capacidade média de baterias necessária por MW<sub>p</sub> de capacidade instalada de energia solar é de 800 kWh. Neste caso, os proprietários/operadores do projeto podem também decidir qual o nível de potência média que pretendem para fazer funcionar a central de energia solar com a certeza de energia firme com base no custo do sistema de baterias, no plano de economia de gasóleo e/ou nos requisitos regulamentares.

#### 4.5 ESTRATÉGIA PARA MINIMIZAR A IMPORTAÇÃO DE GASÓLEO

Mais de 95% da eletricidade em São Tomé e Príncipe é produzida por geradores a gasóleo. O país importa cerca de 35 000 quilo-litros (~30 000 toneladas) por ano. Figura 115 apresenta a projeção das importações de gasóleo até 2050, de acordo com o PANER.



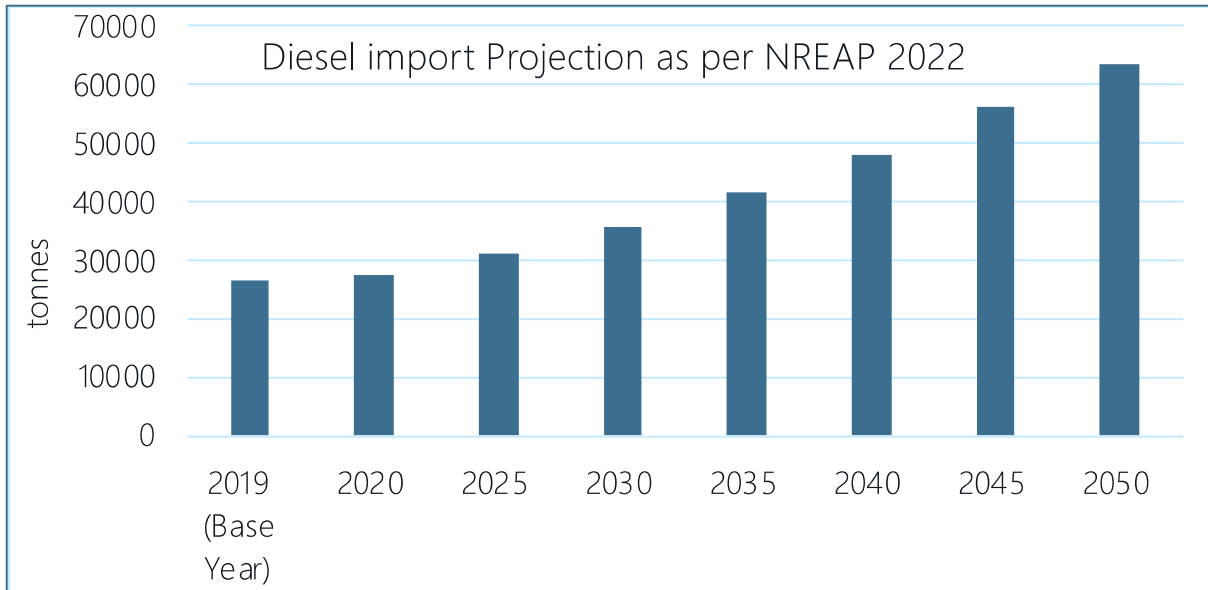


Figura 115: Importação projectada de gasóleo considerando 2019 como ano de referência

A atual demanda de eletricidade do país é de 110 GWh por ano, que deverá aumentar com base no plano de eletrificação e no progresso das actividades económicas. Se o crescimento anual for de 10%, a demanda de eletricidade até 2030 será de 177 GWh por ano, e a demanda média de energia eléctrica será de 19 MW com um pico de demanda de energia de cerca de 27 MW, conforme apresentado na Tabela 20.

Tabela 20 : Projeção da potência eléctrica e da demanda de energia e São Tomé e Príncipe

	Unidades	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30
Média e pico demanda de energia	MW	12 (17)	13 (18)	14 (20)	16 (22)	17 (24)	19 (27)
Demanda de eletricidade	GWh	110	121	133	147	161	177

Mais de 80% do gasóleo importado para o país é utilizado para a produção de eletricidade. A transição para a produção de energias renováveis com armazenamento de energia em baterias reduzirá substancialmente o consumo de gasóleo para a produção de eletricidade. O governo concede um subsídio ao gasóleo para a produção de eletricidade pela EMAE a 1,00 USD por litro.

Foram criados três cenários para estimar a potencial redução do consumo de gasóleo, considerando a atual demanda de eletricidade e o consumo de gasóleo como cenário de base. O cenário de base é 2024-25, e os três cenários são criados com base na demanda de eletricidade projectada para 2029-30. Os pressupostos para o cenário de base e os diferentes cenários são explicados de seguida.

**Caso de base:** No cenário de base, a demanda de eletricidade é de 110 GWh por ano, com uma média de 12 MW e um pico de 17 MW. Os geradores a diesel são os principais fornecedores de eletricidade. São consideradas outras fontes de fornecimento de eletricidade: 1 MW de energia hidroelétrica, 2,2 MW de centrais solares centrais e 1,24 MWp de centrais solares distribuídas. A capacidade de funcionamento dos geradores a gasóleo é de 15,6 MWp. O cenário de demanda e oferta de eletricidade num dia típico, num bloco de tempo de 15 minutos, é apresentado na Figura 116.

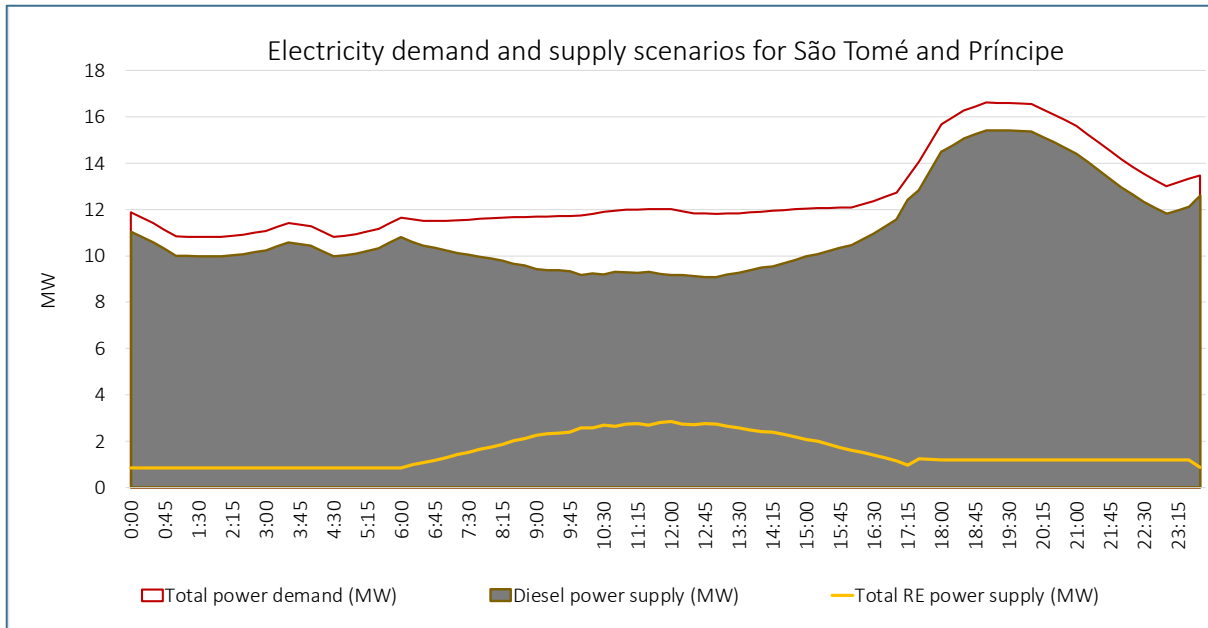


Figura 116: Cenário de oferta e demanda de eletricidade em STP (caso de base - dia típico)

No cenário de base, a demanda de eletricidade estimada é de 110 GWh/ano, dos quais os geradores a diesel fornecem 89,35%. A quota de eletricidade renovável é de 10,70%, proveniente de uma central hidroelétrica de 1,0 MW, de uma central solar central de 2,2 MW<sub>p</sub> e de centrais solares distribuídas de 1,24 MW<sub>p</sub>. A redução estimada do consumo de gásóleo devido à integração de fontes de energia renováveis na rede é de 4,35%.

**Cenário 1:** Neste cenário, a demanda de eletricidade projectada estimada é de 177 GWh por ano. A demanda média de eletricidade é de 19 MW e o pico é de 27 MW. A capacidade total de energia renovável adicionada à rede é de 23,74 MW, dos quais 17,2 MW<sub>p</sub> centrais solares centralizadas, 1,24 MW<sub>p</sub> centrais solares descentralizadas e 5,3 MW geradores hidroeléctricos, incluindo 4,3 MW centrais hidroeléctricas reabilitadas de acordo com o PANER. O cenário de demanda e oferta de eletricidade num dia típico, num bloco de tempo de 15 minutos, é apresentado na Figura 117.

Neste cenário, a eletricidade renovável representa 35,23% da demanda total de eletricidade. A demanda máxima de energia diesel é de 21,5 MW, contribuindo com 64,77% da demanda total de eletricidade. A redução estimada do consumo de gásóleo após a integração das fontes de energia renováveis na rede é de 29,45%.

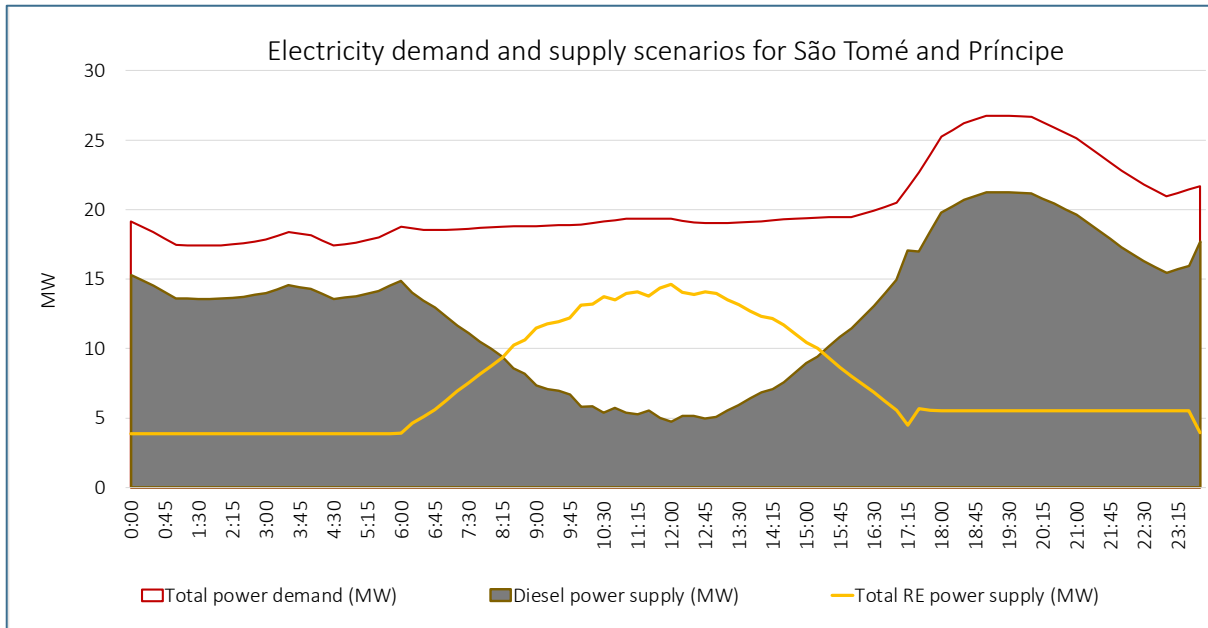


Figura 117: Cenário de oferta e demanda de eletricidade em STP (Cenário 1 - dia típico)

**Cenário 2:** Neste cenário, a estimativa da demanda de eletricidade projectada é semelhante à do cenário 1. A capacidade total de energias renováveis acrescentada à rede é de 38,14 MW, dos quais 27,2 MW<sub>p</sub> centrais solares centralizadas, 3,64 MW<sub>p</sub> centrais solares descentralizadas e 7,3 MW geradores hidroeléctricos, incluindo 2 MW de novas centrais hidroeléctricas e 4,3 MW de centrais hidroeléctricas reabilitadas, de acordo com o PANER. O cenário de demanda e oferta de eletricidade num dia típico, num bloco de tempo de 15 minutos, é apresentado na Figura 118.

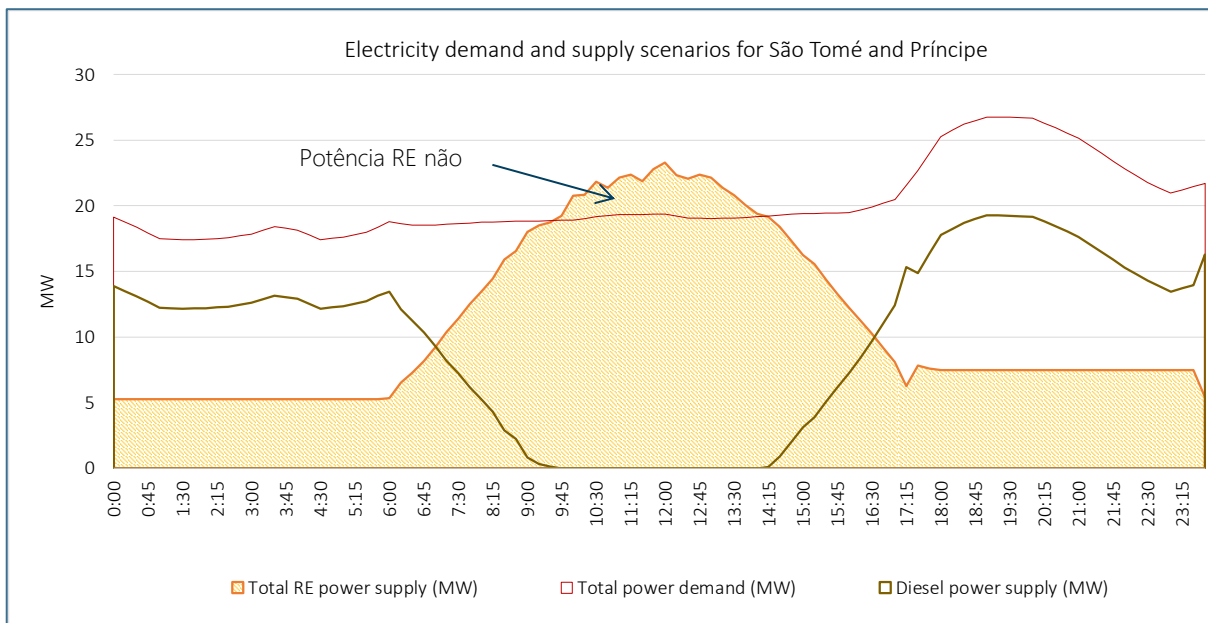


Figura 118: Cenário de oferta e demanda de eletricidade em STP (Cenário 2 - dia típico)

Neste cenário, as energias renováveis contribuem com 50,94% e o gasóleo com 49,06% da demanda total de eletricidade. A redução estimada do consumo de gasóleo após a integração das fontes de energia renováveis na rede é de 45,81%. Neste cenário, 3,88% (3,65 GWh/ano) da energia renovável não será utilizada devido a um desfasamento entre os perfis da demanda e da oferta. Esta energia de acesso não será utilizada durante o dia e pode ser armazenada utilizando sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS)



ou sistemas de armazenamento em bombas. A energia armazenada pode ser utilizada para satisfazer os picos de demanda de eletricidade durante a noite.

**Cenário 3:** Neste cenário, a estimativa da demanda de eletricidade projectada é semelhante à do cenário 2. A capacidade total de energias renováveis adicionada à rede é de 71,33 MW, dos quais 47,2 MW<sub>p</sub> centrais solares centralizadas, 2,4 MW<sub>p</sub> centrais solares descentralizadas, 17,3 MW geradores hidroeléctricos e 4,68 MW centrais de biomassa, de acordo com o PANER. O cenário de demanda e oferta de eletricidade num dia típico, num bloco de tempo de 15 minutos, é apresentado na Figura 119.

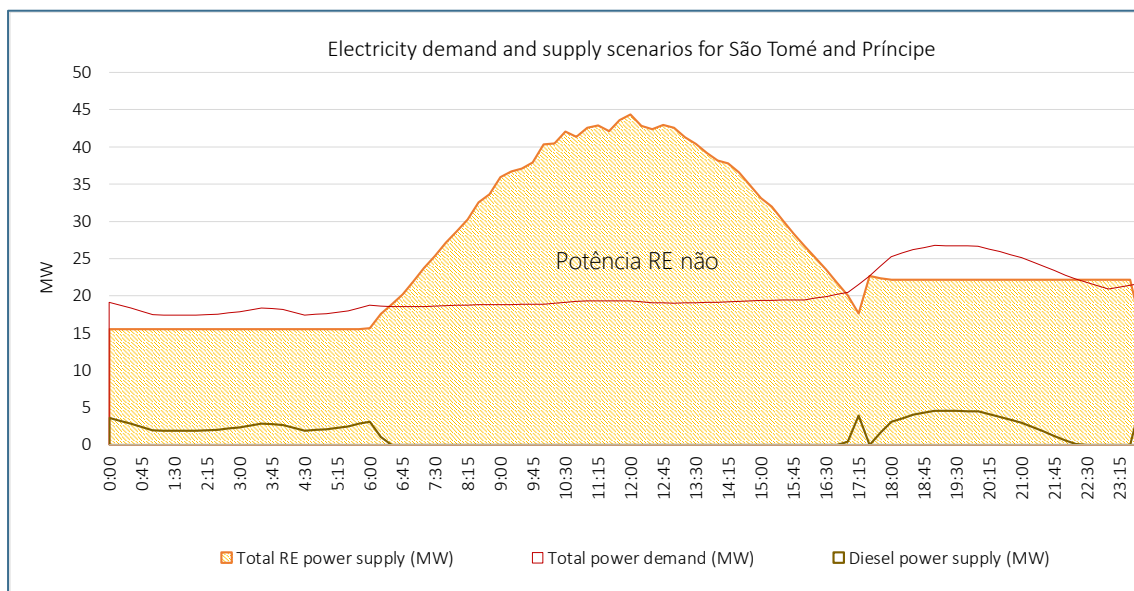


Figura 119: Cenário de oferta e demanda de eletricidade em STP (Cenário 3 - dia típico)

Neste cenário, as energias renováveis contribuem com 90,10% e o gásóleo com 9,9% da demanda total de eletricidade. A redução estimada do consumo de gásóleo após a integração das fontes de energia renováveis na rede é de 87,27%. Neste cenário, 27,24% (59,81 GWh/ano) da energia renovável não será utilizada devido a um desfasamento entre os perfis da demanda e da oferta. Esta energia de acesso não será utilizada durante o dia e pode ser armazenada utilizando sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) ou sistemas de armazenamento em bombas. A energia armazenada pode ser utilizada para satisfazer os picos de demanda de eletricidade durante a noite.

Tabela 21 e Tabela 22 resumem a capacidade de energia renovável e a produção de energia em diferentes cenários, e Tabela 23 resume a fração de energia renovável e a economia de gásóleo em diferentes cenários.

Tabela 21 : Resumo da capacidade de energia renovável em diferentes cenários

Opções de energia renovável	Unidades	Caso de base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Solar existente (central)	MW	2.2	2.2	2.2	2.2
Hidroelétrica operacional	MW	1.0	1.0	1.0	1.0
Energia solar distribuída	MW	1.24	1.24	3.64	2.40
Central de energia solar	MW	0	15	25	45
Central hidroelétrica reabilitada	MW	0	4.3	4.3	4.3
Nova central hidroelétrica	MW	0	0	2	12

Opções de energia renovável	Unidades	Caso de base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Central eléctrica a biomassa	MW	0	0	0	4.68
Energia renovável total	MW	4.44	24	38	72

Tabela 22 : Resumo da produção de energias renováveis em diferentes cenários

Opções de energia renovável	Unidades	Caso de base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Solar existente (central)	GWh/ano	3.20	3.20	3.20	3.20
Hidroeléctrica operacional	GWh/ano	6.60	6.60	6.60	6.60
Energia solar distribuída	GWh/ano	1.80	1.80	5.30	8.20
Central de energia solar	GWh/ano	0	21.90	43.70	65.20
Central hidroeléctrica reabilitada	GWh/ano	0	28.00	28.00	28.00
Nova central hidroeléctrica	GWh/ano	0	0	13	79.00
Central eléctrica a biomassa	GWh/ano	0	0	0	20.50
Total de energias renováveis	GWh/ano	11.6	61.5	99.8	210.7

Tabela 23 : Resumo da fração de ER e das economias de gasóleo em diferentes cenários

Parâmetros	Caso de base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Estimativa da demanda de eletricidade (GWh/ano)	110	177	177	177
Fração da demanda de eletricidade satisfeita pelas ER (% da demanda total de eletricidade)	10.70%	35.23%	50.94%	90.10%
Estimativa da economia de gasóleo devido à produção de energia solar (quilolitros/ano)	1000	5380	10440	15320
Estimativa da economia de gasóleo devido à produção de energia hidroeléctrica (quilolitros/ano)	1320	6920	9520	22720
Estimativa da economia de gasóleo devido à produção de energia a partir de biomassa (quilolitros/ano)	-	-	-	4100
Economia total de gasóleo devido à produção de eletricidade a partir de energias renováveis (quilolitros/ano)	2320	12300	19960	42140
Montante total poupado com a redução da importação de gasóleo para a produção de eletricidade (milhões de USD/ano)	3.48	18.45	29.94	63.21
Receitas públicas poupadas por se evitar a subvenção do gasóleo para a produção de eletricidade (milhões de USD/ano)	2.32	12.30	19.96	42.14

Nota: A economia de gasóleo é estimada considerando 200 quilolitros de gasóleo por GWh a 75% de carga.

## 5 ROTEIRO DE IMPLEMENTAÇÃO DO PROJECTO





O Plano de Ação Nacional para as Energias Renováveis (PANER 2022) estabeleceu um plano de implementação para projectos de energias renováveis. O PANER tem recomendações específicas para a implementação de projectos de energia solar fotovoltaica e de BESS, tal como apresentado na Figura 120.

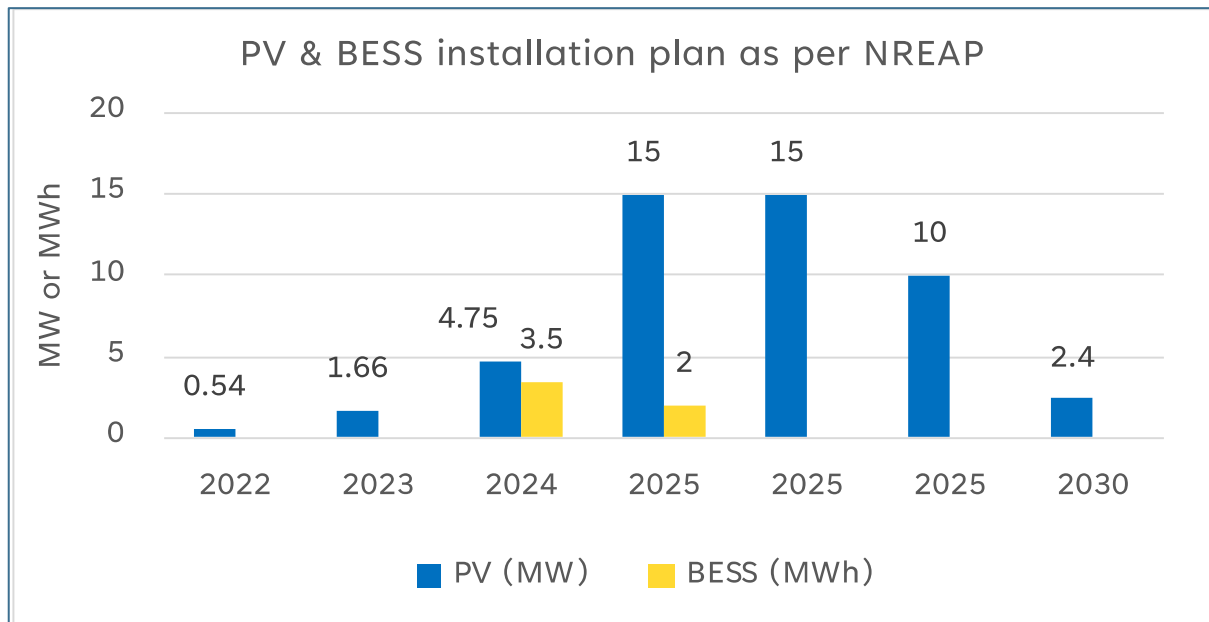


Figura 120: Implementação de projectos de energia solar em STP de acordo com o PANER

Os projectos solares fotovoltaicos em São Tomé e Príncipe podem ser implementados através de (1) sistemas de produção distribuída e (2) centrais de produção centralizada. Os modelos de negócio potenciais para a implementação de sistemas de produção distribuída e centrais de produção centralizada são elaborados nas secções seguintes:

## 5.1 IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMAS SOLARES DISTRIBUÍDOS

Os sistemas solares distribuídos em São Tomé e Príncipe podem ser implementados através do modelo de negócio *Capital Expenditure* (CAPEX) ou *Operating Expenditure* (OPEX). O modelo de negócio OPEX pode ser implementado tanto para utilizadores individuais como para múltiplos utilizadores agregados. Os três modelos de negócio foram elaborados nas secções seguintes:

### 5.1.1 MODELO DE NEGÓCIO CAPEX

No modelo de negócio CAPEX, o proprietário do edifício, o consumidor de eletricidade, financia diretamente a implementação do seu próprio sistema solar fotovoltaico. Os fundos podem ser retirados do orçamento do proprietário ou da assistência financeira de agências governamentais ou doadores. O sistema fotovoltaico pode ser desenvolvido por uma empresa solar qualificada, selecionada através de um processo de concurso público. A equipa de gestão do edifício assegura o funcionamento e a manutenção do sistema fotovoltaico. Uma ilustração do modelo de negócio CAPEX é apresentada na Figura 121. O sistema é geralmente instalado para produção cativa de energia para reduzir o consumo de eletricidade da rede, com ou sem um acordo de contagem líquida. O sistema deve ser sincronizado com o gerador a gás existente para funcionar em conjunto na ausência de rede durante uma falha de energia. Pode ser instalado um sistema fotovoltaico ligado à rede com armazenamento de baterias utilizando inversores multimodo ou híbridos, o que permitirá que o sistema funcione na ausência de rede e de gerador a gás. Este sistema pode também substituir o gerador a gás existente.

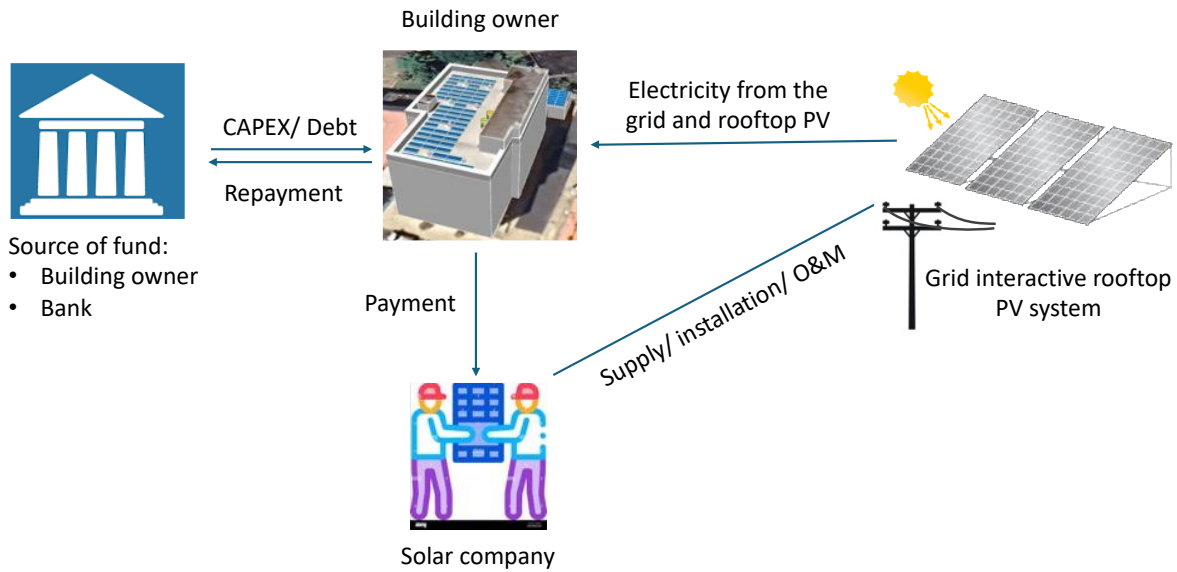


Figura 121 : Modelo de negócio CAPEX para a instalação solar fotovoltaica

### 5.1.2 MODELO DE NEGÓCIO OPEX (UTILIZADOR ÚNICO)

No modelo de negócio de utilizador único OPEX, o proprietário do edifício contrata uma Empresa de Serviços de Energias Renováveis (RESCO) para instalar e operar o sistema solar fotovoltaico. Neste caso, a RESCO financia o projeto fotovoltaico através de empréstimos de um banco ou instituição financeira, e o proprietário adquire eletricidade de acordo com um contrato de aquisição de energia (PPA). A operação da central fotovoltaica pode ser efectuada segundo o modelo "Construir, Possuir e Operar" (BOO) ou segundo o modelo "Construir, Operar e Transferir" (BOOT). No modelo BOO, a RESCO desenvolverá, possuirá e operará a central fotovoltaica durante toda a sua vida útil. No modelo BOOT, a RESCO operará a central durante um período mutuamente acordado e depois transferirá a central para o proprietário após esse período. Uma ilustração do modelo de negócio OPEX é apresentada na Figura 122. O sistema é geralmente instalado para produção cativa de energia para reduzir o consumo de eletricidade da rede, com ou sem um acordo de contagem líquida. O sistema deve ser sincronizado com o gerador a gás existente para funcionar em conjunto na ausência de rede durante uma falha de energia.

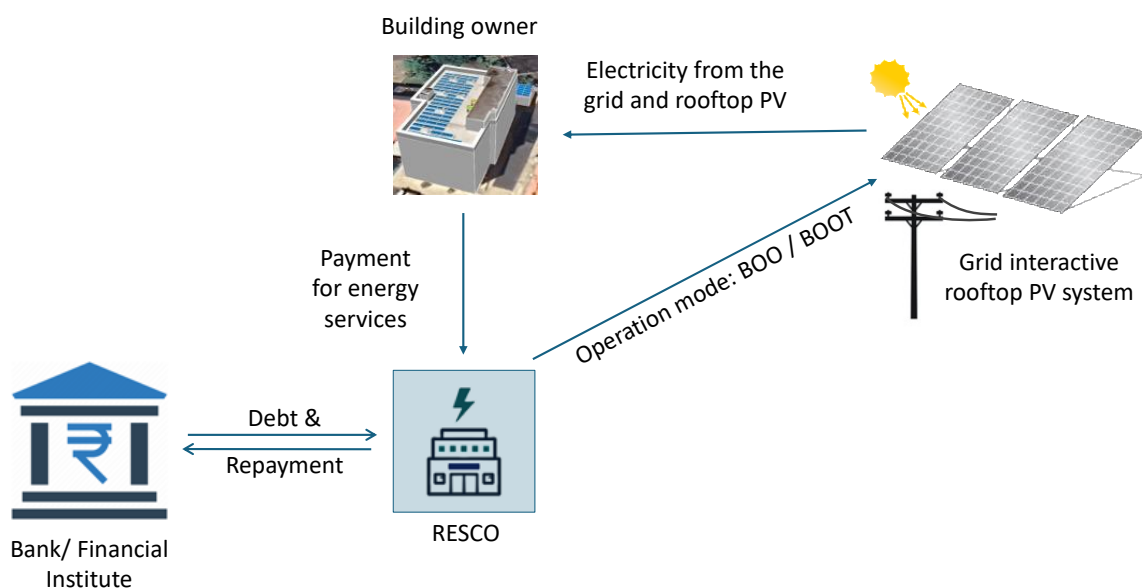


Figura 122 : Modelo de negócio OPEX (utilizador único) para instalação solar fotovoltaica

### 5.1.3 CRONOGRAMA DE IMPLEMENTAÇÃO PARA UM ÚNICO PROJETO DE TELHADO

O prazo de implementação de instalações fotovoltaicas em telhados de diferentes capacidades até cerca de 250 kW será de 7 a 8 meses no país. Todo o equipamento principal, como módulos fotovoltaicos, inversores e baterias, será importado para o país, o que demorará cerca de 3-4 meses. Um calendário de implementação que descreve a sequência das principais actividades e o tempo necessário para a engenharia, aquisição e construção de uma única central fotovoltaica em telhado é apresentado como um gráfico de barras na Tabela 27 abaixo.

Tabela 24: Calendário de implementação para projectos fotovoltaicos em telhados até cerca de 250 kW de capacidade

#	Tarefa/Actividades	Período de construção da fábrica em meses							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Contratação / finalização do fornecedor/RESCO								
2	Concessão do planeamento do local								
3	Projeto elétrico e estrutural detalhado								
4	Aquisição e entrega de materiais no local								
5	Instalação da estrutura de montagem								
6	Montagem de módulos fotovoltaicos								
7	Instalação de inversores								
8	Trabalhos de cablagem e de instalação de cabos								
9	Testes e colocação em funcionamento								

### 5.1.4 MODELO DE NEGÓCIO OPEX (UTILIZADORES AGREGADOS)

No modelo de negócio OPEX para utilizadores agregados, um grupo de edifícios é agregado para formar um cluster. Os sistemas fotovoltaicos são instalados, operados e mantidos por uma única RESCO. Tal como no modelo de utilizador único da OPEX, a RESCO financia, constrói e opera os sistemas FV. Figura 123 ilustra o modelo de negócio OPEX.

Por exemplo, o departamento governamental ou entidade privada relevante pode agregar um grupo de edifícios sob o seu controlo, que actuará como o agregador neste caso. O agregador convidará uma RESCO a instalar os sistemas solares fotovoltaicos nesse grupo de edifícios. Este modelo de negócio é também atrativo para os promotores solares devido à sua grande capacidade total. Será celebrado um contrato de aquisição de energia (CAE) entre a RESCO e os proprietários individuais dos edifícios, enquanto consumidores, e o departamento governamental, enquanto facilitador/garante. Se o departamento governamental pagar coletivamente as contas de eletricidade de vários utilizadores (por exemplo, escolas), o CAE pode ser assinado diretamente com o departamento em questão.

Com este modelo de negócio, os projectos de grande dimensão podem ser rapidamente implementados através de investimento privado. O departamento governamental centrar-se-á principalmente no apoio aos investidores privados na execução do projeto. Isto implica a oferta de financiamento para aumentar a

atratividade do investimento e garantir a compra de energia durante um período específico a uma tarifa competitiva pré-determinada.

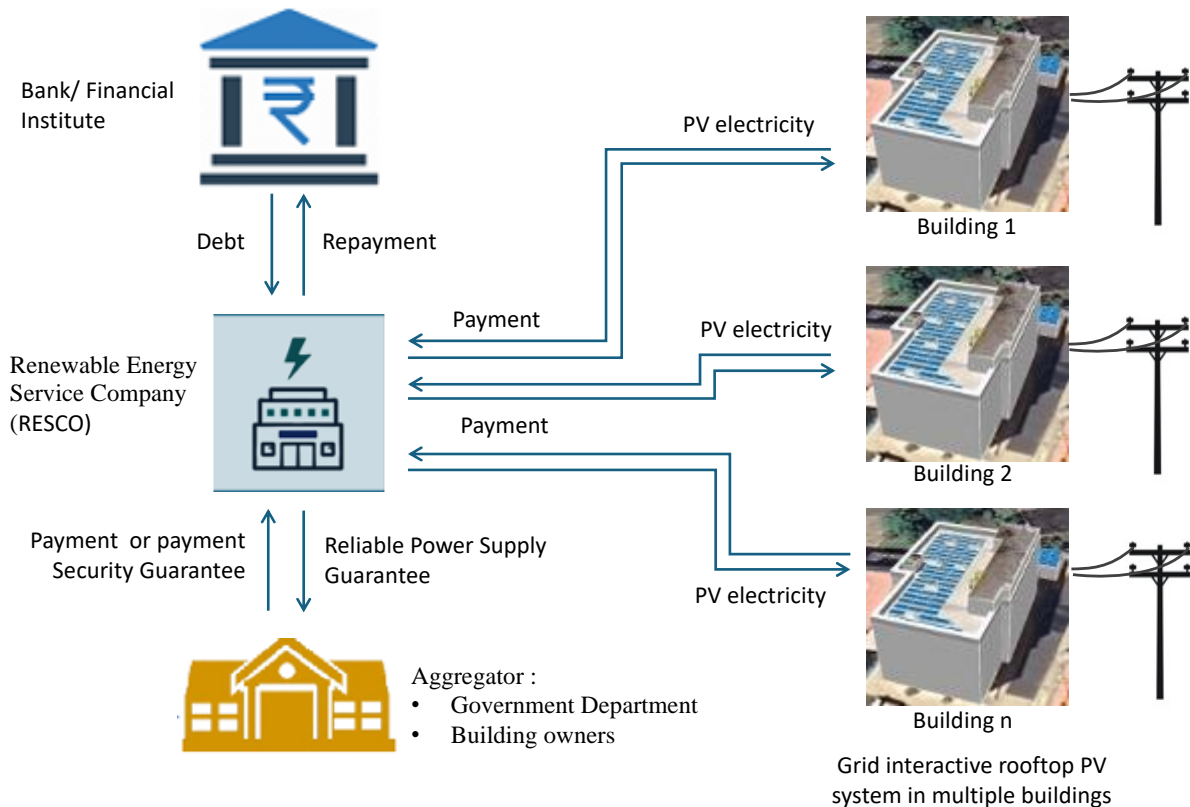


Figura 123 : Modelo de negócio OPEX (utilizadores agregados) para instalação solar fotovoltaica

### 5.1.5 CALENDÁRIO DE IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO AGREGADO DE OPEX

O prazo de implementação de centrais fotovoltaicas em telhados ao abrigo do modelo de negócio Opex agregado será de cerca de 12 meses. As actividades de preparação do projeto, como a agregação de clientes e o processo de concurso, demorarão cerca de quatro meses. Todo o equipamento principal, como módulos fotovoltaicos, inversores e baterias, será importado para o país, o que demorará cerca de quatro meses. Um calendário de implementação que descreve a sequência das principais actividades e o tempo necessário para a engenharia, aquisição e construção de uma única central fotovoltaica em telhado é apresentado como um gráfico de barras na Tabela 28 abaixo.

Tabela 25: Calendário de implementação para projectos fotovoltaicos agregados em telhados

#	Tarefa/Actividades	Período de construção da fábrica em meses											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Preparação e agregação de projectos												
2	Preparação do concurso Processo de												
3	Avaliação das propostas e seleção dos												
4	Concessão do planeamento do local												
5	Concessão pormenorizada da estrutura e da parte eléctrica												
6	Aquisição e entrega de materiais no local												

#	Tarefa/Actividades	Período de construção da fábrica em meses											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	Instalação da estrutura de montagem												
8	Montagem de módulos fotovoltaicos												
9	Instalação de inversores												
10	Trabalhos de instalação de cabos												
11	Testes e colocação em funcionamento												

## 5.2 IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMAS SOLARES CENTRALIZADOS

Os sistemas solares fotovoltaicos centralizados são implementados ao abrigo do modelo de negócio Capital Expenditure (CAPEX) por uma empresa de serviços públicos ou por um Produtor Independente de Energia (IPP). Um IPP é uma entidade privada que não é propriedade da empresa nacional de serviços públicos ou de qualquer outro serviço público. Estes modelos de negócio são ilustrados na Figura 124 e Figura 125.

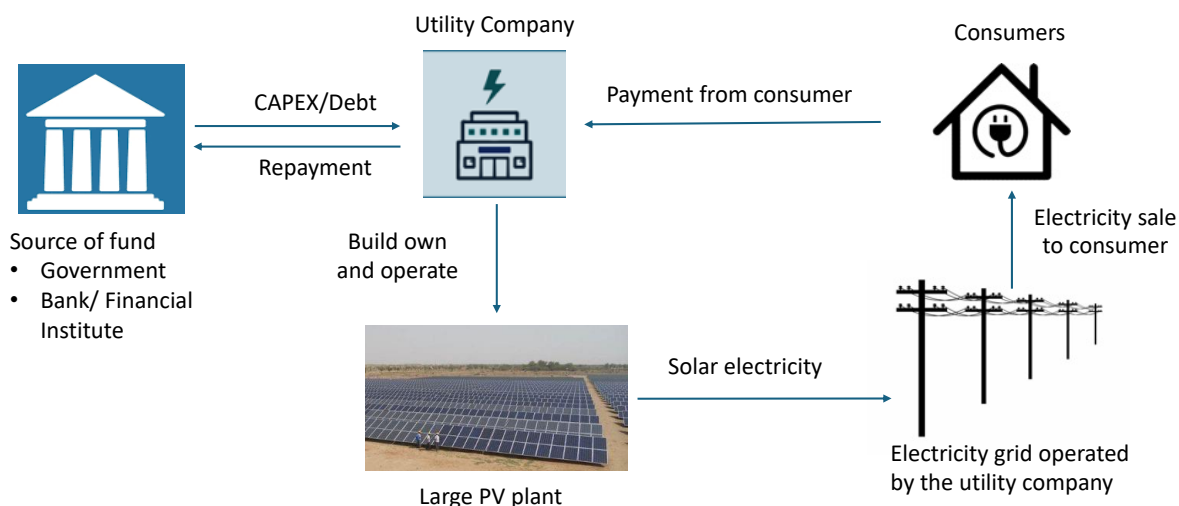


Figura 124 : Modelo de negócio CAPEX para empresa de serviços públicos



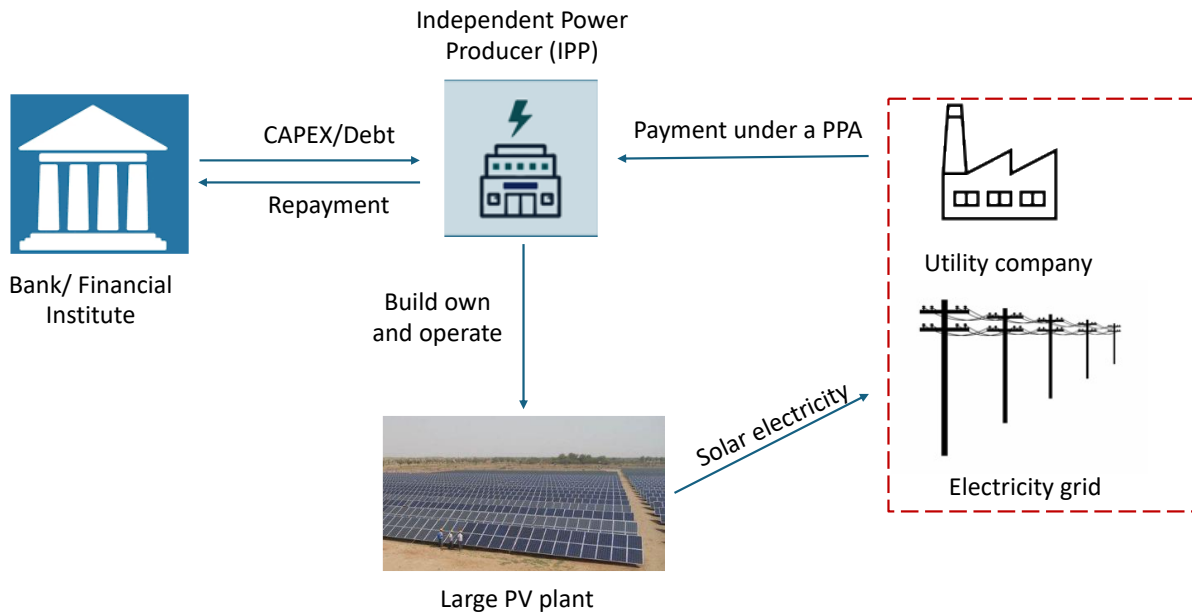


Figura 125 : Modelo de negócio CAPEX para Produtor Independente de Energia (IPP)

Os sistemas de energia solar centralizada podem ser instalados em três categorias diferentes de locais:

- 1) Locais com estações de produção de eletricidade a gás/óleo existentes
- 2) Estabelecimentos públicos com uma grande área de telhado
- 3) Parcelas de terreno identificadas para sistemas fotovoltaicos montados no solo

Os sistemas de energia solar centralizados podem ser instalados em locais com sítios de GD existentes ligados à rede. Isto facilita a ligação da central fotovoltaica à rede eléctrica, uma vez que a infraestrutura necessária já existe. Um exemplo é a central fotovoltaica de 2,2 MW<sub>p</sub> montada no solo e ligada à rede em Santo Amaro.

Qualquer estabelecimento com uma área de telhado adequadamente grande pode implementar sistemas de energia solar centralizados. Por exemplo, o Mercado de Bobo Foro (Local n.º 15 deste relatório), com uma capacidade fotovoltaica estimada em mais de 900 kW<sub>p</sub>, poderia ser implementado como um sistema de energia solar centralizado.

Os sistemas de energia solar centralizados podem ser implementados em parcelas de terreno identificadas como adequadas para sistemas fotovoltaicos montados no solo. A área plana disponível sem sombras e a conectividade à rede para a capacidade desejada são factores importantes na seleção de uma parcela de terreno para instalar um grande sistema montado no solo.

As localizações das instalações de geração distribuída ligadas à rede existentes em São Tomé e Príncipe estão cartografadas na Figura 126:

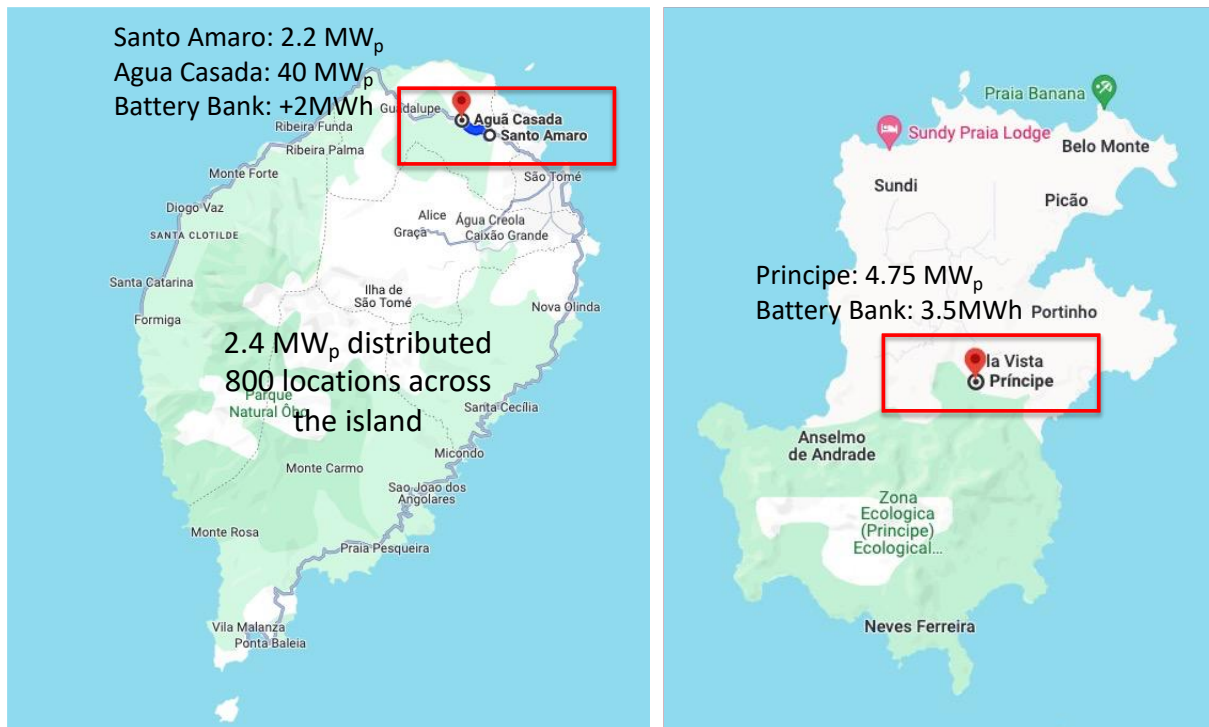


Figura 126 : Localizações provisórias para centrais solares centrais com BESS em São Tomé e Príncipe



Figura 127: Local n.º 15 (Mercado de Bobo Foro) com uma capacidade fotovoltaica estimada de 937 kW<sub>p</sub>

A Tabela 29 apresenta os parâmetros financeiros de uma central de energia solar à escala de MW. A taxa interna de retorno (TIR) é de 14,8%, e o período de retorno é de 7,07 anos quando o preço de venda da eletricidade é considerado US\$ 0,15 por kWh (STN 3,40 por kWh). Os principais factores que influenciam os parâmetros financeiros são o custo de capital, a taxa de juro bancária, a produção de energia e o preço de venda da eletricidade.

Tabela 26 : Parâmetros financeiros para uma central de energia solar

#	Parâmetros financeiros	Valores	
1	Custo nivelado da eletricidade	US\$ 0,069 por kWh	STN 1,61 por kWh
2	Preço de venda da eletricidade	US\$ 0,148 por kWh	STN 3,46 por kWh
3	Taxa Interna de Rendimento (TIR)	14.80%	
4	Período de retorno do projeto	7,07 anos	

### 5.2.1 CRONOGRAMA DE IMPLEMENTAÇÃO DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS À ESCALA DOS SERVIÇOS PÚBLICOS

O prazo de execução das centrais fotovoltaicas à escala da rede pública será de cerca de 12 meses após a autorização do governo e a aprovação legal, incluindo a assinatura do contrato de aquisição de energia. As actividades de preparação do projeto, como a apresentação de propostas e a finalização dos fornecedores, demorarão cerca de três meses. Todo o equipamento principal, como módulos fotovoltaicos, inversores e baterias, será importado para o país, o que demorará 4-5 meses. Um calendário de implementação que descreve a sequência das principais actividades e o tempo necessário para a engenharia, aquisição e construção de uma única central fotovoltaica em telhado é apresentado como um gráfico de barras na Tabela 27 abaixo.

Tabela 27: Calendário de implementação de centrais eléctricas fotovoltaicas à escala dos serviços públicos

#	Tarefa/Actividades	Período de construção da fábrica em meses											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Contratação / finalização do fornecedor												
2	Levantamento do local e planeamento da												
3	Concessão pormenorizada												
4	Aquisição e entrega de materiais no local												
5	Desenvolvimento e preparação do local												
6	Trabalhos de construção civil -												
7	Trabalhos de construção civil-eléctricos e mecânicos												
8	Instalação da estrutura de montagem												
9	Trabalho de ligação à terra												
10	Montagem de módulos fotovoltaicos												
11	Instalação de DCCB, Inversores e ACCB												
12	Instalação de transformadores e comutadores												
13	Trabalhos de construção civil para a instalação												
14	Colocação de cabos BT												
15	Colocação de cabos MT/HT												
16	Testes e colocação em funcionamento												

17	Sincronização com a rede																		
----	--------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

### 5.3 TABELA DE CONTAGEM DE ENERGIA

São utilizadas duas modalidades de contagem para medir a produção e a utilização da energia de uma central solar fotovoltaica ligada à rede: a contagem bruta e a contagem líquida. Ambas as modalidades de medição são descritas nas secções seguintes:

#### 5.3.1 MEDIÇÃO BRUTA E TARIFA DE ALIMENTAÇÃO POLÍTICA

Na contagem bruta, toda a energia produzida pelo sistema solar fotovoltaico é exportada para a rede, enquanto a energia consumida pelas instalações no local é retirada da rede. O consumidor recebe duas rubricas separadas nas suas facturas de serviços públicos, uma para o consumo de energia e outra para a energia exportada. Estas rubricas são independentes uma da outra. Os sistemas de contagem bruta demarcam claramente os fluxos de energia, simplificando os processos de faturação e a gestão da rede. No entanto, do ponto de vista do consumidor, os incentivos financeiros podem variar em função das tarifas de alimentação ou das taxas de compensação para a energia exportada. Figura 128 ilustra o sistema de contagem bruta.

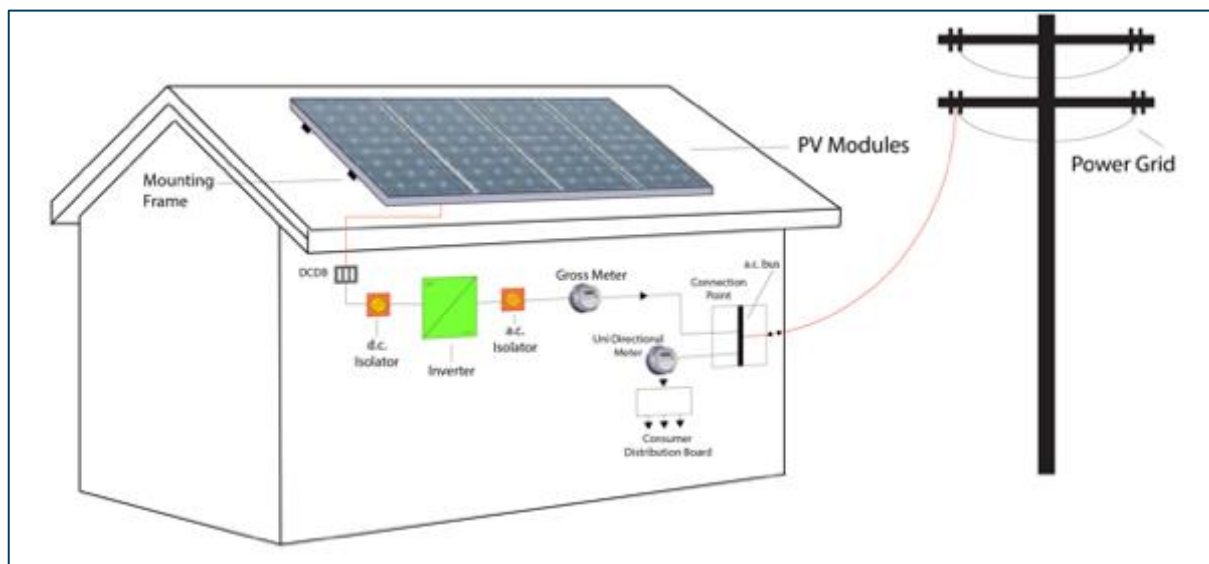


Figura 128 : Disposição dos contadores brutos

Para aplicar o quadro de contagem bruta, as taxas de tarifa de alimentação para a eletricidade solar devem ser determinadas antecipadamente ou com base no projeto, com ou sem incentivos, ao abrigo de um regulamento relativo à tarifa de alimentação.

#### 5.3.2 MEDIÇÃO LÍQUIDA E FATURAÇÃO LÍQUIDA

No sistema de contagem líquida e faturação líquida, a energia gerada pelo sistema solar fotovoltaico é primeiramente utilizada dentro da instalação para satisfazer as necessidades internas de energia. Qualquer excedente de eletricidade é então exportado para a rede através de um contador bidirecional, capaz de medir tanto o fluxo de eletricidade importado como o exportado.

Num sistema de contagem líquida, os consumidores recebem uma fatura de eletricidade que reflecte a energia líquida consumida da rede, calculada subtraindo a energia exportada à energia total importada. No



sistema de faturação líquida, a empresa de eletricidade paga uma tarifa diferente pela eletricidade exportada para a rede. Esta tarifa pode ser mais elevada do que a tarifa de eletricidade do consumidor quando existe um incentivo do governo para promover sistemas solares. A tarifa pode ser inferior à tarifa de eletricidade do consumidor quando a empresa de serviços públicos quer minimizar a perda de receitas devido à integração de sistemas solares na rede.

O contador líquido e a faturação líquida dão aos consumidores um maior controlo sobre a sua utilização de energia e potenciais economias de custos, compensando a eletricidade importada com o excedente exportado. Figura 129 ilustra o sistema de contagem líquida.

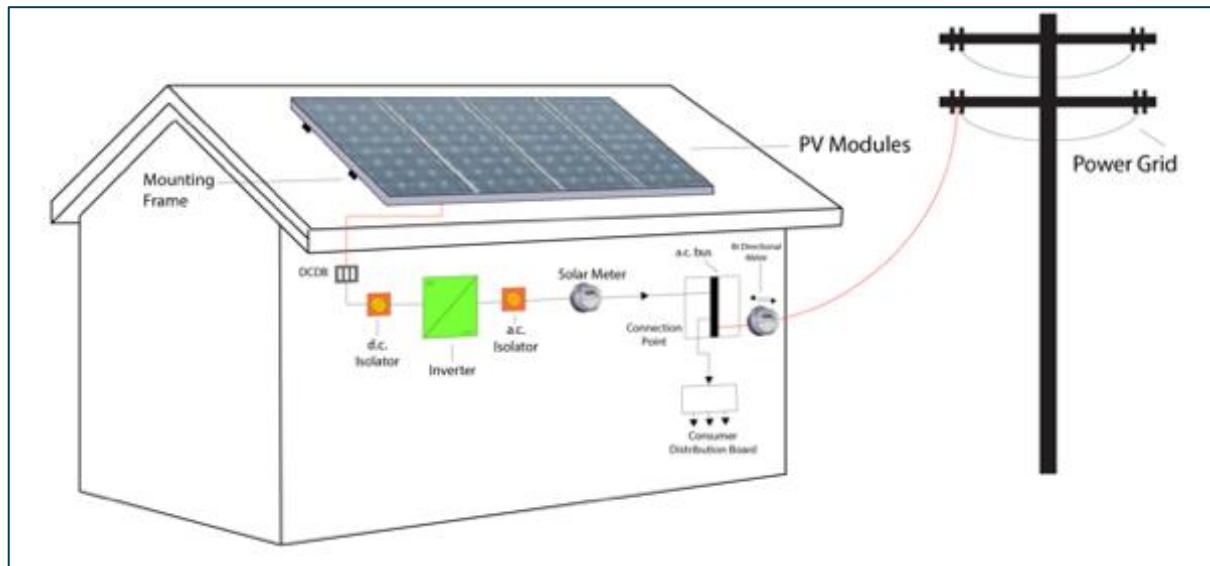


Figura 129 : Acordo de contagem líquida

Devem ser estabelecidos regulamentos e diretrizes relevantes para regular as transacções de importação e exportação de eletricidade entre o cliente e a empresa de serviços públicos para implementar o quadro de medição ou faturação líquida.

As políticas de contagem de energia têm sido amplamente adoptadas em todo o mundo devido aos seus benefícios na promoção da produção distribuída, no reforço da estabilidade da rede e na promoção da integração das energias renováveis na infraestrutura existente. A escolha entre as modalidades de contagem bruta e líquida implica considerar cuidadosamente os quadros regulamentares, os incentivos financeiros, as capacidades técnicas e os padrões individuais de consumo de energia.

## 5.4 SISTEMA DE GESTÃO DE ENERGIA

Deve ser implementado um sistema de gestão de energia (SGE) para supervisionar e controlar o sistema de rede, que inclui centrais eléctricas de energias renováveis (ER), sistemas de armazenamento de energia (SEE), geradores a gásóleo e a demanda de carga principal. Os principais requisitos funcionais de um SGE são os seguintes

### Monitorização:

Esta função deve ser capaz de receber e armazenar dados binários e dados telemétricos medidos a partir de dispositivos no terreno (estado do sistema de rede). Deve também informar os operadores de quaisquer



alterações do estado de funcionamento e de anomalias do sistema de alimentação eléctrica através do ecrã do monitor de funcionamento.

**Previsão:**

O SGA deve prever a demanda de centrais fotovoltaicas e de outras centrais de energias renováveis. O formato de saída deve ser a previsão da demanda de base para o dia. Se necessário, o operador deve poder editar manualmente esta previsão da demanda de base. Com base nos dados de previsão meteorológica e nos dados históricos, deve ser traçada uma previsão aproximada dos dados de base para cada intervalo de 30 minutos.

**Programação:**

Esta função cria o programa de funcionamento das centrais eléctricas de energias renováveis, dos geradores a gasóleo e do SEE, utilizando os resultados da previsão da demanda e da produção de energias renováveis para o dia, com base nos resultados calculados. O EMS corrige a operação considerando o valor real. O objetivo é operar o sistema com a máxima fiabilidade de forma económica.

**Controlo:**

Esta função deve efetuar o Controlo da Frequência da Carga (LFC) e o Controlo Económico do Despacho da Carga (ELDC) nos geradores a gasóleo, SEE e sistemas ER com base no programa de funcionamento efectuado através da função de programação. A programação do ELDC deve basear-se na produção real dos geradores fotovoltaicos e a gasóleo, no estado dos SEE e na frequência da rede (Hz).

**Carga/Descarga do BESS:**

O SGA deve poder comandar o controlo da carga/descarga dos sistemas centrais de armazenamento de energia com base nos requisitos do sistema.

## 6 PLANO DE DESENVOLVIMENTO DE CAPACIDADES

Com base no plano de implementação de projectos solares fotovoltaicos em curso e futuros em São Tomé e Príncipe, as seguintes actividades de reforço de capacidades devem ser realizadas com prioridade.

- 1) Crie um centro de formação para formação prática.
- 2) Dotar o centro de formação dos equipamentos essenciais indicados no Tabela 28.
- 3) Organizar formação técnica e de gestão de projectos e visitas de exposição para funcionários da EMAE, do MIRN, da DGRNE e de outras agências de execução.
- 4) Organizar workshops e seminários de 2-3 dias para a EMAE, o MIRN, a DGRNE e outros funcionários de agências governamentais sobre os seguintes tópicos
  - a) Potencial de energias renováveis e opções tecnológicas para STP,
  - b) Regulamentação política e modelos de negócio para a implementação de projectos solares
  - c) Benefícios económicos dos projectos solares para os consumidores e para a empresa de serviços públicos
  - d) Desenvolvimento de empresas, criação de emprego e redução das importações de gasóleo
  - e) Benefícios macroeconómicos globais
  - f) Cálculo dos custos do projeto, análise financeira, determinação das tarifas e fonte de financiamento
  - g) Política e incentivos, regulamentação da ligação à rede e dos contadores
  - h) O processo de concurso para a implementação de projectos no âmbito de diferentes modelos de negócio, tais como CAPEX, OPEX, agregação da demanda e modelo de negócio IPP
- 5) Organize workshops e seminários para clientes comerciais e institucionais de eletricidade para aumentar a sensibilização para as opções tecnológicas, modelos de implementação, fontes de financiamento e benefícios económicos da energia fotovoltaica em telhados.
- 6) Organize workshops e seminários para empresários sobre tecnologias solares fotovoltaicas, oportunidades de negócio, modelos de negócio, economia e fontes de financiamento.
- 7) Organize a formação de formadores no centro.
- 8) Organize visitas de exposição e formação prática para formadores locais.
- 9) A formação técnica e de gestão de projectos deve centrar-se nos seguintes temas
  - a) Desenvolvimento de projectos solares fotovoltaicos e gestão da qualidade
  - b) Avaliações e planeamento do local do projeto fotovoltaico no telhado
  - c) Avaliações e planeamento de locais de projectos fotovoltaicos montados no solo
  - d) Estudo de viabilidade pormenorizado de projectos de energia fotovoltaica
  - e) Concessão de sistemas fotovoltaicos ligados à rede, híbridos e fora da rede
  - f) Melhores práticas para a instalação de sistemas fotovoltaicos
  - g) Requisitos de documentação do sistema fotovoltaico
  - h) Planeamento da operação e manutenção de centrais fotovoltaicas ligadas à rede
  - i) Inspeção de sistemas fotovoltaicos e verificação da conformidade
  - j) Formação prática sobre inspeção de sistemas fotovoltaicos e verificação da conformidade
  - k) Visitas de exposição a projectos fotovoltaicos funcionais em telhados e no solo
  - l) Formação para os clientes que pretendem instalar ou já instalaram sistemas fotovoltaicos

Tabela 28 : Lista das ferramentas, equipamentos e instalações do centro de formação solar de São Tomé

Sl. Não.	Instalações de formação, ferramentas e equipamento	Objetivo da utilização
1.	Sala de formação com equipamento audiovisual para apresentação e facilidade para a realização de sessões práticas	Realização de sessões de formação
2.	Instalação fotovoltaica em telhado ligada à rede (2-3 kW <sub>p</sub> )	Sessões de demonstração e práticas
3.	Componentes de centrais fotovoltaicas - módulos fotovoltaicos, inversores, estrutura e componentes eléctricos	Demonstração e prática
4.	Equipamento de proteção individual	Demonstração e prática
5.	Ferramentas mecânicas e eléctricas gerais	Para demonstração e realização de actividades práticas durante a formação e a inspeção
6.	Equipamento de medição eléctrica	Para medir os parâmetros eléctricos durante a formação e a inspeção do sistema
7.	Solar Pathfinder com diagrama do percurso do sol	Análise da sombra durante a avaliação/inspeção do local
8.	Câmara de infravermelhos	Inspeção dos pontos quentes/defeitos dos módulos fotovoltaicos, qualidade dos contactos/conectores eléctricos, aquecimento do inversor/bateria
9.	Traçador de corrente-tensão (I-V Tracer)	Traçar a curva I-V dos módulos fotovoltaicos para testes de desempenho e degradação e deteção de defeitos
10.	Testador de eletroluminescência (câmara) com fonte de alimentação DC e acessórios para testes	Imagem de eletroluminescência (EL) do módulo para detetar microfissuras, rastos de caracóis e perda de PID nos módulos após o teste preliminar de imagem térmica e rastreio IV.
11.	Medidor de radiação (medidor de intensidade solar)	Para medir a radiação solar instantânea (Watt/m) <sup>2</sup>
12.	Medidor de espessura ultrassónico	Para medir a espessura do revestimento de proteção da estrutura
13.	Verificador de binário	Para medir o nível de binário dos elementos de fixação
14.	Medidor de TDS	Para demonstração e teste da dureza da água
15.	Software - PVSyst/ Solar Lab/ Helioscope/HOMER Grid	Simulação de planeamento e concessão
16.	Normas IEC relevantes para a concessão, instalação, documentação, O&M e monitorização de sistemas solares fotovoltaicos	Concessão, instalação, inspeção, ensaios

## 7 AVALIAÇÃO E ATENUAÇÃO DOS RISCOS

A implementação bem-sucedida de projectos solares fotovoltaicos depende em grande medida da gestão dos riscos para se obter um retorno satisfatório do investimento. Os riscos estão inter-relacionados e variam de projeto para projeto. Alguns dos principais riscos que podem afetar os projectos solares em São Tomé e Príncipe são discutidos aqui.

### **Garantia de qualidade:**

O principal risco no aspeto técnico é a falha no planeamento do local e na concessão de engenharia, na seleção de equipamento de qualidade e no equilíbrio do sistema, na instalação deficiente e na prática inadequada de O&M. Estes riscos podem ser atenuados através de um desenvolvimento adequado das capacidades e das competências dos recursos humanos a diferentes níveis. Nas fases iniciais de implementação, deve ser contratada uma empresa de engenharia independente e competente para serviços de controlo de qualidade e gestão de projectos. É extremamente importante dispor de um caderno de encargos bem definido para a concessão, seleção e aquisição de equipamento, especificações técnicas, garantia de controlo da qualidade e cumprimento das normas de engenharia e de produtos aplicáveis. Deve ser respeitado um plano de garantia da qualidade (QAP) para todos os trabalhos e processos de execução do projeto.

### **Funcionamento e manutenção:**

Os sistemas fotovoltaicos estão geralmente expostos a várias perdas devido a factores ambientais, limites dos dispositivos e defeitos de fabrico. Essas perdas incluem - sujidade, sombreamento, tolerância do fabricante, temperatura, queda de tensão, eficiência do inversor, orientação e ângulo de inclinação do(s) módulo(s), degradação do(s) módulo(s) solar(es) e quaisquer outros factores específicos do local que possam ter impacto no desempenho da instalação. Uma radiação solar favorável e o melhor equipamento não podem, por si só, ter um bom desempenho se o sistema não for concebido, instalado e mantido de forma adequada.

Embora existam muitos factores responsáveis pelo fraco desempenho de uma central fotovoltaica, a manutenção adequada e atempada é uma estratégia fundamental para obter um desempenho satisfatório de uma central fotovoltaica. Por exemplo, a acumulação de sujidade, incluindo a queda de aves no gerador, pode afetar substancialmente o desempenho do sistema. É essencial limpar os módulos regularmente para remover a poeira em geral, mas especificamente a sujidade localizada, como excrementos de aves, para maximizar a produção de energia de uma central de energia solar e manter os módulos protegidos contra a criação de pontos quentes. No entanto, práticas de limpeza incorrectas, utilização de água de baixa qualidade e métodos de limpeza inadequados podem danificar os módulos e outros componentes do conjunto, reduzindo também o desempenho do sistema. A formação do pessoal de limpeza sobre os métodos de limpeza corretos e as ferramentas de limpeza adequadas é também essencial. Os procedimentos de limpeza devem basear-se nas instruções do fabricante do módulo FV, nas condições do local, na qualidade da água e no mecanismo de limpeza adotado. É frequente o pessoal de manutenção pisar os módulos durante os trabalhos de limpeza e manutenção, o que deve ser evitado para evitar danos nos módulos FV provocados por microfissuras.

A inadequação das competências técnicas e locais para a operação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos e a indisponibilidade de peças sobressalentes para a operação e manutenção podem ser outros riscos para a operação e manutenção eficazes das centrais fotovoltaicas. Este relatório fornece um calendário detalhado de manutenção preventiva, requisitos de mão de obra e uma lista e quantidade de peças sobressalentes a manter no local. Os engenheiros e técnicos locais devem ser formados no local para efetuar a O&M da central



proposta. Por conseguinte, a formação prática é importante para o êxito da implementação de projectos solares.

#### **Política e regulamentação:**

São necessárias políticas e regulamentos bem definidos para a implementação bem-sucedida de projectos solares. Os regulamentos relativos à ligação à rede e à contagem devem estar em vigor para implementar sistemas fotovoltaicos ligados à rede. Para a implementação de projectos comerciais ao abrigo do modelo RESCO ou IPP, deve existir uma política de tarifas de alimentação e um regulamento para determinar a tarifa dos projectos solares.

#### **Riscos financeiros:**

O risco financeiro está em grande parte relacionado com a disponibilidade de empréstimos a prazo de bancos locais e investidores de capital, a taxa de juro dos empréstimos a prazo e o retorno esperado do capital. Uma vez que São Tomé e Príncipe ainda não dispõe de centrais fotovoltaicas comerciais ligadas à rede, é provável que os bancos e os investidores em acções considerem que se trata de um investimento de alto risco e se mostrem relutantes em investir no projeto. Isto pode causar um atraso na obtenção de financiamento para o projeto ou um encerramento financeiro com uma taxa de juro mais elevada sobre um empréstimo a prazo e a expectativa de um retorno mais elevado por parte dos investidores em acções. Por outro lado, o custo estimado do projeto de centrais solares em São Tomé e Príncipe é mais elevado devido a uma menor economia de escala e a custos de transporte mais elevados.

#### **Infraestrutura e estabilidade da rede:**

As centrais fotovoltaicas ligadas à rede exigem uma ligação estável à rede para o seu funcionamento ininterrupto. Falhas de energia frequentes e parâmetros de rede instáveis (tensão e frequência) interromperão o funcionamento da central fotovoltaica e reduzirão o desempenho e a produção de eletricidade. Os sistemas fotovoltaicos distribuídos instalados para utilizações cativas podem ultrapassar este problema com geradores a gás existentes ou incorporando um sistema BESS. No entanto, para os sistemas centrais de energia solar ligados à rede eléctrica, é importante manter uma rede estável e ininterrupta para a viabilidade comercial dos sistemas FV ligados à rede.

#### **Risco de clima rigoroso:**

As duas principais preocupações são a chuva intensa e um ambiente corrosivo. Devido às condições de humidade prolongada, organismos como as algas e os líquenes crescem sobre os módulos solares fotovoltaicos. Se os painéis solares não forem limpos regularmente, estes organismos crescerão rapidamente e cobrirão toda a superfície dos módulos fotovoltaicos, impedindo que a luz solar chegue às células. Por isso, a limpeza regular dos módulos fotovoltaicos é importante em condições de humidade, mesmo que não haja poeira depositada sobre eles. Devido à chuva intensa, os projectos fotovoltaicos montados no solo podem ser afectados por inundações repentinas e pela erosão do solo. Para evitar danos nas centrais solares, devem ser tomadas medidas adequadas relativamente à disposição do local, à colocação dos segmentos de campo, ao sistema de drenagem e ao planeamento da gestão do fluxo de água.

Para mitigar quaisquer riscos de corrosão excessiva, todos os materiais utilizados nos sistemas fotovoltaicos devem ser selecionados para resistir a um ambiente tão corrosivo. O tipo de materiais e o revestimento de proteção contra a corrosão para a estrutura de montagem devem ser selecionados em conformidade. Os módulos fotovoltaicos utilizados num ambiente deste tipo devem ser testados e certificados de acordo com a norma IEC 61701:2020 Photovoltaic (PV) modules - Salt mist corrosion testing.



## 8 RECOMENDAÇÕES

Todos os parâmetros técnicos, económicos e financeiros são favoráveis à implementação de projectos solares fotovoltaicos distribuídos e centrais em São Tomé e Príncipe. A radiação solar favorável, o ambiente limpo, a demanda supressiva de eletricidade e o elevado custo da eletricidade gerada a partir do dispendioso gásóleo importado são as principais razões para promover e implementar projectos de energia solar fotovoltaica no país. As seguintes recomendações são feitas para a implementação rápida e bem-sucedida de projectos de energia solar ligados à rede em São Tomé e Príncipe.

### Quadro político e regulamentar:

Recomenda-se a aplicação prioritária das seguintes orientações políticas, regulamentares e técnicas:

- 1) Regulamentos de ligação à rede e de medição de sistemas fotovoltaicos ligados à rede com e sem BESS.
- 2) Regulamentos de ligação à rede e de contagem BESS autónomos ligados à rede.
- 3) Um regulamento de contagem que abrange a contagem líquida, a faturação líquida e a contagem bruta com um quadro de tarifas de alimentação para a implementação de sistemas fotovoltaicos descentralizados ligados à rede ao abrigo do modelo empresarial CAPEX.
- 4) Uma política de tarifas de alimentação para projectos solares implementados ao abrigo do modelo empresarial OPEX por empresas de serviços de energias renováveis (RESCO) para um único cliente ou clientes agregados.
- 5) Um regulamento para determinar a tarifa para projectos solares para a implementação de projectos solares centrais ao abrigo do modelo de Produtor Independente de Energia (IPP).
- 6) Um regulamento e orientações técnicas para a implementação de um sistema central de gestão de energia para supervisionar e controlar o sistema de rede através da monitorização, previsão e programação de centrais de energia renovável (ER), sistemas de armazenamento de energia (ESS) e geradores a gásóleo.

### Modelos de negócio para a implementação de projectos de energia solar:

O roteiro de implementação do projeto é desenvolvido na secção 4 do relatório. Os seguintes modos de desenvolvimento de projectos são recomendados para a implementação de projectos solares distribuídos e centrais.

- 1) Implementação de sistemas solares distribuídos ao abrigo do modelo empresarial CAPEX para departamentos governamentais e ministérios para produção e consumo cativos. Estes projectos devem ser desenvolvidos de preferência com BESS para substituir ou reduzir a utilização de geradores a gásóleo. Sem um quadro de contagem ou faturação líquida, estes projectos podem ser implementados utilizando um dispositivo de exportação de rede zero.
- 2) Implementação de sistemas solares distribuídos ao abrigo do modelo de negócio OPEX para utilizadores únicos ou clientes agregados, como escolas públicas. Os departamentos governamentais responsáveis pelo fornecimento de eletricidade aos clientes/escolas podem atuar como agregadores. Estes projectos devem ser desenvolvidos ao abrigo de um regime de contagem bruta. A eletricidade produzida por estes projectos é diretamente alimentada à rede, e as empresas de serviços públicos compram a eletricidade a uma tarifa pré-determinada através de uma política de tarifas de alimentação ou de um processo de concurso.

- 3) O governo deve dar prioridade ao desenvolvimento/promoção de projectos solares distribuídos que atendam primeiro aos centros de carga locais. Isto reduziria as perdas de transmissão e distribuição incorridas na transmissão de eletricidade a partir de centrais eléctricas a gás/óleo.
- 4) Os projectos centrais de energia solar podem ser implementados pela empresa de serviços públicos EMAE, por produtores independentes privados de energia ou por parcerias público-privadas.

### **Tecnologia e normas:**

Todas as abordagens de concessão e seleção de tecnologias para a implementação de projectos solares fotovoltaicos devem basear-se em parâmetros críticos do local, como a topografia, a inclinação, a temperatura mínima e máxima, a precipitação, a carga do vento, a humidade, as condições do solo, etc. Os sistemas fotovoltaicos devem ser concebidos para se adaptarem às coberturas dos edifícios, no caso dos sistemas montados no telhado, ou à topografia do local, no caso dos sistemas montados no solo, para um desempenho ótimo, segurança, facilidade de manutenção e um mínimo de trabalhos de construção civil. A proteção do sistema e o dimensionamento dos cabos devem cumprir as normas aplicáveis, os regulamentos de segurança e as melhores práticas internacionais. As normas aplicáveis à concessão, instalação, O&M e componentes principais são mencionadas nos parágrafos seguintes.

#### ***Normas para a concessão, instalação e O&M de sistemas fotovoltaicos:***

- IEC 62548- 2016: Matrizes fotovoltaicas (PV) - Requisitos de projeto
- IEC TS 62738-2018: Centrais fotovoltaicas montadas no solo - Orientações e recomendações de projeto
- IEC 60364-7-712-2017: Instalações eléctricas de baixa tensão - Parte 7-712: Requisitos para instalações ou locais especiais - Sistemas de alimentação solar fotovoltaica (PV)
- IEC 62446-1-2018: Sistemas ligados à rede - Requisitos para testes de comissionamento de documentação e inspeção.
- IEC 62446-2-2020: Requisitos para a manutenção de sistemas fotovoltaicos
- IEC 62446-3-2017: Requisitos para ensaios de IR
- IEC 61724-1-2017: Monitorização do desempenho do sistema fotovoltaico
- IEC 61724-2-2016: Método de avaliação da capacidade de sistemas fotovoltaicos
- IEC 61724-3-2016: Método de avaliação energética de sistemas fotovoltaicos
- IEC 16229-2015: Componentes do balanço do sistema para sistemas fotovoltaicos - Qualificação do projeto para ambientes naturais
- IEC 61829-2015: Painel fotovoltaico - Medição no local das características corrente-tensão
- IEC 61727-2014: Sistemas fotovoltaicos - Características da interface com a rede eléctrica

#### ***Normas para módulos fotovoltaicos:***

- IEC 61215: Módulos fotovoltaicos terrestres de silício cristalino (PV) - Qualificação do projeto e aprovação do tipo
- IEC 61730 (Parte 1): Qualificação de segurança de módulos fotovoltaicos (PV) - Parte 1: Requisitos para a construção
- IEC 61730 (Parte 2): Qualificação de segurança do módulo fotovoltaico (PV) - Parte 2: Requisitos para os ensaios
- IEC 61701:2020: Ensaio de corrosão por névoa salina de módulos fotovoltaicos (PV)
- IEC 62804-1:2015: Módulos fotovoltaicos (PV) - Métodos de ensaio para a deteção de degradação induzida por potencial.



### **Normas para inversores:**

- IEC 62109-1:2010 (E): Segurança dos conversores de potência para utilização em sistemas de energia fotovoltaica - Parte 1: Requisitos gerais. Parte 2 - Requisitos particulares para inversores
- IEC 62116:2014: Inversores fotovoltaicos ligados à rede eléctrica - Procedimento de ensaio das medidas de prevenção do ilhamento.
- IEC 61683:1999: Sistemas fotovoltaicos - Condicionadores de potência - Procedimento de medição da eficiência.
- IEC TS 62910: Inversores fotovoltaicos ligados à rede pública - Procedimento de ensaio para medições de passagem de baixa tensão

### **Normas para BESS:**

- IEC 62133 ou UL 1642: Requisitos de segurança
- IEC 62281 ou UL 1973: Métodos de ensaio e requisitos para garantir a segurança durante o transporte, exceto para reciclagem ou eliminação.
- UL9540A: Norma para fuga térmica exigida ao nível do sistema BESS.
- IEC 62620: Pilhas e baterias secundárias contendo electrólitos alcalinos ou outros electrólitos não ácidos - pilhas e baterias secundárias de lítio para utilização em aplicações industriais.
- IEC 61508: Segurança funcional de sistemas eléctricos/electrónicos/electrónicos programáveis relacionados com a segurança: Aplicável a todos os sistemas de armazenamento de energia por bateria.
- IEC 61850: Redes de comunicações e sistemas de gestão. (Comunicação do sistema de controlo BESS)

### **Viabilidade técnico-económica global:**

A viabilidade técnica e económica do projeto solar foi estabelecida. Foram identificados os riscos potenciais para o projeto e sugeridas medidas de atenuação. A análise financeira mostra que os parâmetros mais sensíveis que influenciam os resultados financeiros são o custo do projeto, a produção anual de energia, a tarifa de eletricidade, o custo do gasóleo e a taxa de juro do empréstimo a prazo. O CUSTO NIVELADO DE ELETRICIDADE sem BESS é de US\$ 0,69 por kWh (STN 1,54 por kWh) e de US\$ 0,172 por kWh (STN 3,24 por kWh) com 3 horas de reserva de carga total do BESS. Estes valores são muito mais baixos do que a tarifa de eletricidade para clientes comerciais e institucionais. O período de retorno do investimento na ilha de São Tomé é de cerca de cinco (5) anos, com economias de eletricidade da rede e redução do consumo de gasóleo. Os locais sem gerador a gasóleo terão um período de retorno de cerca de seis (6) anos, uma vez que não há economia adicional com a redução do consumo de gasóleo. Da mesma forma, na Ilha do Príncipe, o período de retorno com um gerador a gasóleo é de cerca de três (3) anos; sem um gerador a gasóleo, o mesmo é de cerca de quatro (4) anos. Esta diferença deve-se ao facto de a tarifa de eletricidade da rede ser mais elevada na ilha do Príncipe.

### **Reduzir a importação de gasóleo:**

A implementação parcial do PANER (cenário 2 da secção 3.5), com cerca de 38 MW de capacidade instalada, reduzirá o consumo de gasóleo para a produção de eletricidade em cerca de 46%. A aplicação integral do PANER (cenário 3 da secção 3.5), com cerca de 72 MW de capacidade instalada, reduzirá o consumo de gasóleo para a produção de eletricidade em cerca de 87%. No entanto, devido a um desfasamento entre a demanda e o perfil de produção, cerca de 27% da energia renovável durante o período solar não será utilizada. Esta energia renovável adicional pode ser utilizada através da incorporação de sistemas de armazenamento de energia na rede e de uma programação adequada da energia com a ajuda de sistemas

inteligentes de gestão da energia. As importações de gasóleo podem ser reduzidas ainda mais através do aumento da adoção de veículos eléctricos.

#### **Contribuições determinadas a nível nacional:**

São Tomé e Príncipe emite 568.663,87 toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente. As duas maiores fontes de emissão de gases com efeito de estufa são os sectores da energia e dos transportes, principalmente devido à utilização de combustíveis fósseis [1]. O país pretende cumprir o objetivo delineado nas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC) para 2021, visando uma redução de 27% das emissões até 2030. De acordo com o relatório de recomendação de linha de base normalizada da CQNUAC, o fator de emissão para sistemas de eletricidade da rede aplicável a projectos solares e eólicos é de 0,660 tCO<sub>2</sub> /MWh. Para atingir o objetivo, devem ser reduzidas 153539 toneladas métricas de equivalente CO<sub>2</sub>. Este objetivo pode ser alcançado quando o PANER for totalmente implementado. (Cenário 3 na secção 3.5).

#### **Veículo eléctrico:**

O sector dos transportes de São Tomé e Príncipe está a adotar os veículos eléctricos (VE). Um aumento dos VEs irá gerar mais demanda de energia, e um salto súbito na demanda de energia irá provavelmente sobrecarregar a rede de distribuição. Os projectos solares fotovoltaicos distribuídos podem desempenhar um papel importante na superação deste desafio. Os projectos de energia solar distribuída instalados em edifícios comerciais e institucionais reduzirão o congestionamento de energia na rede de distribuição. Podem ser instaladas estações de carregamento independentes de energia solar ligadas à rede em locais públicos para carregar veículos eléctricos, reduzindo a carga na rede.

#### **Prioridade ao reforço das capacidades:**

As actividades de capacitação e desenvolvimento de competências devem ser priorizadas para a implementação bem-sucedida e a sustentabilidade dos próximos projectos solares fotovoltaicos em São Tomé e Príncipe. Sugere-se a implementação das seguintes actividades nos próximos 1-2 anos.

- 1) Organizar workshops e seminários de dois a três dias sobre os tópicos mencionados na secção 5 para os funcionários da EMAE, do MIRN, da DGRNE e de outras agências governamentais.
- 2) Organizar formação técnica e de gestão de projectos e visitas de exposição para funcionários da EMAE, do MIRN, da DGRNE e de outras agências de execução.
- 3) Organizar workshops e seminários para clientes comerciais e institucionais de eletricidade para aumentar a sensibilização para as opções tecnológicas, modelos de implementação, fontes de financiamento e benefícios económicos da energia fotovoltaica em telhados.
- 4) Organizar workshops e seminários para empresários sobre tecnologias solares fotovoltaicas, oportunidades de negócio, modelos de negócio, economia e fontes de financiamento.
- 5) Criar um centro de formação para formação prática, tal como referido na secção 5.

## 9 REFERÊNCIAS

- [1] "População, total - São Tomé e Príncipe," [Online]. Disponível: <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?locations=ST>. [Acedido em 2024].
- [2] "Plano de Ação Nacional para as Energias Renováveis de São Tomé e Príncipe," UNIDO, 2022.
- [3] "Plano de Ação Nacional de Eficiência Energética para São Tomé e Príncipe," UNIDO, 2022.
- [4] "Relatório Nacional do Ponto de Situação das Energias Renováveis e Eficiência Energética em São Tomé e Príncipe. [Relatório Nacional do Ponto de Situação das Energias Renováveis e Eficiência Energética em São Tomé e Príncipe.", ALER - Associação Lusófona de Energias Renováveis, 2020.
- [5] STP/Governo, "Relatório Nacional do Ponto de Situação das Energias Renováveis e Eficiência Energética em São Tomé e Príncipe. [Relatório Nacional do Ponto de Situação das Energias Renováveis e Eficiência Energética em São Tomé e Príncipe", ALER, 2020.
- [6] "Indicadores," Empresa de Água e Eletricidade (EMAE), [Online]. Disponível: <https://www.emae.st/PT/empresa/indicadores>.
- [7] "Energia", [Online]. Disponível: <https://www.emae.st/PT/produtos/energia>.
- [8] "Indicadores", [Online]. Disponível: <https://www.emae.st/PT/empresa/indicadores>.
- [9] M. R. a. P. R. Hannah Ritchie, "Energia", 2022. [Online]. Disponível: <https://ourworldindata.org/energy>.
- [10] "Energia," Empresa de Água e Eletricidade (EMAE), [Online]. Disponível: <https://www.emae.st/PT/produtos/energia>.
- [11] "Tarifas," Empresa de Água e Eletricidade (EMAE), [Online]. Disponível: <https://www.emae.st/PT/clientes/tarifarios>.
- [12] "Projeto de Recuperação do Setor Elétrico", 2016. [Online]. Disponível: <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/329671467813442450/s%3a3o-tom%3a9-and-pr%3adncipe-power-sector-recovery-project>.
- [13] Direção-Geral dos Recursos Naturais e da Energia (DGRNE), [Em linha]. Disponível: <https://dgrne.org/en/sao-tome-will-produce-540-kwp-solar-energy>.
- [14] "Projeto de Instalação de um Sistema Fotovoltaico na Central de Santo Amaro", [Online]. Disponível: <https://www.aler-renovaveis.org/pt/comunicacao/noticias/projeto-de-instalacao-do-sistema-pv-na-central-de-santo-amaro/>.
- [15] "SPN - São Tomé e Príncipe - EPC, Central Fotovoltaica Sul de Santo Amaro - ETISP," [Online]. Disponível: <https://www.afdb.org/pt/documents/spn-sao-tome-and-principe-epc-south-pv-plant-santo-amaro-etisp>.
- [16] "São Tomé e Príncipe lança concurso para a sua primeira central solar fotovoltaica ligada à rede", [Online]. Disponível: <https://solarquarter.com/2022/05/10/sao-tome-and-principe-issues-tender-for-its-first-grid-connected-solar-pv-plant/>.
- [17] "A energia solar está a ganhar força em São Tomé e Príncipe", [Online]. Disponível: <https://www.pv-magazine.com/2022/11/10/solar-gaining-traction-in-sao-tome-and-principe/>.
- [18] "Cleanwatts vai entregar projectos solares na nação insular de São Tomé e Príncipe," [Online]. Disponível: <https://renewablesnow.com/news/cleanwatts-to-deliver-solar-projects-in-island-nation-of-sao-tome-and-principe-803525/>.
- [19] "São Tomé e Príncipe assina MoU para projeto de energia térmica oceânica," [Online]. Disponível: <https://africa-energy-portal.org/news/sao-tome-and-principe-signs-mou-ocean-thermal-energy-project#:~:text=S%C3%A3o%20Tom%C3%A9%20and%20Pr%C3%ADncipe%20signed,in%20the%20Gulf%20of%20Guinea..>





- [20] "São Tomé e Príncipe: Pequeno Estado insular em transição energética", [Online]. Disponível: <https://www.aler-renovaveis.org/en/communication/news/sao-tome-and-principe-small-island-state-in-energy-transition/>.
- [21] "Programa de apoio a projectos de mini-hídricas em São Tomé e Príncipe", Fundo de Energia Sustentável para África (SEFA), 2018. [Online]. Disponível: <https://www.afdb.org/pt/documents/sao-tome-principe-mini-hydropower-projects-support-programme-enabling-environment-sefa-appraisal-report>.
- [22] "São Tomé e Príncipe", [Online]. Disponível: <https://globalsolaratlas.info/download/sao-tome-and-principe>.
- [23] "Sistema de Informação de Energia e Ambiente de STP", Direção-Geral de Recursos Naturais e Energia (DGNRE), [Em linha]. Disponível: <https://dgrne.org/en/energy-and-environment-information-system-stp>.
- [24] "São Tomé e Príncipe - Programa de apoio a projectos mini-hídricos - Ambiente favorável - Relatório de avaliação SEFA," [Online]. Disponível: <https://www.afdb.org/en/documents/sao-tome-principe-mini-hydropower-projects-support-programme-enabling-environment-sefa-appraisal-report>.
- [25] "São Tomé e Príncipe", [Online]. Disponível: <https://au-afrec.org/sao-tome-and-principe>.
- [26] Y. W. B. B. K. E. P. a. D. R. Marina Brutinel, "*São Tomé e Príncipe - Beyond Connections (Energy Access Diagnostic Report Based on the Multi-Tier Framework)*," Banco Mundial, Washington, 2019.
- [27] "Energy Profile - São Tomé e Príncipe," Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA), 2023.
- [28] Fator de Emissão da Rede de São Tomé e Príncipe, [https://cdm.unfccc.int/methodologies/standard\\_base/2015/sb11.html](https://cdm.unfccc.int/methodologies/standard_base/2015/sb11.html)

# 10 APÊNDICES

## 10.1 APÊNDICE 1: DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Profit and Loss Statement		Figures in Million USD																									
		Year																									
Sl. No.	Particulars	0	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	Project operating period																										
<b>1</b>	<b>Income/ Benefits</b>																										
1.1	Electricity generation from PV plant Million Unit (MU)	4.85	4.81	4.77	4.74	4.70	4.67	4.63	4.60	4.56	4.53	4.49	4.46	4.43	4.39	4.36	4.33	4.30	4.26	4.23	4.20	4.17	4.14	4.11	4.07	4.04	
1.2	Price of electricity saved (USD Per Unit)	0.25	0.25	0.26	0.26	0.26	0.26	0.27	0.27	0.27	0.27	0.28	0.28	0.28	0.28	0.29	0.29	0.29	0.30	0.30	0.30	0.31	0.31	0.31	0.31	0.32	
1.3	Savings from grid electricity	1.21	1.21	1.22	1.22	1.22	1.23	1.23	1.23	1.23	1.24	1.24	1.24	1.24	1.25	1.25	1.26	1.26	1.26	1.27	1.27	1.27	1.27	1.28	1.28	1.28	
1.4	Total savings/ benefit	1.21	1.21	1.22	1.22	1.22	1.23	1.23	1.23	1.23	1.24	1.24	1.24	1.24	1.25	1.25	1.26	1.26	1.26	1.27	1.27	1.27	1.27	1.28	1.28	1.28	
<b>2</b>	<b>Operating Expenditure</b>																										
2.1	O & M Cost for PV system	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.11	0.11	
2.2	Operating Expenses	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.11	0.11	
<b>3</b>	<b>Net savings</b>	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	
<b>4</b>	<b>Depreciation</b>	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	
<b>5</b>	<b>Net savings after depreciation</b>	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	
<b>6</b>	<b>Interest on term loans</b>	0.31	0.28	0.25	0.22	0.18	0.15	0.12	0.09	0.05	0.02																
<b>7</b>	<b>Savings after paying interest</b>	0.69	0.73	0.76	0.79	0.83	0.86	0.89	0.93	0.96	0.99	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	
<b>8</b>	<b>Cumulative savings</b>	0.69	1.42	2.18	2.97	3.80	4.66	5.55	6.48	7.44	8.44	9.45	10.47	11.48	12.50	13.52	14.54	15.56	16.58	17.60	18.62	19.64	20.66	21.68	22.70	23.71	

Schedule for Calculations of Depreciation		Figures in Million USD																									
		Year																									
Sl.No.	Particulars	0	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	Project operating period																										
1	Depreciation (Straight Line method)	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	
2	Depreciation (Battery Replacement)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3	Cumulative Depreciation	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	
4	Written down value (WDV)	4.02	3.87	3.72	3.57	3.42	3.27	3.12	2.97	2.82	2.67	2.52	2.37	2.22	2.07	1.92	1.77	1.62	1.47	1.32	1.17	1.02	0.87	0.72	0.57	0.42	



## 10.2 APÊNDICE 2: CUSTO DE PRODUÇÃO, PERÍODO DE RETORNO DO INVESTIMENTO E TIR

Cost of Energy Generation		Figures in Million USD																									
		Year																									
Sl. No.	Particulars	0	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	Project operating period	0																									
<b>1</b>	<b>Income/ Benefits</b>																										
1.1	Grid electricity saved in Million Unit (MU)	4.85	4.81	4.77	4.74	4.70	4.67	4.63	4.60	4.56	4.53	4.49	4.46	4.43	4.39	4.36	4.33	4.30	4.26	4.23	4.20	4.17	4.14	4.11	4.07	4.04	
<b>2</b>	<b>Expenditure</b>																										
2.1	Operating expenses	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.11	0.11	0.11
2.3	Interest on loan	0.31	0.28	0.25	0.22	0.18	0.15	0.12	0.09	0.05	0.02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.4	Depreciation	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
2.6	Total Expenditure	0.52	0.49	0.46	0.43	0.40	0.37	0.33	0.30	0.27	0.24	0.23	0.23	0.23	0.23	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.25	0.25	0.25	0.25	0.26	0.26
<b>3</b>	<b>Generation cost USD/Unit</b>		0.11	0.10	0.10	0.09	0.08	0.08	0.07	0.07	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07
3.1	Average cost of generation (25, 20 and 10 years basis)		0.07	0.07	0.08																						

### Calculations of Financing Parameters

Calculations of Financing Parameters		Figures in Million USD																									
		Year																									
Sl. No.	Particulars	0	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	Project operating period	0																									
<b>1</b>	<b>Cashflow calculations</b>																										
1.1	Net savings after operating cost and interest	0.69	0.73	0.76	0.79	0.83	0.86	0.89	0.93	0.96	0.99	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
1.2	Add: Depreciation	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
1.3	Add: Residual Value	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4
1.4	Add: Term Loan interest	0.31	0.28	0.25	0.22	0.18	0.15	0.12	0.09	0.05	0.02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.5	Less: Project cost (capex)	-4.64																									
1.6	Less: Capex for battery replacement								0.00									0.00									
1.8	Free project cashflow	-4.64	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.59
1.9	Cumulative cash flow	1.2	2.31	3.47	4.63	5.79	6.95	8.11	9.27	10.44	11.60	12.77	13.93	15.10	16.27	17.44	18.61	19.78	20.94	22.11	23.28	24.45	25.62	26.79	27.96	29.55	
<b>2</b>	<b>Internal Rate of Return (IRR)</b>																										
<b>3</b>	<b>NPV (Million USD)</b>																										
<b>4</b>	<b>Payback period in years</b>																										



### 10.3 ANEXO 3: LISTA DE EMPRESAS DE ENERGIA SOLAR EM STP

#	Nome da empresa	Região	Produtos	Sítio Web
1	Cleanwatts	Portugal	Módulos fotovoltaicos, bateria, inversores solares	<a href="https://cleanwatts.energy/">https://cleanwatts.energy/</a>
2	Energia AIMS	São Tomé e Príncipe	Módulos fotovoltaicos, bateria, inversores solares	<a href="https://www.aimscorp.net/Sao-Tome-and-Principe-Power-Inverters-and-Solar-Panels/">https://www.aimscorp.net/Sao-Tome-and-Principe-Power-Inverters-and-Solar-Panels/</a>
3	Instalador fora da rede	São Tomé e Príncipe	Módulos fotovoltaicos, bateria, inversores solares	<a href="https://offgridinstaller.com/blog/off-grid-sao-tome-and-principe/">https://offgridinstaller.com/blog/off-grid-sao-tome-and-principe/</a>



